



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №10**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
5	8691-25		17.10.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №10**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КП10-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-КП10-П-ТКР.01.00-С-001		Содержание тома 3.1						Изм.1,2,3,4,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-СП.00.00-СП-001		Состав проектной документации									
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-001		Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть						Изм.1,2,3,4,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-001		Куст скважин N10. Схема сбора нефти и газа Тас-Юряхского месторождения						Изм.1,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-002		Куст скважин N10. Площадка дренажной емкости 10Л-ЕД-002 V=8м³ на т.вр.4. План. Виды А и Б						Изм.5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-003		Куст скважин N10. Схема принципиальная технологическая узлов запуска и приема СОД и УЗА-005 в т.вр. 5						Изм.1,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-004		Куст скважин N10. Схема принципиальная технологическая узлов запуска и приема СОД и УЗА-004 в т.вр. 4						Изм.1,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-005		Куст скважин N10. Схема принципиальная технологическая узла приема СОД и узла охранной запорной арматуры перед УПНГ						Изм.1,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-006		Куст скважин N10. Площадка узлов приема СОД DN200 и DN250, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.5. План. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4						Изм.1,2,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-007		Куст скважин N10. Площадка узла приема СОД DN400, узла запуска СОД DN500 и УЗА-004 на т.вр.4. План. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5						Изм.1,2,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-008		Куст скважин N10. Узел приема СОД DN500 и узел охранной запорной арматуры в районе УПНГ. План. Разрезы 1-1, 2-2						Изм. 1,5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-009		Куст скважин N10. Площадка дренажной емкости 10Л-ЕД-001 V=8м³ на т.вр.5. План. Виды А и Б						Изм. 5 (Зам.)			
ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-010		Куст скважин N10. Кожухи защитные КЗ и защитные разрезные КЗР для трубопроводов без теплоизоляции. Разрезы.						Изм. 1,5 (Зам.)			
Взам. инв. №	ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-011		Куст скважин N10. Узел врезки на территории УПНГ нефтегазосборного трубопровода от совмещенной площадки СОД до УПНГ. План. Вид А						Изм. 5 (Нов.)		
	ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-РР-001		Куст скважин N10. Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода						Изм. 1		
Подпись и дата											
	5	-	Зам.	8691-25		17.10.25	ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-С-001				
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Инв. № подл.	Разраб.		Бурман			17.10.25	Содержание тома 3.1		Стадия	Лист	Листов
									П		1
	Н.контр.		Поликашина			17.10.25			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.А. Колмыков
Ведущий инженер	О.В. Иванова
Ведущий инженер	М.И. Бурман
Ведущий инженер	И.С. Агеев

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	1-4
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.)	1-13
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-13
1.4.2 Заболачивание	1-14
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов.....	1-14
1.4.4 Подтопление	1-15
1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов	1-15
1.4.6 Сейсмичность	1-16
1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1-17
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-19
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-19
1.7 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-20
1.8 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-21
1.9 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-21
1.9.1 Узлы приема средств очистки и диагностики	1-25
1.9.2 Емкость дренажная.....	1-27
1.9.3 Запорная арматура	1-28
1.9.4 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №10 через препятствия.....	1-29
1.9.4.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации	1-29
1.9.4.2 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги.....	1-33
1.9.4.3 Переходы нефтегазосборного трубопровода водные преграды	1-34
1.9.5 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №10	1-35
1.9.6 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	1-36
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-40
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-40
1.12 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-40
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-41
1.14 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-42
1.15 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-42
1.16 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	1-43
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	2-6
2.5.3	Расчёт срока службы промысловых трубопроводов	2-7
2.5.4	Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2-8
2.5.5	Расчёт прилегания	2-10
2.5.6	Выбор типоразмеров труб	2-11
2.6	ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	2-13
2.7	РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ	2-13
2.8	СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-16
2.9	АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2-17
3	ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА	3-1
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
Приложение В	Технические условия на подключение проектируемого трубопровода от КП10 к проектируемой УПНГ	В-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 №10».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10 до т.вр.4, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN200, PN63 DN300, PN63;
- Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.5 до т.вр. 4, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN400, PN63;
- Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.4 до камеры приема СОД (10Л-КП-003), со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, PN63;
- Нефтегазосборный трубопровод от камеры приема СОД (10Л-КП-003) до установки подготовки нефти и газа дожимной насосной станции (УПНГ ДНС), 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 №10», утвержденное техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 26 июля 2024 г.;
- Приложения №№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 к заданию на проектирование;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» август – ноябрь 2024 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), Мирниском улусе, на Тас-Юряхском месторождении.

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 N10 до УПНГДНС. Участок N1 КП10-Начало совместной прокладки: КП N10 - т.вр. 5. ПК0+00-ПК61+60,0 ПК61+93,25

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (7,0-17,0 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.

Участок ПК0+0-ПК35+70

В разрезе скв. 10-39 наблюдается активное переслаивание талых и мерзлых песков: на глубине 0,2 м лежит песок средний крупности рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 435), мощность слоя – 6,3 м. Его подстилает суглинок пластичномерзлый слабодистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 1,3 м. С глубины 7,8 м и до забоя разрез скважины представлен песком мелким твердомерзлым слабодистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 5,7 м.

На ПК0+35-ПК5+40 на глубине 0,3 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 4,2-5,3 м. На ПК0+35-ПК8+30 с глубины 4,5-5,6 м и до забоя скважин разрез представлен песком мелким твердомерзлым слабодистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 4,4-5,5 м. На ПК5+50-ПК7+85 на глубине 9,0 м лежит слой песка средней крупности твердомерзлого слабодистого массивной криотекстуры, в талом состоянии влажного (ИГЭ 438), мощностью 1,0 м.

На ПК8+30-ПК17+70 разрез однообразен и представлен талыми грунтами. С глубины 0,3 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3-0,5 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 9,2-9,4 м. В скв. 1068 на глубине 0,6 м и 9,0 м выклинивается песок пылеватый рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 1,0-4,4 м.

На ПК17+70-ПК32+50 инженерно-геологический разрез сложен талыми и мерзлыми грунтами.

На ПК17+70-ПК21+20 на глубине 0,1 м встречен суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 1,8-1,9 м. На глубине 1,9-2,0 м лежит песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 2,1-2,3 м. На глубине 6,5-8,5 м бурением встречен слой песка средней крупности твердомерзлого слабодистого массивной криотекстуры, в талом состоянии влажного (ИГЭ 438), мощностью 1,5-3,5 м.

На ПК17+70-ПК23+0 с глубины 4,0-8,5 м разрез представлен песком мелким твердомерзлым слабодистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 2,2-4,5 м. В скважине 383 на глубине 6,7 м выклинивается линза песка средней крупности твердомерзлого слабодистого массивной криотекстуры, в талом состоянии влажного (ИГЭ 438) мощностью 1,8 м.

На ПК 23+0-ПК32+50 с глубины 0,1-0,3 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3-5,2 м. Большую часть разреза занимает песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный (ИГЭ 448), встреченный на глубинах 0,5-9,0 м, мощность – 1,0-9,5 м. На глубине 0,6-0,8 м лежит слой песка средней крупности рыхлого средней степени водонасыщения (ИГЭ 435), мощность – 1,4-1,7 м. На глубинах 2,2-9,0 встречен песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 438), мощность слоев и линз составляет 1,0-6,8 м.

На ПК 32+50-ПК35+70 разрез скважин представлен талыми грунтами. С глубины 0,1 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 1,9-2,7 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 2,0-7,7 м. В скважине 1061 на глубине 4,5 м и 8,5 м встречены линзы песка пылеватого рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 1,5-2,0 м.

Участок ПК35+70-ПК61+60 ПК61+93

На ПК35+70-ПК38+0, на ПК39+80-ПК44+20, ПК53+20-ПК61+60 ПК61+93 с глубины 0,1-0,2 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью от 0,2 м до 2,9 м. На ПК 38+0-ПК39+80, ПК44+20-ПК53+20 на глубине 0,1-0,2 м встречен суглинок пластичномерзлый слабольдистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 1,0-5,3 м.

На ПК35+70-ПК44+20 песчаная часть разреза представлена: песком мелким рыхлым средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), глубина кровли – 0,3-2,3м, мощность – 2,5-2,7 м, а также песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры в талом состоянии влажным (ИГЭ 448) мощностью 5,2-8,0 м, глубина кровли слоя – 2,0-7,3 м.

На ПК44+20-ПК53+20 разрез сложен мерзлыми грунтами. Песчаная часть разреза представлена:

- песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощностью 4,6-5,0 м, глубина кровли слоя – 1,0-7,0 м.
- песком средней крупности твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 438) мощностью 2,0-5,0 м.
- песком пылеватым твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 458) мощностью 2,0-5,0 м, глубина кровли 5,0-5,7 м.

В скважине 1052-1 на глубине 2,7 м встречен песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 458) мощностью 2,3 м.

На ПК53+20-ПК61+93 песчаная часть разреза представлена песком мелким рыхлым средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), глубина кровли – 0,3-5,0 м, мощность – 2,5-1,0-6,7 м, а также песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры в талом состоянии влажным (ИГЭ 448) мощностью 1,8-4,9 м, глубина кровли слоя – 3,0-3,1 м. В скважинах 1052-1**, 1051**, 275** на глубинах 1,7-5,0 м встречаются выклинивания песка средней крупности рыхлого средней степени водонасыщения (ИГЭ 435), мощностью 2,0-3,0 м. В скважине 1049** на глубине 1,6 м встречена линза песка пылеватого рыхлого средней степени водонасыщения (ИГЭ 455) мощностью 2,4 м.

Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до УПНГДНС. Участок N1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 5 - т.вр. 4. ПК61+93,25 ПК62+12- ПК98+75 ПК99+4,97

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (7,0-10,0 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 ПК61+93,25 ПК62+12-ПК65+0, ПК68+40-ПК71+20-ПК99+4,97 на глубине 0,1-0,3 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3-6,7 м.

В геологическом строении разреза на глубине 1,0-3,4 м принимает участие песок мелкий, пылеватый и средней крупности средней степени водонасыщения (ИГЭ 435, 445, 455), мощностью 2,6-5,4 м.

На ПК65+0-ПК68+40 на глубине 0,2-0,5 м встречен суглинок пластичномерзлый слабодистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 4,2-4,6 м.

На ПК66+0-ПК68+40, ПК71+20-ПК74+60, ПК79+80-ПК83+0, ПК95+80-ПК98+75 ПК98+90 и в скв.271** на глубине 0,2-9,1 м вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные песками мелкими твердомерзлыми слабодистыми массивной криотекстуры в талом состоянии влажными (ИГЭ 448), мощностью 0,9-7,8 м.

На ПК64+90-ПК68+40, ПК72+80-ПК74+60, ПК77+0-ПК83+10, ПК85+0-ПК88+60, ПК96+20-ПК98+75 ПК99+4,97 вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные песками пылеватыми твердомерзлыми слабодистыми массивной криотекстуры, в талом состоянии влажными (ИГЭ 458), мощностью 0,9-8,8 м.

На глубине 0,2-6,9 м в скважинах 1047-1**, 273-1**, 1006**, 1044-1**, 42** вскрыт многолетнемерзлый грунт, представленный песком средней крупности твердомерзлым слабодистым массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлым влажным (ИГЭ 438), мощностью 2,1-2,3 м.

Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до УПНГДНС. Участок N1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 4 - Начало совместной прокладки. ПК99+4,97 ПК99+30-ПК133+90.89

ПК99+04,97 ПК99+30 – ПК113+75

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (7,0-10,0 м) принимают участие грунты, представленные суглинками, песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

На ПК102+55-ПК113+75 и в скв. 6200 в геологическом строении разреза на глубине 0,3-2,3 м принимает участие песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 4,5-6,0 м. В скв. 264** на глубине 1,0 м, а также в скв. 1002**, 1026** на глубине 3,1 м вскрыты линзы песка пылеватого рыхлого средней степени водонасыщения (ИГЭ 455), мощностью 1,3-1,5 м. На глубине 0,1-0,3 м вскрыт суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный сезонномерзлый (ИГЭ 203), мощностью 0,7-2,9 м.

На ПК99+13-ПК102+55, ПК111+0-ПК113+40 на глубине 4,1-6,9 м вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные песками мелкими твердомерзлыми слабодистыми массивной криотекстуры в талом состоянии влажными (ИГЭ 448) мощностью 1,5-6,0 м.

На ПК99+04,97-ПК102+47 на глубине 3,0-4,8 м вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные песками пылеватыми твердомерзлыми слабольдистыми массивной криотекстуры в талом состоянии влажными (ИГЭ 458) мощностью 1,0-5,2 м.

ПК113+75 – ПК133+90.89

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (7,0-10,0 м) принимают участие грунты, представленные суглинками, песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3 м.

В геологическом строении разреза на глубине 0,2-6,5 м принимает участие песок мелкий, пылеватый и средней крупности средней степени водонасыщения (ИГЭ 435, 445, 455), мощностью 4,0-7,2 м. На глубине 0,1-5,0 м вскрыт суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный сезонномерзлый (ИГЭ 203), мощностью 0,5-2,9 м.

