



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.  
Куст скважин №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 1. Промысловые трубопроводы**

**ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.  
Куст скважин №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 1. Промысловые трубопроводы**

**ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00**

**Главный инженер**

**Н.П. Попов**

**Главный инженер проекта**

**Е.В. Ровенская**

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



Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	
ТЮ-КП5-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы.	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Схема сбора нефти и газа Тас-Юряхского НГКМ	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN250 и УЗА-002 в т.вр.2	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN500 и узла охранной запорной арматуры в районе УПНГ	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Площадка узла приема СОД DN250 и УЗА-002 в т.вр. 2. План. Разрезы 1-1, 2-2.	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Совмещенная площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр. 3. План. Разрезы 1-1, 2-2.	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Узел приема СОД DN500 и узел охранной запорной арматуры в районе УПНГ. План. Разрезы 1-1, 2-2.	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-008	Емкость дренажная подземная V=8 м3. План. Виды А и Б	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-009	Узел врезки на территории УПНГ нефтегазосборного трубопровода от совмещенной площадки СОД до УПНГ. План. Вид А. Разрезы 1-1, 2-2.	
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-РР-001	Куст скважин N5. Расчет на прочность трубопроводов системы сбора	

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.А. Колмыков
Ведущий инженер	Р.В. Мустаев
Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	Е.А. Никишова
Главный специалист	М.А. Федотенко
Заведующий группой	А.В. Елуферьев
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ИСКУССТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ .....	1–4
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1–4
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	1–4
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА .....	1–4
1.3.1 Топографические условия.....	1–5
1.3.2 Инженерно-геологические условия.....	1–5
1.3.3 Гидрогеологические условия.....	1–9
1.3.4 Метеорологические и климатические условия.....	1–11
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.) .....	1–12
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1–12
1.4.2 Заболачивание .....	1–14
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов.....	1–14
1.4.4 Подтопление .....	1–14
1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов .....	1–15
1.4.6 Сейсмичность .....	1–16
1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий .....	1–16
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1–18
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА .....	1–19
1.7 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА .....	1–19
1.8 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1–20
1.9 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1–21
1.9.1 Узлы приема средств очистки и диагностики .....	1–24
1.9.2 Емкость дренажная.....	1–26
1.9.3 Запорная арматура .....	1–27
1.9.4 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 через препятствия.....	1–28
1.9.4.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации .....	1–28
1.9.4.2 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги.....	1–32
1.9.4.3 Переходы нефтегазосборного трубопровода водные преграды .....	1–33
1.9.5 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 .....	1–34
1.9.6 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	1–35
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ .....	1–41
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1–41
1.12 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1–41
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА .....	1–42
1.14 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА .....	1–43
1.15 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1–43
1.16 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	1–44
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ .....	2–1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2–1
2.2.1 Промысловые трубопроводы.....	2–1

2.3	ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА .....	2-1
2.4	МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.4.1	Трубы.....	2-1
2.4.2	Детали трубопроводов и фланцы .....	2-3
2.4.3	Крепежные детали.....	2-3
2.4.4	Запорная и регулирующая арматура .....	2-4
2.4.5	Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5	РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1	Исходные данные .....	2-4
2.5.2	Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов .....	2-5
2.5.3	Расчёт срока службы промысловых трубопроводов.....	2-7
2.5.4	Проверочный расчет на прочность трубопроводов .....	2-8
2.5.5	Расчёт прилегания.....	2-10
2.5.6	Выборка типоразмеров труб .....	2-11
2.6	ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ .....	2-12
2.7	РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-12
2.8	Сварка трубопроводов. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-15
2.9	АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-17
3	ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
3.1	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	3-1
3.2	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3-1
3.3	СОКРАЩЕНИЯ .....	3-1
3.4	ОБЩИЕ ДАННЫЕ .....	3-1
3.5	КРИТЕРИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ .....	3-1
3.6	ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА .....	3-2
Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б	Ведомость оборудования, изделий и материалов. Линейные трубопроводы .....	Б-1

# **1 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения**

## **1.1 Введение**

В настоящем разделе представлено описание основных технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

- Участок №1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №5 до т.вр.2, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, PN63;
- Участок №2. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.2 до т.вр. 3, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63;
- Участок №3. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.3 до начала совместной прокладки, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63;
- Участок №4. Нефтегазосборный трубопровод от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД (05Л-КП-003), со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63;
- Участок №5. Нефтегазосборный трубопровод от совмещенной площадки СОД камеры приема СОД (05Л-КП-003) до установки подготовки нефти и газа (УПНГ), со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63.

## **1.2 Исходные данные**

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

- Задание на проектирование объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Обустройство Тас-Юряхского месторождения. Куст скважин №5», утвержденное техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 5 августа 2024 г.;
- Приложения №№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 к заданию на проектирование;
- Изменение №1 к заданию на проектирование, утвержденное техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 17 февраля 2025 г.;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» май – июнь 2025 года;

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

## **1.3 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях**

## **участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта**

### **1.3.1 Топографические условия**

В административном отношении район работ расположен в Республике Саха (Якутия), Мирнинском улусе, на Тас-Юряхском месторождении.

Объект изысканий расположен в 29,9 км на северо-восток от с. Тас-Юрях, в 80,0 км на юго-запад от г. Мирный, в 143,8 км на северо-запад от г. Ленск.

На территории объекта производства работ населенные пункты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты: с. Преображенка – 346 км юго-западного направления; г. Ленск – 130 км юго-восточного направления; пгт Витим – 252 км южного направления; и аэропорт Талакан – 240 км юго-западного направления.

### **1.3.2 Инженерно-геологические условия**

Проектируемый участок работ относится к категории сложности инженерно-геологических условий III (сложной), согласно приложению Г табл. Г.1 СП 47.13330.2016, категории сложности инженерно-геокриологических условий III (сложной), согласно приложения А СП 493.1325800.2020.

#### ***Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до УПНГ. Участок №1 КП5-т.вр.2 ПК0+00 – ПК13+18,04***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0-17,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми и мерзлыми суглинками и песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

По всему профилю с глубины 0,2 м вскрыт слой суглинков тяжелых пылеватых тугопластичных (ИГЭ 203), мощностью 0,5-5,4 м. Далее вскрыт слой песка рыхлого мелкого средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 0,8-9,0 м.

На ПК0+0.00-ПК3+42.92 и на ПК5+46.22-ПК13+18.04 с глубины 3,8-6,0 м вскрыт слой песков мелких твердомерзлых слабодистых массивной криотекстуры, в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448), мощностью 3,5-6,2 м.

На ПК12+89.13-ПК13+18.04 с глубины 10,3 м вскрыты слой песка твердомерзлого средней крупности слабодистый, в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 438), мощностью 6,7 м.

#### ***Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до УПНГ. Участок №2 т.вр.2-т.вр.3 ПК0+00 – ПК13+57,99***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0-17,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми и мерзлыми суглинками и песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

На ПК0+0.00-ПК2+0.00 и на ПК6+60.00-ПК13+57.99 в геологическом строении разреза на глубине 0,2 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203), мощностью 0,4-6,0 м.

На ПК2+0.00+ПК6+60.00 на глубине 0,2 м принимает участие песок рыхлый мелкий средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 2,0-2,7 м.

По всему профилю с глубины 4,9-9,0 м вскрыт слой песков мелких твердомерзлых слабодистых массивной криотекстуры, в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448), мощностью 1,0-9,7 м.

На ПК0+0,00-ПК1+22,38 с глубины 10,3 м вскрыты слой песка твердомерзлого средней крупности слабодистый, в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 438), мощностью 6,7 м.

***Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до УПНГ. Участок №3 т.вр.3-Начало совместной прокладки. ПК0+00 – ПК49+89,35***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0-17,0 м) принимают участие грунты, представленные тальми и мерзлыми песками и суглинками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

На ПК0+0,00-ПК10+80,00, ПК12+0,00-ПК47+40,00 в геологическом строении разреза на глубине 0,2-0,3 м, а также на ПК47+29,51-ПК49+80,00 на глубине 6,5 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203), мощностью 0,4-6,7 м.

На ПК0+0,00-ПК12+66,38, ПК3+0,00-ПК8+5,11, ПК8+80-ПК18+69,72, ПК22+2,00-ПК31+33,3, ПК33+20-ПК36+10,6, ПК37+74,95-ПК40+17,69, ПК40+55,05-ПК49+89,35 на глубине 0,3 м в геологическом строении разреза принимает участие песок рыхлый мелкий средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 2,1-9,5 м.

На ПК49+40,00-ПК49+89,35 в геологическом строении разреза на глубине 0,3 м, а также на ПК44+21,22-ПК45+44,39 на глубине 5,0 м принимает участие песок рыхлый пылеватый средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 2,0-5,8 м.

На ПК0+0,00-ПК12+24,21, ПК13+34,57-ПК22+53,15, ПК23+31,13-ПК33+81,85, ПК35+56,92-ПК41+7,43, ПК44+5,97-ПК49+35,57, ПК47+34,19-ПК48+40,00 с глубин 0,1-7,3 м вскрыт слой песка мелкого твердомерзлого слабодистого массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлого влажного (ИГЭ 448), мощностью 2,3-9,7 м.

На ПК12+24,22-ПК13+34,57, ПК15+7,46-ПК18+42,95, на ПК20+25,02-ПК23+31,13, ПК31+33,26-ПК32+31,86, ПК38+81,91-ПК39+747,75, ПК47+34,19-ПК48+31,79 вскрыты слои песка твердомерзлого средней крупности слабодистый, в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 438), мощностью 1,5-4,8 м.

***Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до УПНГ. Участок N4 Начало совместной прокладки - Совмещенная площадка СОД. ПК0 – ПК44+93,16***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (7,0-17,0 м) принимают участие грунты, представленные тальми песками, суглинками и глинами. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

На ПК0+0,00-ПК9+20,00 в геологическом строении разреза на глубине 0,3 м принимает участие песок рыхлый пылеватый средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 5,8-6,3 м.

На ПК0+0,00-ПК9+20,00 на глубине 6,1-6,4 м, а также на ПК9+20,00-ПК22+40,00 на глубине 0,1-0,3 м принимает участие песок рыхлый мелкий средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 0,4-11,4 м.

На ПК21+30-ПК22+40,00 м с глубины 11,5 м вскрыт слой песка мелкого твердомерзлого слабодистого массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлого влажного (ИГЭ 448), мощностью 5,5 м.

*ПК22+40,00-ПК30+36,17*

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми и мерзлыми суглинками, а также мерзлыми песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,2 м.

На ПК22+40,00-ПК9+20,00 в геологическом строении разреза на глубине 0,3 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 1,1-1,8 м.

На ПК22+40,00-ПК26+32,76 в геологическом строении разреза на глубине 1,4-6,0 м принимает участие суглинок пластичномерзлый слабодыстый с включением щебня до 20%, в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного (ИГЭ 211) мощностью 4,0-7,3 м.

На ПК22+40,00-ПК23+55,7, а также на ПК26+10,00-ПК30+16,75 в геологическом строении разреза на глубине 1,4-6,0 м принимает участие суглинок охлажденный слабодыстый криотекстура слоистая в талом состоянии тугопластичный (ИГЭ 209) мощностью 1,8-4,5 м.

На ПК23+0,00-ПК25+70,00 на глубине 1,3-1,6 м, а также на ПК26+17,61-ПК30+36,17 на глубине 4,0-5,6 м в геологическом строении разреза принимает участие песок мелкий твердомерзлый слабодыстый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448) мощностью 1,2-2,7 м.

На ПК 25+95,76-ПК30+36,17 на глубине 4,0-5,6 м в геологическом строении разреза принимает участие песок мелкий твердомерзлый слабодыстый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448) мощностью 3,2-4,5 м.

Скважиной 3003д\* на глубине 8,7 м вскрыт щебнистый грунт мерзлый с суглинистым заполнителем 20% (ИГЭ 520) мощностью 1,3 м.

*ПК30+36,17-ПК32+36,17*

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (8,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми суглинками и песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,3 м.

В геологическом строении разреза на глубине 0,3 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 6,3-6,5 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый водонасыщенный (ИГЭ 446) мощностью 1,2-1,4 м.

На ПК30+16,75-ПК32+36,17 при бурении скв. 3008д\*, 3009д\* вскрыт горизонт подземных вод с глубиной появления 6,6-6,8 м и глубиной установления 6,6-6,8м, приуроченный к слою песка мелкого рыхлого водонасыщенного.

*ПК32+36,17-ПК44+93,16*

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми и мерзлыми суглинками, мерзлыми песками, торфом. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,2 м.

На ПК33+94,89-ПК35+1,09 в геологическом строении разреза на глубине 0,2 м принимает участие торф среднеразложившийся влажный (ИГЭ 94) мощностью до 0,5 м.

В описываемом интервале в геологическом строении разреза на глубине 0,2-3,0 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,5-2,9 м.

На ПК38+93,03-ПК43+65,57 в геологическом строении разреза на глубине 0,2-5,6 м принимает участие песок мелкий рыхлый водонасыщенный (ИГЭ 446) мощностью 0,9-2,8 м.



На ПК32+36,17-34+72,48, а также в скв.3017д в геологическом строении разреза на глубине 0,2-5,6 м принимает участие песок средней крупности с включением щебня до 20% твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 439) мощностью 1,3-7,2 м.

На ПК35+1,09-ПК44+93,16 в геологическом строении разреза на глубине 0,5-8,0 м принимает участие песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 438) мощностью 1,2-8,0 м.

На ПК32+36,17-ПК39+20, ПК40+15,15-ПК44+93,16 в геологическом строении разреза на глубине 1,8-9,2 м принимает участие песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448) мощностью 1,4-8,7 м.

На ПК38+93,03-ПК43+65,57 вскрыт горизонт подземных вод с глубиной появления 0,2-3,1 м и глубиной установления 0,2-3,1 м, приуроченный к слою песка мелкого рыхлого водонасыщенного.

***Трубопровод нефтегазосборный от КП N5 до УПНГ. Участок N5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ.***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0-17,0 м) принимают участие грунты, представленные талыми суглинками, а также талыми и мерзлыми песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,2 м.

В геологическом строении разреза на глубине 0,2 м принимает участие суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 1,8-2,3 м.

Всеми скважинами описываемого интервала на глубине 2,0-3,5 м вскрыт песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 448) мощностью 1,0-13,5 м.

В описываемом интервале в разрезе скважин, за исключением скважины 3021д, на глубине 4,0-9,3 м вскрыт песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии рыхлый влажный (ИГЭ 438) мощностью 8,0 м.

На ПК0+0,00-ПК0+80,00 в геологическом строении разреза на глубине 2,2-2,5 м принимает участие песок мелкий рыхлый водонасыщенный (ИГЭ 446) мощностью 0,8-1,0 м. К нему приурочен горизонт подземных вод с глубиной появления 2,2-2,5 м и глубиной установления 2,2-2,5 м..

***Камера приема СОД с охранной запорной арматурой на совмещенной площадке узлов запуска и приема СОД***

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (17,0 м) принимают участие грунты, представленные песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1 м.

В геологическом строении разреза на глубине 0,1 м принимает участие песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 11,4-13,1 м.

На участке работ вскрыты многолетнемерзлые грунты. На глубине 11,5-13,2 ММГ представлены песками мелкими твердомерзлыми слабольдистыми (ИГЭ 449), мощностью 3,8-5,5 м.

### 1.3.3 Гидрогеологические условия

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

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

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

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

Водоносные комплексы региона подвергались многолетнему промерзанию, а гидрогеологические структуры – криогенному преобразованию. В каждой из структур степень преобразования менялась в соответствии с геокриологической зональностью.

В подзоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород водоносные комплексы почти полностью заморожены. В зоне активного водообмена в них сохранились, в основном, надмерзлотные воды сезонноталого слоя и несквозных таликов.

Криогенное преобразование водоносных комплексов имеет для подземных вод не только негативные последствия. При формировании в сезоннопротаивающих суглинках посткриогенной текстуры фильтрационная способность их повышается на 2-3 порядка, а при морозобойном растрескивании сезонномерзлый слой пород становится временно, до заполнения криогенных трещин льдом, водопроницаемым.

На момент изысканий на территории проектируемых сооружений уровень грунтовых вод не вскрыты.

На смежной территории, водоносный горизонт приурочен к песчаным грунтам. Грунтовые воды преимущественно безнапорные, местами могут обладать слабым напором, его величина может возрасть при формировании слоя сезонного промерзания. Основной водоупор не вскрыт.

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

Для большей части территории изысканий временное установление подземных вод следует ожидать в весенний период при снеготаянии и в период затяжных дождей. Появление грунтовых вод прогнозируется в паводковый и многоводный период года с установлением на

глубине соотносящейся с высотой уреза ближайших поверхностных водотоков. Водупором будут служить многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

Подземные воды по режиму питания относятся к смешанному типу. В режиме уровня грунтовых вод характерным является весенний подъем, происходящий за счет инфильтрации талых вод и атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в местную гидрографическую сеть.

Грунтовые воды территории изысканий имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами.

Гидрография района представлена пересекаемыми ложбиной стока и ручьем б/н – верхними звеньями гидрографической сети.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы Х.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции пресных природных вод по водородному показателю – среднеагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – среднеагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы Х.5) степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции при среднегодовой температуре воздуха до 0 °С по водородному показателю – слабоагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – слабоагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы В.4, В.5) степень агрессивности грунтовых вод на бетоны марок W10-W20 для цементов I, II, III группы по сульфатостойкости – неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) степень агрессивности грунтовых вод на стальную арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании для бетона марок W10-W20 – неагрессивная.

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

По характеру подтопления участок работ согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относится к не подтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод более 3 м).

По участку проведения инженерных изысканий водовмещающими породами служат делювиально-элювиальные отложения – пески средней крупности и мелкие:

-ИГЭ 437, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м3/с до 7.1 м3/с среднее значение составляет 5,14 м3/с

-ИГЭ 445, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м3/с до 7.3 м3/с среднее значение составляет 3,88 м3/с.

-ИГЭ 455, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м3/с до 7.3 м3/с среднее значение составляет 3,25 м3/с.

-ИГЭ 446\*, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м3/с до 7.3 м3/с среднее значение составляет 6.46 м3/с.

*Прогноз изменений гидрогеологических условий* в процессе строительства и эксплуатации.

Следует также отметить, что при строительстве, возможно механическое воздействие на природные объекты, которое связано с комплексом земляных работ и т.д. Механическое воздействие имеет комплексный характер, трансформирует испарение, условия дренирования

и грунтового стока. Строительные работы ведут к значительным нарушениям естественных природных процессов:

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

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

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

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

### **1.3.4 Метеорологические и климатические условия**

Климатическая характеристика района изысканий составлена согласно климатическим данным, предоставленных ФГБУ «Якутское УГМС» по одной из репрезентативных метеостанций. Для района изысканий такой станцией является МС Дорожный.

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

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

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5—3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до  $15^{\circ}\text{C}$  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  $-20^{\circ}\text{C}$ .

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 связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии. Абсолютные максимумы температуры достигают +39,2 °С. Сочетание высоких температур и малого количества осадков вызывает в отдельные годы засухи.

#### *Температура воздуха*

Среднегодовая температура воздуха равняется минус 6,5°С. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым — июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет 36,4°С, минимальная температура воздуха составляет минус 59,5°С.

#### *Осадки и влажность воздуха*

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

Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм.

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

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

- по весу снегового покрова (Карта 1) — IV; нормативное значение веса снегового покрова — 2.0 кПа;
- по давлению ветра (Карта 2) — Ia; нормативное значение ветрового давления — 0,17 кПа;
- по толщине стенки гололеда (Карта 3) — II; толщина стенки гололеда - 5 мм;
- по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °С (карта 4) — минус 50°С
- по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °С (карта 5) — плюс 32°С

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

На участке работ к основным неблагоприятным процессам и явлениям следует отнести морозное пучение, заболачивание грунтов, подтопление.

#### **1.4.1 Многолетнемерзлые грунты**

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

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) в целом по объекту имеют локальное распространение, мощностью от 1,6 м до 14,8 м. Вскрытая мерзлота преимущественно «несливающегося типа».

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от плюс 0,04 до минус 0,89 °С. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,38 °С.

Многолетнемерзлые грунты представлены элювиально-делювиальными отложениями (edQII-III):

- |      |   |
|------|---|
| 2090 | Суглинок охлажденный слабодистый криотекстура слоистая в талом состоянии тугопластичный   |
| 448  | Песок мелкий твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный   |
| 449  | Песок мелкий пластичномерзлый слабодистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный  |
| 459  | Песок пылеватый пластичномерзлый слабодистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный                                      |
| 438  | Песок средней крупности твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный                                 |
| 209* | Суглинок пластичномерзлый слабодистый слоистой криотекстуры в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного                    |
| 211* | Суглинок пластичномерзлый слабодистый с включением щебня до 20%   |
| 439* | Песок средней крупности с включением щебня до 20% твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный |
| 520* | Щебнистый грунт мерзлый с суглинистыми заполнителем 20%   |

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

Следует отметить, что единичные замеры температур при изысканиях не могут охарактеризовать всего многообразия температурного режима современного состояния мерзлоты в пределах изучаемого участка, и прогноз, составленный на их основе не всегда достоверен. Поэтому необходимо использовать опыт исследований на аналогичных участках и традиционный подход к сохранению мерзлотного состояния грунтовых оснований.

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является соблюдение температурного режима грунтов.

На территории с многолетнемерзлыми грунтами вертикальную планировку местности следует производить подсыпкой. При использовании многолетнемерзлых грунтов по I принципу подсыпку следует выполнять, как правило, в зимний период после промерзания сезонно-оттаявшего слоя грунта (не менее чем на 0,2 м), после предварительной очистки поверхности грунта от снега.

При использовании грунтов по I принципу и при выполнении выше перечисленных рекомендаций предполагаемая техногенная нагрузка от строительства данного объекта не повлечет за собой формирование новых форм рельефа и глобального преобразование условий

залегания, состава и свойств грунтов, в процессе строительства может претерпеть незначительные изменения лишь техногенный рельеф.

При выборе любого варианта использования грунтов в качестве оснований под инженерные сооружения, необходимо предусмотреть организацию сети геотехнического мониторинга. Заложение сети (термометрические скважины, деформационные марки и метки на опорах фундаментов, эстакад и дорожных плитах) и реперные замеры осуществляются на стадии строительства. В дальнейшем необходимо предусмотреть проведение периодического инструментального контроля (мониторинг) за состоянием геологической среды и инженерных сооружений в период их эксплуатации.

#### **1.4.2 Заболачивание**

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

При рекогносцировочном обследовании процесс заболачивания не обнаружен.

#### **1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов**

При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предельная влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Неравномерность сезонного пучения вызывает формирование плоских бугров высотой до 1 м и диаметром 5-10 м или плоско-выпуклых поднятий с поперечником 0,5-1,0 м и высотой не более 0,5-1,0 м.

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

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

По степени пучинистости суглинки и пески, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020:

ИГЭ – 204, слой 92\* сильнопучинистые

ИГЭ – 203, 209\*, 446\* среднепучинистые

ИГЭ – 455 слабопучинистые

ИГЭ – 437, 438 непучинистые.

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

#### **1.4.4 Подтопление**

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

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

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

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

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

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

#### 1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов

На образование почв весьма влияет сплошное промерзание грунтов в зимний период до верхней поверхности многолетнемерзлых пород с последующими сезонными оттаиваниями поверхностного горизонта. Это приводит к существенным изменениям фазового состояния и к перераспределению почвенной воды в грунтах. На почвенные процессы воздействуют также изменения местного теплового баланса почв, вызванные неравномерным распределением находящихся в них льдов, которые в одних местах сохраняются на значительные промежутки времени, а в других подвергаются оттаиванию.

При сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит от 50 до 75%.

Нормативная глубина промерзания/оттаивания для выделенных ИГЭ приведено в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 - Нормативная глубина промерзания/оттаивания для выделенных ИГЭ**

Номер ИГЭ	Наименование грунта	Глубина сезонного промерзания, $d_{f,n}$	Глубина сезонного оттаивания, $d_{th,n}$
209	Суглинок пластичномерзлый слабодыстый в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	-	2,17
438	Песок средней крупности твердомерзлый слабодыстый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,13
449	Песок мелкий твердомерзлый льдыстый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,01
458	Песок пылеватый твердомерзлый слабодыстый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,17
203	Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный	2,47	-
435	Песок средней крупности рыхлый средней степени водонасыщения	3,66	-



Номер ИГЭ	Наименование грунта	Глубина сезонного промерзания, $d_{f,n}$	Глубина сезонного оттаивания, $d_{th,n}$
445	Песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения	3,62	-
455	Песок пылеватый рыхлый средней степени водонасыщения	3,49	-
448	Песок мелкий твердомерзлый слабодыстый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный	-	3,28
446	Песок мелкий рыхлый водонасыщенный	3,39	-

#### 1.4.6 Сейсмичность

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

#### 1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий

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

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

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

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

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

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

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

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

Отсутствие растительного покрова и приподнятость насыпи над окружающей территорией приводит к существенному уменьшению мощности снежного покрова на поверхности площадки и увеличению его плотности за счет воздействия ветра. Кроме того, в период строительства и эксплуатации инженерных сооружений, поверхность площадки периодически очищается от снежного покрова. Все это приводит к существенному понижению среднегодовых температур грунтов под насыпной площадкой. В случае создания отсыпки из непучинистых песчаных пород на грунты оказывается охлаждающее воздействие, увеличивающее прочностные характеристики мерзлого массива в целом. В случае если на площадках существуют участки с разной мощностью снежного покрова, возможно образование одиночных сезонных бугров пучения инъекционного типа при промерзании грунтов сезонно-талого слоя, представленного песками пылеватыми водонасыщенными.

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

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

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

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

На участках повышенного накопления снега (нижняя часть откосов насыпи, эстакады и другое) обычно отмечается заметное повышение температуры грунтов (иногда на  $1,0 \div 1,5^\circ\text{C}$ ),

что приводит к формированию зон «растепления» и созданию мозаичной картины, состоящей из талых и мерзлых зон.

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

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

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

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

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

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

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

По данным электроразведки методом вертикального электрического зондирования получены удельные электрические сопротивления, которые по всему исследуемому участку в пределах исследуемой глубины до 17 м, меняется от 53 до 2085 Ом\*м, что свидетельствует о низкой коррозионной агрессивности грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали.

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

Талые грунты:

– Песок (286 - 482 Ом\*м) – Низкая;

- Суглинок (53 - 69 Ом\*м) – Низкая;
- Мерзлые грунты:
- Суглинок (178 - 498 Ом\*м) – Низкая;
  - Песок (1563 - 2085 Ом\*м) – Низкая

Согласно приложению Г ГОСТ 9.602-2016 на исследуемых объектах наличие блуждающих токов не выявлено, т.к. значение разности потенциалов не превышает пороговые 0,5 В, на время проведения исследований.

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

Согласно таблице, В.3 СП 28.13330.2017 грунтовые воды характеризуются следующей агрессивностью:

- по показателю бикарбонатной щелочности неагрессивные к маркам бетона W4-W8;
- по водородному показателю неагрессивные к марке бетона W4-W8;
- по содержанию агрессивной углекислоты неагрессивные к марке бетона W4-W8;
- по содержанию ионов магния, аммония, натрия и калия неагрессивные к маркам бетона W4-W8.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы X.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции пресных природных вод по водородному показателю – среднеагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – среднеагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы X.5) степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции при среднегодовой температуре воздуха до 0 °С по водородному показателю – слабоагрессивная, по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – слабоагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблицы В.4, В.5) степень агрессивности грунтовых вод на бетоны марок W10-W20 для цементов I, II, III группы по сульфатостойкости – неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) степень агрессивности грунтовых вод на стальную арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании для бетона марок W10-W20 – неагрессивная.

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

### **1.7 Сведения о категории и классе линейного объекта**

В данном проекте предусматриваются следующие промышленные трубопроводы:

- Участок №1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №5 до т.вр.2, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, L=1305 м.;
- Участок №2. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.2 до т.вр.3, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, L=1319 м.;

- Участок №3. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.3 до начала совмещенной прокладки, со следующими техническими характеристиками - условный диаметр трубопровода DN500, L=4959 м.;
- Участок №4. Нефтегазосборный трубопровод от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД (05Л-КП-003), со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63, L=4466
- Участок №5. Нефтегазосборный трубопровод от совмещенной площадки СОД камеры приема СОД (05Л-КП-003) до установки подготовки нефти и газа (УПНГ), со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63, L=203 м.

Предусматриваются промысловые трубопроводы подземной прокладки.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы рассчитаны на давление 6,3 МПа.

Продукт, транспортируемый по трубопроводам, относится к категории 2.

В соответствии с определением таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, категория нефтегазосборных трубопроводов принята «В», на пересечениях с автомобильными дорогами общего пользования IV, V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна.

В соответствии с требованиями п. 7.1.2 и табл.3 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый нефтегазосборный трубопровод на участках:

- Участок №1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №5 до т.вр.2 DN250 PN63 относится ко II классу, категории Н.
- Участок №2. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.2 до т.вр.3, DN300 PN63 относится ко II классу, категории Н.
- Участок №3. Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.3 до начала совмещенной прокладки DN500 PN63 относится к I классу, категории С;
- Участок №4. Нефтегазосборный трубопровод от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД DN500 PN63 относится к I классу, категории С;
- Участок №5. Нефтегазосборный трубопровод от совмещенной площадки СОД камеры приема СОД DN500, PN63 относится к I классу, категории С;

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

Максимальная пропускная способность трубопроводов принята по прогнозным показателям по добыче нефти, жидкости и газа для скважин проектируемых кустов.

Рабочее давление трубопроводов системы сбора составляет 1,2-5,0МПа(изб.).

Расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 6,3МПа(изб.).

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

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный.

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

Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5, включает в себя строительство нефтегазосборного трубопровода:

- Участок №1 КП №5 – т.вр.2;

- Участок №2 т.вр. 2 – т.вр. 3
- Участок №3 т.вр.3 – Начало совмещенного участка
- Участок №4 Начало совмещенного участка – Совмещенная площадка СОД
- Участок №5 Совмещенная площадка СОД - УПНГ

### **1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта**

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №5 до площадки узла приема СОД DN250 и УЗА-002 на т.вр.2, составляет DN250.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от площадки узла приема СОД DN250 и УЗА-002 на т. вр.2 до площадки узлов приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 на т. вр.3, составляет DN300.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от площадки узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 на т. вр.3 до совмещенной площадки СОД, составляет DN500.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от совмещенной площадки СОД до УПНГ, составляет DN500.

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №5 до УПНГ является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП5-ZV-001 являются границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является узел врезки на территории-УПНГ.

В точке врезки 2 предусматривается площадка с единым ограждением, в составе которой (см. лист ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-005):

- запорная арматура с ручным приводом 05Л-MV-001 DN250 PN63 УЗА №2;
- узел приема СОД DN250 PN63 05Л-КП-001;

В точке врезки 5 в одном обваловании с площадкой камер СОД и УЗА располагается подземная дренажная емкость 05Л-ЕД-002. Для обслуживания технологического оборудования предусматривается общий подъезд для транспорта.

В точке врезки 3 предусматривается площадка с единым ограждением, в составе которой (см. лист ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-006):

- запорная арматура с ручным приводом 06Л-MV-001 DN300 PN63 УЗА №3;
- запорная арматура с электроприводом 05Л-XV-001 и 05Л-XV-002 DN500 PN63;
- узел приема СОД DN300 PN63 05Л-КП-002;
- узел запуска СОД DN500 PN63 05Л-КЗ-002.

В точке врезки 3 в одном обваловании с площадкой камер СОД и УЗА располагается подземная дренажная емкость 05Л-ЕД-003. Для обслуживания технологического оборудования предусматривается общий подъезд для транспорта.

В районе УПНГ располагается в едином ограждении:

- совмещенная площадка узла приема СОД DN500 PN63 05Л-КП-003, узла охранной запорной арматуры 05Л-ZV-001 и узла приема СОД DN500 PN63 10Л-КП-003. Узел приема СОД DN500 PN63 10Л-КП-003 проектируются в проекте 1325/10.2 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10»;

- площадка узла запуска УЗ СОД-001 DN300 совмещенная с охранной запорной арматурой. Данная площадка проектируется в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1»;
- подземная дренажная емкость ЕП-001, которая проектируется в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1».

В едином ограждении предусмотрены ворота с калиткой и подъезды для техники для обслуживания технологического оборудования.

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборные трубопроводы от куста скважин №5 прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода или балластирующего устройства (надземные участки трубопроводов – на площадках узлов запуска/приема СОД, описание приведено в п. 1.8.1).

По трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №5 предусмотрен пропуск очистных/диагностических снарядов. Углы поворота по трассе трубопровода на участке прохождения СОД выполняются отводами с радиусом изгиба 5DN.

Проектом предусматривается поэтапный ввод сооружений. Сооружения, вводимые на каждом этапе, приведены в Изменении №1 к заданию на проектирование и в томе 1.

На участке параллельного следования проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №5 с напорным нефтепроводом, запроектированным в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1, ввиду наличия по трассе трубопроводов ММГ и риска потери несущей способности при оттаивании, в соответствии с «Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода», приведенного в документе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-РР-001 расстояние между осями трубопроводов составляет 15 метров.

Согласно этим же расчетам, максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет не менее 200 мм.

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

Присоединение отводов к трубопроводу (в т.ч. холодногнутых вставок) выполнять через катушку с целью выполнения требования по смещению продольных швов.

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

Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материальному исполнению трубопроводов, на которых они установлены.

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

Материальное исполнение промысловых трубопроводов и Анतिकоррозионная защита трубопроводов и оборудования приведены в разделе 2.

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

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

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».

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для дренажной емкости обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения, свеча):

- Зона 0 - открытое пространство радиусом 1,5 м вокруг оголовков свечей;
- Зона 1 - открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей;
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022 для дренажной емкости обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения, свеча):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей;
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении.



В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для камеры приема СОД обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 1,5 м от источника (задняя крышка камеры);
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 1,5 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022 для камеры приема СОД обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 1 - открытое пространство радиусом 1,5 м от источника (задняя крышка камеры);
- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (фланцевые пары, арматура); открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 1,5 м от зоны 1 в любом направлении.

В соответствии с Приказом №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 для узла запорной арматуры обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 3 м от источника (фланцевые пары, арматура).

В соответствии с ГОСТ 31610.10-1-2022 для узла запорной арматуры обозначаются следующие границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей (запорная арматура, фланцевые соединения):

- Зона 2 - открытое пространство радиусом 5 м от источника (фланцевые пары, арматура).

На основании расчета на прочность трубопроводов системы сбора приведенного в документе ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-РР-001, по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 на ПК10+00.0-ПК14+80.0, ПК30+42.44- ПК31+45.0 производится выемка и замена просадочного грунта (ИГЭ N209) на глубину от 1,5 до 4,0 м от отметки рельефа. Остаточная мощность просадочного грунта (ИГЭ 209) в основании трубопровода должна составлять не более 1,0 м.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.8.6.

Схема принципиальная технологическая по системе сбора нефти и газа Тас-Юряхского месторождения представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

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

Для диагностики внутренней полости трубопровода, а также для восстановления пропускной способности необходима периодическая очистка ее внутренней полости. С этой целью предусмотрена установка узлов запуска/приема СОД.

На нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №5 предусмотрена установка камер приема/запуска СОД в данном проекте:

- в точке врезки 2:
  - а) узел приема СОД DN250 PN63 05Л-КП-001 (узел запуска СОД DN250 PN63 находится на КП5 и входит в состав сооружений КП5);
- в точке врезки 3:
  - а) узел приема СОД DN300 PN63 05Л-КП-002;
  - б) узел запуска СОД DN500 PN63 05Л-КЗ-002;
- в районе УПНГ на совмещенной площадке предусмотрен узел приема СОД DN500 PN63 05Л-КП-003.

Узлы расположены на открытых площадках в составе промыслового трубопровода, поэтому трубопроводы на узлах СОД относятся к промышленным и регламентируются по ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с требованиями п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014 и в качестве компенсации осадок грунта при уплотнении замененных грунтов после строительства и при оттаивании ММГ, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа (см. «Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода» ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-РР-001).

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

В состав узла камеры запуска/приема СОД входят:

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

Технологическая обвязка камер запуска/приема СОД обеспечивает возможность проведения следующих операций:

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

Дренажное устройство камеры запуска/приема осуществляется после завершения операции по запуску/приему СОД и отключения ее от нефтегазосборного трубопровода при открытом воздушном вентиле.

Дренаж из камеры приема очистных устройств предусматривается в подземную емкость дренажную с дальнейшей перекачкой в передвижные емкости (автоцистерны).

На проектируемых узлах запуска/приема СОД предусмотрено измерение давления показывающими манометрами, которые установлены на камере приема. Кроме того, предусматривается устанавливать с каждой стороны запорной арматуры. Механический сигнализатор прохождения СОД и входят в комплект поставки камеры.

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

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с управлением.

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

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.8.6.

### **1.9.2 Емкость дренажная**

Освобождение камеры запуска/приема СОД и трубопроводов обвязки камер от оставшегося продукта (после запуска/приема снаряда) предусматривается:

- в точке врезки 2 в дренажную подземную емкость 05Л-ЕД-001 объемом 8 м<sup>3</sup>;
- в точке врезки 3 в дренажную подземную емкость 05Л-ЕД-002 объемом 8 м<sup>3</sup>.

В районе УПНГ дренажная подземная емкость ЕП-001 объемом 8 м<sup>3</sup> запроектирована в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения. Участок 1».

Дренажная емкость устанавливается подземно в ограждении, с калиткой и подъездом для техники. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием.

Дренажные трубопроводы прокладываются подземно на глубине не менее 0,8 м с уклоном в сторону дренажной емкости 0,002.

Для отвода газовоздушной смеси емкость оснащается воздушником DN100 высотой 5 м, с огнепреградителем.

Дренажную емкость после приема в нее продукта от камеры запуска/приема СОД, необходимо полностью опорожнить путем откачки продукта в передвижную технику (автобойлер). Откачка продукта из дренажной емкости производится через специальный штуцер.

После откачки продукта необходимо выполнить пропарку емкости. Пропарка дренажной емкости предусмотрена через специальный штуцер для пропарки. Подача пара осуществляется из передвижной пропарочной установки.

В режиме работы нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №5, когда пропуск очистных и диагностических устройств не производится, дренажная емкость не должна содержать продукт.

Трубопроводы дренажа, предназначенные для выполнения технологических операций, являются промысловыми трубопроводами и проектируются по ГОСТ Р 55990-2014.

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.8.6.

Для обслуживания технологического оборудования предусматривается подъезд для транспорта.

Предусматривается местный контроль уровня жидкости в емкости.

Регламентные и ремонтные работы, для которых требуется опорожнение трубопроводов от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость, должны проводиться при погодных условиях, исключающих грозу.

Дренажная емкость поставляется в комплекте трубопроводами обвязки, запорной арматурой, а также лестницей для обслуживания внутренней полости емкости.

Схема принципиальная технологическая промысловых трубопроводов от кустов скважин 5 приведена на листе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновка дренажной емкости 05Л-ЕД-001 объемом 8 м<sup>3</sup> приведена на листе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

### **1.9.3 Запорная арматура**

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусмотрены узлы запорной арматуры.

- в точке врезки 2 УЗА-002 05Л-MV-001 с ручным управлением;
- в точке врезки 3 УЗА-003 06Л-MV-001 с ручным управлением, 05Л-XV-001, 05Л-XV-002 с электроприводом.

Согласно п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 в районе УПНГ на совмещенной площадке узла запуска СОД предусмотрена охранный запорная арматура с электроприводом DN500 PN63 05Л-ZV-001 и арматура с электроприводом DN500 PN63 10Л-ZV-002, которая выполняет функции арматуры 05Л-ZV-001, когда производится запуск очистного и диагностического устройства.

Арматура с электроприводом автоматически закрывается в случаях:

- снижения или превышения давления в трубопроводе;
- пожара и/или отключения электроэнергии на УПНГ.

Предусмотрена возможность работы охранный запорной арматуры с электроприводом в автоматическом режиме и с дистанционным управлением. Арматура также имеет ручной дублер согласно п. 9.2.9 ГОСТ Р 55990-2014.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки полнопроходные. Конструкция арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение запорной арматуры ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для возможности безопасного обслуживания ручной арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м.

Запорная арматура с электроприводом монтируется на надземных участках трубопроводов и устанавливается на опоры и снабжена лестницами обслуживания.

До и после запорной арматуры с ручным управлением устанавливаются манометры. До и после запорной арматуры с электроприводом дополняется датчиками давления.

В соответствии с классификацией взрывоопасных зон Федерального закона от 22.07.2008 г. №123-ФЗ узел запорной арматуры относится к взрывоопасной зоне класса 2.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов на узле запорной арматуры и на примыкающих участках длиной 250 м - «С».

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в части 2 настоящего раздела.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.8.6.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ОСТ 36-146-88 на несгораемых стойках.

Схема принципиальная технологическая промысловых трубопроводов от куста скважин 5 приведена на листе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновка узла запорной арматуры в точке врезки 2 УЗА-002 05Л-MV-001 приведена на листе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-005.

Компоновка узла запорной арматуры в точке врезки 3 УЗА-003 06Л-MV-001 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

Компоновка охранной запорной арматуры с электроприводом 05Л-ZV-001 и арматура с электроприводом 05Л-ZV-002 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

#### **1.9.4 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 через препятствия**

##### **1.9.4.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации**

Перечень пересекаемых проектируемым нефтегазосборным трубопроводом объектов инженерной инфраструктуры (надземных и подземных коммуникаций) приведены в таблицах 1.2 и 1.3.

**Таблица 1.2 – Ведомость пересечения с подземными коммуникациями**

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения, град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха, м	Владелец
км	ПК+							
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №1 КП №5 – т.вр. 2								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №2 т.вр. 2 – т.вр. 3								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №3 т.вр. 3 – Начало совместной прокладки								

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения, град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха, м	Владелец
км	ПК+							
1	0+3.86	проект. тр. Нефтегазосборного трубопровода КП №6 - т.вр.3	проектируемый	88°48'	-	-	-	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №4 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД								
1	0+15.00	проект. ось трассы Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения	проектируемый	90°00'	-	-	-	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ (От камеры приема СОД КП-№5 до узла подключения на УПНГ)								
пересечений нет								

Таблица 1.3 – Ведомость пересечения с надземными коммуникациями

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов шт.	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаемой ли-		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №1 КП №5 – т.вр. 2																
пересечений нет																
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №2 т.вр. 2 – т.вр. 3																
0	0	87,83	проект. тр. ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ - КТП КП5. Участок 2 ш.1325/15	-	89°59'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть- Заполярье»	-

км	0			
Пикет	0			
Плюс	99,84			
Наименование линии. напряжение	проект. тр. ВЛ-10 кВ N2 ПС 110/10 кВ - КТП КП5. Участок 2 ш.1325/15			
Кол-во проводов шт.	-			
Угол пересечения. градусы	90°00'			
Высота столба	левого	-		
	правого	-		
Расстояние от оси трассы до опоры пересекаемой ли-	левой опоры	-		
	правой опоры	-		
Высота нижнего провода столба	левого	-		
	правого	-		
Высота нижнего провода в точке пересечения	-			
Высота верхнего провода столба	левого	-		
	правого	-		
Владелец	ООО «Газпромнефть- Заполярье»			
Дата и температура воздуха	-			
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до УПНГ. Участок №3 т.вр. 3 – Начало совместной прокладки</i>				
2	1			
19	7			
1,06	20,99			
ВЛ 110 кВ, Л-124	проект. тр. ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ - КТП КП5. Участок 2 ш.1325/15			
4	-			
80°46'	26°37'			
15,80	-			
15,90	-			
60,63	-			
189,37	-			
12,1	-			
12,2	-			
7,70	-			
12,5	-			
12,6	-			
ПАО "Якутск- энерго"	ООО «Газпром- нефть-Заполярье»			
-	-			
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №4 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД</i>				

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов шт.	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаемой ли-		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
1	5	33,54	проект. тр. ВЛ-10 кВ N2 ПС 110/10 кВ-КТП КП8. Участок 2 ш.1325/15	-	89°02'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»	-
1	5	45,35	проект. тр. ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ-КТП КП8. Участок 2 ш.1325/15	-	89°01'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»	-
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ (От камеры приема СОД КП-№5 до узла подключения на УПНГ)																
пересечений нет																

Все пересечения нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

При пересечении трубопроводов, проектируемые нефтегазосборные трубопроводы прокладываются с расстоянием в свету между проектируемым и пересекаемым трубопроводами не менее 0,35 м. Угол пересечения между проектируемым и пересекаемым нефтепроводом, на ПК0+15,0 составляет 90°00'.

При пересечении нефтегазосборного трубопровода с ВЛ-10 кВ расстояние от заземлителя или подземной части (фундамента) опоры ВЛ до промыслового трубопровода принято не менее 5 м.

Для категории участков «Н» нефтегазосборного трубопровода в местах переходов:

- через подземные нефтепроводы, включая участки на длине 20 м в обе стороны от пересечения изменяется и относится к категории «С».
- через линии ВЛ-10 кВ категория проектируемого нефтегазосборного трубопровода изменяется и относится к категории «С».

Для категории участков «С» нефтегазосборного трубопровода в местах переходов:

- через подземные нефтепроводы, включая участки на длине 20 м в обе стороны от пересечения не изменяется и относится к категории «С».



- через линии ВЛ-10 кВ категория проектируемого нефтегазосборного трубопровода не изменяется и относится к категории «С».

#### 1.9.4.2 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги

Перечень пересекаемых проектируемым нефтегазосборным трубопроводом объектов автотранспортной инфраструктуры приведена в таблице 1.4.

**Таблица 1.4 – Ведомость пересечения с автодорогами**

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи, м	Угол пересечения	Владелец
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №1 КП №5 – т.вр. 2</i>										
1	1	0+92.34	проект. Автомобильная дорога IV-н категории к КП-5	-	-	-	-	-	90°00'	
2	2	12+81.05	зимник	-	-	4,0	4,0	4,0	89°07'	
3	2	12+89.13	проект. тр. Автомобильной дороги IV-й категории к КП-3-2 (ш.ТЮ-АД,ИП)	-	-	-	-	-	89°37'	
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №2 т.вр. 2 – т.вр. 3</i>										
	2	13+27.96	проект. трасса АД IV-й категории к КП-6	-	-	-	-	-	89°47'	
	2	11+82.95	Автодорога Тас-Юрях - Мирный	-	песок	13,2	13,2	26,8	80°42'	

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория до- роги	Вид покрытия	Ширина про- езжей части, м	Ширина зем- ляного по- лотна, м	Ширина осно- вания насыпи, м	Угол пересечения	Владелец
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №4 Начало совместной про- кладки – Совмещенная площадка СОД</i>										
	1	0+42.95	проект. тр. АД IV-й категории к КП-10	-	-	-	-	-	90°00'	
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ (От камеры приема СОД КП-№5 до узла подключения на УПНГ)</i>										
пересечений нет										

В соответствии с п. 724 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» промысловый нефтепровод на переходах через автодороги прокладывается подземно, открытым способом, с пропуском трубы в стальном защитном футляре, внутренний диаметр которого не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

Минимальное заглубление трубопровода согласно п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014 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 п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы футляра выводятся на расстояние не менее, чем на 2,0 м от подошвы насыпи автодороги и на 5 м от бровки земляного полотна. На обоих концах защитного футляра устанавливаются торцевые уплотнения (манжеты), обеспечивающие герметизацию межтрубного пространства. Для протаскивания трубопровода внутрь футляра, на трубопровод устанавливаются спейсеры из диэлектрических материалов.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория трубопроводов в местах переходов через автодороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м - «В».

Строительство перехода через автодорогу осуществляется в строгом соответствии с требованиями, изложенными в нормативных документах: ГОСТ Р 55990-2014 и ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

#### **1.9.4.3 Переходы нефтегазосборного трубопровода водные преграды**

Перечень пересекаемых проектируемым нефтегазосборным трубопроводом водных преград приведена в таблице 1.5.

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

Положение пересечения			Наименование водотока	Урез. м	Угол пересечения	Ширина. м	Глубина. м	Дата изысканий
Начало ПК+	Дно ПК+	Конец ПК+						
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №1 КП №5 – т.вр. 2								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №2 т.вр. 2 – т.вр. 3								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №3 т.вр. 3 – Начало совместной прокладки								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №4 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД								
34+17.44	34+17.95	34+18.46	ручей вр.	347,90	78°39'	1,0	0,5	14.05.25
Трубопровод нефтегазосборный от КП №5 до УПНГ. Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ (От камеры приема СОД КП-№5 до узла подключения на УПНГ)								
пересечений нет								

### 1.9.5 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5

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

На щите-указателе приведена следующая информация:

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

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

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

- на углах поворота;

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

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

Ширина охранной зоны промыслового нефтегазопровода составляет 50 метров от оси трубопровода в каждую сторону в соответствии с ТТР-01.02.04-13 версия 1.0 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа», разработанными блоком системного инжиниринга ООО «Газпромнефть НТЦ» и не противоречащими требованиям п. 7.3 СП 284.1325800.2016.

### **1.9.6 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов**

Трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергается очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Испытания проводятся в соответствии с требованиями п. 13 ГОСТ Р 55990-2014.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальным инструкциям, отражающим местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией.

Очистку полости трубопровода производят непосредственно в процессе монтажно-сварочных работ, а после их завершения – продувкой сжатым воздухом и пропуском поролоновых поршней. По завершению СМР на участке провести калибровку трубопровода скребком-калибром с калибровочным диском на 85% от номинального диаметра трубопровода.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполняется в объеме 100% радиграфическим методом. Работы по контролю проводятся в соответствии требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018.

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

Испытания трубопровода на прочность проводят гидравлическим или пневматическим способом, в зависимости от участка трубопровода.

При температуре окружающей среды во время гидравлических испытаний ниже 0°C необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания и осушку полости.

Проверку на герметичность промыслового трубопровода в целом или его участка производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч. Для промысловых трубопроводов максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до рабочего, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

Не испытываемые (гарантийные) сварные стыки подлежат 100% контролю радиграфическим методом, а также 100% контролю ультразвуковым методом.

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

Особо опасные участки трубопровода - на пересечениях с автодорогами, с подземными и надземными коммуникациями (трубопроводы, ЛЭП) подвергаются предпусковой внутритрубной приборной диагностике в соответствии с п. 890 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Внутритрубная диагностика осуществляется с помощью дефектоскопа продольного намагничивания (способ MFL – магнитный метод неразрушающего контроля).

В соответствии с Приложением 7 к ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» размеры зоны безопасности для промыслового трубопровода при гидравлических испытаниях составляют:

- радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода – 75 м;
- радиус опасной зоны при очистке полости в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода – 600 м.

Согласно п. 108 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов, произвести комплексное опробование, заключающееся в заполнении труб транспортируемой средой и их работой после заполнения в течение 72 часов.

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

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

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Нефтегазосборный трубопровод: - от куста скважин №5 до т.вр.3	6,3	Н	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,1Р <sub>раб</sub> =6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Нефтегазосборный трубопровод: - от т.вр.3 до УПНГ	6,3	С	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения нефтегазопровода с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидр. способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
				2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч		
Переход нефтегазопровода через автодороги, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25	6,3	В	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний только гидр. способом) 1,5Р <sub>раб</sub> =9,45 –с выдержкой в теч. 6 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
				2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний только гидр. способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч		

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность		
				Гидравлическим или пневматическим способом		
				На герметичность		
м каждый по обе стороны дороги от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги				3 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч		
Пересечения нефтегазопровода с ВЛ 10 кВ на длине 1000 м по обе стороны от пересечения	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч		ГОСТ Р 55990-2014
Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч		ГОСТ Р 55990-2014
Участок нефтегазопровода на подходе к УПНГ в пределах 250 м от ограждения	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч		ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность		
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Трубопроводы обвязки узлов запуска/приема СОД и дренажных емкостей.						
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД до запорной арматуры в дренажную емкость	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД после запорной арматуры в дренажную емкость	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод для пропарки и откачки продукта из дренажной емкости в передвижную технику	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =2,0 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод на воздушник от дренажной емкости	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =2,0 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014



Наименование участка	Рабочее давле-ние, МПа	Катего-рия участка	Контроль физиче-скими ме-тодами, %	Давление испытания, МПа		Норматив-ный доку-мент
				На прочность	На герме-тичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Трубопроводы об-вязки камеры СОД	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравличе-ским способом) 1,25Р <sub>раб</sub> =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч	Р <sub>раб</sub> = 6,3 (время вы-держки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Примечания: 1.Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испыты-вать в один этап на давление, соответствующее давлению испытания первого этапа.						

### **1.10 Перечень мероприятий по энергосбережению**

Основными мероприятиями по снижению затрат энергоресурсов в процессе эксплуатации трубопроводов является выбор оптимальных диаметров трубопроводов.

Выбор диаметра проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 произведен по расходу перекачиваемого продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по длине трубопровода.

Для выполнения требований по энергосбережению с применением энергоэффективных технологий, оборудования и материалов на линейных объектах, проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- выбор диаметра проектируемого трубопровода, обеспечивающего возможность работы на весь период эксплуатации при оптимальных режимах, позволяющих выполнять строительство объекта с минимальными капитальными вложениями, а эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- прокладка проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №5 по кратчайшему расстоянию;
- применения задвижек с ручным управлением;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности (камера приема СОД, емкость дренажная);
- в проектируемом объекте отсутствуют здания, сооружения и наружные установки, на которых предусмотрена механическая приточно-вытяжная вентиляция и горячее водоснабжение.

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

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

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

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

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».

Сведения о расчетной численности и профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числу рабочих мест и их оснащенности представлены в томе 8 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации линейного объекта».

### **1.13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта**

Технологический процесс транспорта нефтепродуктов связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа, 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 марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 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 нефтепродуктов 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 площадочных сооружений;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;

- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек нефтепродуктов, 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 должно осуществляться 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 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены 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 перчатками 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 газопровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

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

Автоматизированные системы управления приняты исходя из обеспечения надежной и безопасной работы проектируемых объектов и с учетом п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014.

Подробное описание автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества линейного объекта, используемых в производственном процессе приведено в томе 3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

#### ***1.15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность***

Решения по организации ремонтного хозяйства и его оснащенности приведены в Томе 5 «Проект организации строительства».

### **1.16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях**

Трубопровод пересекает участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ).

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) грунтах и грунтах с твердыми включениями более 10%, дно траншеи должно быть выровнено подсыпкой 0,2 м из мягкого, непучинистого, не мерзлого грунта. После укладки трубопровода в проектное положение производится присыпка 0,2 м (с трамбовкой) мягким грунтом.

Валик должен выравниваться и уплотняться. Высота валика должна превышать поверхность строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

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

На участках с текучими грунтами, обратную засыпку траншеи производить непучинистым, нетекучим грунтом.

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является соблюдение температурного режима грунтов. При проектировании рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по II принципу.

Расчет оснований и фундаментов по устойчивости и прочности на воздействие сил морозного пучения грунтов следует производить как для условий эксплуатации сооружения, так и для условий периода строительства, если до передачи на фундаменты проектных нагрузок возможно промерзание грунтов слоя сезонного оттаивания (промерзания). При необходимости предусмотреть мероприятия по предотвращению выпучивания фундаментов в период строительства.

При выборе любого варианта использования грунтов в качестве оснований под инженерные сооружения, необходимо предусмотреть организацию сети геотехнического мониторинга. Заложение сети (термометрические скважины, деформационные марки и метки на опорах фундаментов, эстакад и дорожных плитах) и реперные замеры осуществляются на стадии строительства. В дальнейшем необходимо предусмотреть проведение периодического инструментального контроля (мониторинг) за состоянием геологической среды и инженерных сооружений в период их эксплуатации. Также строительная организация обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с талыми породами.

На участках ММГ протяженность заранее вскрытой траншеи не должна превышать возможность бригады уложить и засыпать сваренную плетть трубы за одну рабочую смену.

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

Участки трубопровода, прокладываемого по заболоченным участкам, на текучих грунтах при оттаивании ММГ рассчитаны на устойчивость против всплытия. Балластировка трубопровода осуществляется утяжелителями типа УБО. Балластировка также предусмотрена на участках трассы с низким уровнем грунтовых вод, с целью предотвращения всплытия трубопровода при водонасыщении грунтов в период снеготаяния.

Шаг балластировки указан в Материальном исполнении, приведенном в части 2 настоящего раздела.

На основании расчета на прочность трубопроводов системы сбора, приведенного в документе ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-РР-001:

- максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет не менее 200мм;
- Допустимое расстояние между осями нефтегазосборного трубопровода и напорного нефтепровода на участке параллельной прокладки в ММГ, обеспечивающее отсутствие взаимного влияния на оттаивание и осадку ММГ под трубопроводами, составляет 15 метров.

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

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

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 32 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 46 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части

трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»

- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ). Для объекта месторождения характерно наличие  $CO_2$  в количестве до 0,08% мольных. Для расчета толщины стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтегазосборного трубопровода и 0,05 мм/год для трубопровода продувки азотом. Скорость коррозии 0,1 мм/год обеспечивается применением ингибиторной защиты. Количество и марка ингибитора коррозии подбирается по результатам научно-исследовательских работ, либо по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения. Подтверждение скорости коррозии производится по результатам научно-исследовательской работы, которую выполняет организация, выбранная ООО «Газпромнефть – Заполярне».

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 2 мм для нефтегазосборного трубопровода и 1 мм для трубопровода продувки азотом.

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 и алгоритма выбора технических решений по материальному исполнению трубопроводов согласно ТТР 01.02.04-13 для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

- для нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии;
- для трубопровода продувки азотом приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;



- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

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

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

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/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.

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

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

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

## 2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применять из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х

класса прочности 8.8. Гайки 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 КСV не менее 24,5 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 крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

#### 2.4.5 Опоры трубопроводов

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

### 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 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>
250	С	Нефтегазосборный трубопровод от куста КП5	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						
500						

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>
250	В	Пересечения с внутриплощадочными автомобильными дорогами и межплощадочными автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций всех категорий	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						
500						
100	С	Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
150						
50	С	Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом	6,3	-61...+32	—	—
50	С	Трубопроводы обвязки оборудования	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
80						
150						
200						
250						
300						
500						

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
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470

### 2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов

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

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

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

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

где  $\gamma_{fp} = 1,15$  – 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 надёжности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

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

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

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

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

Трубопровод		$P$ , МПа	$\gamma_d$ ,	Класс прочности	$R_y$ , МПа	$R_u$ , МПа	Толщина стенки, мм			
$D$ , мм	Категория						$t_y$	$t_u$	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
57	C	6,3	0,767	K48	204,94	234,08	1,01	0,88	2,01	6
57	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	0,92	0,81	2,92	6
89	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,43	1,27	3,43	6
114	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,83	1,63	3,83	6
159	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	2,55	2,27	4,55	6
219	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	3,52	3,12	5,52	8
273	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	4,38	3,89	6,38	8
273	B	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	5,28	4,69	7,28	8

Трубопровод		P, МПа	$\gamma_d$ ,	Класс прочности	R <sub>y</sub> , МПа	R <sub>u</sub> , МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория						t <sub>y</sub>	t <sub>u</sub>	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
325	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	5,22	4,63	7,22	8
325	B	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	6,29	5,58	8,29	10
530	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	8,51	7,56	10,51	12
530	B	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	10,25	9,10	12,25	14

### 2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов

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

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

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

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{\text{кор}}$  – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для трубопровода продувки азотом и 0,1 мм/год для остальных труб;

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

$$\delta_{\text{отбр}} = \max\{(\delta_{\text{расч}} - 0,01 \times C \times \delta_{\text{расч}}); \delta_{\text{нд}}; \delta_{\text{фнп}}\}$$

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

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

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$ , мм	W, лет
57	6	6,3	338	470	0,05	3,00	45
57	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
89	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
114	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
159	6	6,3	372	510	0,1	3,00	24
219	8	6,3	372	510	0,1	3,20	40
273	8	6,3	372	510	0,1	4,00	32
273	8	6,3	372	510	0,1	4,80	24

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{отбр}$ , мм	W, лет
325	8	6,3	372	510	0,1	4,70	25
325	10	6,3	372	510	0,1	5,70	33
530	12	6,3	372	510	0,1	7,70	31
530	14	6,3	372	510	0,1	9,20	34

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 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

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

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

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

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

где  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;

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

$\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

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

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

$\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

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

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

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации;

$E$  – модуль деформации, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубы, м;

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

$\alpha$  – коэффициент линейного температурного расширения, °C<sup>-1</sup>;

$\Delta T$  – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°C в соответствии с п. 4.1.16 ТТР-01.02.04-13, °C.

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

**Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности**

Трубо-провод	P, МПа	$\sigma_y$ , МПа	$\Delta T$ , °C	R, м	$\sigma_h$ , МПа	$\sigma_l^+$ , МПа	$\sigma_l^-$ , МПа	$\sigma_{eq}$ , МПа	$f\sigma_y$
273×8	6,3	372	42	250	123,6	45,7	-178,2	262,8	334,8
325×8	6,3	372	42	300	147,2	51,9	-170,2	275,1	334,8
530×12	6,3	372	42	500	160,0	53,3	-164,0	280,6	334,8

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN250 – 250 метров, DN300 – 300 метров, для DN500 – 500 метров.

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

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

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

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

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

где  $A_s$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  
 $A_i$  – площадь поперечного сечения трубопровода в свету, м<sup>2</sup>.

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

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

где  $q^* = w + q_s^*$  – предельное погонное сопротивление, МН/м;  
 $w$  – погонный вес трубопровода, МН/м;  
 $q_s^*$  – предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м;  
 $\rho_0$  – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

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

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

где  $\gamma$  – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 1700 кг/м<sup>3</sup>), МН/м<sup>3</sup>;  
 $H$  – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 0,8 метра), м;  
 $D$  – наружный диаметр трубопровода, м;  
 $k_{H.s.}$  – коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, принимается равным 0,1 как для слабонесущих грунтов (по наиболее опасному расчетному случаю), м.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.6.

**Таблица 2.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости**

Трубопровод	D, мм	w, кг/м	H, м	P, МПа	$\Delta T$ , °C	$\rho_0$ , м	$\gamma$ , кг/м <sup>3</sup>	S МН	N <sub>ср</sub> , МН	k <sub>u,b</sub>	Условие устойчивости
273×8	273	104,1	0,8	6,3	42	600	1700	0,838	1,279	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
325×8	325	137,5	0,8	6,3	42	600	1700	1,040	1,507	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
530×12	325	354,2	0,8	6,3	42	800	1700	2,599	3,456	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 и условие устойчивости (12.38) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняется при принятом радиусе упругого изгиба для трубопроводов DN250, DN300 – 600 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов для DN250 – 250 метров, для DN300 – 300 метров, DN500 – 800 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 500 метров

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

### 2.5.5 Расчёт прилегания

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

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

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

На выпуклом рельефе местности данный радиус будет равен:

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

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

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

$\alpha_k$  – угол поворота трубопровода, радиан.;

$q_{mp}$  – погонный вес трубопровода, Н/м.

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

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

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$ , мм	I, м <sup>4</sup>	$q_{mp}$ , Н/м	$\alpha_k$ , рад.	$\rho_{\text{вог}}$ , м	$\rho_{\text{вып}}$ , м
273	8	$5,852 \times 10^{-5}$	512,9	0,017	904,8	851,4
				0,052	435,0	409,3
				0,105	274,0	257,9



Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$ , мм	$I$ , м <sup>4</sup>	$q_{\text{тр}}$ , Н/м	$\alpha_k$ , рад.	$\rho_{\text{вог}}$ , м	$\rho_{\text{вып}}$ , м
325	8	$1,001 \times 10^{-4}$	613,5	0,017	1019,5	959,4
				0,052	490,1	461,2
				0,105	308,7	290,6
530	12	$6,553 \times 10^{-4}$	1503,8	0,017	1414,3	1330,9
				0,052	679,9	639,8
				0,105	428,3	403,1

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

## 2.5.6 Выборка типоразмеров труб

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

**Таблица 2.8 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов**

Наименование участка трубопровода	DN, мм	$P$ , МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$ , мм	Тип трубы, материал
Нефтегазосборный трубопровод от куста КП5	250	6,3	-4...+12	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	300				325×8	
	500				530×12	
Пересечения с внутриплощадочными автомобильными дорогами и межплощадочными автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций всех категорий	250	6,3	-4...+12	В	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	300				325×10	
	500				530×14	
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	100	6,3	-4...+12	С	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом	50	6,3	-61...+32	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Трубопроводы обвязки камеры СОД	50	6,3	-4...+12	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	80				89×6	
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	200				219×8	
	250				273×8	
	300				325×8	
	500				530×12	

## 2.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах открытым способом, представлен в таблице 2.9

**Таблица 2.9 – Материальное исполнение и сортамент футляров**

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$ , мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
250	530×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
300		
500	820×12	
250 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)	720×10	
300 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)		
500 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)	1020×15	

## 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;

–  $n_{bal} = 1,0$  для чугунных 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>;

– для чугуна  $\gamma_{bal} = 6800$  кг/м<sup>3</sup>.

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

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

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

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

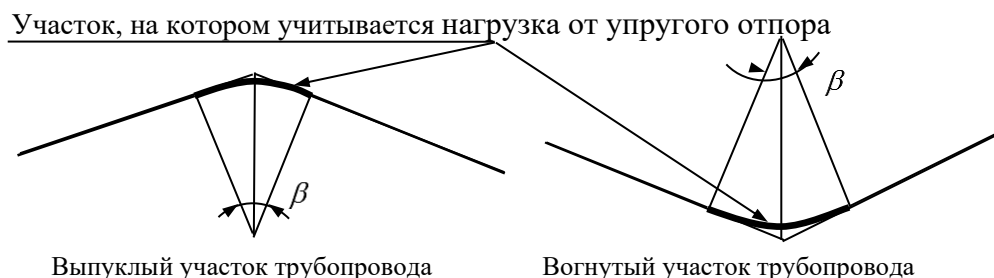
$I$  – момент инерции сечения трубопровода, см<sup>4</sup>;

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см. При проектировании данных трубопроводов радиус упругого изгиба составляет для трубопровода 273х8 и 325х8 не менее 600 метров, 530х12 не менее 800 метров. Для футляров 1000DN.

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

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

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



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

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

**Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей**

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м <sup>3</sup>	Внутренний диаметр, м	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
УБО-820 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	—	-	3378
УБО-1020 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	—	-	3378
2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	—	0,4	560
2-УТК-426-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	—	0,5	640
2-УТК-530-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	—	0,61	740
Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	Чугун	0,364	-	0,4	250
КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,65	0,80	-	1120
КТ-426 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,65	1,22	-	1710
КТ-530 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,70	1,30	-	1820

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

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

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

Рассчитанные шаги  $L$  приведены в таблице 2.11. При расчёте  $L$  учитывалось, что для футеровки пространства между пригрузами УТК/УЧК и трубопроводом применяются полимерные профили, обладающие отрицательной плавучестью.

**Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей**

Трубопровод	Тип пригруза	$L$ , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
273×8	УБО-530 ТУ 102-300-81	14,2	25,0	33,6
	Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	6,0	9,2	11,3
	КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	7,8	13,8	18,4
325×8	УБО-530 ТУ 102-300-81	7,2	11,5	14,5
	2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	4,5	6,9	8,5
	КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	3,9	6,3	7,9
325×10	УБО-530 ТУ 102-300-81	8,4	18,2	29,8
530×12	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,4	3,8	4,7
	2-УТК-530-12 ТУ 102-264-81	2,1	3,2	3,8
	КТ-530 ГОСТ Р 58257-2018	2,2	3,4	4,2
530×14	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,6	4,7	6,4
530×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	3,6
720×10 (футляр)	УБО-720 ТУ 102-300-81	—	—	6,3
820×12 (футляр)	УБО-820 ТУ 102-300-81	—	—	5,0
1020×15 (футляр)	УБО-1020 ТУ 102-300-81	—	—	3,2

## **2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов**

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

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб,

соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из 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 Антикоррозионные покрытия**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным 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 промысловых трубопроводов».



### 3 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по обустройству Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.1.

#### 3.1 Нормативные ссылки

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

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

#### 3.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

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

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

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

#### 3.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

#### 3.4 Общие данные

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

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

#### 3.5 Критерии защиты от коррозии

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных

лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, СП 25.13330.2020, ГОСТ 25100-2020 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица Х.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

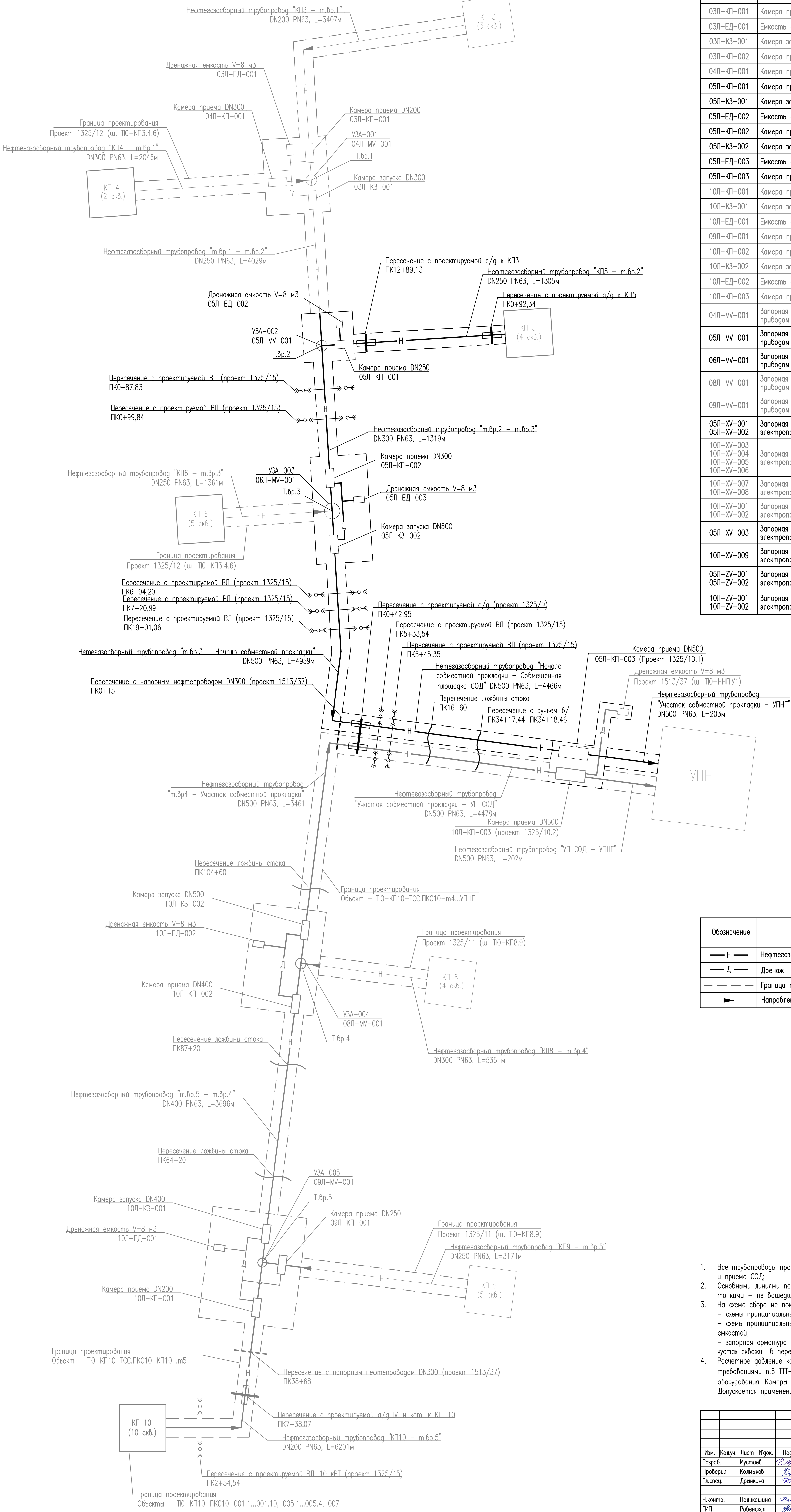
В соответствии с ведомостью (ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 159 до 2795 Ом·м.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001)

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

### **3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода**

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



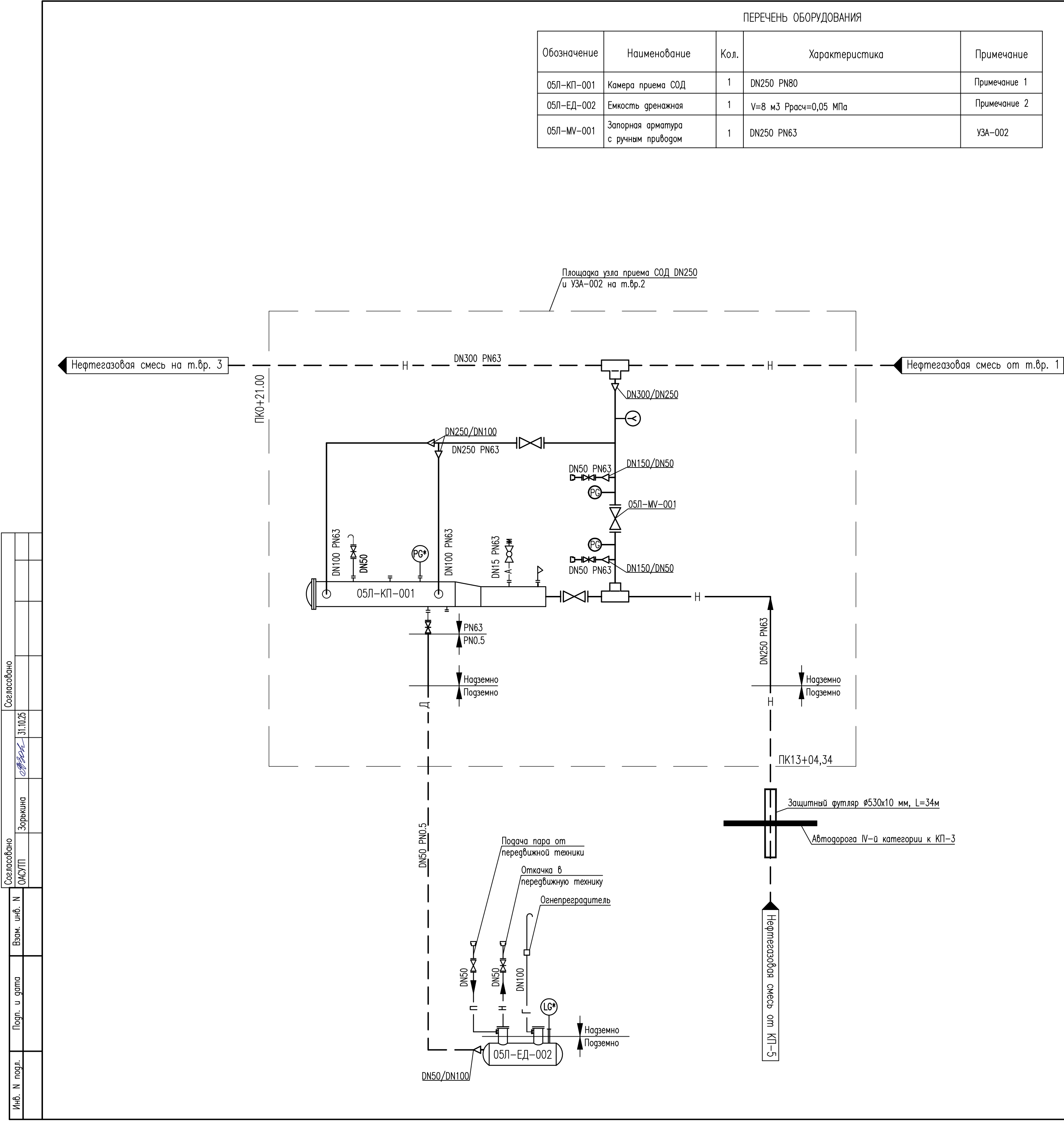
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
03Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 2
03Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
03Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
03Л-КП-002	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание 2
04Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
05Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание 2
05Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
05Л-ЕД-002	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
05Л-КП-002	Камера приема СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
05Л-КЗ-002	Камера запуска СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
05Л-ЕД-003	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
05Л-КП-003	Камера приема СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
10Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 2
10Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN400 PN80	Примечание 2
10Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
09Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание 2
10Л-КП-002	Камера приема СОД	1	DN400 PN80	Примечание 2
10Л-КЗ-002	Камера запуска СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
10Л-ЕД-002	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
10Л-КП-003	Камера приема СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
04Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN250 PN63	УЗА-001
05Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN250 PN63	УЗА-002
06Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN250 PN63	УЗА-003
08Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN300 PN63	УЗА-004
09Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN250 PN63	УЗА-005
05Л-ХВ-001 05Л-ХВ-002	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	Т.бр.3
10Л-ХВ-003 10Л-ХВ-004 10Л-ХВ-005 10Л-ХВ-006	Запорная арматура с электроприводом	4	DN400 PN63	Т.бр.4
10Л-ХВ-007 10Л-ХВ-008	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	Т.бр.4
10Л-ХВ-001 10Л-ХВ-002	Запорная арматура с электроприводом	2	DN400 PN63	Т.бр.5
05Л-ХВ-003	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	В районе УПНГ
10Л-ХВ-009	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	В районе УПНГ
05Л-ЗВ-001 05Л-ЗВ-002	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	В районе УПНГ
10Л-ЗВ-001 10Л-ЗВ-002	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	В районе УПНГ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	
Обозначение	Наименование
— Н —	Нефтегазосборный трубопровод
— Д —	Дренаж
- - -	Граница проектирования
►	Направление потока

- Все трубопроводы прокладываются подземно, за исключением трубопроводов обвязки камер запуска и приема СОД;
- Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения, проектируемые в данном объекте, тонкими — не вошедшие в объект;
- На схеме сбора не показано:
  - схемы принципиальные технологические кустов скважин;
  - схемы принципиальные технологические обвязки узлов запуска и приема СОД, дренажных емкостей;
  - запорная арматура в обвязке узлов запуска и приема СОД системы сбора и на проектируемых кустах скважин в перечне оборудования.
- Расчетное давление камер запуска и приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТТТ-01.02.04-03 "Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Допускается применение камер запуска и приема СОД на расчетное давление 6,3 МПа.

					ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-001		
					Обустройство Тас-Юрского НГМ. Куст скважин N5		
Изм.	Кол.	Лист	№	Погр.	Дата	Статус	Лист
Разраб.	Мустаев	31.10.25					
Проверил	Каликов	31.10.25					
Гл. спец.	Дранкина	31.10.25					
Н. контр.	Поляков	31.10.25					
ГИП	Робинсон	31.10.25					





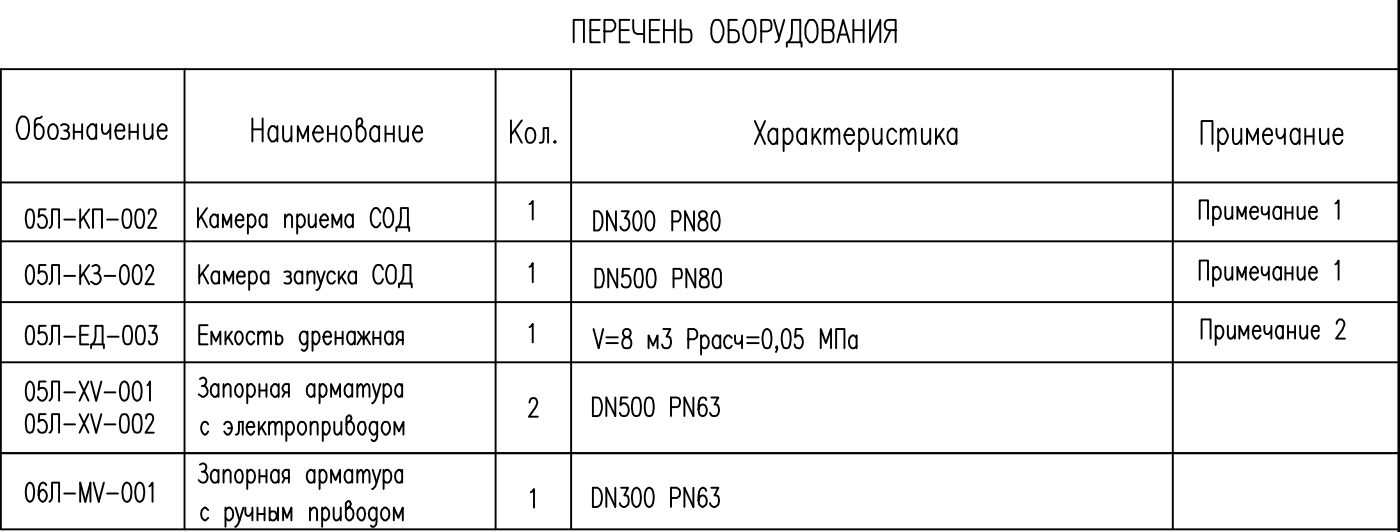
ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод (надземный)
	Трубопровод (подземный)
	Нефтегазосборный трубопровод
	Азот из передвижной техники
	Дренаж
	Газ
	Пар








ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка клиновья, с электроприводом
	Кран шаровой, с ручным приводом, комбинированного исполнения (под приварку и с наружной резьбой R 1/2)
	Задвижка клиновья, с ручным приводом
	Штуцер с ответным фланцем
	Тройник с решеткой
	Быстроразъемное соединение
	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
	Манометр
	Манометр, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Датчик давления
	Датчик давления, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Уровнемер, в комплекте с дренажной емкостью
	Сигнализатор прохождения СОД (механический), в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Переход
	Направление потока рабочей среды
	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
	Огнепреградитель, в комплекте с дренажной емкостью

















- Расчетное давление камеры приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТП-01.02.04-03 "Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Применение камер приема СОД на 6,3 МПа допускается.
- Производительность огнепреградителя Qg= не менее 589,6 см.м3/ч.


ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-002					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
Разраб.	Мустаев	31.10.25			
Проверил	Колмыков	31.10.25			
Гл. спец.	Дрынкина	31.10.25			
Стадия					
Лист					
Листов					
П					
1					
Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN250 и УЗА-002 в т.вр.2					
Н.контр.	Поликашина	31.10.25			
ГИП	Ровенская	31.10.25			



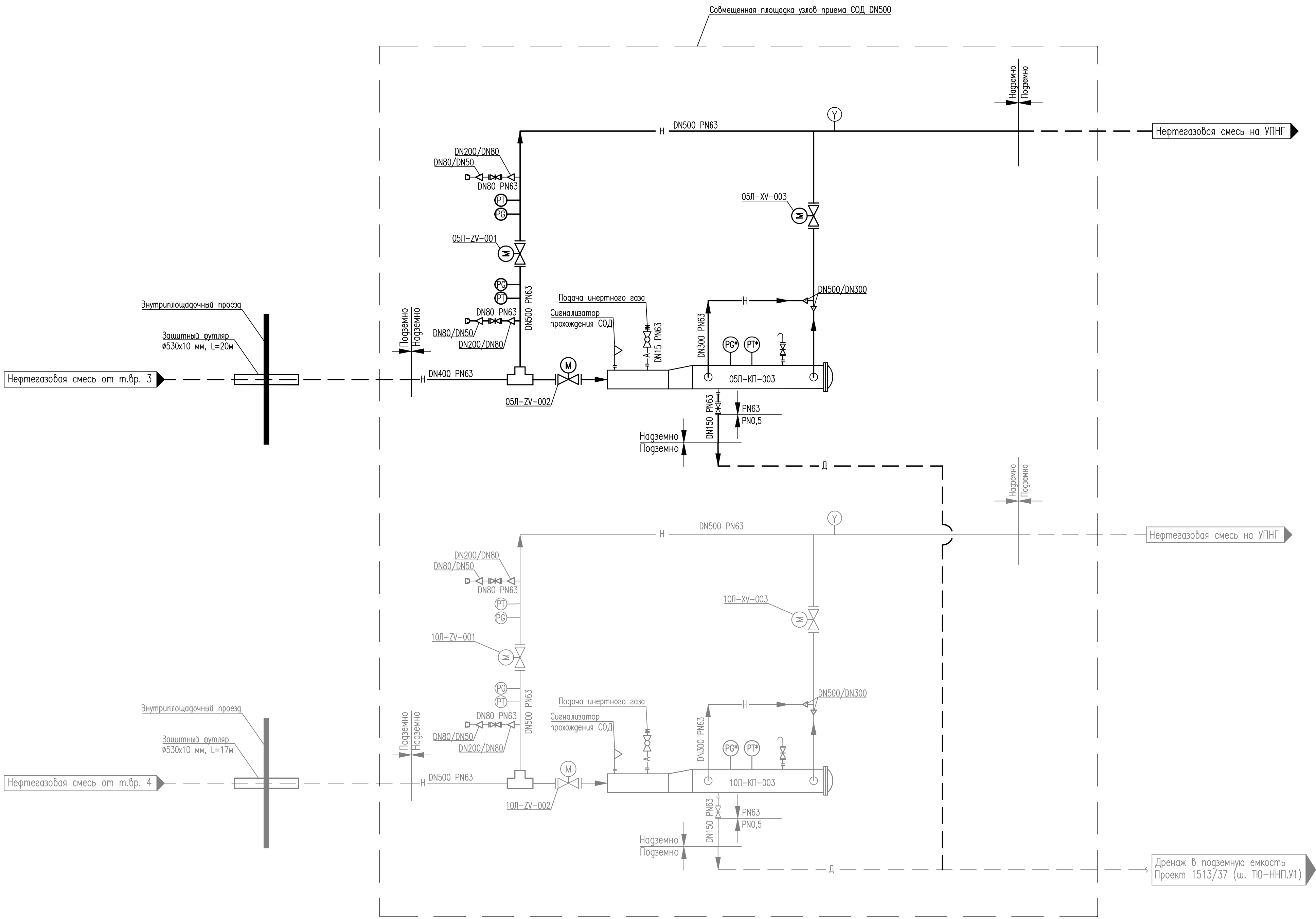


ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод (надземный)
	Трубопровод (подземный)
	Нефтегазосборный трубопровод
	Азот из передвижной техники
	Дренаж
	Газ
	Пар

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка клиновья, с электроприводом
	Кран шаровый, с ручным приводом, комбинированного исполнения (подр. приварку и с наружной резьбой R 1/2)
	Задвижка клиновья, с ручным приводом
	Штуцер с ответным фланцем
	Тройник с решеткой
	Быстроразъемное соединение
	Узел контроля коррозии (графиметрический метод)
	Манометр
	Манометр, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Датчик давления
	Датчик давления, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Уровнемер, в комплекте с дренажной емкостью
	Сигнализатор прохождения СОД (механический), в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Переход
	Направление потока рабочей среды
	Огнепреградитель, в комплекте с дренажной емкостью

1. Расчетное давление камер запуска и приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТП-01.02.04-03 "Типовые технические требования на изотемпальное и посталуэту оборудование. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Применение камер приема СОД на 6,3 МПа допускается.																																																					
2. Производительность озепперезуателя Qe= не менее 589,6 ст.м3/ч.																																																					
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td colspan="6" style="text-align: center;">ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-003</td> </tr> <tr> <td colspan="6" style="text-align: center;">Обустройство Тас-Юрасского НГКМ. Куст скважин N5</td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Колуч.</td> <td>Лист</td> <td>№ок.</td> <td>Погн.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Мусатов</td> <td></td> <td>Р.И.И.</td> <td>31.10.25</td> </tr> <tr> <td>Проверил</td> <td></td> <td>Колмаков</td> <td></td> <td>И.И.</td> <td>31.10.25</td> </tr> <tr> <td>Гл. спец.</td> <td></td> <td>Дранкина</td> <td></td> <td>И.И.</td> <td>31.10.25</td> </tr> <tr> <td>Н.контр.</td> <td>Полякашина</td> <td></td> <td></td> <td>И.И.</td> <td>31.10.25</td> </tr> <tr> <td>ГИП</td> <td>Робенская</td> <td></td> <td></td> <td>И.И.</td> <td>31.10.25</td> </tr> </table>						ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-003						Обустройство Тас-Юрасского НГКМ. Куст скважин N5						Изм.	Колуч.	Лист	№ок.	Погн.	Дата			Мусатов		Р.И.И.	31.10.25	Проверил		Колмаков		И.И.	31.10.25	Гл. спец.		Дранкина		И.И.	31.10.25	Н.контр.	Полякашина			И.И.	31.10.25	ГИП	Робенская			И.И.	31.10.25
ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-003																																																					
Обустройство Тас-Юрасского НГКМ. Куст скважин N5																																																					
Изм.	Колуч.	Лист	№ок.	Погн.	Дата																																																
		Мусатов		Р.И.И.	31.10.25																																																
Проверил		Колмаков		И.И.	31.10.25																																																
Гл. спец.		Дранкина		И.И.	31.10.25																																																
Н.контр.	Полякашина			И.И.	31.10.25																																																
ГИП	Робенская			И.И.	31.10.25																																																
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td colspan="3" rowspan="2">Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗВ-003 в т.в.р.3</td> <td>Статус</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>						Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗВ-003 в т.в.р.3			Статус	Лист	Листов	П		1																																							
Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗВ-003 в т.в.р.3			Статус	Лист	Листов																																																
			П		1																																																
 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>																																																					

Согласовано	Согласовано
Зарегистрировано	31.10.25
Подп. и дата	
Мф. N подг.	



ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
05П-КП-003	Камера приема СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
05П-ZV-001	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
05П-ZV-002	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
05П-XV-003	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
10П-КП-003	Камера приема СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
10П-ZV-001	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
10П-ZV-002	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
10П-XV-009	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	

ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
—	Трубопровод (надземный)
— — —	Трубопровод (подземный)
—Н—	Нефтегазосборный трубопровод
—А—	Азот из передвижной техники
—Д—	Дренаж

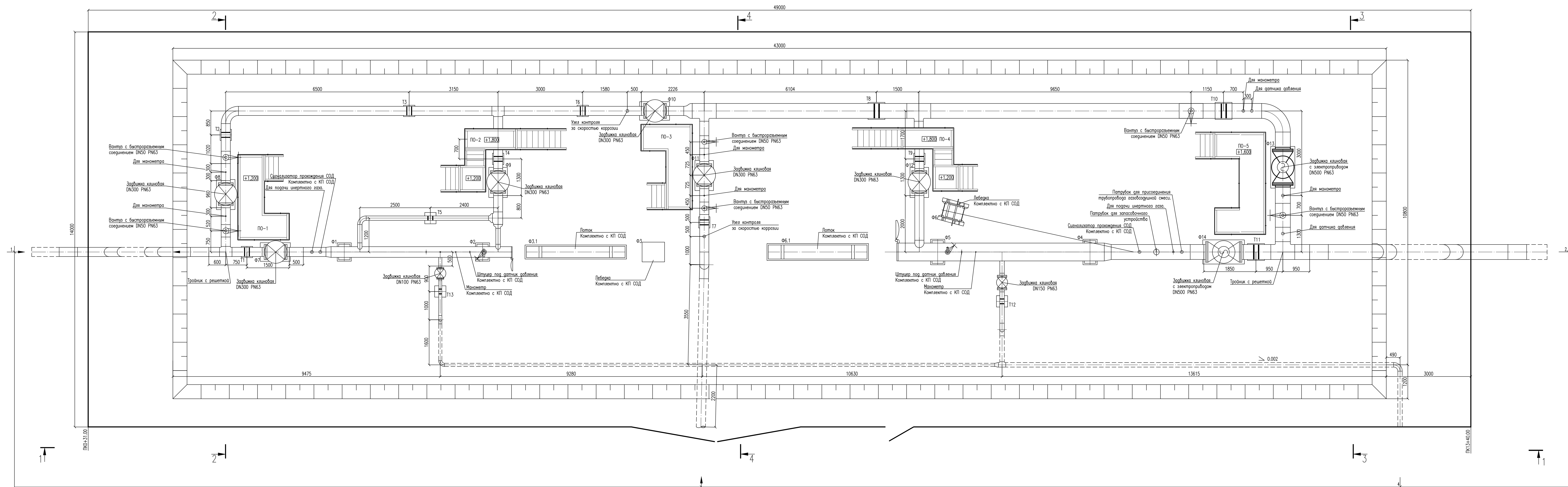
ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка клиновья, с электроприводом
	Кран шаровый, с ручным приводом, комбинированного исполнения (под приборку и с наружной резьбой R 1/2)
	Задвижка клиновья, с ручным приводом
	Штуцер с ответным фланцем
	Тройник с решеткой
	Быстроразъемное соединение
	Узел контроля коррозии (эвриметрический метод)
	Манометр
	Манометр, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Датчик давления
	Датчик давления, в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Уровнемер, в комплекте с дренажной емкостью
	Сигнализатор прожога СОД (механический), в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Переход
	Направление потока рабочей среды
	Узел контроля коррозии (эвриметрический метод)

- Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения проектируемые в данном проекте, тонкими — не вошедшие в проект.
- Расчетное давление камер приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТП-01.02.04-03 "Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Применение камер приема СОД на 6,3 МПа допускается.
- Камера приема СОД 10П-КП-003 запроектирована в проекте 1325/10.2

						ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-004		
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№зак.	Подп.	Дата		Стадия	Лист
Разраб.	Мустаев	31.10.25						
Проверил	Колымаков	31.10.25						
Гл. спец.	Дранкина	31.10.25						
Н.контр.	Поликашина	31.10.25				Схема принципиальная технологическая узла приема СОД DN500 и узла охранной запорной арматуры в районе УПНГ	ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	1
ГИП	Ровенская	31.10.25						

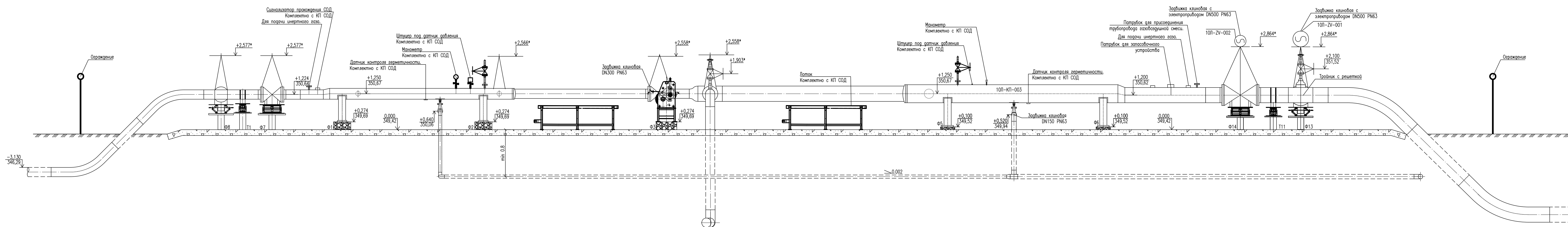




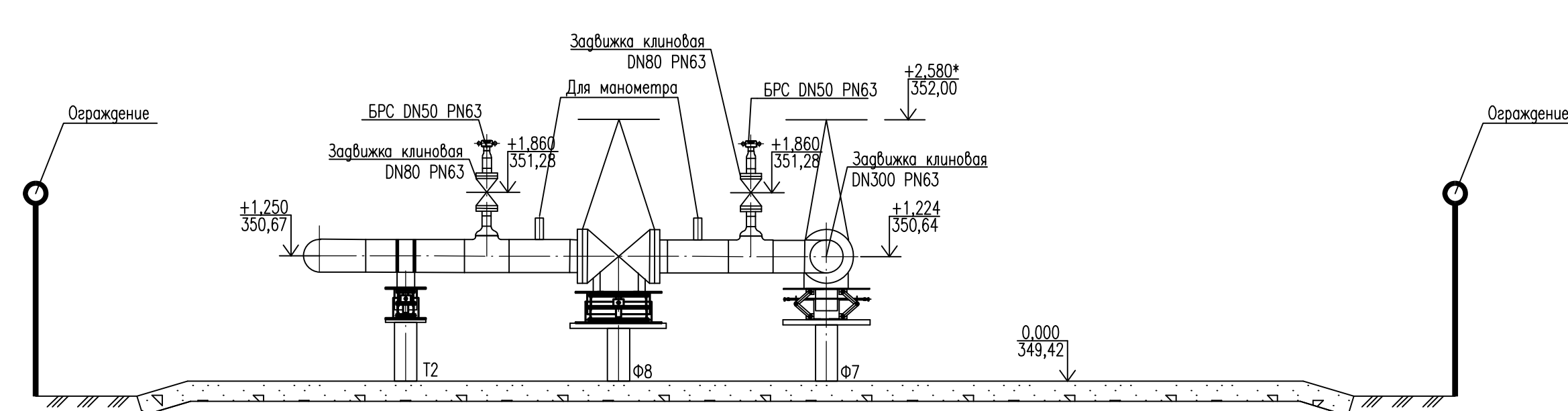


1. #325x8 Непревозосборный трубопровод от т.б.р.3 до т.б.р.3  
2. #630x12 Непревозосборный трубопровод от т.б.р.3 до совмещенной площадки СООД в районе УНГ  
3. #325x8 Непревозосборный трубопровод от КТ-5 до т.б.р.3  
4. #150x8 Дренажный трубопровод в подземную дренажную емкость ОДП-ЕД-003

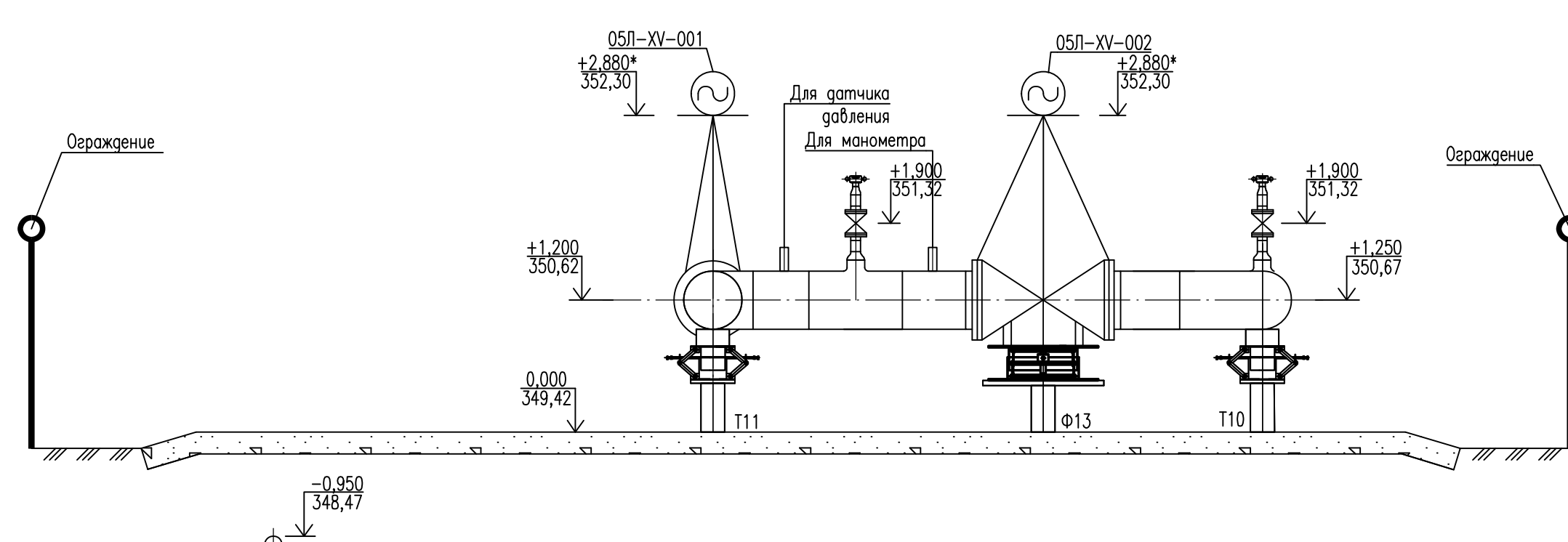
1-1



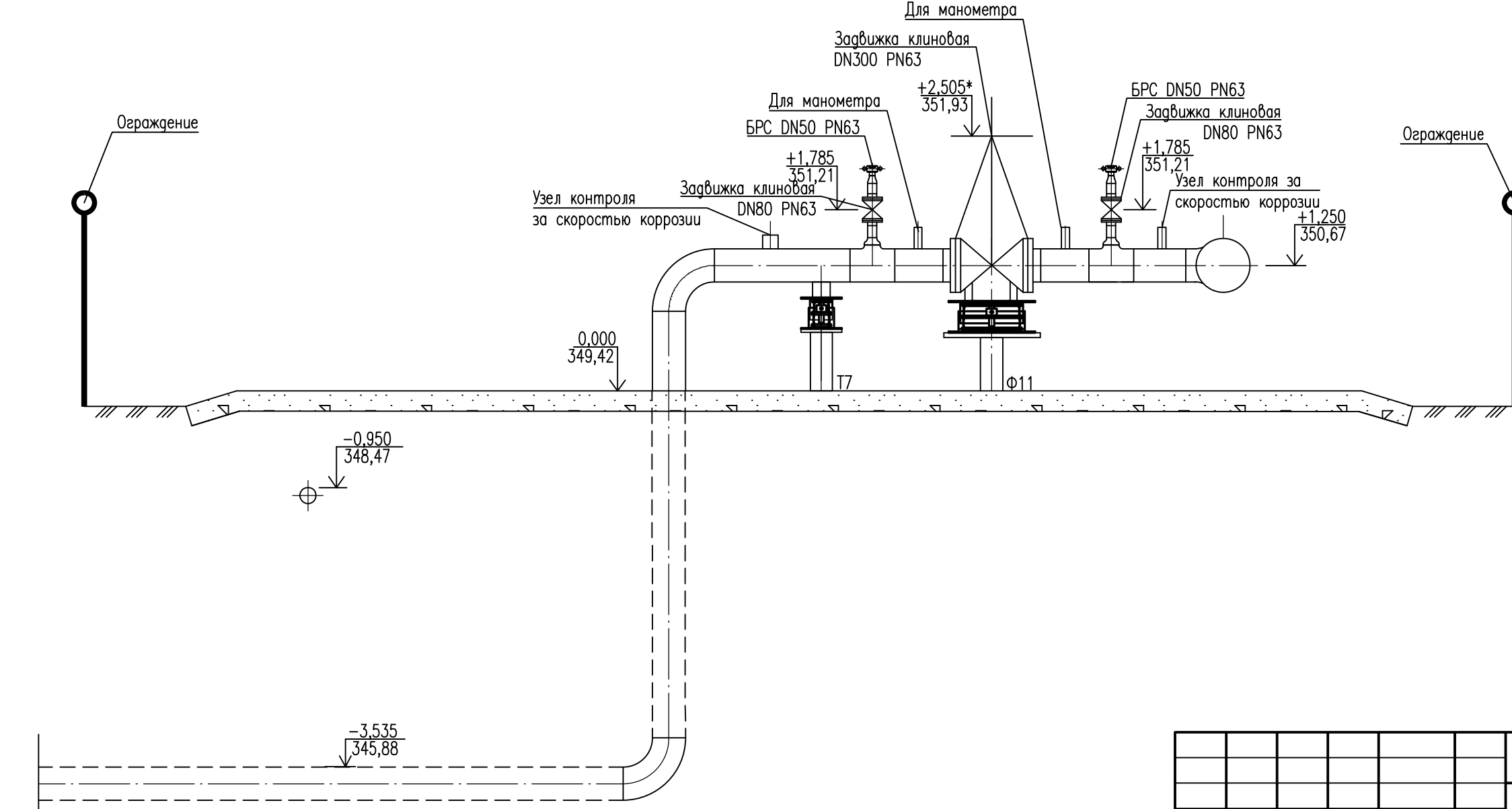
2-2



3-3



4-4

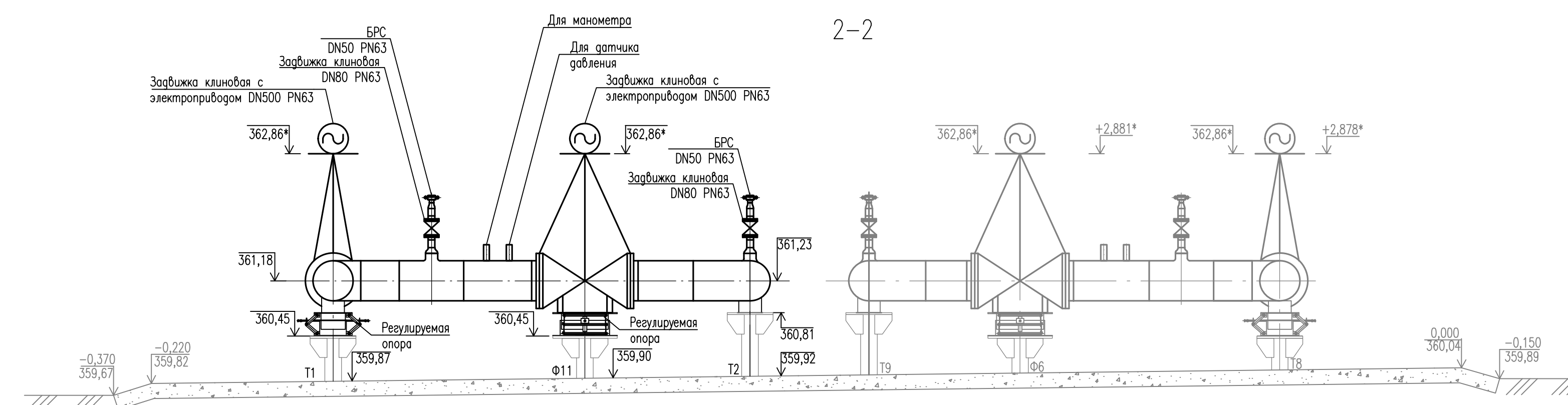
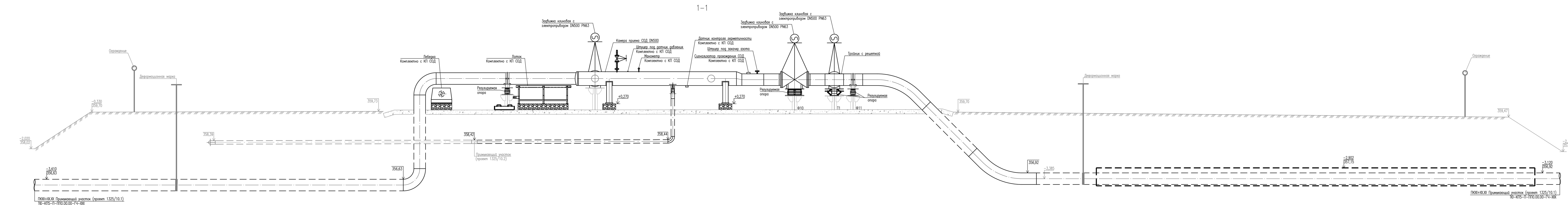
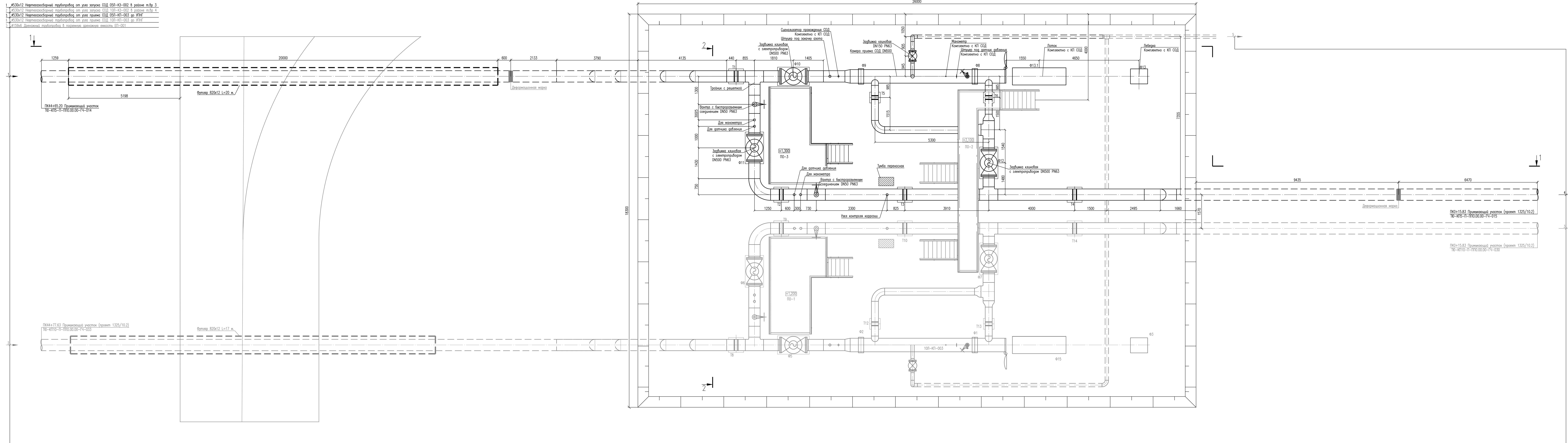


ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-П4-006					
Обустройство Тас-Джарского НГХМ. Куст обжигов N5					
Изм.	Кол. изм.	Лист	М.зак.	Лист	Дата
Разраб.	Мухомов	2	31.10.25	Стр.	31.10.25
Проверка	Колмаков	3	31.10.25	Лист	31.10.25
Г.с.с.с.	Давыдова	4	31.10.25	Лист	31.10.25
Н.м.м.	Павлова	5	31.10.25	Лист	31.10.25
Т.П.	Робинсон	6	31.10.25	Лист	31.10.25
Формат А0					

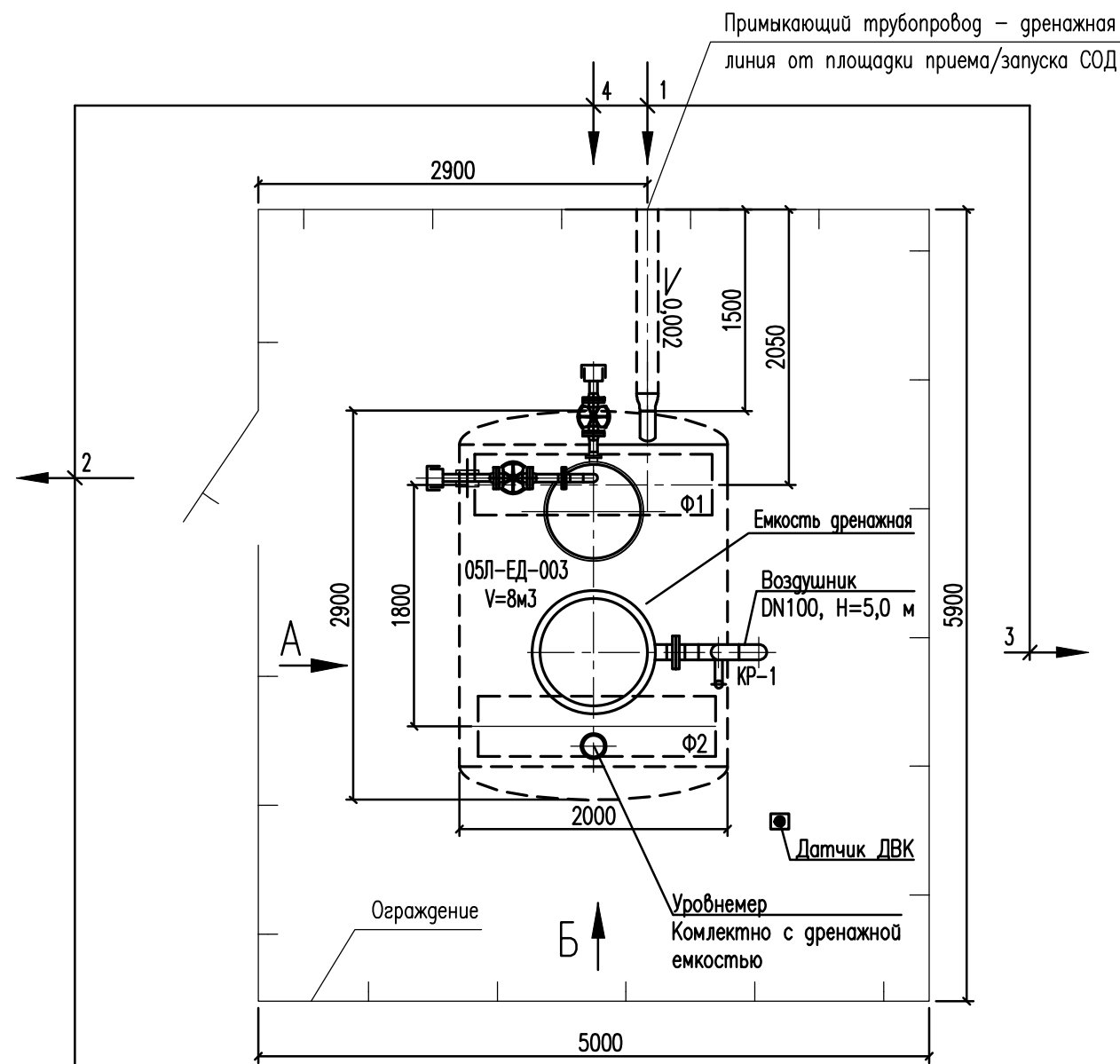
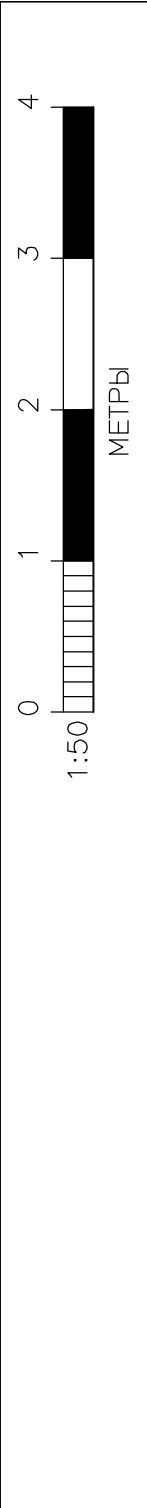


№ д. № рег.	Погр. и сгор.	Взам. инв. №	Состояние		Состояние	
			ОД	Шурышко	Ск	СН/ЗС ОД/д
			ОД/ЗС/ПТ	Закреплено	ОД/ЗС	СН/ЗС ЗТО
						Борисов
						Борисов

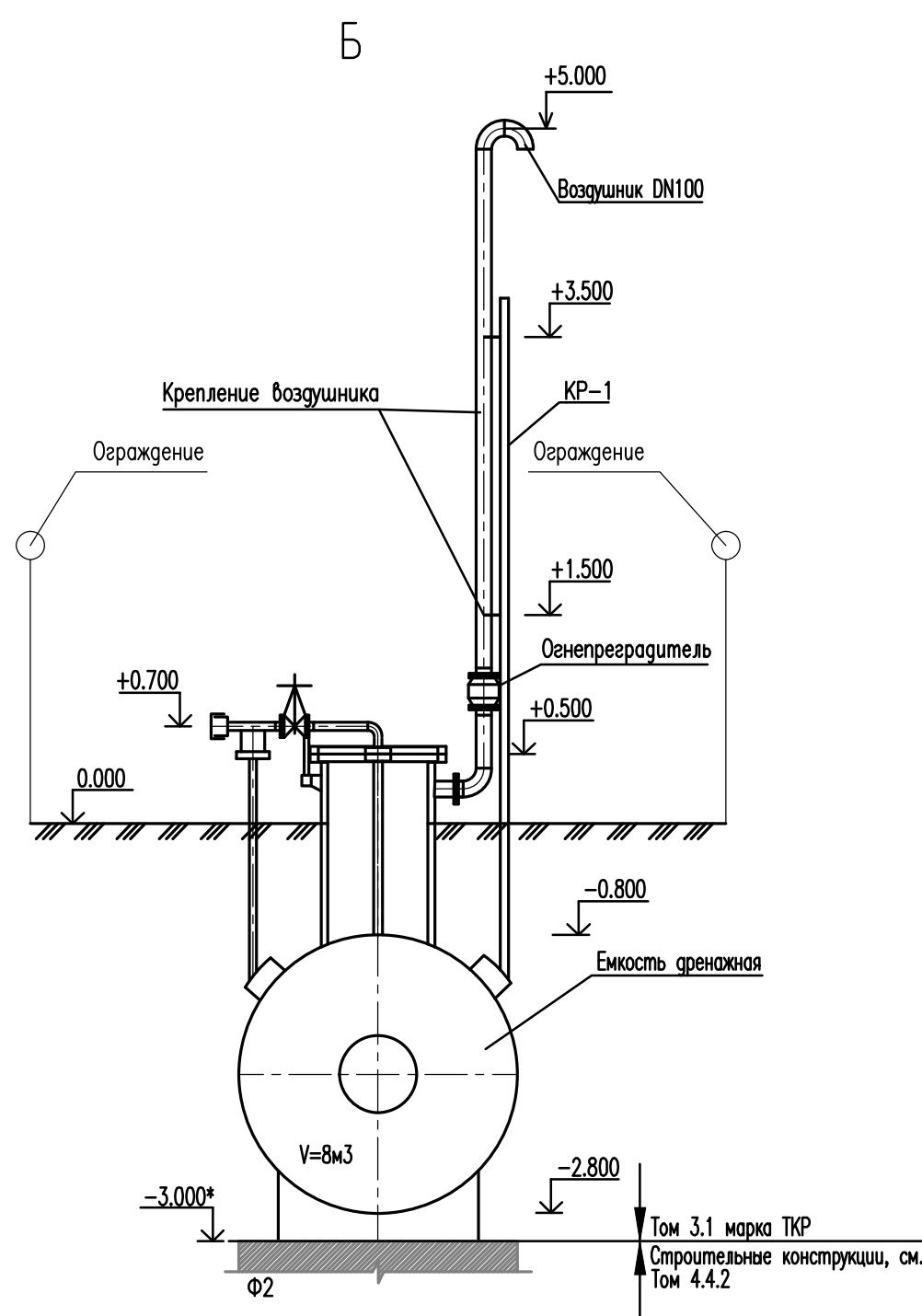
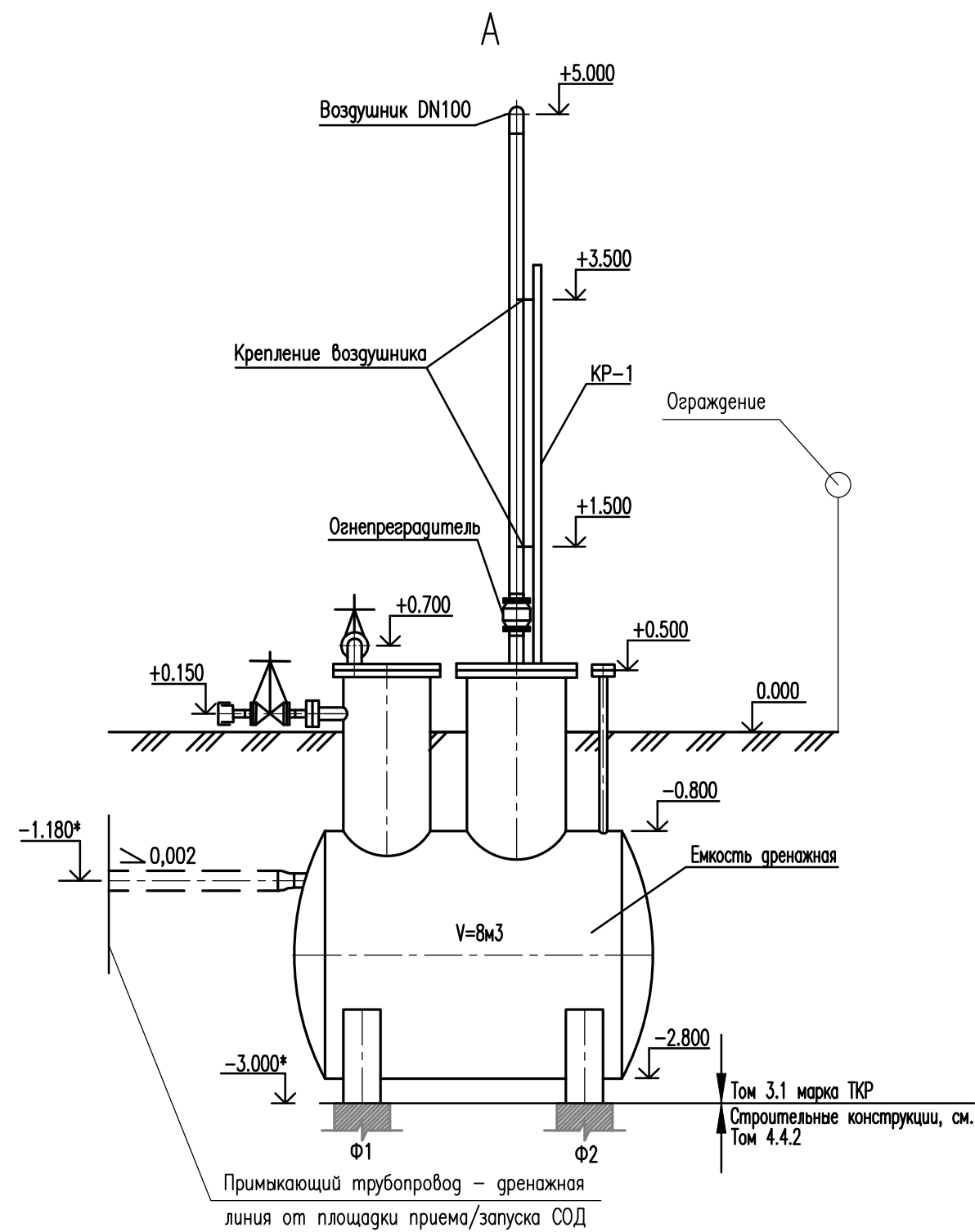
- ПК44+77.63 Принадлежность участка (проект 1325/10.2)  
 10-8010-0-0000000-04-033



					ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-007		
					Обустройство Тас-Красового НТКО. Куст скважин N5		
Изм.	Код изм.	Лист	К-во л.	Дата			
Проект		Мухомов	1	31.03.25			
Проверил		Колмогоров	1	31.03.25			
Главный		Давыдов	1	31.03.25			
Исполн.	Получатель	Специ.	31.03.25				
ГП	Борисов		31.03.25				
Узел проекта ОДН ОНБ5.01 и узел охранной заграды арматура в районе ПЗ.					ГИПРОСТОКОНСТРУКТ		
Лист. Разраба 1-1, 2-2.							



- 1  $\varnothing 159 \times 6 / \varnothing 57 \times 6$  Нефтегазоводяная смесь в дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$
- 2  $\varnothing 57 \times 6$  Трубопровод откачки нефтегазоводяной смеси из дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$  в передвижную технику
- 3  $\varnothing 114 \times 6$  Воздушник дренажной емкости  $V=8 \text{ м}^3$
- 4  $\varnothing 57 \times 6$  Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$



						ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-008			
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№зак.	Погн.	Дата	Емкость дренажная подземная V=8 м3. План. Виды А и Б	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Мустаев		Р.Мустаев	31.10.25	П			1	
Проверил	Колмыков		В.Колмыков	31.10.25					
Гл. спец.	Дрынкина		Р.Дрынкина	31.10.25					
Н.контр.	Поликашина		Н.Поликашина	31.10.25					
ГИП	Ровенская		А.Ровенская	31.10.25					



020406080

1:2000

МЕТРЫ

МАСШТАБ

Согласовано

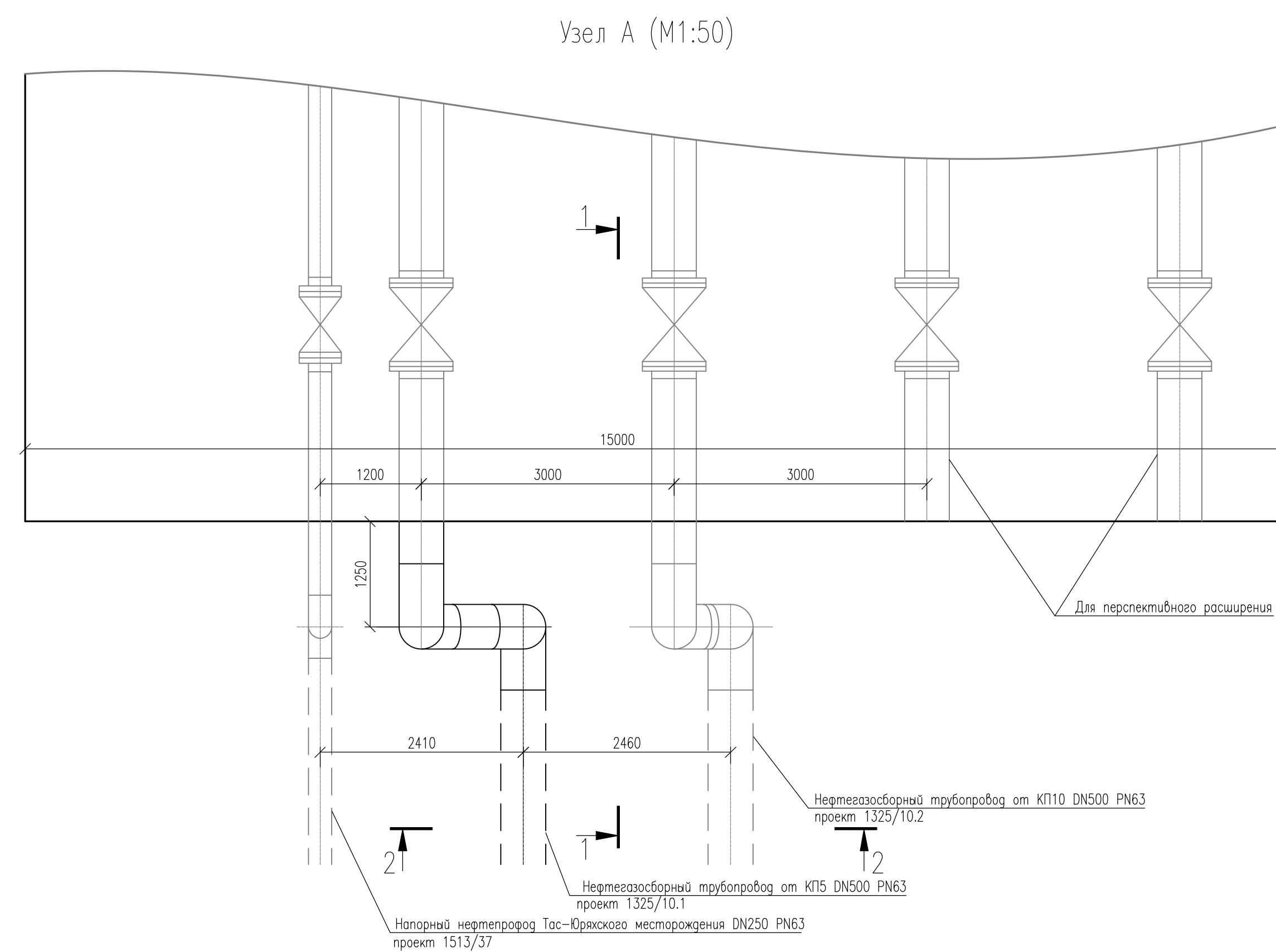
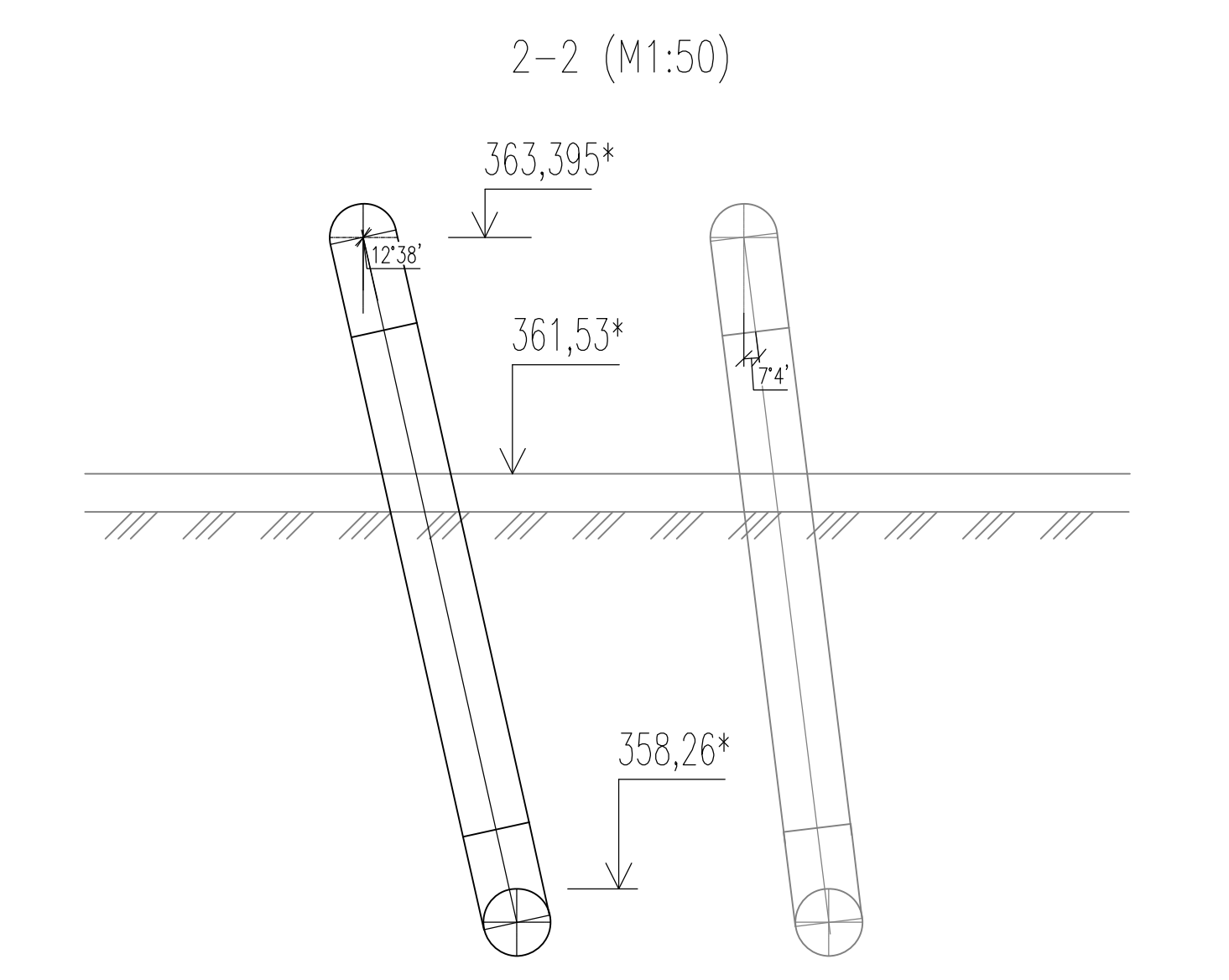
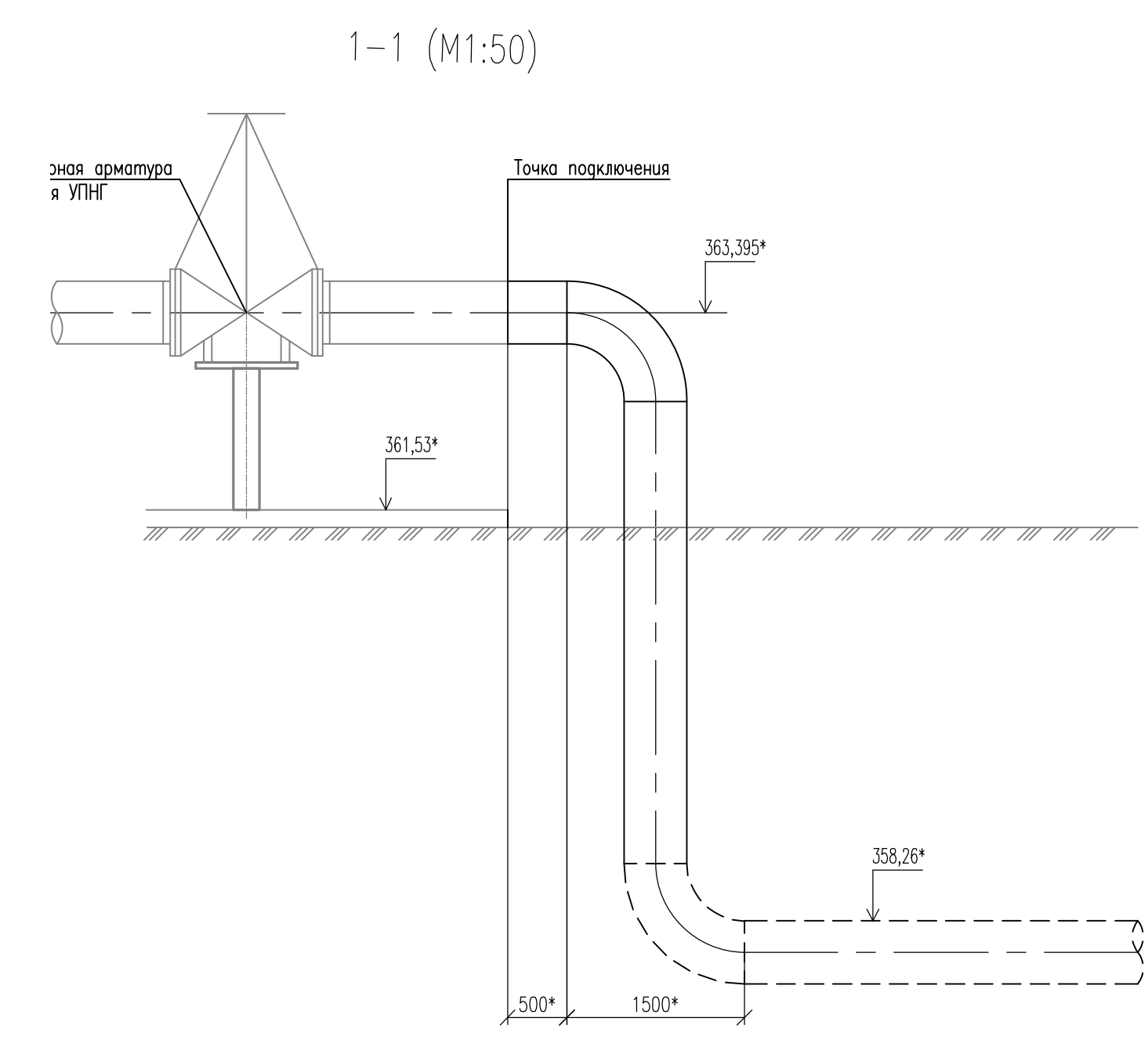
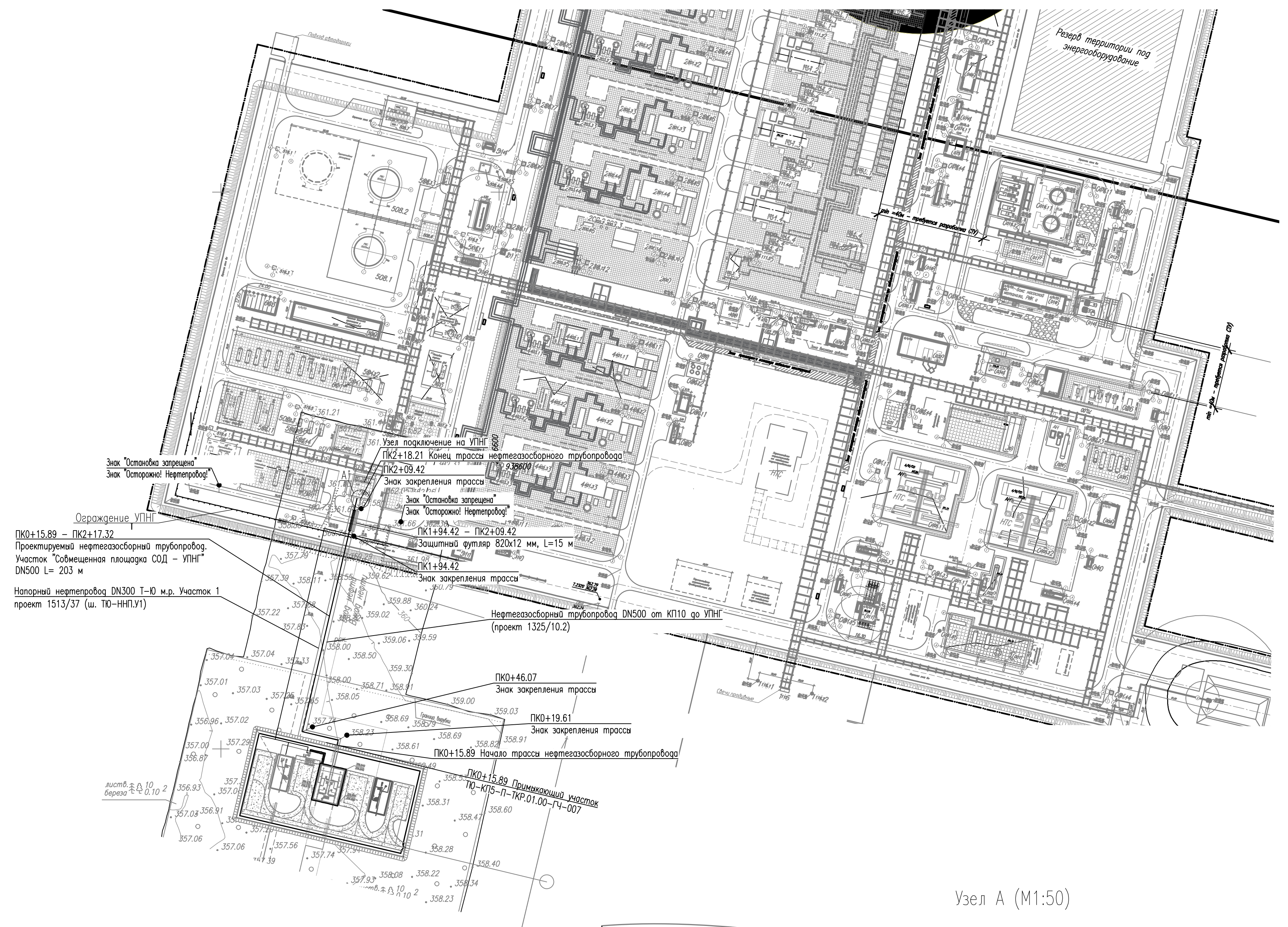
Согласовано

Взам. инв. N

Подп. и дата

Лист N подл.

Российская Федерация  
Республика Саха (Якутия)  
Мирнинский улус  
Ленский улус  
Тас-Юряхское месторождение



1. Лист выполнен на основании материалов инженерных изысканий выполненных ООО "Технологии проектирования".

2. Система высот Балтийская 1977г.

3. Профиль трубопровода приведен на листе ТЮ-КП5-П-ППО.00.00-ГЧ-015.

4. Строительство трубопровода осуществлять в зимний период времени при достижении стабильных отрицательных температур.

5. При наличии воды в траншее предусмотреть ее отпущку из траншеи.

6. \* Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже

						ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-009		
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5		
Изм.	Колуч.	Лист	№зак.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Мустаев	31.10.25				П		1
Проверил	Колмыков	31.10.25						
Гл. спец.	Драникина	31.10.25						
Узел врезки на территории УПНГ нефтегазосборного трубопровода от собищенной площадки СОД до УПНГ. План. Вид А. Разрезы 1-1, 2-2.						ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.	Полякашина	31.10.25				Формат А1		
ГИП	Ровенская	31.10.25				Файл ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-009_0.dwg		



## **Приложение А**

### **Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов**

#### **Технологические решения**

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

- 27 ГОСТ Р 52376 2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 28 ГОСТ 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 29 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 30 Правила устройства электроустановок. Издание 7.
- 31 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 32 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 33 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.
- 34 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 35 Постановление 40 Постановление от 2 декабря 2020 года N40 об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».
- 36 СП 45.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87) Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 37 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 38 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 39 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
- 40 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.
- 41 ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на трубную продукцию, в том числе с внутренней и внешней изоляцией» (ПАО «Газпром нефть»).
- 42 ТТР-01.02.04-09 «Типовые технические решения по применению камер запуска и приема СОД на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 43 ТТР-01.02-03 «Типовые технические решения по применению запорной и регулирующей арматуры на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 44 ТТР-01.07.03-05 «Типовые технические решения на применение опор на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).
- 45 ТТТ-01.07.03-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Опоры трубопроводов» (ПАО «Газпром нефть»).
- 46 ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа».
- 47 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 48 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
- 50 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

### Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

- 51 Требования Компании ПАО «Газпромнефть» ТТР 01.02 01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов».
- 52 ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие условия», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28.03.2014 №65-П).
- 53 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14.11.2013 №44).
- 54 РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений», утверждён 14.11.1986 г.
- 55 ГОСТ 33260 2015 «Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов», принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27.03.2015 №76-П).
- 56 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976г.
- 57 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979г.
- 58 ГОСТ 8733-74 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования», введен в действие 01.01.1976г.
- 59 ГОСТ 8734-75 «Трубы стальных бесшовные холоднодеформированные. Сортамент», введен в действие 01.01.1977 г.

## Приложение Б

### Ведомость оборудования, изделий и материалов. Линейные трубопроводы

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
<b>Нефтеборный трубопровод от КП5 до УПНГ</b>				
1. Труба электросварная 273х8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 325х8 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	1318,19
2. Труба электросварная 325х8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 325х8 К52 60 НП	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	1273
3. Труба электросварная 325х10 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 325х10 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	45
4. Труба электросварная 530х12 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 530х12 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	9550,32
5. Труба электросварная 530х14 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	240,86

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 530x14 K52 60 НПП				
6. Камера приема СОД DN250 PN63 05Л-КП-002	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		КОМПЛ	1
7. Камера приема СОД DN300 PN63 05Л-КП-002	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		КОМПЛ	1
8. Камера запуска СОД DN500 PN63 05Л-КЗ-002	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		КОМПЛ	1
9. Камера приема СОД DN500 PN63 05Л-КП-003	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		КОМПЛ	1
10. Дренажная емкость V=8 м³ 05Л-ЕД-001	ТЮ-КП5-ТХ01-ОЛ-016		шт.	1
11. Дренажная емкость V=8 м³ 05Л-ЕД-002	ТЮ-КП5-ТХ01-ОЛ-016		шт.	1
12. Запорная арматура с электроприводом DN500 PN63	ТТТ-01.02-03 ТЮ-КП5-ТХ01-ОЛ-008		шт.	5





## 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 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	7
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ .....	7
4.2 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	10
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....	10
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ .....	10
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА .....	12
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА .....	13
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ .....	16
7 ВЫВОД .....	22
Приложение А. Список использованных источников.....	24
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов.....	26
Приложение В. Результаты расчетов растепления.....	29
Приложение Г. Результаты температур продукта .....	138

## 1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ), осадок основания, расчет на прочность и деформативность нефтегазосборных трубопроводов проекта 1325/10.1 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

## 2 Общие положения

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

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

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

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

## 3 Исходные данные

### 3.1 Параметры трубопроводов

Проектируемый трубопровод выполнен из электросварных прямошовных труб, из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 (Cr 0,5 – 1,2) класса прочности K52.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.1. проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

Трубопровод прокладывается подземно, без теплоизоляции, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

**Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода**

Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °С	Рабочий продукт
273х8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	6,3	-21,7...+9,4 (см. приложение Г)	Нефтегазовая смесь
325х8			-23,2...+11,6 (см. приложение Г)	
530х12			-23,2...+12,5 (см. приложение Г)	

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

В районе площадок опоры надземных трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемые, домкратного типа.

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

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-КП5-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талик. На основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных грунтов, а также наличия пограничных зон ММГ/талик, границ надземной/подземной прокладки в качестве расчетных участков приняты:

Участок №1 КП №5 – т.вр.2:

- пересечение с проектируемой автодорогой на ПК0+92,34 (геол. скв.76);
- Заход на площадки узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА-002 в т.вр.2 (геол. скв. 6096а);

Участок №2 т.вр.2 – т.вр.3:

- Выход с площадки узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА-002 в т.вр.2 (геол. скв. 6096а);
- Заход на площадку узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3 (геол. скв 2024а);

Участок №3 т.вр.3 – начало совместной прокладки:

– Выход с площадки узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3 (геол. скв 2024а);

– ПК34+80-ПК36+40 (геол. скв. 1014э-1010);

– ПК45+80-ПК48+00 (геол. скв. 1014-1015);

Участок №4 начало совместной прокладки – совмещенная площадка СОД:

- ПК22+00 – ПК23+00 (геол. скв. 1а\*-3000д);

Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ:

– Выход с совмещенной площадки СОД (геол. скв 360С-358С);

– Заход на площадку УПНГ (геол. скв 3025д);

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ТЮ-КП5-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-КП5-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5» и представлены в таблице 2.

**Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта**

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
76	0,14	0,18	0,22	0,19	0,16	0,20	0,16	0,16	0,14	0,08	0,06	-0,35	-0,34	-0,34	-0,36				
6096а	0,20	0,22	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,07	0,01	-0,32	-0,33	-0,32	-0,34	-0,35				
2024а	0,18	0,20	0,15	0,18	0,14	0,18	0,18	0,21	0,17	0,15	0,10	0,02	-0,26	-0,27	-0,30				
1010	0,16	0,10	0,08	0,05	-0,34	-0,31	-0,35	-0,36	-0,34	-0,33	-0,37	-0,43	-0,44	-0,44	-0,42				
1014	0,16	0,18	0,20	0,17	0,21	0,17	0,09	0,05	0,11	0,13	0,13	-0,33	-0,38	-0,36	-0,35				
1015	0,18	0,14	0,17	0,08	-0,31	-0,35	-0,31	-0,36	-0,31	0,05	0,04	-0,31	-0,31	-0,35	-0,33				
1а**	0,94	0,65	0,55	0,46	0,57	0,5	0,58	0,46	0,59	0,52	0,56	0,67	0,61	0,42	0,24	0,1	-0,17	-0,26	-0,48
3000д	0,72	0,3	-0,45	-0,65	-0,63	-0,6	-0,75	-0,71	-0,78	-0,71	-0,76	-0,84	-0,78	-0,8	-0,86				
360С	0,39	0,35	0,29	0,27	-0,31	-0,32	-0,33	-0,34	-0,35	-0,31	-0,34	-0,32	-0,32	-0,34	-0,4	-0,4	-0,38	-0,39	-0,37
3025д	0,72	0,69	0,51	0,39	-0,37	-0,41	-0,38	-0,69	-0,7	-0,68	-0,68	-0,76	-0,82	-0,87	-0,81	-0,89	-0,86	-0,82	-0,8
* Скважины из технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-ННП.У1-ИИ-ИГИ проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения. Участок 1»																			

### 3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-КП5-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции. Климатические характеристики приведены в таблице 3.

**Таблица 3 – Климатические данные**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-29,8	-26,2	-15,9	-4,7	5,3	14,3	17,0	13,2	5,0	-5,9	-21,1	-29,0
Высота снежного покрова, см	45,33	52,67	56,33	45,67	-	-	-	-	-	7,67	25,33	37,00
Скорость ветра, м/с	2,0	1,9	2,0	2,2	2,2	1,9	1,7	1,6	1,8	2,1	2,0	2,0
Суммарная солнечная радиация, Вт/м <sup>2</sup>	29,92	65,08	119,22	173,03	210,42	244,14	224,86	188,38	116,84	65,06	33,01	20,88

## 4 Расчетные 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. Проскурякова и приложению Г к СП 25.13330.2020:

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

где  $\rho_{\text{сн}}$  – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/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	14,54	14,12	14,54	15,38	15,38	14,12	13,28	12,84	13,70	14,96	14,54	14,54
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №76, Вт/м <sup>2</sup> К	1,02	0,88	0,83	1,02	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,52	1,73	1,23



Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6096а, Вт/м² К	1,07	0,93	0,87	1,06	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,68	1,8	1,29
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №2024а, Вт/м² К	1,13	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,88	1,91	1,36
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1010, Вт/м² К	1,08	0,94	0,88	1,08	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,73	1,83	1,3
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1014, Вт/м² К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1015, Вт/м² К	1,1	0,95	0,9	1,09	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,78	1,85	1,32
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1а**, Вт/м² К	1,07	0,93	0,87	1,06	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,68	1,8	1,29
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3000д, Вт/м² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5	1,96	1,4

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №360С, Вт/м <sup>2</sup> К	1,1	0,95	0,90	1,09	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,78	1,85	1,32
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №3025д, Вт/м <sup>2</sup> К	1,1	0,95	0,90	1,09	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,78	1,85	1,32

## 4.2 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 **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

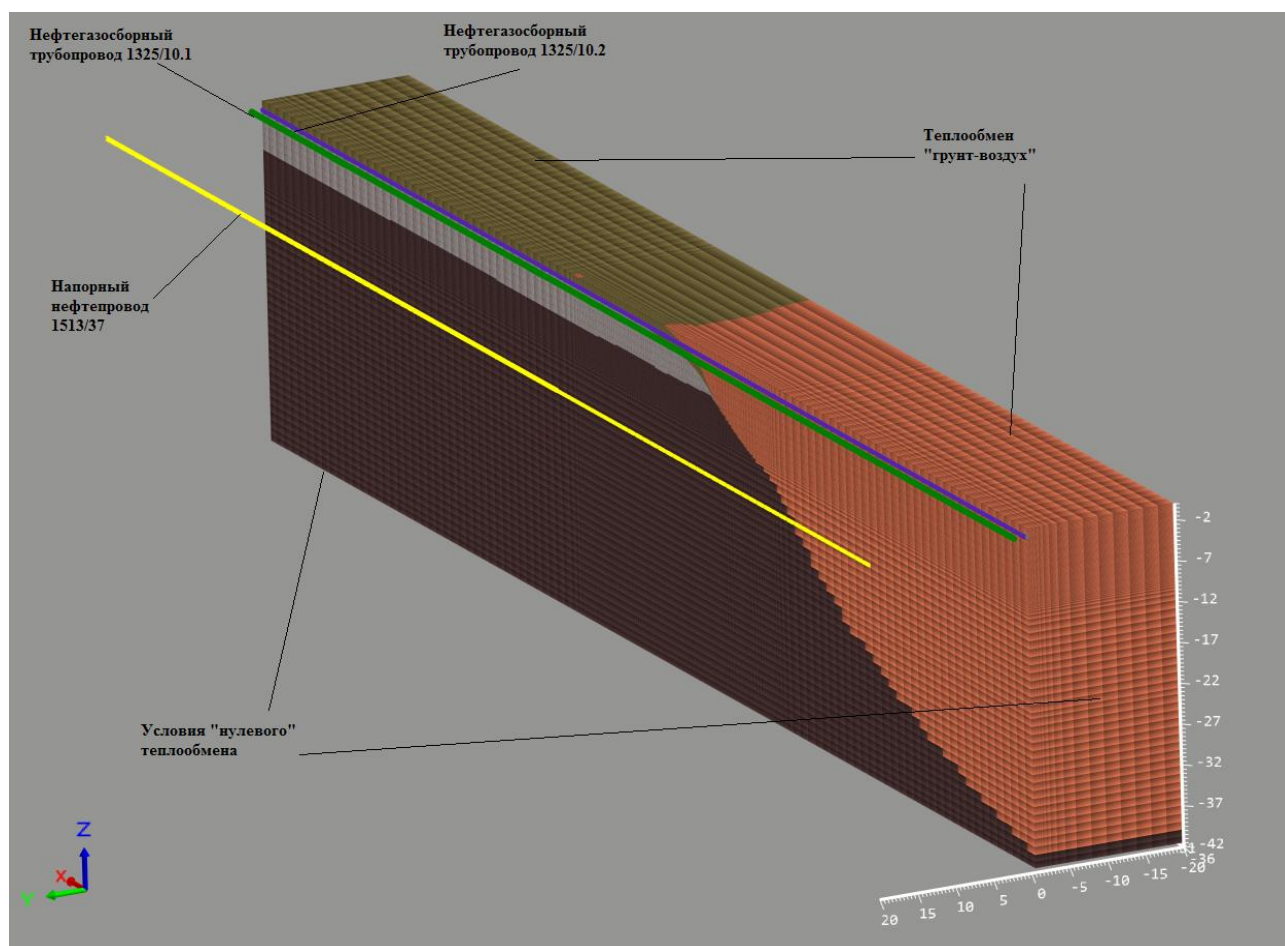


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

## 5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

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

### 5.3 Расчет просадки грунта

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$A_{th,i}$  и  $m_{th,i}$  – коэффициент оттаивания, доли единицы, и коэффициент сжимаемости,  $\text{МПа}^{-1}$ ,  $i$ -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 5.

Таблица 5 – Результаты расчета просадки грунта

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Пикет	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода <sup>1)</sup> , м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Участок №1 КП №5 – т.вр.2				
Пересечение с проектируемой автодорогой на ПК0+92,34 (геол. скв.76)	76	ПК0+92,34	_ <sup>2)</sup>	0
Заход на площадку узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА-002 в т.вр.2	6096а	ПК13+18	_ <sup>2)</sup>	0
Участок №2 т.вр.2 – т.вр.3				
Выход с площадки узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА-002 в т.вр.2	6096а	ПК0+22	_ <sup>2)</sup>	0
Заход на площадку узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3	2024а	ПК13+40	_ <sup>2)</sup>	0
Участок №3 т.вр.3 – начало совместной прокладки				
Выход с площадки узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3	2024а	ПК0+31	_ <sup>2)</sup>	0
ПК34+80- ПК36+40	1014э-1010	ПК35+59	_ <sup>2)</sup>	0
		ПК35+61	1,0	39
		ПК35+80	3,0	132
		ПК36+10	3,5	150
ПК45+80- ПК48+00	1014-1015	ПК46+20	_ <sup>2)</sup>	0
		ПК46+80	2,5	89
		ПК47+60	0,74	23
Участок №4 начало совместной прокладки – совмещенная площадка СОД				
ПК22+00- ПК23+00	1а**	ПК22+40	8,3	0
		ПК22+47,5	3,2	0
	3000д	ПК22+48	3,7	23
		ПК22+52	3,4	117

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Пикет	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода <sup>1)</sup> , м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
		ПК22+64	2,6	164
Участок №5 Совмещенная площадка СОД – УПНГ				
Совмещенная площадка СОД	360С***	30 метров до захода на площадку СОД	4,0	181
		26 метров до захода на площадку СОД	5,6	205
		8,5 метров до захода на площадку СОД	5,6	205
		Захода на площадку СОД	5,0	191
		Выход с площадки СОД	3,2	112
		3 метра после выхода с площадки СОД	4,4	158
		11 метров после выхода с площадки СОД	5,2	189
		18 метров после выхода с площадки СОД	5,2	189
		22 метра после выхода с площадки СОД	4,0	181
ПК1+00-УПНГ	3025д	ПК1+70	4,0	126
		ПК1+71	4,9	160
		ПК1+77	4,9	166

## Примечания

- 1) Изменение положения кровли за срок эксплуатации относительно исходного положения кровли по данным инженерно-геологических изысканий. Учитываются только слои ниже глубины траншеи трубопровода;
- 2) Для данных участков, в связи с транспортом продукта с отрицательными температурами, в течении значительного части срока эксплуатации, положение кровли ММГ не опускается.

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.

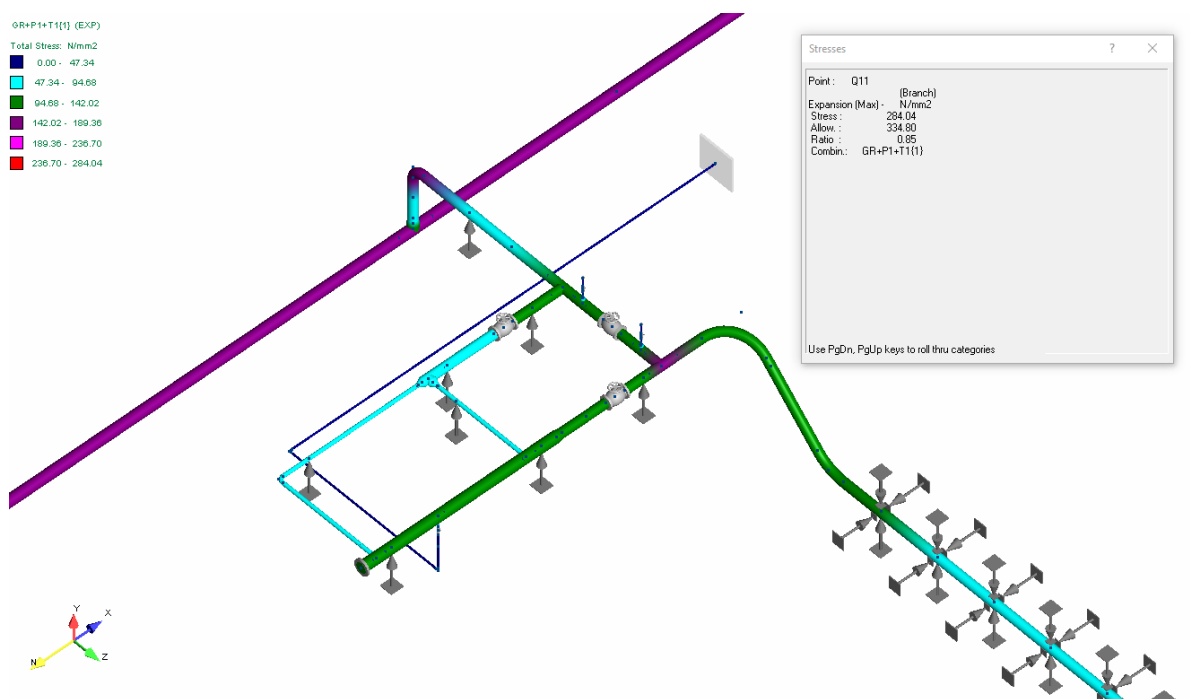
## 6 Проверка условий прочности трубопроводов

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

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

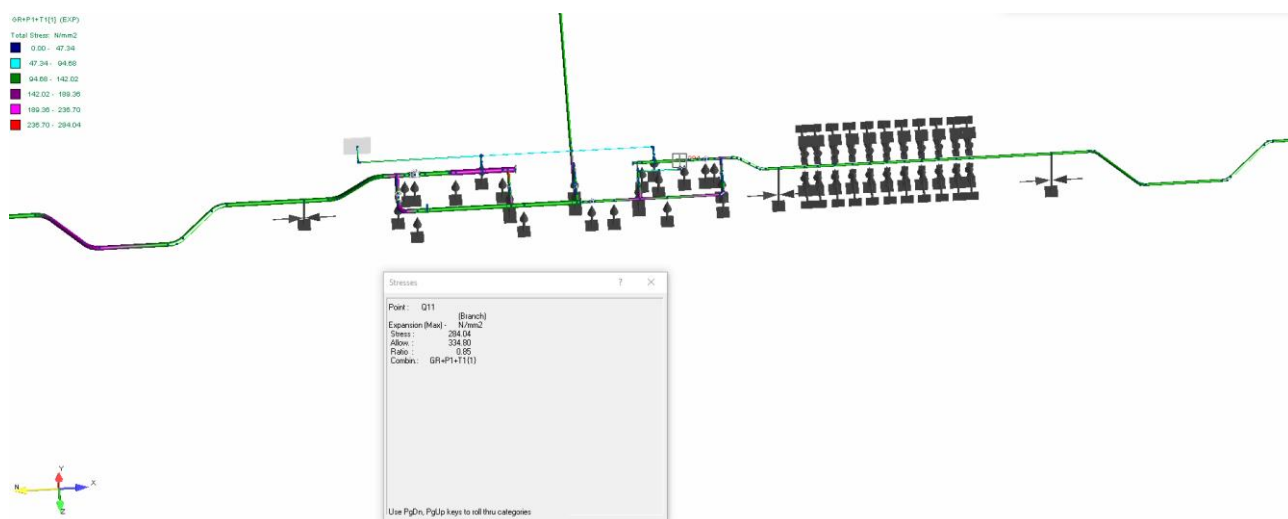
Температура замыкания принята равной  $t = \text{минус } 30^\circ\text{C}$ . В качестве температуры замыкания принимается температура воздуха при которой производится фиксация схемы – приварка «неподвижных» опор, подключение к оборудованию, засыпка трубопровода.

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 2...13.