В скважинах 1017**, 12**, 19**, 1024**, 20**, 1025**, 21** на глубине 6,0-8,0 м вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные песками мелкими твердомерзлыми слабольдистыми массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлыми влажными (ИГЭ 449), мощностью 2,0-4,0 м. В скважинах 1027**, 12** на глубине 2,0 м также вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные суглинками пластичномерзлыми слабольдистыми в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного (ИГЭ 209), мощностью 1,0 м. На глубине 7,8-7,9 м в скважинах 259, 15 вскрыт многолетнемерзлый грунт, представленный песком средней крупности твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлым влажным (ИГЭ 438), мощностью 2,1-2,2 м.

Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до УПНГДНС. Участок N2 Начало совместной прокладки - Совмещенная площадка СОД. ПК0 – ПК44+77,63 ПК21+90,96

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

Разрез представлен песками пылеватыми и мелкими средней степени водонасыщения средней плотности, мощностью до 0,4-11,5 метров.

В районе ПК21+90 на глубине 11,5 метров (скважина 1а**) вскрываются пески мелкие твердомерзлые слабольдистые массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлые влажные, мощностью 5,5 м.

На ПК0+0,00-ПК09+17,00 на глубине 0,3 метров (скважина 7**, 8**, 1000**, 10**, 1001**, 11**) вскрываются пески пылеватые средней степени водонасыщения средней плотности, мощностью до 6,3 метра.

Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до УПНГДНС. Участок N3 Совмещенная площадка СОД – УПНГДНС. ПК2+08,5 ПК1+89,69 к.тр.

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 9,1-12,4 м. С 9,2-12,5 разрез сложен песками мелкими твердомерзлыми слабольдистыми (ИГЭ 449), мощностью 4,5-7,8 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 Ангара-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 проморожены. 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 вскрыт.

На смежной территории, водоносный горизонт приурочен к песчаным грунтам. Грунтовые воды преимущественно безнапорные, местами могут обладать слабым напором, его величина может возрасти 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. Появление грунтовых вод прогнозируется в паводковый и многоводный период года с установлением на глубине, соотносящейся с высотой уреза ближайших поверхностных водотоков.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

Подземные воды по режиму питания относятся к смешанному типу: подземно-паводковые и техногенные. 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 имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами. Гидрография района представлена пересекаемыми ложбинами стока – 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 436, коэффициент фильтрации варьируется от 5.8 м³/с до 7.1 м³/с среднее значение составляет 6.38 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

Характеристика климата составлена по данным метеостанции Дорожный, обобщенным за многолетний период, предоставленным «Якутским УГМС».

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

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

Весна наступает в мае под влиянием выноса теплых 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°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°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 — по-

рядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии.

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

Температура воздуха и почвы

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

Расчетная нормативная глубина сезонного промерзания грунта для района изысканий, согласно СП 22.13330.2016, равна 2,65 м.

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.

Минимальная относительная влажность воздуха – 11%, максимальная относительная влажность воздуха – 100%.

Наибольшая месячная высота снежного покрова по постоянной рейке – 92 см.

Опасные метеорологические явления и климатическое районирование местности

Опасными гидрометеорологическими явлениями на участке изысканий (Мирнинский район) могут быть:

- чрезвычайная пожароопасность;
- сильный ветер.

В соответствии с СП 47.13330.2016 опасными гидрометеорологическими явлениями на участке изысканий могут быть:

- очень сильный дождь – более 50 мм за 12 ч;
- ливень – слой осадков более 30 мм за 1 ч;
- сильный мороз – абсолютный минимум температуры воздуха равен минус 59,5°C.

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, °C (карта 4) – минус 50°C;

по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °C (карта 5) – плюс 32°C.

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 заболачивание грунтов, морозное пучение, подтопление.

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

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

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

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) в целом по объекту имеют локальное распространение, мощностью от 1,7 м до 16,5 м. Вскрытая мерзлота преимущественно «несливающегося типа».

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от минус 0,30 до минус 0,90 °С. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,70 °С.

Многолетнемерзлые и сезонно-мерзлые грунты представлены элювиально-делювиальными отложениями (edQIII-IV):

- 209 Суглинок пластичномерзлый слабольдистый криотекстура слоистая в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (eQII-III)
- 448 Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный (eQII-III)
- 458 Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (eQII-III)
- 438 Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (eQII-III)

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. При проектировании рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по I принципу. В этом случае многолетнемерзлые грунты основания используются в

мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации сооружения; подошва фундамента опирается на многолетнемерзлые грунты.

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 вышеперечисленных 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 предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Неравномерность сезонного пучения вызывает формирование плоских бугров высотой до 1 м и диаметром 5-10 м или плоско-выпуклых поднятий с поперечником 0,5÷1,0 м и высотой не более 0,5÷1,0 м.

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

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории практически повсеместно будут активно протекать процессы морозного пучения грунтов.

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

ИГЭ — 209, 448 среднепучинистые;

ИГЭ — 203, 435, 438, 448, 455, 458 слабопучинистые.

1.4.4 Подтопление

Протяженность естественно подтопленных территорий в неблагоприятный период (октябрь-май) составляет менее 25% от общей площади участка работ, в период июнь-сентябрь свыше 75% от общей площади участка.

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

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

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

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

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

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

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

По степени воздействия факторы техногенного подтопления ранжируются в основные ряды:

- инфильтрация утечек из водопроводных, канализационных и тепловых сетей;
- подпор грунтовых вод искусственными водотоками;
- инфильтрация воды из резервуаров, водоемов, хранилищ стоков от технологических циклов промышленных предприятий;
- барраж (подпор) водотока грунтовых вод сваями, подземными частями зданий и сооружений;
- конденсация воды в засыпанных пазухах котлованов и траншей под отмосками на затененных участках и участках, находящихся под покрытиями на участках производства;
- тепловлагоперенос на участках производств с разным температурным режимом.

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 оттаивани-

ями 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 слабодистый в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	-	2,17
438	Песок средней крупности твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,13
449	Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлый влажный	-	3,01
458	Песок пылеватый твердомерзлый слабодистый 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	-
445	Песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения	3,62	-
455	Песок пылеватый рыхлый средней степени водонасыщения	3,49	-
448	Песок мелкий твердомерзлый слабодистый 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 превышают 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 B.4, B.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:

- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10 до т.вр.5, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN200 DN300, L=6154 6204 м.;
- Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.5 до т.вр.4, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN400, L=3664 3696 м;
- Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.4 до совмещенной площадки СОД, со следующими техническими характеристиками - условный диаметр трубопровода DN500, L=7939 5670 м, который включает в себя:
 - а) нефтегазосборный трубопровод от т.вр.4 до начала совместной прокладки, условный диаметр трубопровода DN500, L=3461 3466 м;
 - б) нефтегазосборный трубопровод от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД, условный диаметр трубопровода DN500, L=4478 2204 м;
- Нефтегазосборный трубопровод от совмещенной площадки СОД до УПНГДНС, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN500, L=202 190 м.

Предусматриваются промышленные 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 относится к I классу, категории С, за исключением участка DN200 от КП10 до т.вр.5 – данный участок нефтегазосборного трубопровода относится ко II классу, категории Н.

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 №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения на основании письма №11/1/012977 ООО «Газпромнефть-Запоярь» от 12.11.2024г. Максимальные показатели для куста №10: по нефти 496,3 431,3 тыс.т/год (2028 год), по жидкости 715,2 1024,8 тыс.т/год (2028 2029 год), по газу 96,7557 153,346 млн.м³/год (2028 год).

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, расчетное время работы 8400 ч/год.

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

Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10, включает в себя строительство нефтегазосборного трубопровода:

- Участок №1 КП №10 – т.вр. КП №9 (от куста скважин №10 до т.вр.5);
- Участок №2 т.вр. КП№9 – т.вр. КП №8 (от т.вр.5 до т.вр.4);
- Участок №3 т.вр. КП№8 – УПНГДНС (от т.вр.4 до УПНГДНС), который включает следующие участки трубопровода:
 - а) нефтегазосборный трубопровод от т.вр.4 до начала совместной прокладки;
 - б) нефтегазосборный трубопровод от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД;
 - в) нефтегазосборный трубопровод от совмещенной площадки СОД до УПНГДНС с сооружениями, обеспечивающими ввод в эксплуатацию объекта.

1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10 до площадки узлов приема СОД DN200 DN300 и DN250, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.5, составляет DN200 DN300.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от площадки узлов приема СОД DN200 DN300 и DN250, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т. вр.5 до площадки узла приема СОД DN400, узла запуска СОД DN500 и УЗА-004 на т. вр.4, составляет DN400.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от площадки узла приема СОД DN400, узла запуска СОД DN500 и УЗА-004 на т. вр.4 до совмещенной площадки СОД, составляет DN500.

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

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10 до УПНГДНС является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП10-ZV-001 являются границей технологического и промышленного трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является узел врезки на территории обвалования УПНГДНС (см. лист ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-011).

В точке врезки 5 предусматривается площадка с единым ограждением, в составе которой (см. лист ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-006):

- запорная арматура с ручным приводом 09Л-MV-001 DN250 PN63 УЗА №5;
- узел приема СОД DN200 DN300 PN63 10Л-КП-001;
- узел приема СОД DN250 PN63 09Л-КП-001;
- узел запуска СОД DN400 PN63 10Л-КЗ-001.

В точке врезки 5 в одном обваловании с площадкой камер СОД и УЗА располагается подземная дренажная емкость 10Л-ЕД-001. Для обслуживания технологического оборудования предусматривается общий подъезд для транспорта.

В точке врезки 4 предусматривается площадка с единым ограждением, в составе которой (см. лист ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-007):

- запорная арматура с ручным приводом 08Л-MV-001 DN300 PN63 УЗА №4;
- узел приема СОД DN400 PN63 10Л-КП-002;
- узел запуска СОД DN500 PN63 10Л-КЗ-002.

В точке врезки 4 в одном обваловании с площадкой камер СОД и УЗА располагается подземная дренажная емкость 10Л-ЕД-002. Для обслуживания технологического оборудования предусматривается общий подъезд для транспорта.

В районе УПНГДНС располагается в едином ограждении:

- совмещенная площадка узла приема СОД DN500 PN63 10Л-КП-003, узла охранной запорной арматуры 10Л-ZV-001 и узла приема СОД DN500 PN63 05Л-КП-003. Узел приема СОД DN500 PN63 05Л-КП-003 проектируются в проекте 1325/10.1 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5»;
- 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 №10 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 №10 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 №10 с напорным нефтепроводом, запроектированным в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юрхского месторождения. Участок 1» от ПК38+67,66 (по трассе до т.вр.5) до ПК21+58,47 (совмещенная площадка узла приема СОД, в районе УПНГДНС), 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-КП10-П-ТКР.01.00-РР-001 расстояние между осями трубопроводов составляет 15 метров. Протяженность участка параллельной прокладки 11703 м.

Согласно этим же расчетам, максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 481 мм без применения теплоизоляции и до 287 мм с применением теплоизоляции толщиной 50 мм на участках залегания мерзлых суглинков;

В районах распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК24+60÷ПК26+20, ПК49+80÷ПК53+60, ПК61+00÷ПК62+50, ПК64+60÷ПК68+60, ПК82+80÷ПК85+40 для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 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 Антикоррозионная 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 №10 предусмотрена установка камер приема/запуска СОД в данном проекте:

- в точке врезки 5:
 - а) узел приема СОД ~~DN200DN300~~ PN63 10Л-КП-001 (узел запуска СОД ~~DN200DN300~~ PN63 находится на КП10 и входит в состав сооружений КП10);
 - б) узел приема СОД DN250 PN63 09Л-КП-001 (узел запуска СОД DN250 PN63 находится на КП09 и входит в состав сооружений КП09, см. проект 1325/11 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8,9»);

- в) узел запуска СОД DN400 PN63 10Л-КЗ-001;
- в точке врезки 4:
 - а) узел приема СОД DN400 PN63 10Л-КП-002;
 - б) узел запуска СОД DN500 PN63 10Л-КЗ-002;
- в районе УПНГ ДНС на совмещенной площадке предусмотрен узел приема СОД DN500 PN63 10Л-КП-003.

Узлы расположены на открытых площадках в составе промыслового трубопровода, поэтому трубопроводы на узлах СОД относятся к промысловым 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-КП10-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.

Дренаживание камеры запуска/приема осуществляется после завершения операции по запуску/приему СОД и отключения ее от нефтегазосборного трубопровода при открытом воздушнике.

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 5 в дренажную подземную емкость 10Л-ЕД-001 объемом 8 м^3 ~~5 м³~~;
- в точке врезки 4 в дренажную подземную емкость 10Л-ЕД-002 объемом 8 м^3 .

В районе ~~УПНГДНС~~ дренажная подземная емкость ЕП-001 объемом 8 м^3 запроектирована в проекте 1513/37 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского 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 газозооушной смеси емкость оснащается воздушником DN100 высотой 5 м, ~~на конце которого устанавливается клапан дыхательный, совмещенный~~ 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 №10, 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 10 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновка дренажной емкости 10Л-ЕД-001 объемом 8 м^3 ~~5 м^3~~ приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-009.

Компоновка дренажной емкости 10Л-ЕД-002 объемом 8 м^3 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

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 5 УЗА-005 09Л-MV-001 с ручным управлением, 10Л-XV-001 и 10Л-XV-002 с электроприводом;
- в точке врезки 4 УЗА-004 08Л-MV-001 с ручным управлением, 10Л-XV-003, 10Л-XV-004, 10Л-XV-005, 10Л-XV-006, 10Л-XV-007, 10Л-XV-008) с электроприводом.

Согласно п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 в районе УПНГДНС на совмещенной площадке узла запуска СОД предусмотрена охранная запорная арматура с электроприводом DN500 PN63 10Л-ZV-001 и арматура с электроприводом DN500 PN63 10Л-ZV-002, которая выполняет функции арматуры 10Л-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 УПНГДНС.

Предусмотрена возможность работы охранной 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 10 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновка узла запорной арматуры в точке врезки 5 УЗА-005 09Л-MV-001 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

Компоновка узла запорной арматуры в точке врезки 4 УЗА-004 08Л-MV-001 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

Компоновка охранной запорной арматуры с электроприводом 10Л-ZV-001 и арматура с электроприводом 10Л-ZV-002 приведена на листе ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

1.9.4 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №10 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 №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: КП №10 - т.вр 5								

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения, град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха, м	Владелец
км	ПК+							
3,87	38+67.66	Ось проектн. тр. напорный нефтепровод. Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УЗ СОД-001 - ПК219+19.4	-	60°00'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»
6,18	61+84.97	Ось проектн. тр. нефтегазосборного трубопровода КПН9 - т.вр. 5	-	89°59'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 5 – т.вр. 4								
3,71	99+1.04	Ось проектн. тр. нефтегазосборного трубопровода КПН8 - т.вр. 4	-	89°59'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 4 – Начало совместной прокладки								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №2 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД								
0,01	0+15.00	Ось проектн. тр. напорный нефтепровод. Тас-Юряхского месторождения. Участок 1. УЗ СОД-001 - ПК219+19.4	-	90°00'	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №3 Совмещенная площадка СОД – УПНГ								

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения, град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха, м	Владелец
км	ПК+							
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 линии		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения		Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого			левого	правого		
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: КП №10 - т.вр 5																	
0	2	54,53	ш.1325/15 ось проектн. ВЛ-10 кВ N2 т.вр. ВЛ-10 кВ N1 КП10 - КТП КП10	-	90°00'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»	-
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 5 – т.вр. 4																	
пересечений нет																	
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 4 – Начало совместной прокладки																	
пересечений нет																	
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №2 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД																	
1	5	33,54	проект. тр. ВЛ-10 кВ N2 ПС 110/10 кВ - КТП КП8. Участок 2	-	89°02'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»	-

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	45,35	проект. тр. ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ - КТП КП8. Участок 2	-	89°01'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»	-
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №3 Совмещенная площадка СОД – УПНГ																
пересечений нет																

Все пересечения нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №10 с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

Нефтегазосборный трубопровод куста скважин №10 пересекает:

- проектируемую ВЛ-10 кВ ПК2+54,54 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- проектируемую ВЛ-10 кВ ПК5+33,54 и ПК5+45,35 на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД;
- проектируемый подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 на ПК38+68 ПК38+67,66 на участке трассы от КП №10 до т.вр.5;
- проектируемый подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 на ПК0+15,0 на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД.

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 нефтепроводами на ПК38+68 ПК38+67,66 составляет 60°00', 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.

Категория участков 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
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: КП №10 - т.вр 5										
1	1	7+38.07	Ось проектн. тр. АД IV-н категории к КП-10	-	-	-	-	-	90°00'	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 5 – т.вр. 4										
пересечений нет										
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 4 – Начало совместной прокладки										
пересечений нет										
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №2 Начало совместной прокладки – Совмещенная площадка СОД										
2	1	0+42.95	Ось проектн. тр. АД IV-н категории к КП-10	-	-	-	-	-	90°00'	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №3 Совмещенная площадка СОД – УПНГ										
пересечений нет										

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от куста скважин №10 пересекают проектируемую автодорогу (IV категории) на КП10:

- на ПК7+38,07 на участке трассы от КП №10 до т.вр.5 (с устройством футляра защитного 426х10 L=30 м от ПК7+23,07 до ПК7+53,07);
- на ПК0+42,95 на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД (с устройством футляра защитного 820х10 L=19 м от ПК0+35 до ПК0+54);
- на ПК2+00 на участке трассы от совмещенной площадки СОД до УПНГ (с устройством футляра защитного 820х10 L=15 м от ПК1+93,5 до ПК2+08,5).

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 №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: КП №10 - т.вр 5														
пересечений нет														
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 5 – т.вр. 4														
пересечений нет														
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №1 КП10-Начало совместной прокладки: т.вр. 4 – Начало совместной прокладки														
пересечений нет														
Трубопровод нефтегазосборный от КП №10 до УПНГ. Участок №2 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 №10 до УПНГ. Участок №3 Совмещенная площадка СОД – УПНГ														
пересечений нет														

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от куста скважин №10 пересекают следующие гидрологические объекты:

- ложбина стока на ПК6+80,85 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- ложбина стока на ПК16+45,25 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- ложбина стока на ПК22+85,25 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- ложбина стока на ПК37+80,76 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- ложбина стока на ПК45+80,76 на участке трассы от КП10 до т.вр.5;
- ложбина стока на ПК104+60 на участке трассы от т.вр.4 до начала совместной прокладки;
- ложбина стока на ПК16+60 на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД;
- ложбина стока ручья без названия на ПК34+17,96 на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадки СОД.

На пересечении с данными естественными преградами для защиты от размыва грунта на участке производства работ по укладке подземных трубопроводов траншейным методом выполняются работы по укреплению склона георешетками с наброской щебня (конструкция приведена на чертеже ТЮ-КП10-П-ППО.00.00-ГЧ-031, см. том 2):

- на участке трассы от КП10 до т.вр.5 от ПК6+73,85 до ПК6+88,85 выполнено укрепление склона площадью 98,4 м²;
- на участке трассы от КП10 до т.вр.5 от ПК16+37,25 до ПК16+53,25 выполнено укрепление склона площадью 98,4 м²;
- на участке трассы от КП10 до т.вр.5 от ПК22+77,25 до ПК22+93,25 выполнено укрепление склона площадью 98,4 м²;
- на участке трассы от КП10 до т.вр.5 от ПК37+82,76 до ПК37+98,76 выполнено укрепление склона площадью 98,4 м²;
- на участке трассы от КП10 до т.вр.5 от ПК45+72,76 до ПК45+88,76 выполнено укрепление склона площадью 98,4 м²;
- на участке трассы от т.вр.4 до начала совместной прокладки от ПК103+62 до ПК104+86,44 выполнено укрепление склона площадью 762,6 м²;
- на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадке СОД от ПК15+30 до ПК16+81,28 выполнено укрепление склона площадью 930,4 м²;
- на участке трассы от начала совместной прокладки до совмещенной площадке СОД от ПК33+50 до ПК35+03,5 выполнено укрепление склона площадью 944 м².

1.9.5 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №10

Трасса обозначается километровыми и опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости.

Знаки закрепления трассы устанавливаются:

- на углах поворота трубопровода;
- на пересечениях трубопровода с коммуникациями. При этом фундамент знака смещен относительно пересекаемой коммуникации во избежание ее повреждения;

– на переходах через автодорогу по обе стороны от автодороги.

Знаки закрепления трассы устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

На переходах трубопровода через автодороги с каждой стороны от оси перехода трубопровода через автодорогу устанавливаются предупредительные знаки «ОСТОРОЖНО! НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ ТРУБОПРОВОД!» и знаки «ОСТАНОВКА ЗАПРЕЩЕНА» - в 100 м от оси перехода в каждую сторону.

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 с требованиями 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 №10 до т.вр.5 - от т.вр.5 до УПНГ	6,3	Н С	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,1Р _{раб} =6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
				1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р _{раб} =7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	1,25Р _{раб} = 7,88 (время выдержки не менее 12 ч)	
Пересечения 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 _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется 1,25Р _{раб} = 7,88 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	6,3	В	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний только гидр. способом) 1,5Р _{раб} =9,45 –с выдержкой в теч. 6 ч	Не применяется	ГОСТ Р 55990-2014
				2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний только гидр. способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется	
				3 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р _{раб} =7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	1,25Р _{раб} = 7,88 (время выдержки не менее 12 ч)	

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
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) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется 1,25P _{раб} = 7,88 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется P _{раб} =6,3 (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) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется P _{раб} =6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопроводы обвязки камеры СОД	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Не применяется P _{раб} =6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

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 №10 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 №10 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 баллаستировки указан в Материальном исполнении, приведенном в части 2 настоящего раздела.

На основании расчета на прочность трубопроводов системы сбора, приведенного в документе ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-РР-001:

- максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 481мм без применения теплоизоляции и до 287мм с применением теплоизоляции толщиной 50 мм на участках залегания мерзлых суглинков;
- в районах распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК24+60÷ПК26+20, ПК49+80÷ПК53+60, ПК61+00÷ПК62+50, ПК64+60÷ПК68+60, ПК82+80÷ПК85+40 для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм;
- 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 №10».

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 толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтегазосборного трубопровода. 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 – Заполярье».

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.

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 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.

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 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см² при температуре минус 40 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

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

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

Для соединения трубопроводов с давлением 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/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

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

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скользящие по ТТТ-01.07.03-01 версия 2.0 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 ₂ S	CO ₂
200	С	Нефтегазосборный трубопровод от куста КП10	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
400						
500						
200	Н	Нефтегазосборный трубопровод от куста КП10	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
200	В	Нефтегазосборный трубопровод от куста КП10	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
400						
500						

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
300	С	Нефтегазосборный трубопровод от куста КП8	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
200	С	Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
400						
500						
200	В	Переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
400						
500						
200	С	Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
400						
500						
100	С	Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
150						
50	С	Трубопроводы обвязки камеры СОД	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0080
80						
150						
200						
250						
300						
400						
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 σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_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 σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

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

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

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_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	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	0,92	0,81	2,92	6
89	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,43	1,27	3,43	6
114	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,83	1,63	3,83	6
159	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	2,55	2,27	4,55	6
219	Н	6,3	0,921	K52	270,84	305,01	2,93	2,60	4,93	8
219	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	3,52	3,12	5,52	8
219	В	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	4,24	3,76	6,24	8
273	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	4,38	3,89	6,38	8
325	В	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	6,29	5,58	8,29	10
426	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	6,84	6,08	8,84	10
426	В	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	8,24	7,32	10,24	12
530	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	8,51	7,56	10,51	12
530	В	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	$\delta_{отбр}$, мм	W, лет
57	6	6,3	372	510	0,10	3,00	22
89	6	6,3	372	510	0,10	3,00	22
114	6	6,3	372	510	0,10	3,00	22
159	6	6,3	372	510	0,10	3,00	24
219	8	6,3	372	510	0,10	3,00	42
219	8	6,3	372	510	0,10	3,20	40
219	8	6,3	372	510	0,10	3,80	34
273	8	6,3	372	510	0,10	4,00	32
325	10	6,3	372	510	0,10	5,70	33
426	10	6,3	372	510	0,10	6,20	28
426	12	6,3	372	510	0,10	7,40	34
530	12	6,3	372	510	0,10	7,70	31
530	14	6,3	372	510	0,10	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 σ_l – продольное напряжение, МПа;

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

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

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

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

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

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

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

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

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

α – коэффициент линейного температурного расширения, °C⁻¹;

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

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

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо-провод	P, МПа	σ_y , МПа	ΔT , °C	R, м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
219×8	6,3	372	39	200	99,2	46,1	-178,4	243,6	334,8
426×10	6,3	372	39	400	154,3	59,5	-158,8	271,2	334,8
530×12	6,3	372	39	500	160,0	60,7	-156,6	274,2	334,8

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN200 – 200 метров, для DN400 – 400 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, м²;

A_i – площадь поперечного сечения трубопровода в свету, м².

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

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

где $q^* = w + q_s^*$ – предельное погонное сопротивление, МН/м;

w – погонный вес трубопровода, МН/м;

q_s^* – предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м;

ρ_0 – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

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

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

где γ – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 1700 кг/м³), МН/м³;

H – глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы (принимается равной не менее 0,8 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	ΔT , °C	ρ_0 , м	γ , кг/м ³	S МН	N_{cr} , МН	$k_{u,b}$	Условие устойчивости
219×8	325	74,0	0,8	6,3	39	500	1700	0,602	0,877	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
426×10	325	231,9	0,8	6,3	39	700	1700	1,628	2,350	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
530×12	325	354,2	0,8	6,3	39	800	1700	2,455	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 DN200 – 500 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 200 метров, DN400 – 700 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 400 метров, DN400 – 700 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов 400 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 пригрузы.

2.5.5 Расчёт прилегания

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

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

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

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, м⁴;

α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;

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

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

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

Наружный диаметр, мм	$\delta_{ном}$, мм	I, м ⁴	$q_{тр}$, Н/м	α_k , рад.	$\rho_{вог}$, м	$\rho_{вып}$, м
219	8	$2,955 \times 10^{-4}$	408,4	0,017	777,4	731,6
				0,052	373,7	351,7
				0,105	235,4	221,6
426	10	$2,829 \times 10^{-4}$	1006,4	0,017	1222,0	1149,9
				0,052	586,5	551,9
				0,105	370,1	348,3
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 КП10	200	6,3	-18...+9	С	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	400				426×10	
	500				530×12	
Нефтегазосборный трубопровод от куста КП10	200	6,3	-18...+9	Н	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Нефтегазосборный трубопровод от куста КП10	200	6,3	-18...+9	В	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Нефтегазосборный трубопровод от куста КП8	300	6,3	-18...+9	В	325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	200	6,3	-18...+9	С	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	400				426×10	
	500				530×12	
Переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	200	6,3	-18...+9	В	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	400				426×12	
	500				530×14	
Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	200	6,3	-18...+9	С	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	400				426×10	
	500				530×12	
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	100	6,3	-18...+9	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 (версия 4.0)
	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 (версия 4.0)
Трубопроводы обвязки камеры СОД	50	6,3	-18...+9	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	80				89×6	
	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 (версия 4.0)
	200				219×8	
	250				273×8	
	300				325×8	
	400				426×10	
	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
200	426×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
250	530×10	
300		
500	820×12	

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

I – момент инерции сечения трубопровода, см⁴;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см. При проектировании данных трубопроводов радиус упругого изгиба составляет для трубопровода 219х8 не менее 500 метров, 426х10 не менее 700 метров, 530х12 не менее 800 метров. Для футляров 1000DN.