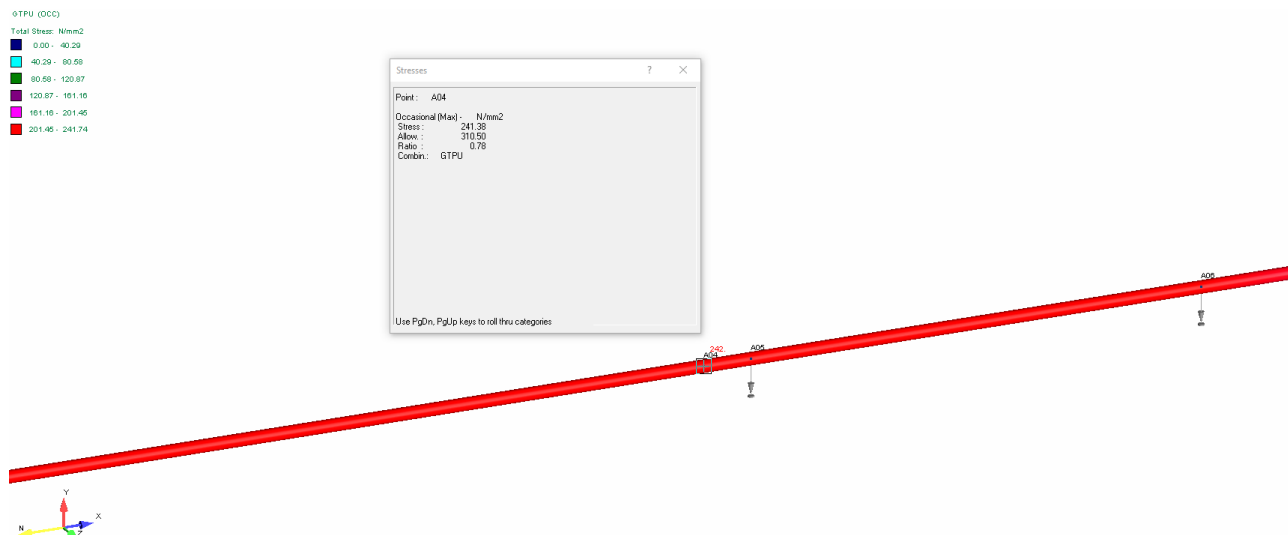


**Рисунок 2 – Картина распределения напряжений по Мизесу на площадке узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА-002 в т.вр.2**

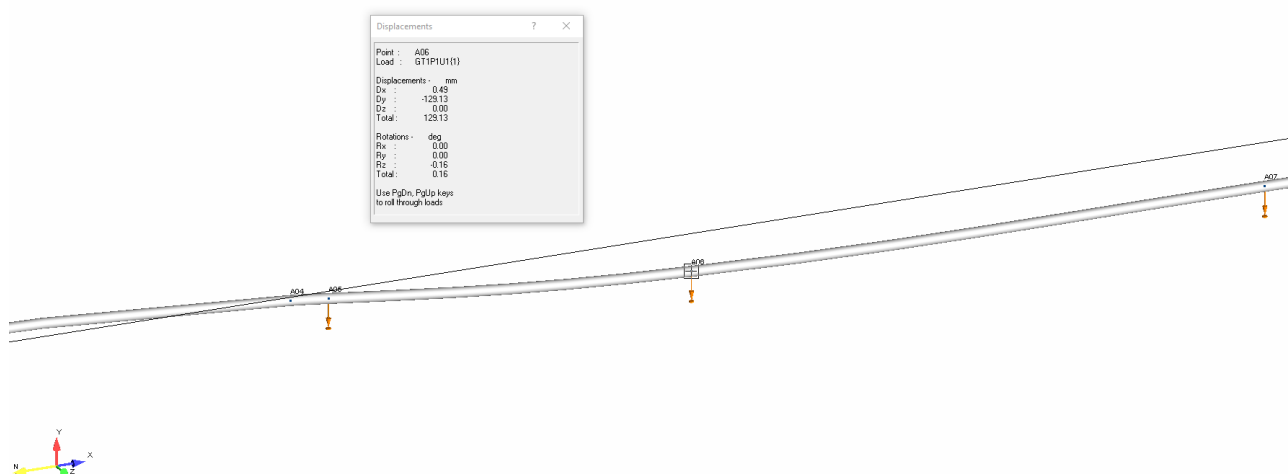




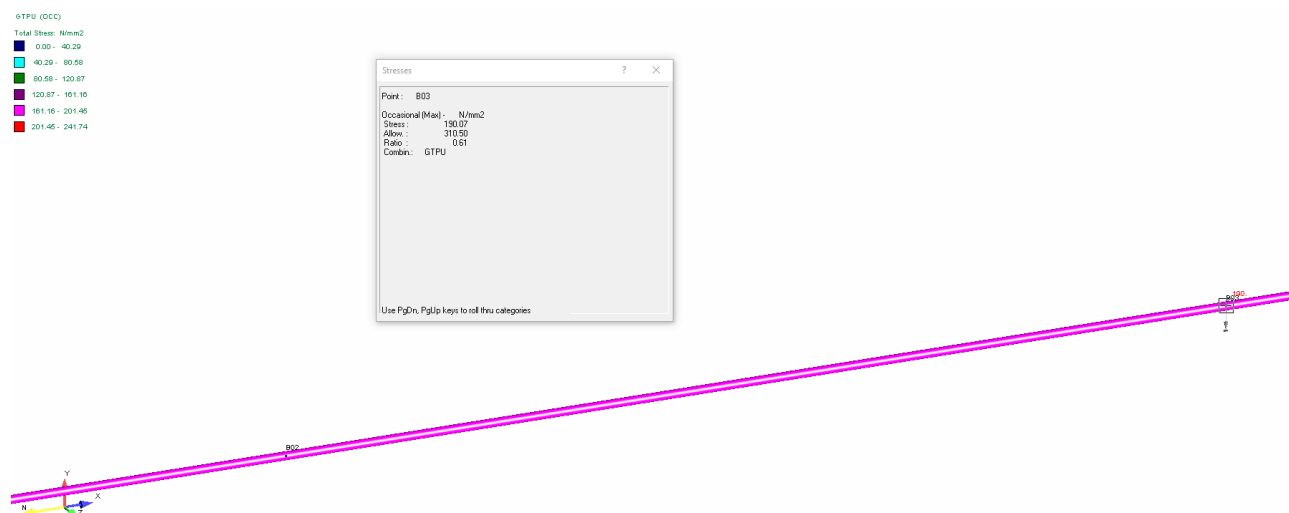
**Рисунок 3 – Картина распределения напряжений по Мизесу на площадке узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 в т.вр.3**



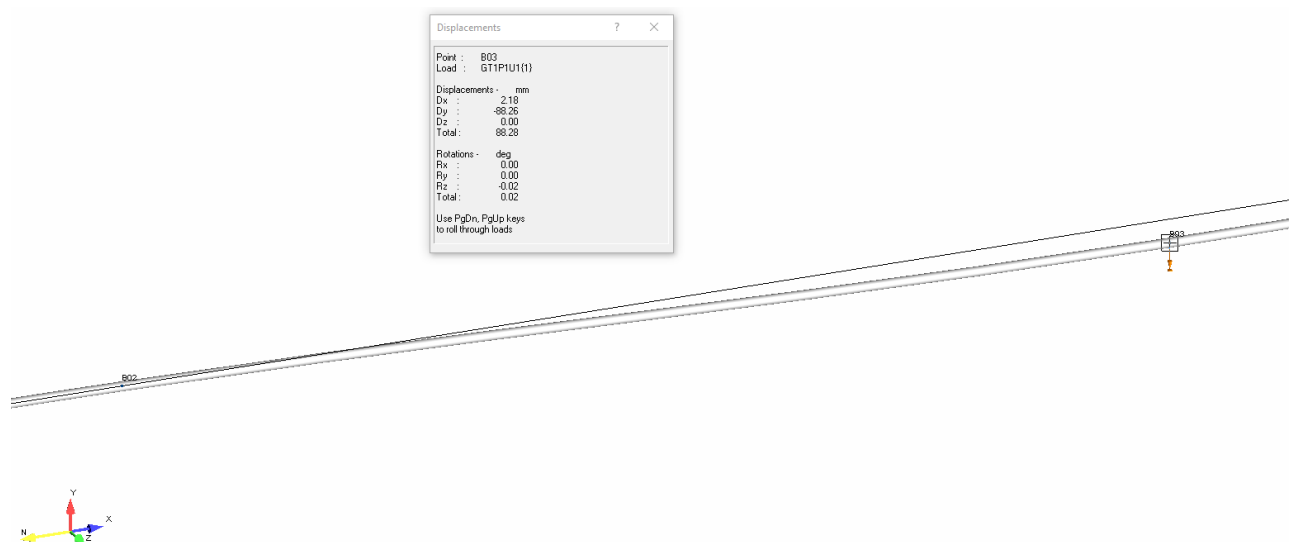
**Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу на участке ПК 34+80 – ПК 36+40**



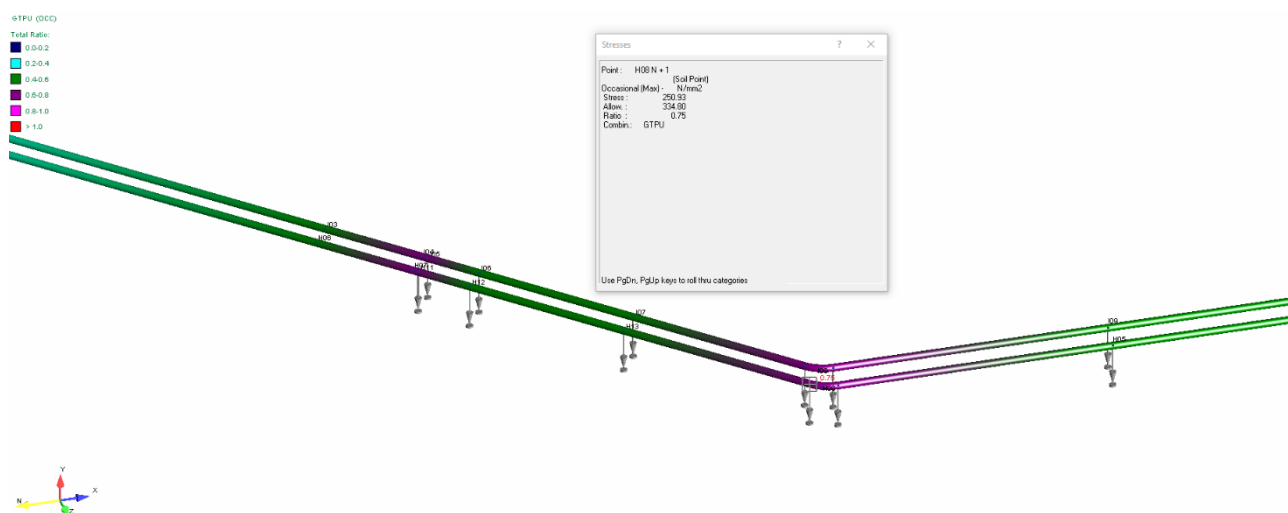
**Рисунок 5 – Картина просадки на участке ПК 34+80 – ПК 36+40**



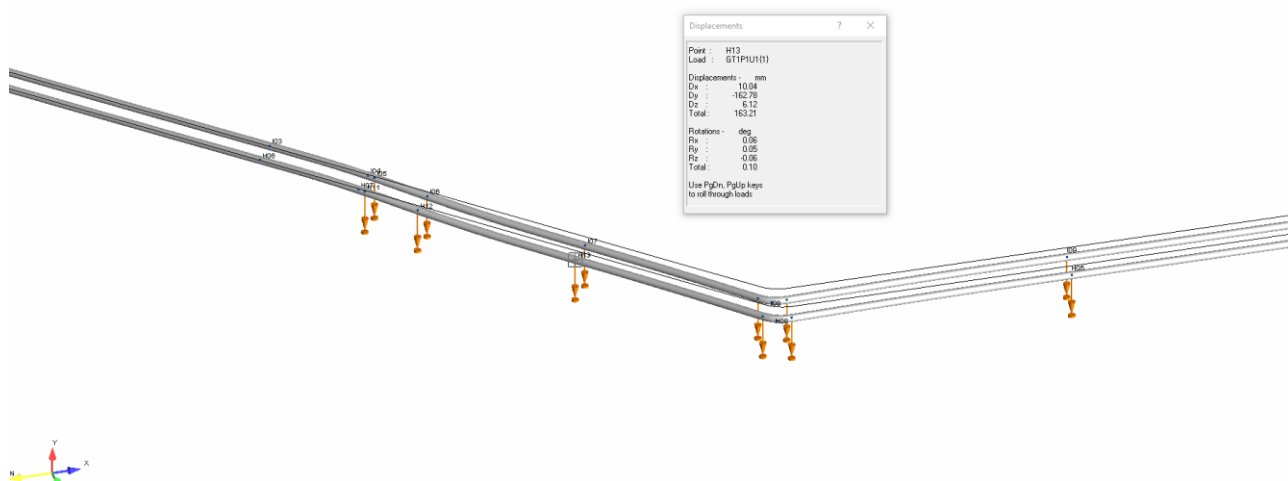
**Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу на участке ПК 45+80 – ПК 48+00**



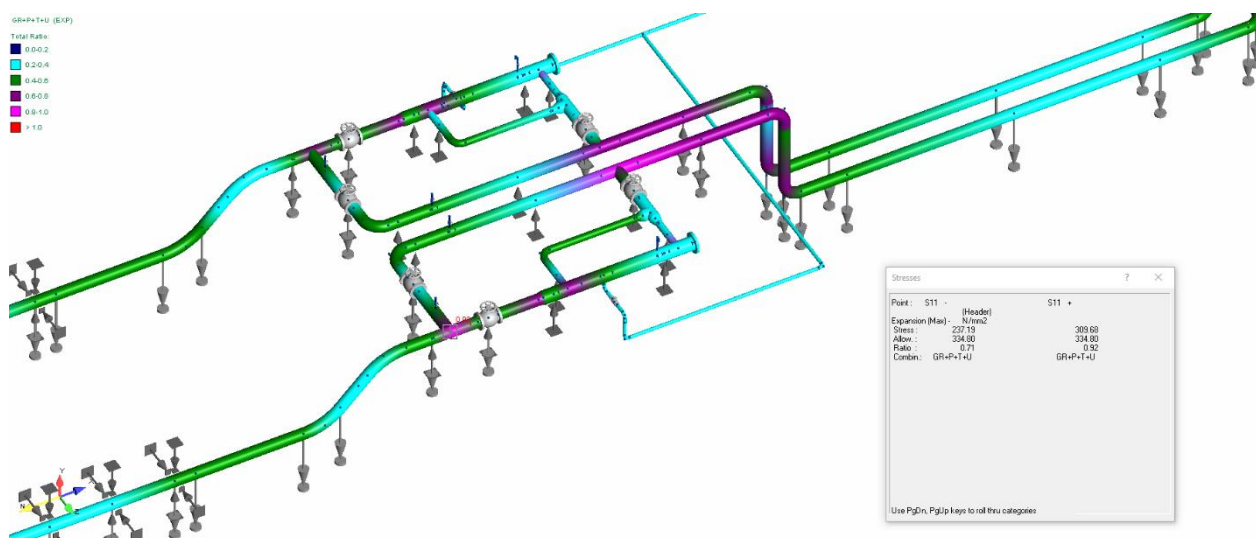
**Рисунок 7 – Картина просадки на участке ПК 45+80 – ПК 48+00**



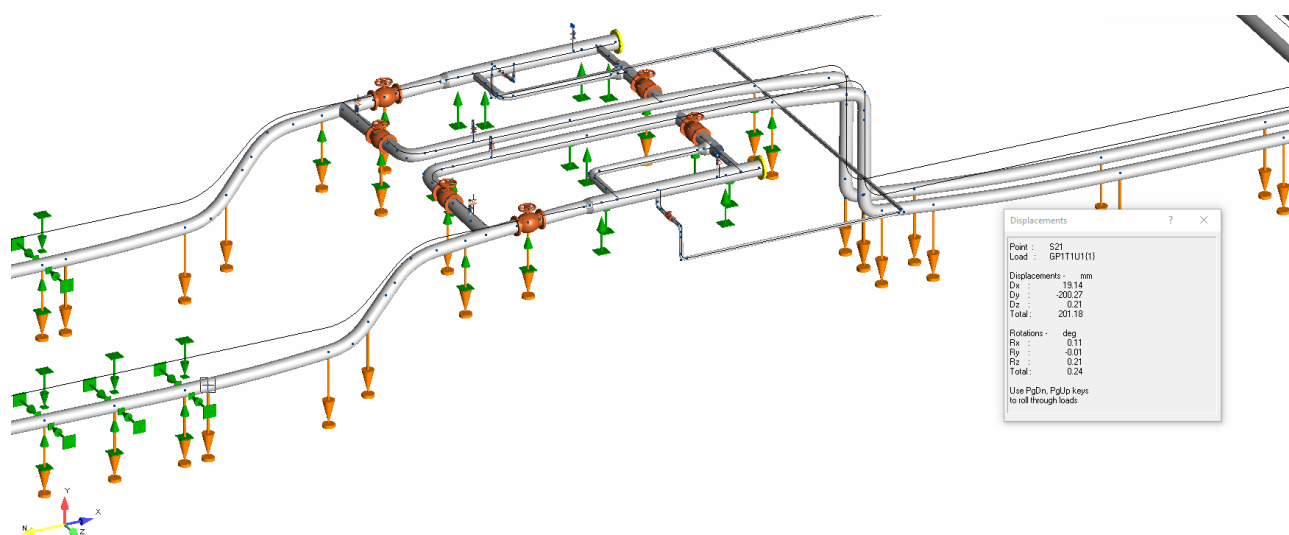
**Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК22-ПК23 (Участок совмещенной прокладки)**



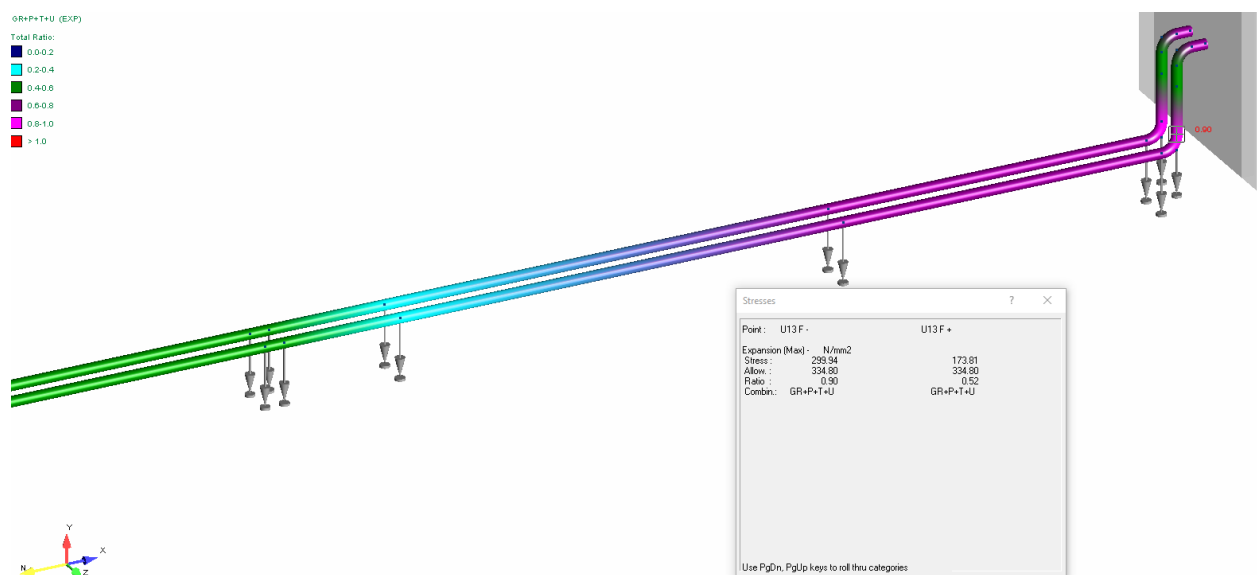
**Рисунок 9 – Картина просадки в районе ПК22-ПК23 (Участок совмещенной прокладки)**



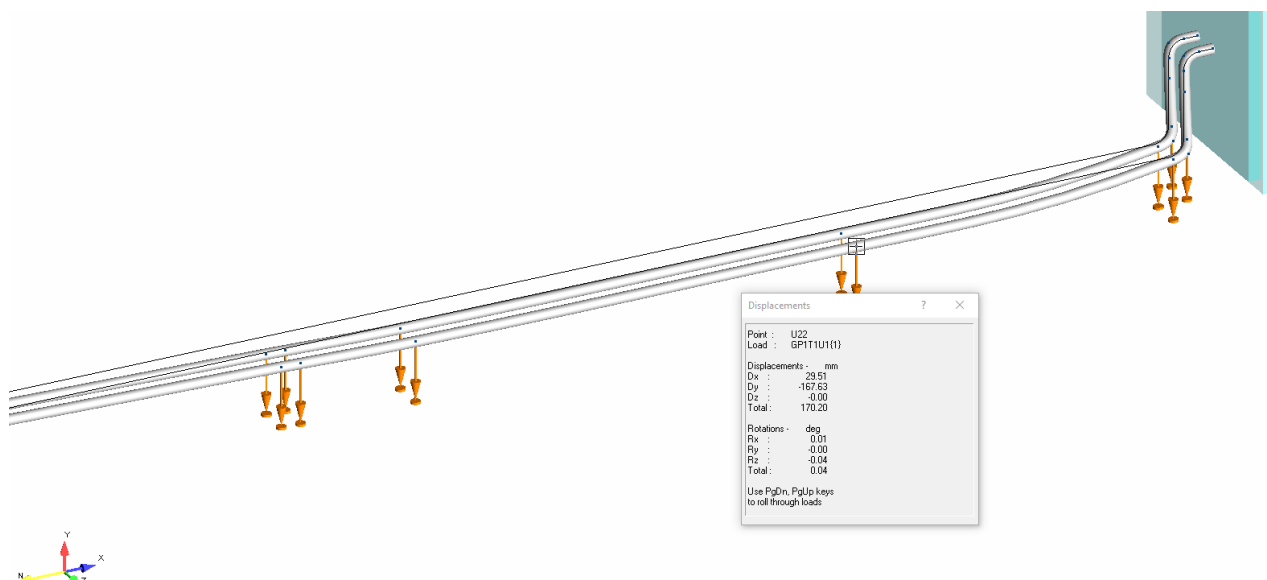
**Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе площадки совмещенного узла СОД (Участок совмещенной прокладки)**



**Рисунок 11 – Картина просадки в районе площадки совмещенного узла СОД (Участок совмещенной прокладки)**



**Рисунок 12 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе захода на площадку УППГ (Участок совмещенной прокладки)**



**Рисунок 13 - Картина просадки в районе захода на площадку УПНГ (Участок совмещенной прокладки)**

Проверка прочности подземных трубопроводов проводится по условию (12.12), (12.13) ГОСТ Р 55990-2014:

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

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

где  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;

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

$\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$f$  – 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 6.

**Таблица 6 - Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности**

Участок трубопровода	Просадка, мм	$\sigma_l$ , МПа	$\sigma_{eq}$ , МПа	$f \sigma_y$ , МПа	Выполнение условий прочности
Участок №1 КП №5 – т.вр.2					
Площадка в т.вр.2	-	208,4	187,9	334,8	ДА
Участок №2 т.вр.2 – т.вр.3					
Площадка в т.вр.3	-	312,8	284,0	334,8	ДА

Участок трубопровода	Просадка, мм	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_{eq}$ , МПа	$f\sigma_y$ , МПа	Выполнение условий прочности
Участок №3 т.вр.3 – начало совместной прокладки					
ПК34+80-ПК36+40	До 150	142,7	241,4	334,8	ДА
ПК45+80-ПК48+00	До 89	81,2	190,1	334,8	ДА
Участок совместной прокладки					
ПК22+00 – ПК23+00	До 164	215,6	250,9	334,8	ДА
Совмещенная площадка СОД	До 205	324,5	309,7	334,8	ДА
ПК1+00-УПНГ (участок №3)	До 166	276,8	299,9	334,8	ДА
Примечание – Значительные осадки на участках: №1 КП5 – т.вр.2, №2 т.вр.2 – т.вр.3 отсутствуют					

## 7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов, проверочного расчета на прочность нефтегазосборных трубопроводов проекта 1325/10.1 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5» сделаны следующие выводы:

- ММГ имеет островной характер распространения, преимущественно распространены участки с заглубленной кровлей ММГ. Наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талик;
- ММГ представлены малопросадочными незасоленными песками с коэффициентом оттаивания до 0,037 д.ед;
- Использование ММГ в качестве основания принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокриологических условий (см. Приложение В) и расчетом осадки грунтового основания для подземной части;
- Трубопровод прокладывается без теплоизоляции над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм. Выполняется замена пучинистых грунтов в основании трубопровода;
- В течении большей части срока эксплуатации осуществляется транспорт продукта с отрицательными температурами, что приводит к охлаждению грунтов в окрестности трубопровода в начале эксплуатации;

- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 205 мм;
- Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых рабочих параметрах эксплуатации трубопровода. Осадка (деформация при оттаивании) грунтового основания является допустимой, т.к. не вызывает превышения допустимого уровня напряженно-деформированного состояния трубопроводов согласно раздела 12 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом усилий и деформаций трубопровода, вызванных неравномерной осадкой основания;
- В соответствии с требованиями п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014 и в качестве компенсации осадок грунта при уплотнении замененных грунтов после строительства и при оттаивании ММГ, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли должны быть приняты регулируемые, домкратного типа.

## Приложение А

### Список использованных источников

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

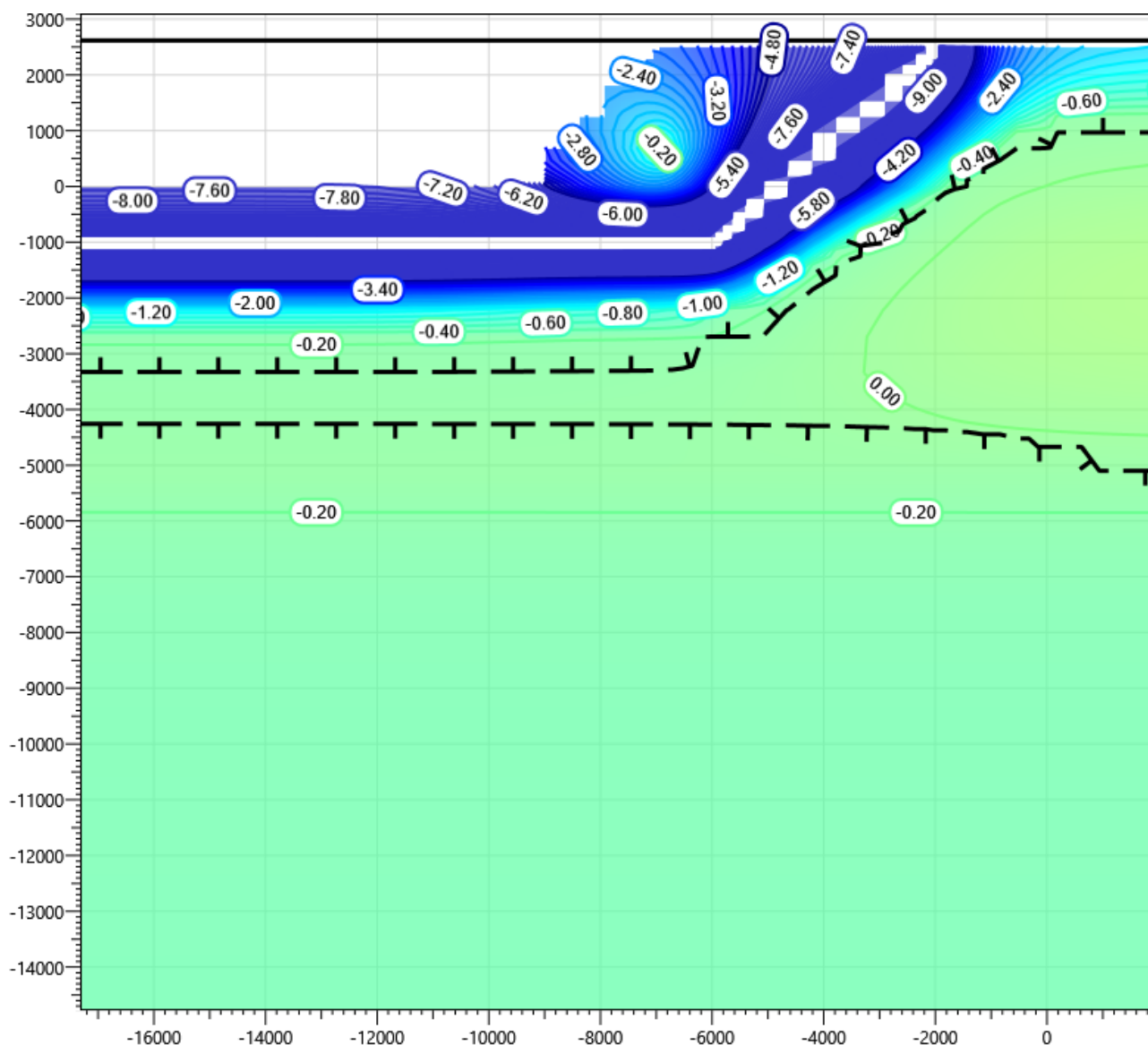
Таблица Б.1 - Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств мерзлых и скальных грунтов

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ				
			438	448	203	445	455
Влажность суммарнаяW tot. д.е.			0,189	0,209	-	-	-
Влажность естественная We д.е.			-	-	0,317	0,199	0,220
Влажность мерзлого грунта. расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)			0,161	0,177	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)			0,028	0,031	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды Ww. д.е. (н)			0,000	0,000	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)			0,161	0,177	-	-	-
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.		-	-	0,402	-	-
	на границе раскатывания Wp. д.е.		-	-	0,271	-	-
	число пластичности Ip. д.е.		-	-	0,13	-	-
Показатель текучести IL. д.е.			-	-	0,35	-	-
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см3	2,65	2,66	2,71	2,65	2,66
		грунта P. г/см3	-	-	1,86	1,82	1,77
		сухого грунта Pd. г/см3	-	-	1,41	1,51	1,45
	Мерзлого	грунта P. г/см3	1,83	1,82	-	-	-
		сухого грунта Pd. г/см3	1,53	1,50	-	-	-
Пористость грунта n. %			42,0	43,5	48,2	43,0	45,6
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			0,73	0,77	0,93	0,76	0,84
Коэффициент водонасыщения Sr. д.е.			-	-	0,94	0,72	0,71
Льдистость суммарная I tot. д.е.			0,32	0,36	-	-	-
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.			0,27	0,30	-	-	-
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е.			0,05	0,06	-	-	-

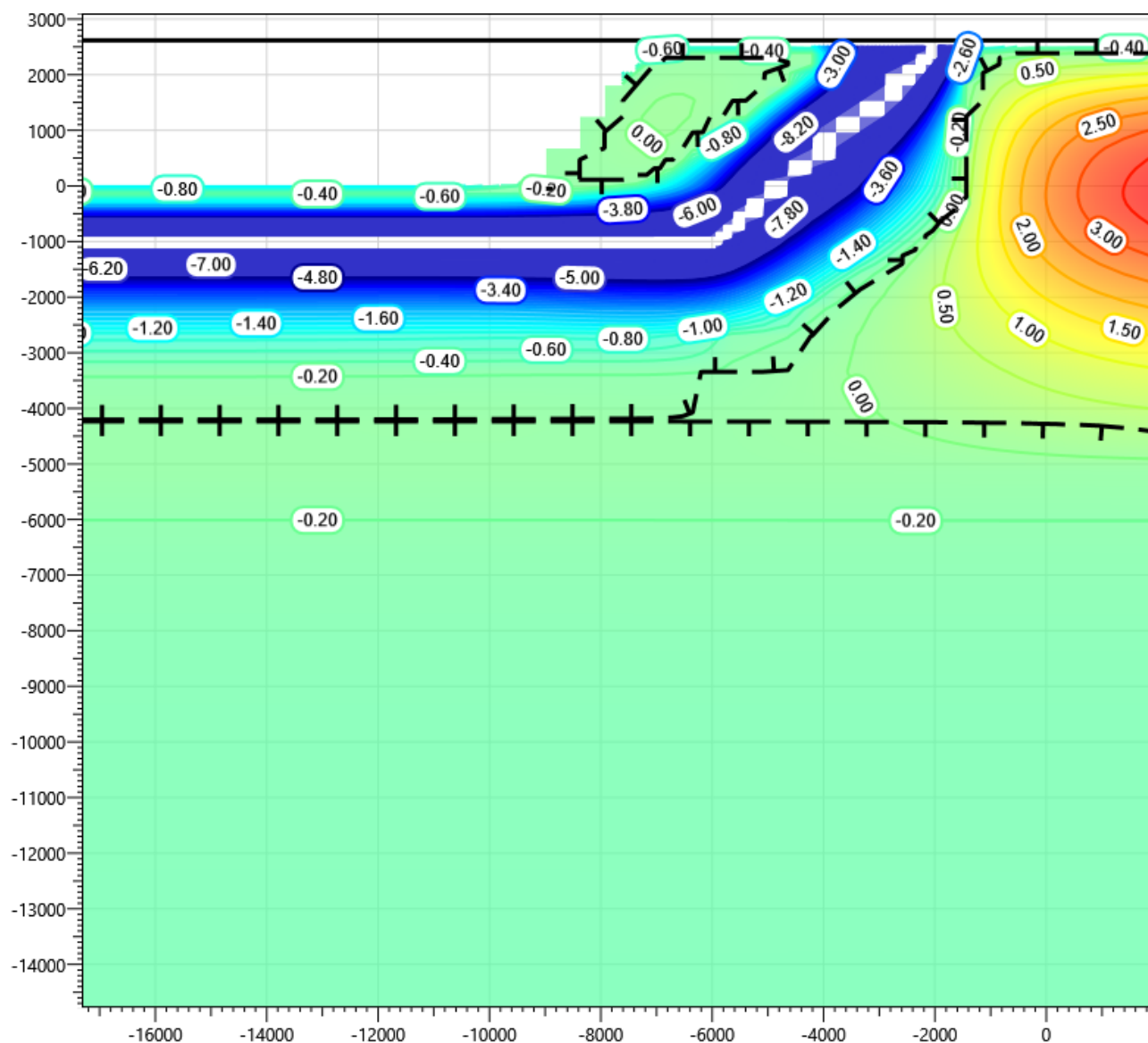
Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ				
			438	448	203	445	455
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.			0,65	0,69	-	-	-
Относительное содержание органического вещ-ва Ig. д.ед.			0,01	0,03	1,24	0,39	0,01
Засоленность D sal. %			0,0018	0,0011	0,0005	0,0023	-
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	Валунный	>100	-	-	-	-	-
	Галька (щебень)	40.00-80.00	-	-	-	-	-
		20.00-40.00	-	-	-	-	-
	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-	-
		2.00-5.00	0,53	-	-	0,49	-
	песок	1.00-2.00	1,72	0,84	-	0,84	0,11
		0.50-1.00	5,42	2,18	1,25	2,05	1,21
		0.25-0.50	55,05	15,35	17,65	22,35	15,16
		0.10-0.25	25,60	67,46	8,78	57,64	51,93
		0.05-0.10	12,42	14,98	13,79	17,07	31,59
	пыль	0,01-0,05	-	-	32,54	-	-
		0.002 - 0.01	-	-	26,02	-	-
	глина	<0.002 мм	-	-	26,18	-	-
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут			-	4,80	-	4,02	3,20
Угол откоса. град.	сухой	сухой	-	32,00	-	33,83	34,67
	под водой	под водой	-	22,50	-	23,50	24,67
Температура. °С			-0,50	-0,50	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,004 непуч	0,020 слабоп	0,025 слабоп	0,019 слабоп	0,025 слабоп
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			0,060	0,046	-	-	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			0,037	0,034	-	-	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			-	-	-	-	-
Модуль деформации Mпа			-	-	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ				
			438	448	203	445	455
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			0,208	0,184	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf. Мпа			0,174	0,153	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа			0,206	0,188	-	-	-
Предел прочности на одноосное сжатие Rc. Мпа			-	-	-	-	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа		-	-	5,6	-	-
	Угол внутреннего трения, градус,		-	-	19	-	-
	Удельное сцепление, С, Мпа		-	-	0,020	-	-
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа		-	-	12,5	17,3	-
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,		-	-	20	28	-
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа		-	-	0,019	0,001	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт		2,19	1,86	1,57	2,12	2,08
	талый грунт		1,96	1,64	1,39	1,87	1,83
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт		2,06	1,91	2,18	2,02	2,00
	талый грунт		2,70	2,37	2,92	2,69	2,64
Температура начала замерзания		Tbf °С	-0,10	-0,10			-
Удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом*м			192 низкая	175 низкая	32 средняя	180 низкая	низкая
По нормативным данным	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа		-	-	15,60	0,00	0,00
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,		-	-	17	0	0
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа		-	-	8,6	0,0	0,0

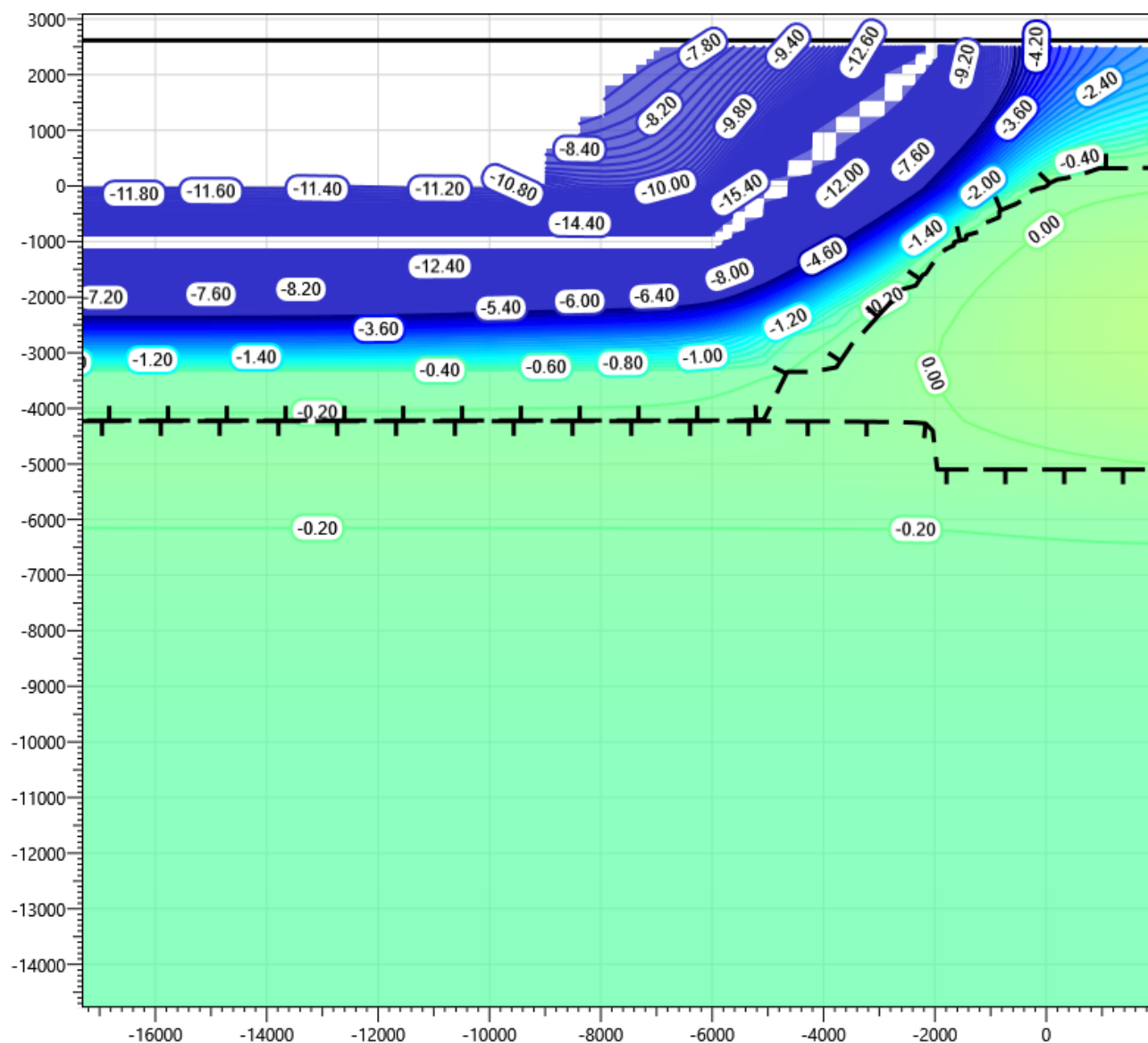
**Приложение В**  
**Результаты расчетов растепления**



**Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

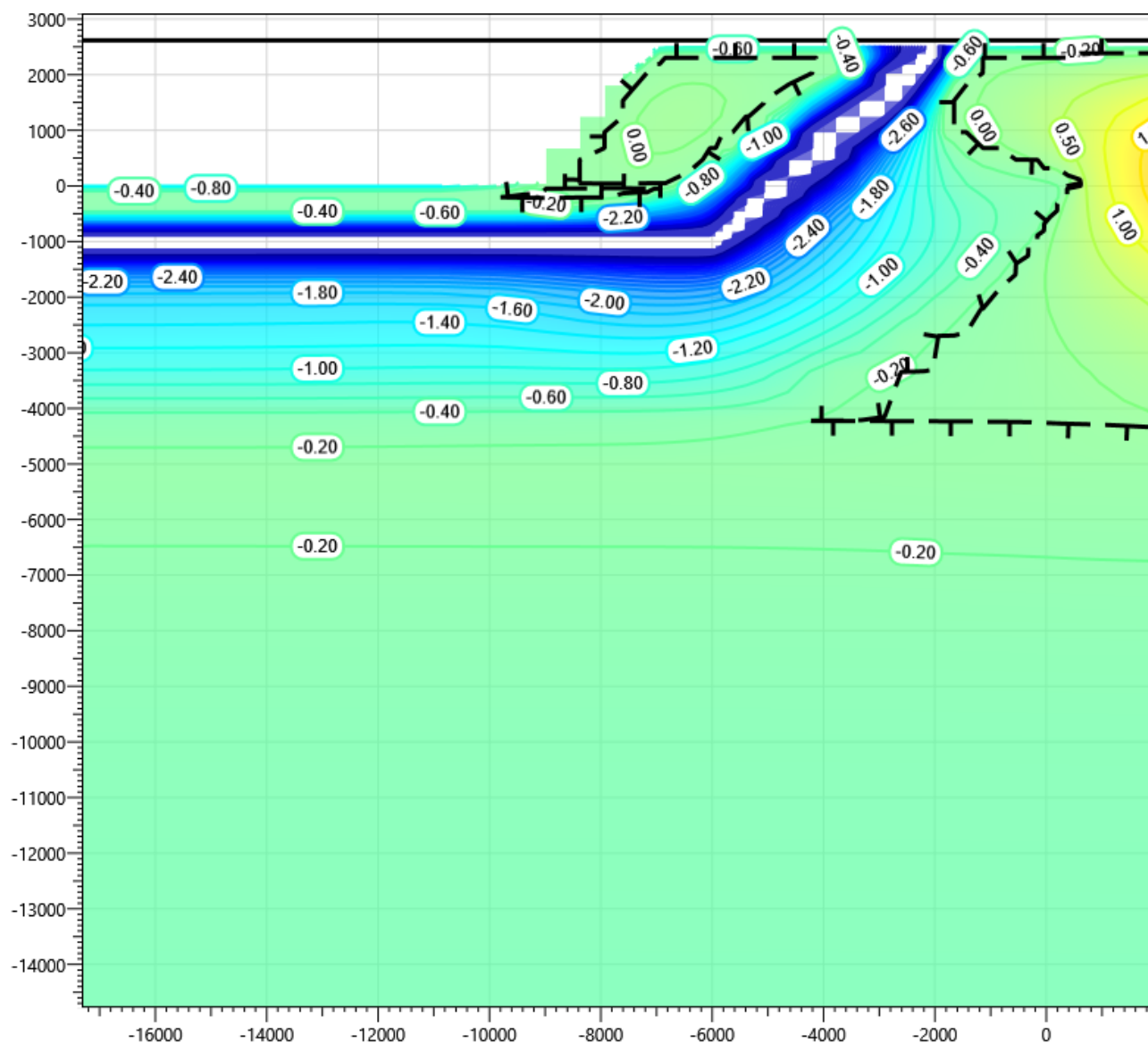


**Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

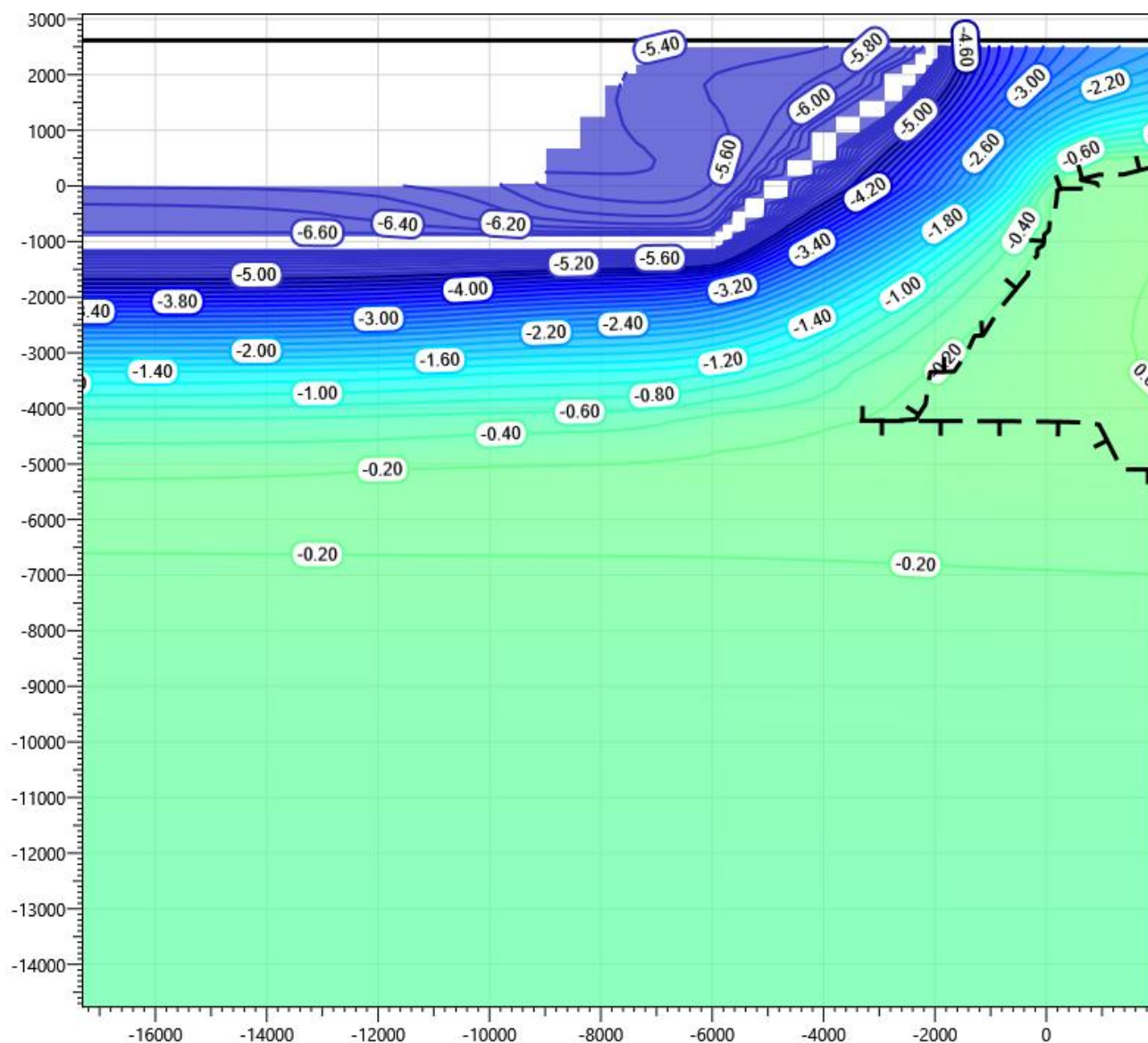




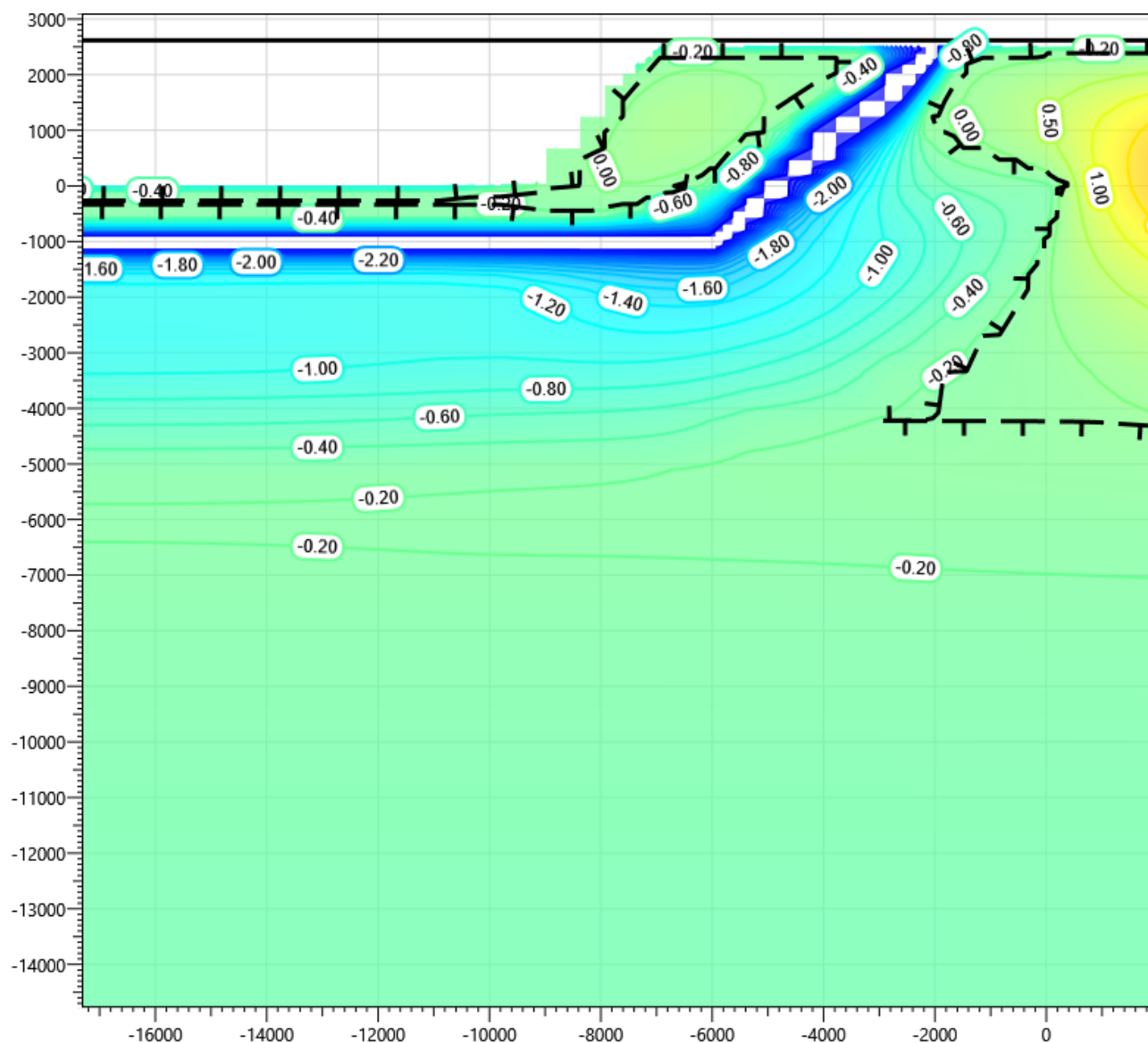




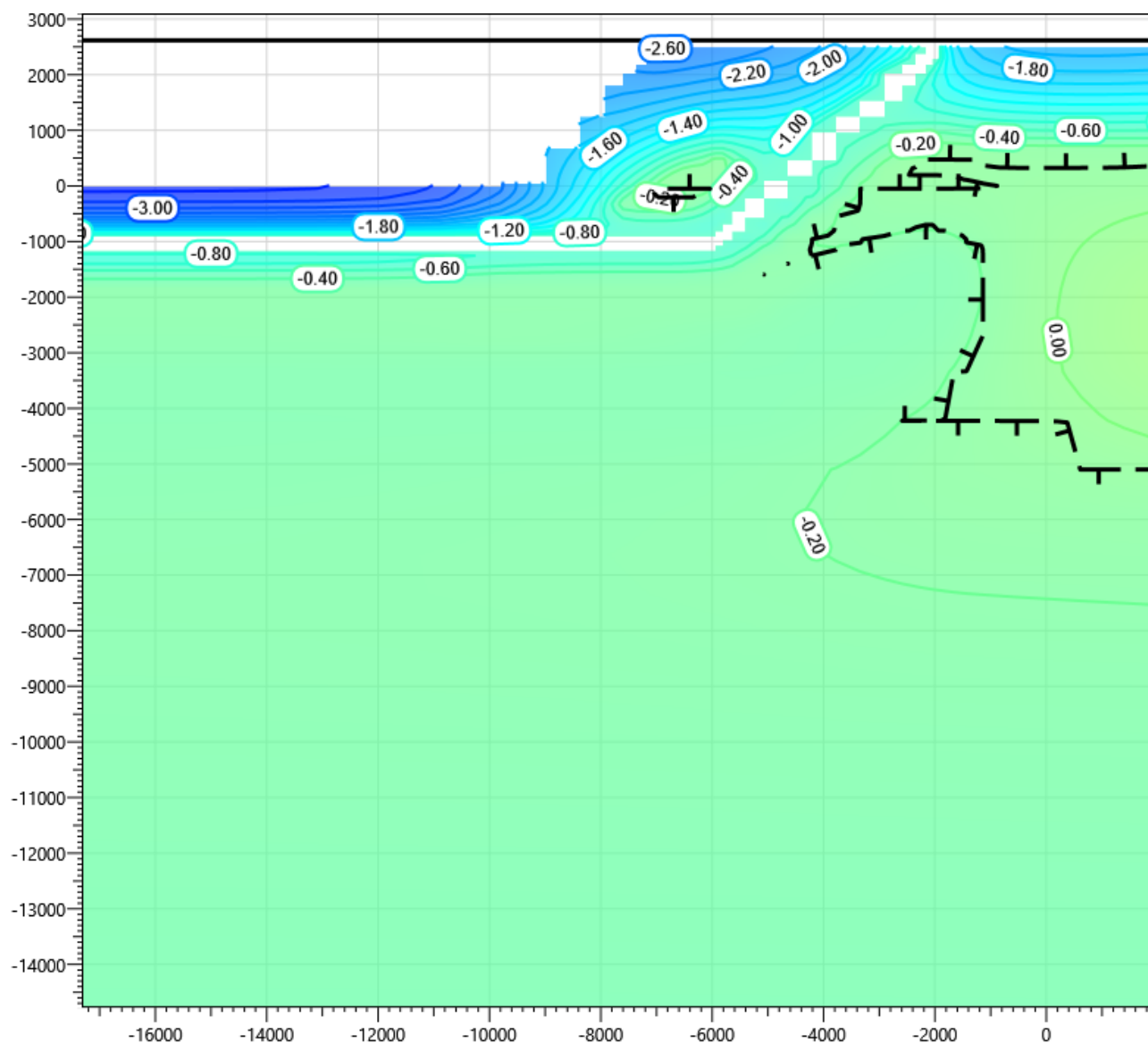
**Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



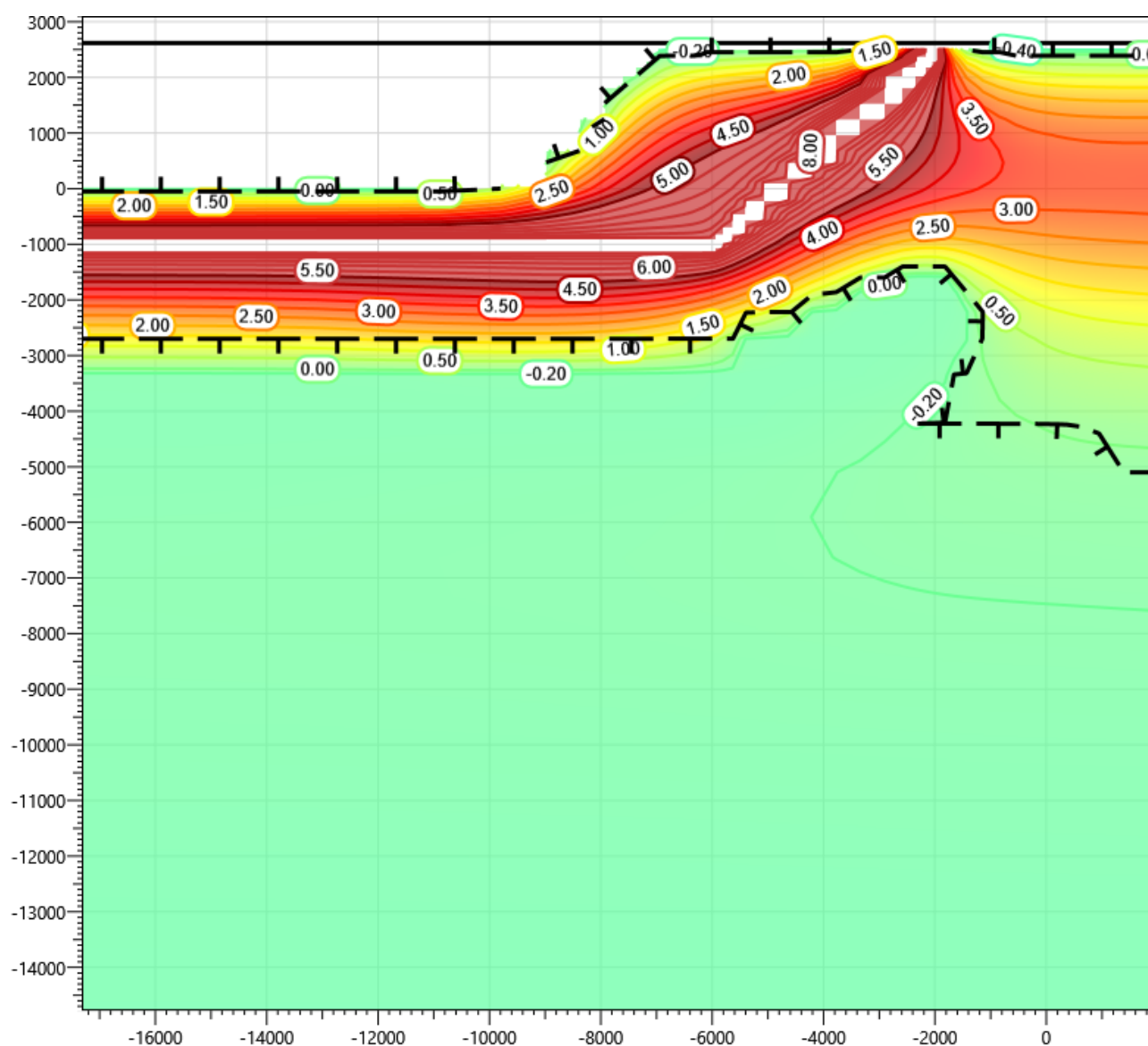
**Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

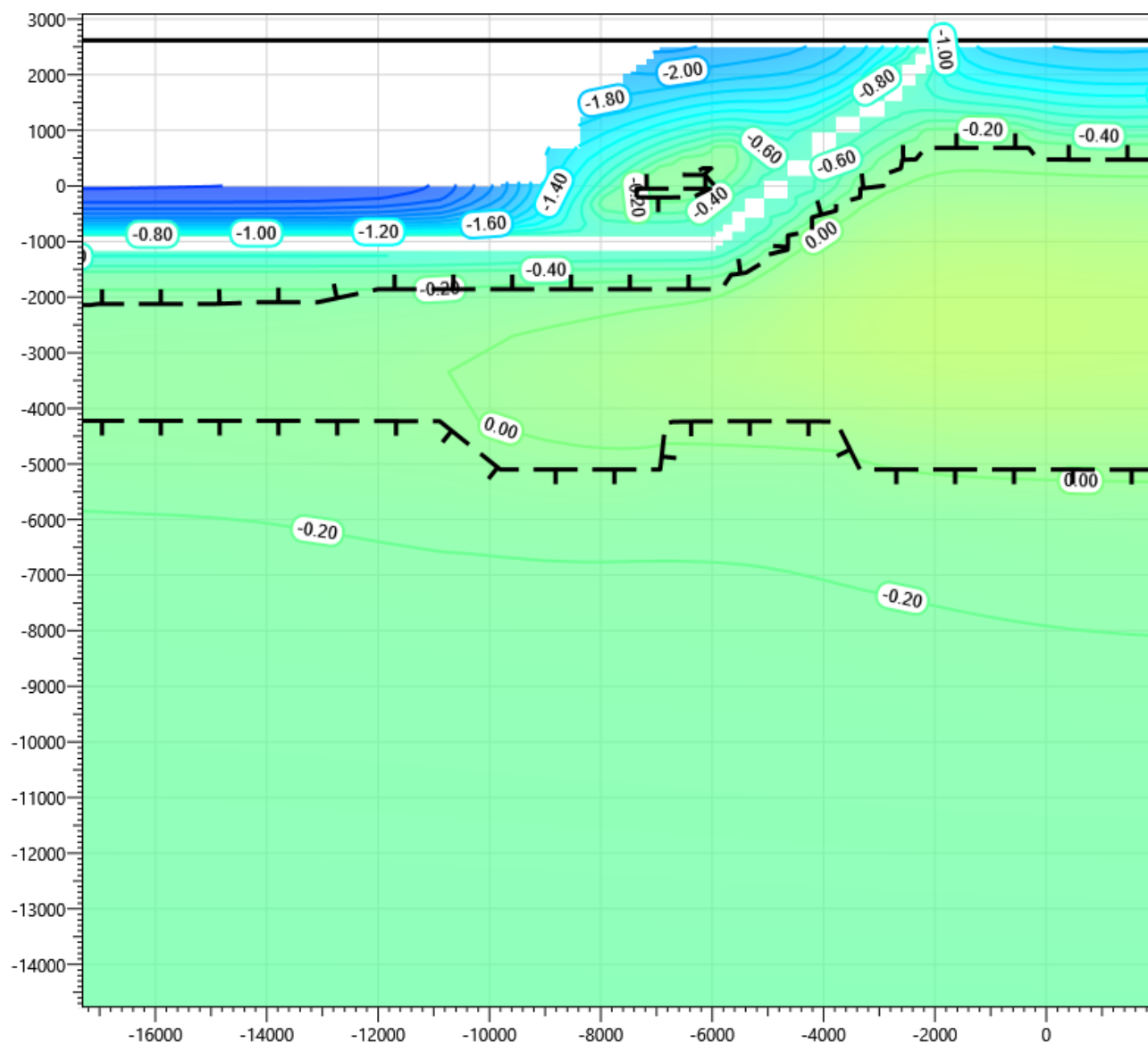


**Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

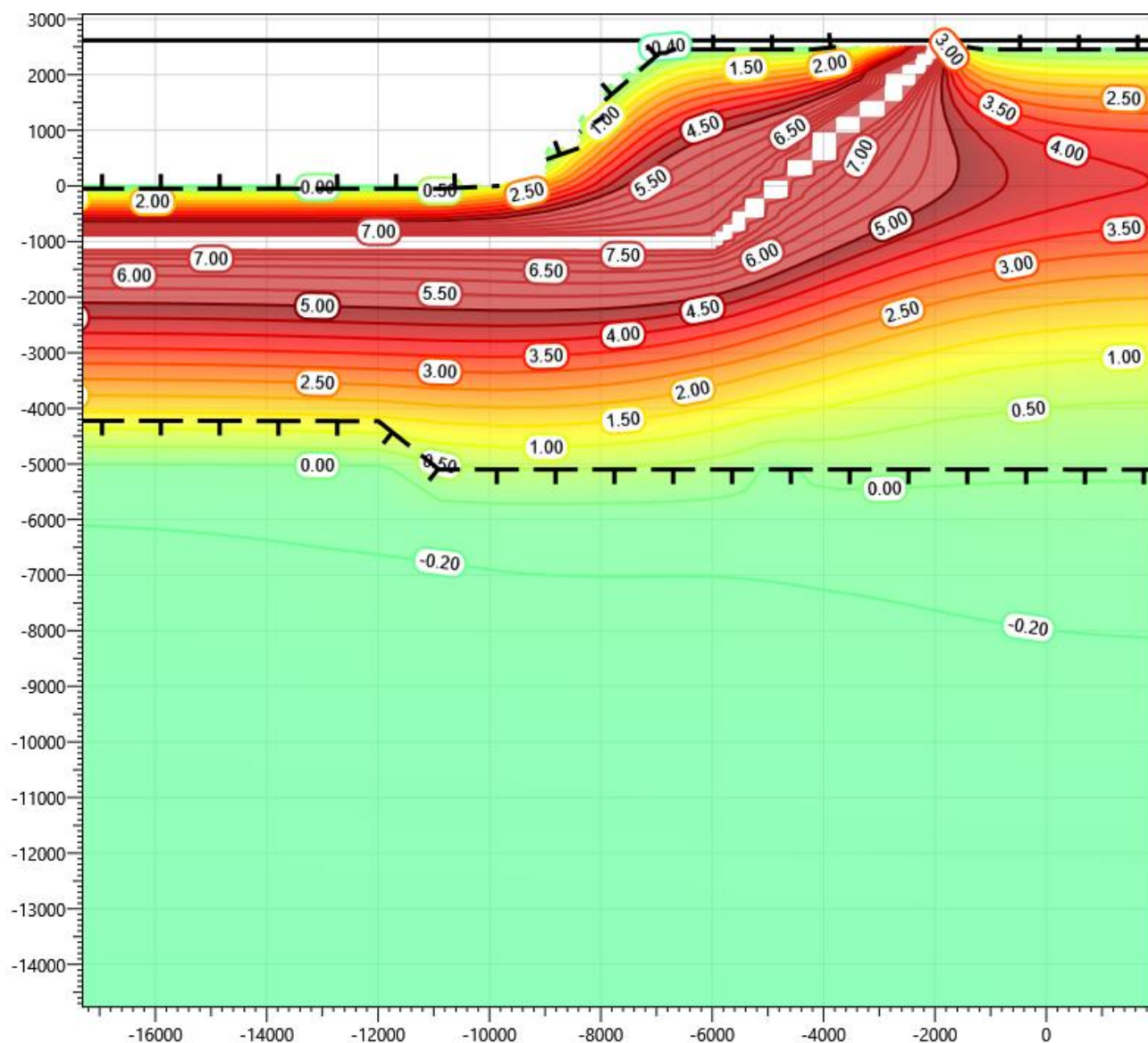


**Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



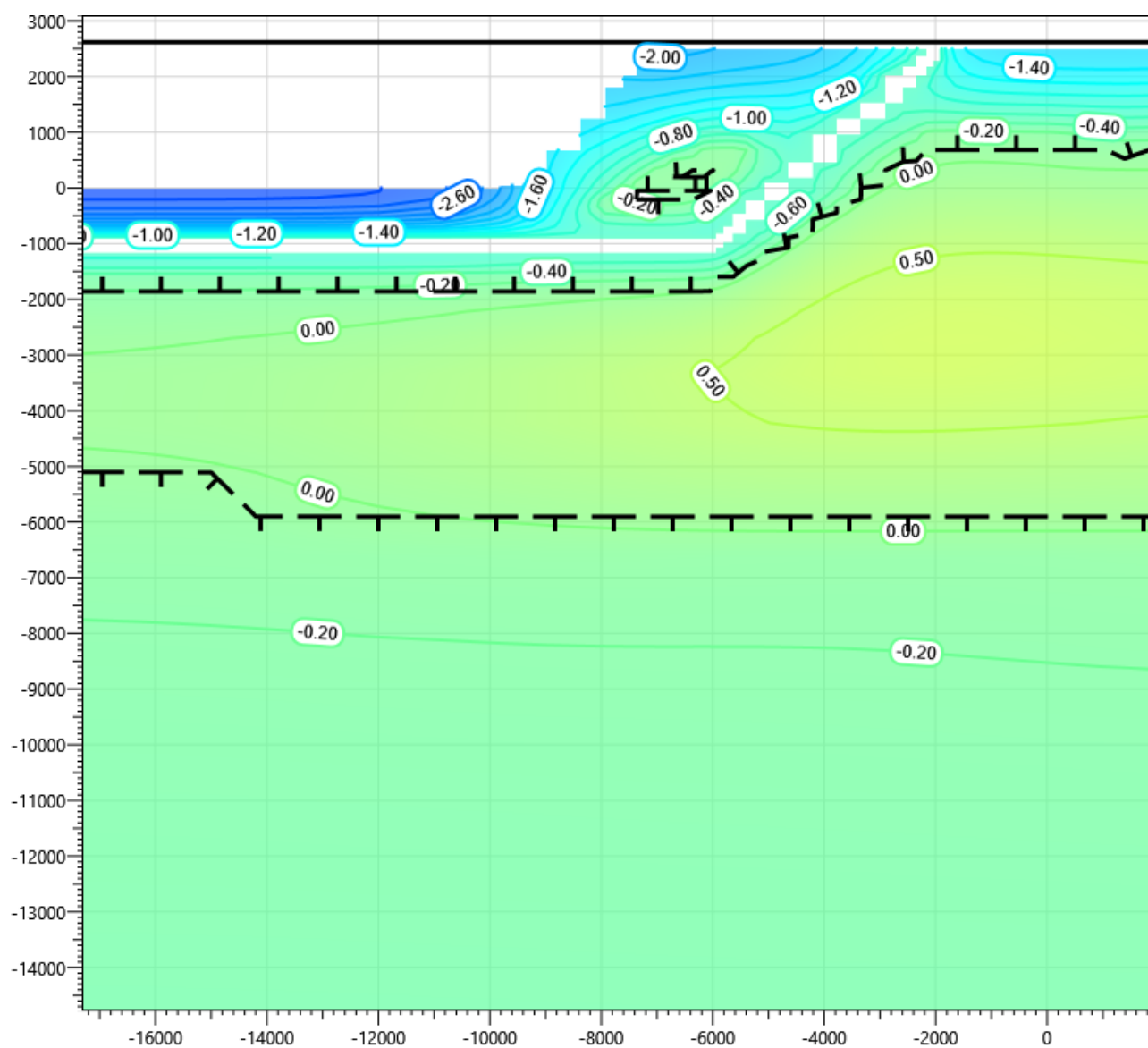


**Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

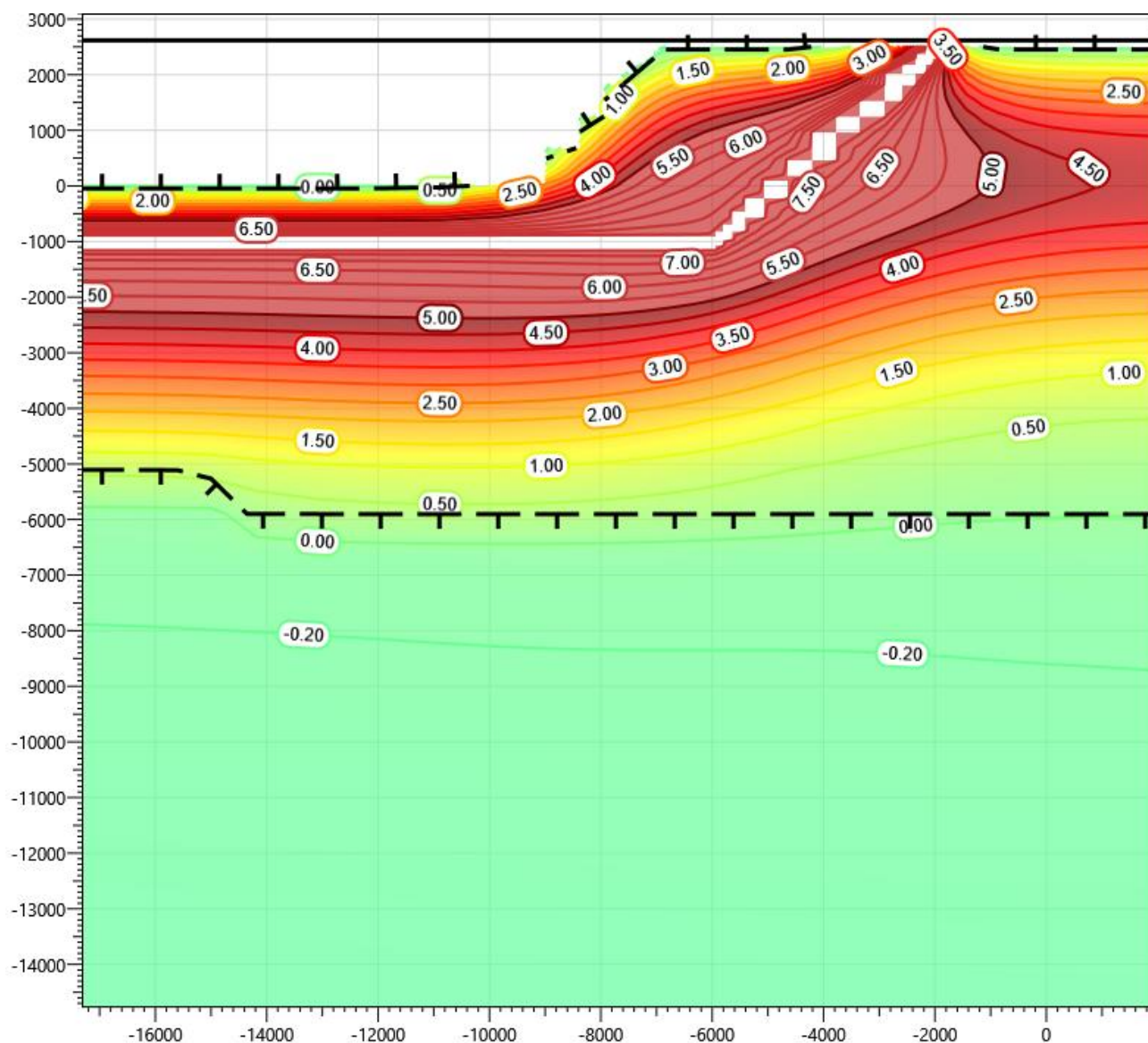


**Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

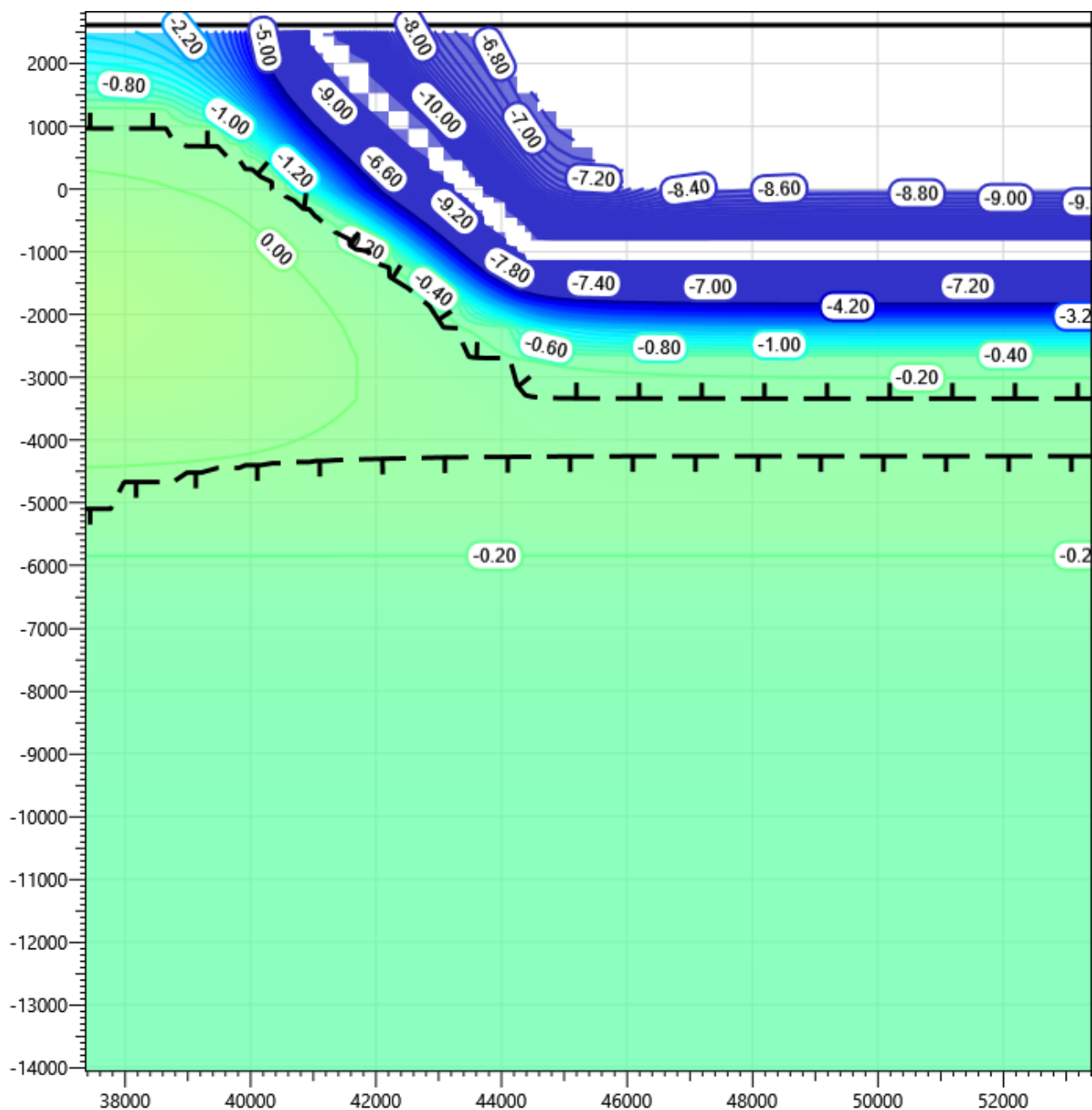




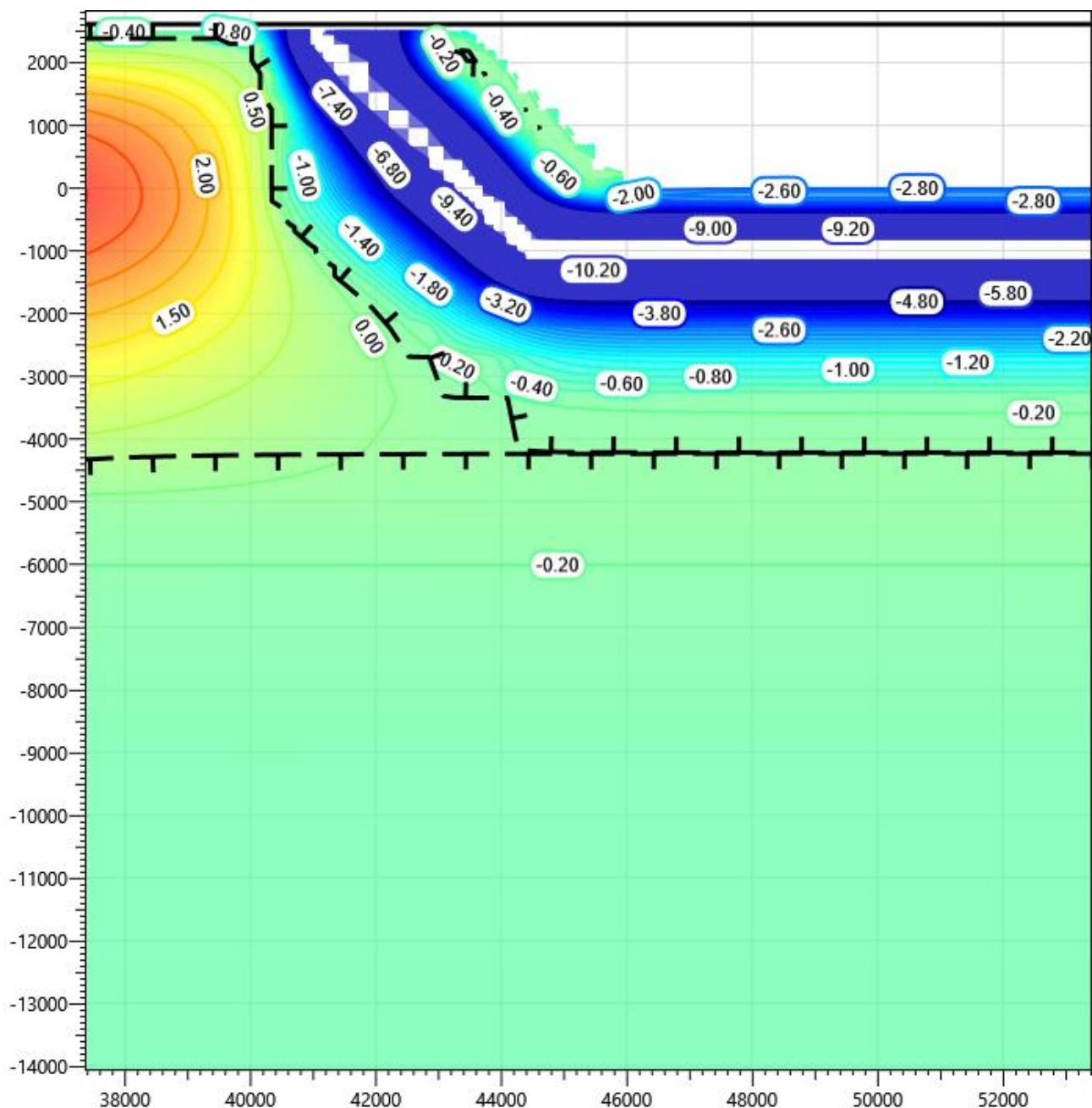
**Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