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

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

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

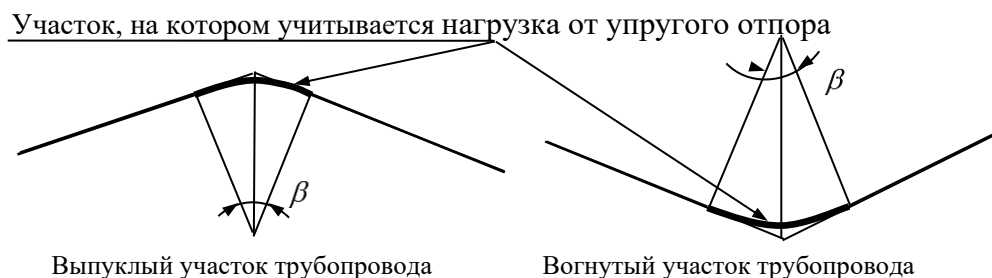


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м³	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
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
КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,35	0,25	-	350
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.

Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Тип пригруза	L , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
219×8	2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	11,7	21,8	30,8
	КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	4,7	18,0	267,8
426×10	УБО-530 ТУ 102-300-81	3,9	6,2	7,7
	2-УТК-426-12 ТУ 102-264-81	2,8	4,4	5,4
	КТ-426 ГОСТ Р 58257-2018	3,3	5,2	6,4
530×12	2-УТК-530-12 ТУ 102-264-81	2,4	3,8	4,7
	КТ-530 ГОСТ Р 58257-2018	2,2	3,4	4,2
	УБО-530 ТУ 102-300-81	2,1	3,2	3,8
426×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	7,7
530×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	3,6
820×12 (футляр)	УБО-820 ТУ 102-300-81	—	—	5,0

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/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

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

2.9 Антикоррозионные покрытия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным 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 №10. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10». 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 25.13330.2012, ГОСТ 25100-2014 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.

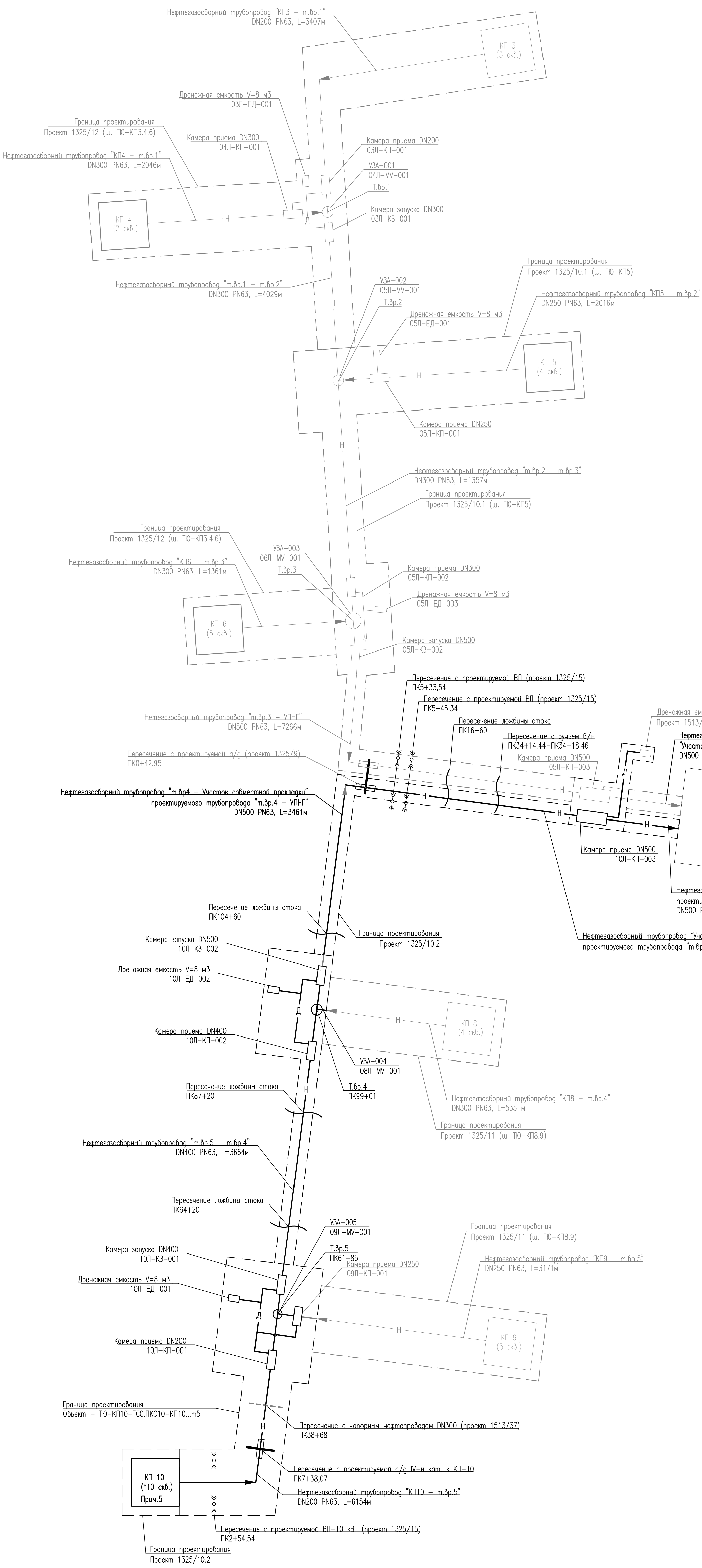
В соответствии с ведомостью (ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 159 до 2795 Ом·м.

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 и п.15.2.1 ГОСТ Р55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий (см. п.3.6).

3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

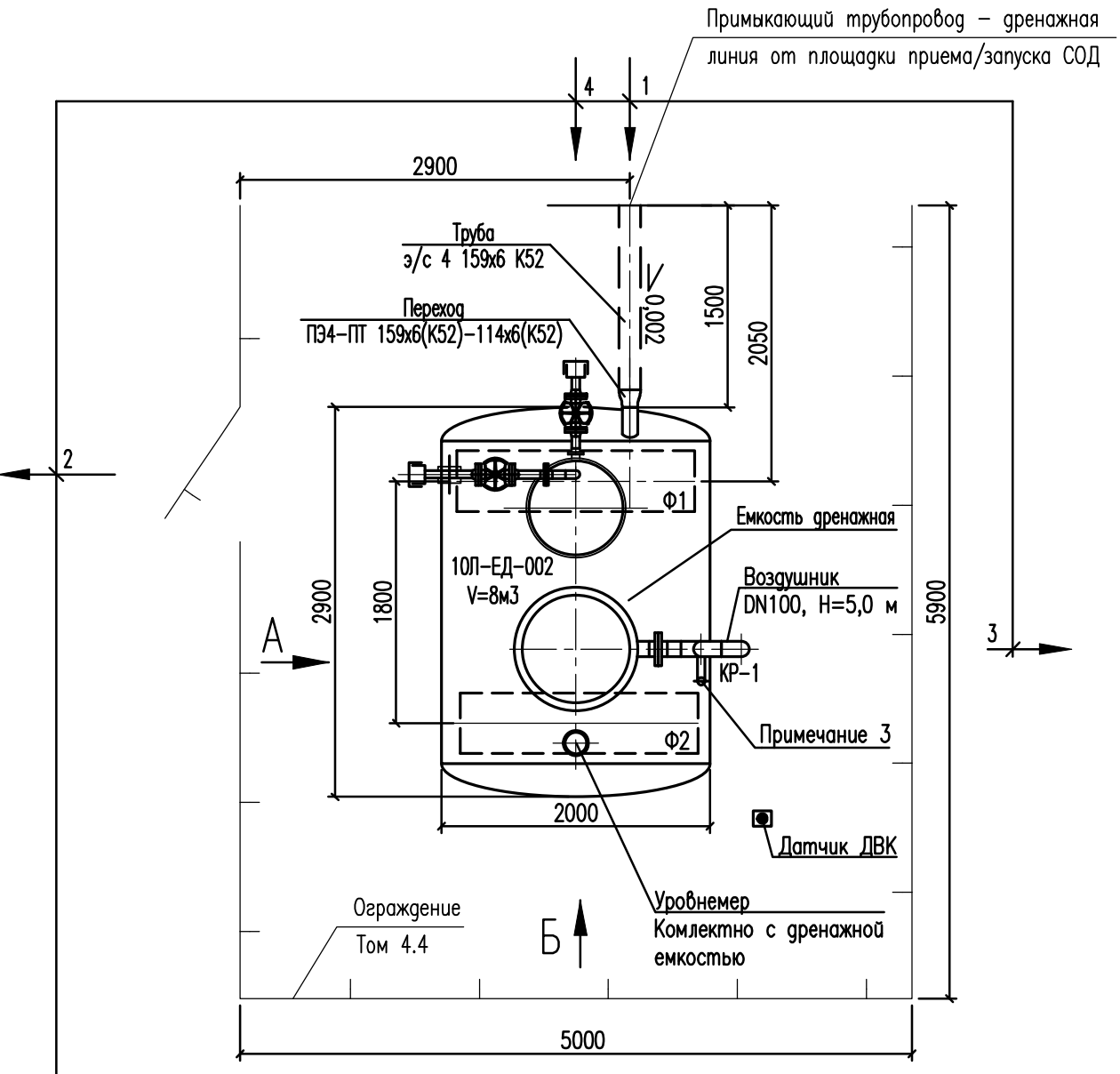
Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 2.