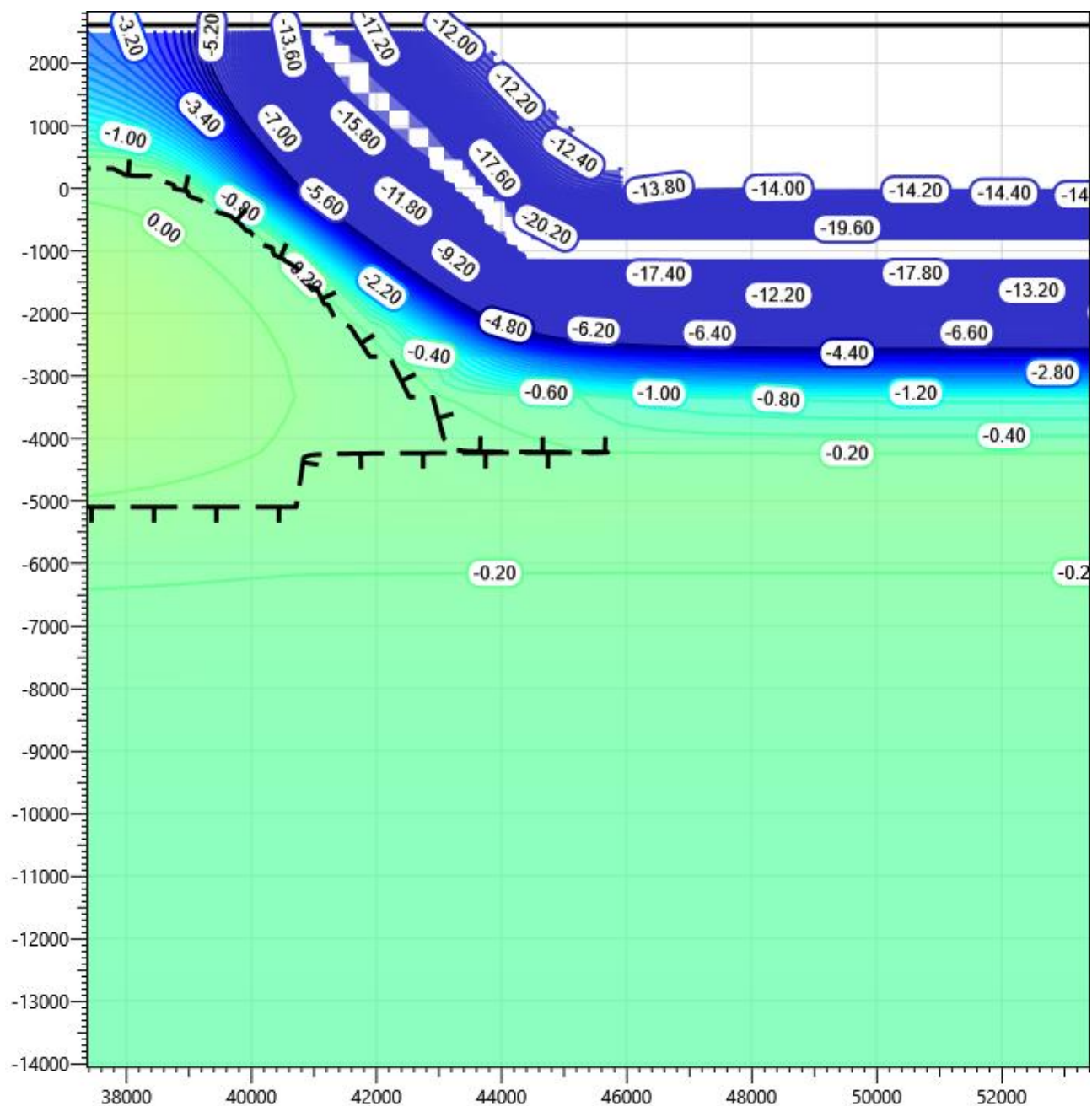
**Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры приема СОД DN250. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

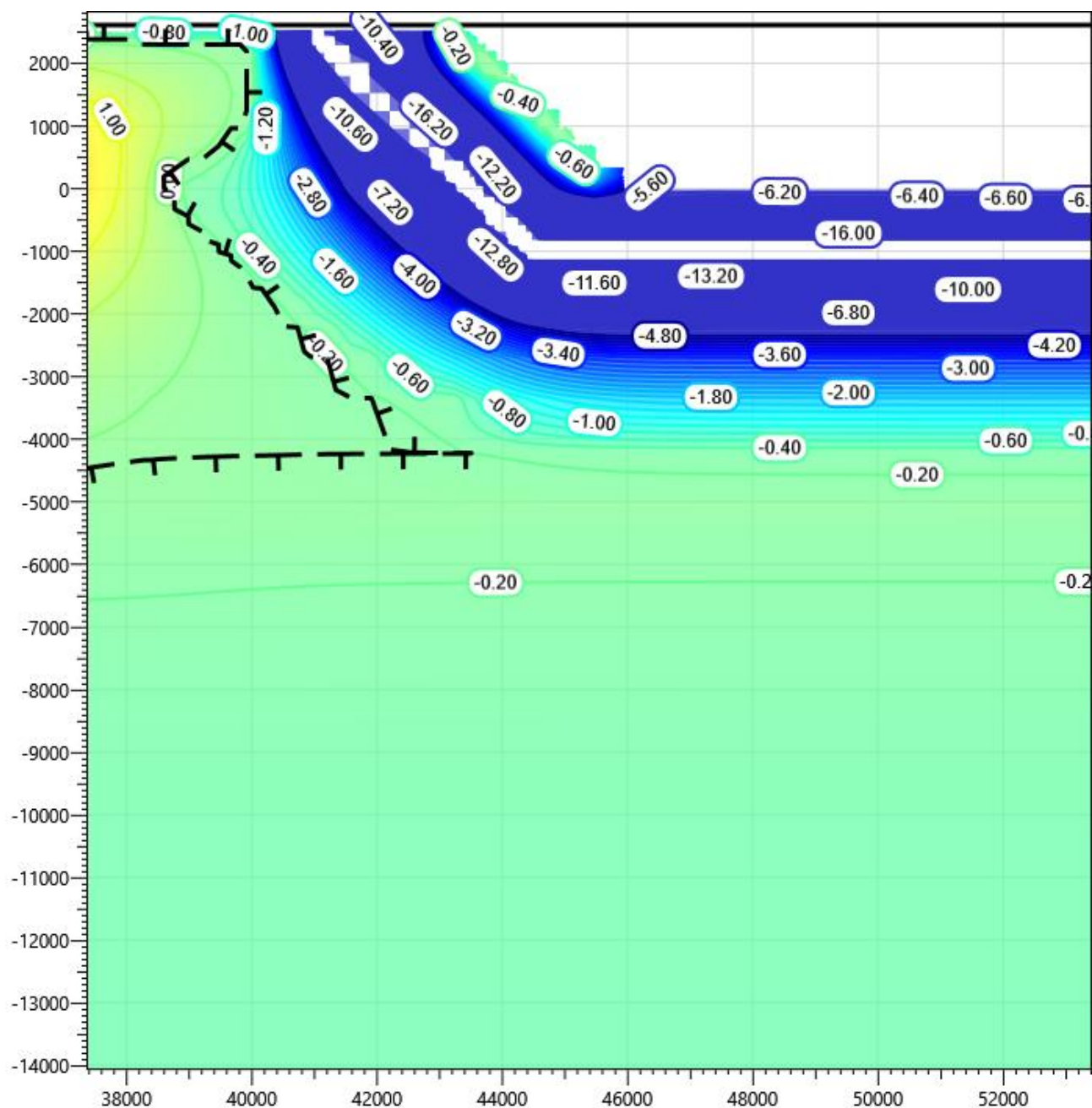


**Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

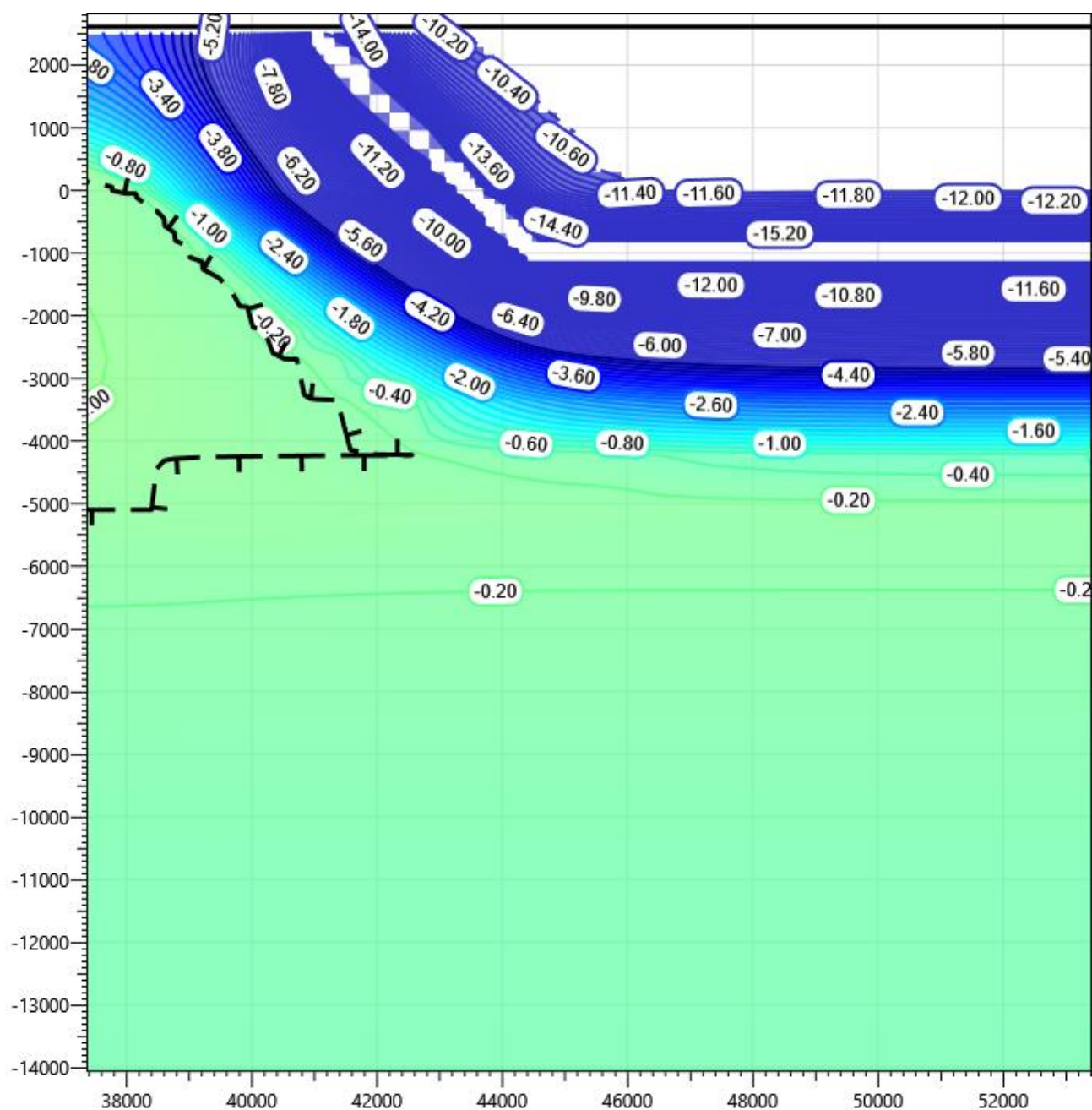


**Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**





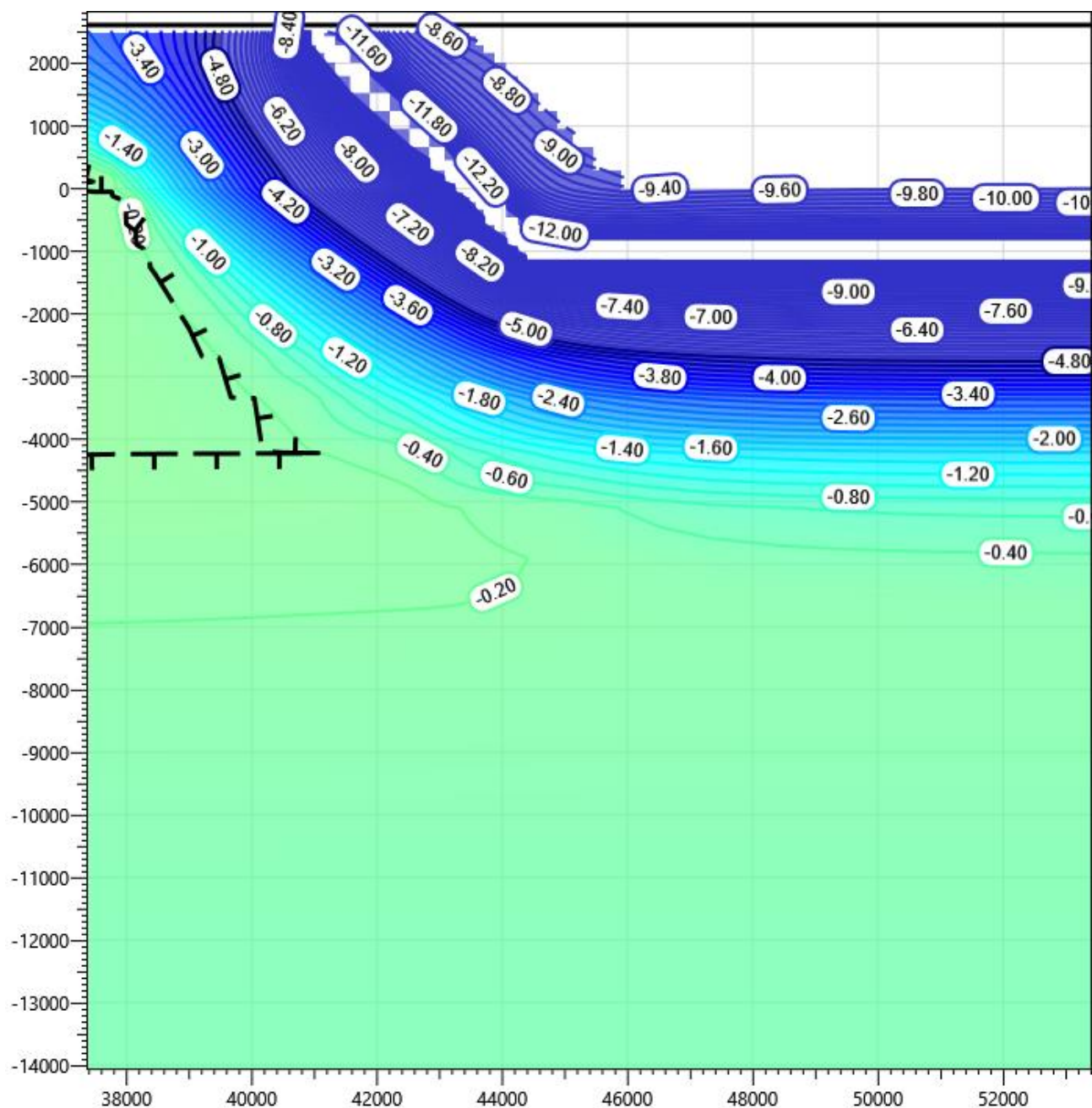
**Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



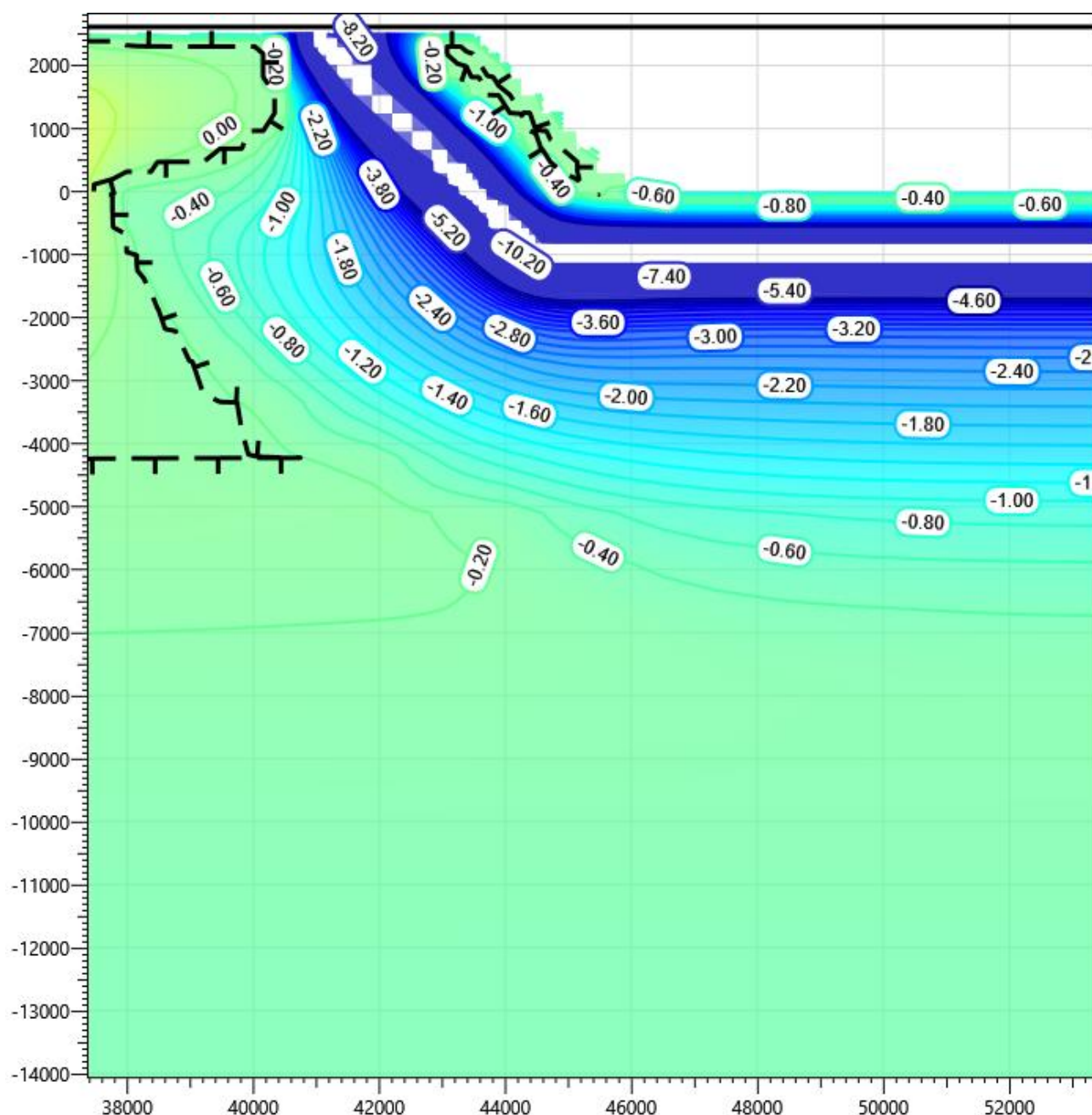
**Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого п нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



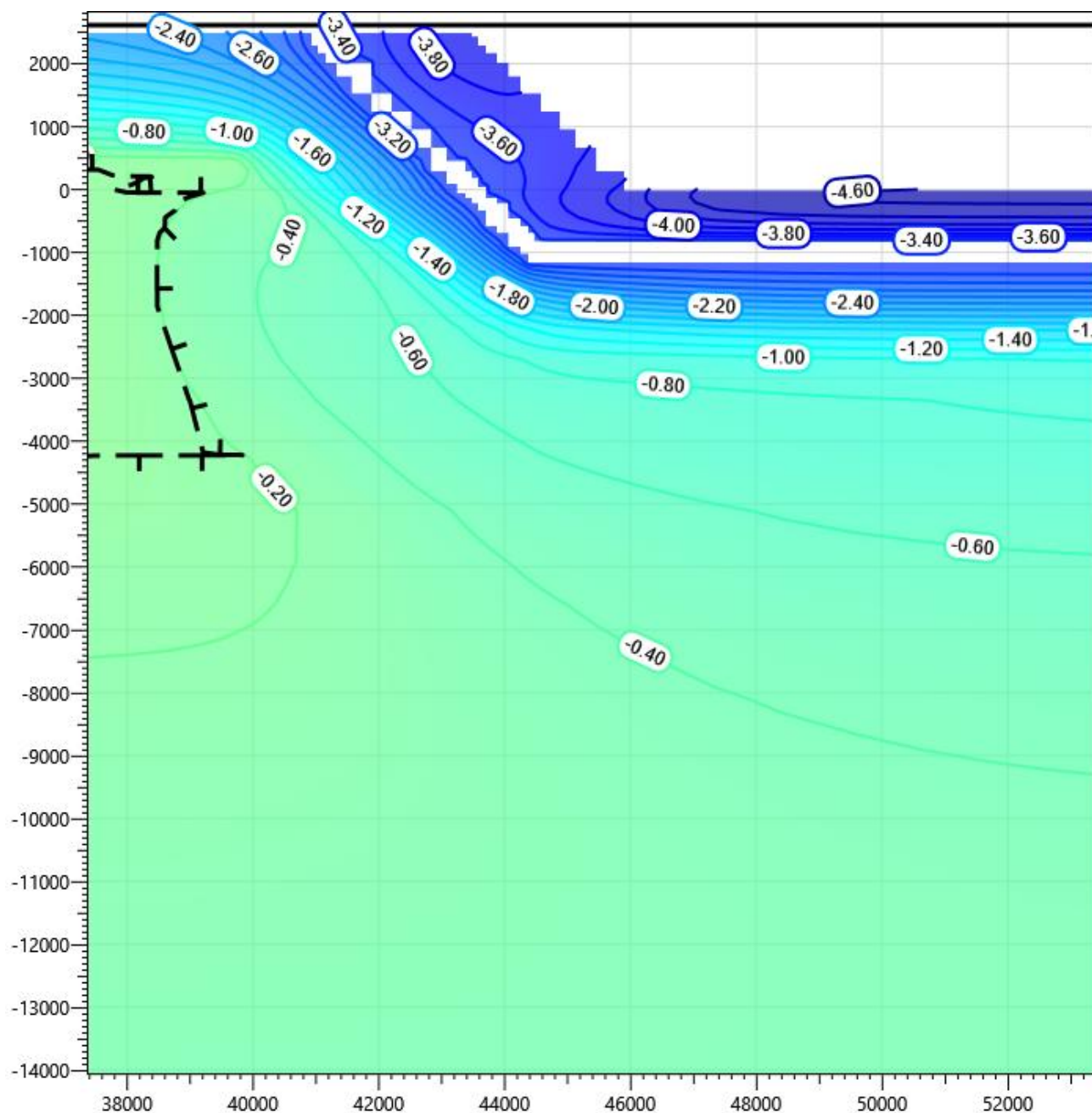




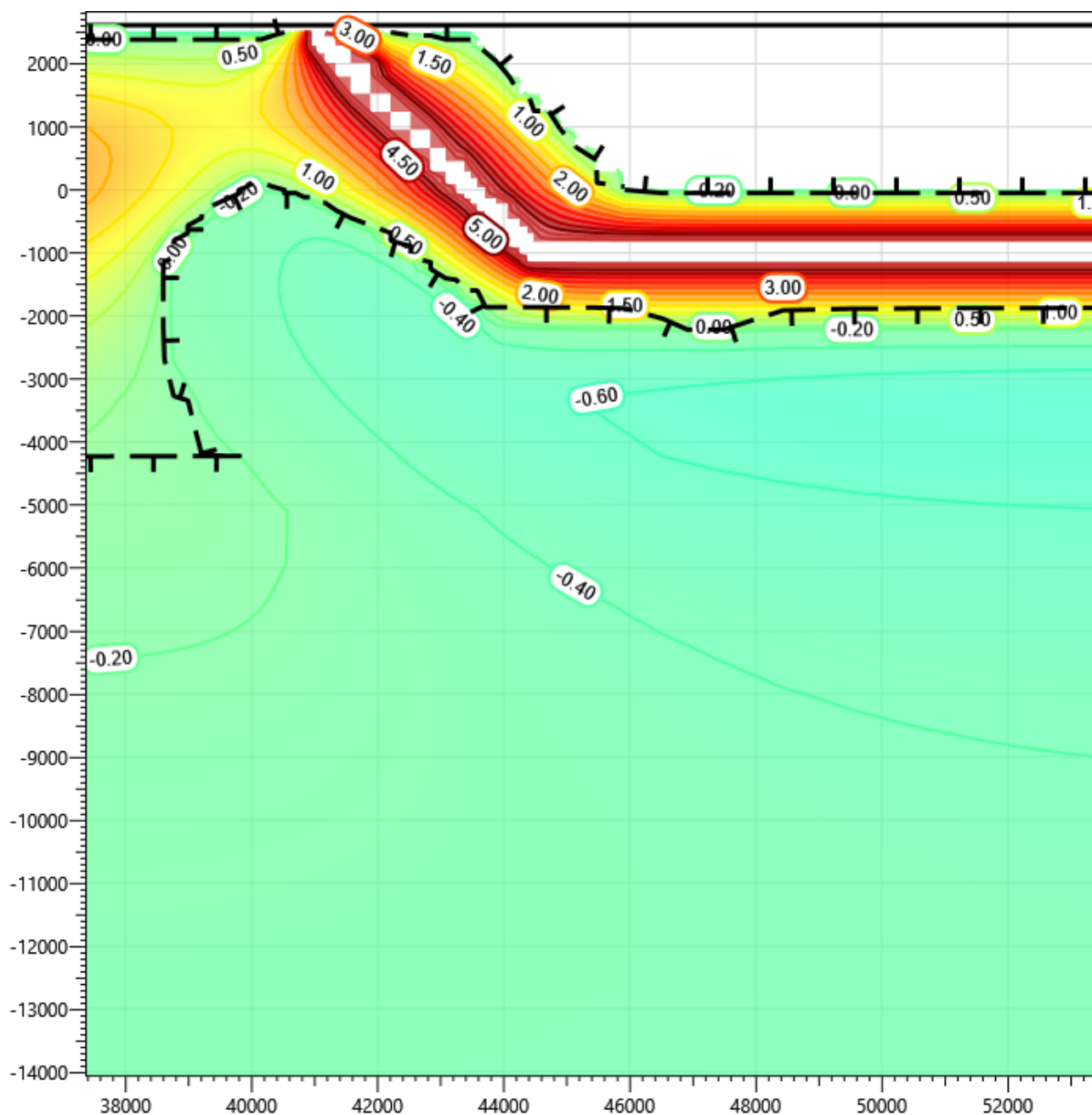
**Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



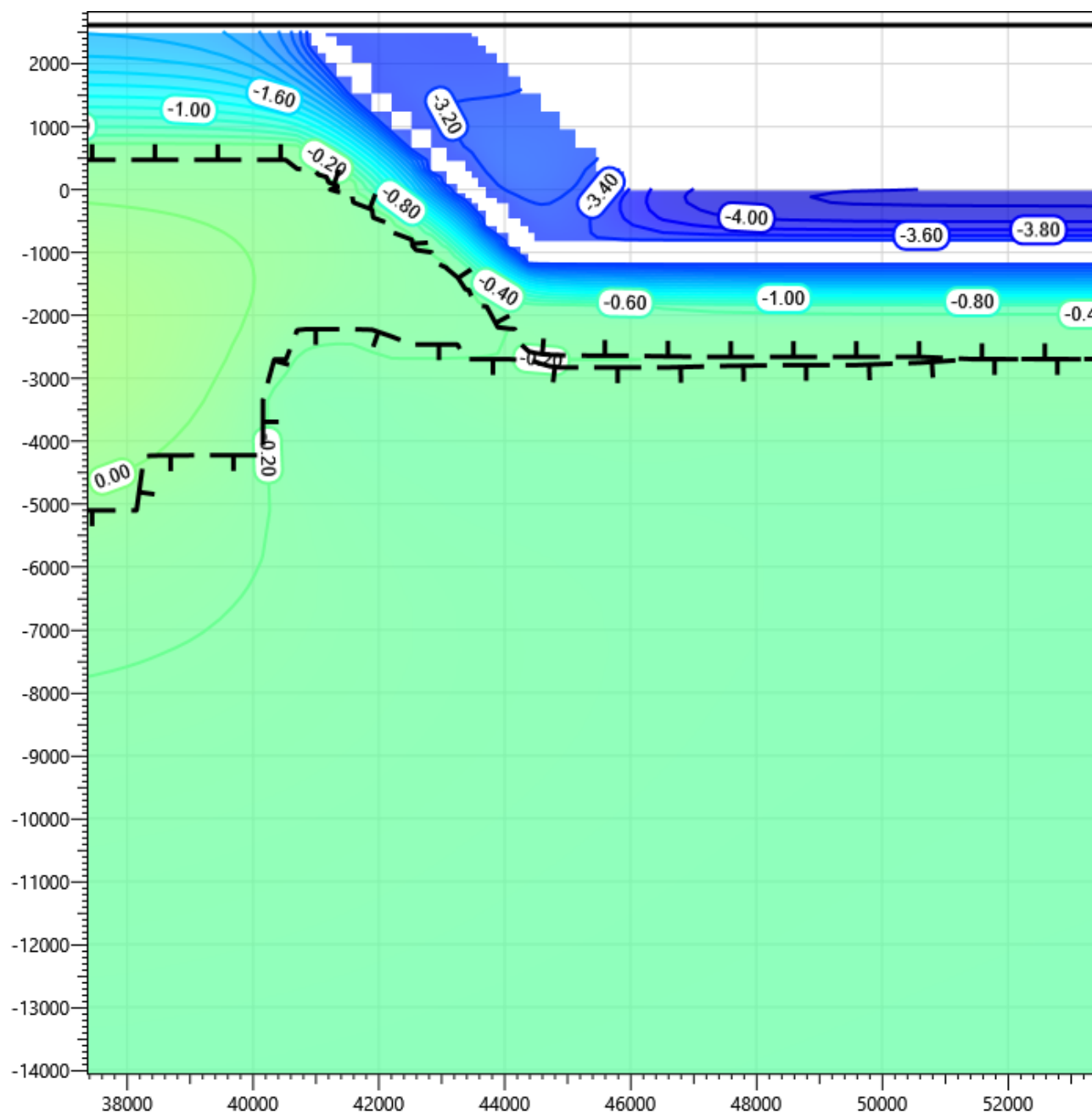
**Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

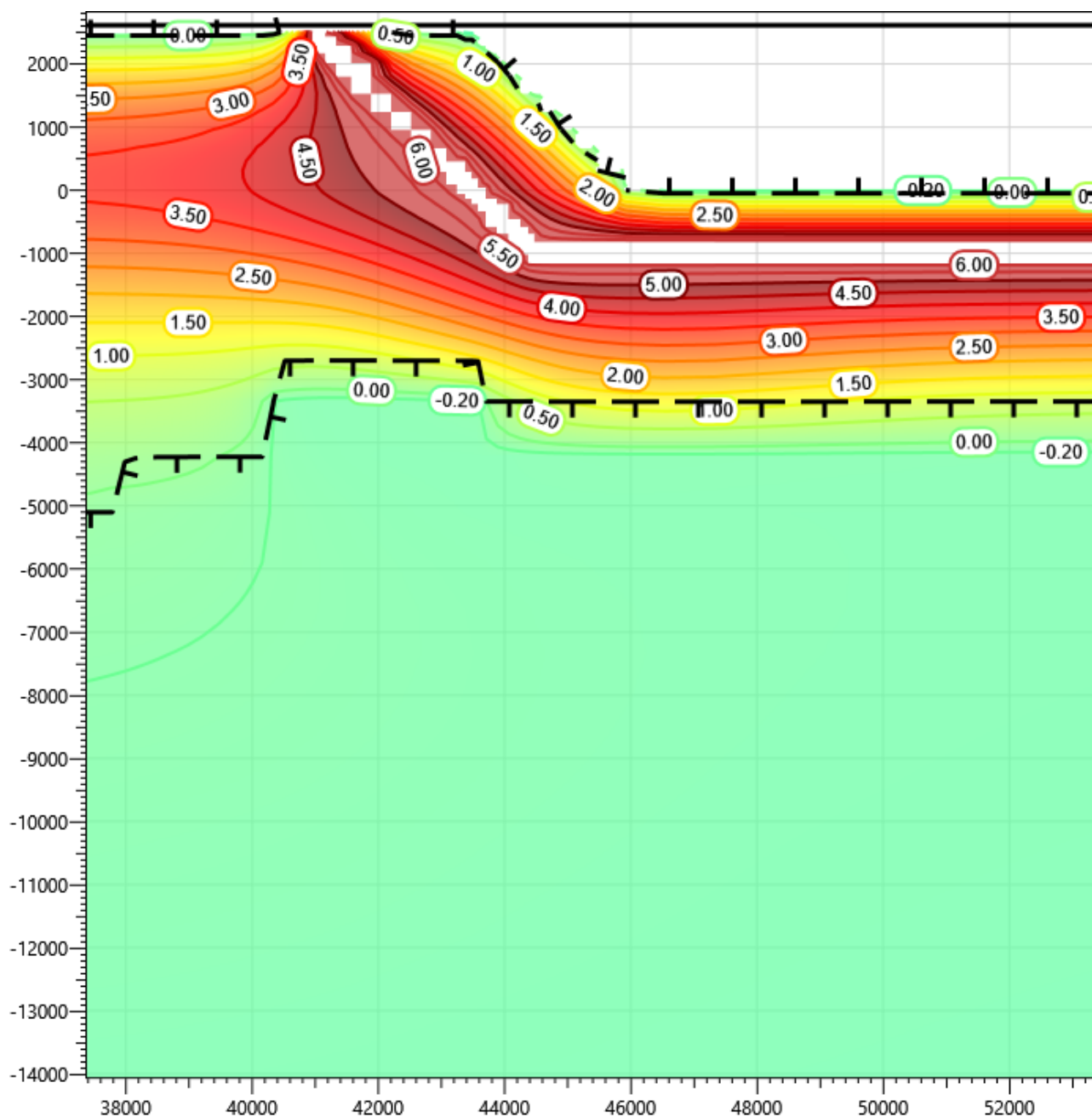


**Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

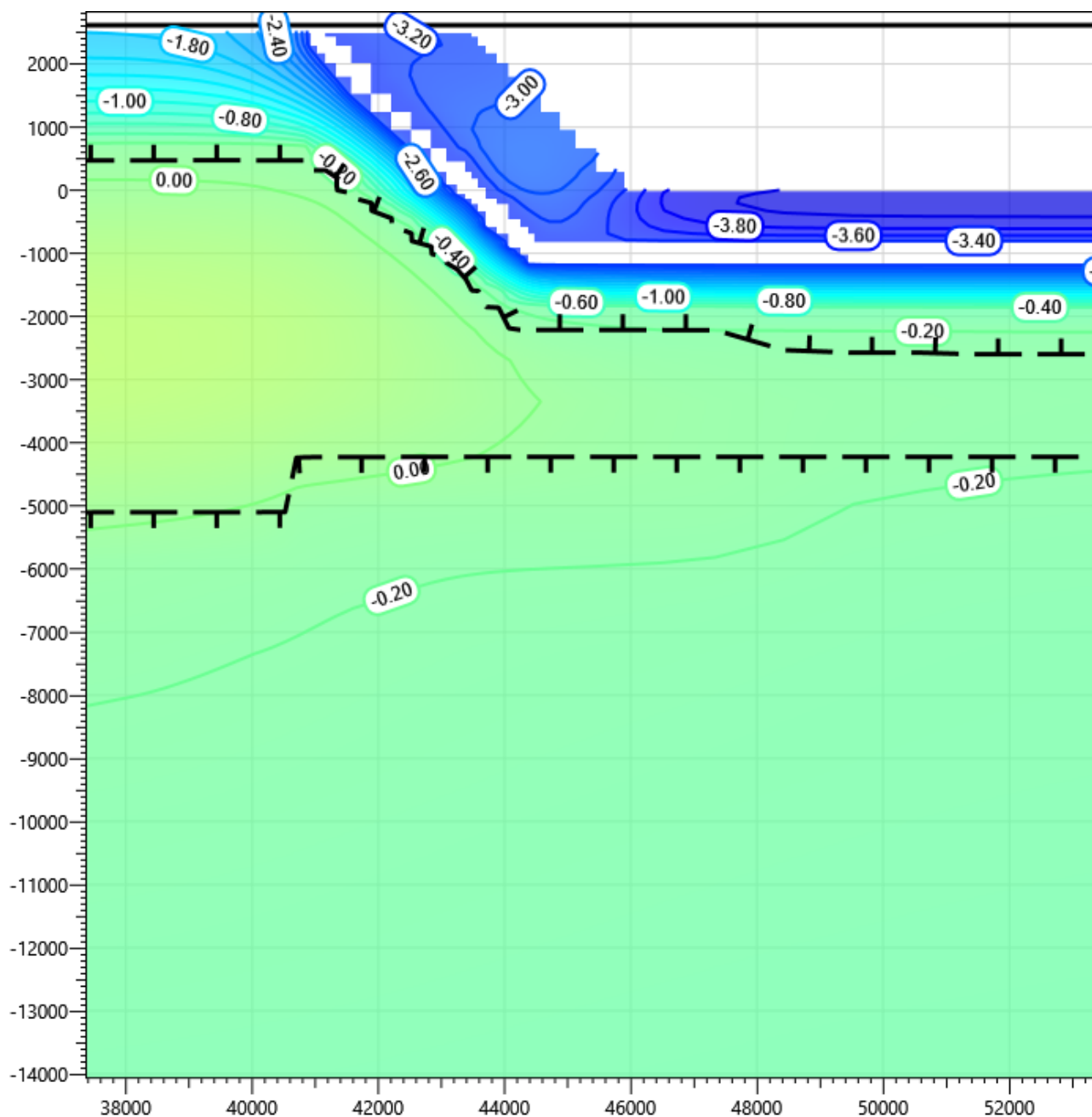


**Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

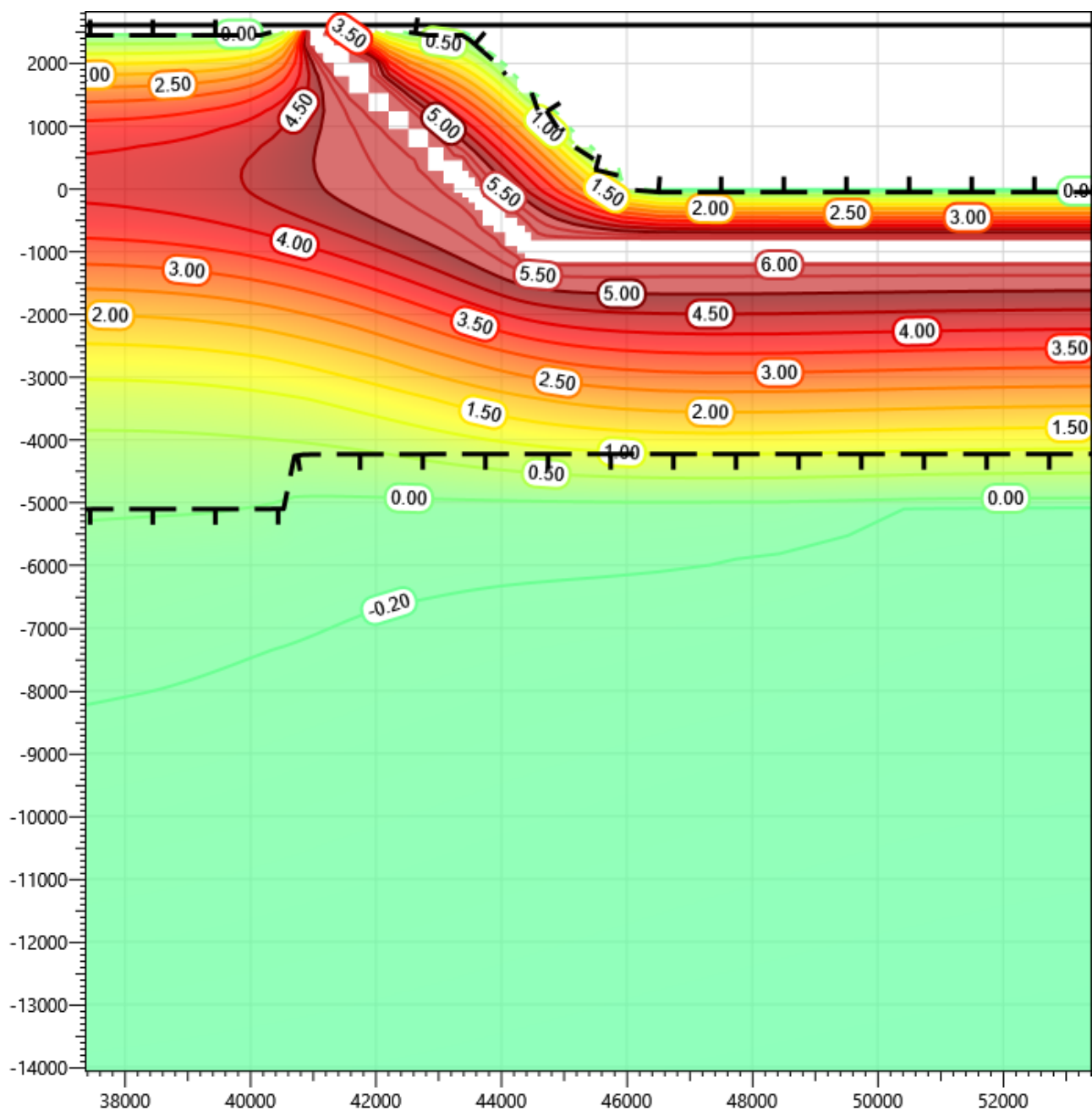




**Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

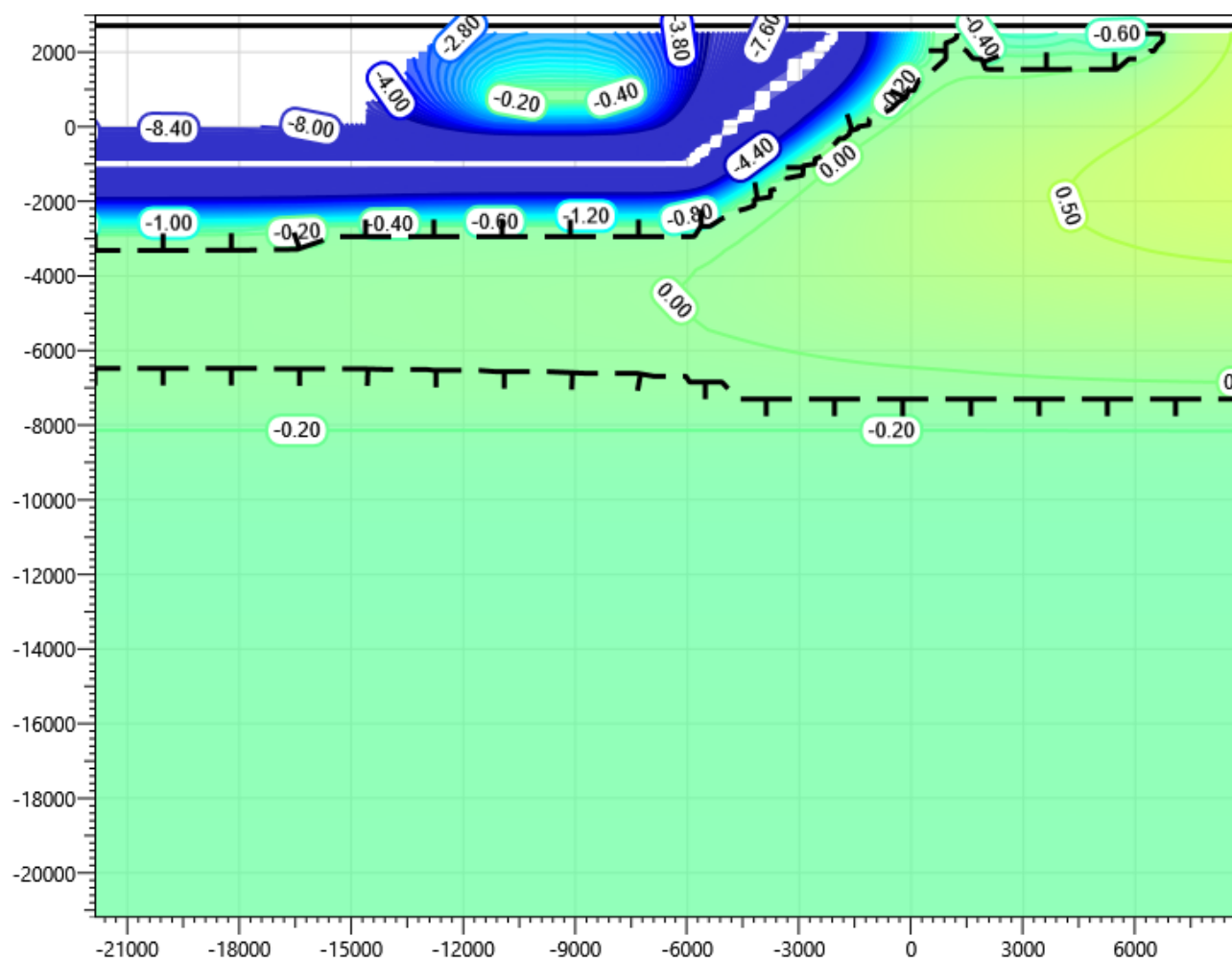


**Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

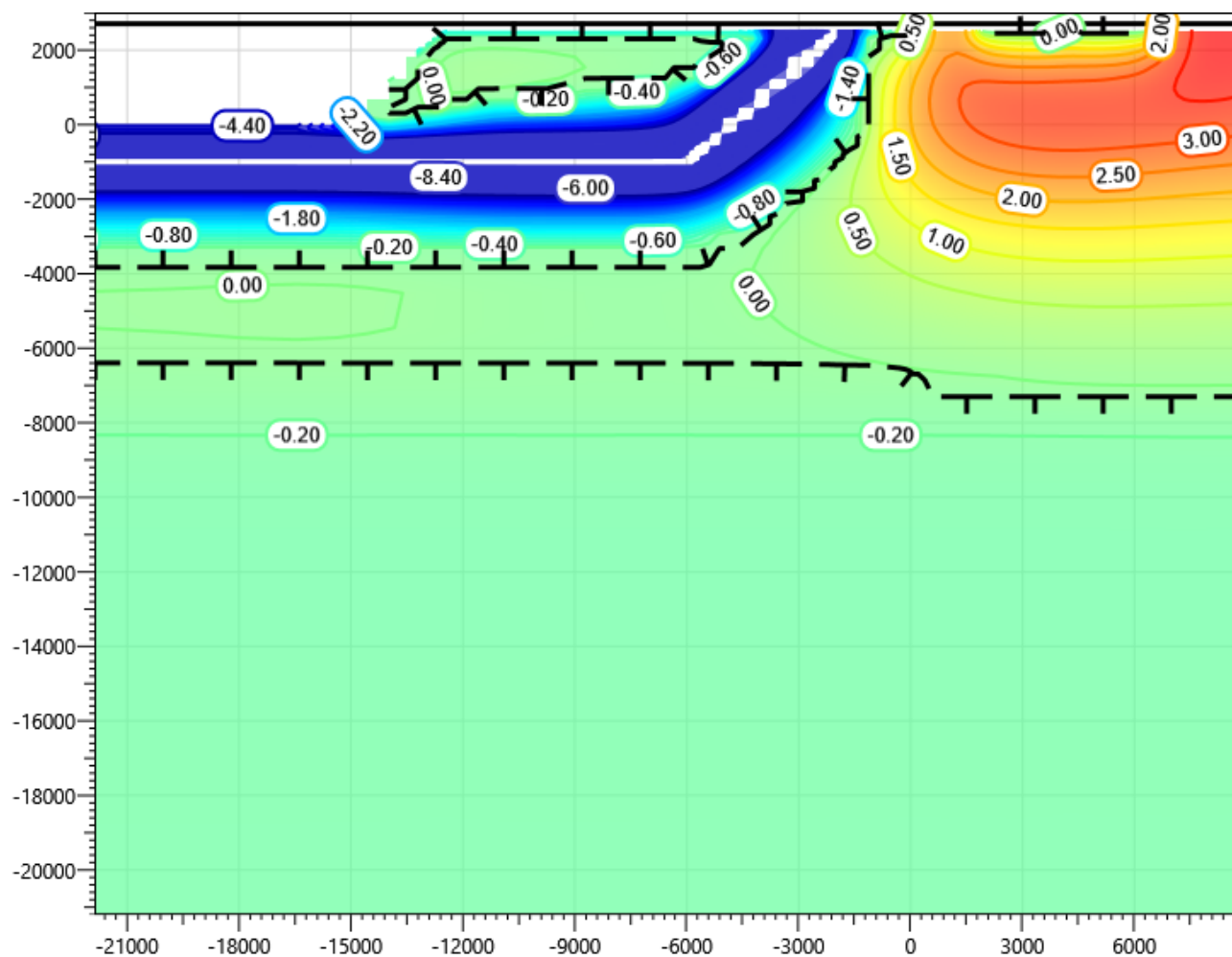


**Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК0+22 со стороны камеры запуска СОД DN300 и УЗА-002. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

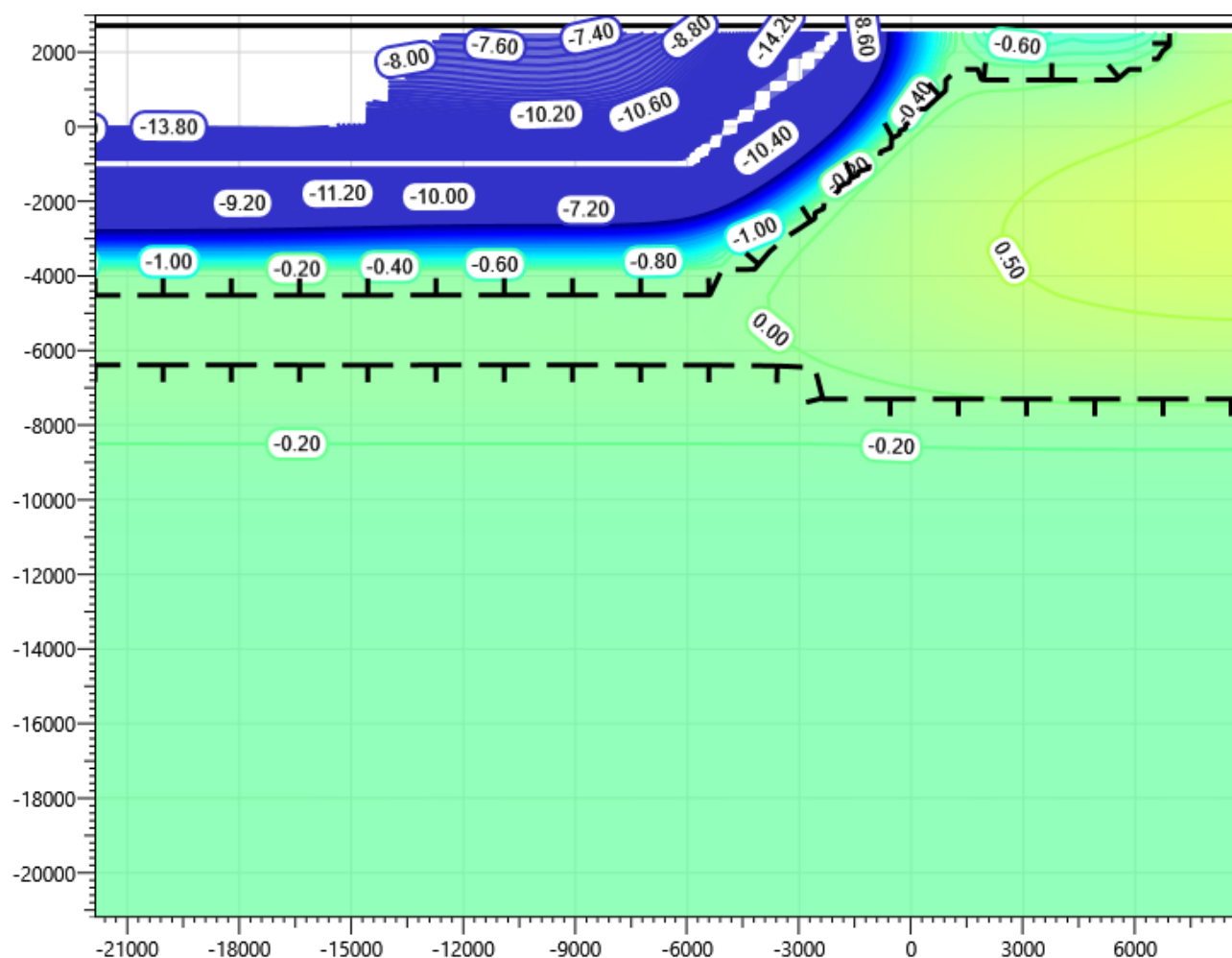




**Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

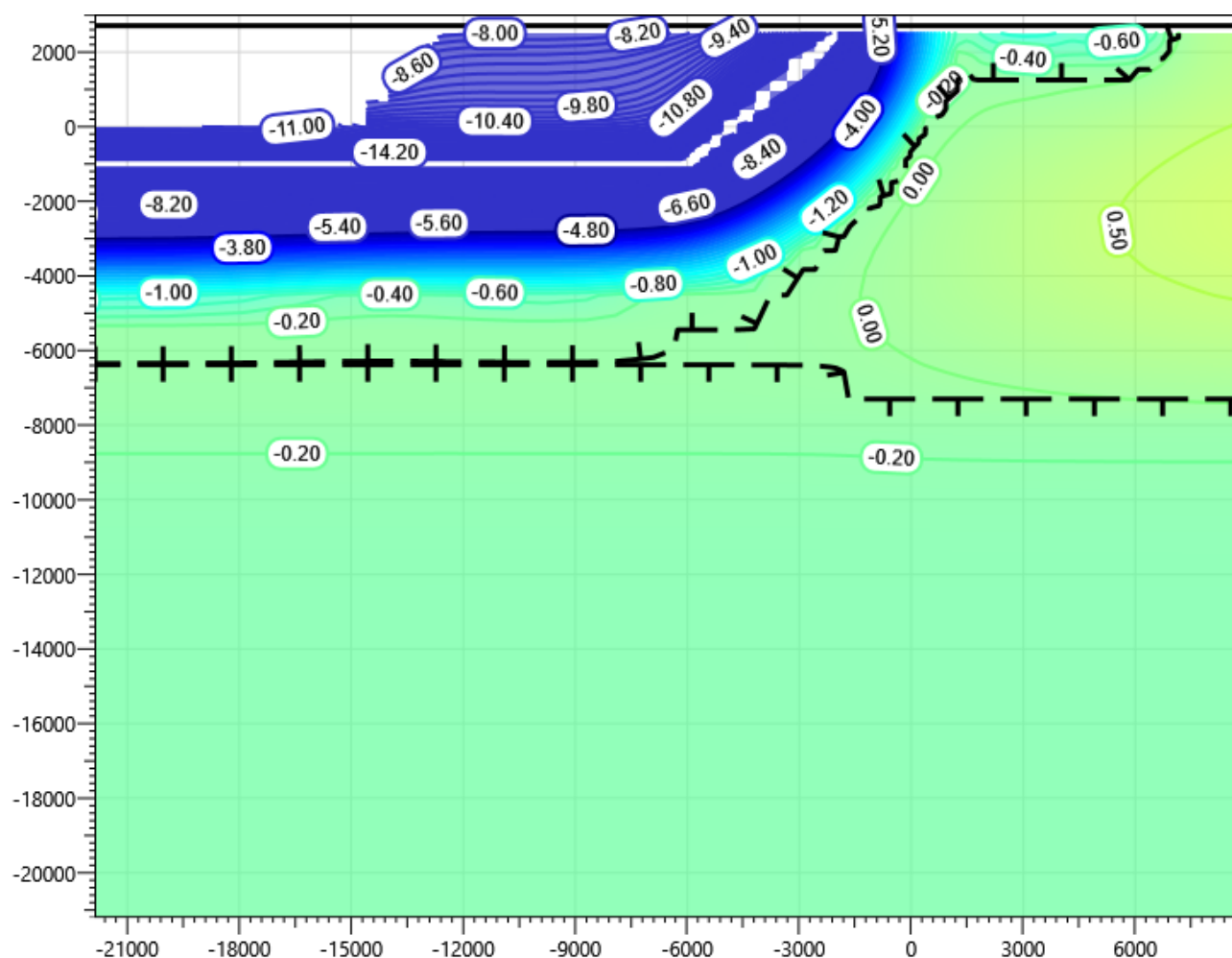


**Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



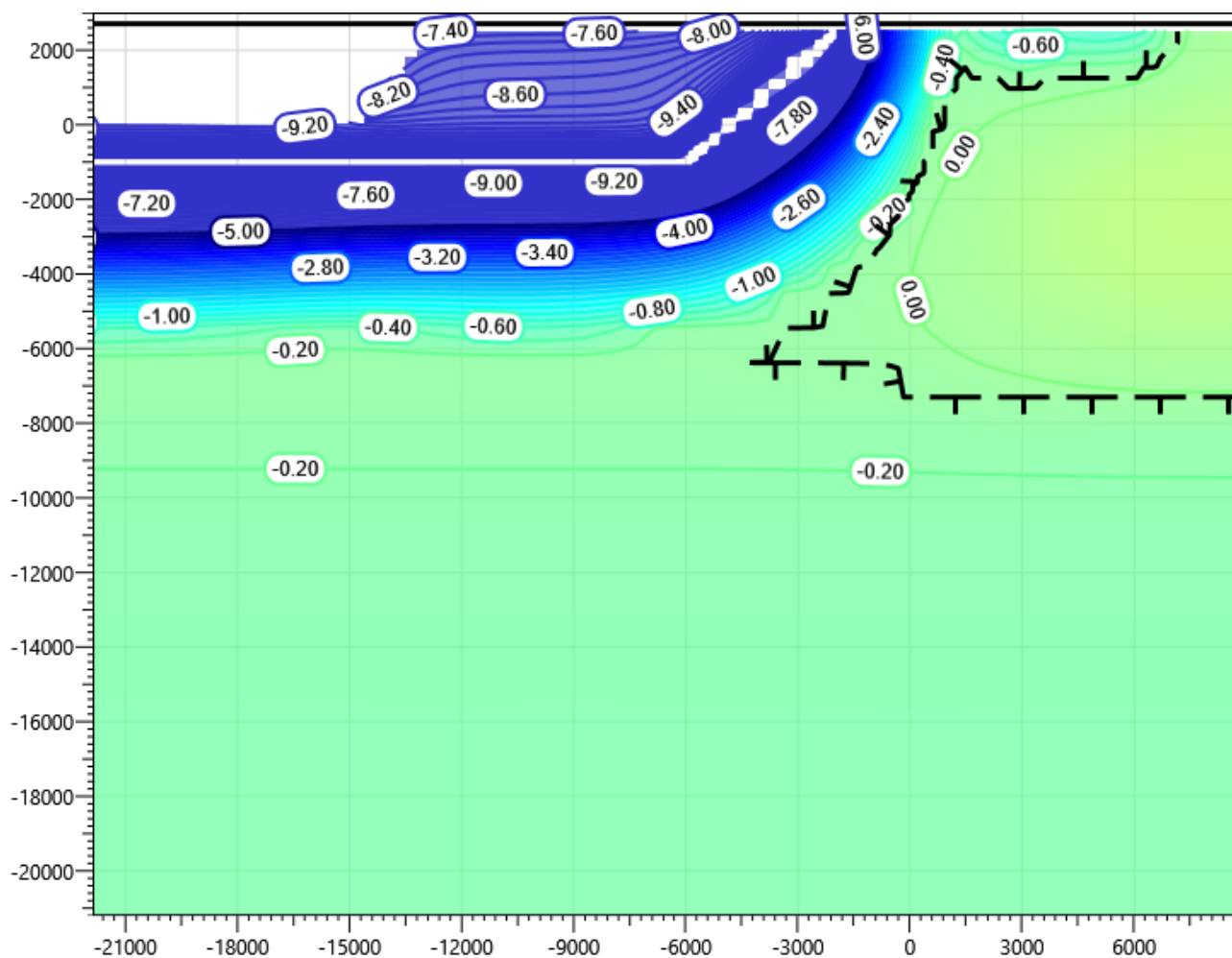
**Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



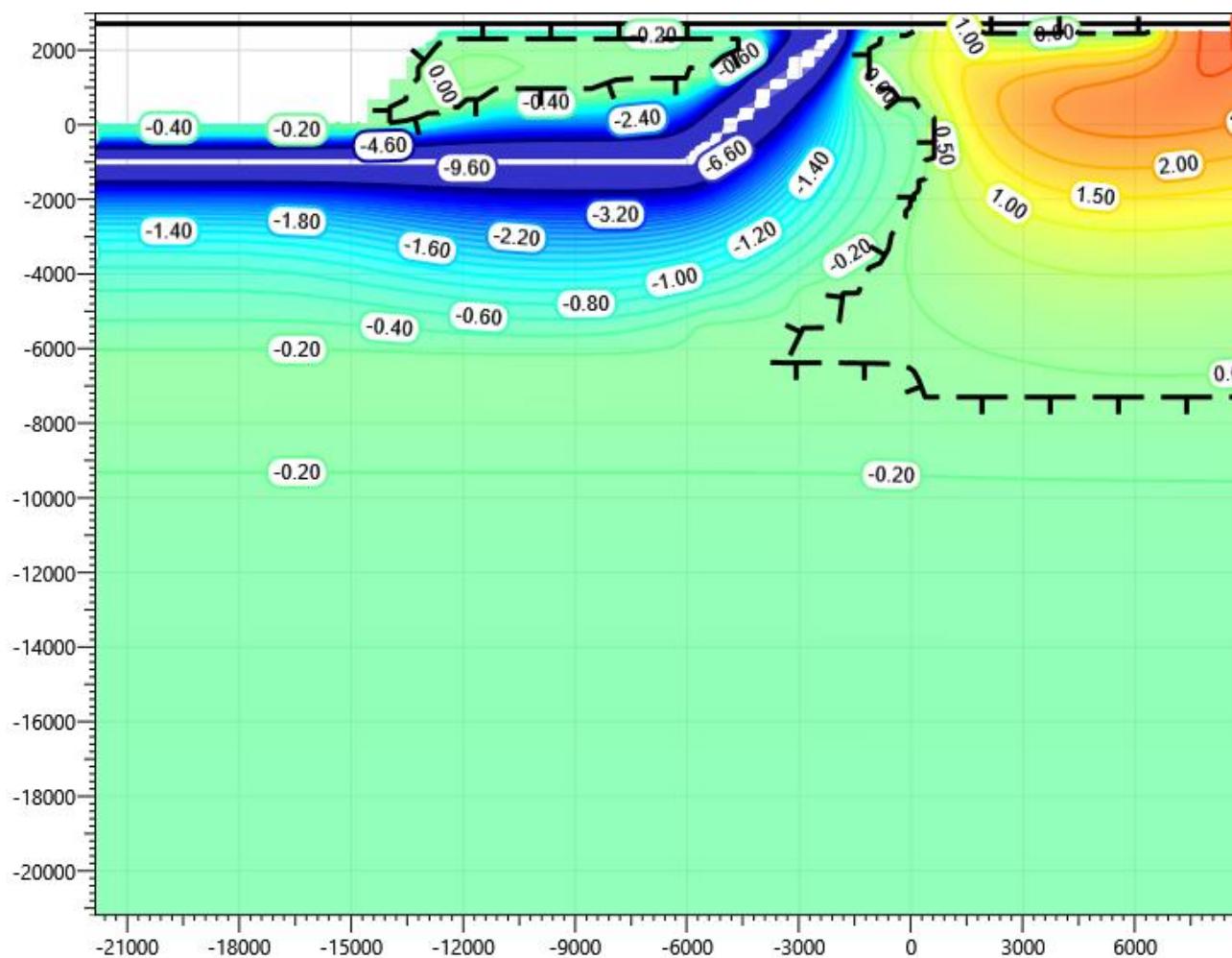


**Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



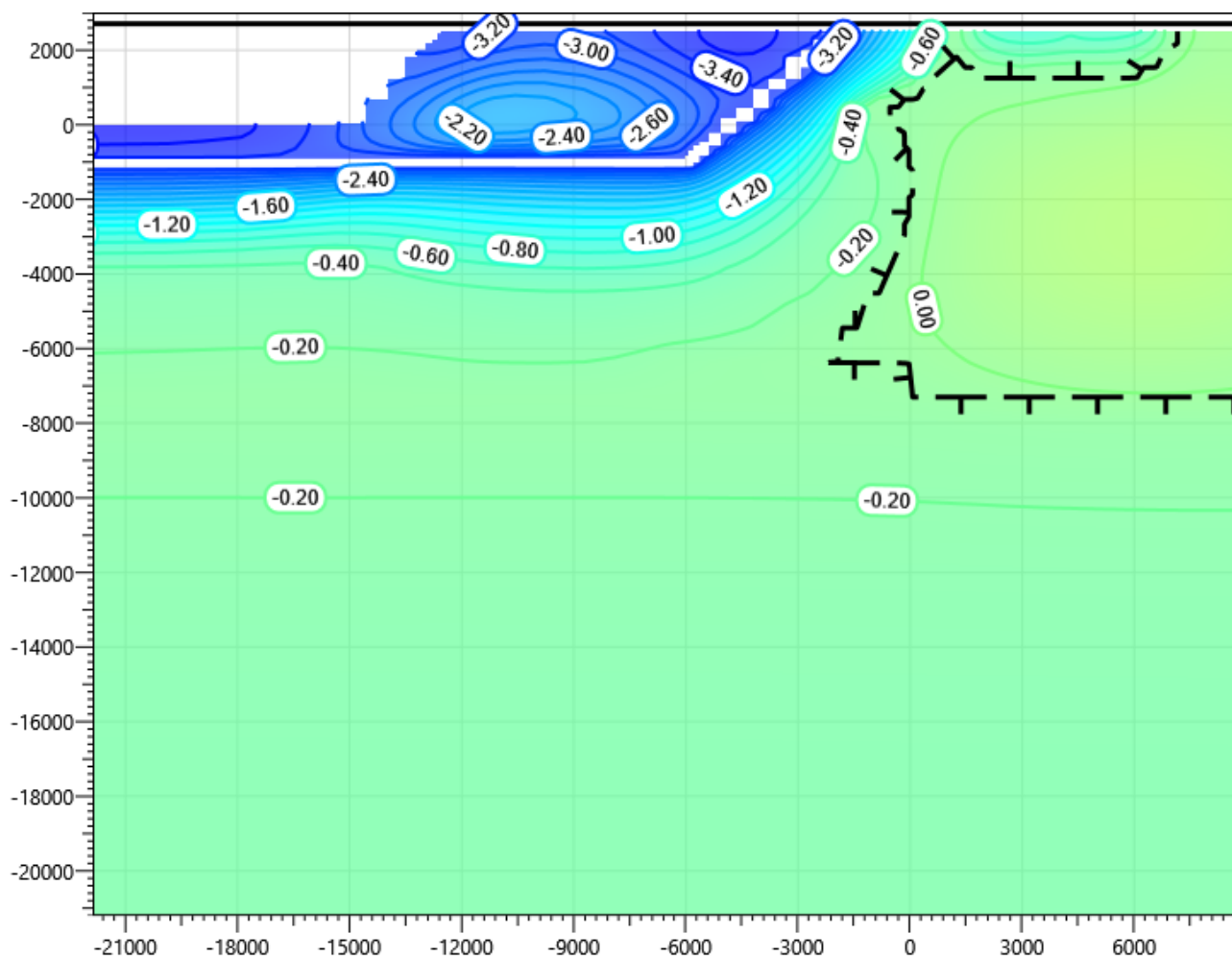


**Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

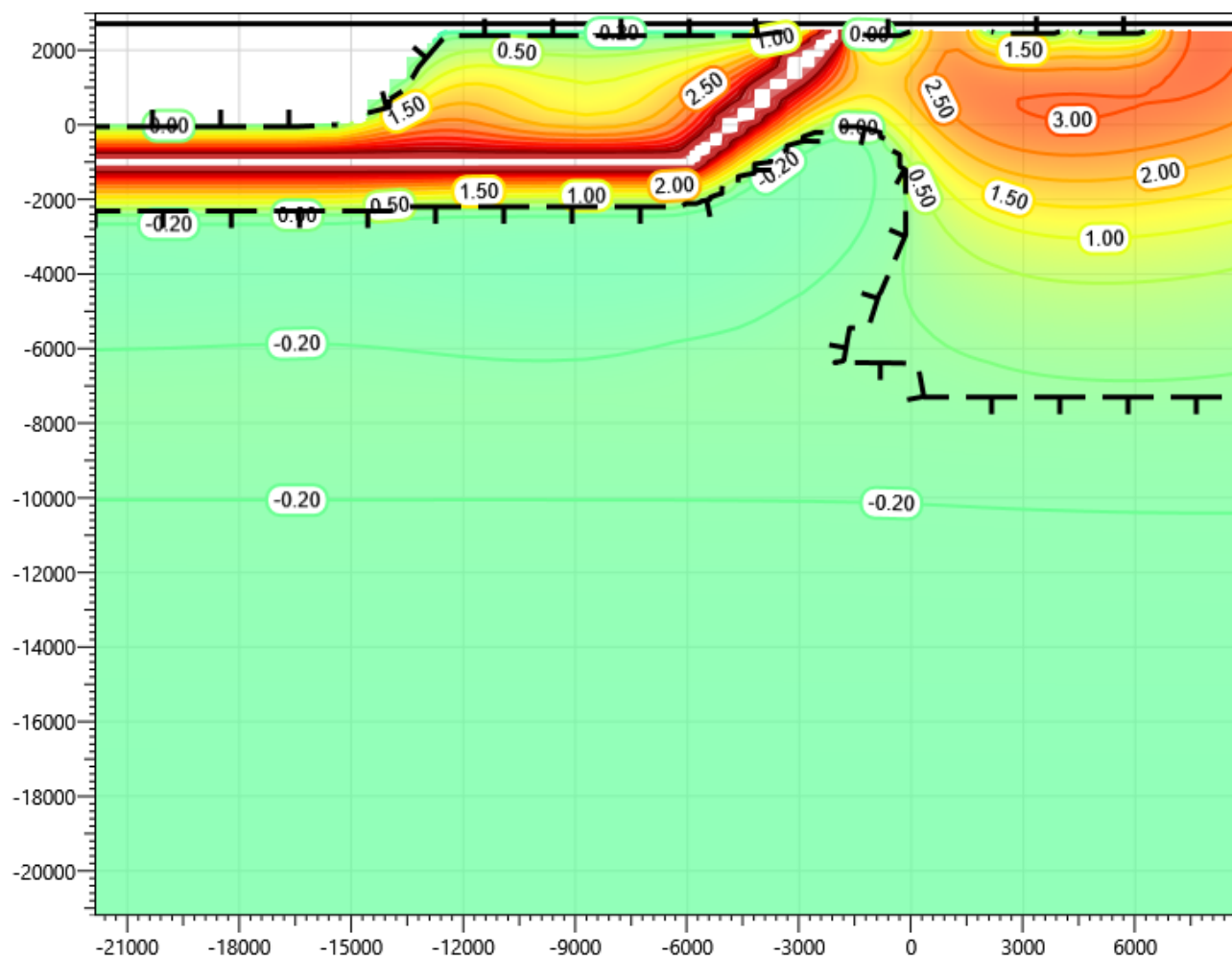


**Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

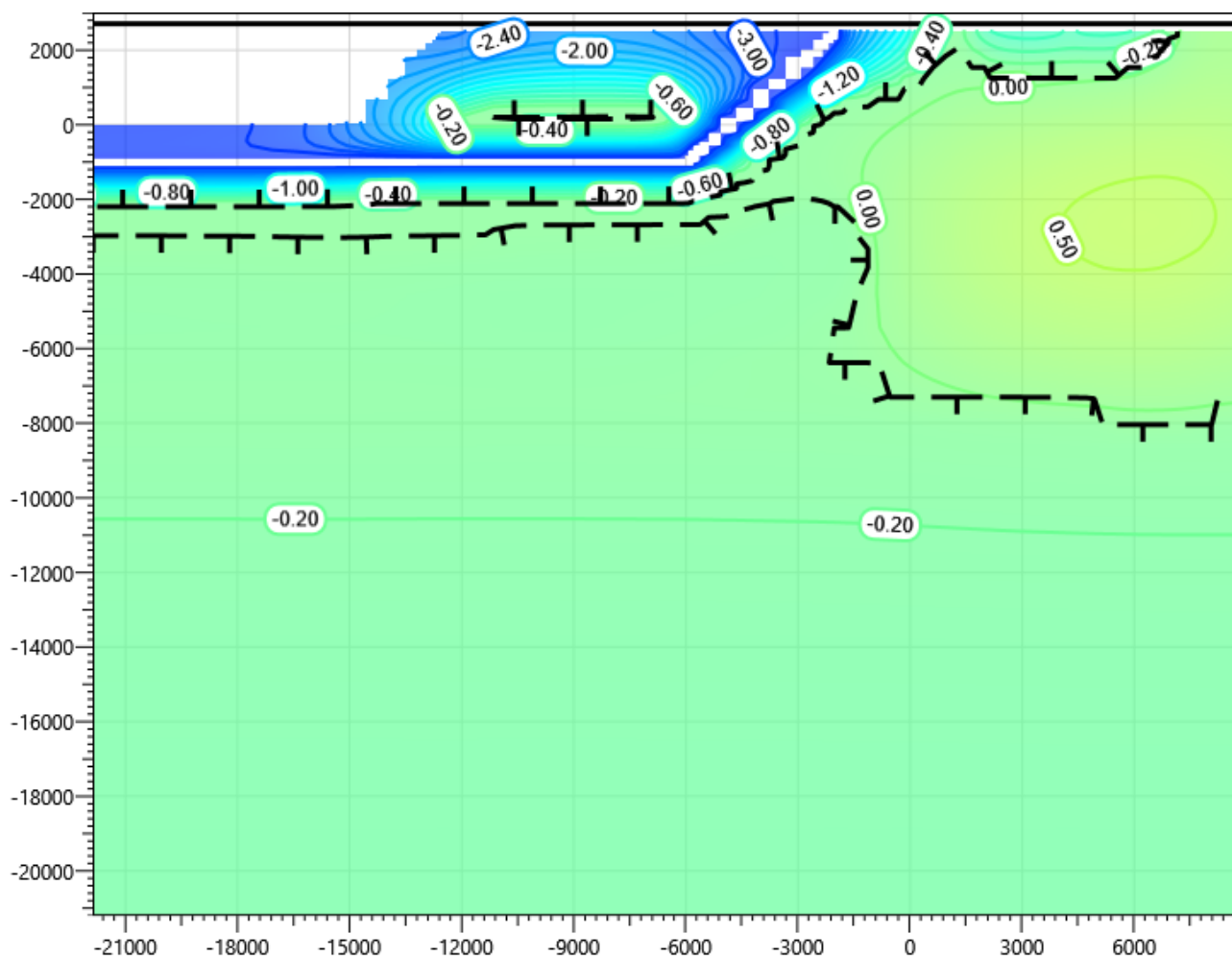




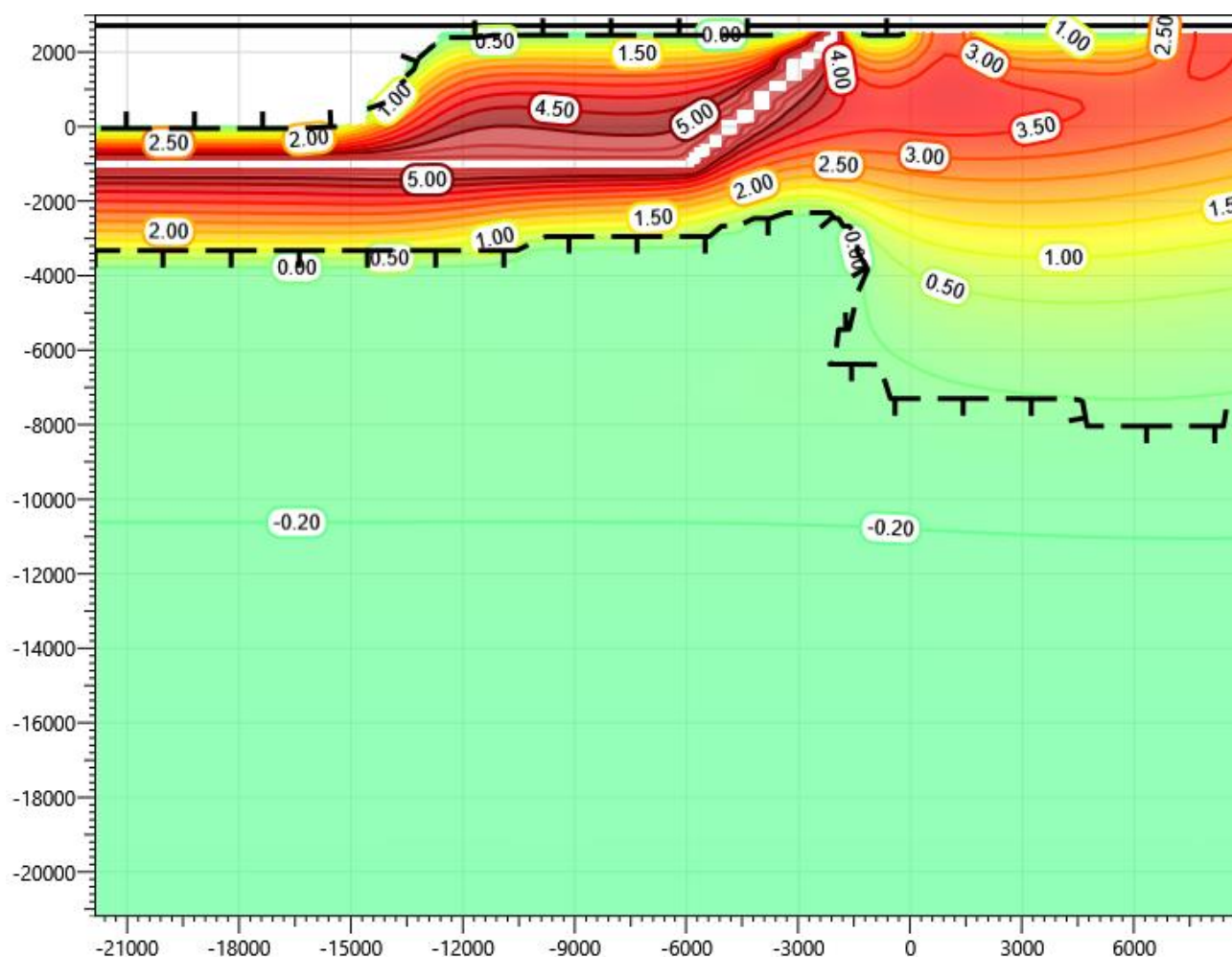
**Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



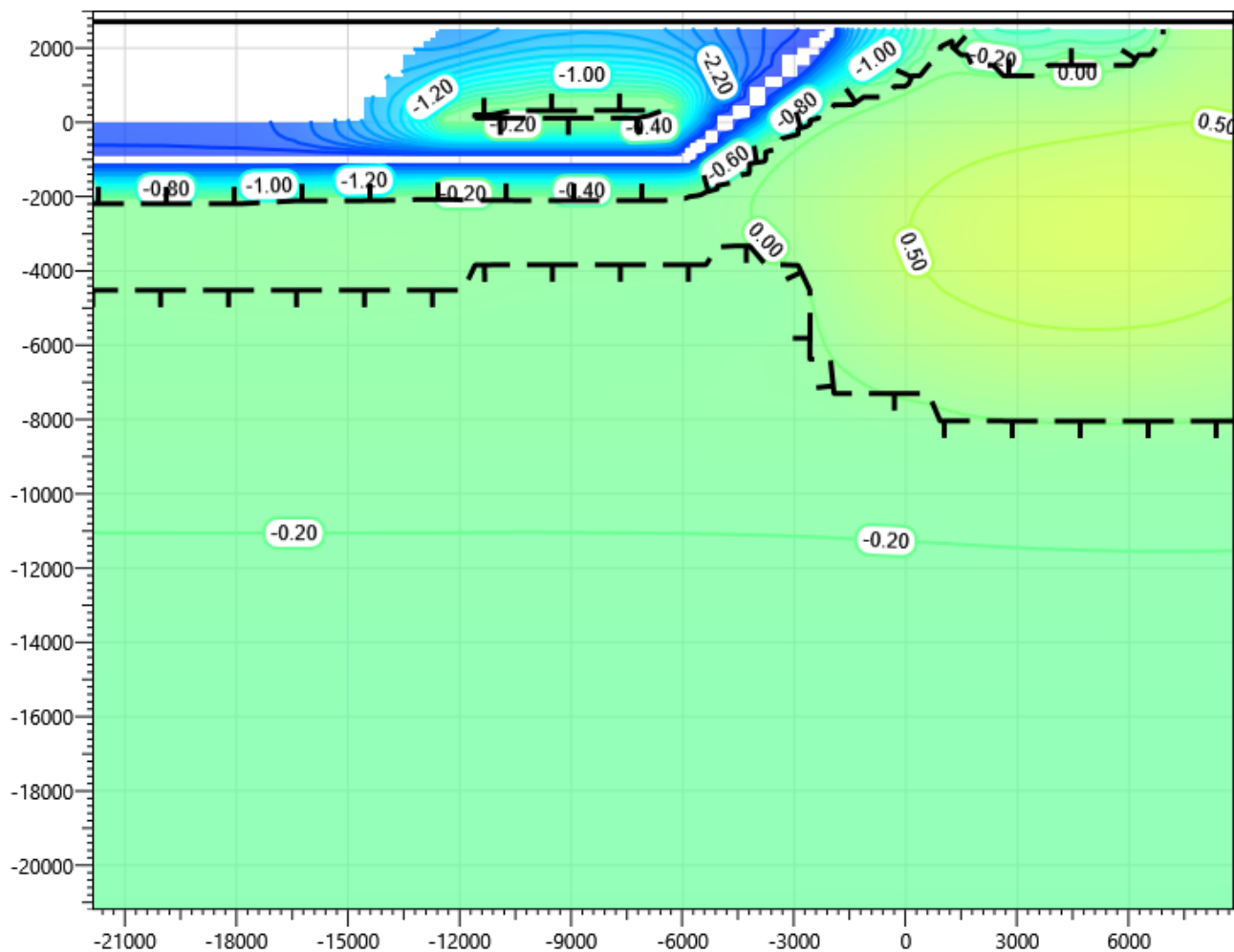
**Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