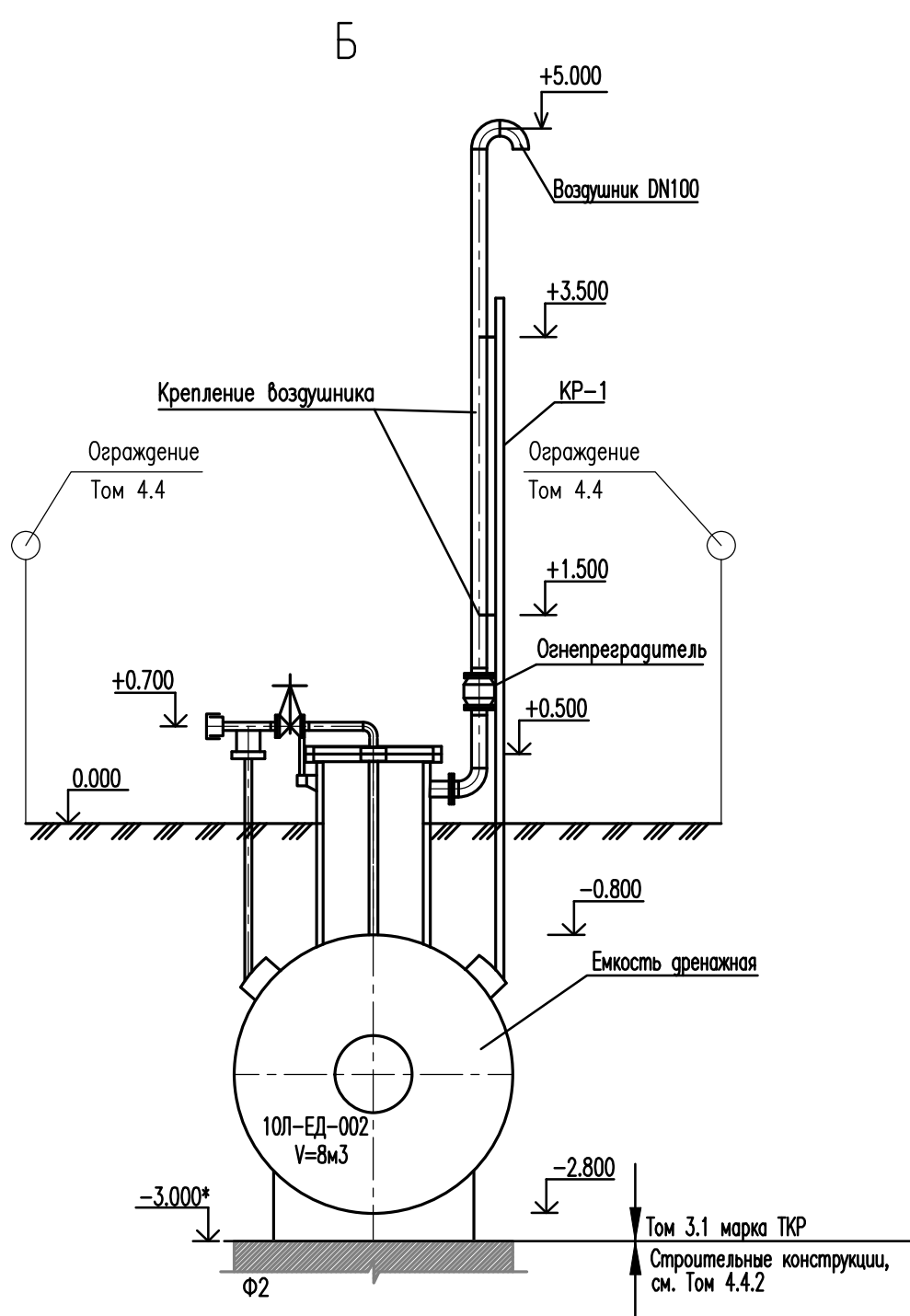
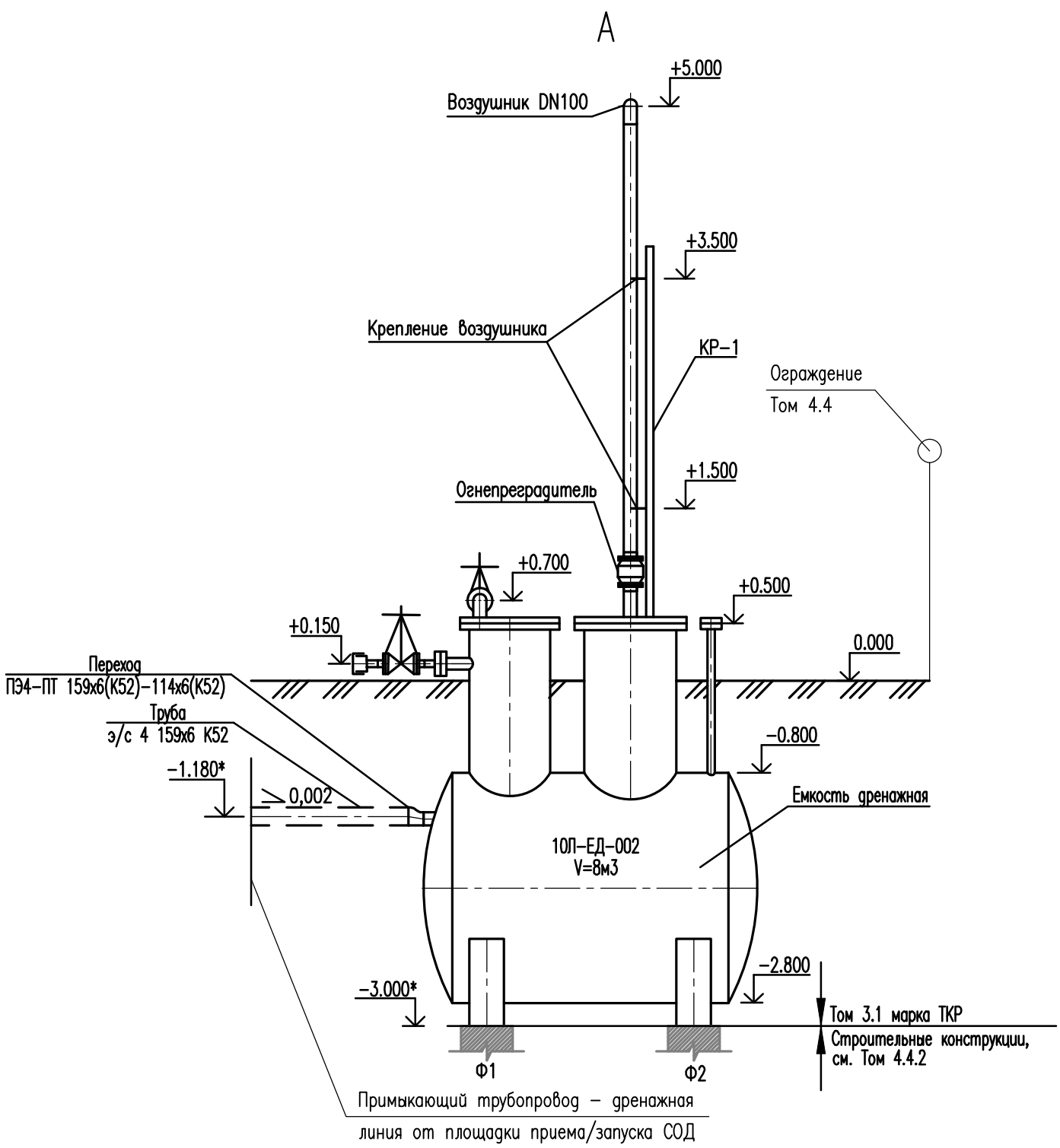
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
03Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 2
03Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
03Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
04Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
05Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание 2
05Л-ЕД-001	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 10Л-ХВ-009	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	В районе УПНГ
05Л-ЗВ-001 05Л-ЗВ-002 10Л-ЗВ-001 10Л-ЗВ-002	Запорная арматура с электроприводом	4	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 входящие в объект;
- На схеме сбора условно не показано:
 - технологические трубопроводы, оборудование и запорная арматура кустовых площадок;
 - оборудование узлов запуска и приема СОД, дренажных емкостей;
 - запорная арматура в обвязке узлов запуска и приема СОД системы сбора.
- Расчетное давление камер запуска и приема СОД принято 8,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ПТТ-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.
- *Скв.№4 исключена из профиля добычи. Число добывающих скважин на КП10, включенных в систему сбора, составляет 9шт.

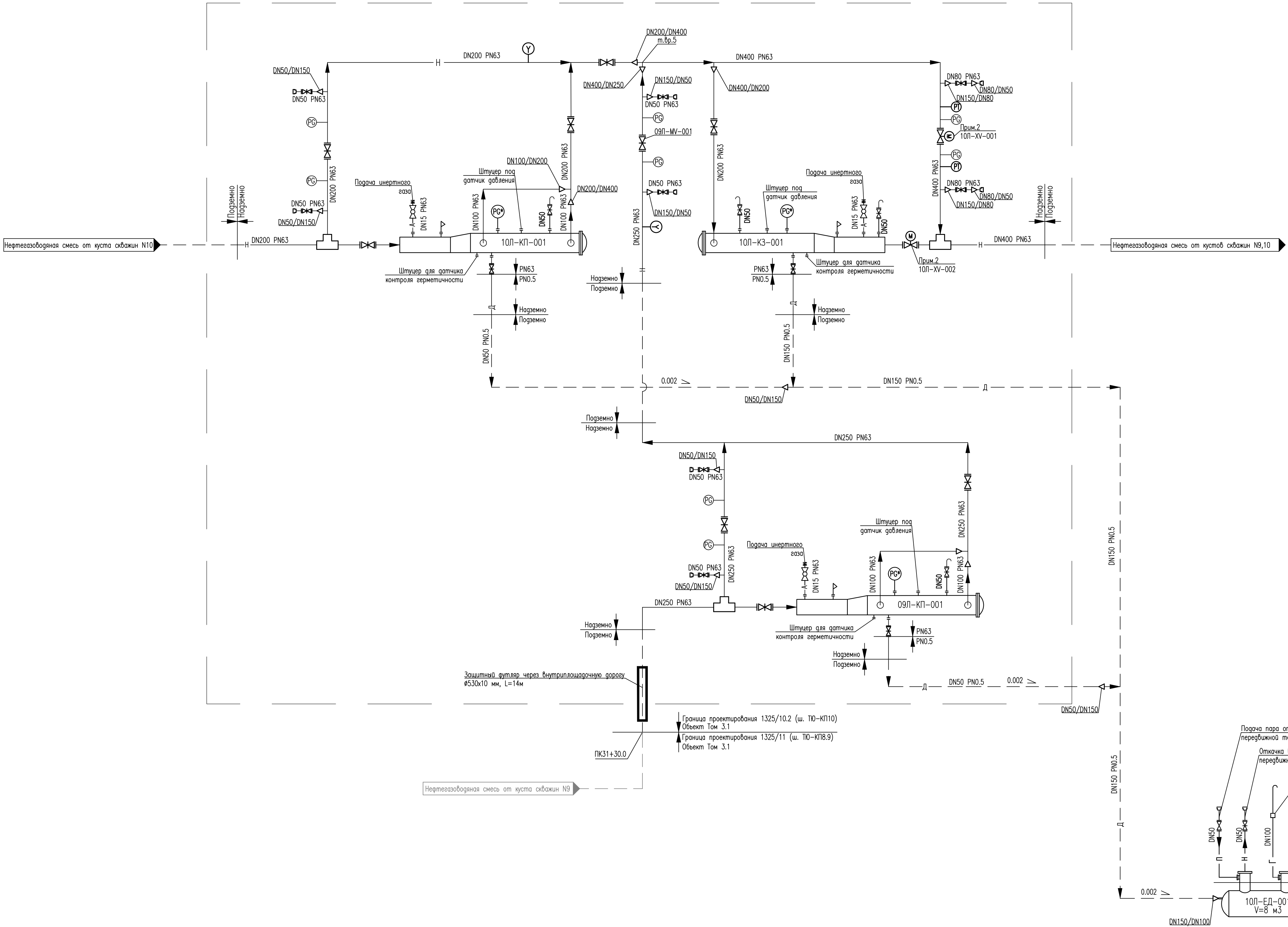


- 1 Ø159х6 Нефтегазоводяная смесь в дренажную емкость 10П–ЕД–002 V=8 м3 от узлов СОД т.бр.4 (10П–КП–002, 10П–КЗ–002)
- 2 Ø57х6 Трубопровод откачки нефтегазоводяной смеси из дренажную емкость V=8 м3 в передвижную технику
- 3 Ø114х6 Воздушник дренажной емкости V=8 м3
- 4 Ø57х6 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость V=8 м3



1. Дренажная емкость 10П–ЕД–002 V=8 м3 размещена в районе т.бр.4 для приема дренажа от узлов СОД (10П–КП–002, 10П–КЗ–002)
2. За отметку 0.000 принята отметка площадки дренажной емкости.
3. Трубопровод на свечу рассеивания теплоизолируется (ППУ 100 мм с оцинкованным покрытием и крепежом).
4. * Размеры уточнить при монтаже.
5. Стойка КР–1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР–1 разрабатывает поставщик емкости.
6. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
7. Местоположение площадки приведено на чертежах Тома 4.2.1.

						ТЮ–КП10–П–ТКР.01.00–ГЧ–002					
5	–	Зам.	8691–25		17.10.25	Обустройство Тас–Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
Изм.	Коляч.	Лист	N'ок.	Погн.	Дата	Куст скважин N10.			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бурман				17.10.25				П		1
Проверил	Колмыков				17.10.25						
Гл.спец.	Дрынкина				17.10.25						
Н.контр.	Поликашина				17.10.25	Площадка дренажной емкости 10П–ЕД–002 V=8м3 на т.бр.4. План. Виды А и Б			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская				17.10.25						




ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
10Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 1
09Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание 1
10Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN400 PN80	Примечание 1
10Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м3 Pрасч=0,05 МПа	
09Л-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN250 PN63	УЗА-005
10Л-ХВ-001 10Л-ХВ-002	Запорная арматура с электроприводом	2	DN400 PN63	Примечание 2

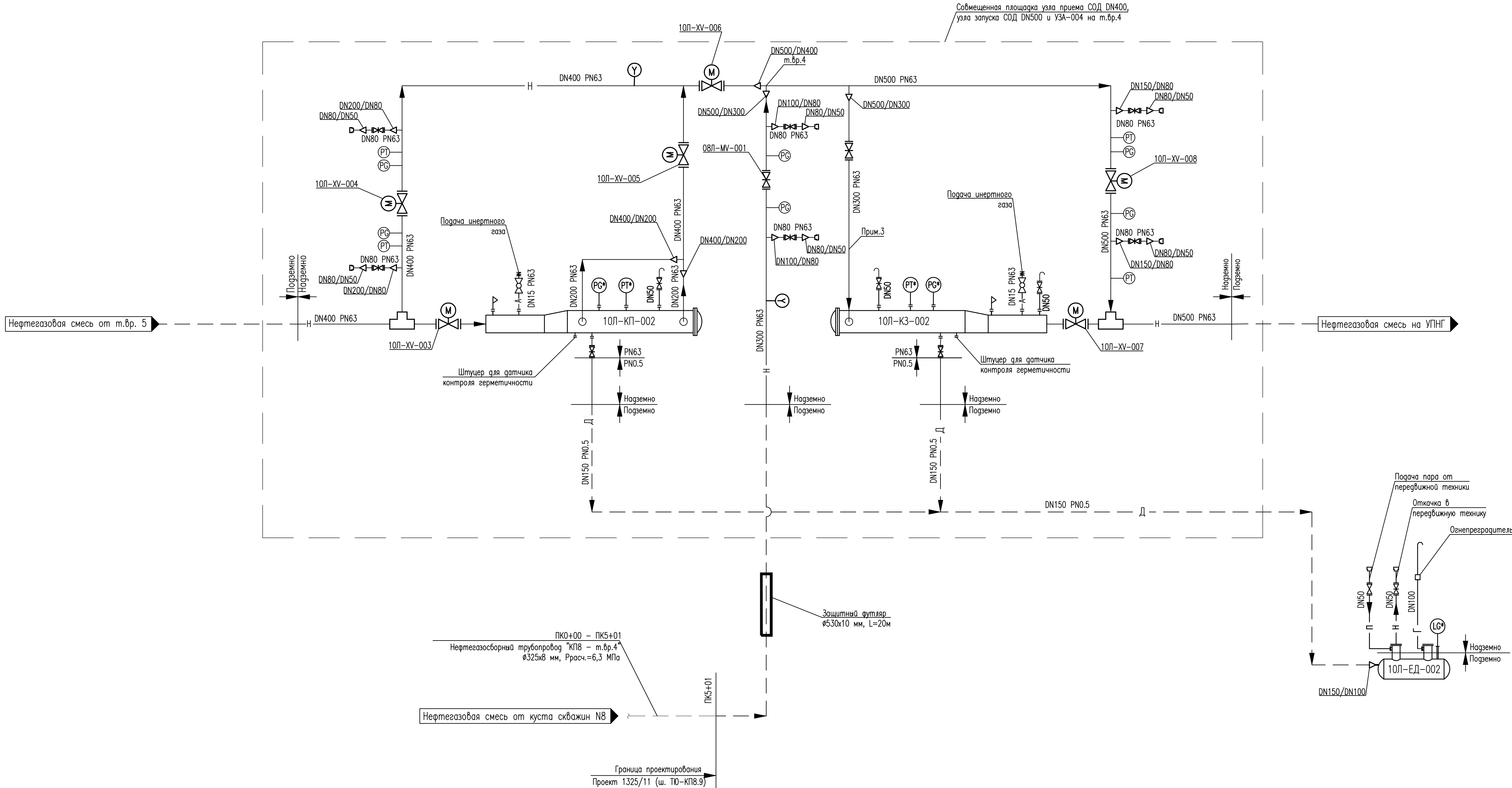
ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод (надземный)
	Трубопровод (подземный)
	Нефтегазосборный трубопровод
	Азот из передвижной техники
	Дренаж
	Газ
	Пар

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

- 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 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.
- После сброса дренажа необходимо сразу опорожнить дренажную емкость путем откачки продукта в передвижную технику. Производить работы по сбросу дренажа в грозу не допускается.

						ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-003					
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
5	-	Зам.	8891-25	<i>AS</i>	17.10.25	Куст скважин N10.			Стадия	Лист	Листов
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погр.	Дата				П		1
Разраб.	Бурман			<i>24</i>	17.10.25						
Проверил	Колымаков			<i>25</i>	17.10.25						
Гл. спец.	Дранкина			<i>26</i>	17.10.25						
Н.контр.	Поликашина			<i>27</i>	17.10.25	Схема принципиальная технологическая узлов запуска и приема СОД и УЗА-005 в т.бр. 5			 ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская			<i>28</i>	17.10.25						

Согласовано		Согласовано	
Директор		Зарякина	
17.10.25			
Взам. инж. Н		Взам. инж. Н	
Подп. и дата		Подп. и дата	
Инж. Н. позд.			



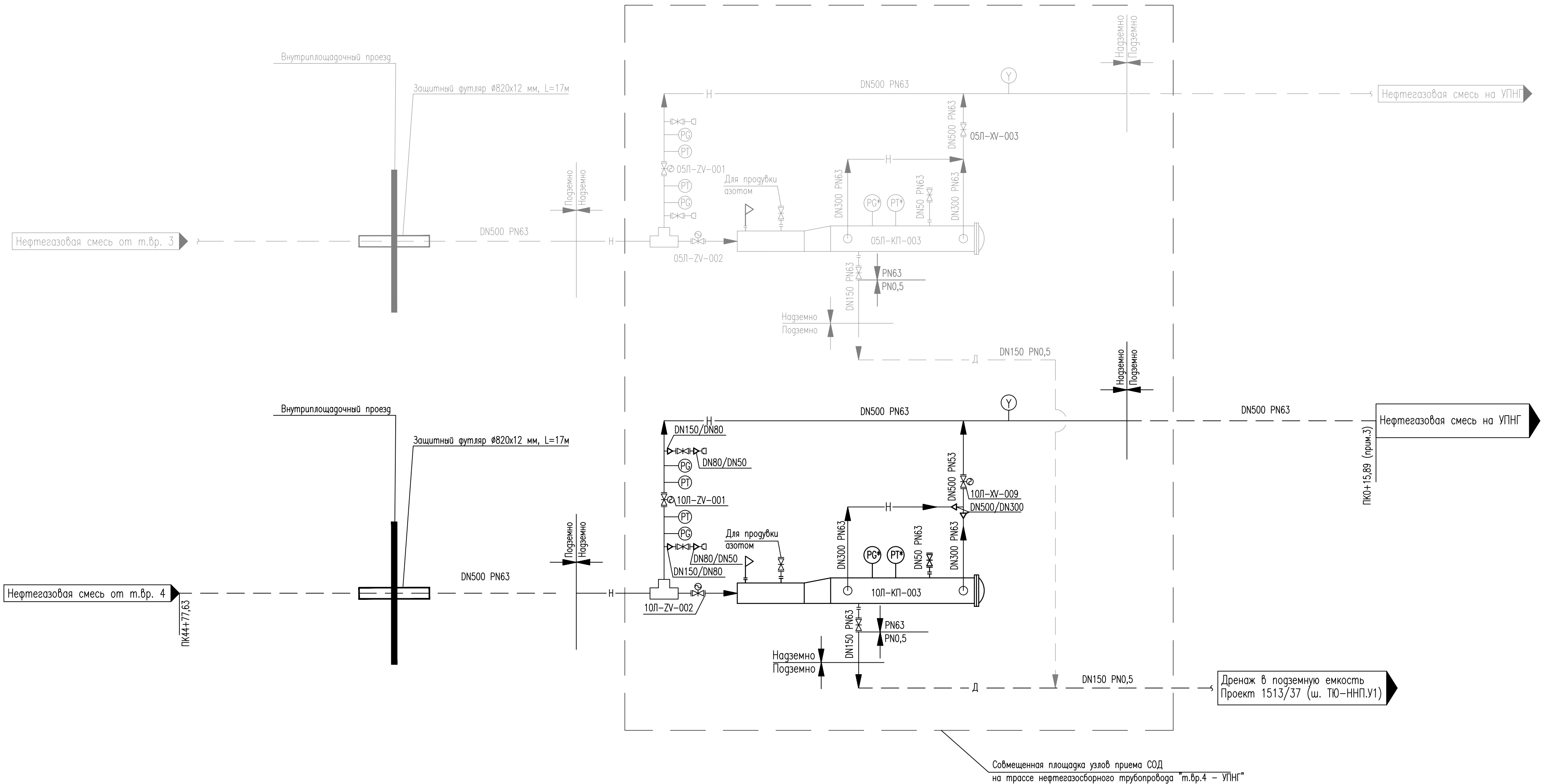
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
10Л-КП-002	Камера приема СОД	1	DN400 PN80	Примечание 1
10Л-КЗ-002	Камера запуска СОД	1	DN500 PN80	Примечание 1
10Л-ЕД-002	Емкость гребенная	1	V=8 м3 Pрасч=0,05 МПа	Примечание 2
08П-МВ-001	Запорная арматура с ручным приводом	1	DN300 PN63	УЗА-004
10П-ХВ-003 10П-ХВ-004 10П-ХВ-005 10П-ХВ-006	Запорная арматура с электроприводом	4	DN400 PN63	
10П-ХВ-007 10П-ХВ-008	Запорная арматура с электроприводом	2	DN500 PN63	

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

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 (визуальный 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 гребенной емкостью
	Сигнализатор прохождения СОД (механический), в комплекте с камерой запуска/приема СОД
	Переюг
	Направление потока рабочей среды
	Огнепреградитель, в комплекте с гребенной емкостью

- 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 изготовление и поставку оборудования. Камера пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Применение камер приема СОД на 6,3 МПа допускается.
- Производительность огнепреградителя Q_г не менее 450,3 ст.м³/ч.
- При запуске СОД обеспечить скорость в трубопроводе не более 4,5 м/с за счет снижения производительности кустов скважин N8, 9, 10.

ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-004					
Обустройство Тас-Юряжского НГКМ. Куст скважин N10					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
5	—	Зам.	8891-25		17.10.25
Разраб.	Бурман		17.10.25		
Проверил	Колымаков		17.10.25		
Гл. спец.	Дранкина		17.10.25		
Н.контр.	Поликашина		17.10.25		
ГИП	Ровенская		17.10.25		
Куст скважин N10.				Стадия	Лист
				П	1
Схема принципиальная технологическая узла запуска и приема СОД и УЗА-004 в т.бр. 4					










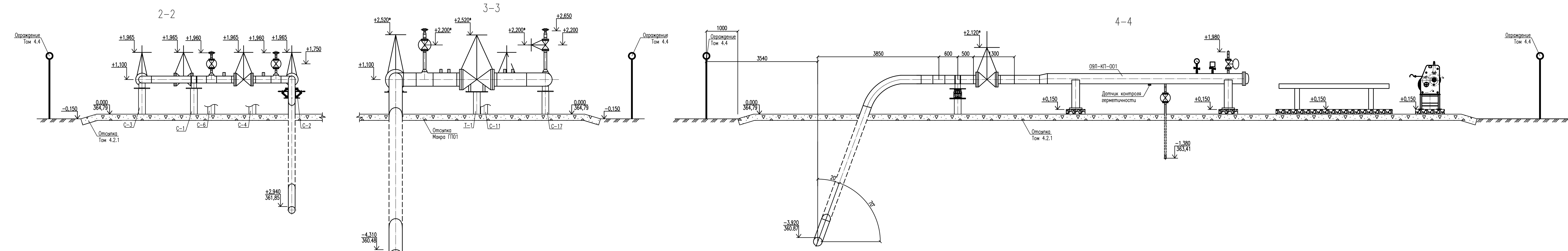
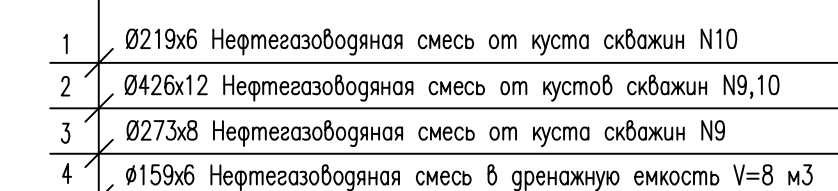
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
05П-КП-003	Камера приема СОД	1	DN500 PN80	Примечание 2
05П-ZV-001	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
05П-ZV-002	Запорная арматура с электроприводом	1	DN500 PN63	
05П-XV-004	Запорная арматура с электроприводом	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)
	Нефтегазосборный трубопровод
	Азот из передвижной техники
	Дренаж

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка клиновья, с ручным прибором
	Задвижка клиновья, с электроприводом
	Штуцер с ответным фланцем
	Тройник с решеткой
	Быстроразъемное соединение
	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
	Манометр
	Манометр, в комплекте с камерой приема СОД
	Датчик давления
	Датчик давления, в комплекте с камерой приема СОД
	Сигнализатор прохождения СОД (механический), в комплекте с камерой приема СОД

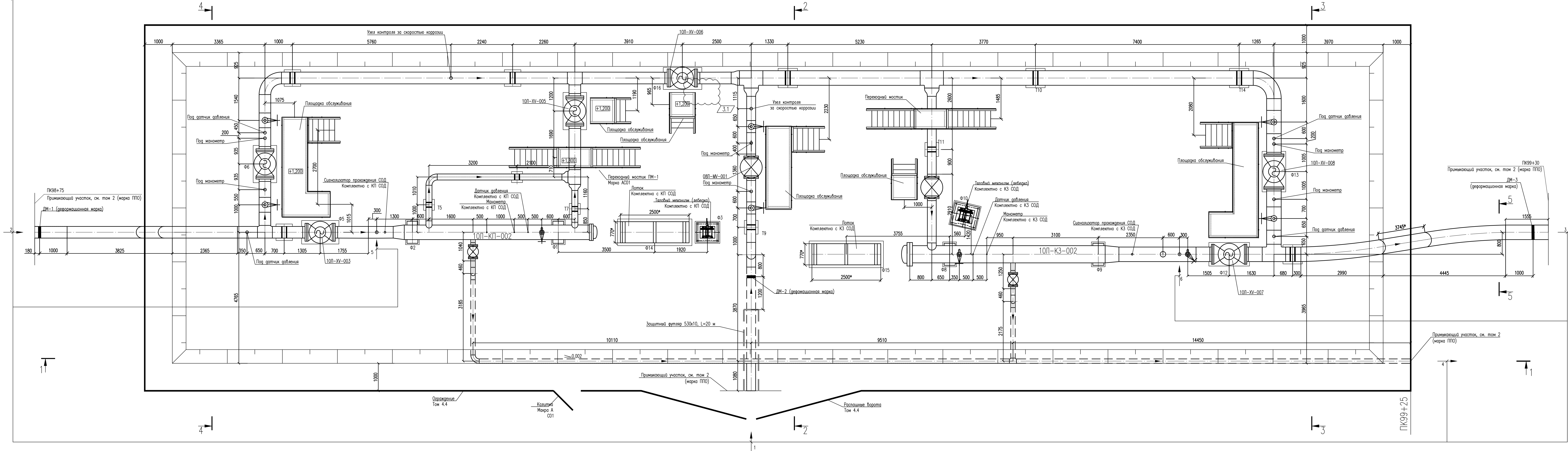
- Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения проектируемые в данном проекте, тонкими – не вошедшие в проект.
- Расчетное давление камер приема СОД принято 8,0 МПа в соответствие с требованиями п.6 ТП-01.02.04-03 "Технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов". Применение камер приема СОД на 6,3 МПа допускается.
- Камера приема СОД 05П-КП-003 запроектирована в проекте 1325/10.1.
- Нефтегазосборный трубопровод "т.бр.4-УПНГ" состоит из участков: "т.бр.4 – Участок совместной прокладки", "Участок совместной прокладки", "Участок совместной прокладки – УПНГ".

						ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-005				
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10				
5	-	Зам.	8691-25		17.10.25					
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Подп.	Дата		Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бурман				17.10.25			П		1
Проверил	Колмаков				17.10.25					
Гл. спец.	Дрянкина				17.10.25					
Н.контр.	Поликашина				17.10.25	Схема принципиальная технологическая узла приема СОД и узла охранной запорной арматуры перед УПНГ		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская				17.10.25					

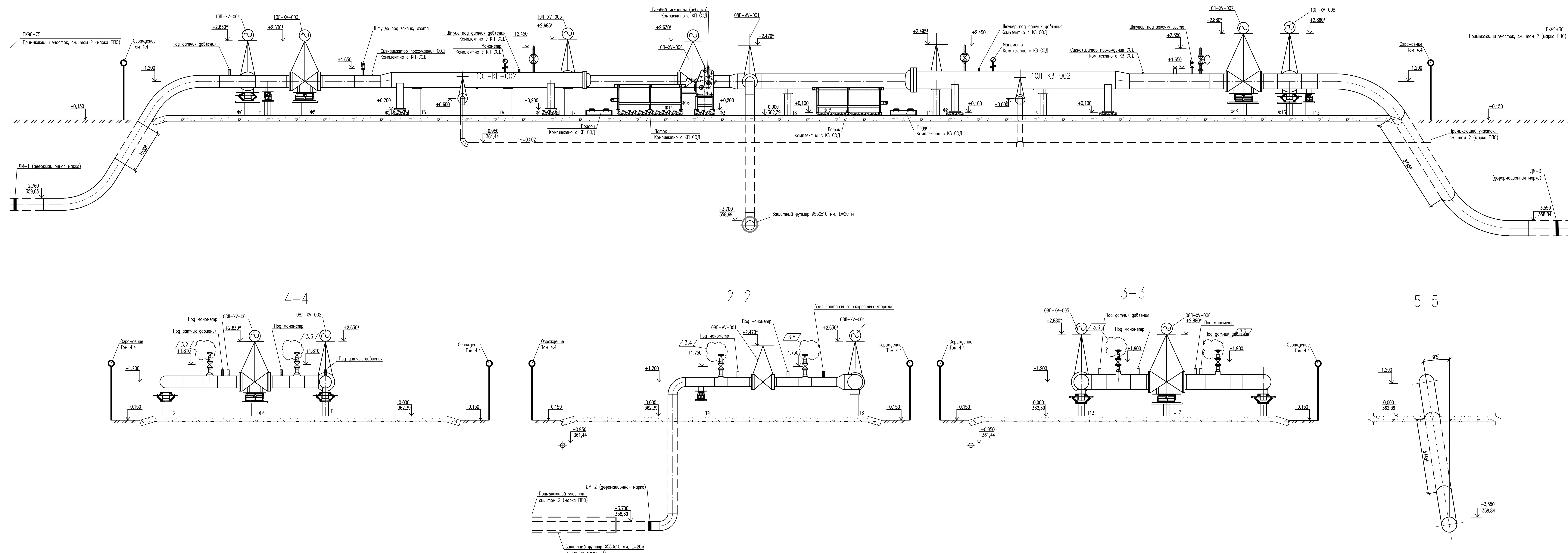


- | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------|---------|----------|-------|-------|---|-----|-------|--|
| ТО-КП10-П-ТР.01.00-ГЧ-006 | | | | | | | | | |
| Обустройство Тос-Дравского НГМ. | | | | | | | | | |
| Куст обвалы N10. | | | | | | | | | |
| 5 | Зем. | 8891-25 | 17.11.15 | | | | | | |
| Изм. | Колуш. | Куст | Потр. | Потр. | Затра | | | | |
| Равнр. | Равнр. | Колуш. | Потр. | Потр. | Затра | | | | |
| Пробир. | Колуш. | Колуш. | Потр. | Потр. | Затра | | | | |
| Паспел. | Дравск. | Дравск. | Потр. | Потр. | Затра | | | | |
| Куст обвалы N10 | | | | | | Отвалы | Лес | Пасел | |
| | | | | | | П | | 1 | |
| Налич. | Полнотрав. | | 17.11.15 | | | Пасека уезд. прихода ООД ОК000 и ОК050. | | | |
| ГВП | Рубежик | | 17.11.15 | | | уезд. заповед. ООД ОК040 и ОК-005 на пл.5. | | | |
| | | | | | | План. Рубежик 1-1, 2-2, 3-3, 4-4. | | | |
| | | | | | |  ГИПРОСВОСТОКНЕФТ | | | |


- | | | |
|---|--------|--|
| 1 | 832568 | Нормативозабный туберозобот от кзот обзотм NB |
| 2 | 842610 | Нормативозабный туберозобот от кзот обзотм СОД DN400 на тт.5 |
| 3 | 833012 | Нормативозабный туберозобот от кзот обзотм СОД DN500 на тт.4 |
| 4 | 181936 | Двухконтный туберозобот от 10П-KП-002, 10П-K3-002 и 10П-ЕД-002 |
| 5 | 1813 | Туберозобот по кзот шертотот кзот 6 10П-КП-002 |
| 6 | 1813 | Туберозобот по кзот шертотот кзот 6 10П-K3-002 |



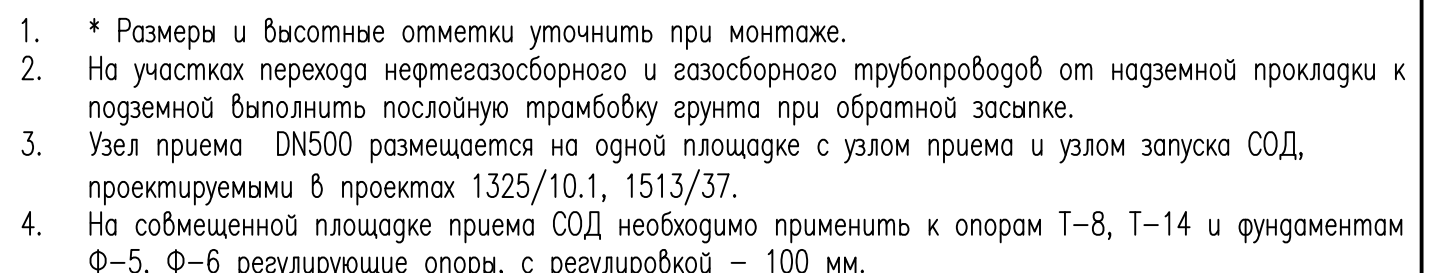
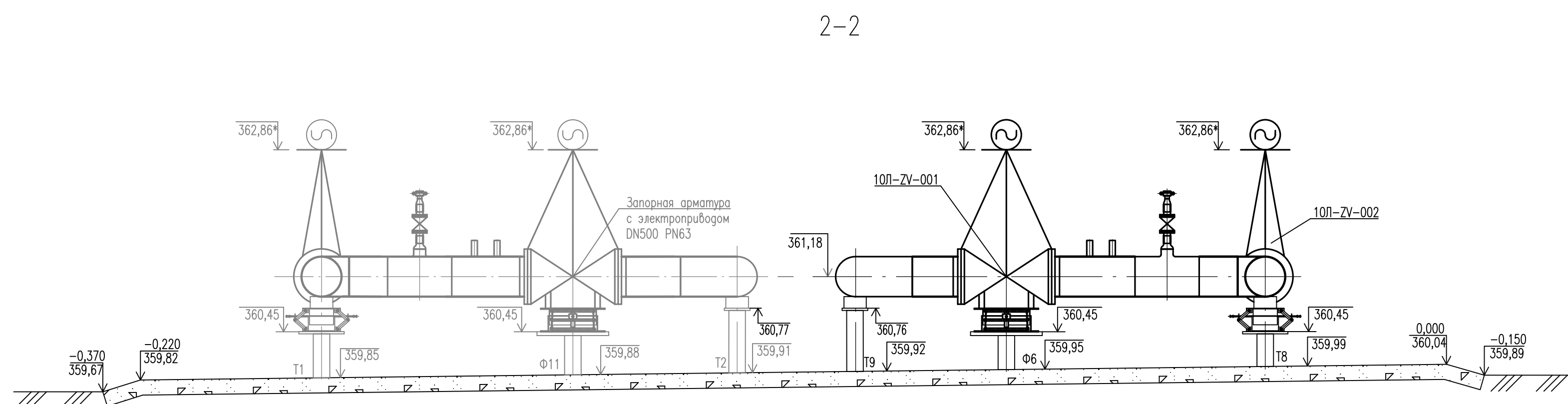
1-1

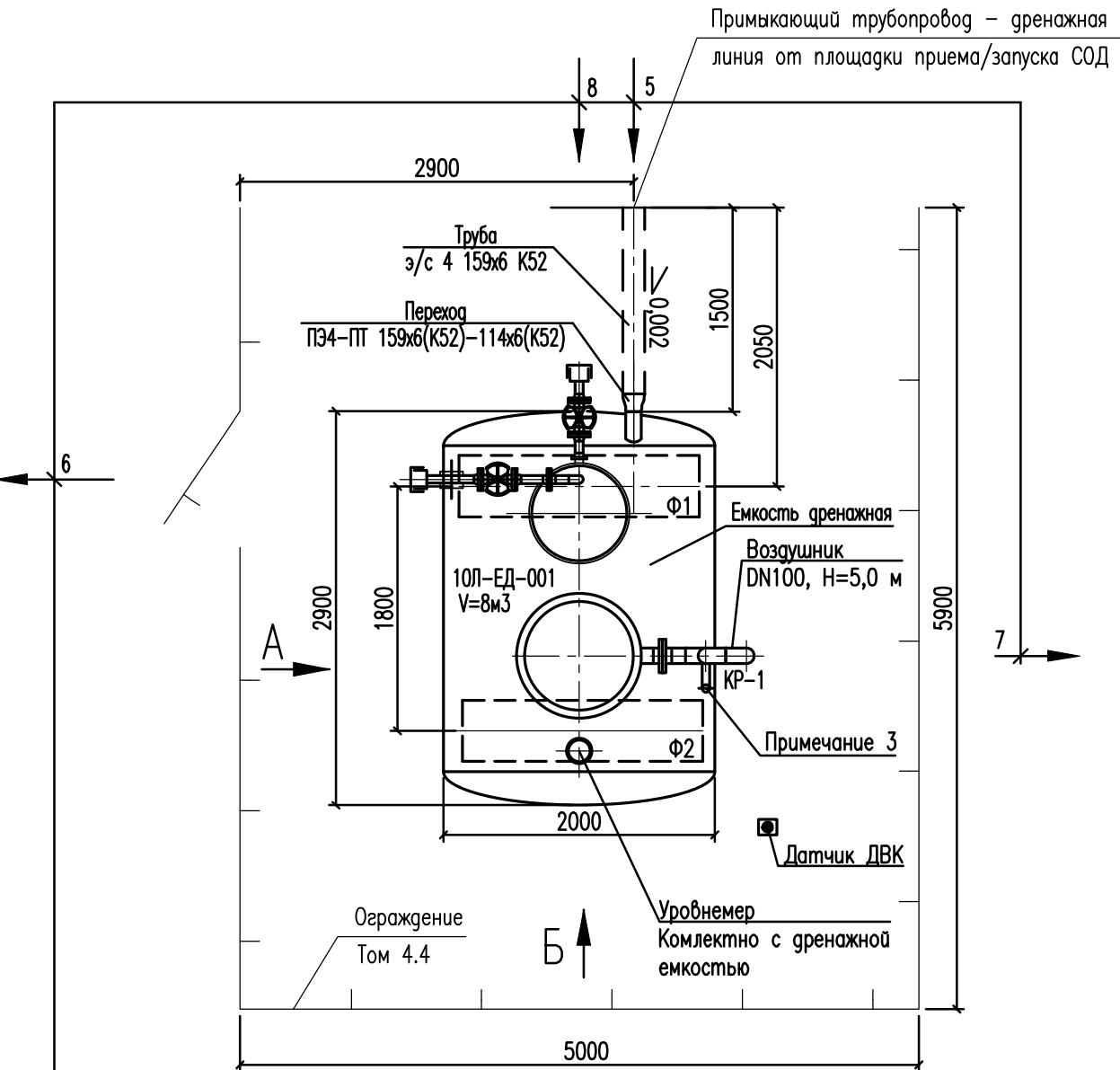


- [illegible]