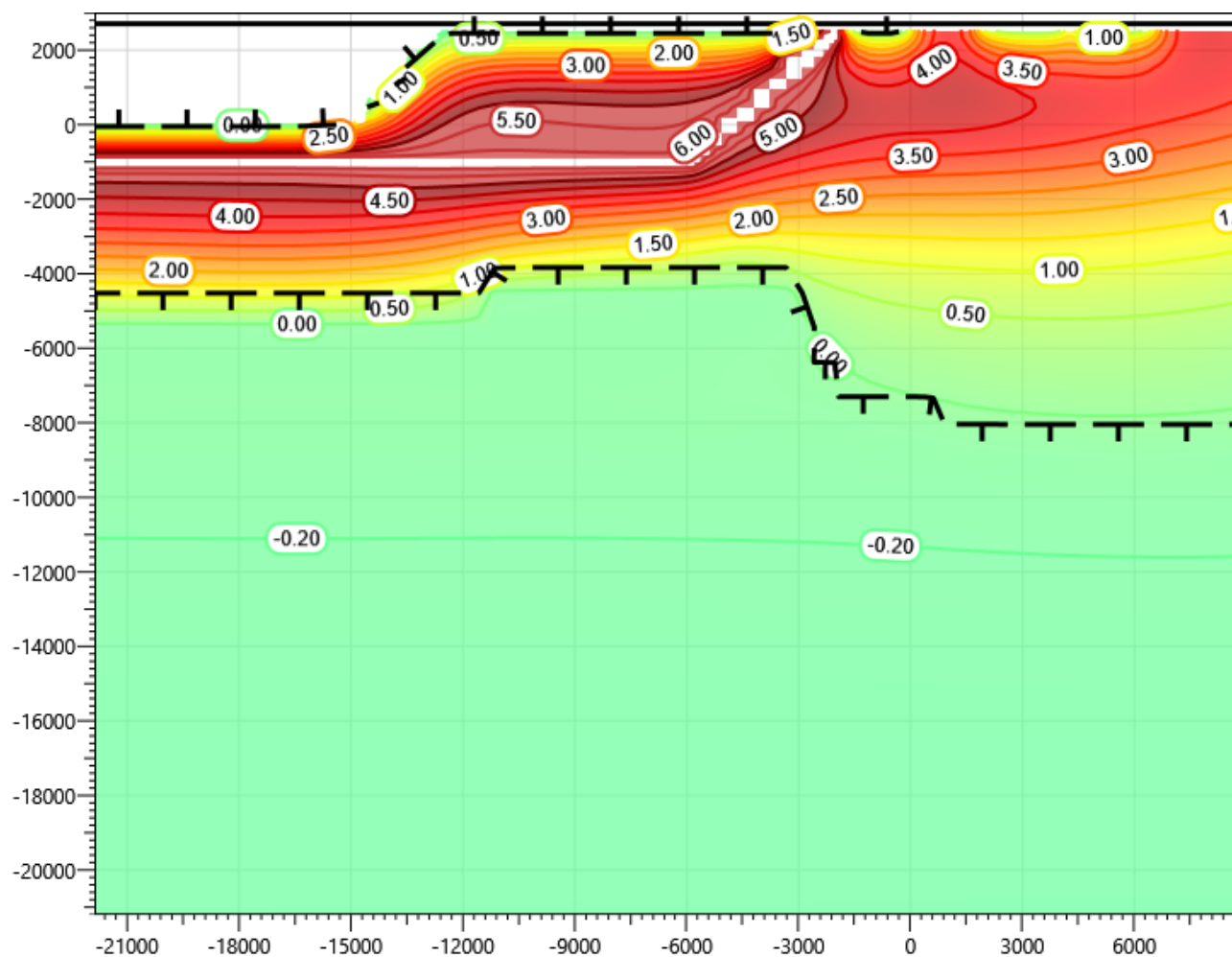
**Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



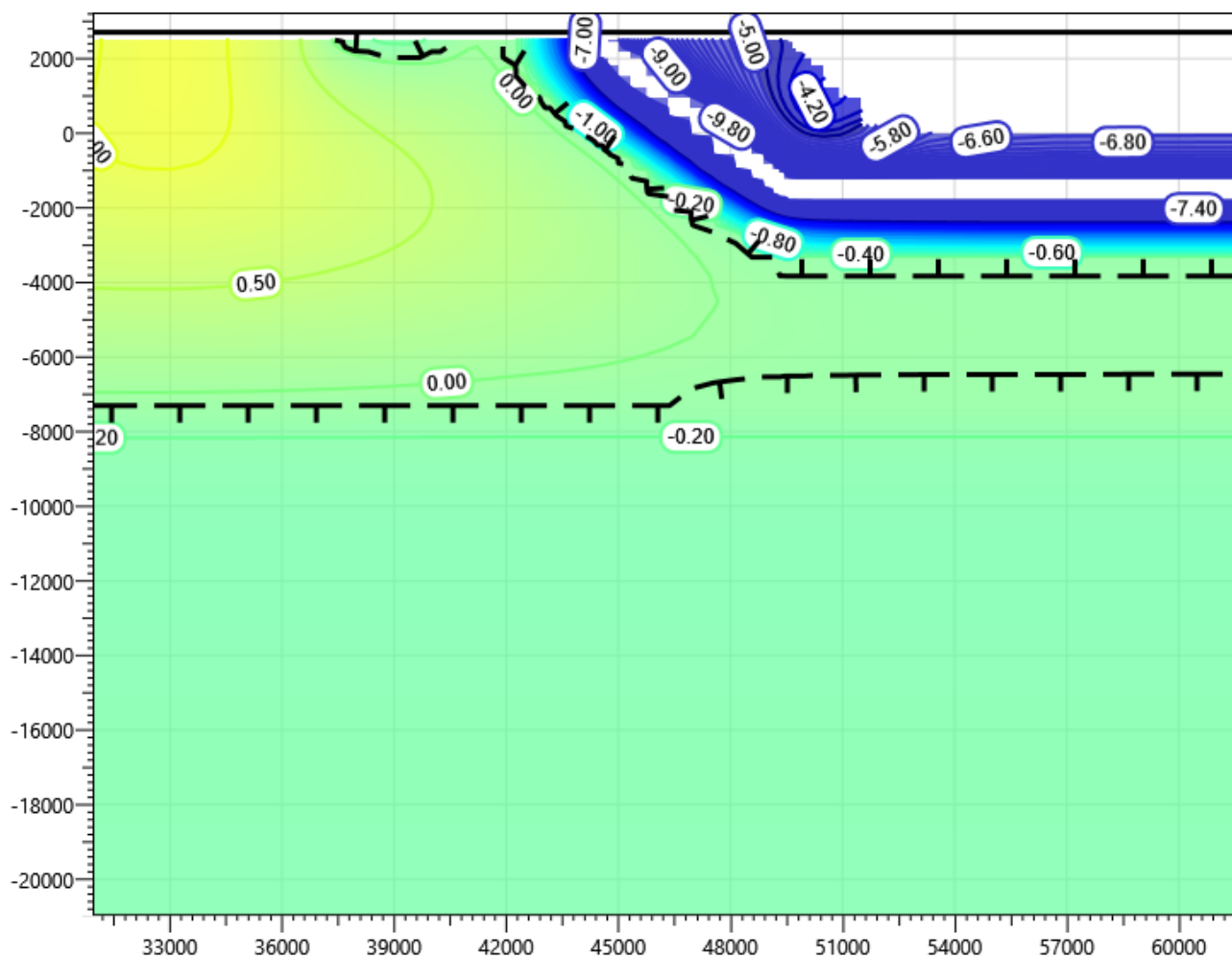
**Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



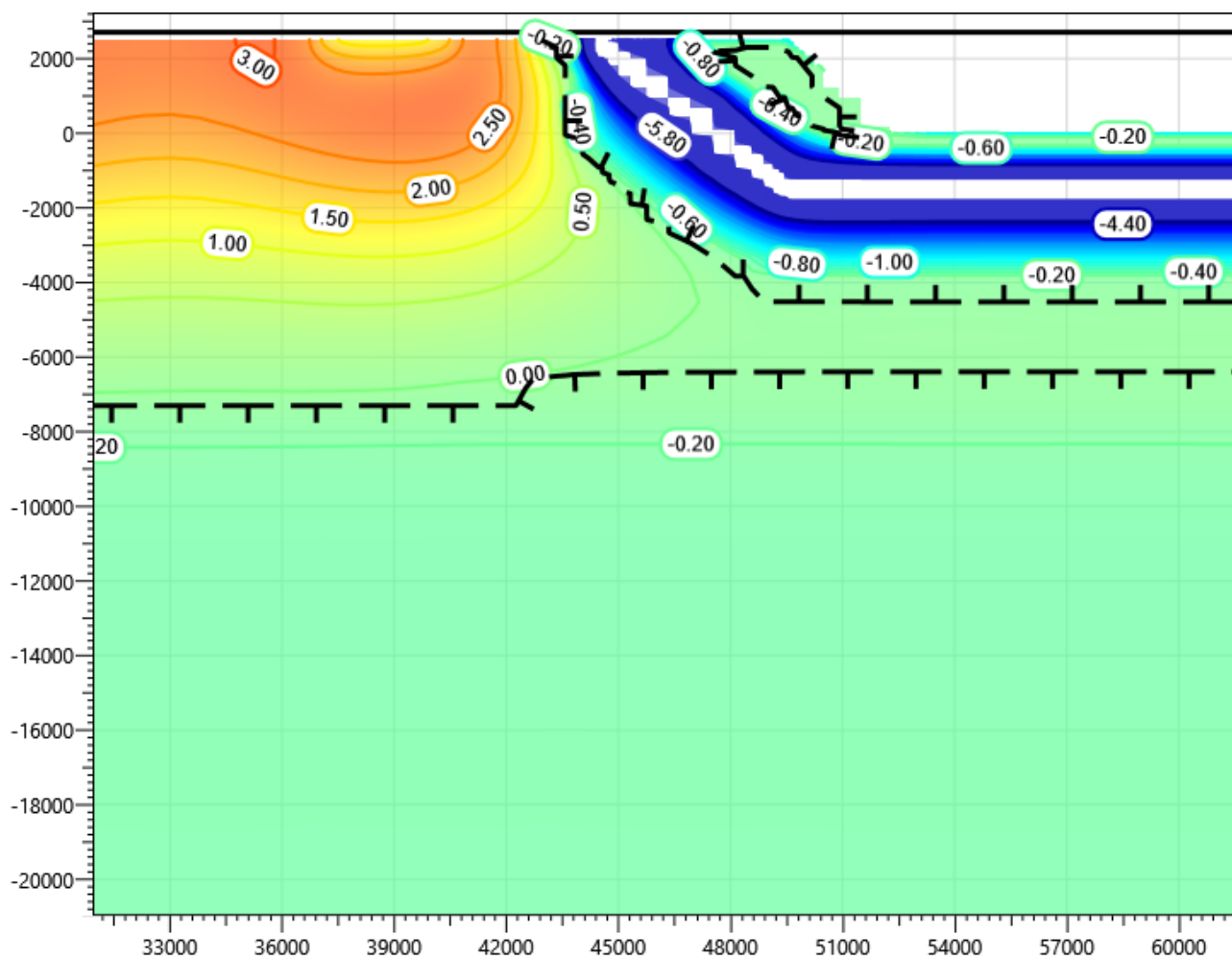
**Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны камеры приема СОД DN300. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

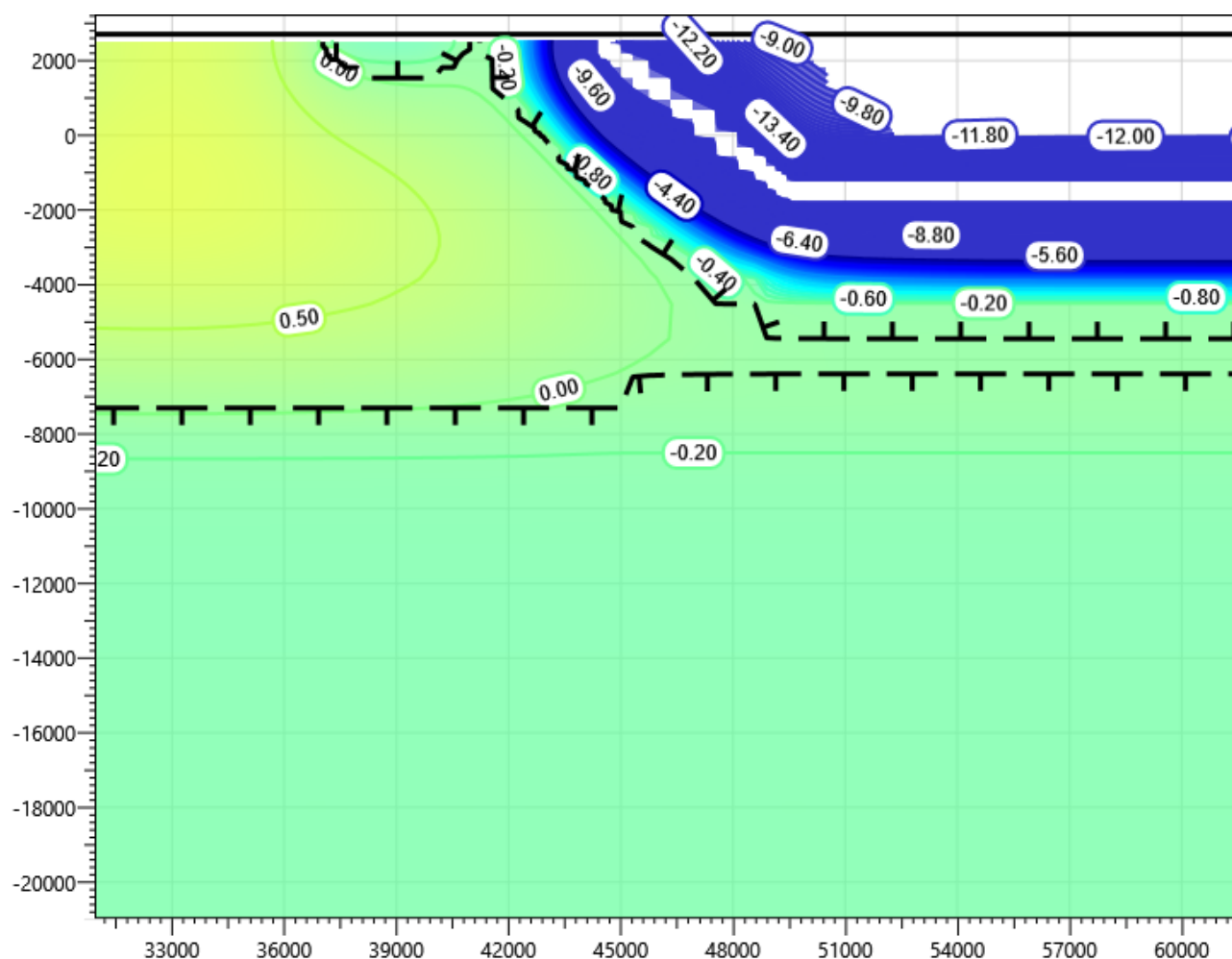


**Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

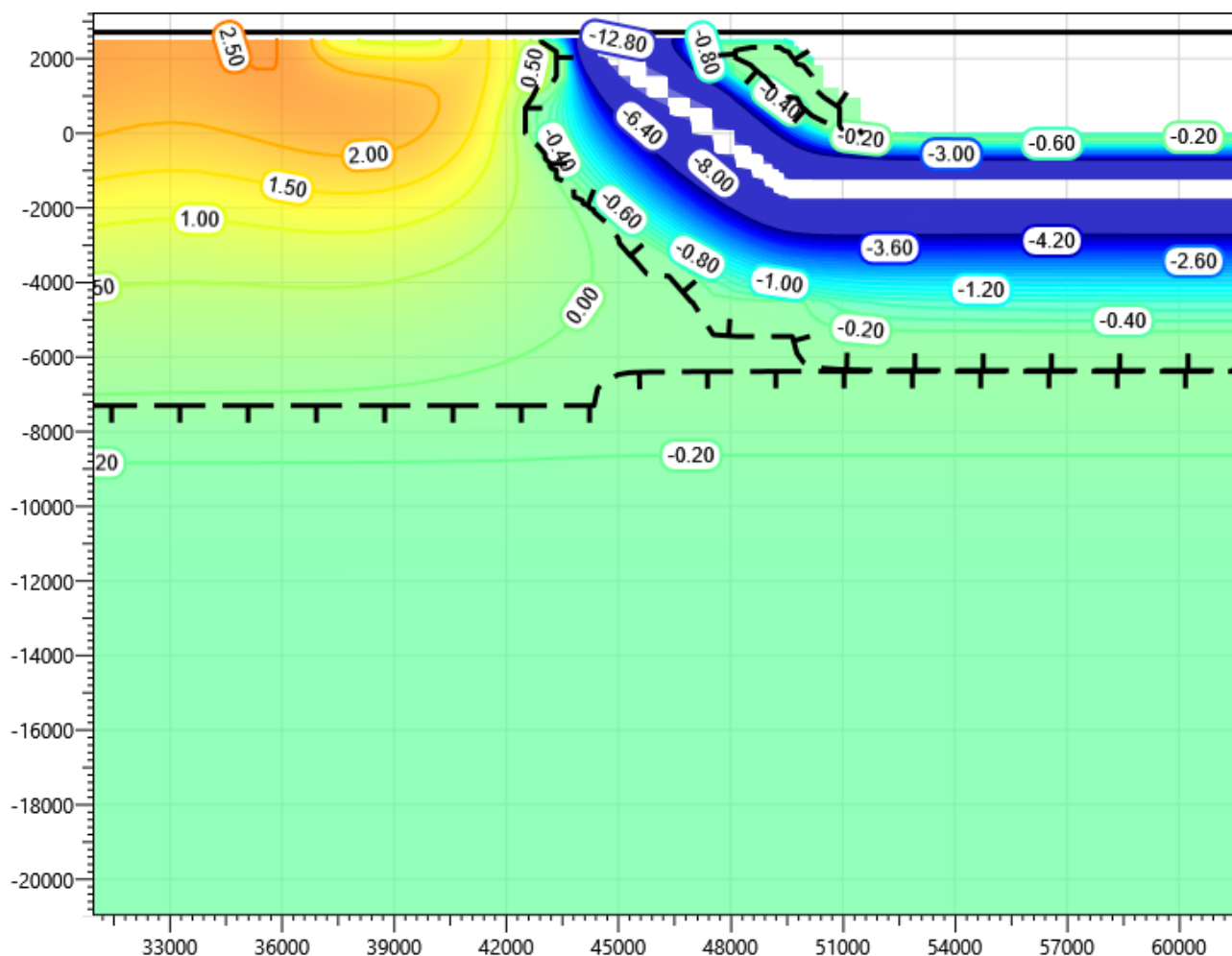


**Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

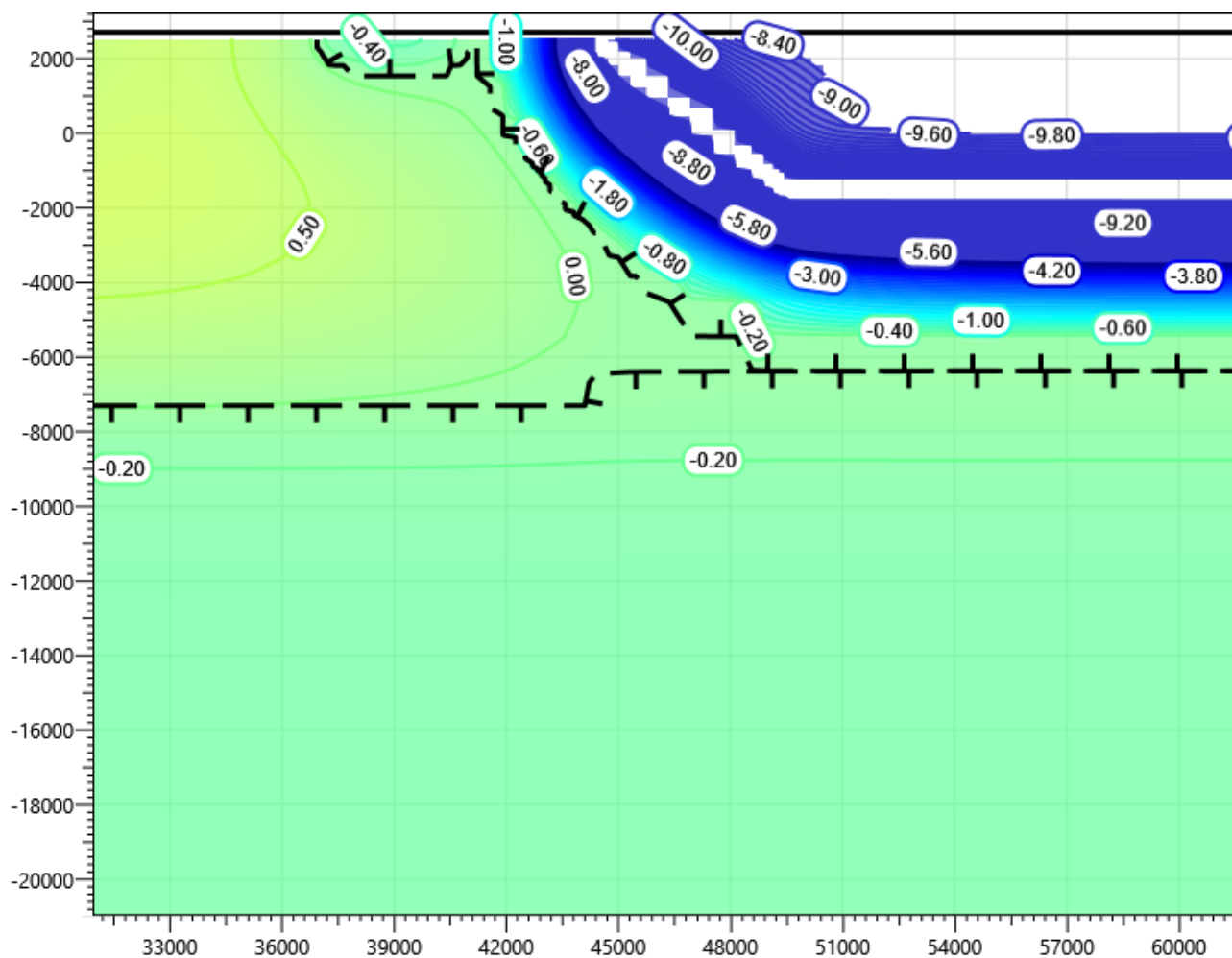




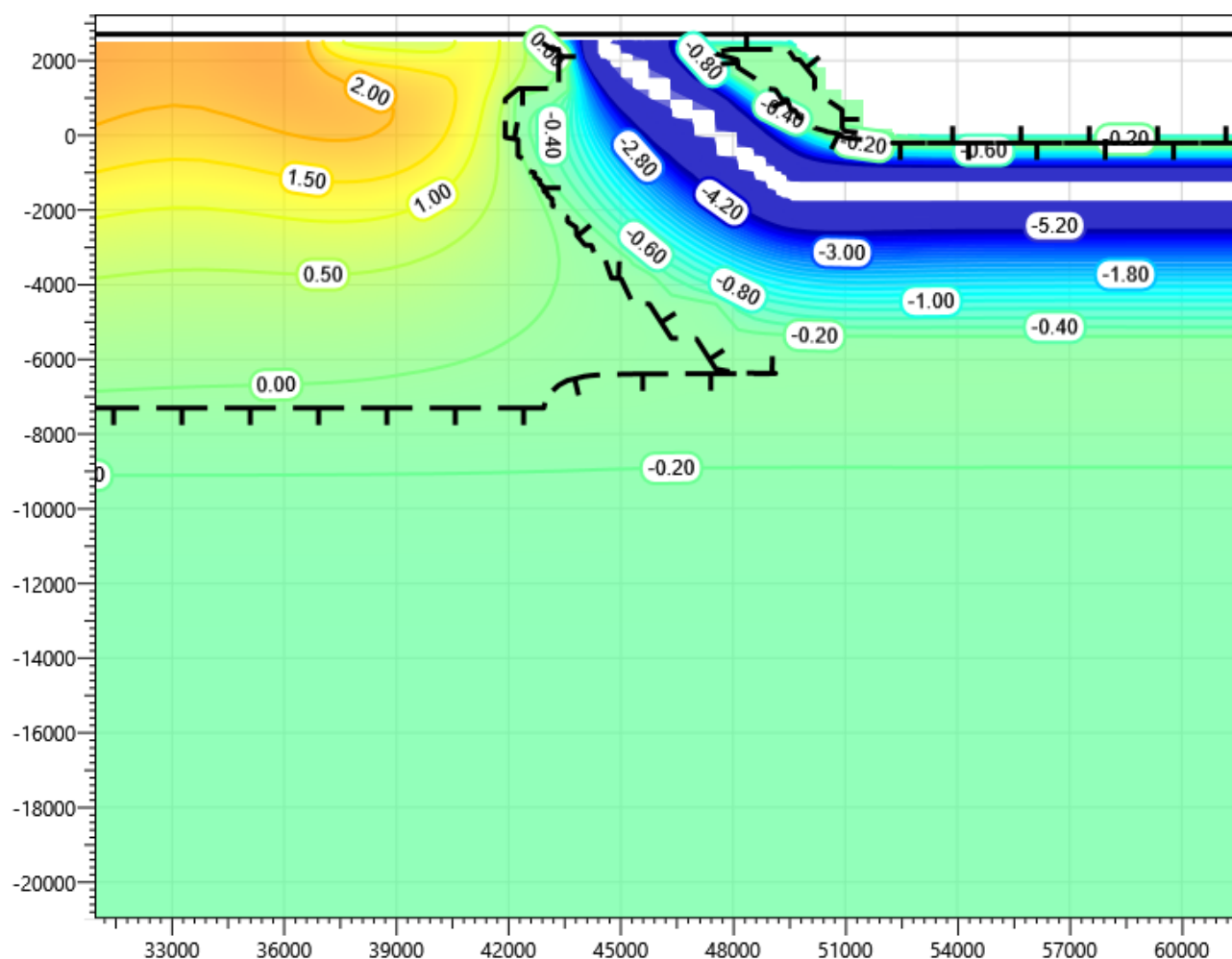
**Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



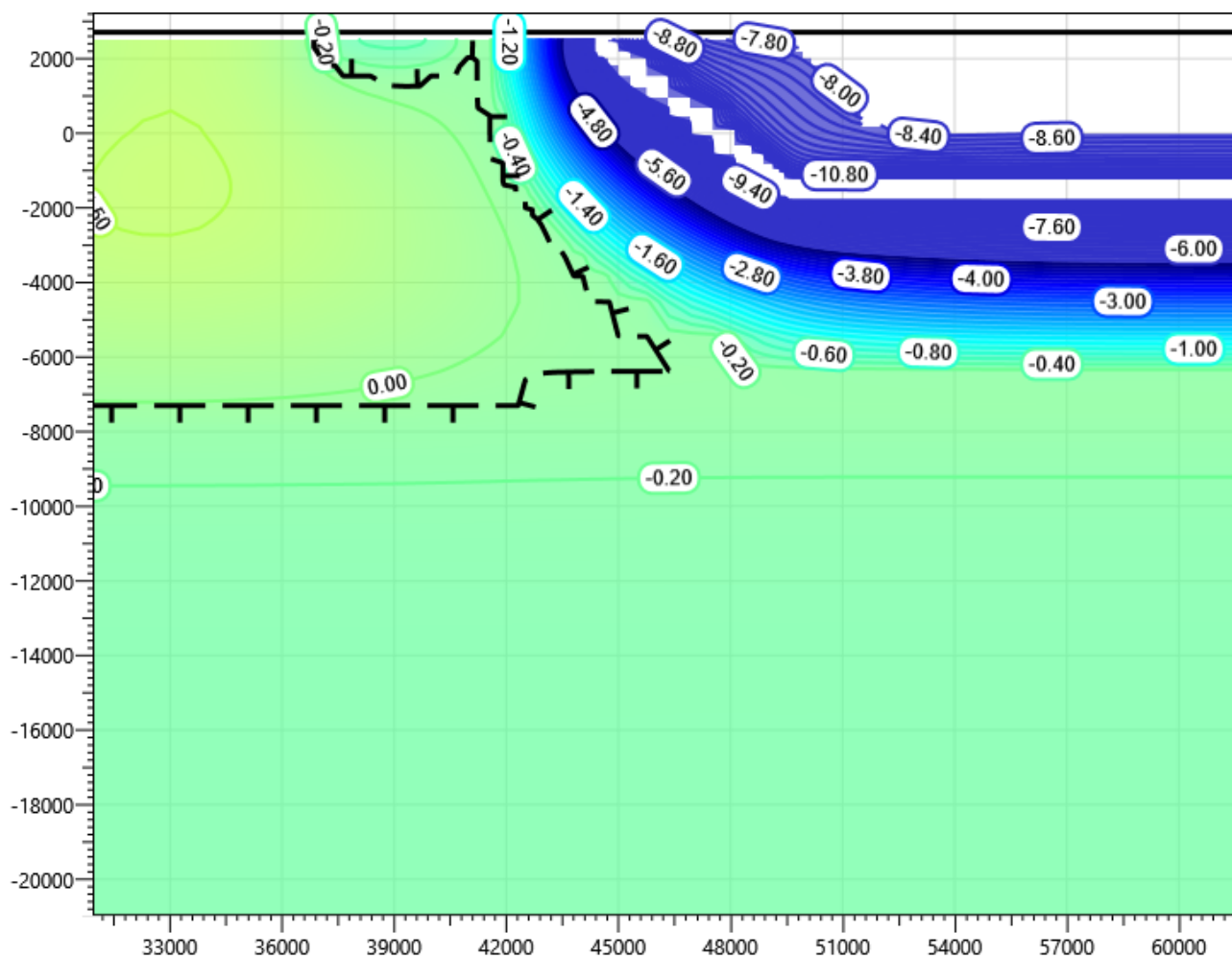
**Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



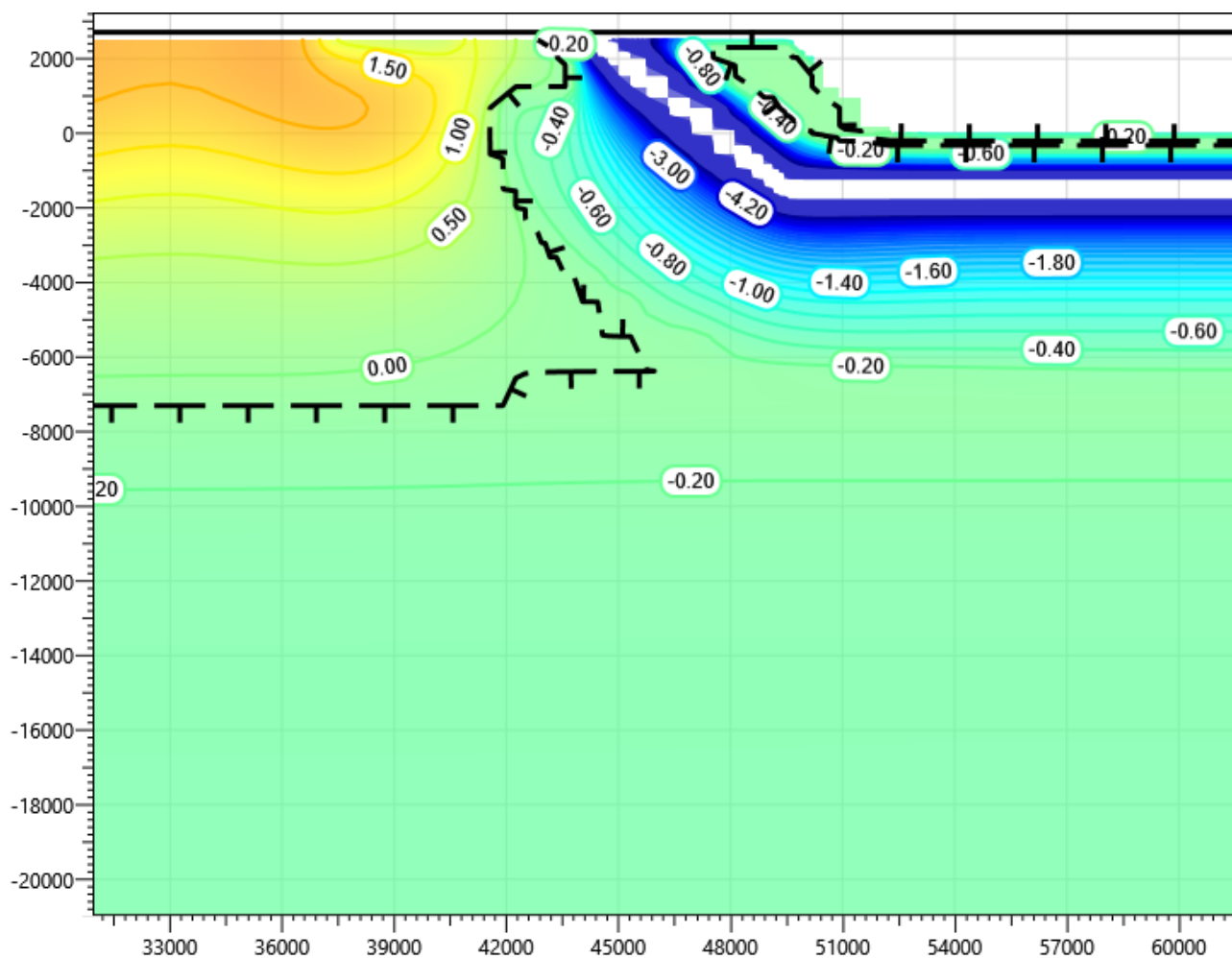
**Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



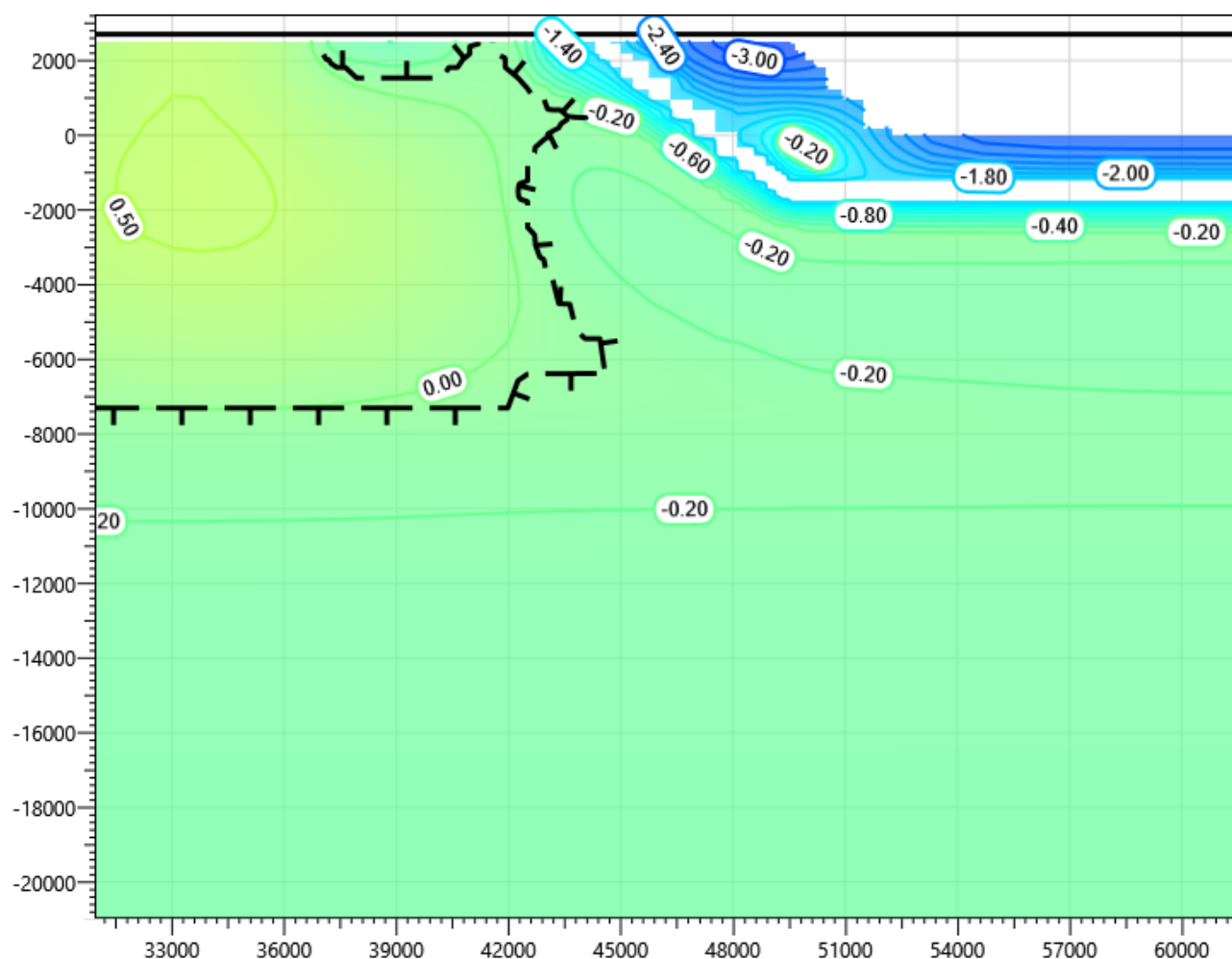
**Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



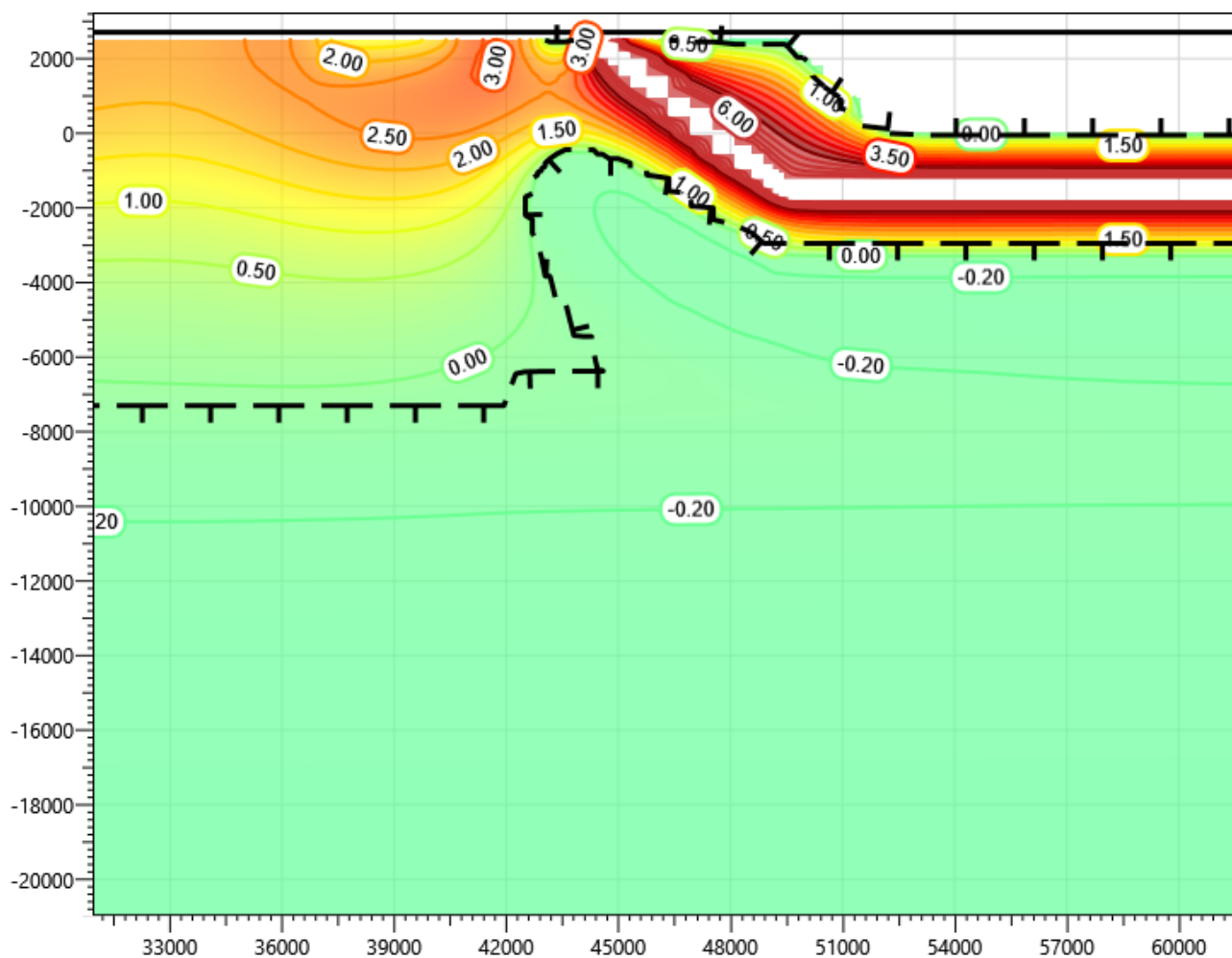
**Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

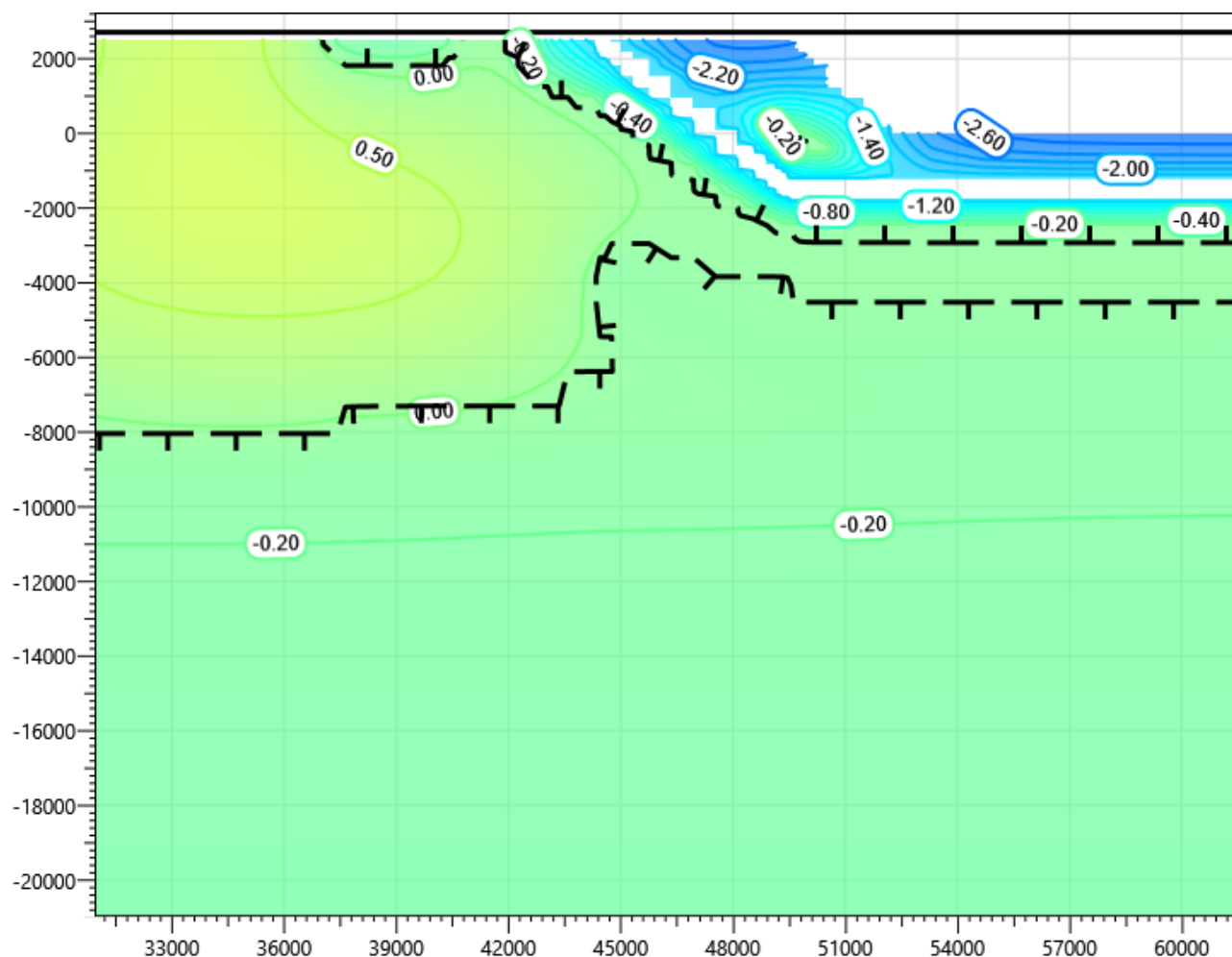


**Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

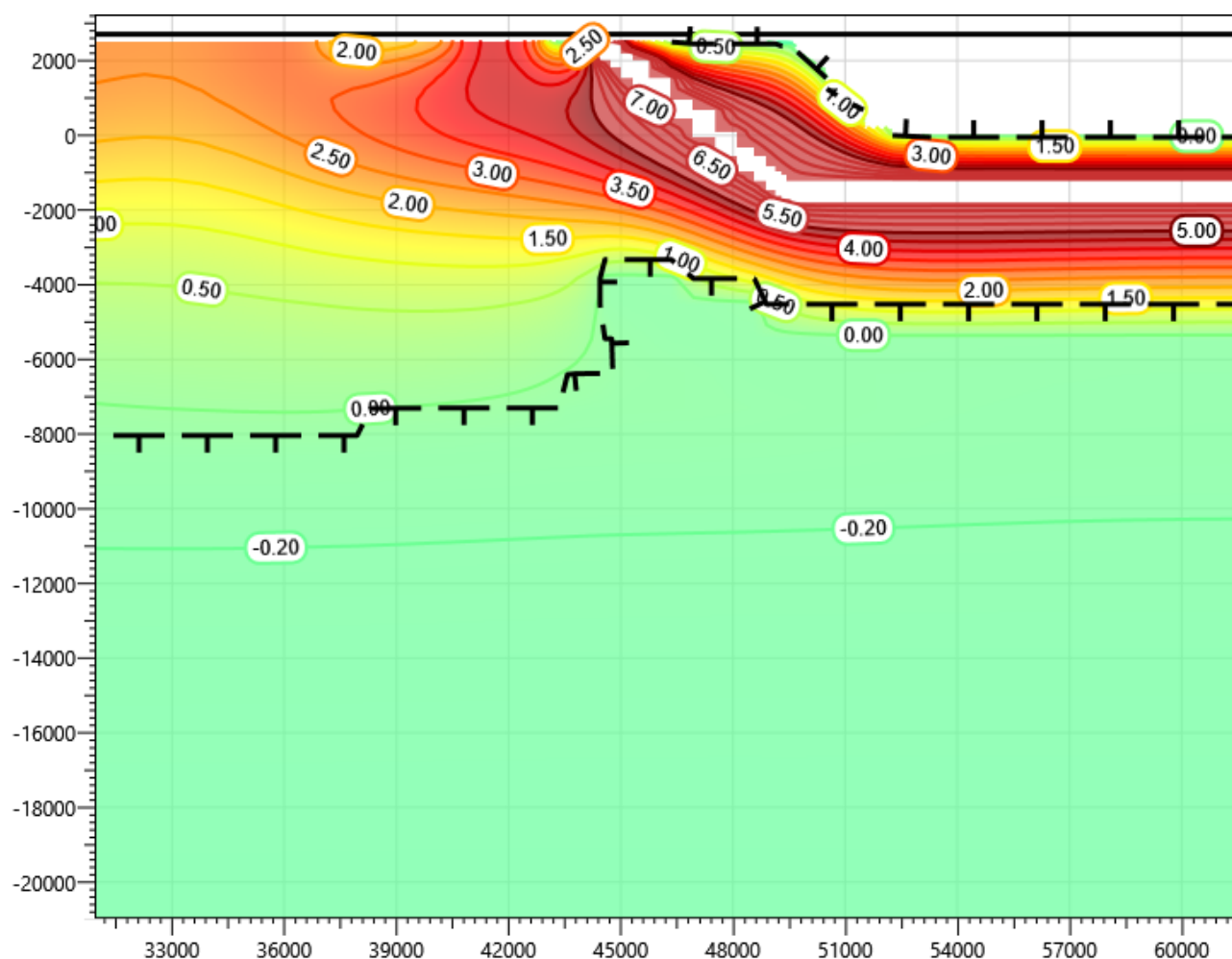


**Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

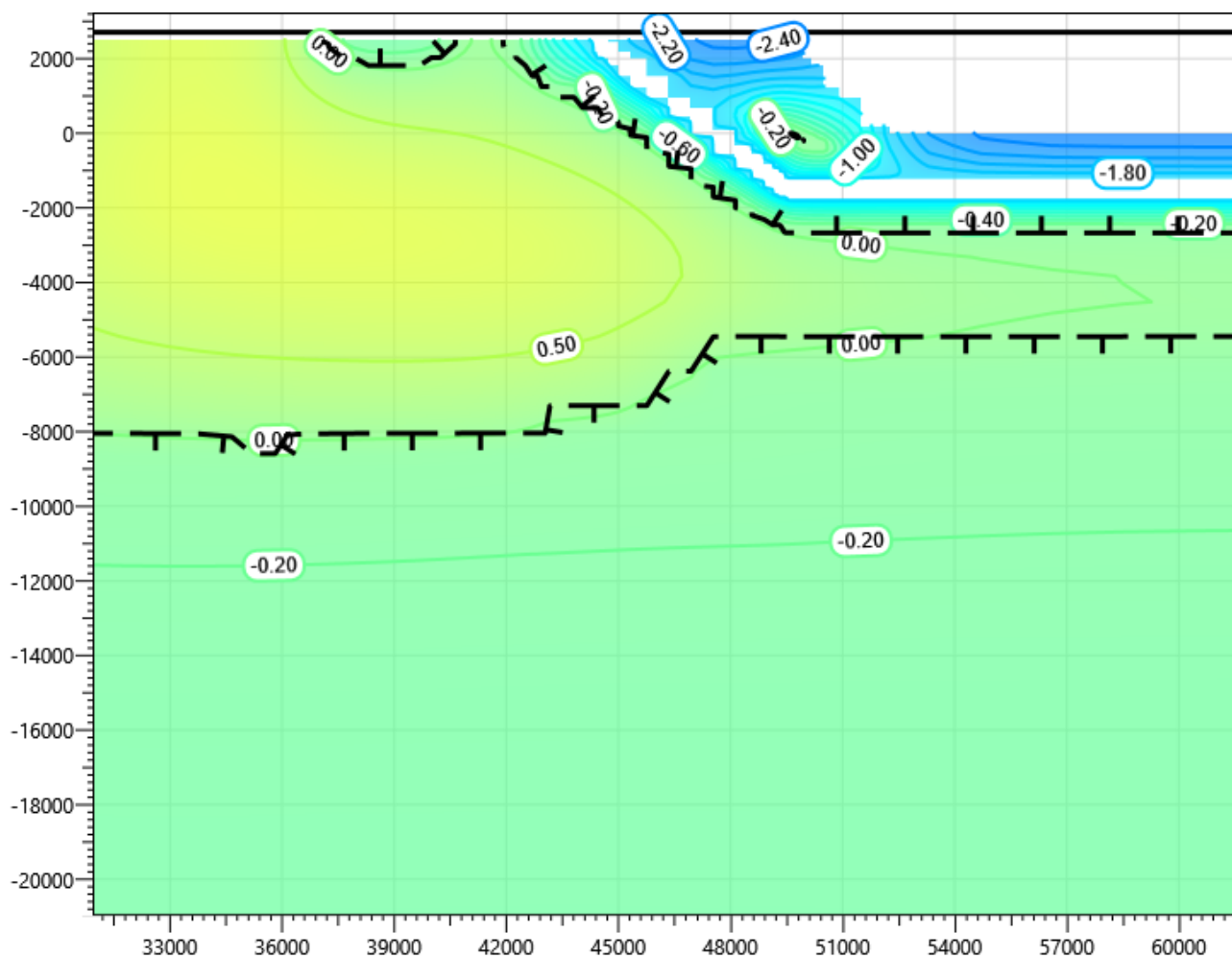




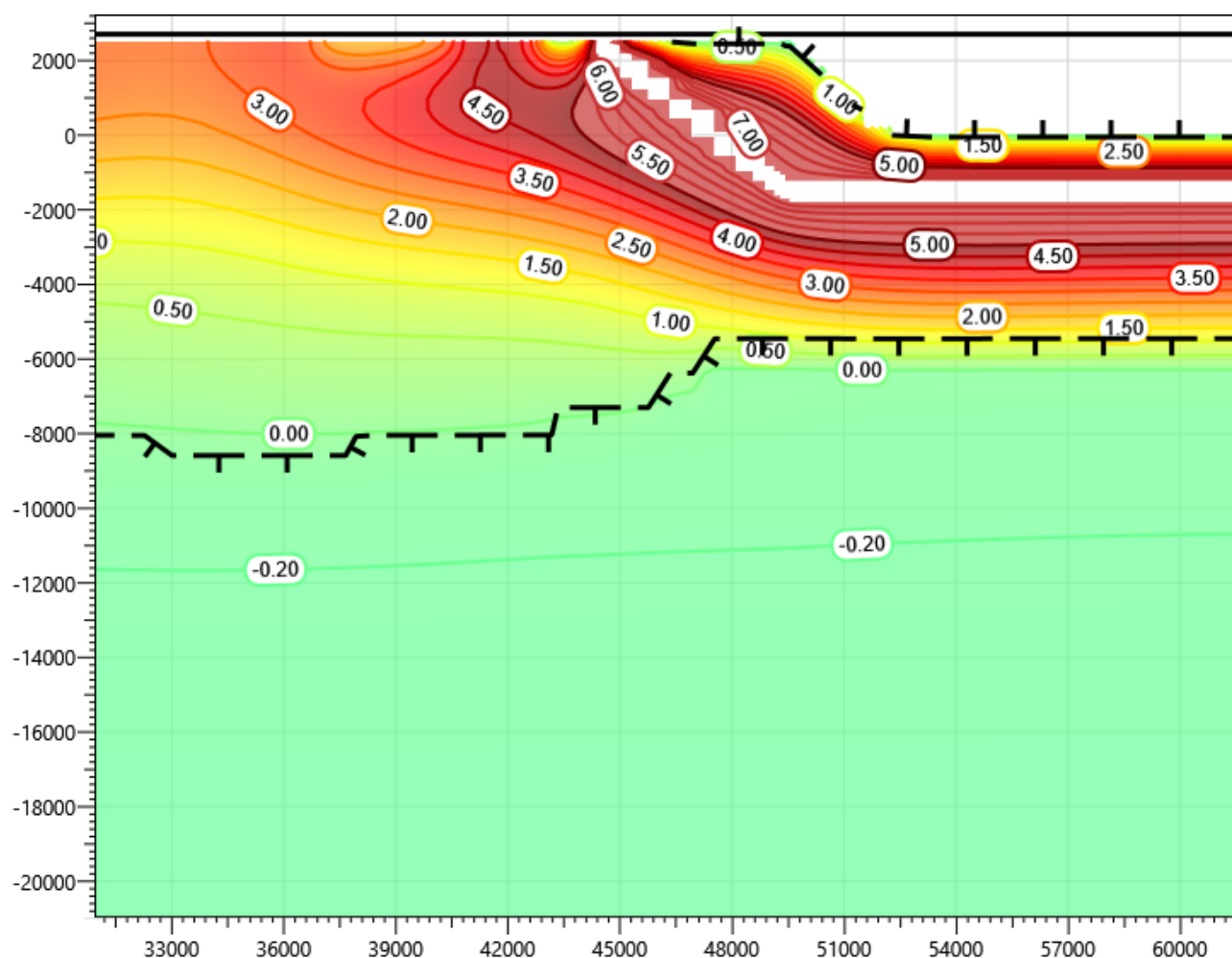
**Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



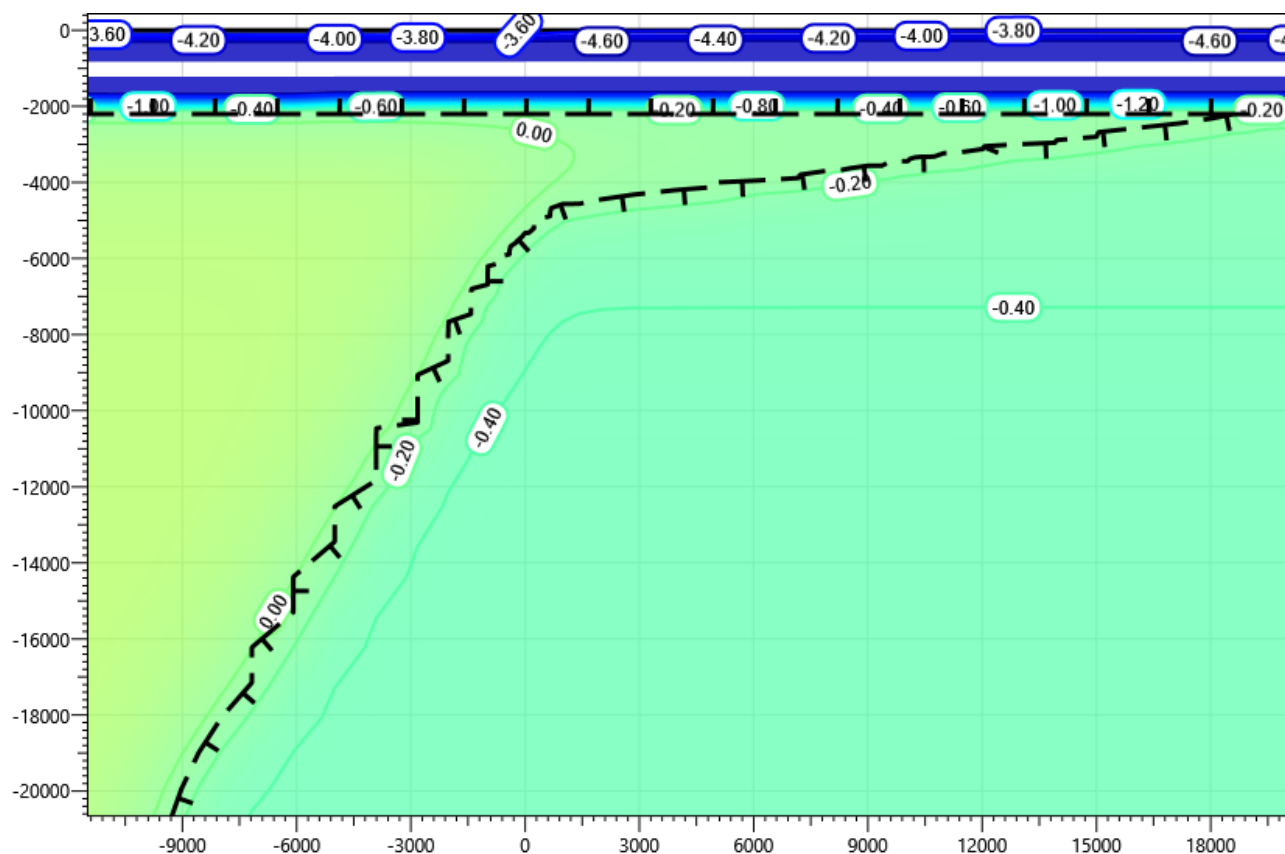
**Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



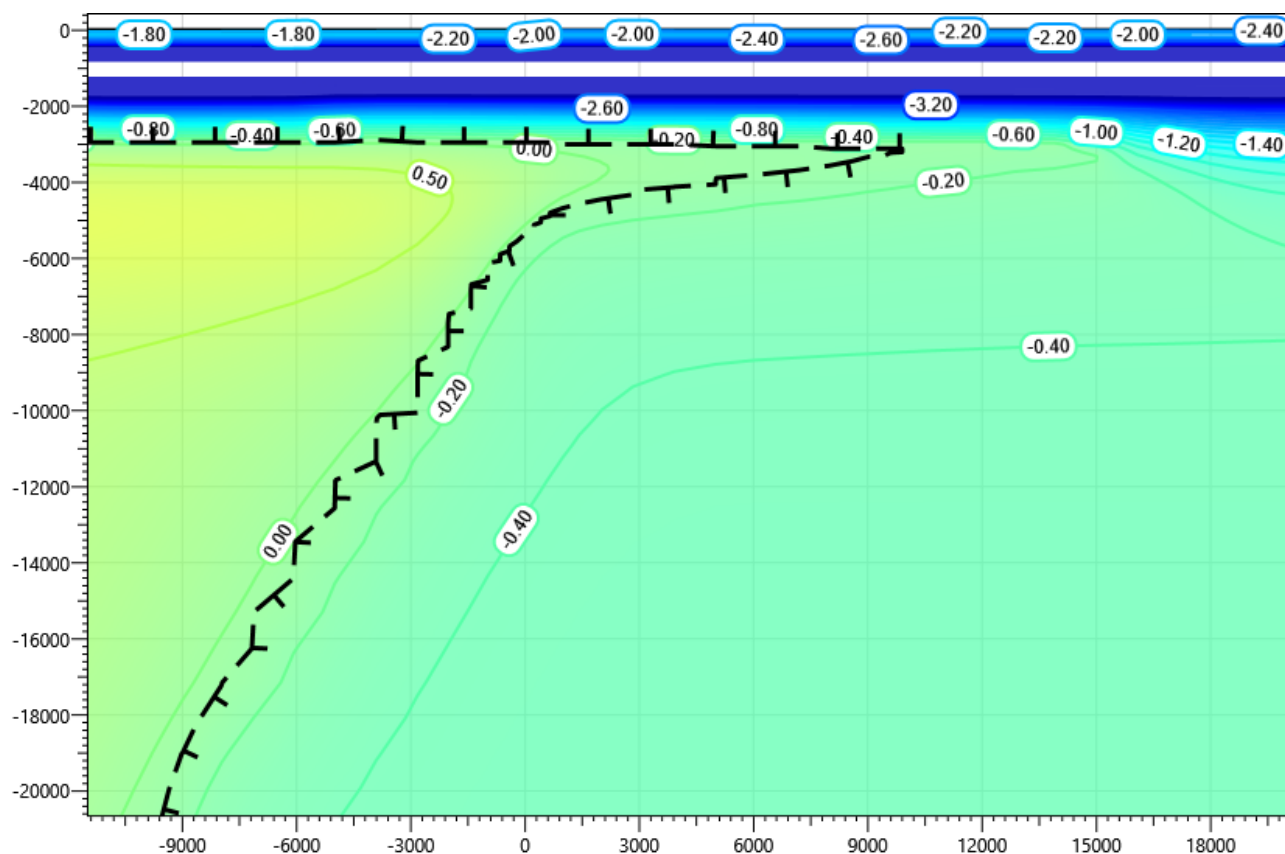
**Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-0030. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК13+40 со стороны узла запуска СОД DN500 и УЗА-003. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

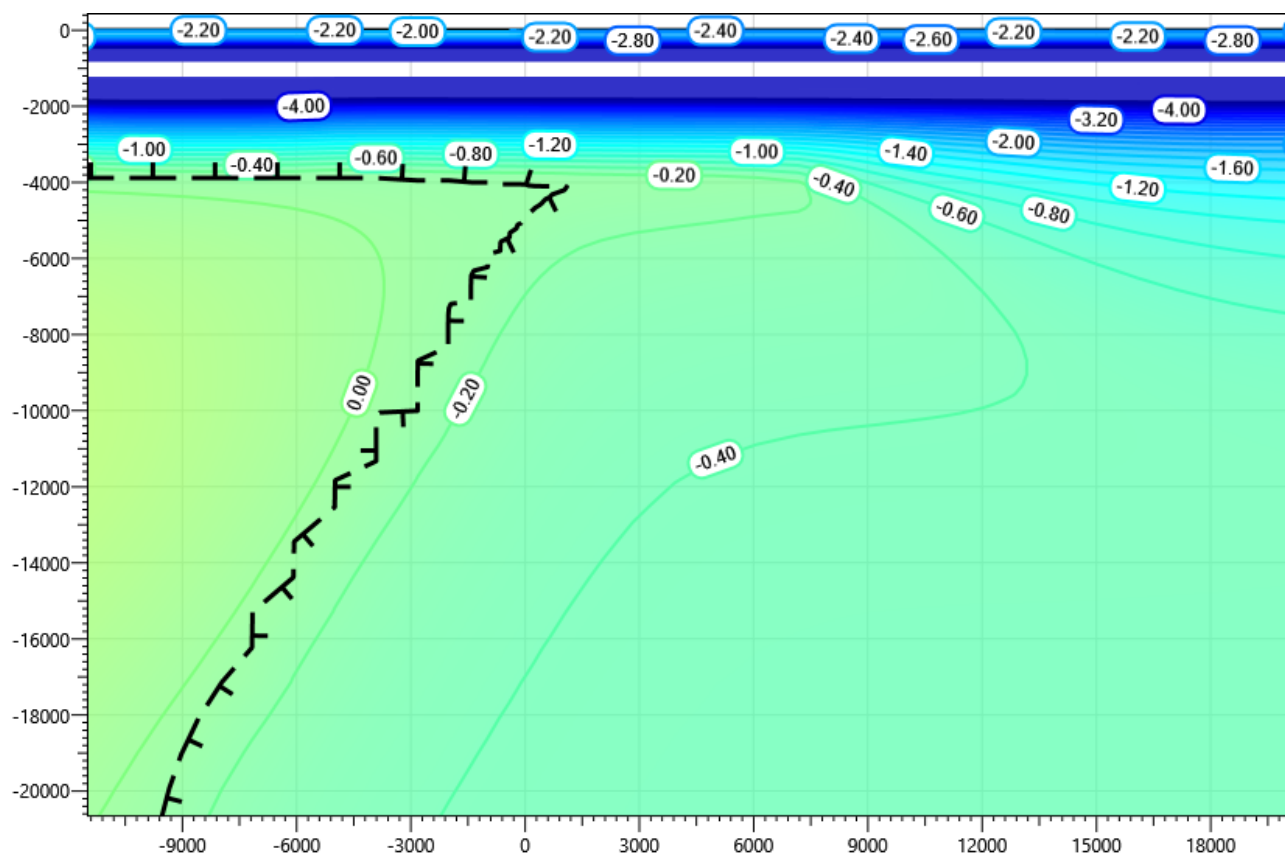


**Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



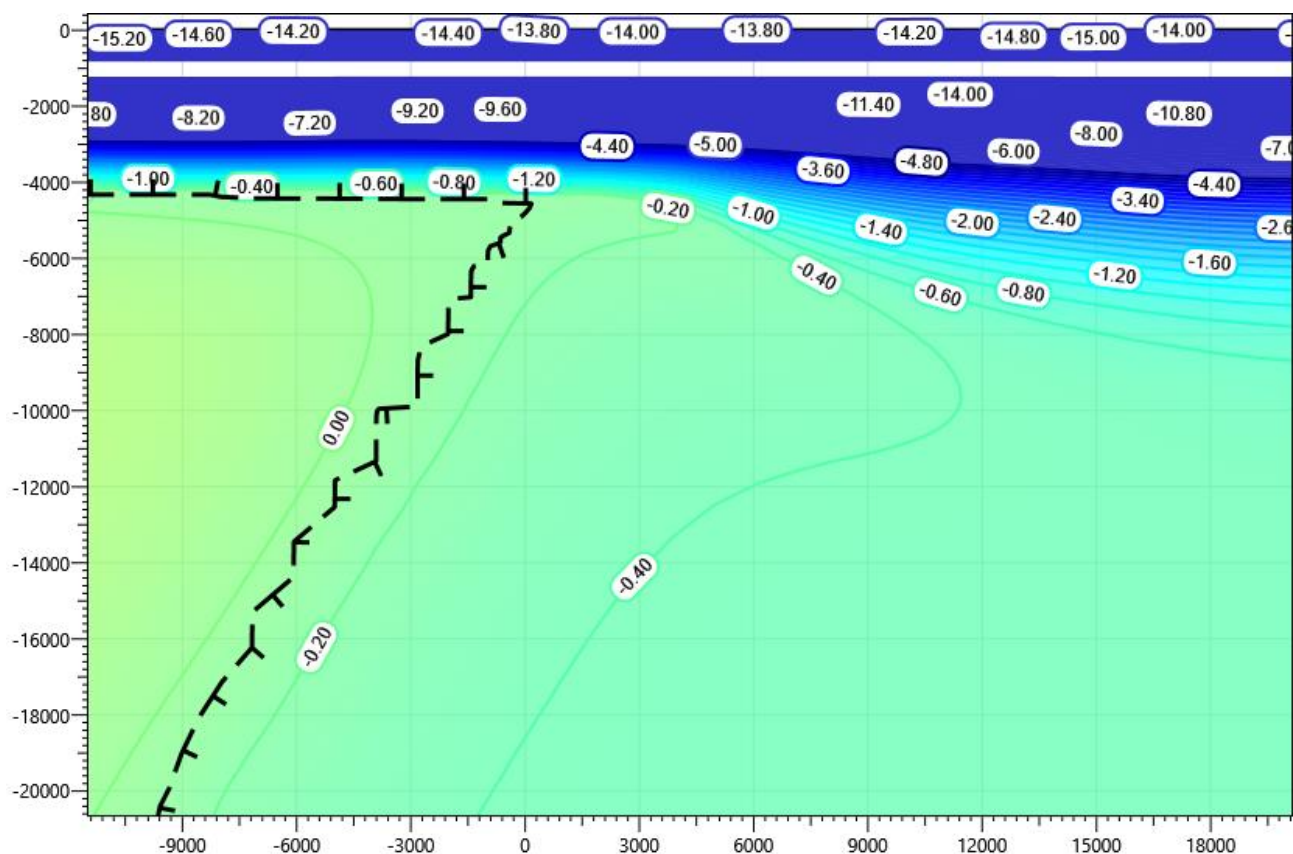
**Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



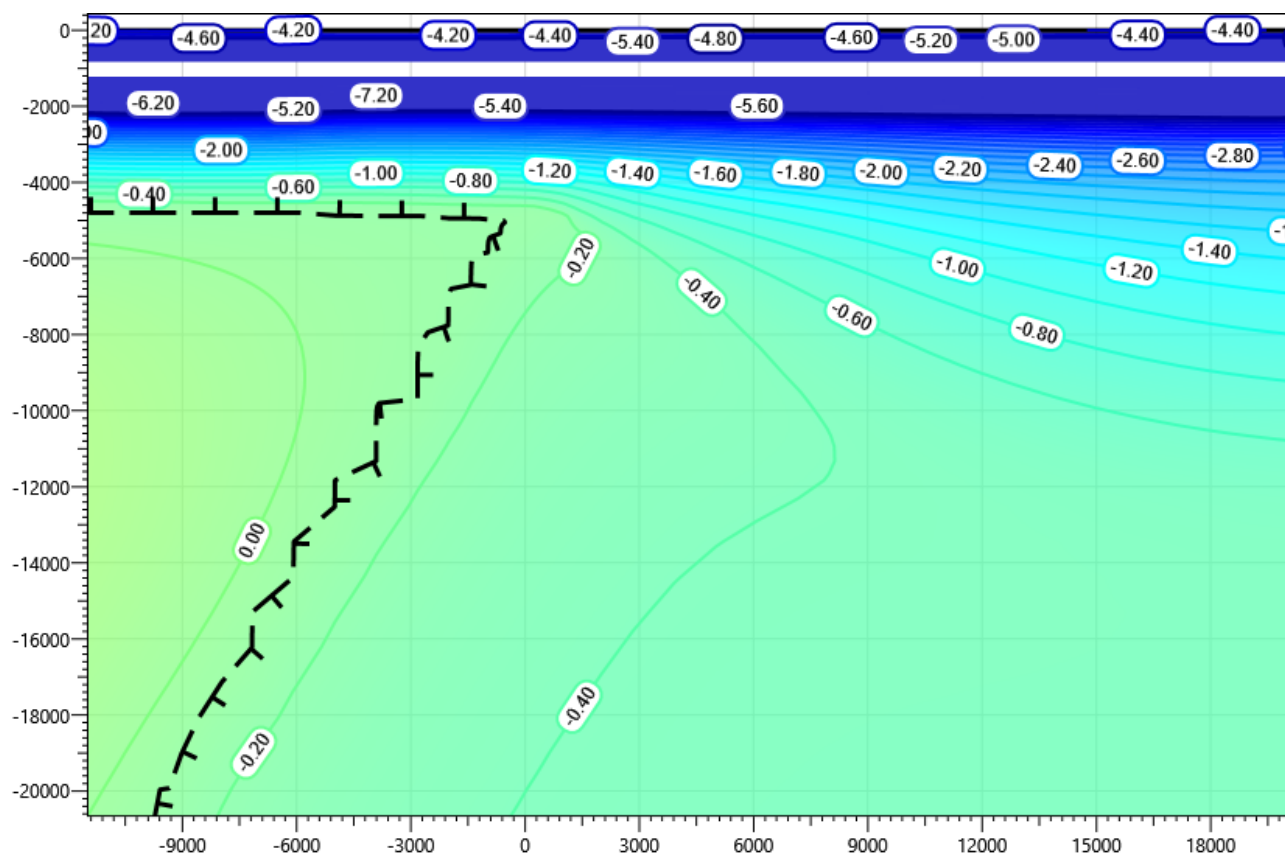


**Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

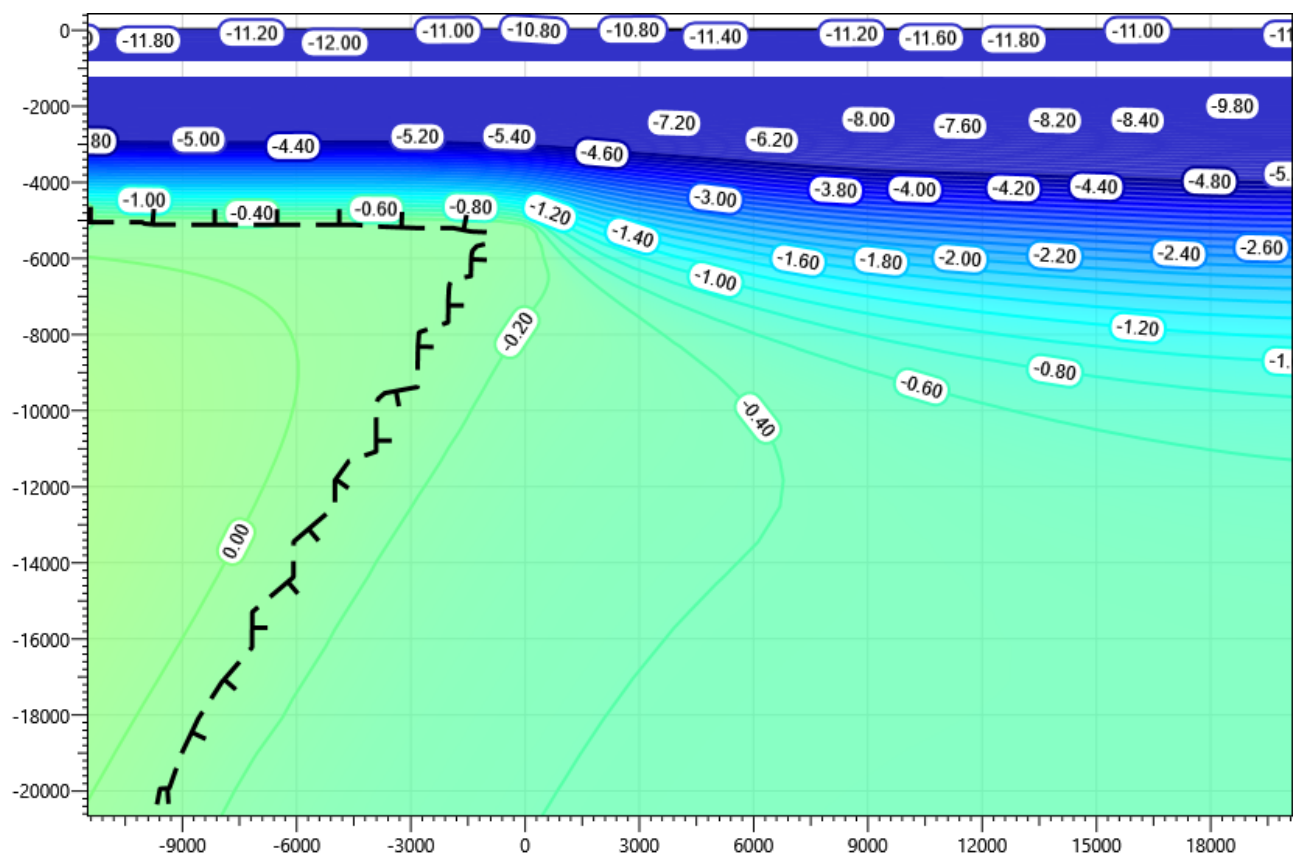




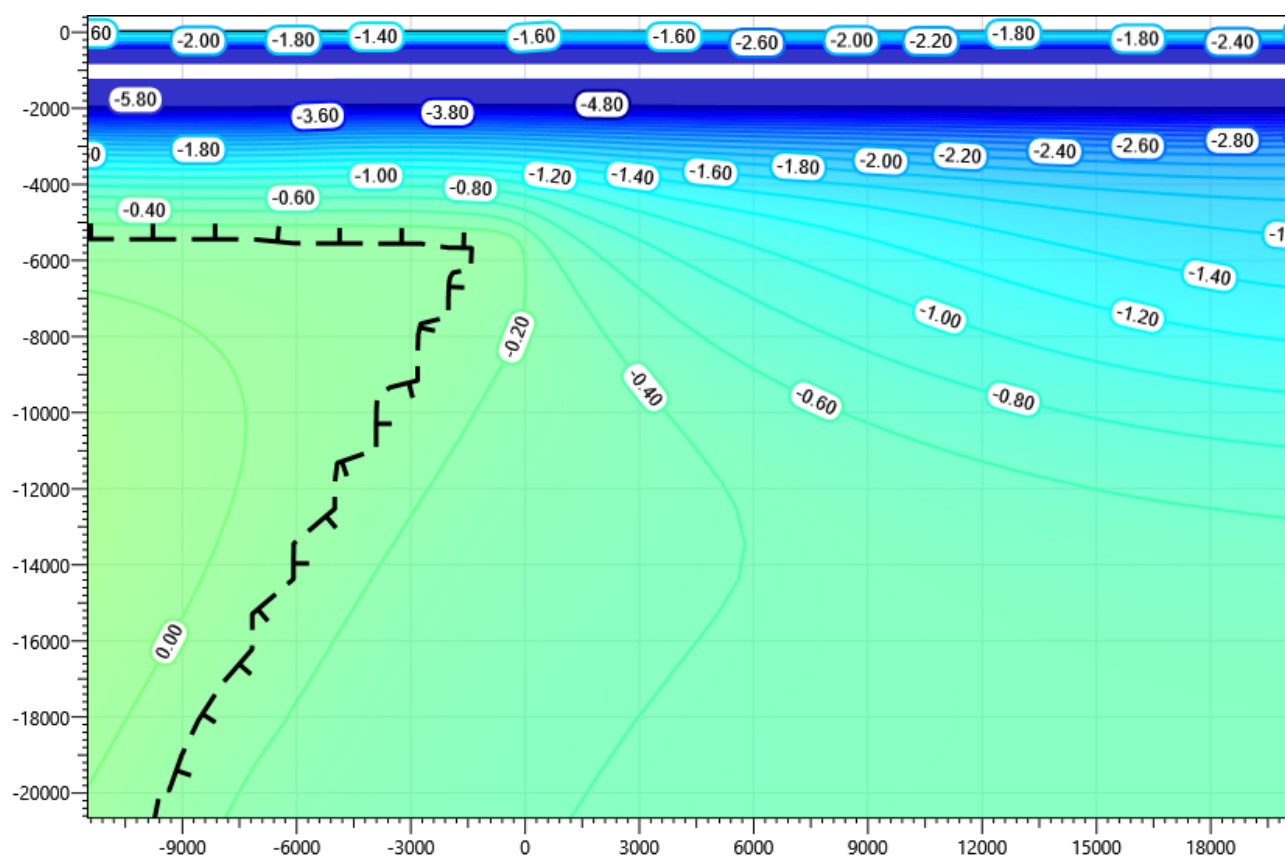
**Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



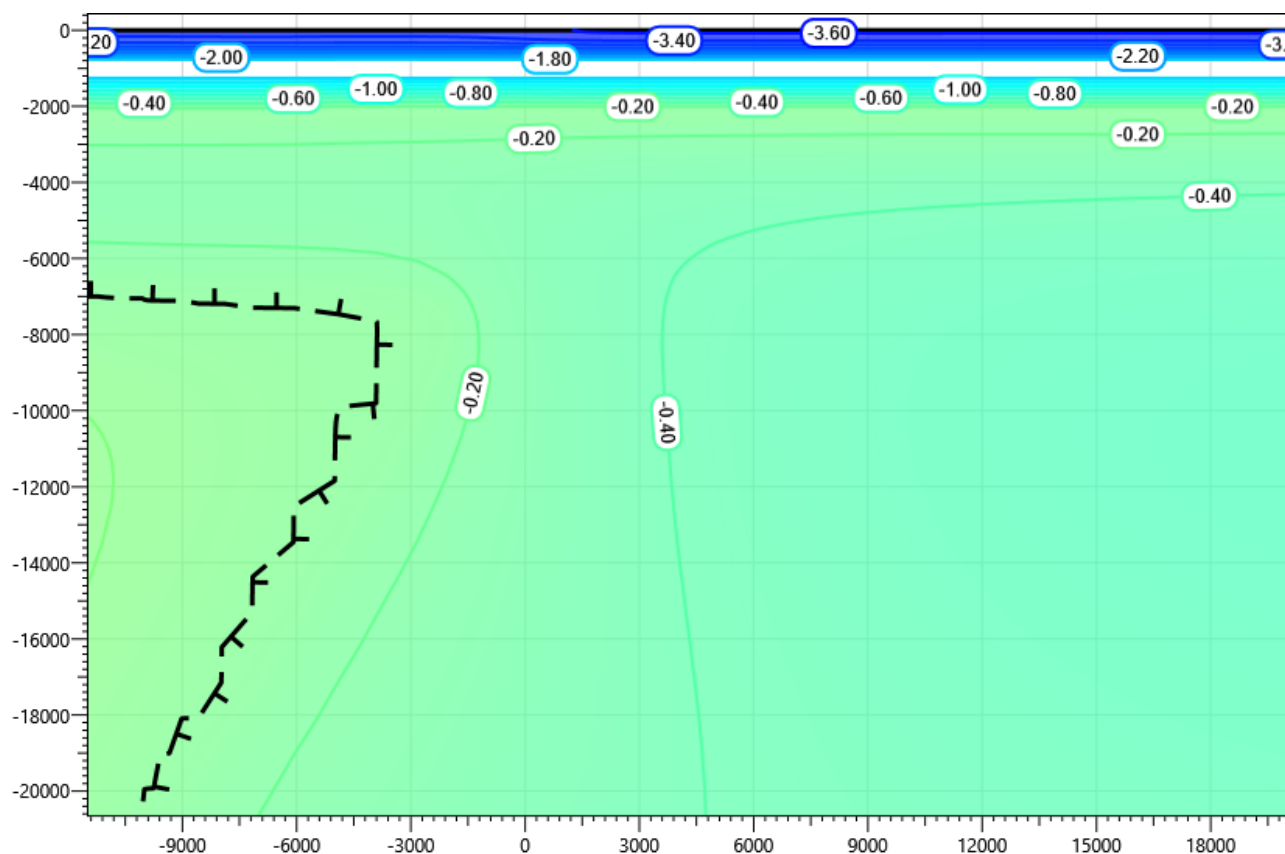
**Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



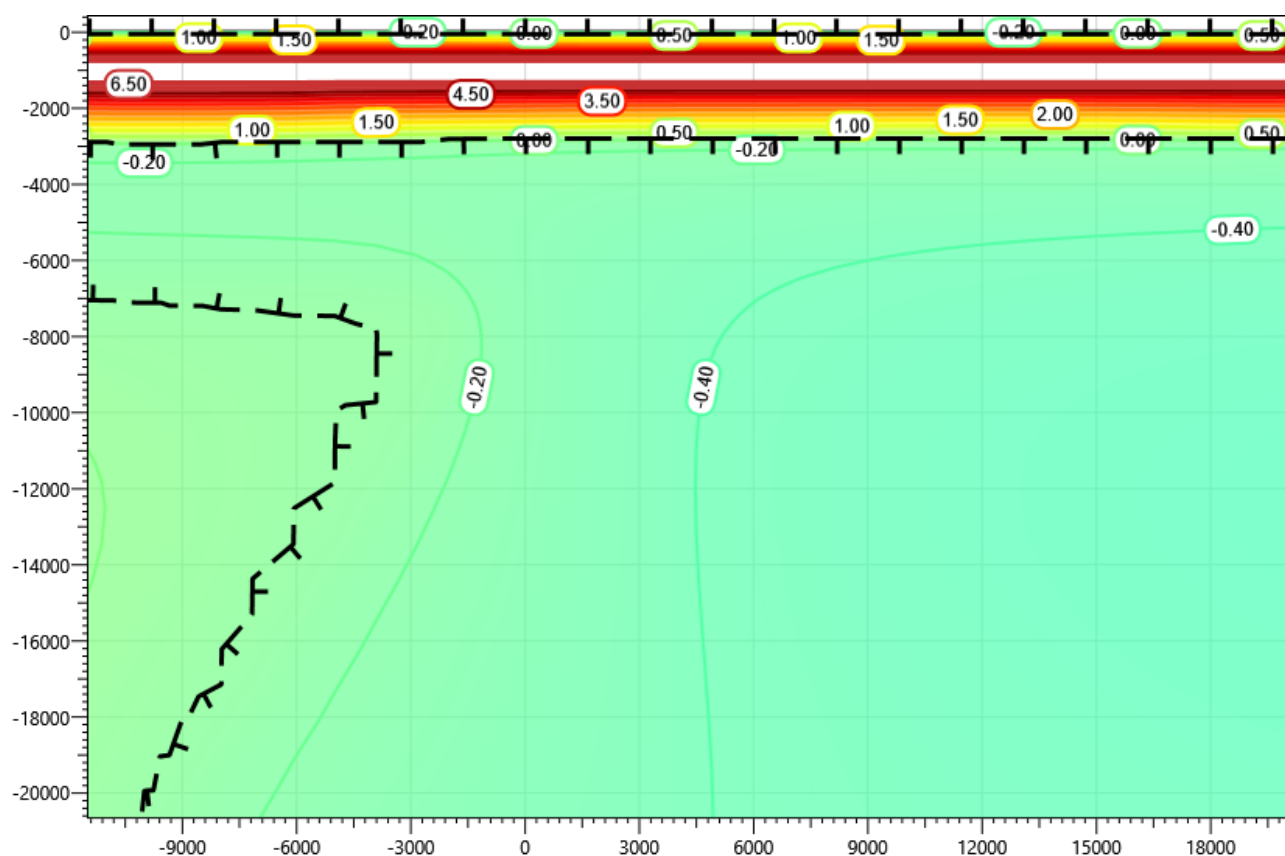
**Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



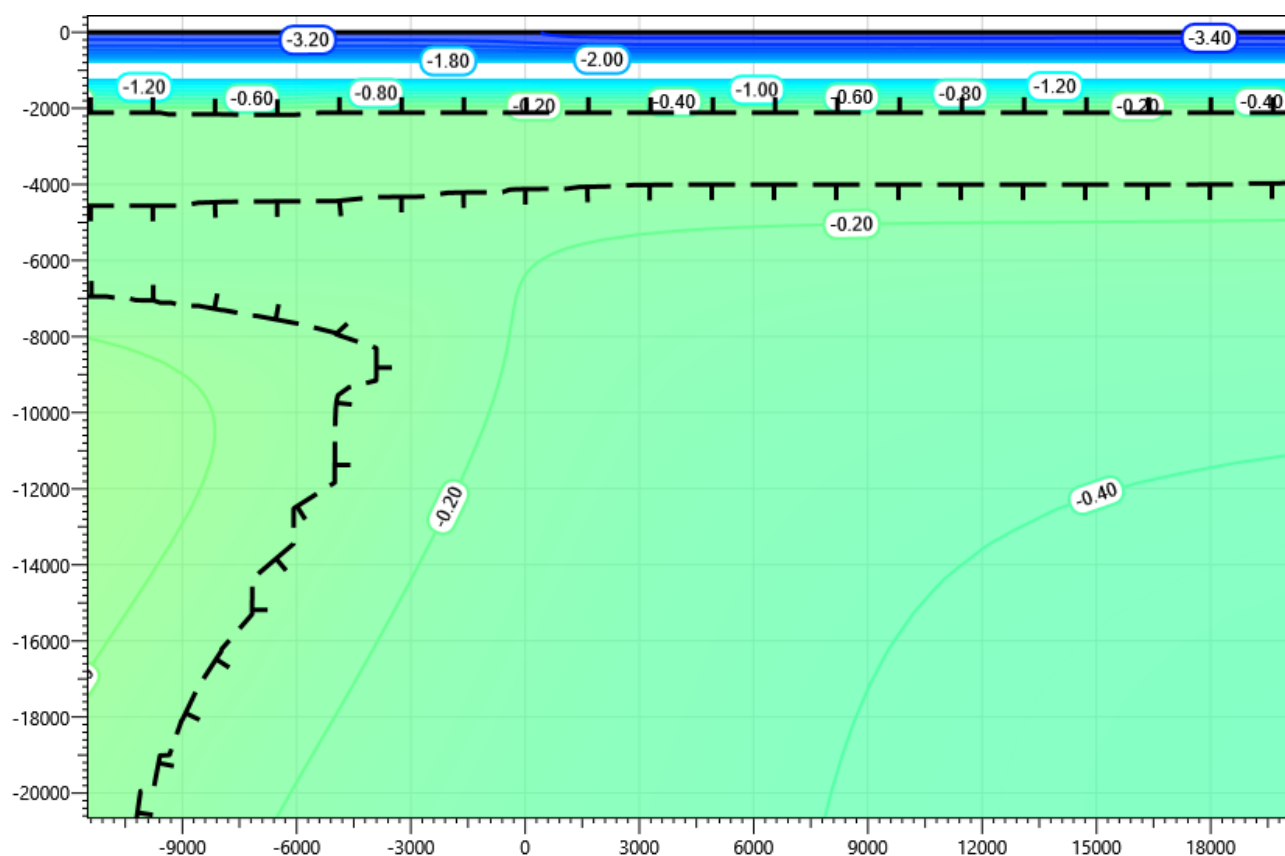
**Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



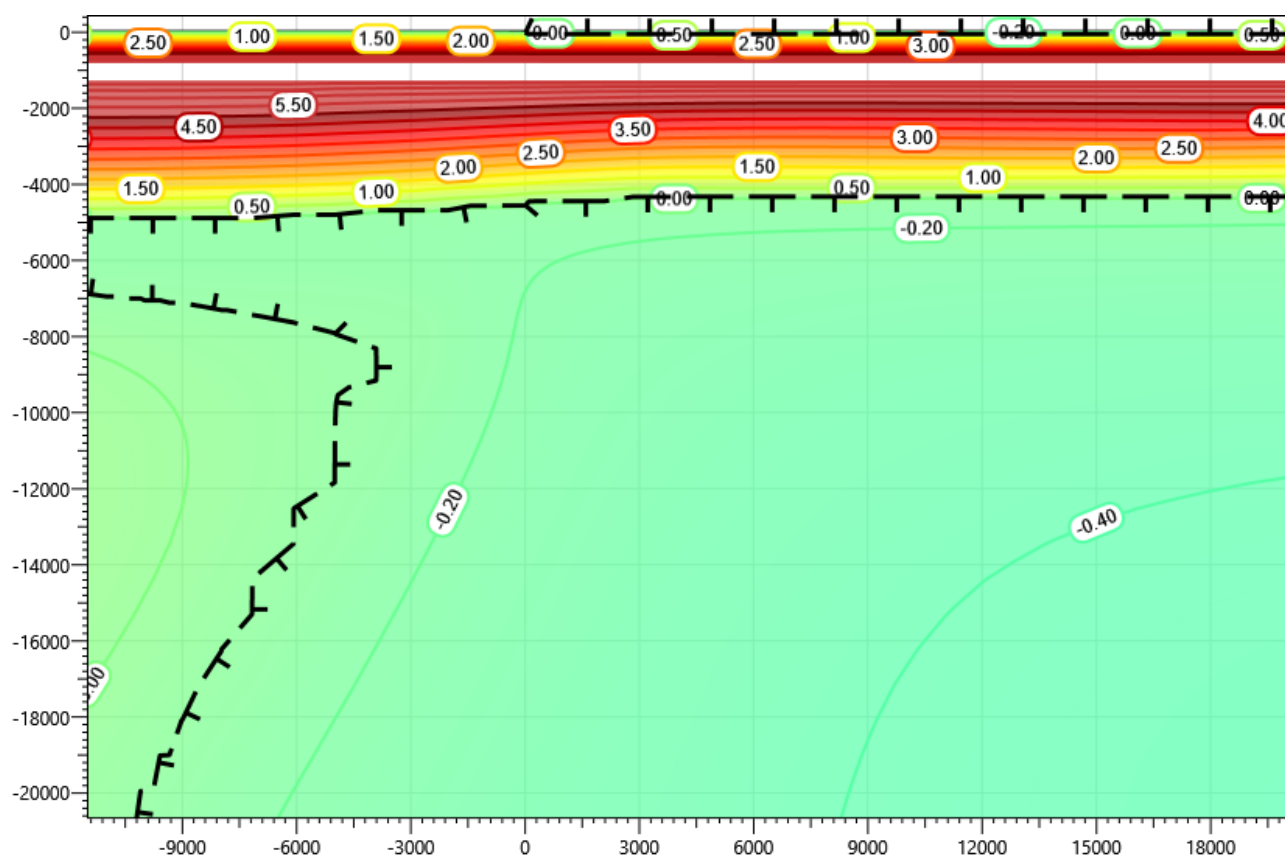
**Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

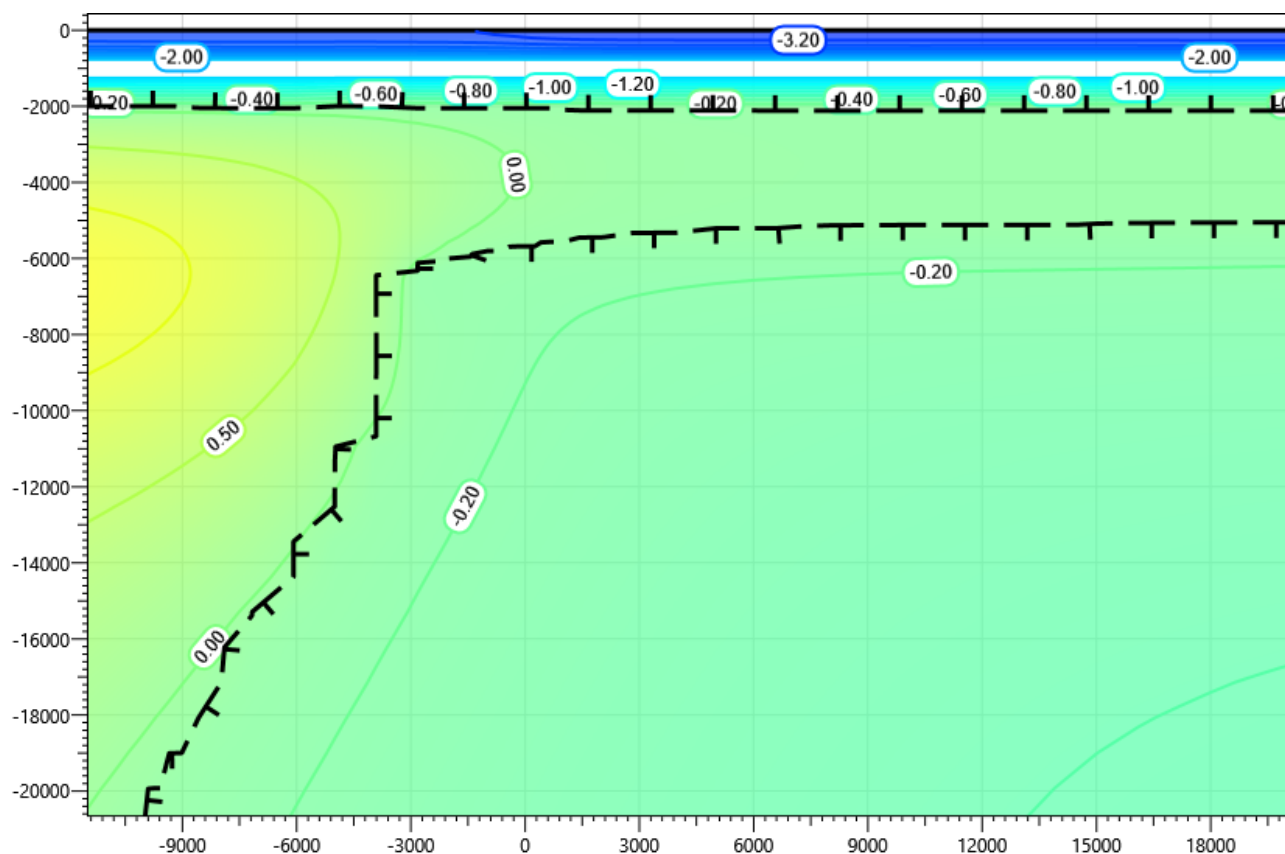


**Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

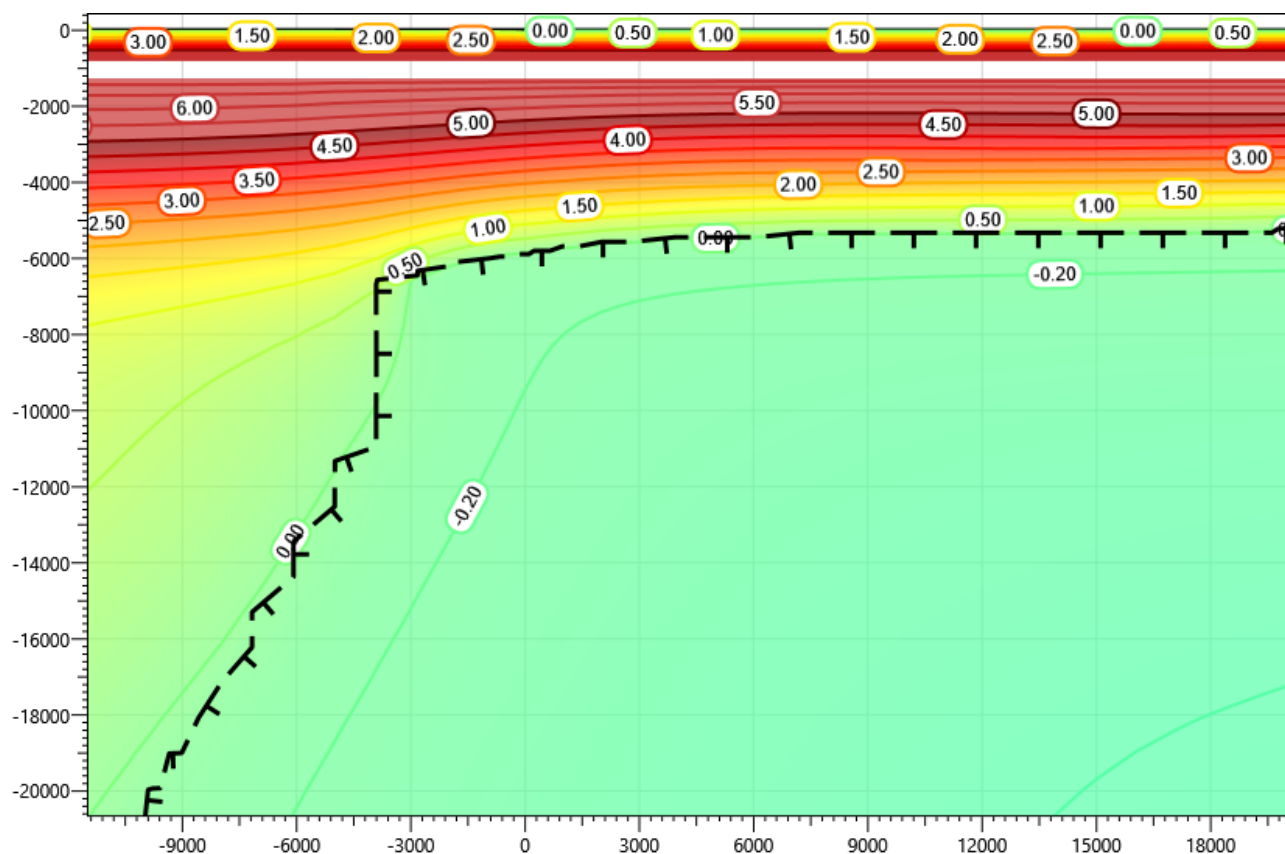


**Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

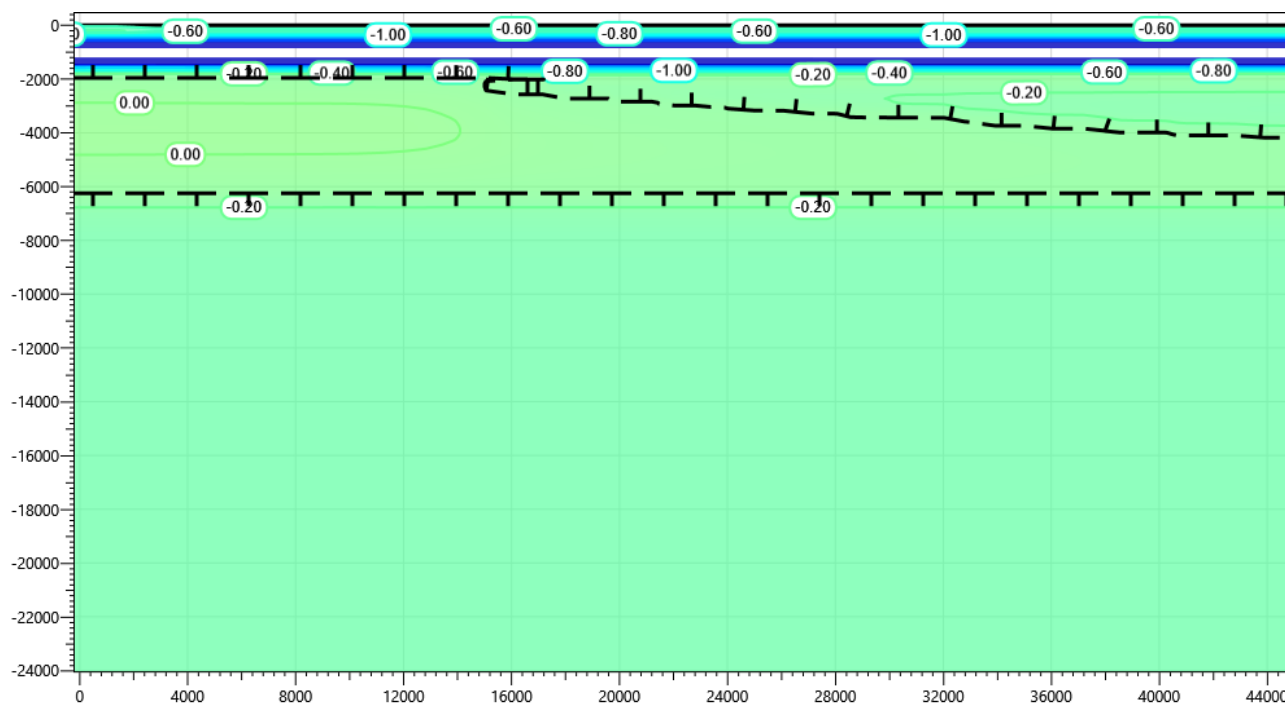




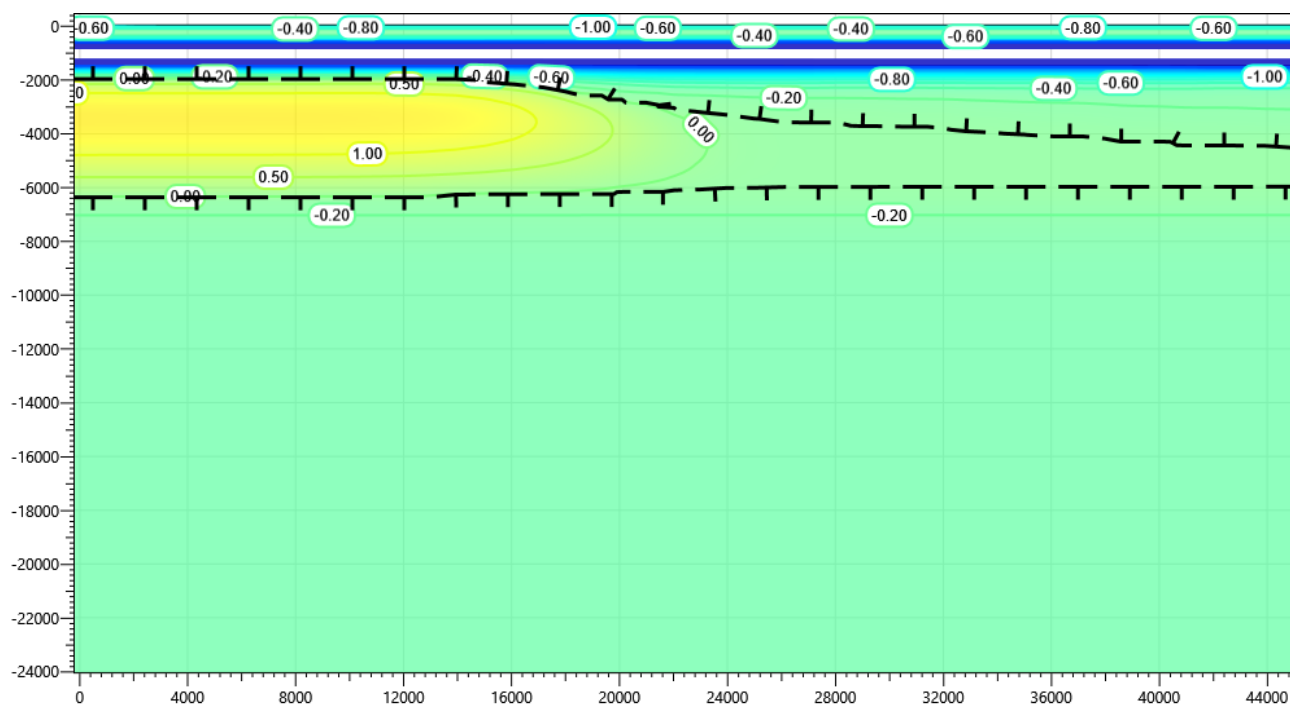
**Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



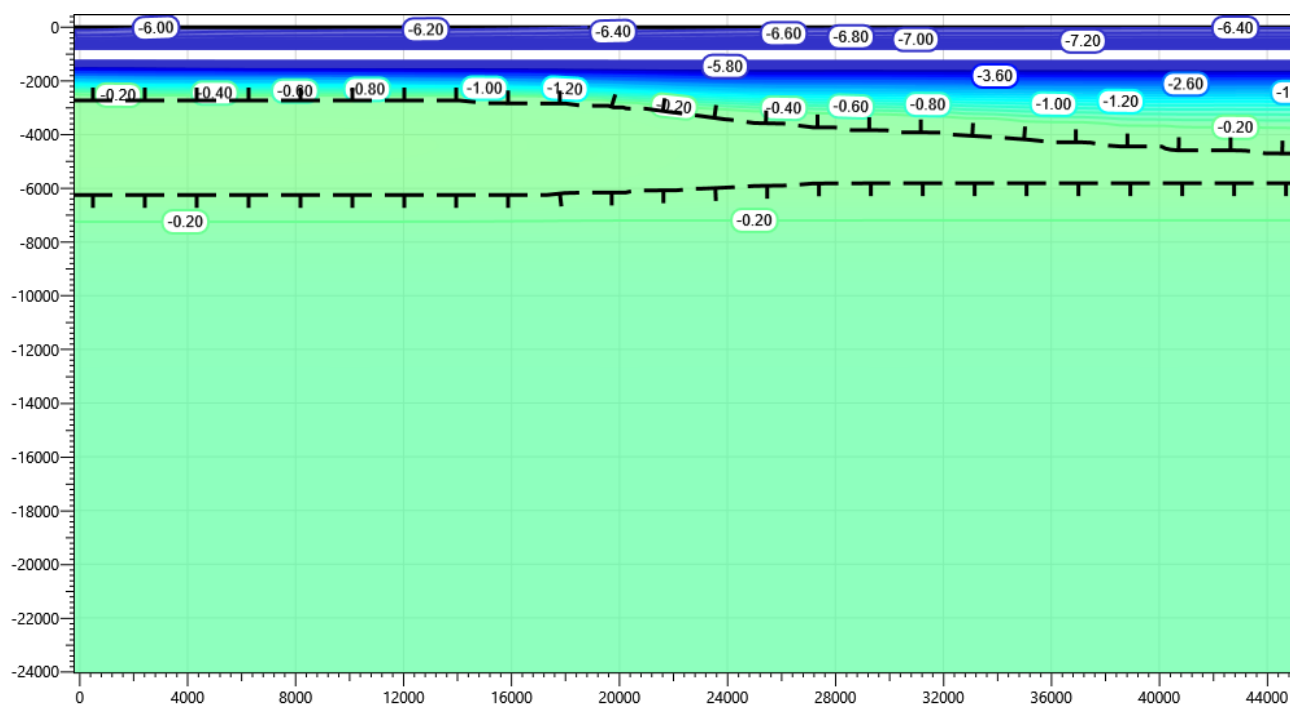
**Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК34+80 – ПК36+40. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



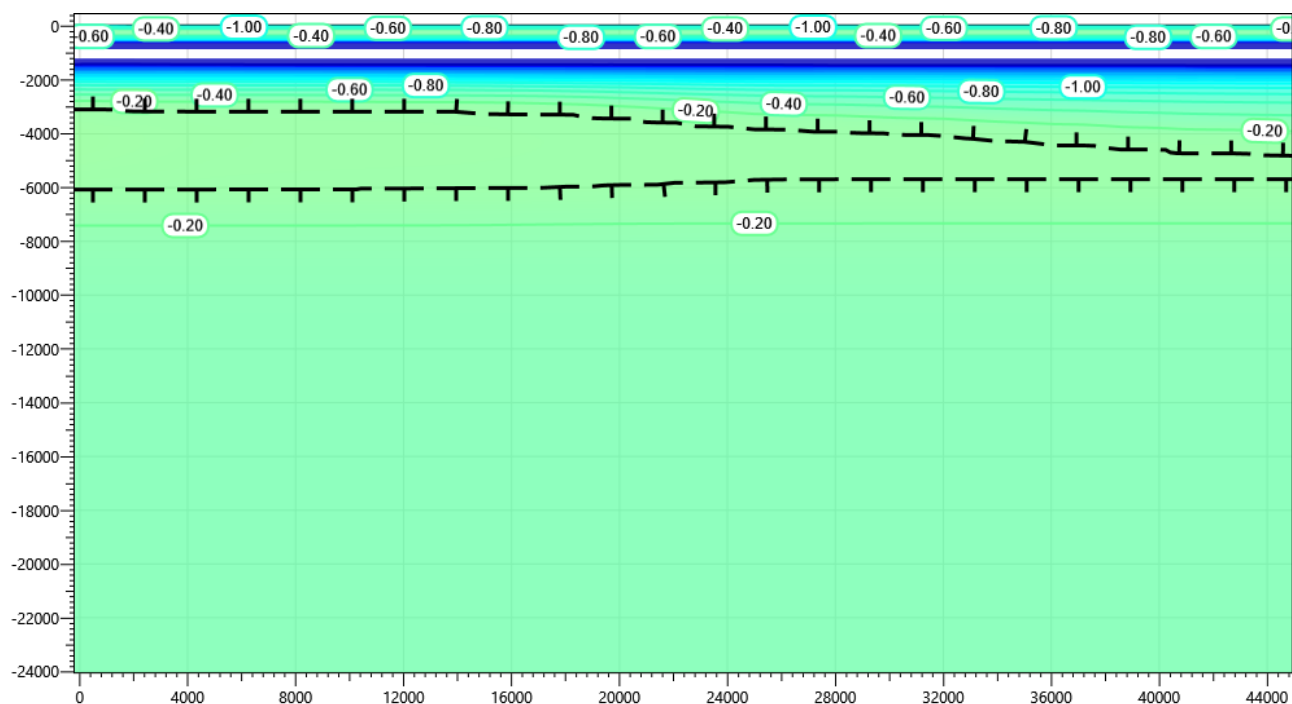
**Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



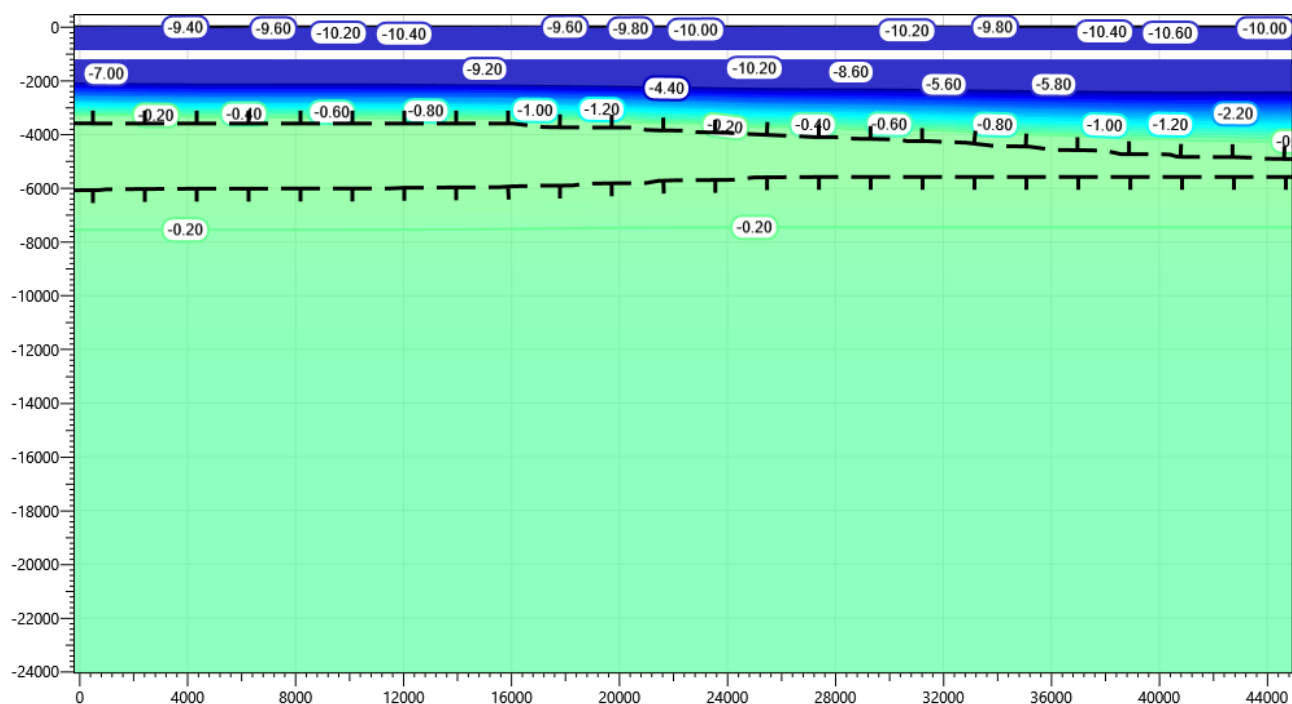
**Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



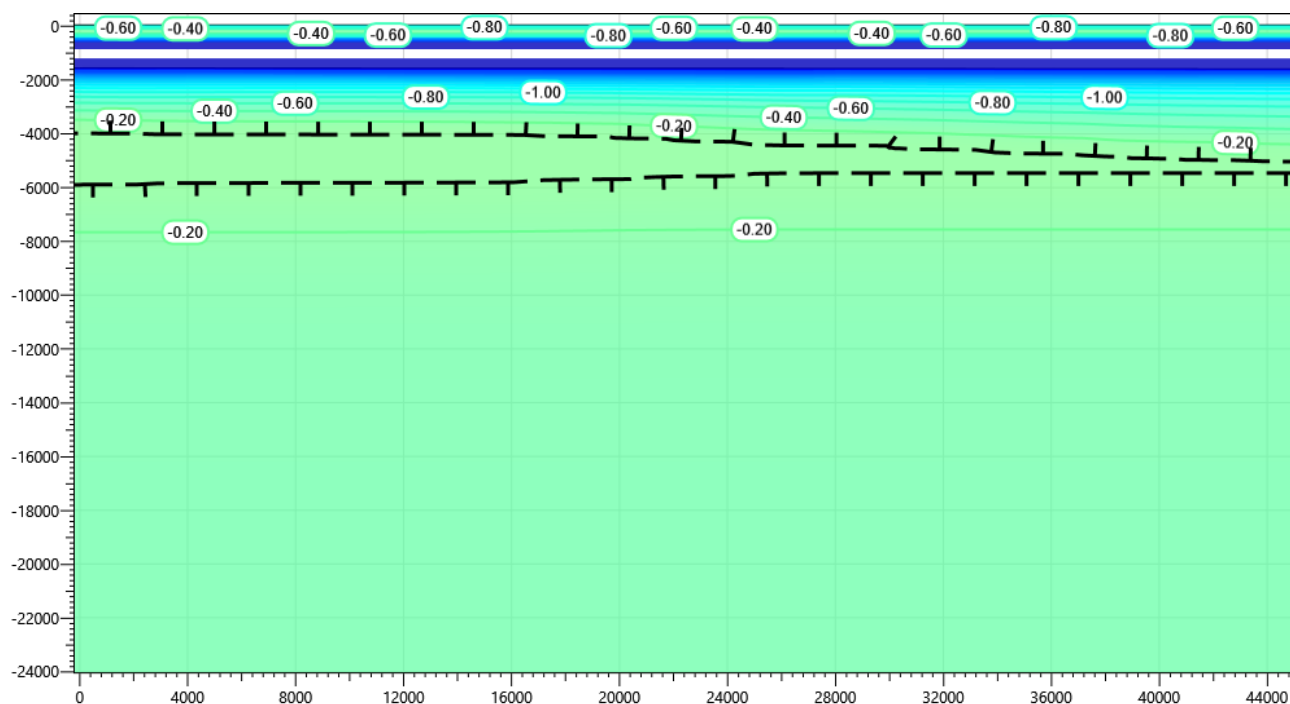
**Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



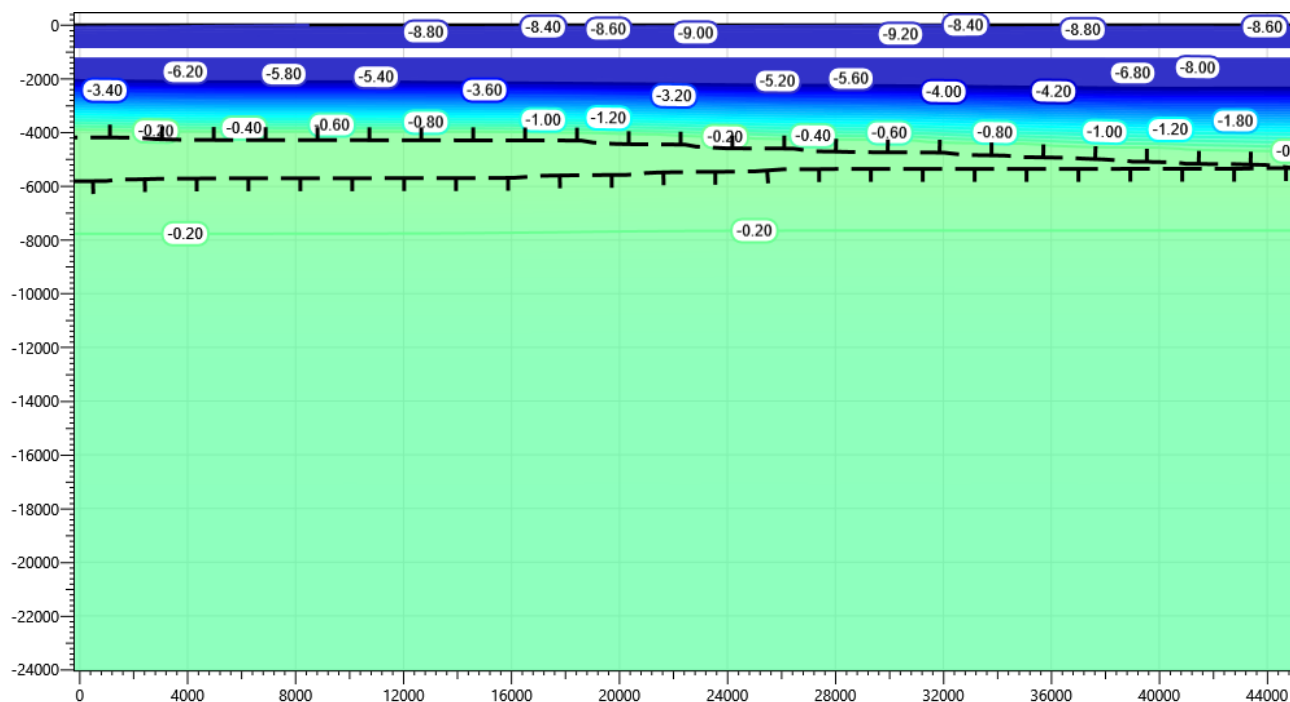
**Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



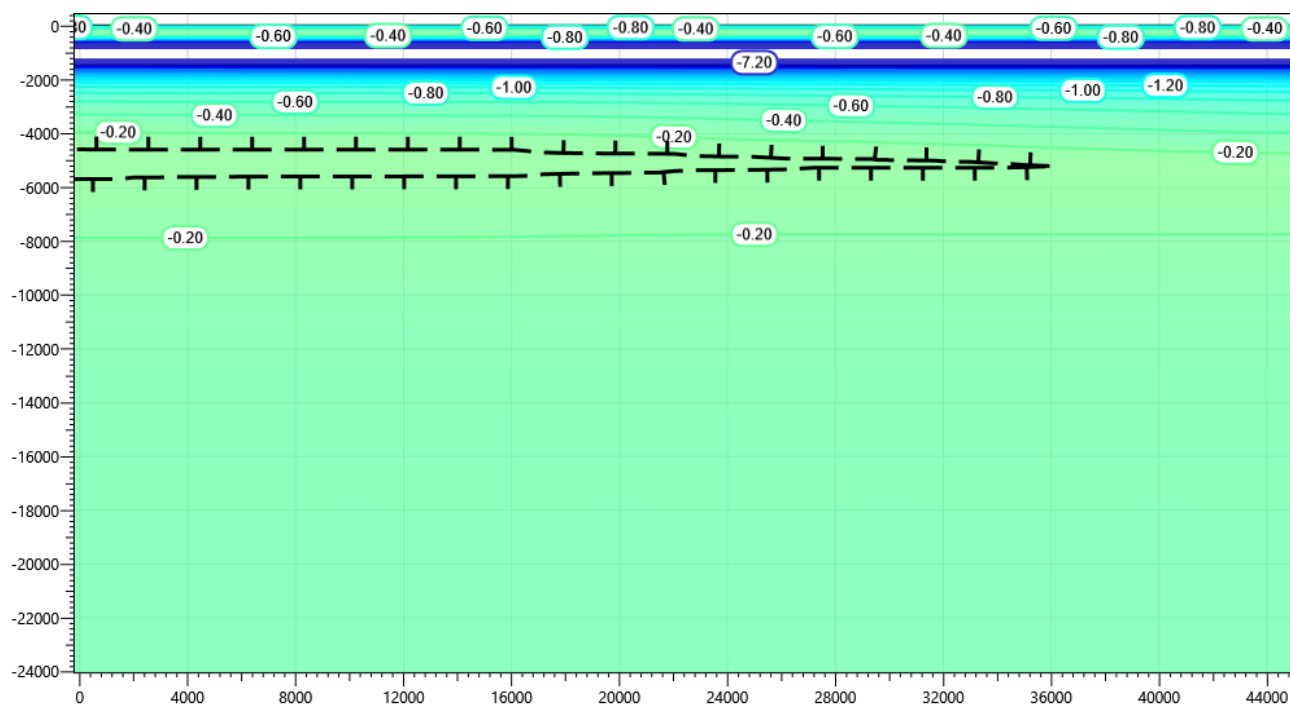
**Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



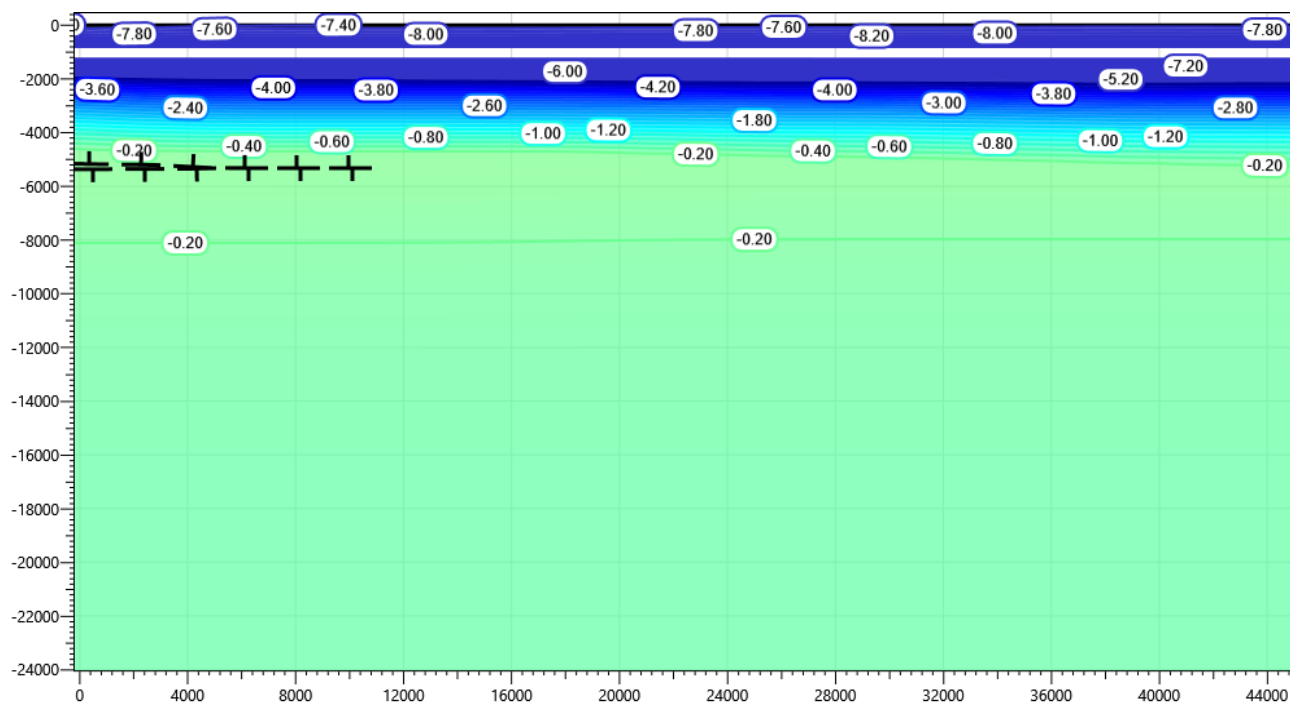
**Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



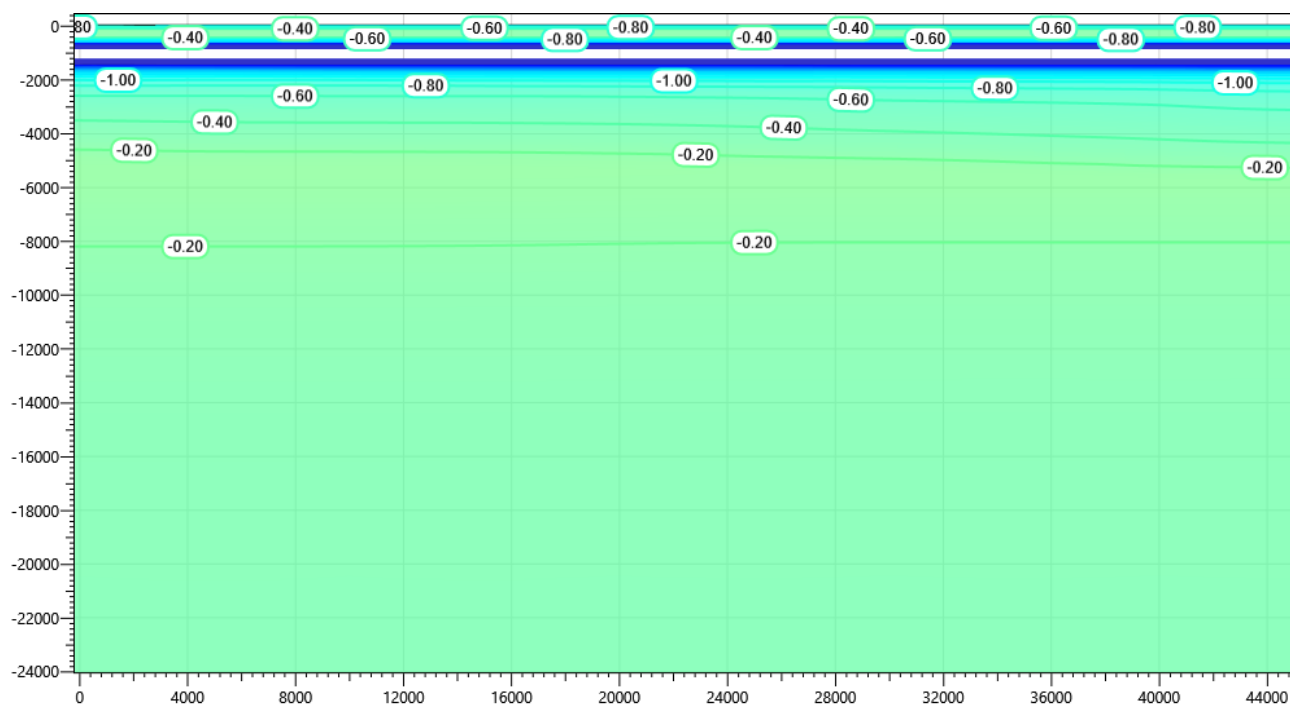
**Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



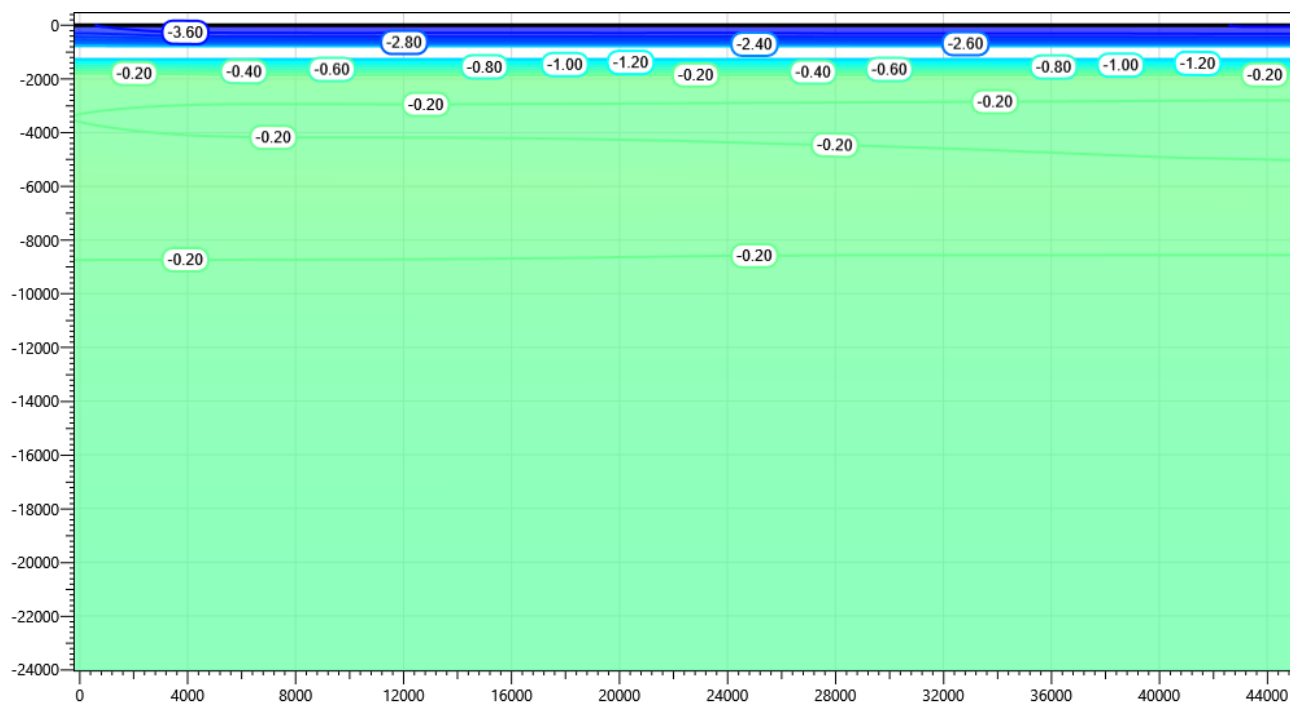
**Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



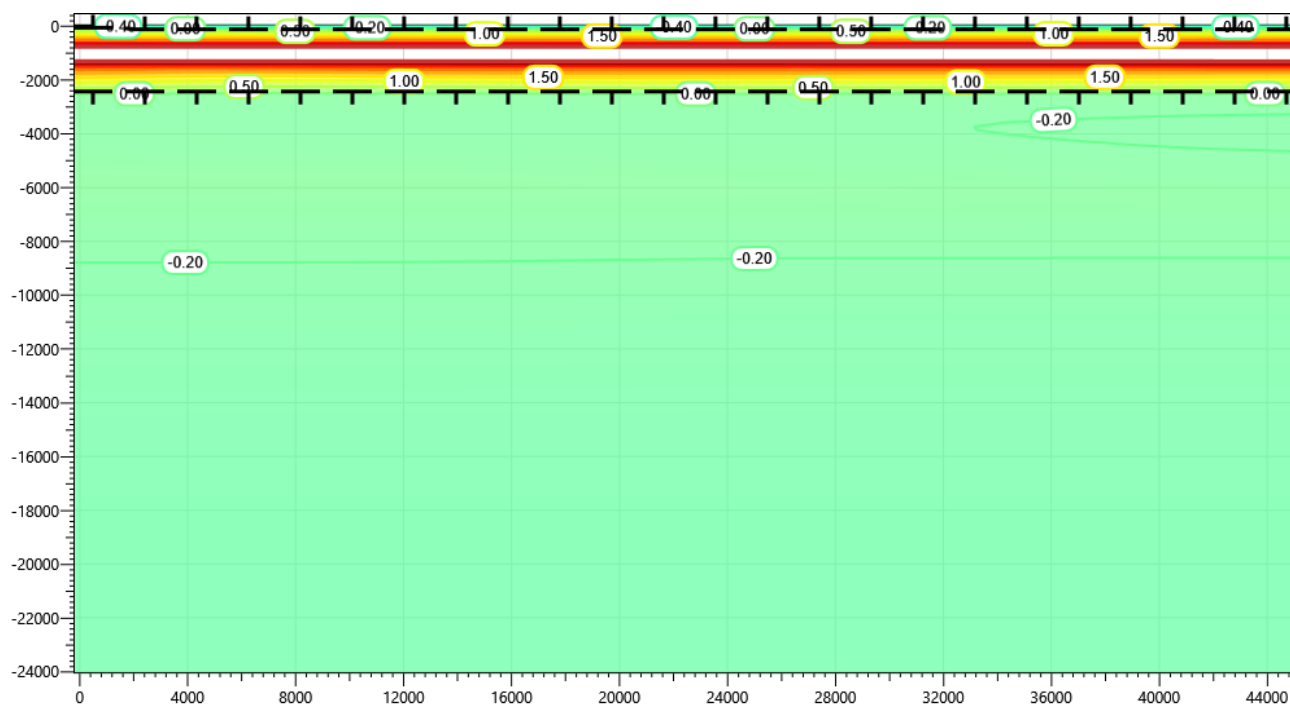
**Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



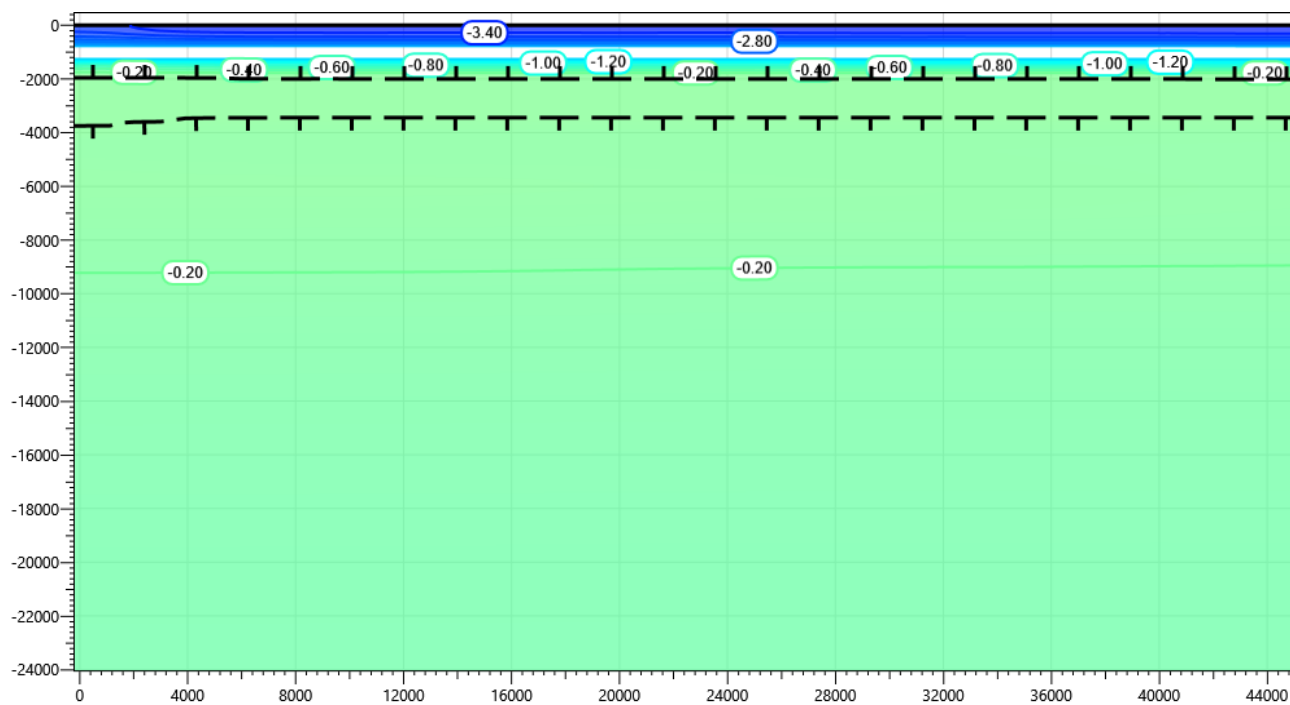
**Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

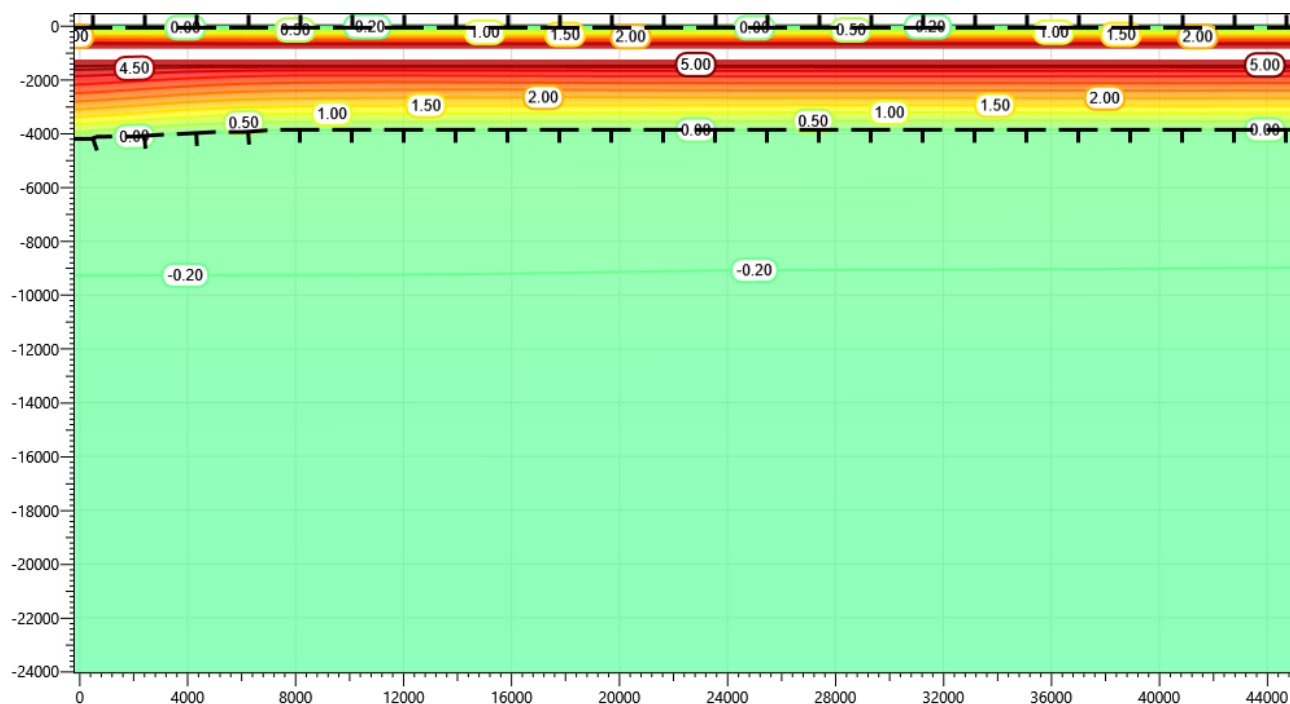


**Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

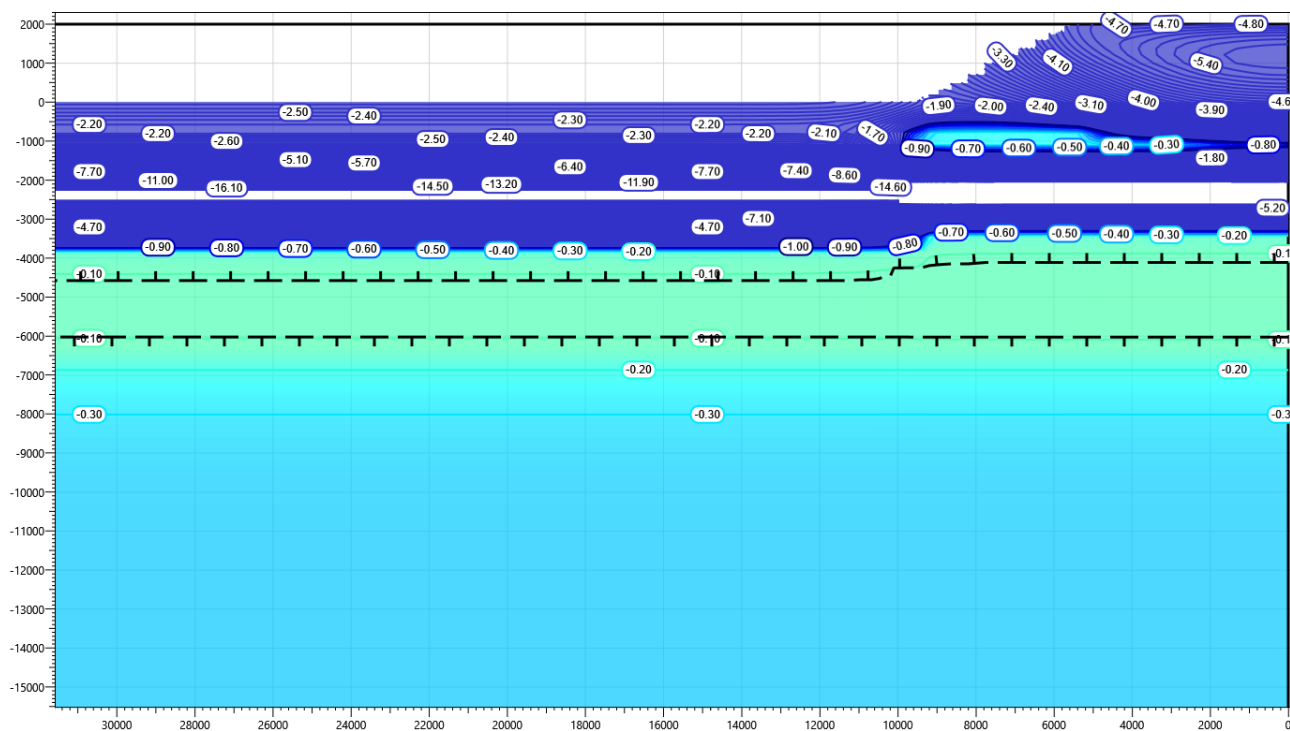


**Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

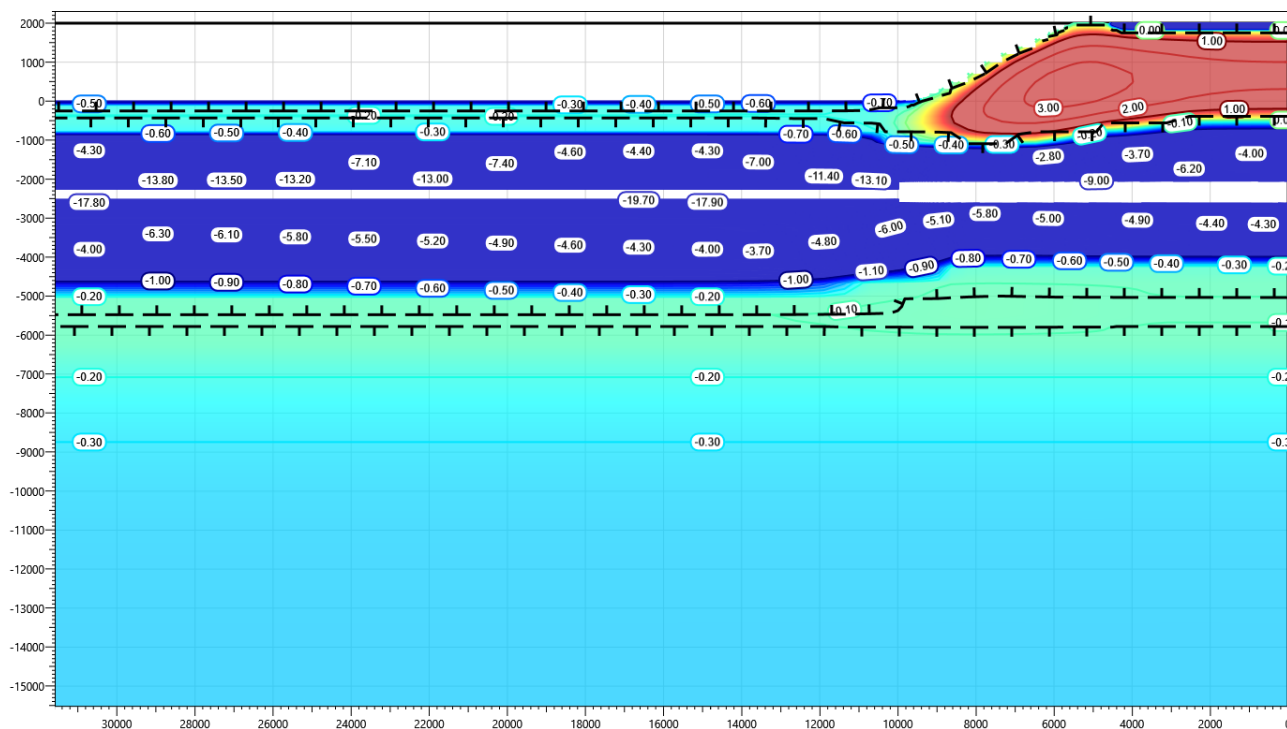




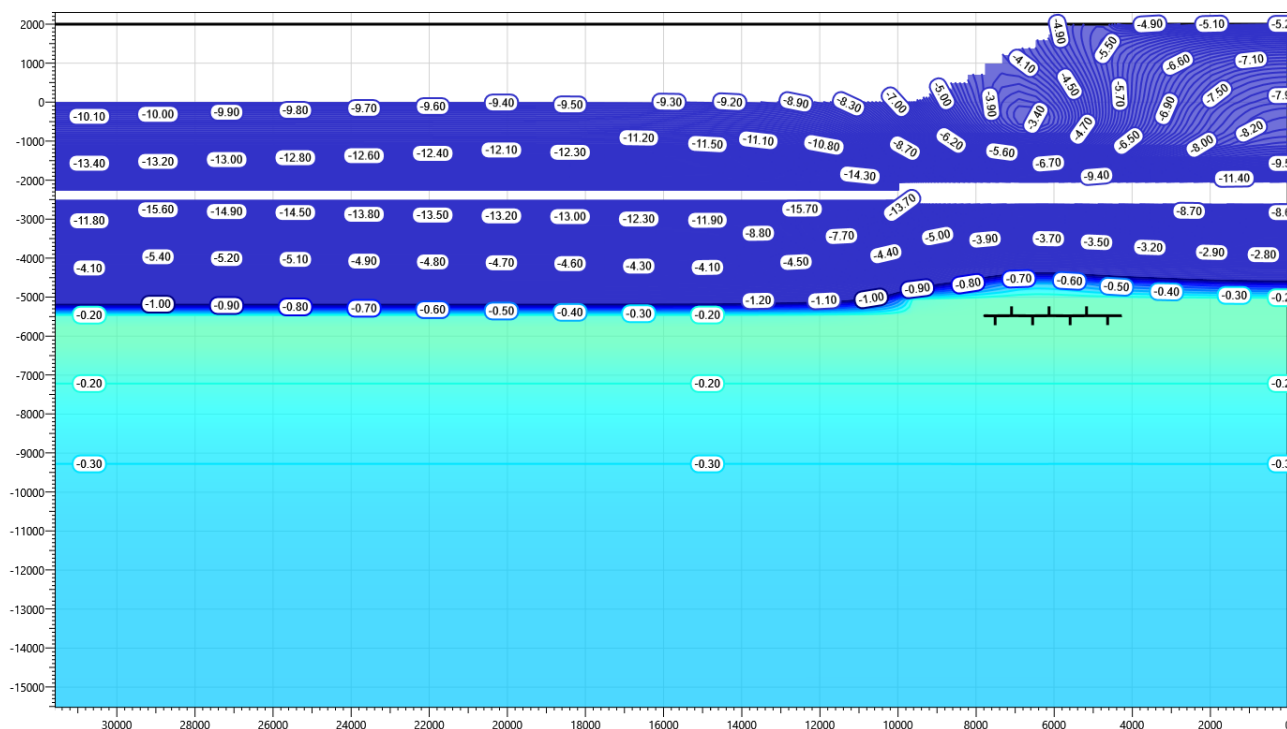
**Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК45+80 – ПК48+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



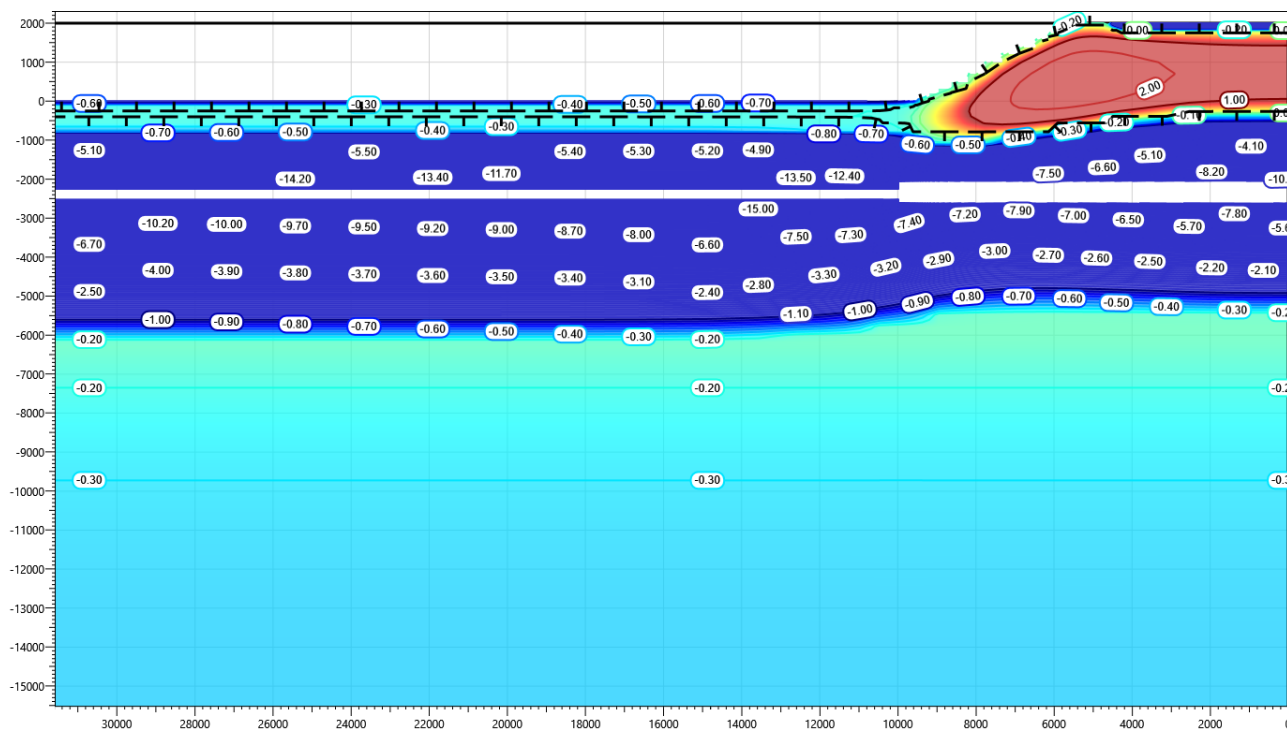
**Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



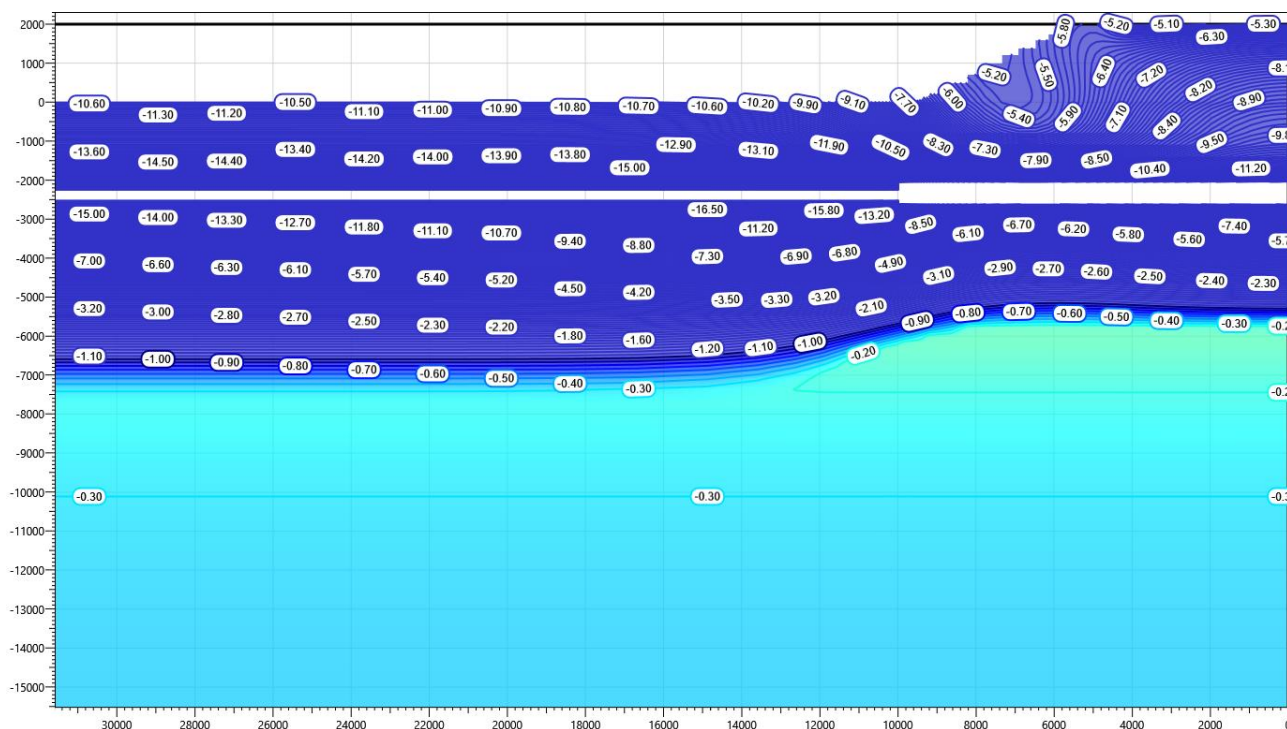
**Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



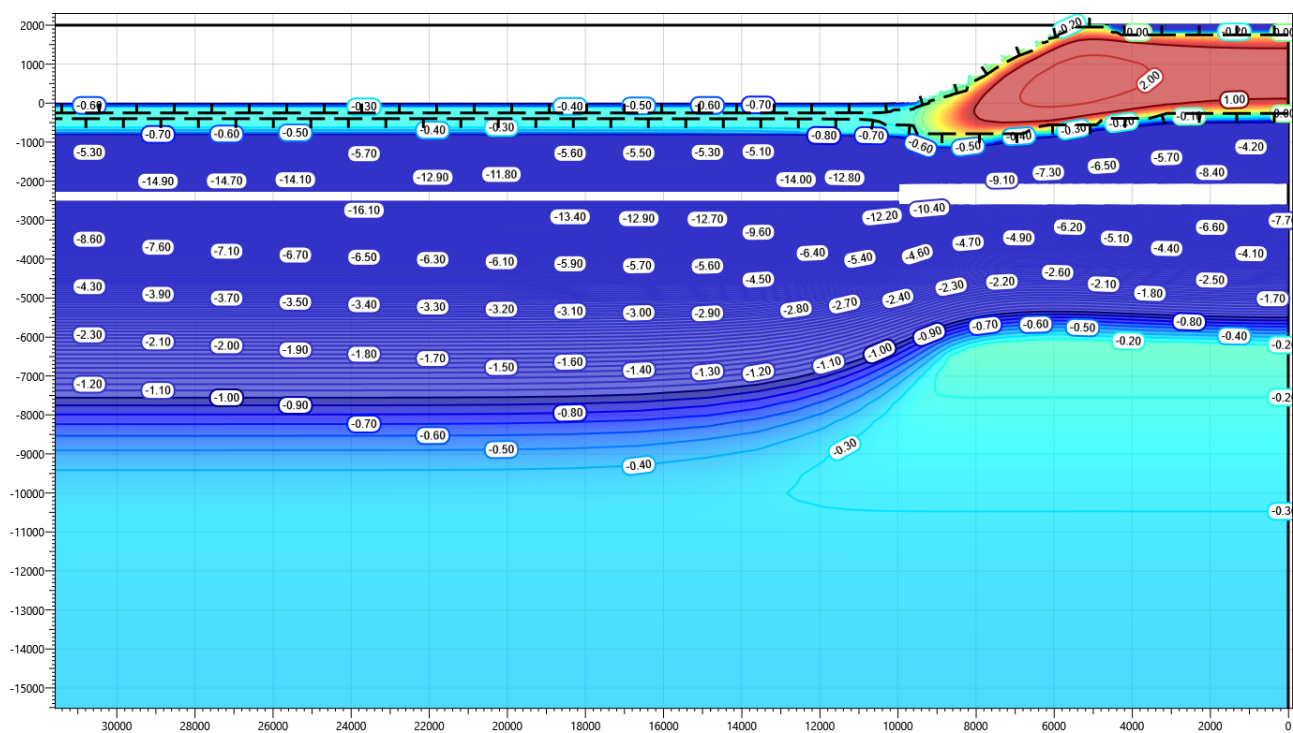
**Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



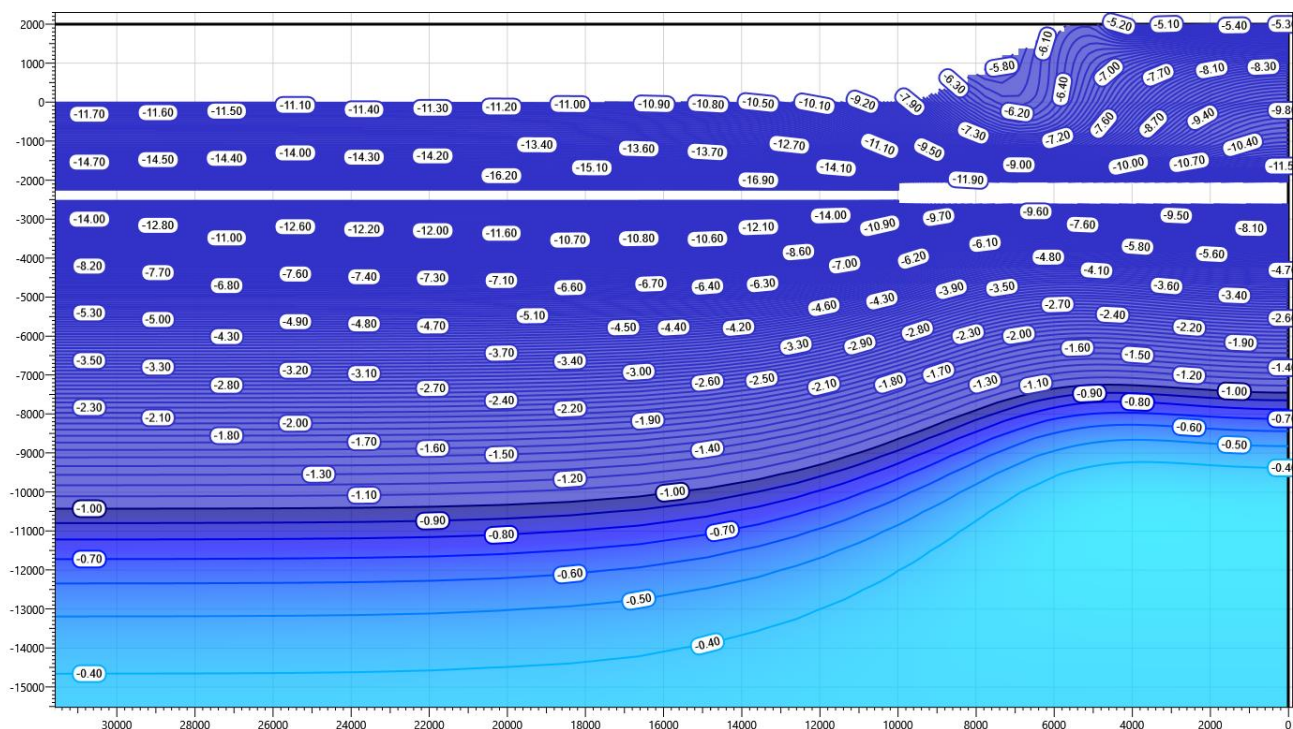
**Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



**Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**

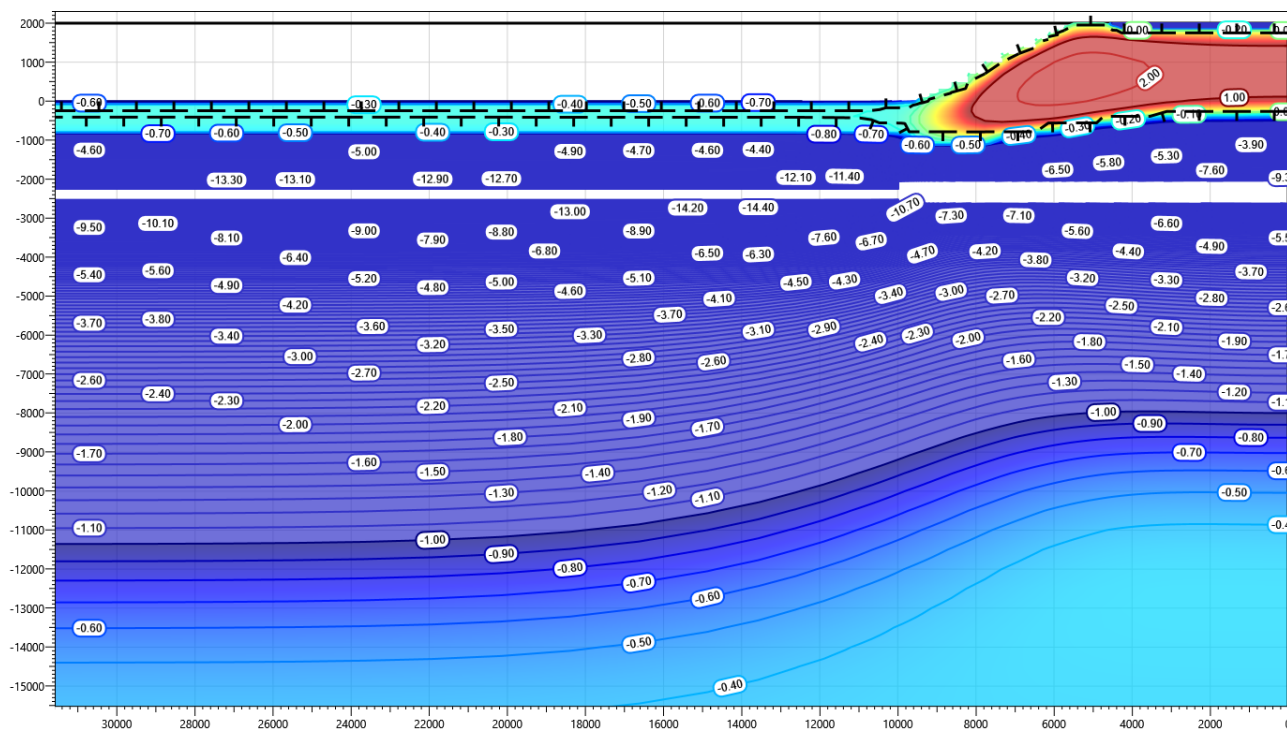


**Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

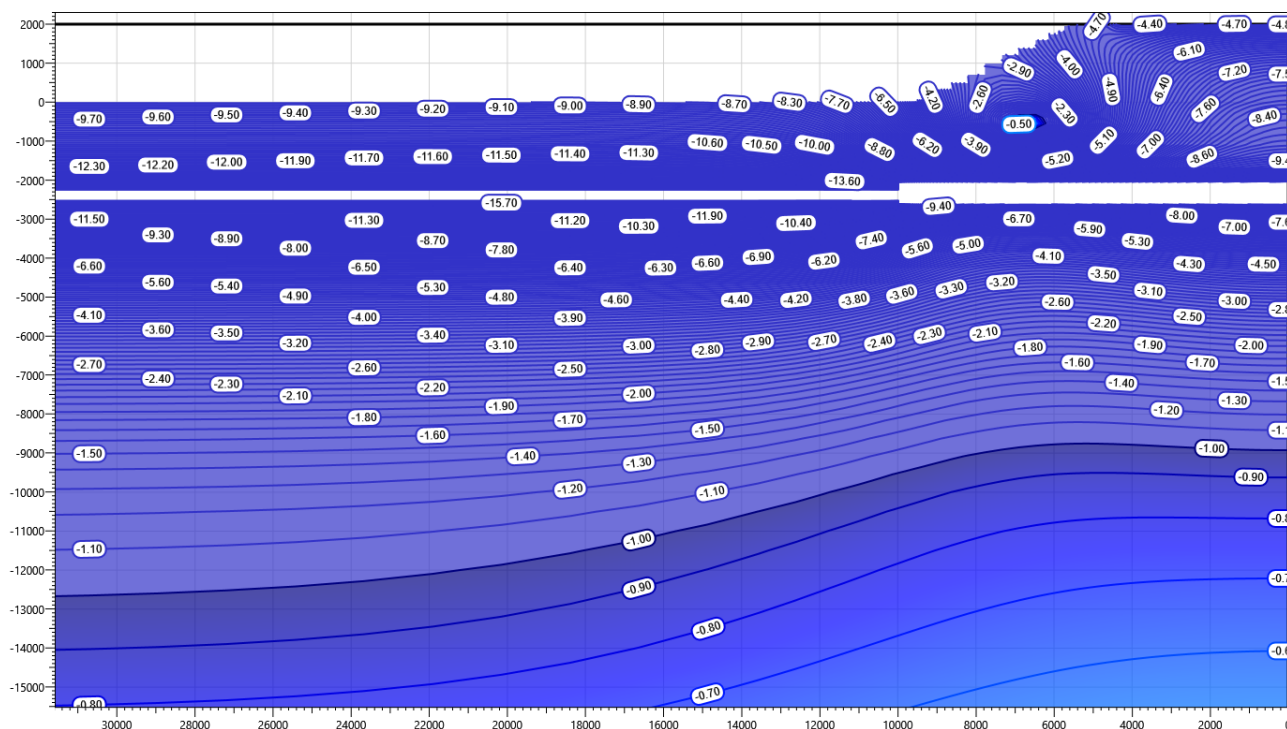


**Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

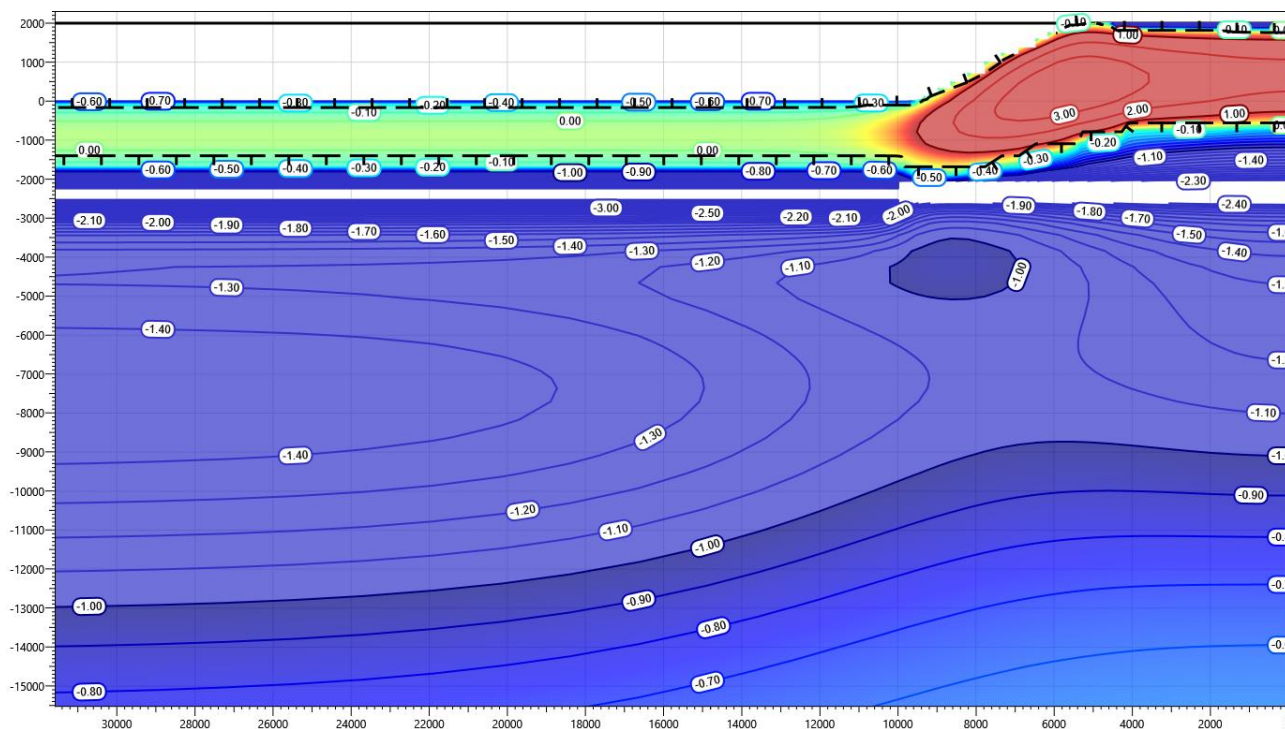




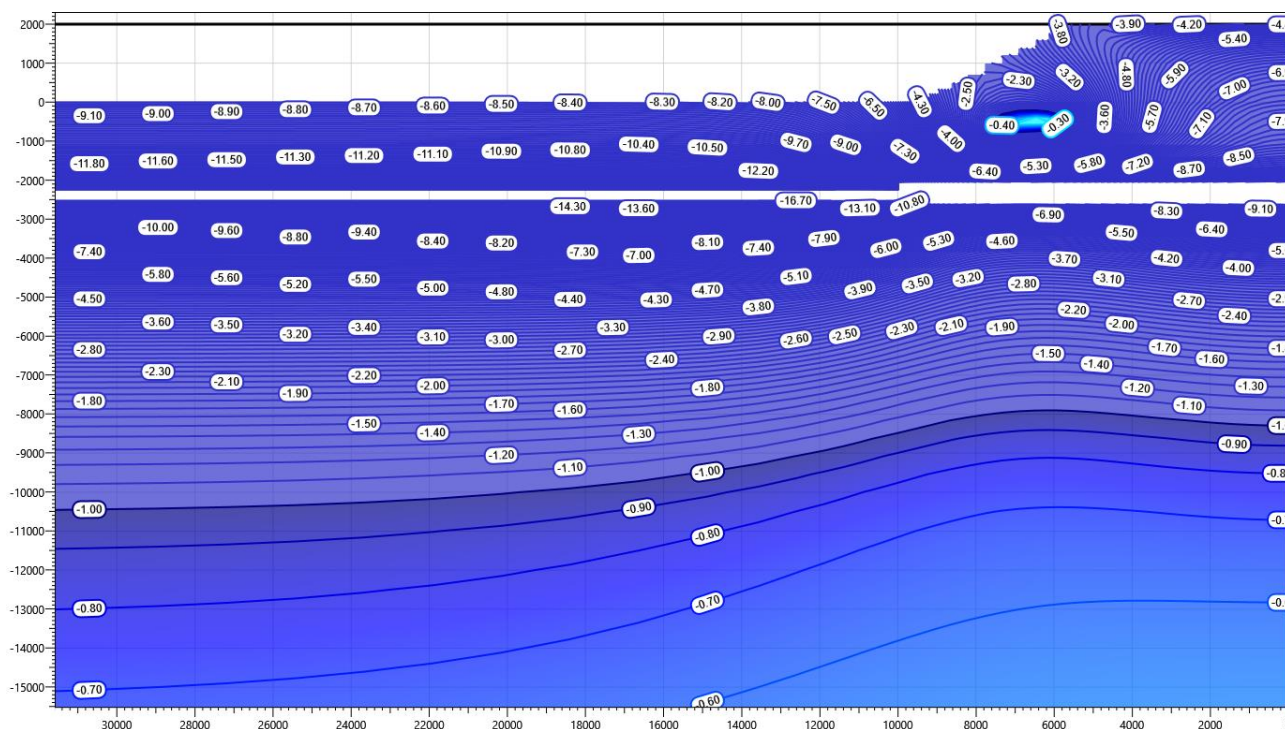
**Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



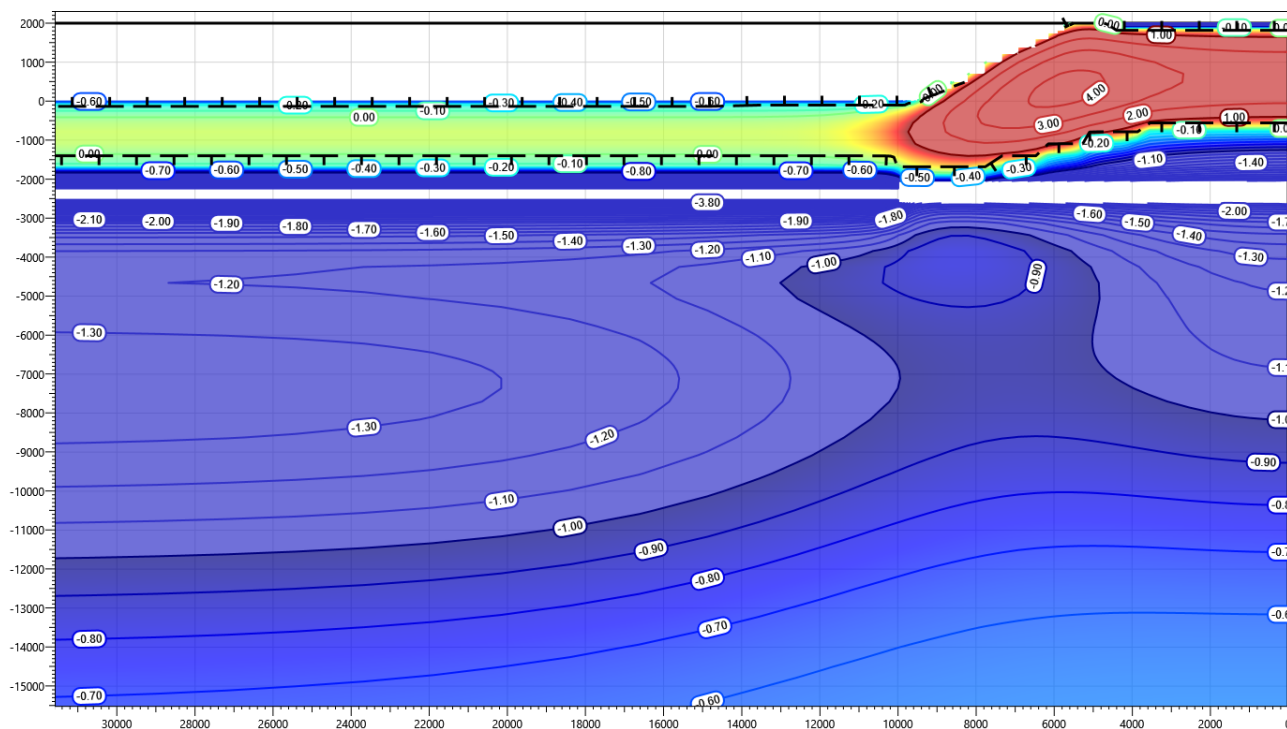
**Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



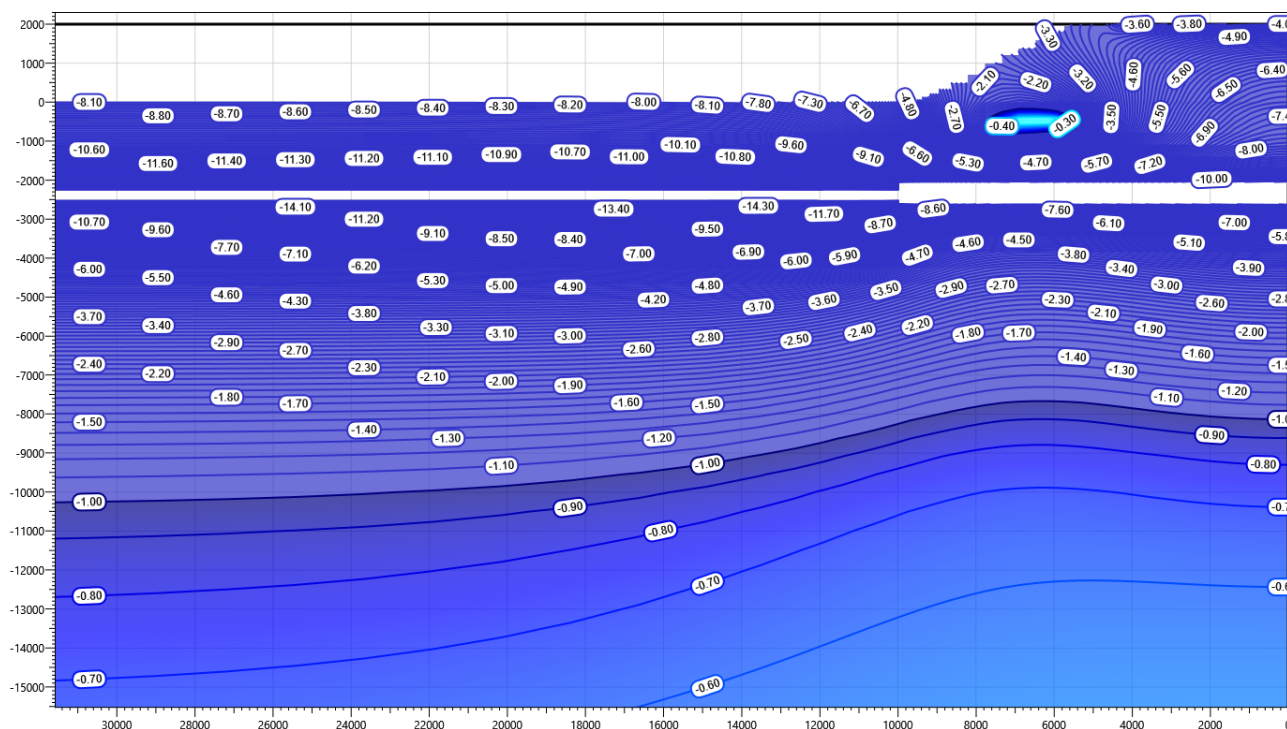
**Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

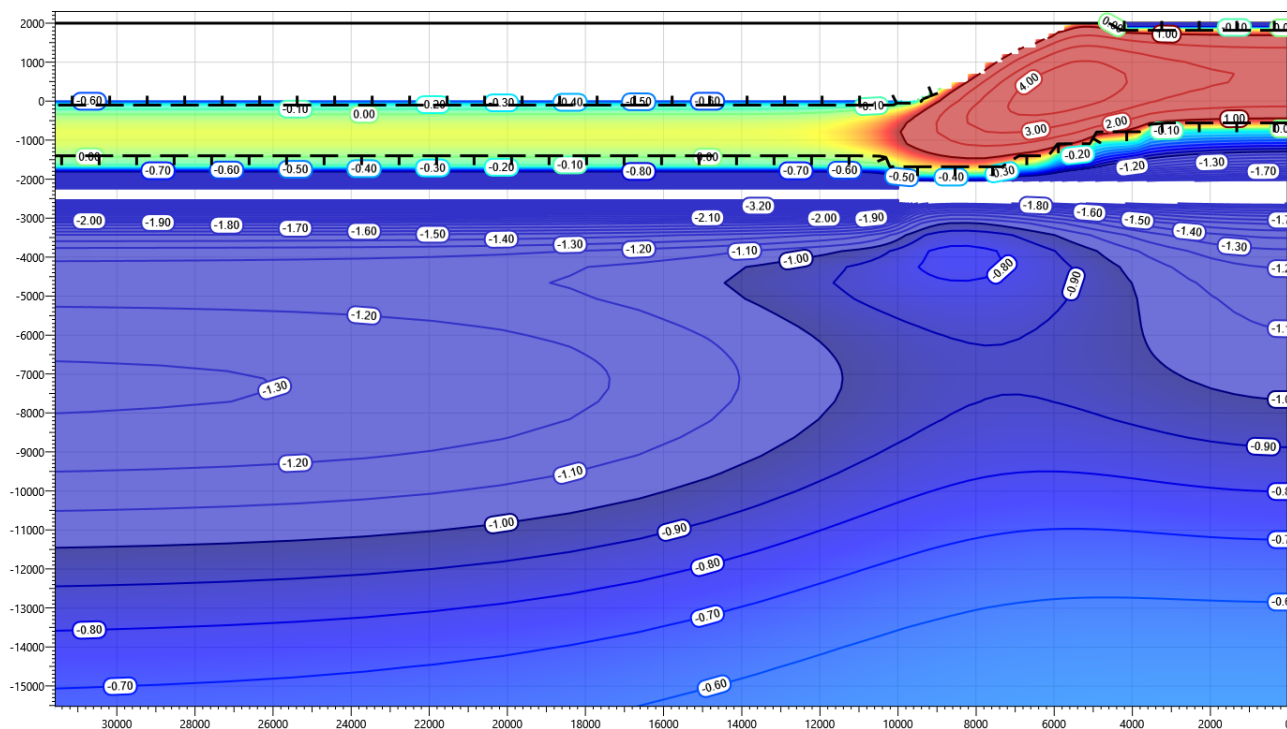


**Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

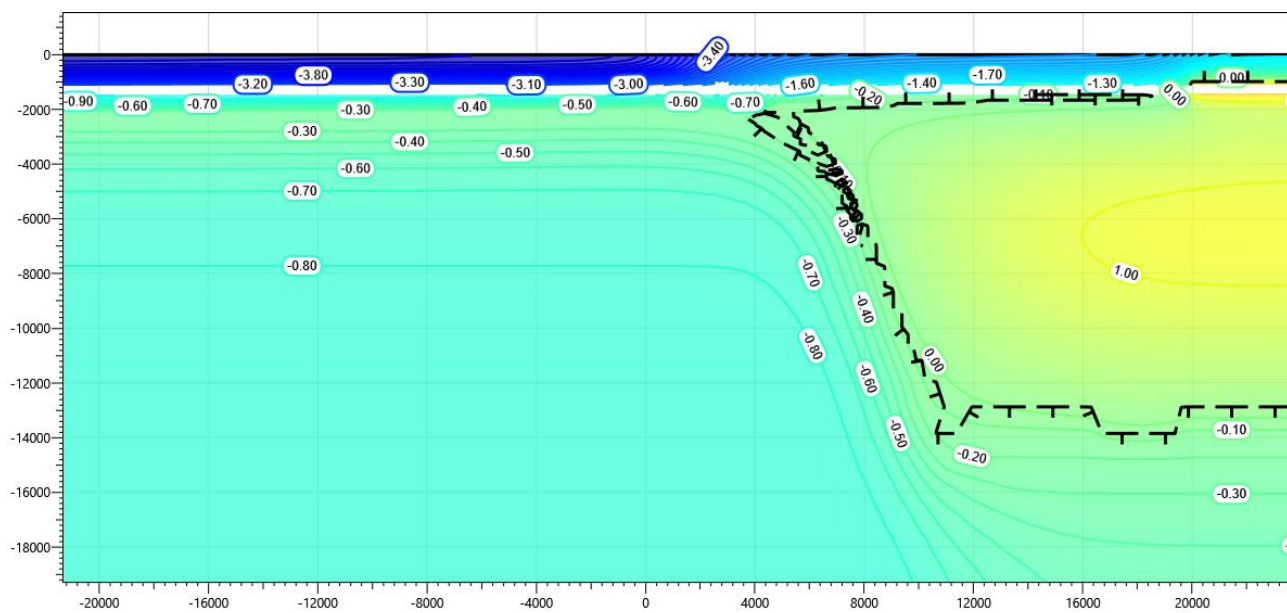


**Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



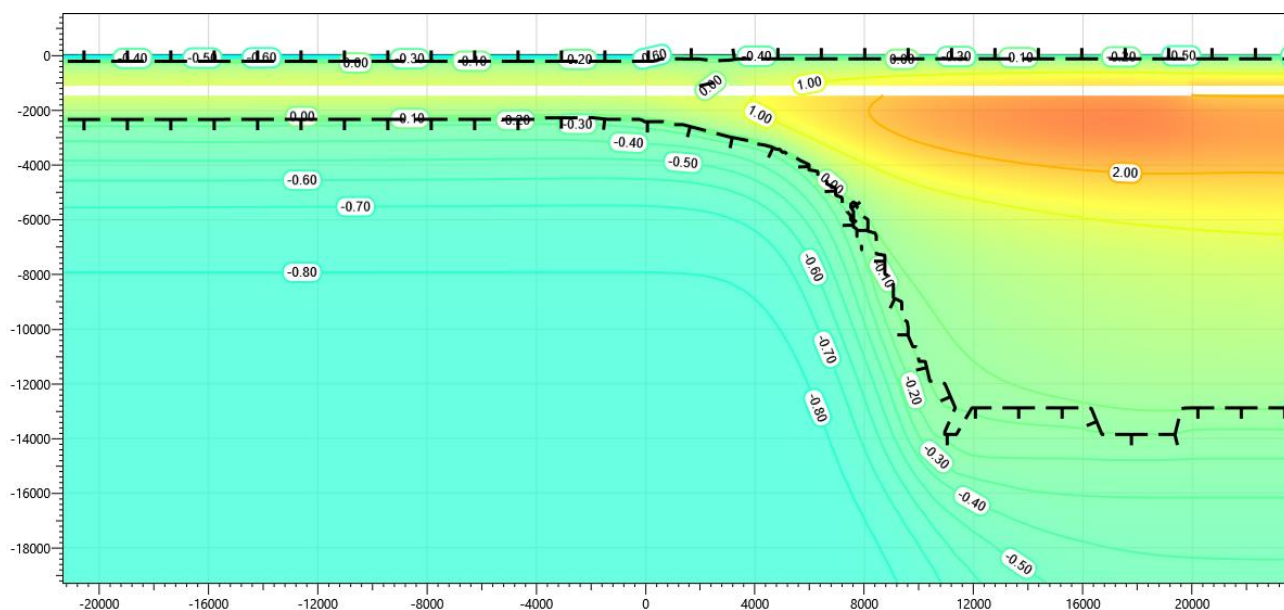


**Рисунок В.98 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе пересечения с автодорогой ПК0+92. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

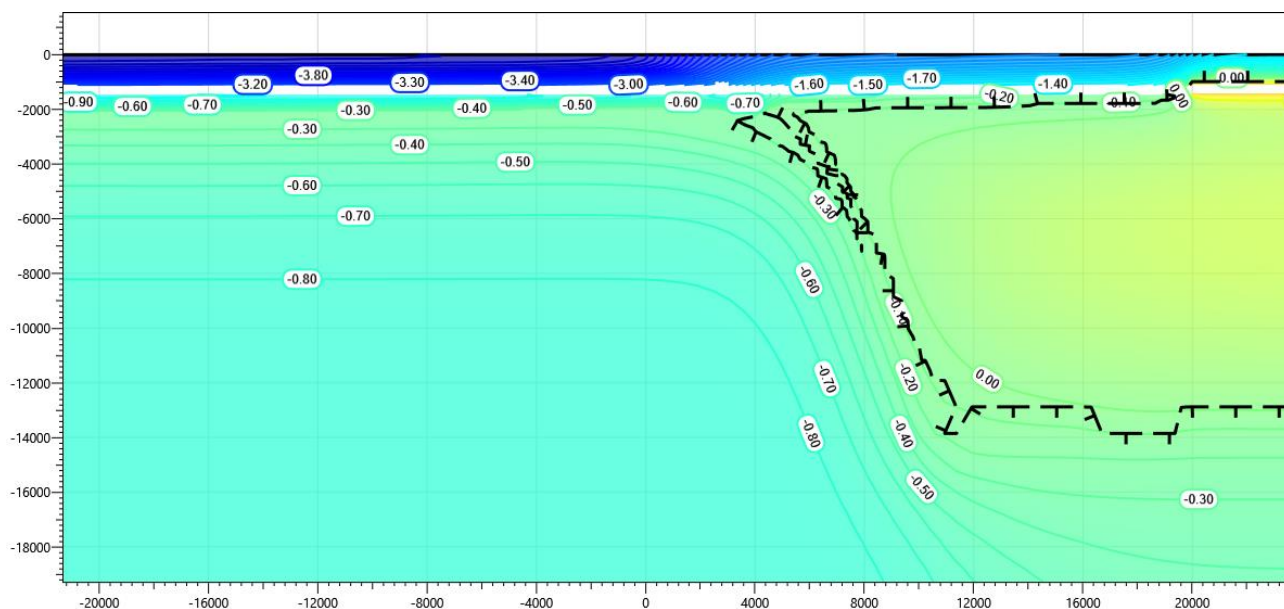


**Рисунок В.99 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

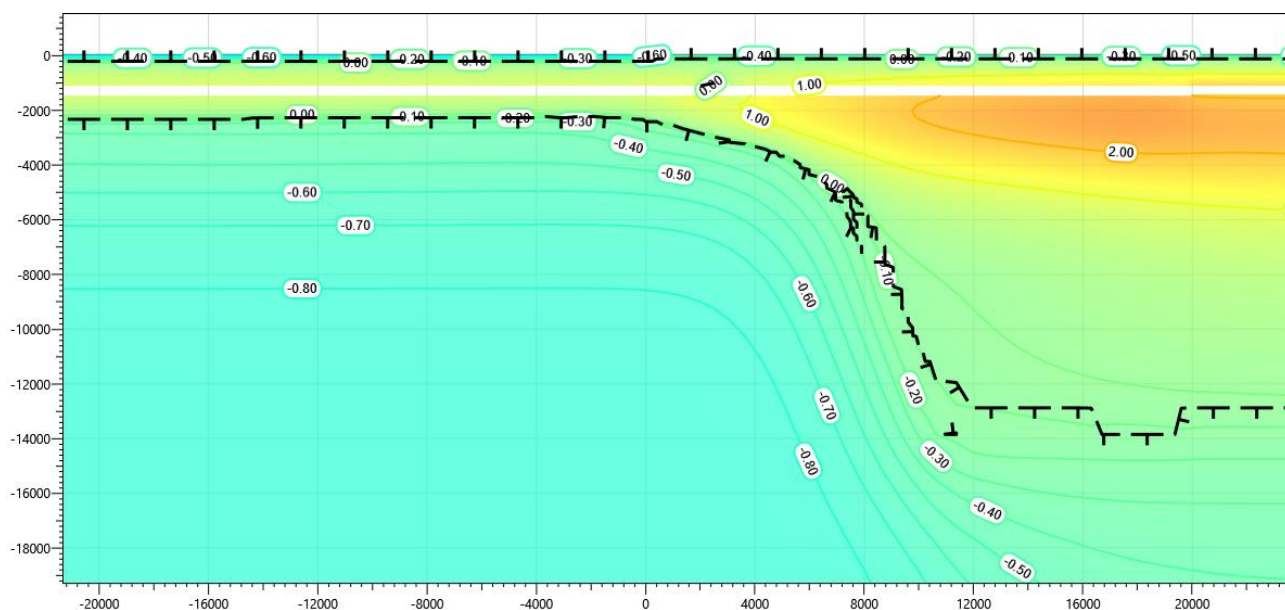




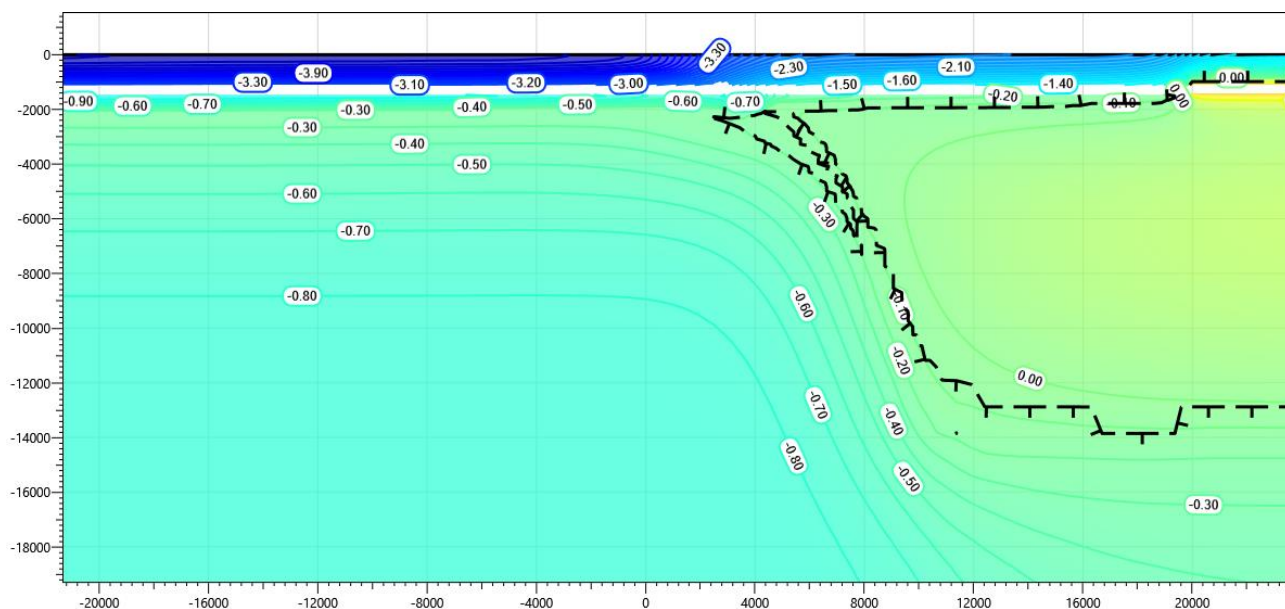
**Рисунок В.100 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



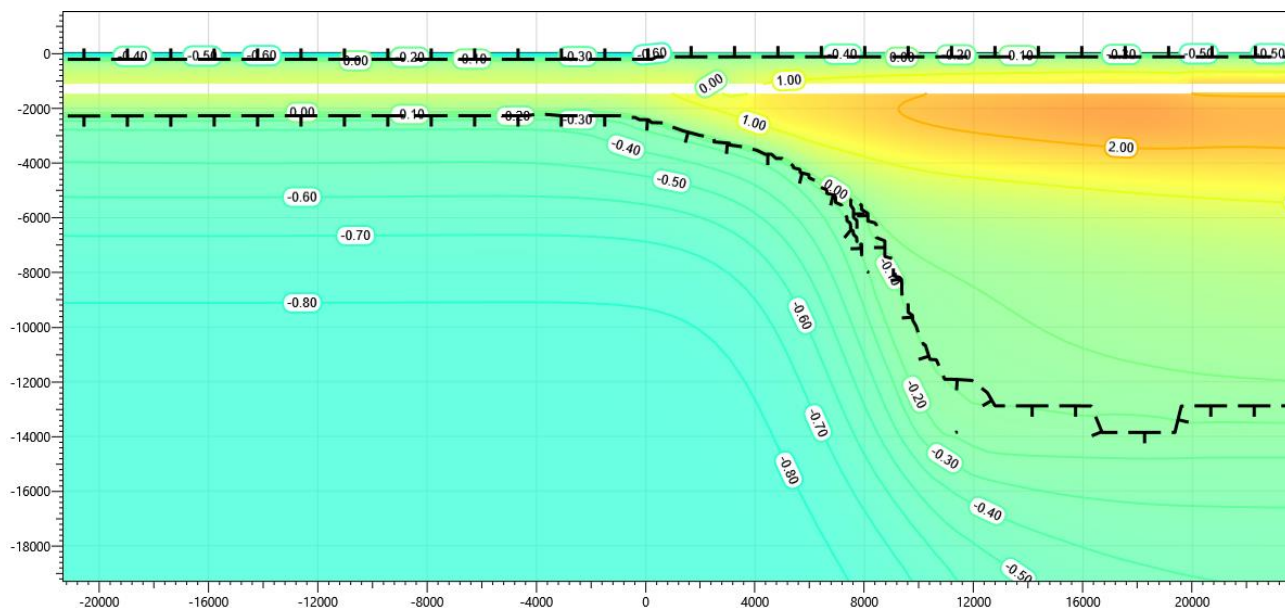
**Рисунок В.101 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**



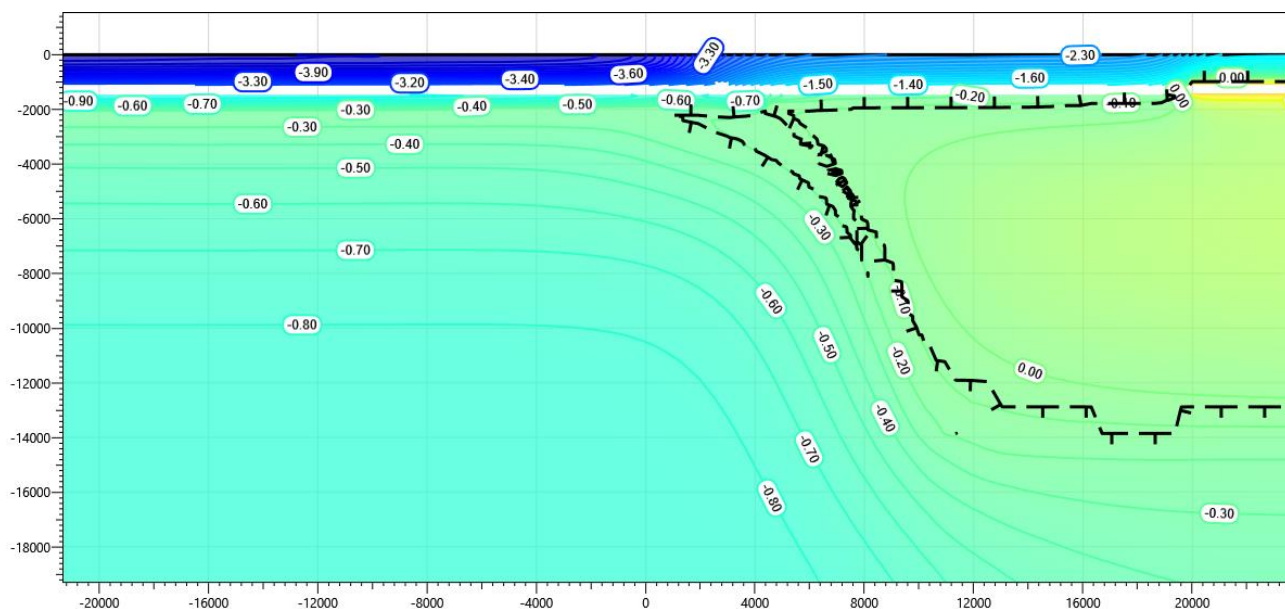
**Рисунок В.102 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



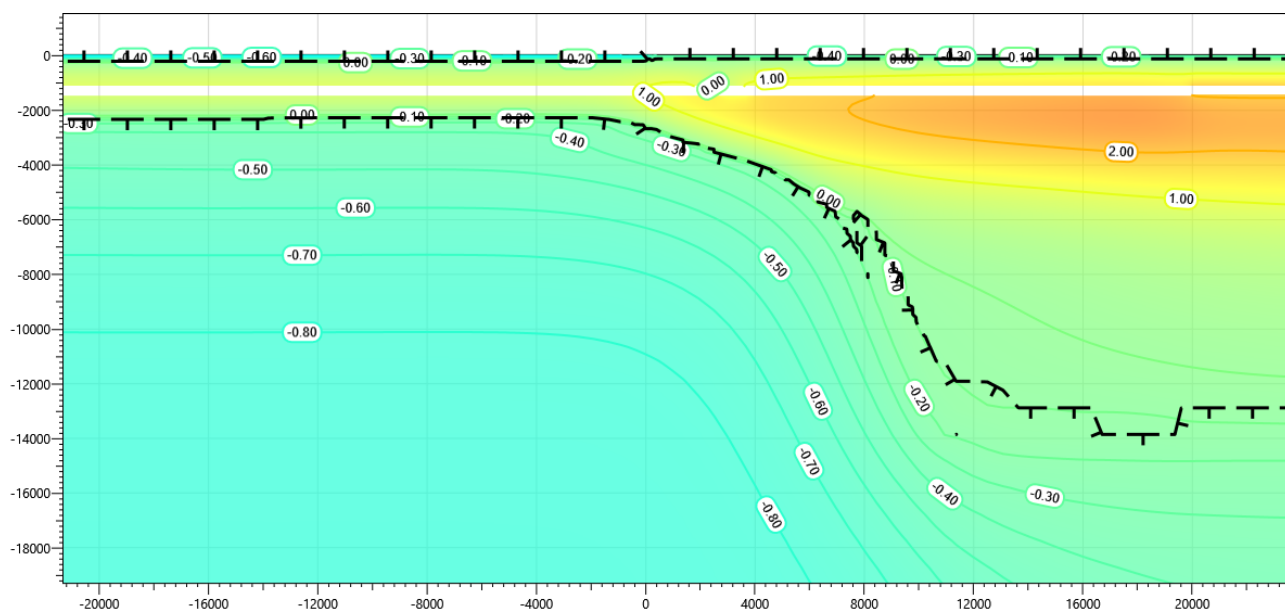
**Рисунок В.103 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



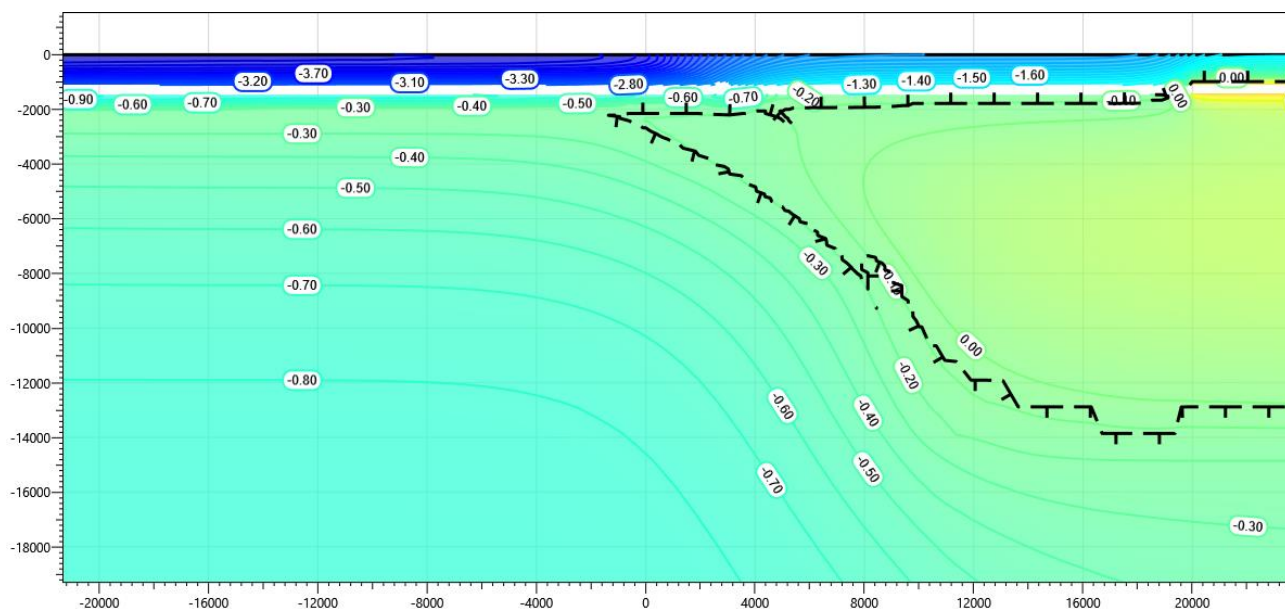
**Рисунок В.104 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.105 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

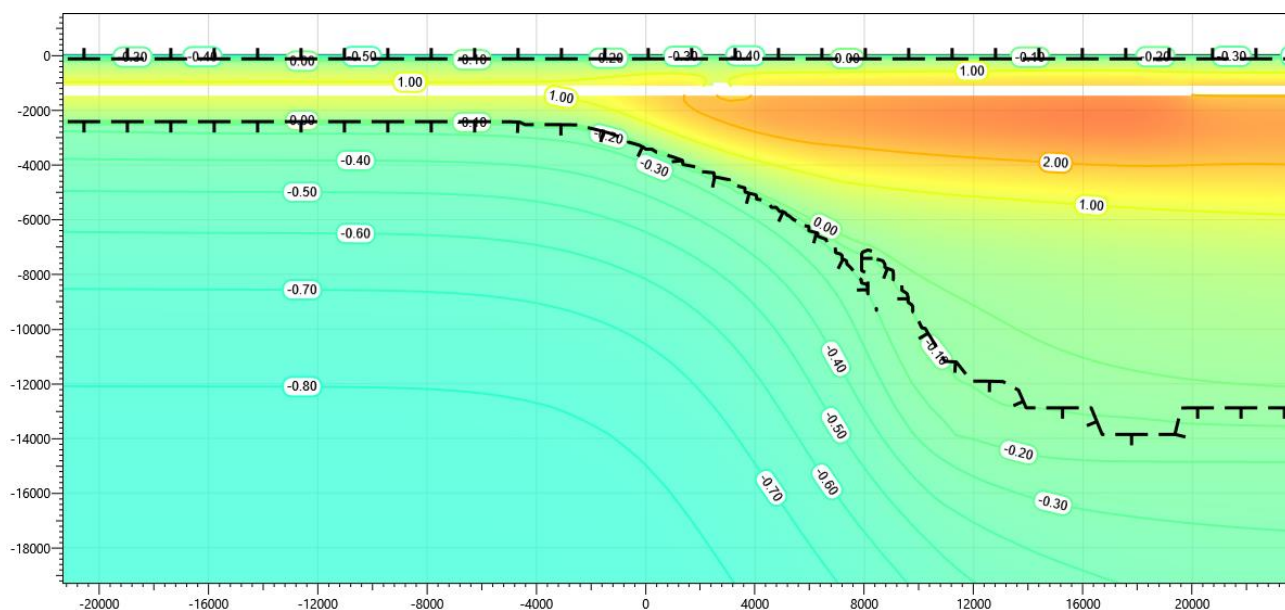


**Рисунок В.106 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

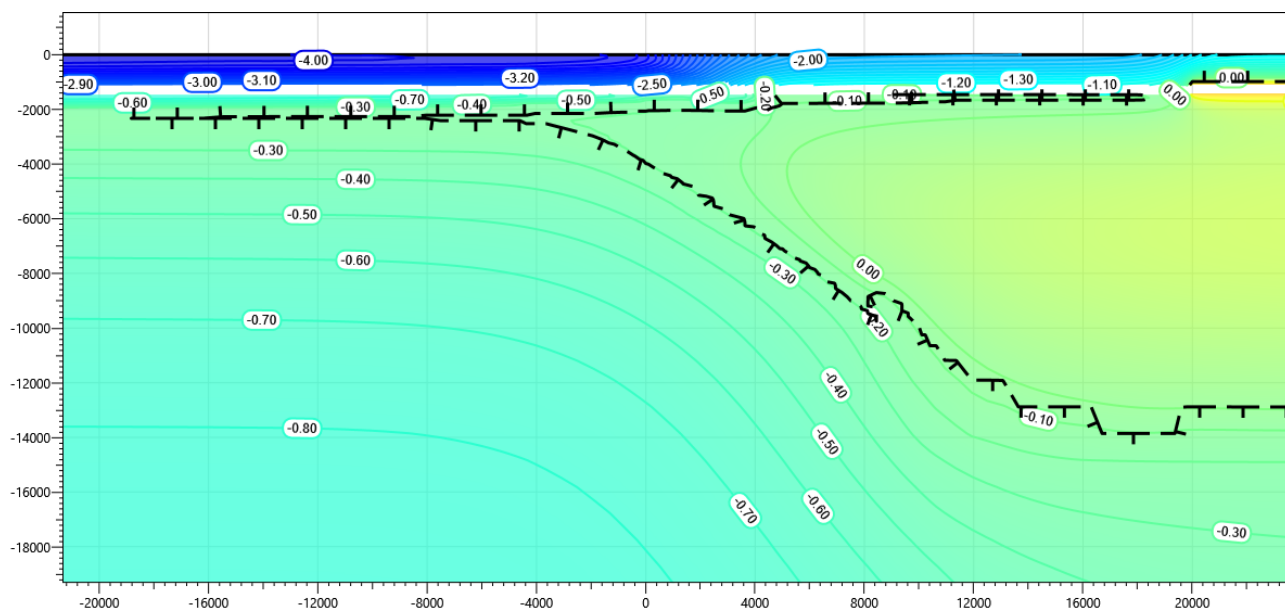


**Рисунок В.107 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

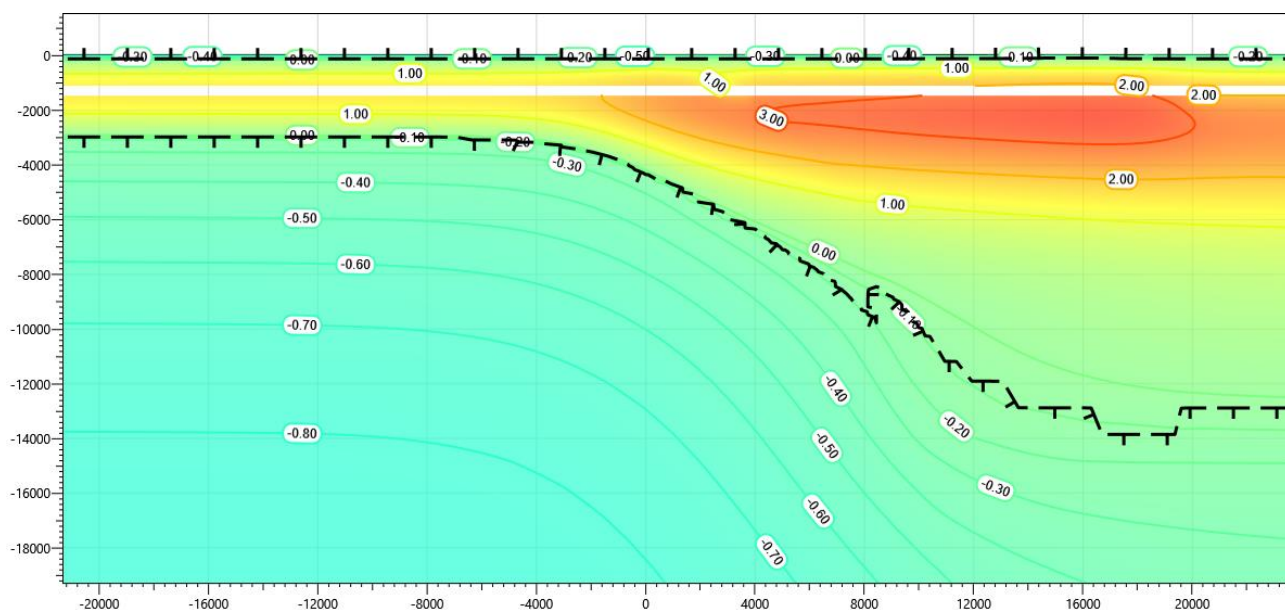




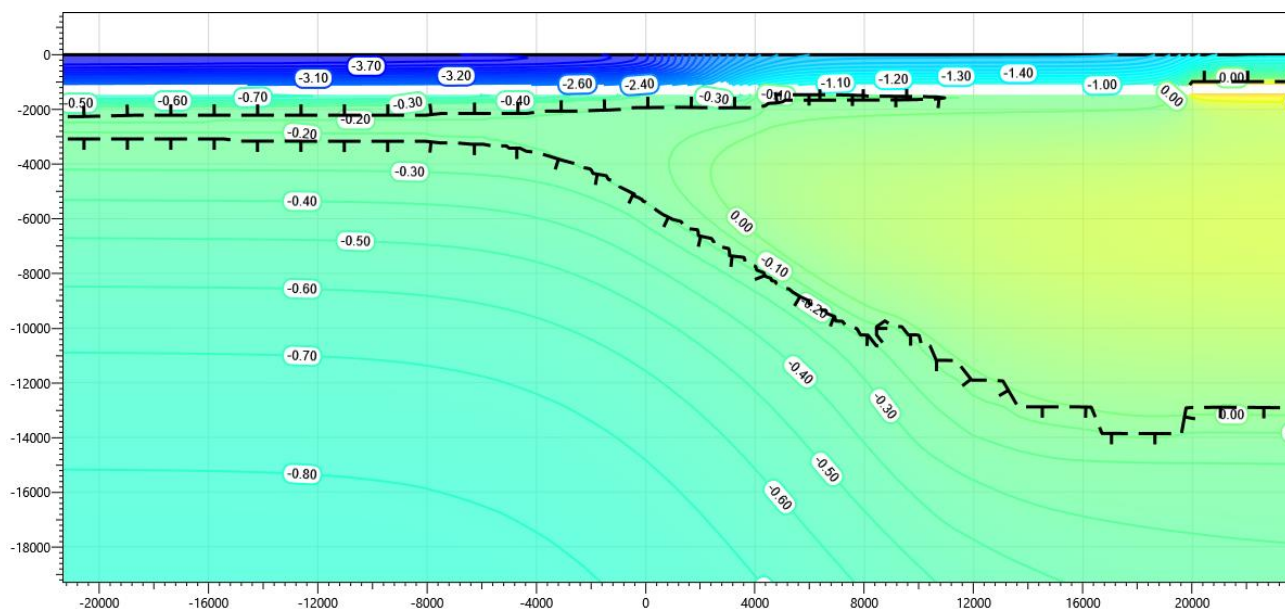
**Рисунок В.108 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



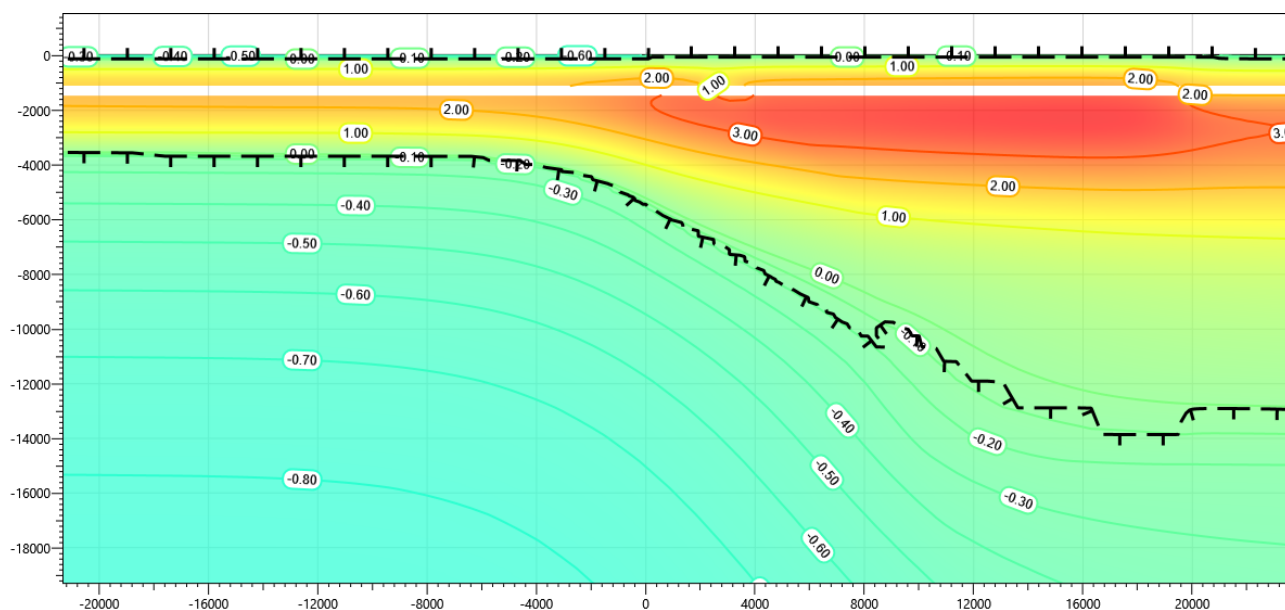
**Рисунок В.109 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



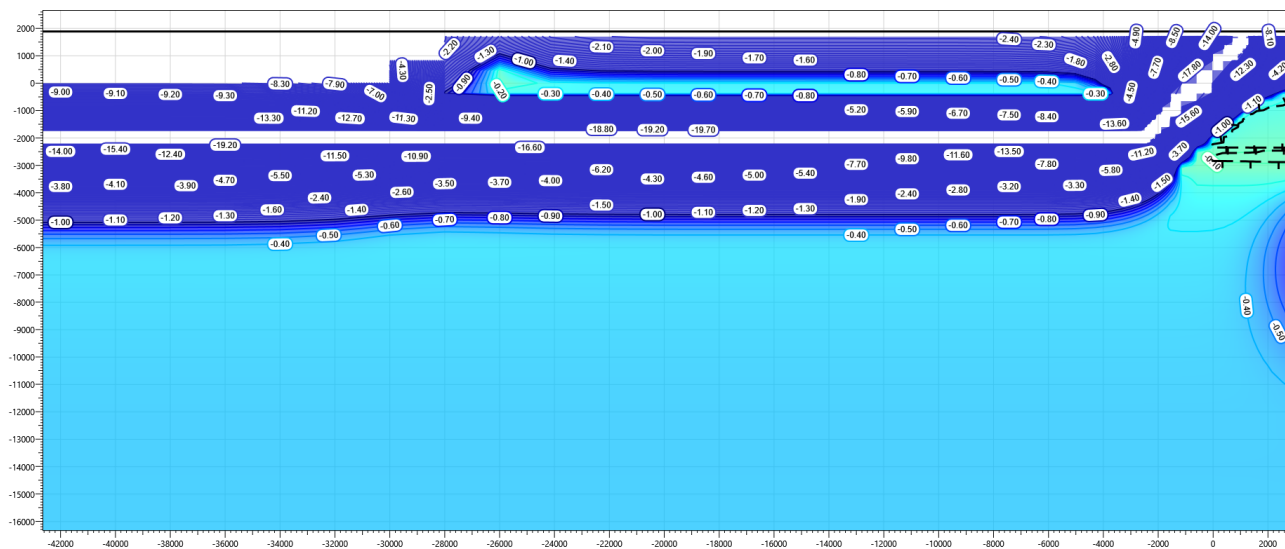
**Рисунок В.110 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



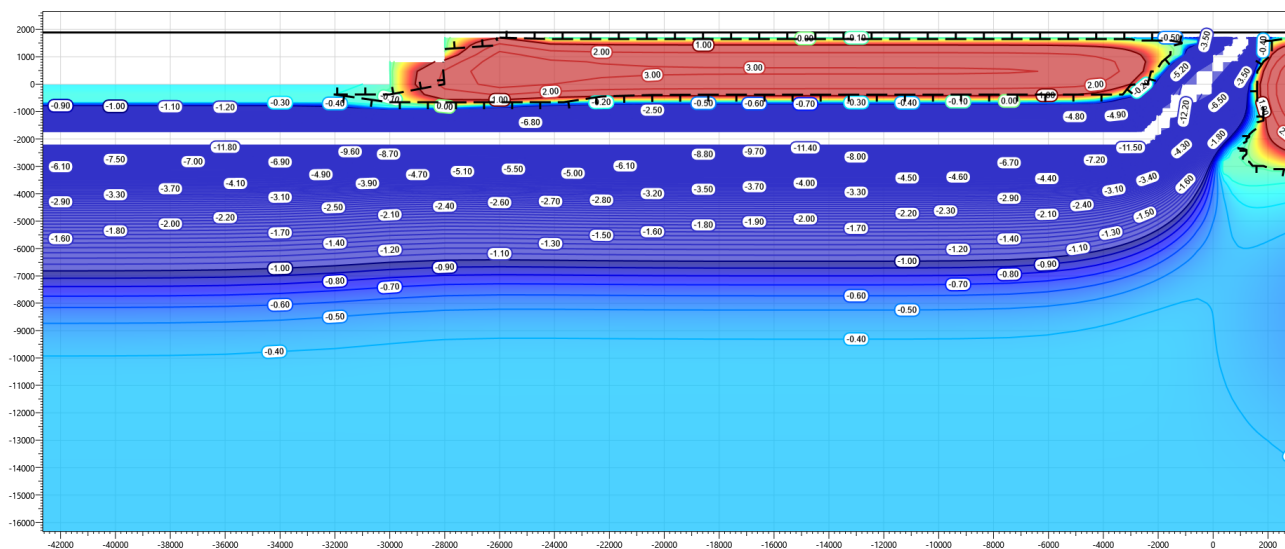
**Рисунок В.111 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



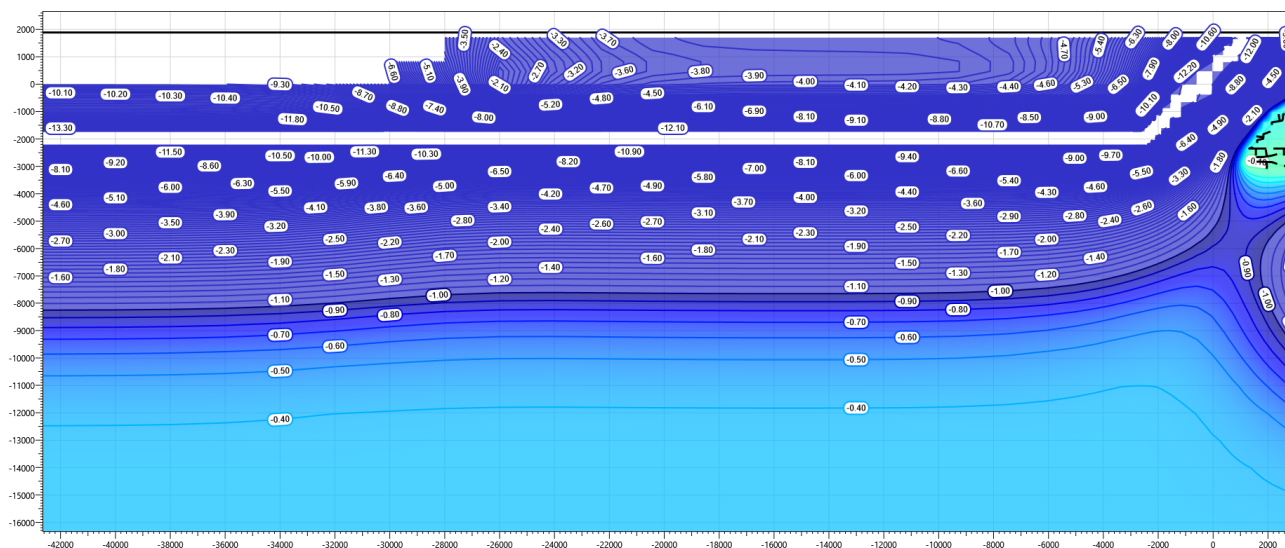
**Рисунок В.112 – Температурное распределение в районе участка проектирования нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.113 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**

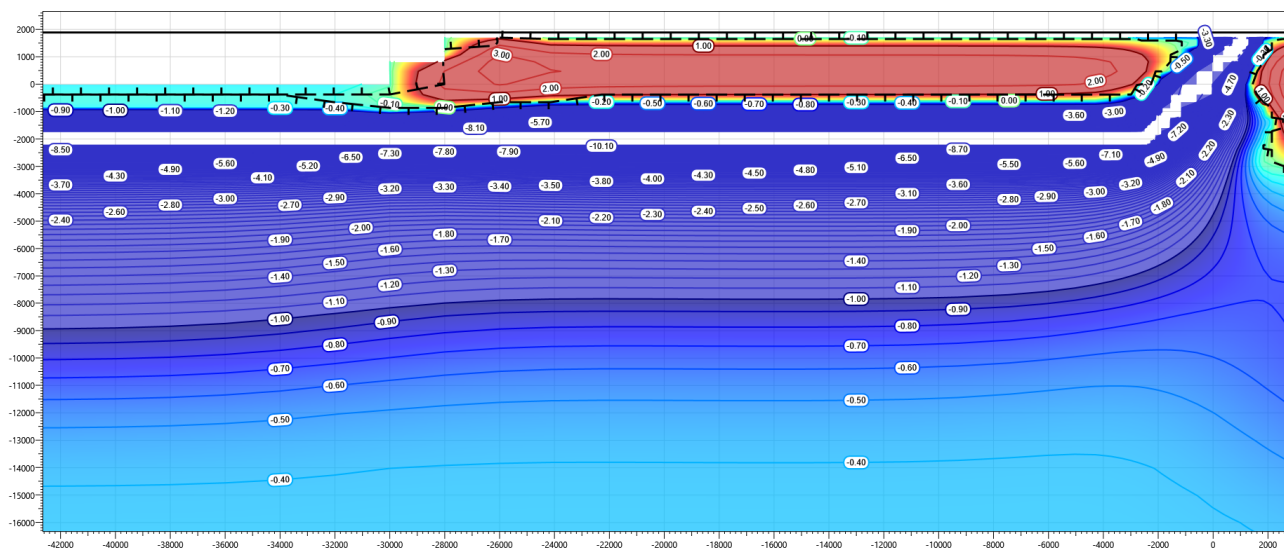


**Рисунок В.114 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

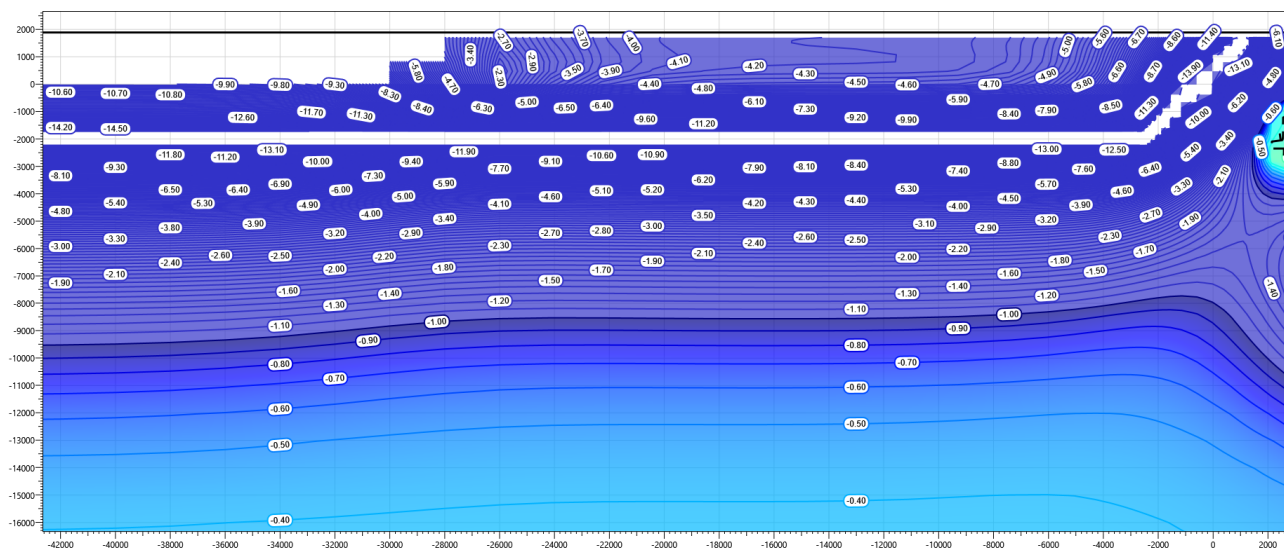


**Рисунок В.115 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

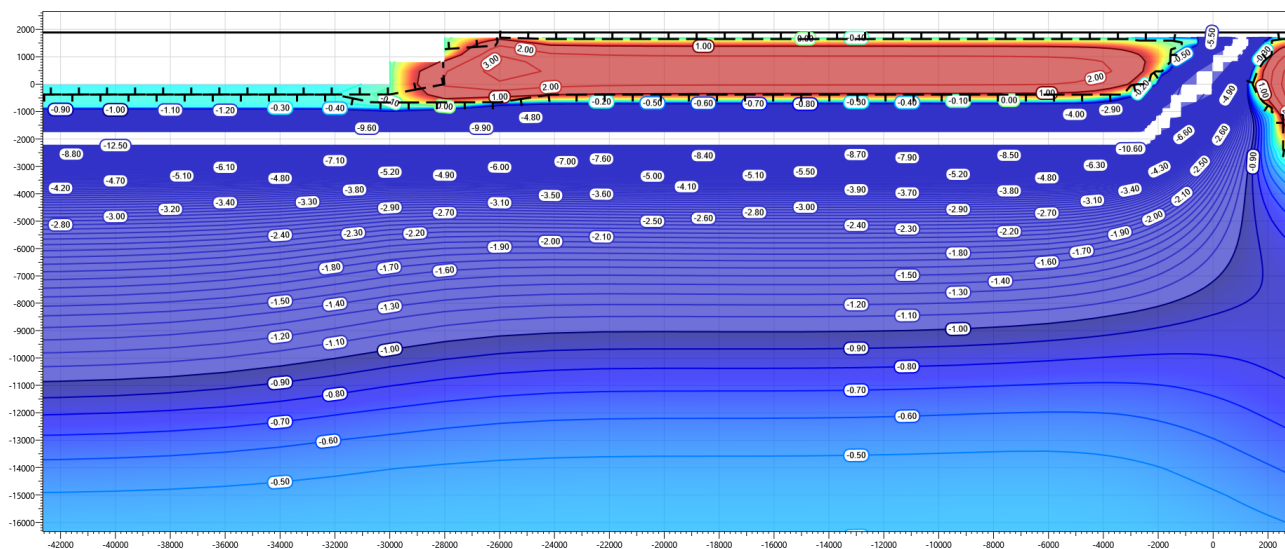




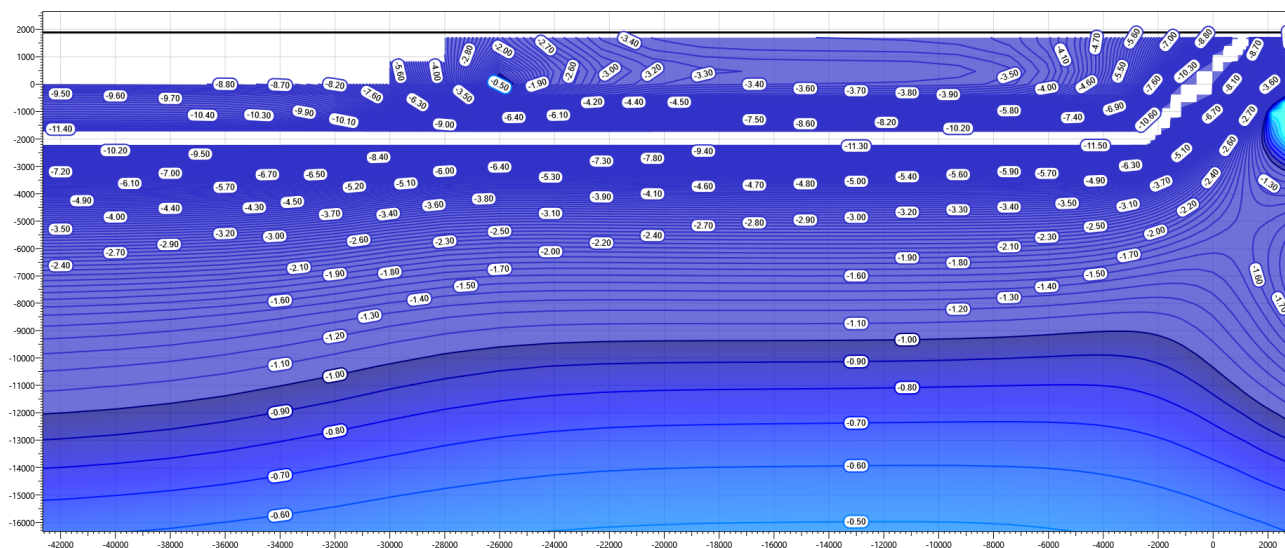
**Рисунок В.116 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**



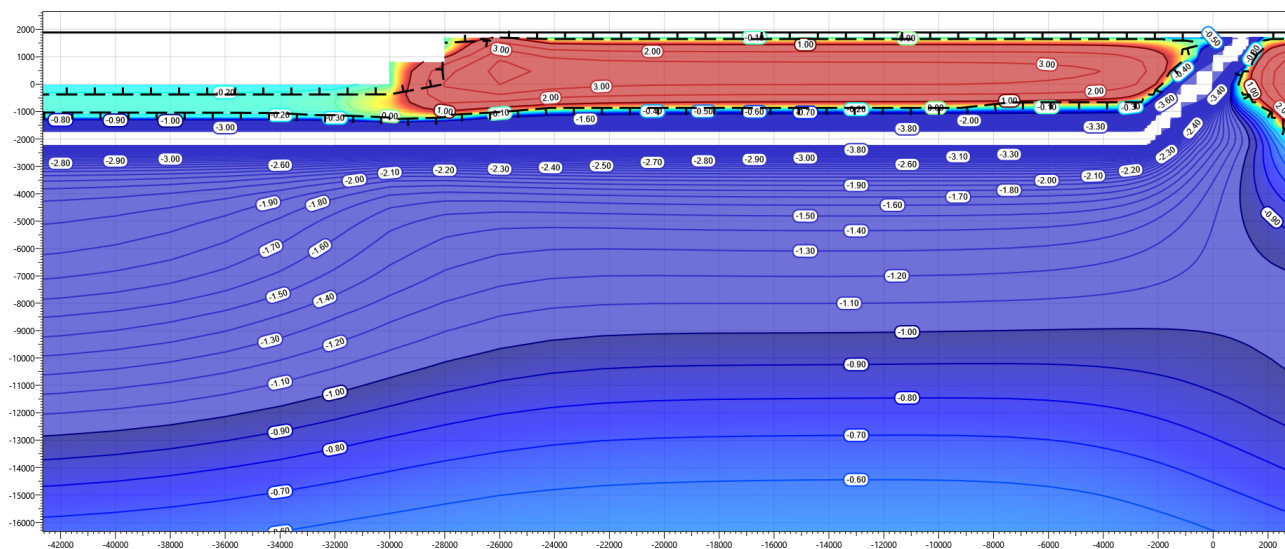
**Рисунок В.117 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**



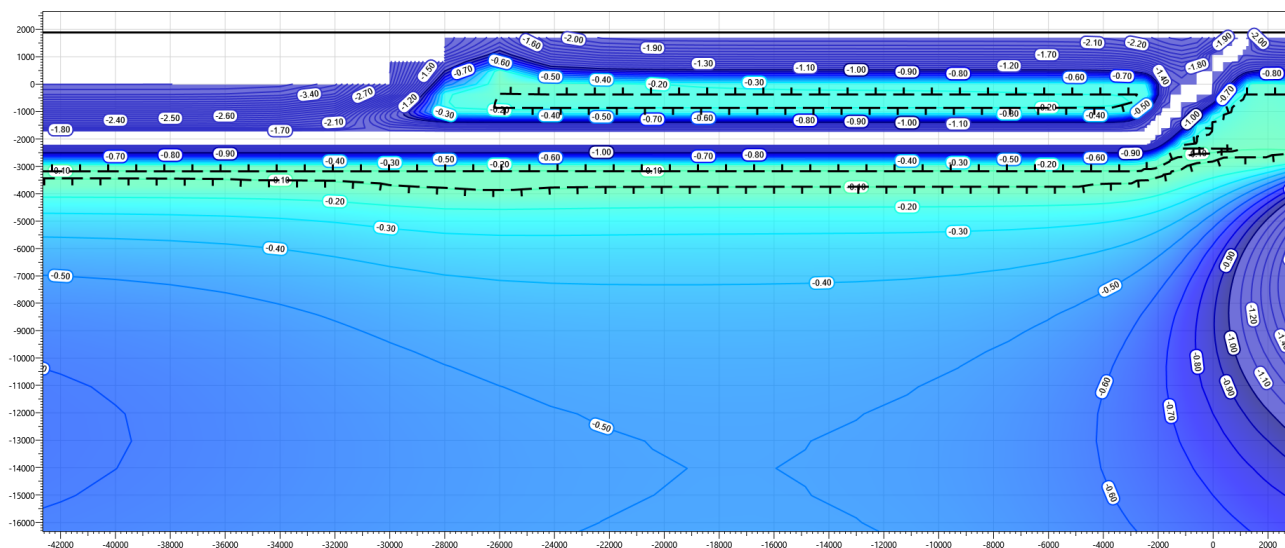
**Рисунок В.118 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



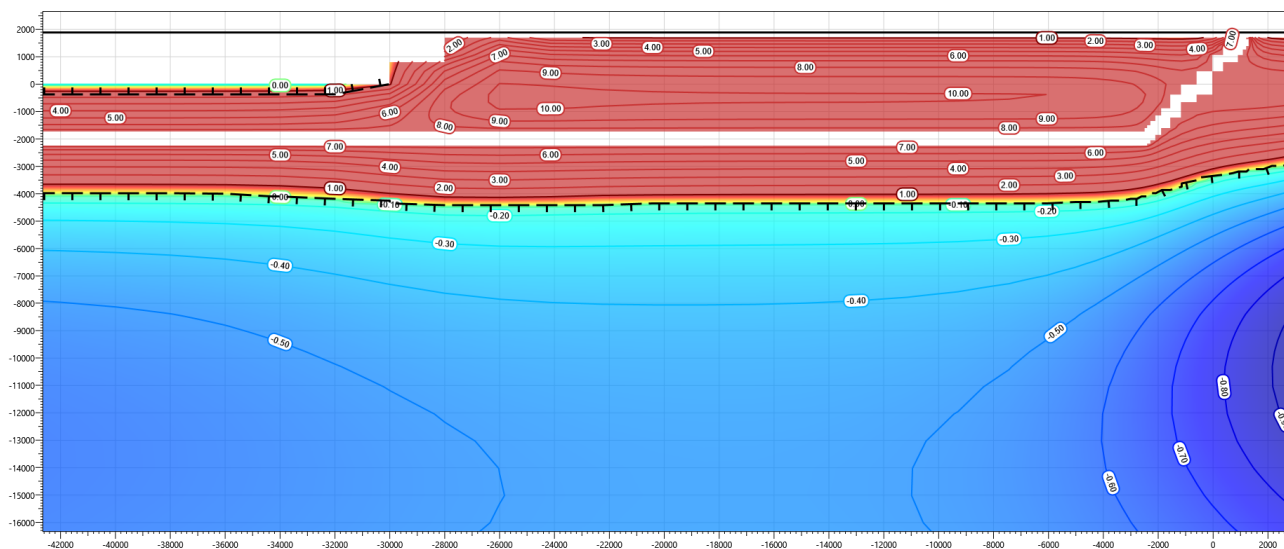
**Рисунок В.119 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



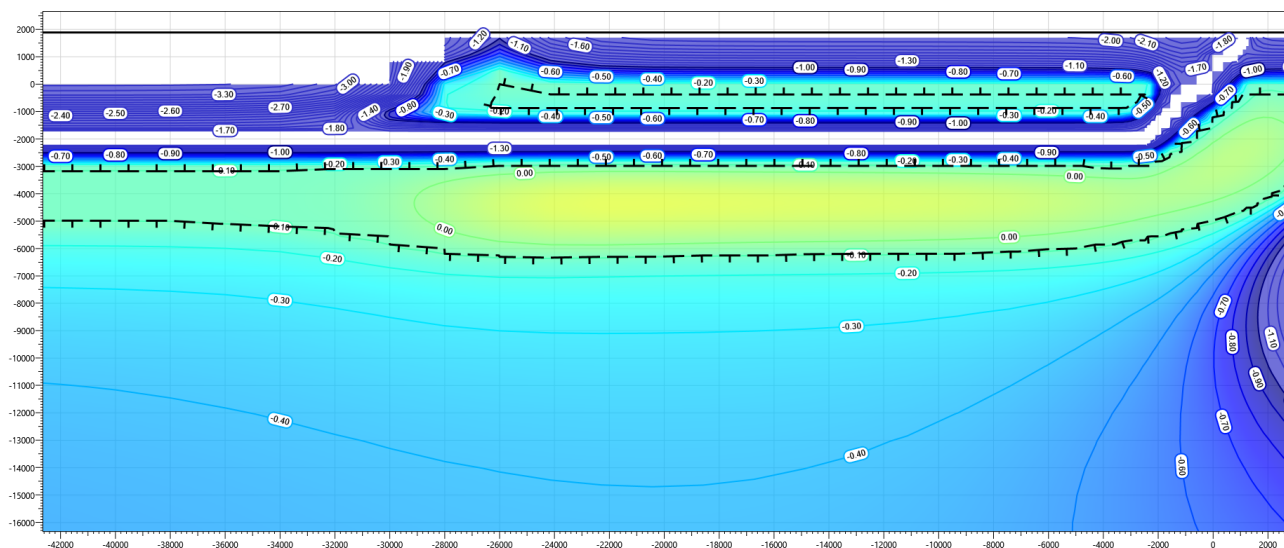
**Рисунок В.120 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



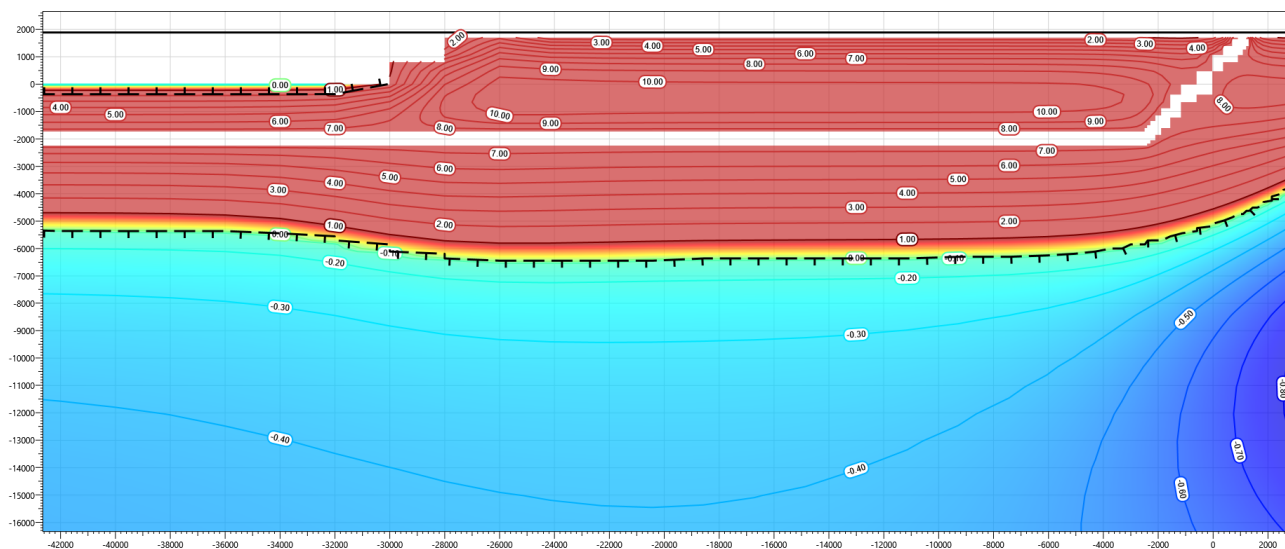
**Рисунок В.121 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



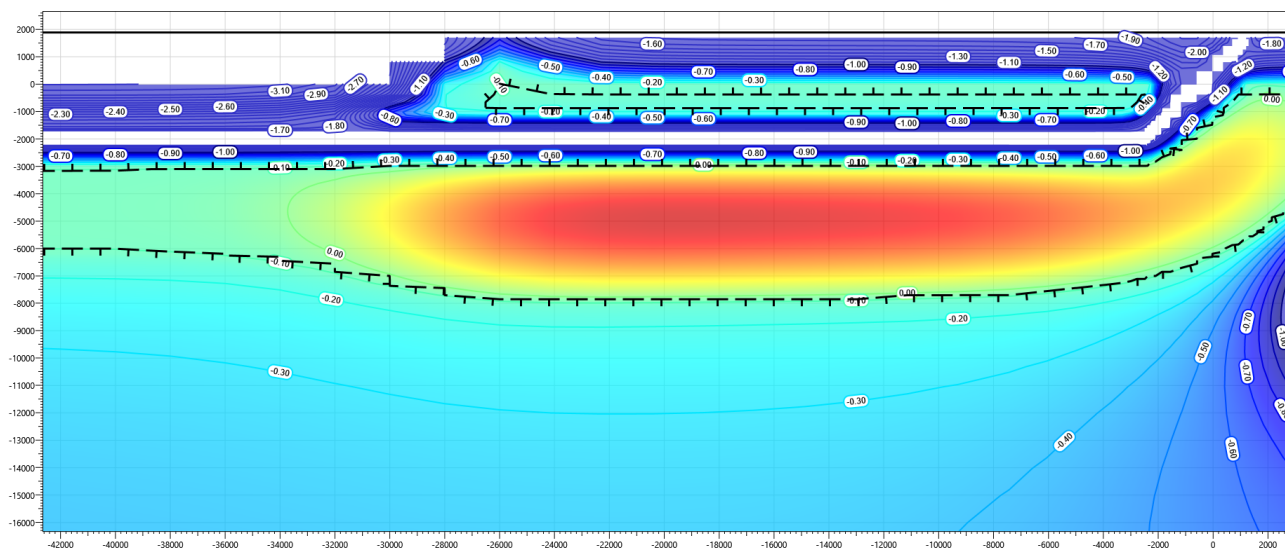
**Рисунок В.122 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.123 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

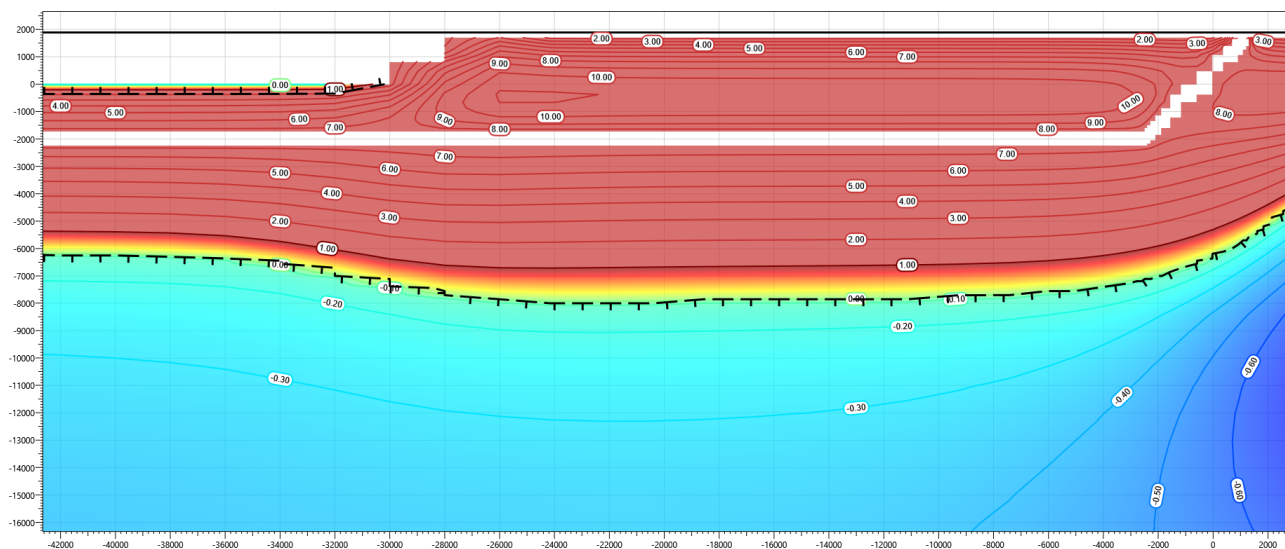


**Рисунок В.124 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

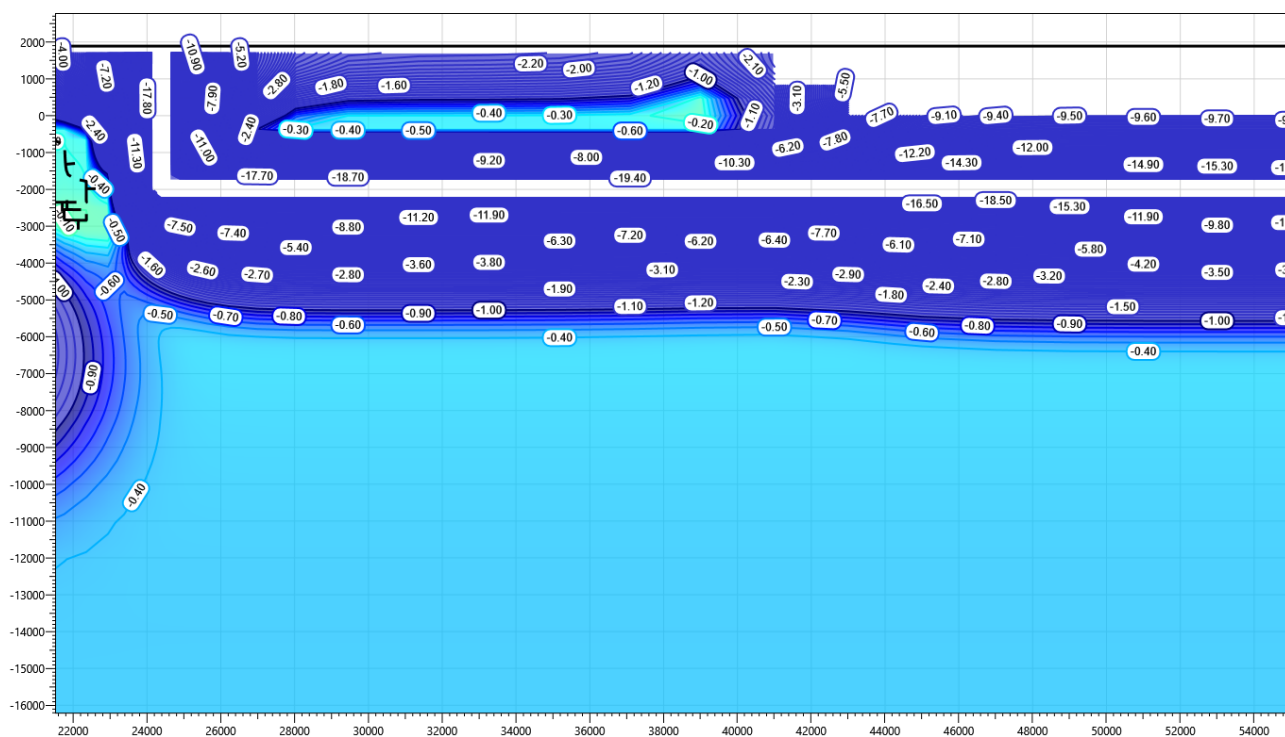


**Рисунок В.125 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

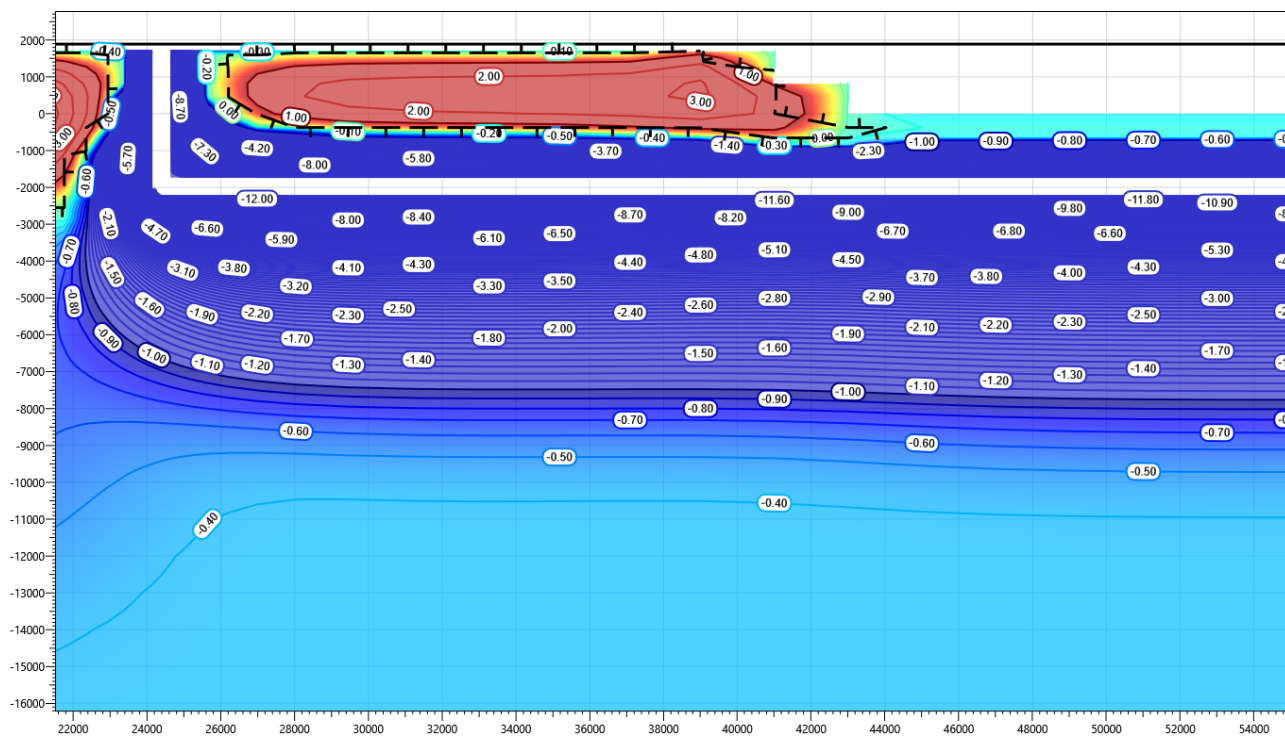




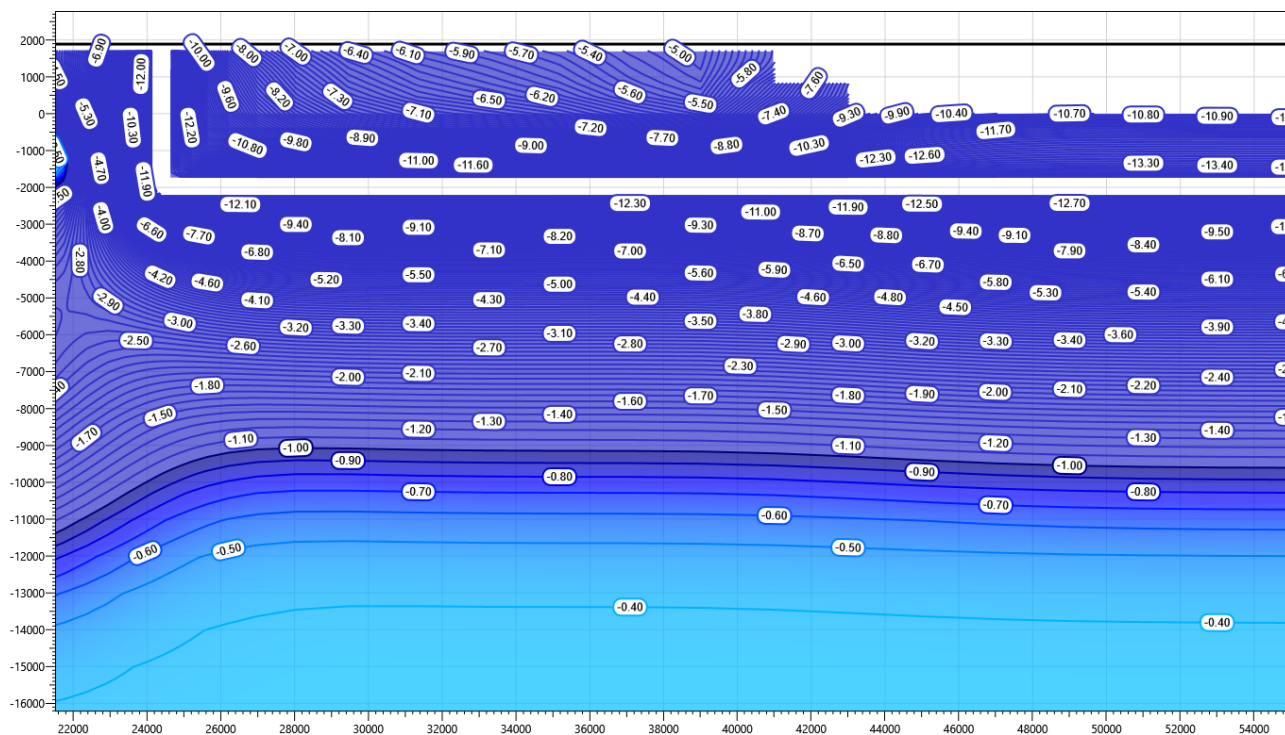
**Рисунок В.126 – Температурное распределение в районе входа на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



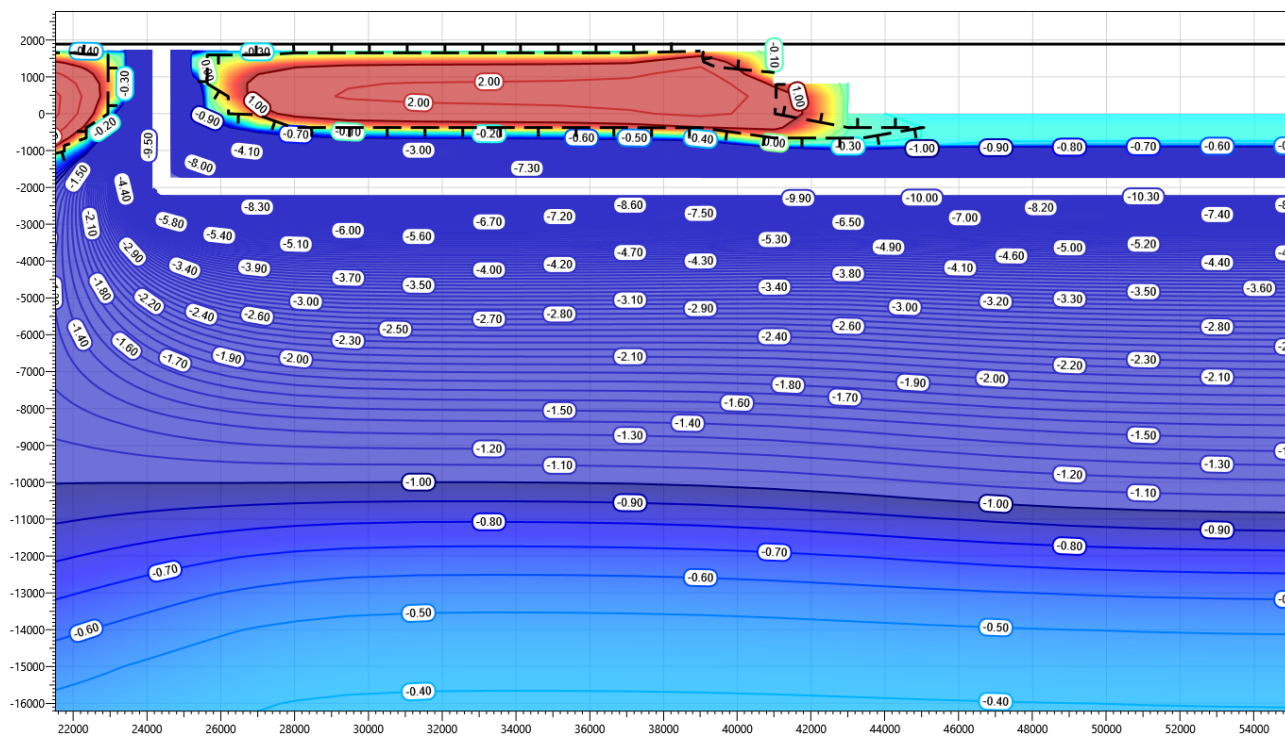
**Рисунок В.127 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



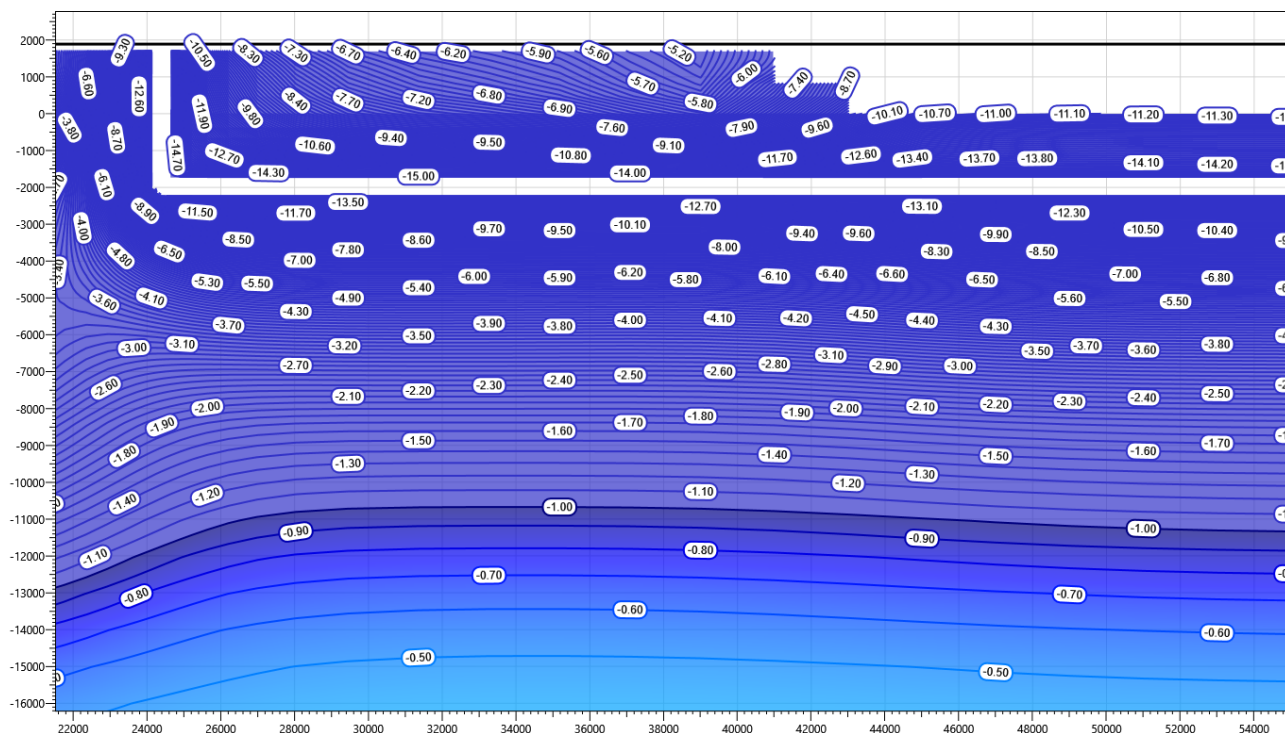
**Рисунок В.128 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.129 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

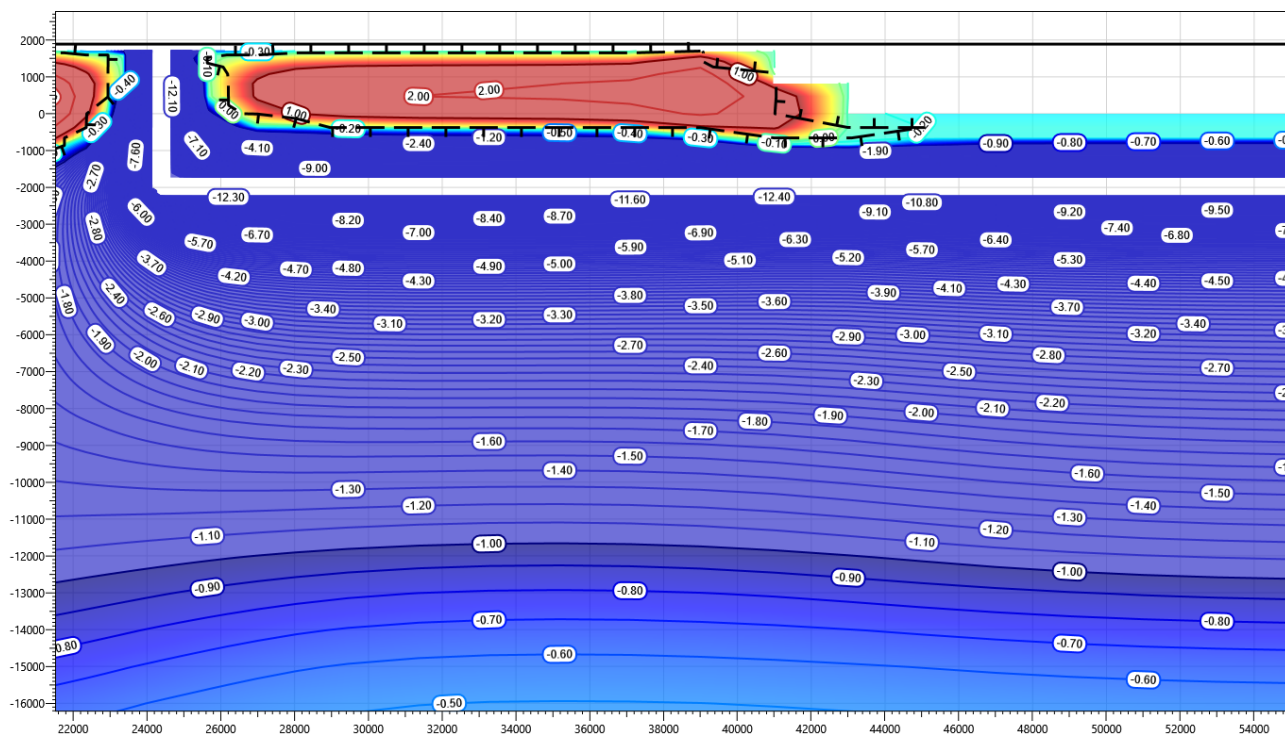


**Рисунок В.130 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

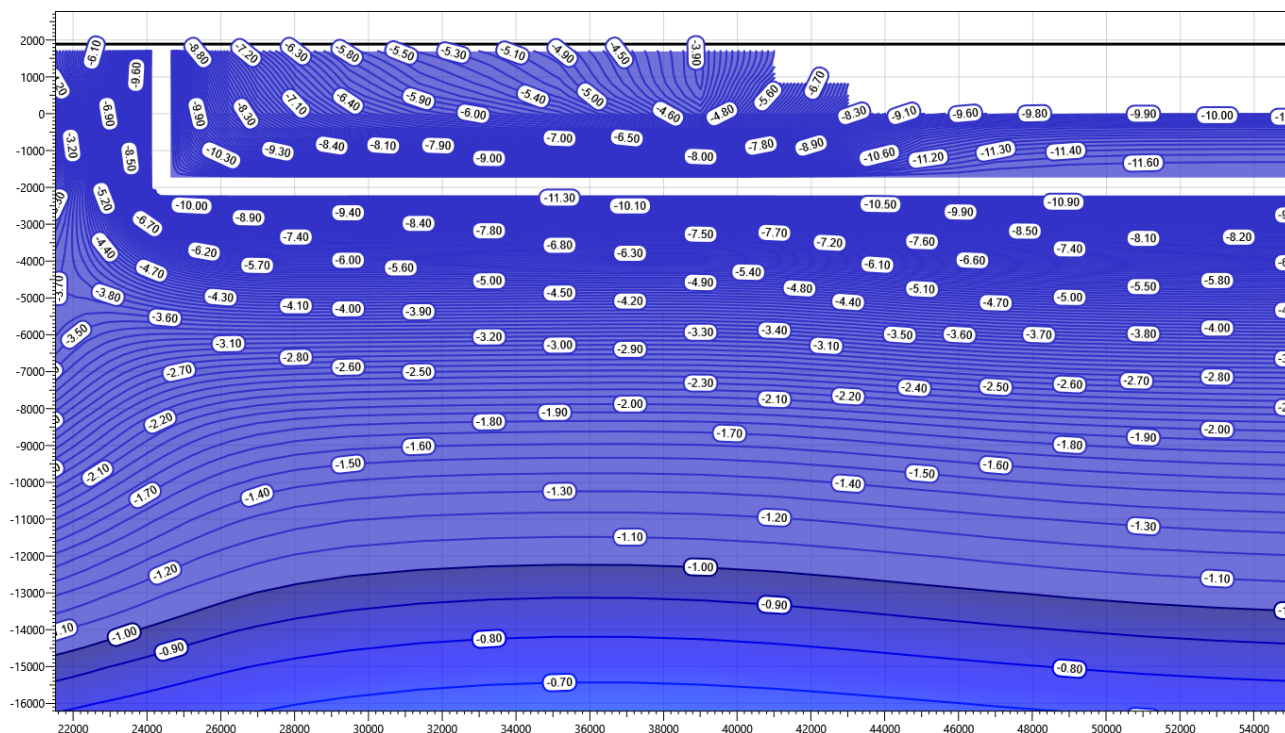


**Рисунок В.131 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**

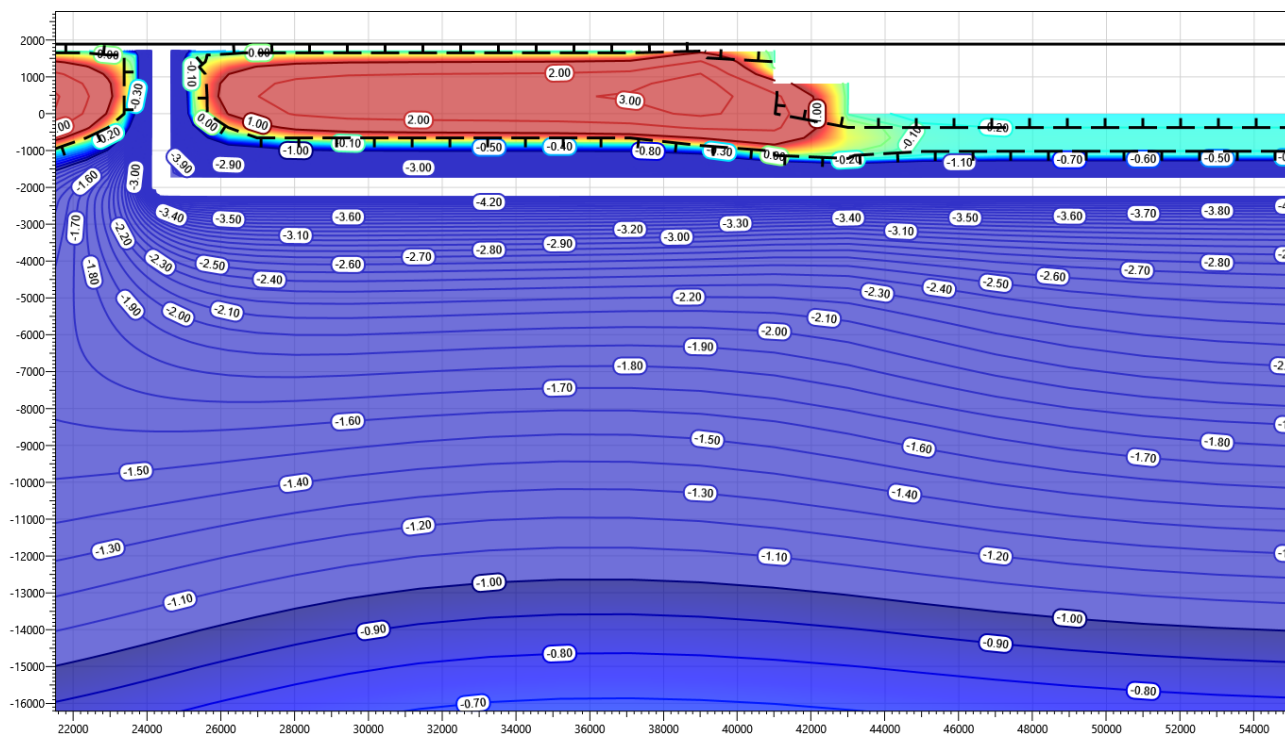




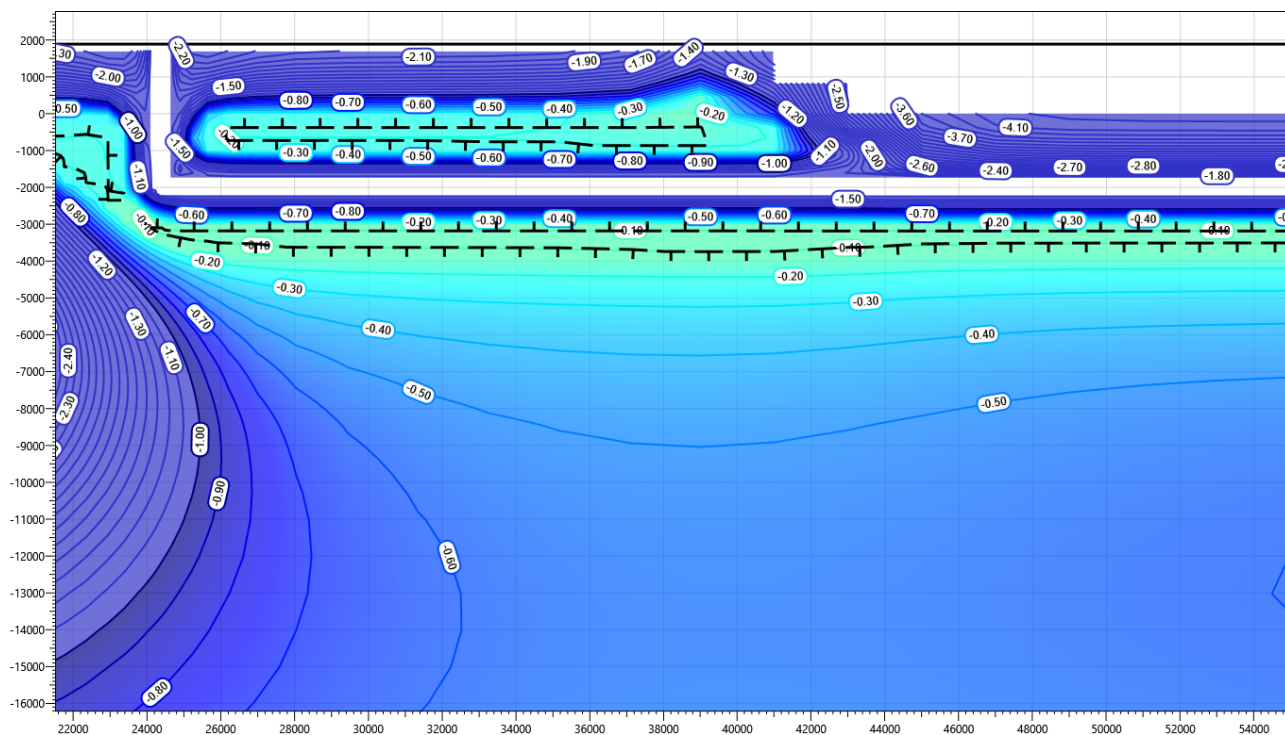
**Рисунок В.132 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



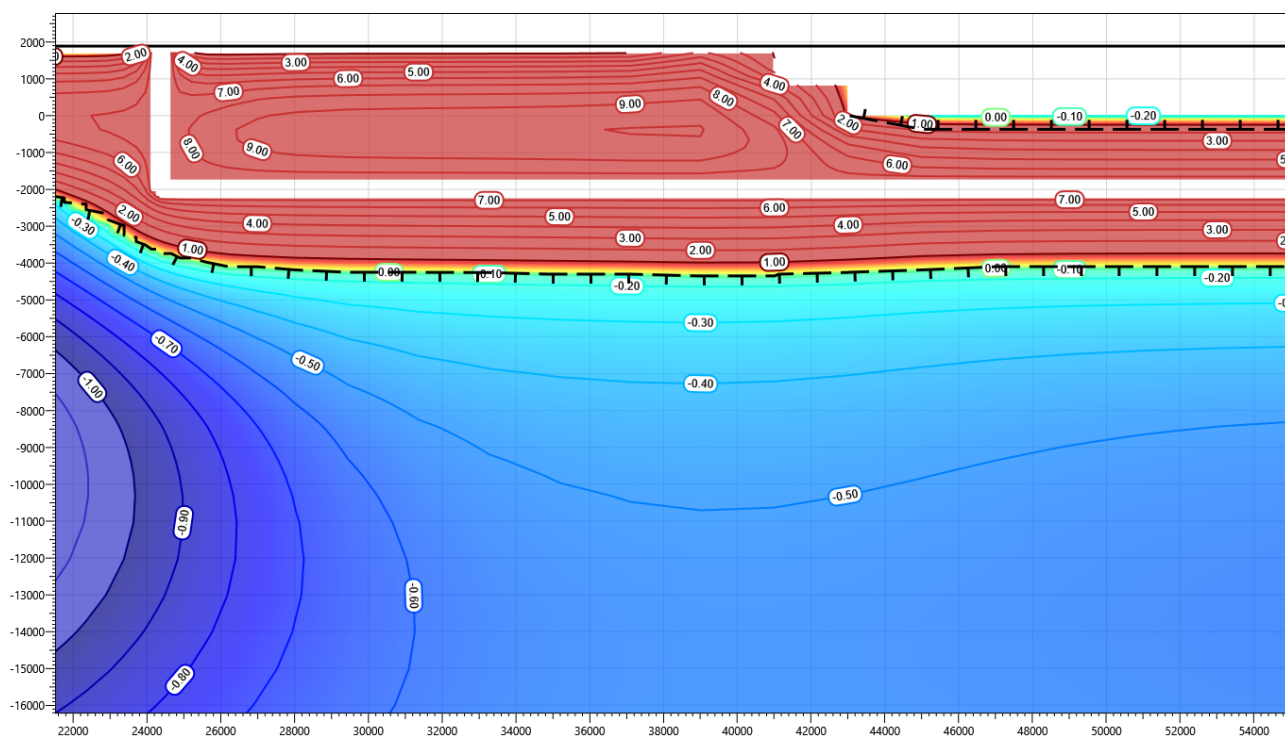
**Рисунок В.133 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



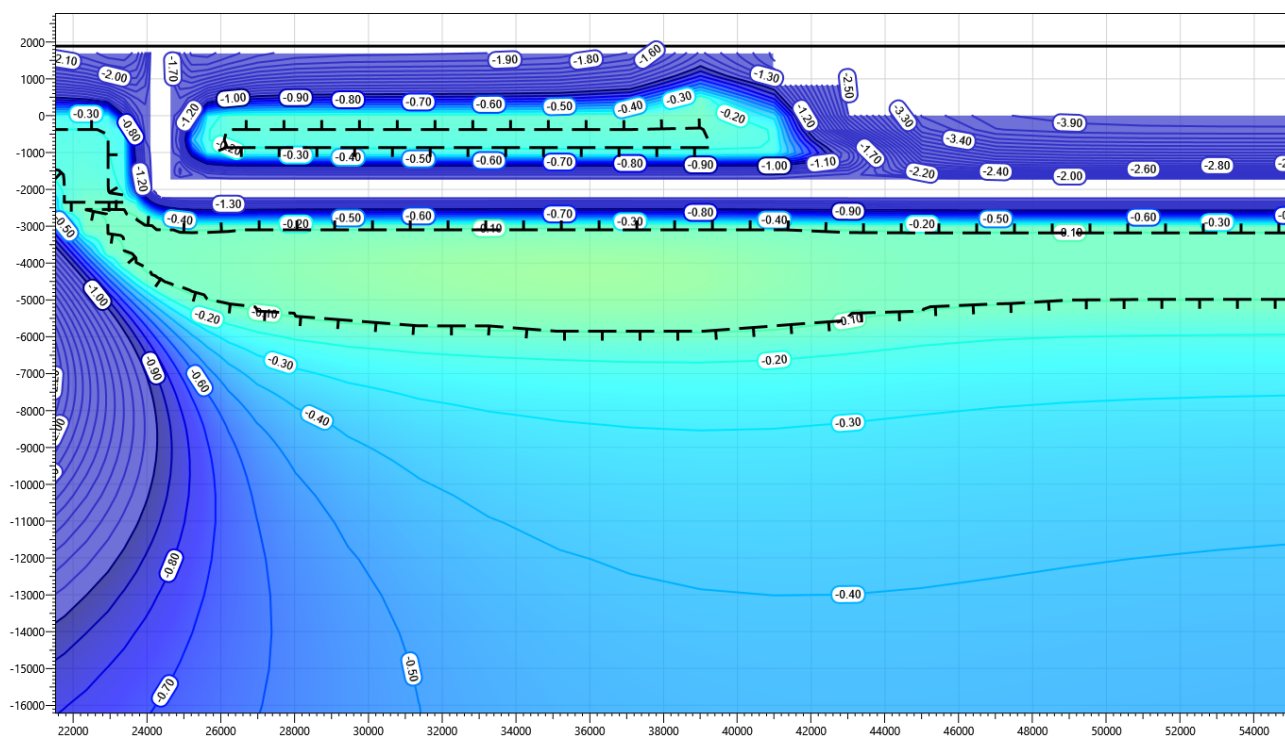
**Рисунок В.134 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.135 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**

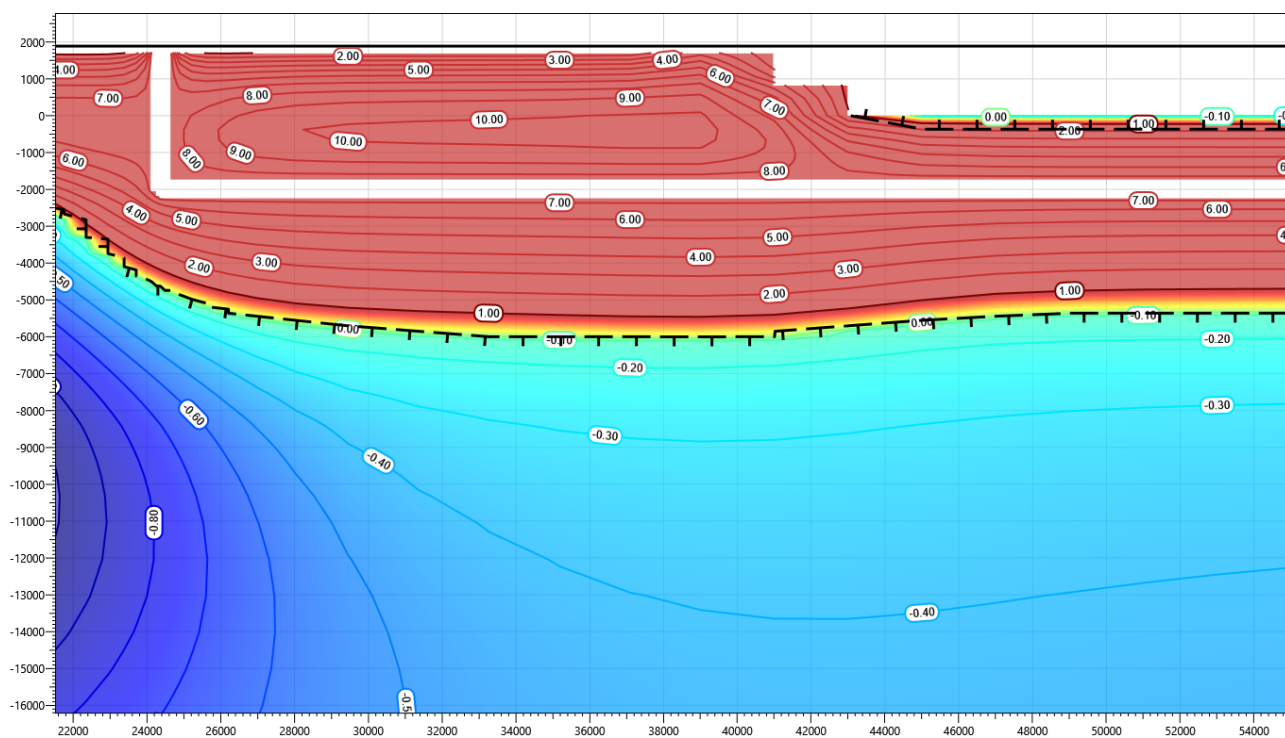


**Рисунок В.136 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**

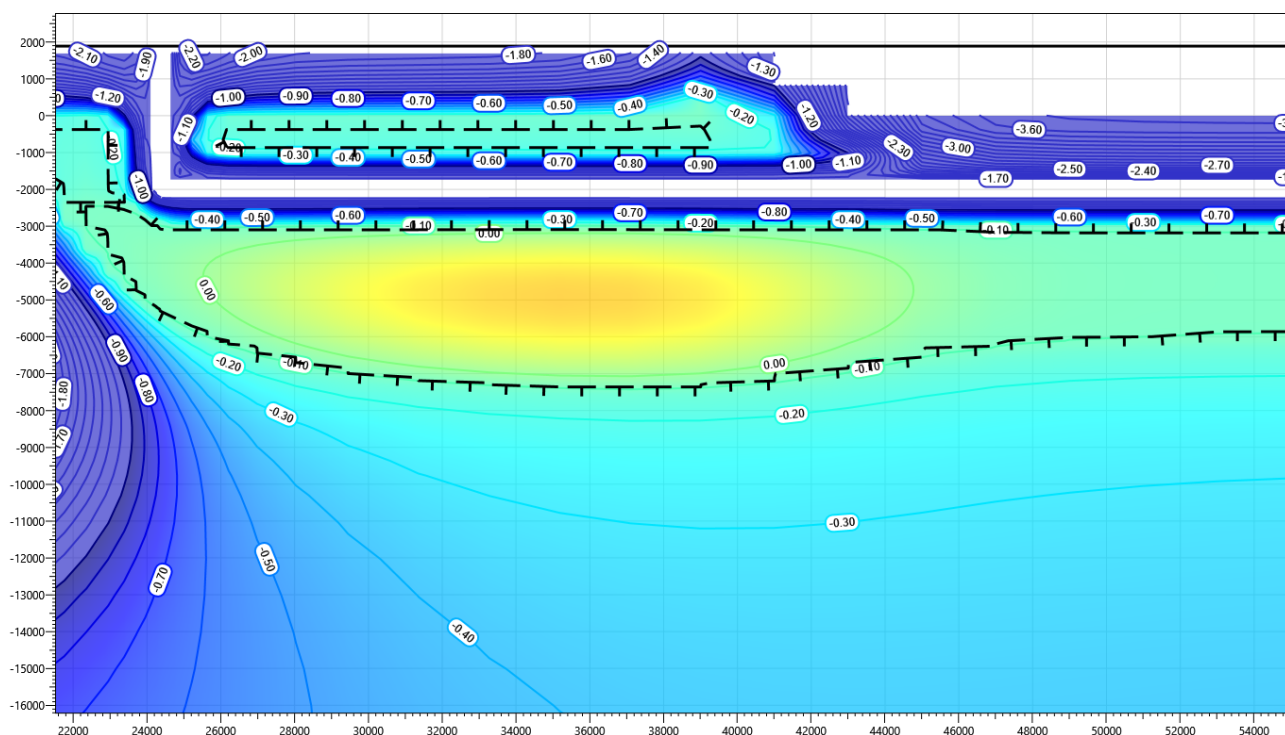


**Рисунок В.137 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

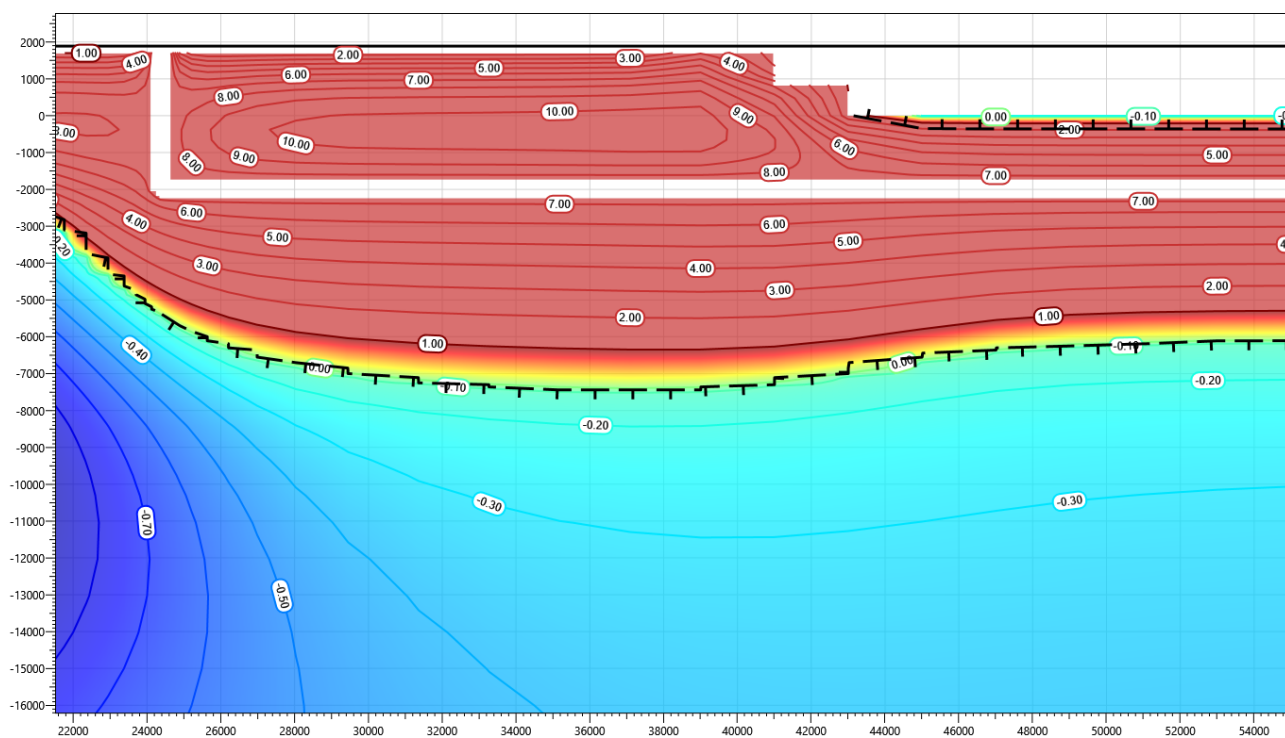




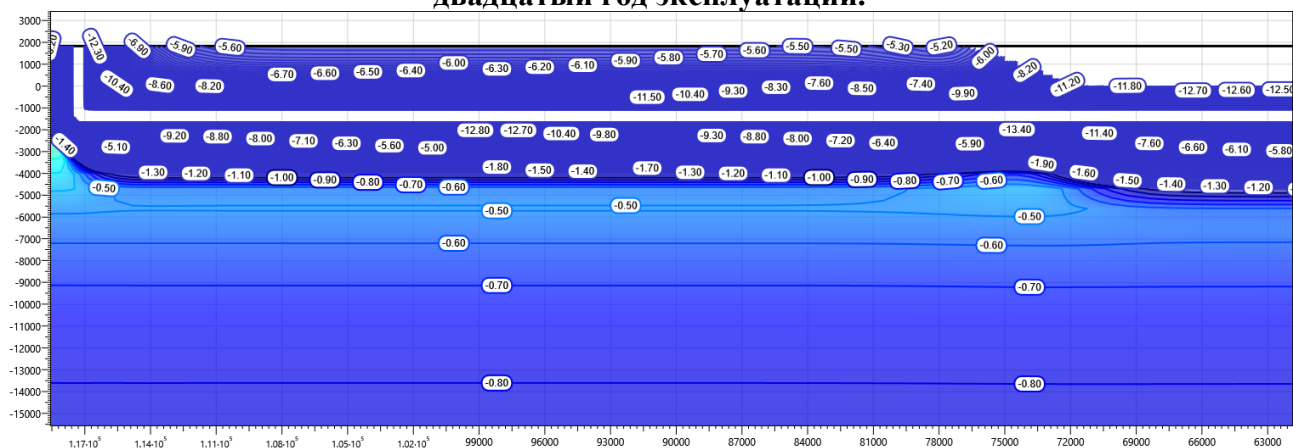
**Рисунок В.138 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



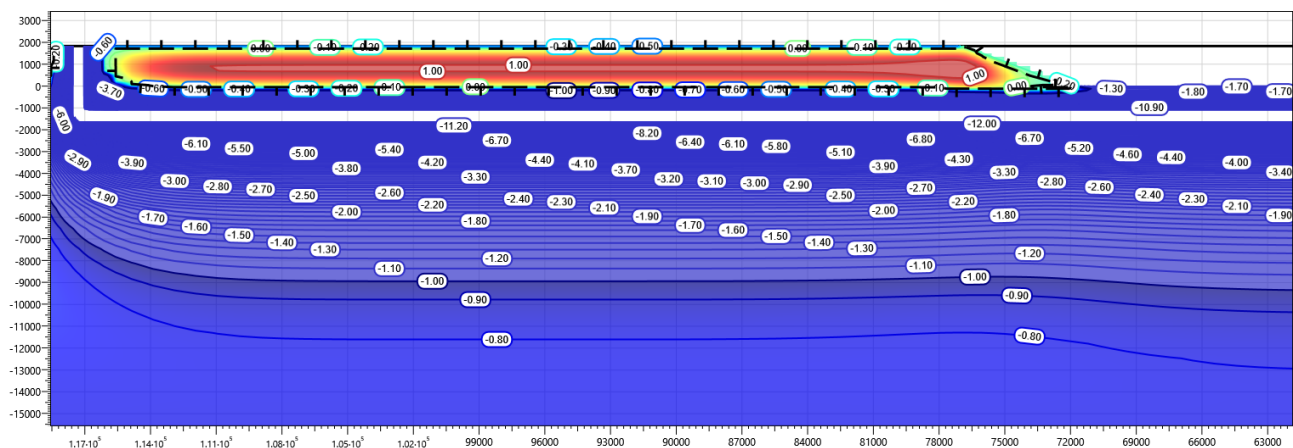
**Рисунок В.139 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



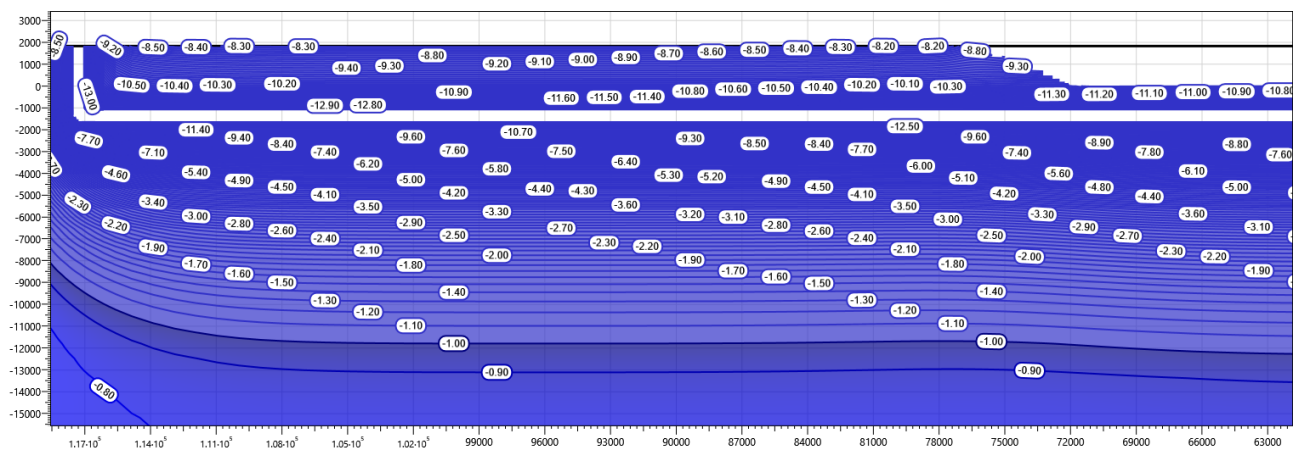
**Рисунок В.140 – Температурное распределение в районе выхода с совмещенной площадки СОД с СОУ в районе выхода с скважины 360С. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



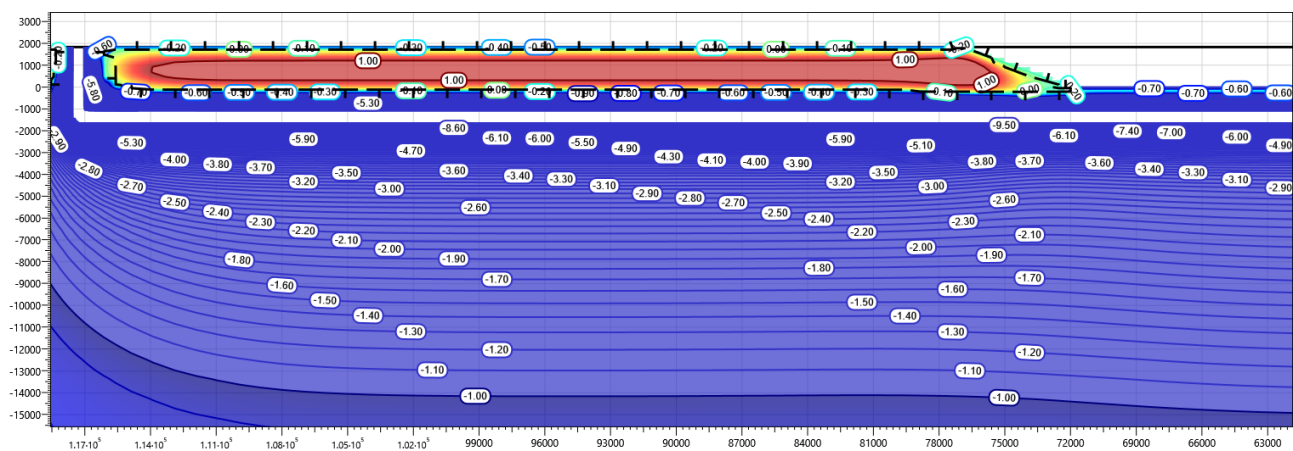
**Рисунок В.141 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



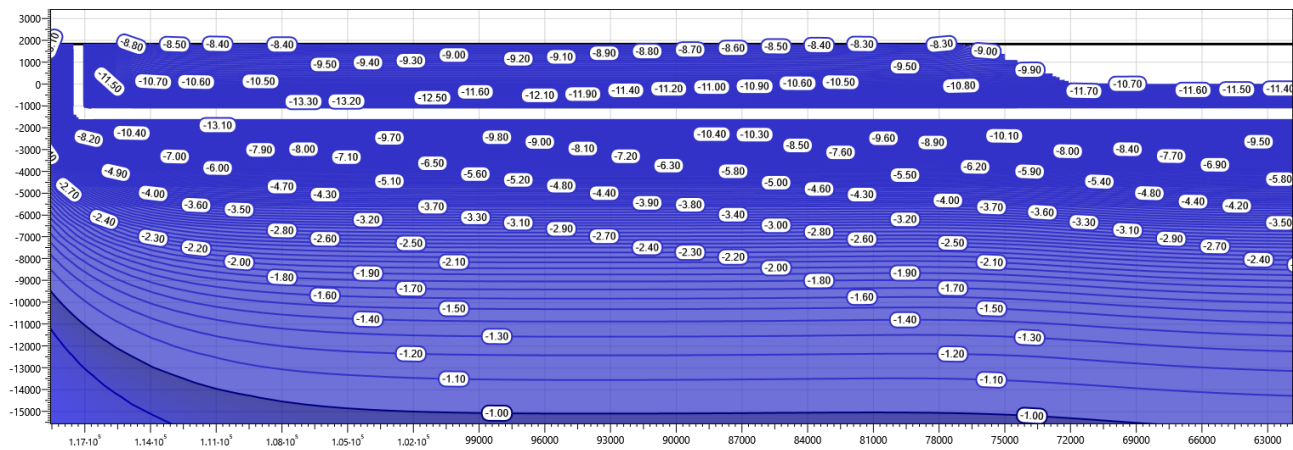
**Рисунок В.142 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.143 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.**

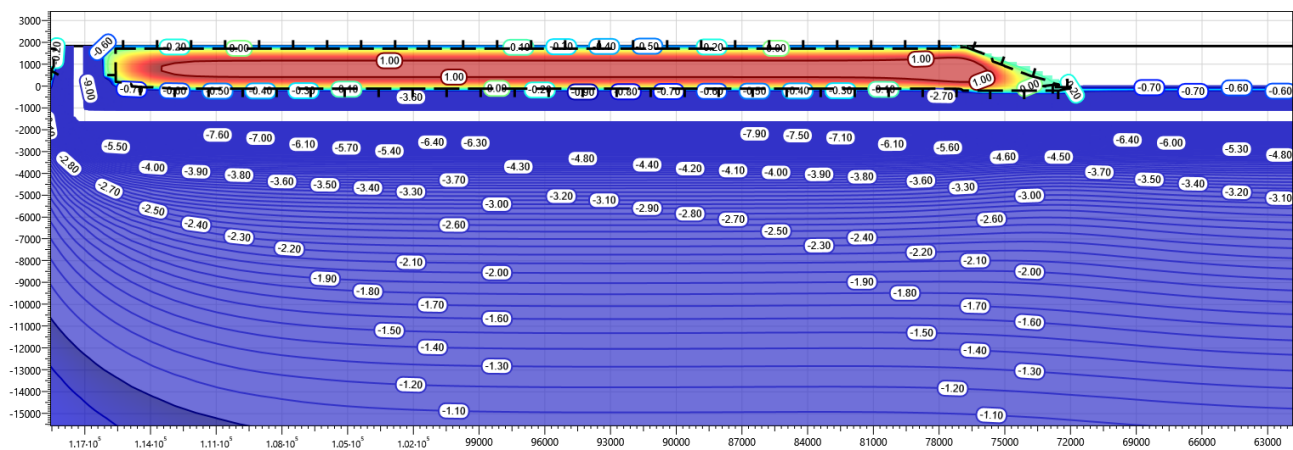


**Рисунок В.144 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.**

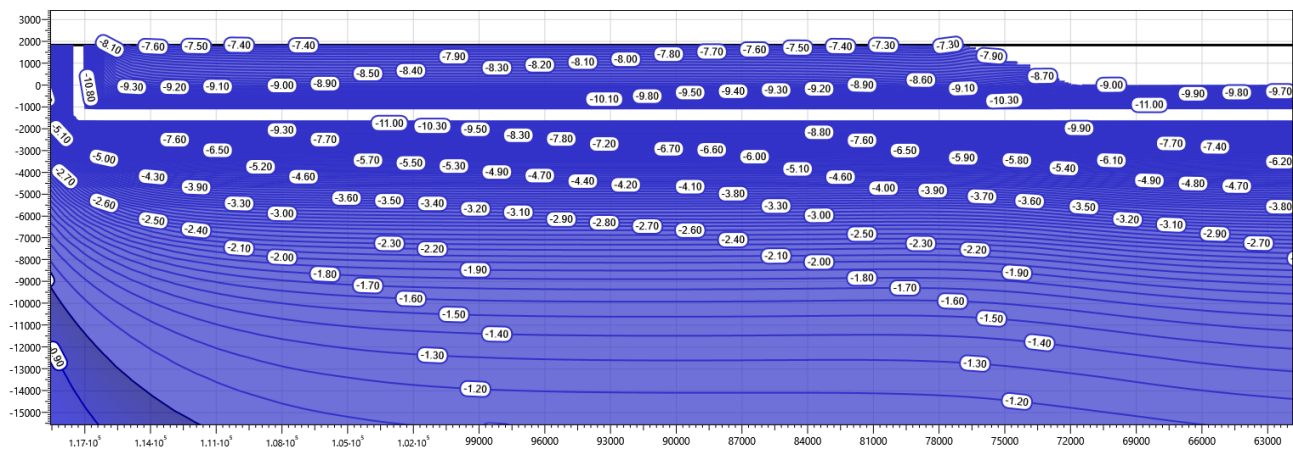


**Рисунок В.145 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.**

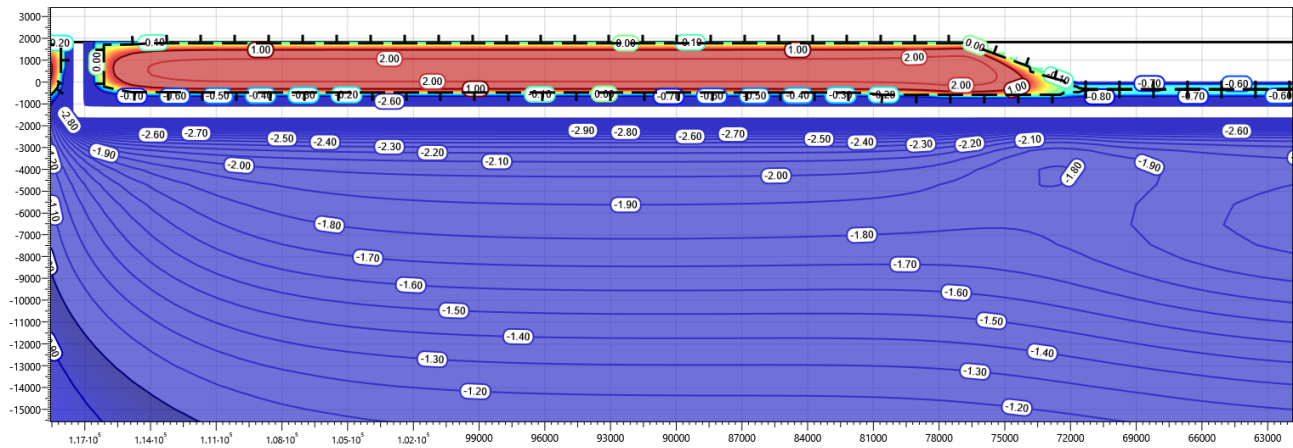




**Рисунок В.146 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**

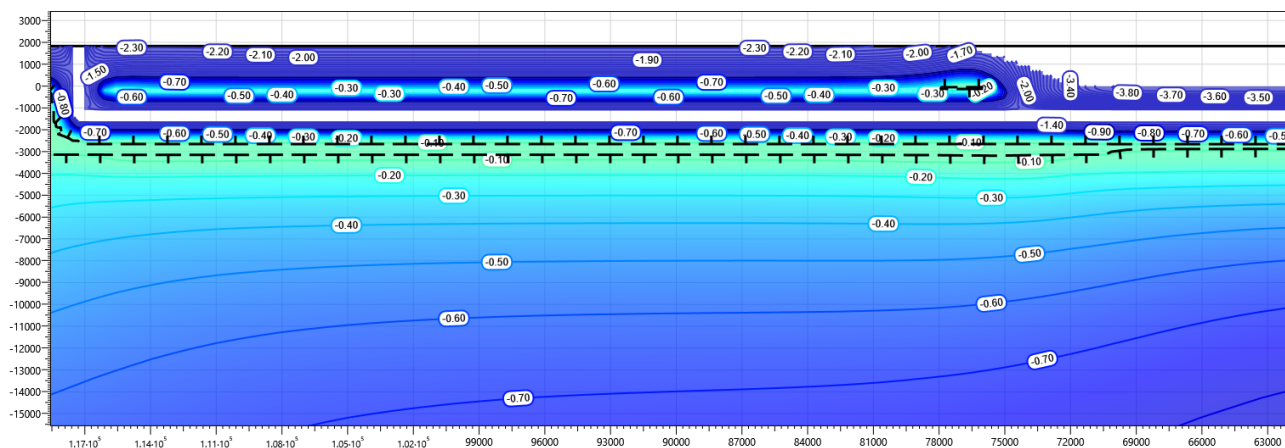


**Рисунок В.147 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

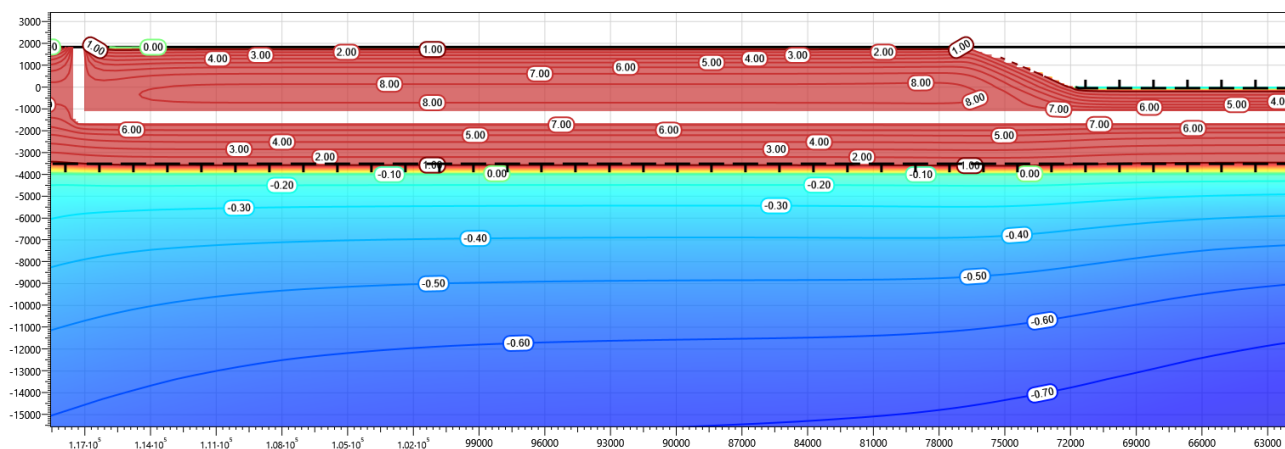


**Рисунок В.148 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

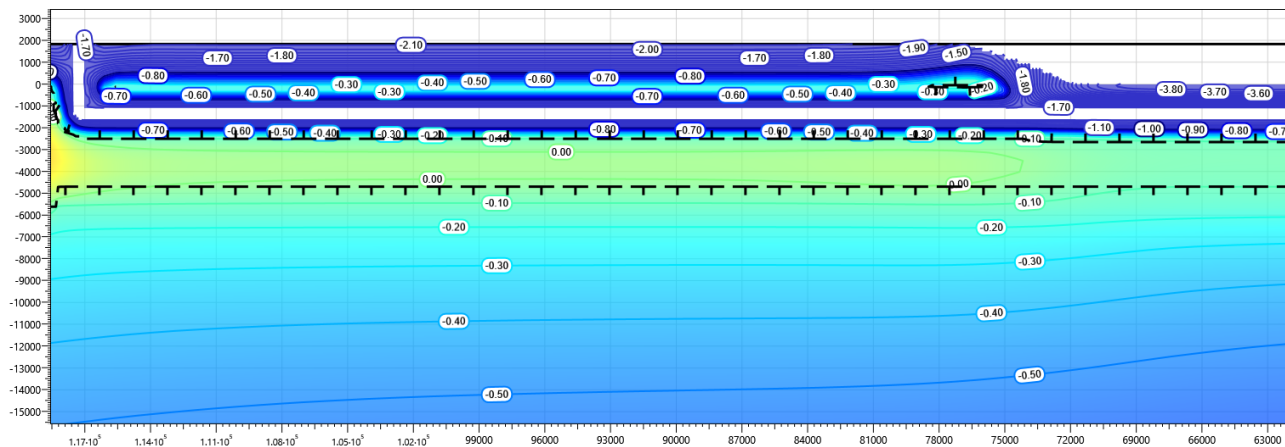




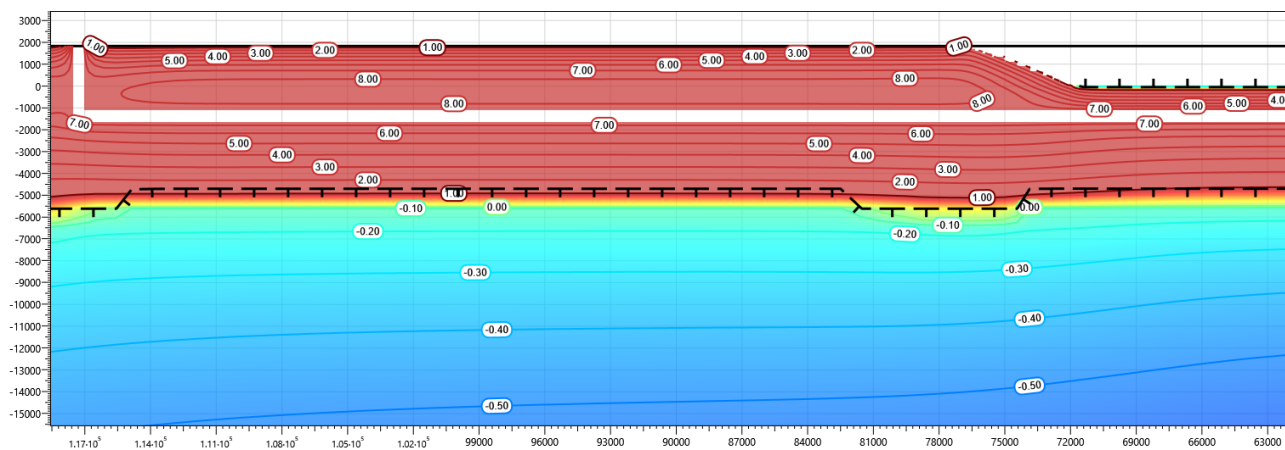
**Рисунок В.149 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.**



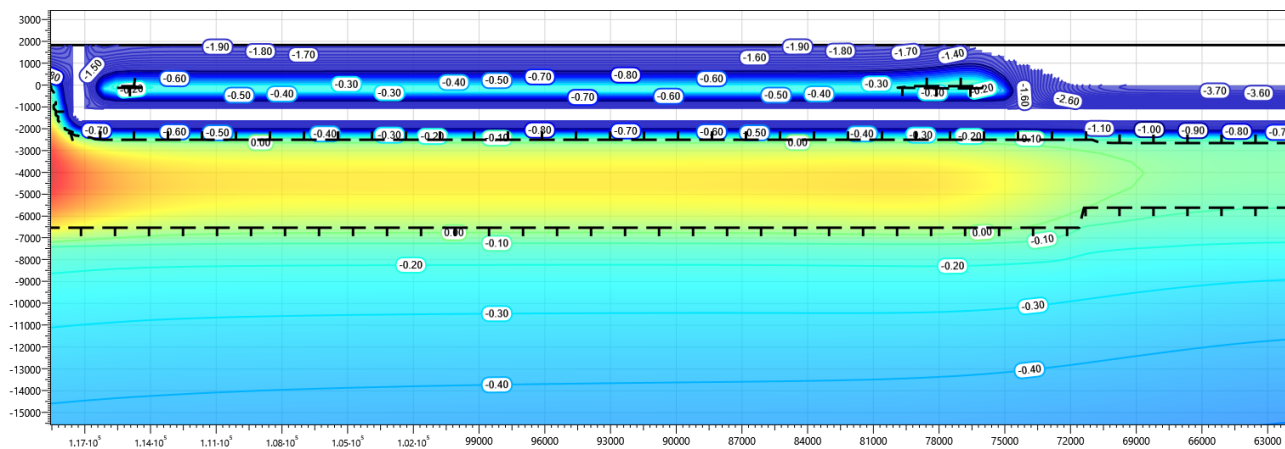
**Рисунок В.150 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.**



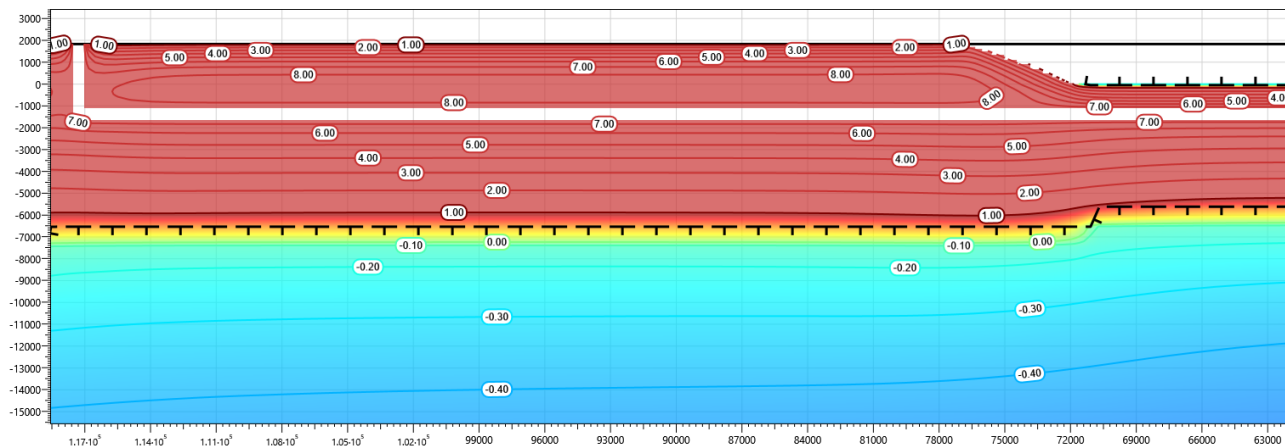
**Рисунок В.151 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.152 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.153 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.154 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3025д. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

**Приложение Г****Результаты температур продукта****Таблица Г.1 -Температура границы куста 5 - т.в.2,DN250, L=2016м**

Периоды	Температура, °С	
	в начале	в конце
<b>янв.28</b>	-12.8	-12.9
<b>фев.28</b>	-15.6	-16.4
<b>мар.28</b>	-16.9	-18.7
<b>апр.28</b>	-17.6	-20.1
<b>июл.28</b>	-19.7	-20.2
<b>янв.29</b>	-21.2	-21.5
<b>мар.29</b>	-21.4	-20.9
<b>авг.29</b>	-21.4	-17.4
<b>мар.30</b>	-21.7	-20.1
<b>авг.30</b>	-21.0	-16.7
<b>ноя.30</b>	-22.9	-20.6
<b>дек.30</b>	-23.0	-20.8
<b>авг.31</b>	-20.8	-15.8
<b>мар.32</b>	-20.9	-18.5
<b>авг.32</b>	-18.8	-12.7
<b>мар.33</b>	-20.3	-17.1
<b>авг.33</b>	-19.0	-11.2
<b>мар.34</b>	-20.4	-16.1
<b>авг.34</b>	-17.8	-8.2
<b>мар.35</b>	-19.4	-14.1
<b>авг.35</b>	-16.1	-4.4
<b>мар.36</b>	-21.7	-11.4
<b>авг.36</b>	2.5	9.4

**Таблица Г.2 -Температура границы т.в. 2- т.в. 3, DN300, L=1357м**

Периоды	Температура, °С	
	в начале	в конце
<b>янв.28</b>	-12.5	-13.3
<b>фев.28</b>	-17.5	-20.1
<b>мар.28</b>	-18.7	-22.0
<b>апр.28</b>	-19.1	-22.7
<b>июл.28</b>	-16.8	-19.2
<b>янв.29</b>	-16.5	-18.8
<b>мар.29</b>	-16.1	-17.7
<b>авг.29</b>	-9.7	-10.1
<b>мар.30</b>	-16.7	-17.6
<b>авг.30</b>	-9.1	-9.2
<b>ноя.30</b>	-15.4	-16.1
<b>дек.30</b>	-16.2	-16.9
<b>авг.31</b>	-7.9	-7.8
<b>мар.32</b>	-14.4	-14.8
<b>авг.32</b>	-4.9	-4.3
<b>мар.33</b>	-13.0	-13.0
<b>авг.33</b>	-2.8	-1.8
<b>мар.34</b>	-11.8	-11.4
<b>авг.34</b>	-0.1	1.3
<b>мар.35</b>	-10.2	-9.6
<b>авг.35</b>	1.8	4.0
<b>мар.36</b>	-8.8	-7.2
<b>авг.36</b>	10.8	11.6

**Таблица Г.3 -Температура границы т.в. 3 - на УПНГ, DN500, L=9581м**

Периоды	Температура, °С	
	в начале	в конце
<b>яна.28</b>	-13.3	-10.3
<b>фев.28</b>	-20.1	-17.6
<b>мар.28</b>	-22.0	-19.9
<b>апр.28</b>	-22.7	-20.2
<b>июл.28</b>	-17.3	-11.2
<b>январ.29</b>	-14.8	-14.9
<b>мар.29</b>	-15.1	-15.7
<b>авг.29</b>	-11.9	-7.9
<b>мар.30</b>	-18.2	-17.1
<b>авг.30</b>	-12.9	-7.8
<b>ноя.30</b>	-17.9	-15.3
<b>дек.30</b>	-18.6	-16.3
<b>авг.31</b>	-11.7	-5.6
<b>мар.32</b>	-17.0	-14.2
<b>авг.32</b>	-9.1	-1.8
<b>мар.33</b>	-15.3	-11.8
<b>авг.33</b>	-6.5	1.6
<b>мар.34</b>	-13.4	-9.5
<b>авг.34</b>	-3.3	5.0
<b>мар.35</b>	-11.6	-7.6
<b>авг.35</b>	-1.3	8.2
<b>мар.36</b>	-10.4	-5.2
<b>авг.36</b>	9.0	12.5