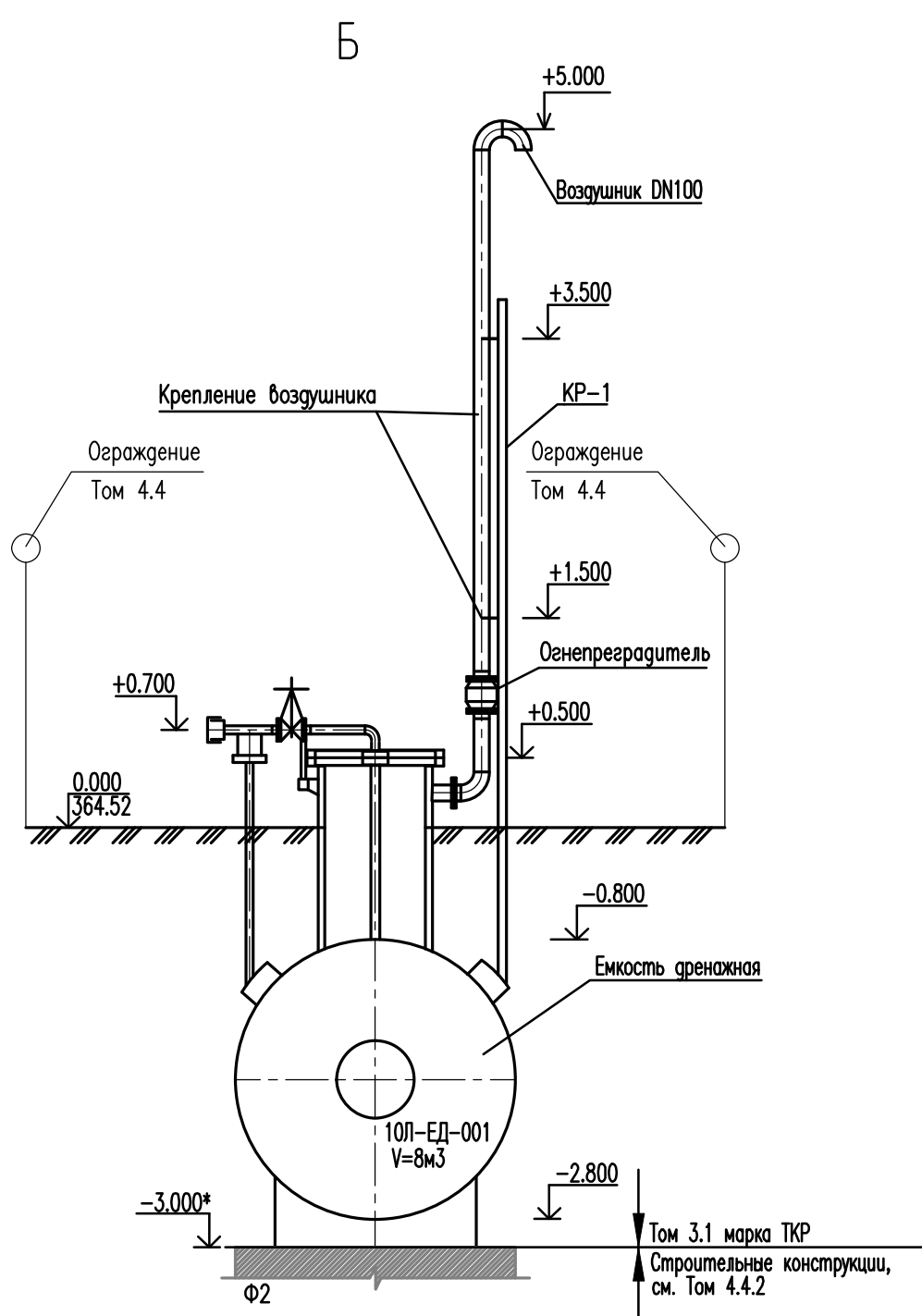
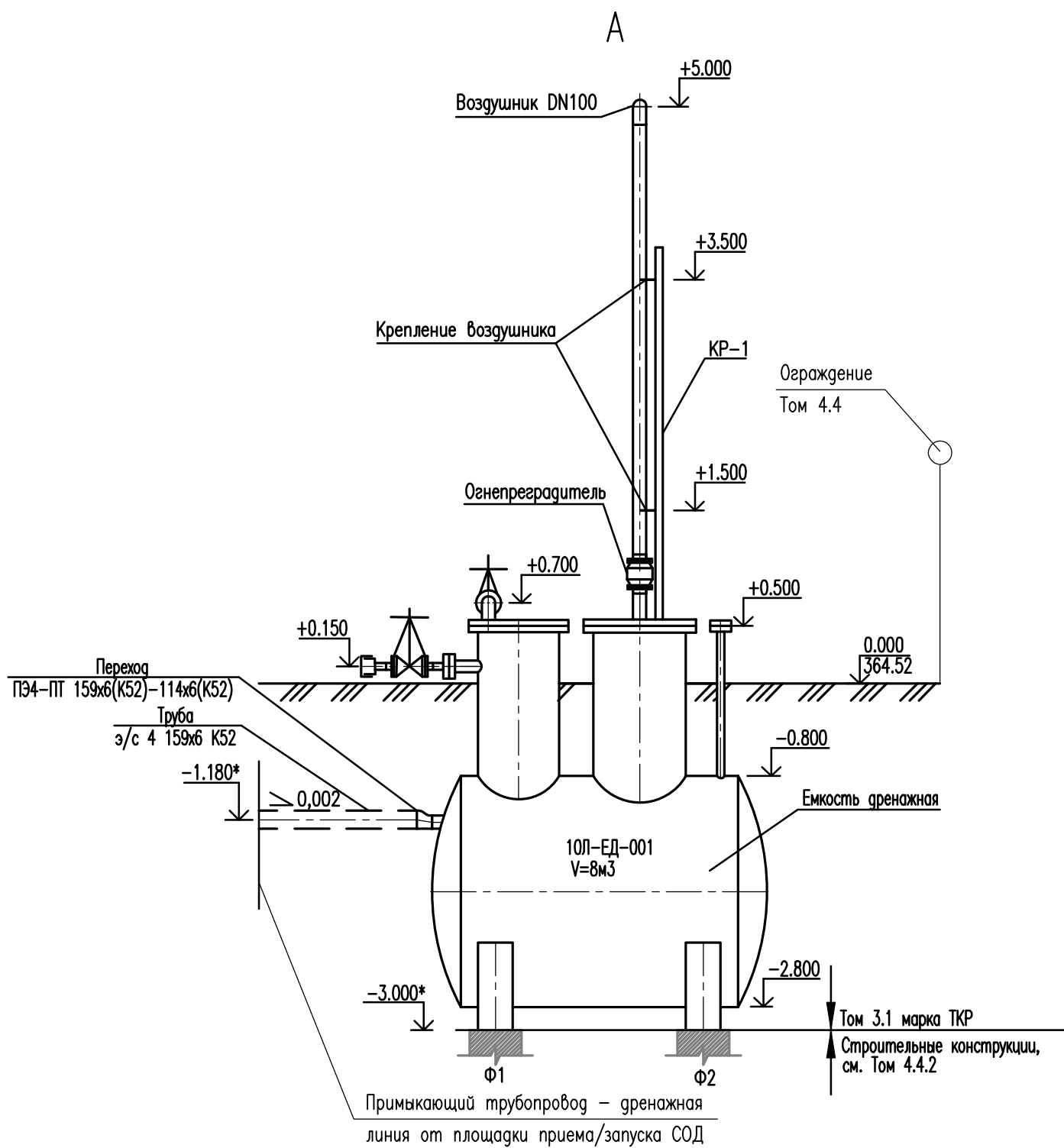
				Т0-КП10-П-ТКР.01.00-П4-007			
5	=	Зем.-ЗС	2017-20	17.12.25	Обустройство Тос-Хороского НГФМ. Куст скважин N10		
Изм. Кварт.	Планир.	Планир.	Планир.	Дата			
Резерв	Планир.	Планир.	Планир.	Дата			
Вспомог.	Драмкин			17.12.25	Куст скважин N10		
					Скопая	Лист	Листов
					0		1
Изм.пер.	Половина	Планир.	17.12.25	Получено указание ООО «НФМ» от 20.12.2017			
ПМП	Половина	Планир.	17.12.25	ООО «НФМ» от 20.12.2017, № 004-04 от 20.12.2017. Листа: Разрешения 1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5			
				 ГИПРОВОЗКОСТОК			

- [illegible]

[illegible]



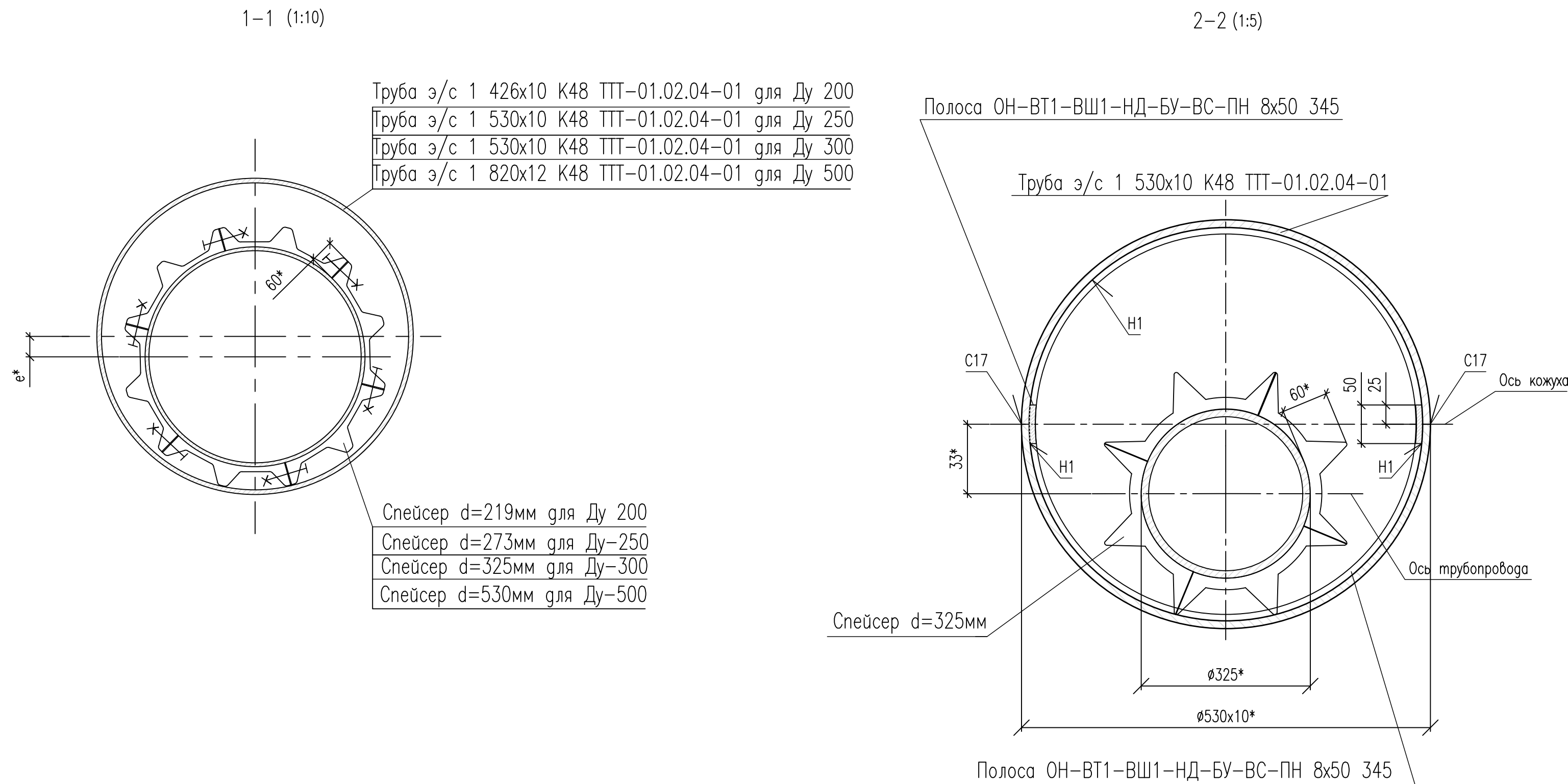
- 5 $\phi 159 \times 6$ Нефтегазоводяная смесь в дренажную емкость $V=8$ м³ от узлов СОД т.бр.5 (10Л-КП-001, 09Л-КП-001, 10Л-КЗ-001)
- 6 $\phi 57 \times 6$ Трубопровод откачки нефтегазоводяной смеси из дренажную емкость $V=8$ м³ в передвижную технику
- 7 $\phi 114 \times 6$ Воздушник дренажной емкости $V=8$ м³
- 8 $\phi 57 \times 6$ Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость $V=8$ м³



- Дренажная емкость 10Л-ЕД-001 $V=8$ м³ размещена в районе т.бр.5 для приема дренажа от узлов СОД (10Л-КП-001, 09Л-КП-001, 10Л-КЗ-001).
- За отметку 0.000 принята отметка площадки дренажной емкости (361.96м).
- Трубопровод на свечу рассеивания теплоизолируется (ППУ 100 мм с оцинкованным покрытием и крепежом).
- * Размеры уточнить при монтаже.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает поставщик емкости.
- Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
- Местоположение площадки приведено на чертежах Тома 4.2.1.

ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-009					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
5	-	Зам.	8691-25	17.10.25	Куст скважин N10.
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'ок.	Погн.	
Разраб.	Ковышин	17.10.25			
Проверил	Колмыков	17.10.25			
Гл.спец.	Дрынкина	17.10.25			Площадка дренажной емкости 10Л-ЕД-001 $V=8$ м ³ на т.бр.5. План. Виды А и Б
Н.контр.	Поликашина	17.10.25			
ГИП	Ровенская	17.10.25			

Инв. N подл.	Полн. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано	
			ТОСЛНПГ	Колычов	17.10.25	







Требования к КЗ

- В связи со значительными изменениями лист переделан

Требования к КЗР

1. * Размеры для справки.
2. Для монтажа кожу необходимо:
 - Разрезать трубу по образующей на две половины и к одной из них с обеих сторон изнутри, вдоль образующей, пришить продольные подкладные полосы.
 - Подготовить существующий трубопровод: ошпатель, очистить поверхность от земли.
 - На трубопровод установить опорно-центрирующие кольца.
 - Подвести под существующий трубопровод нижнюю половину трубы с приваренными к ней продольными подкладными полосами.
 - Наклеить нижнюю половину трубы верхней половиной трубы.
 - Проварить половины трубы по двум образующим продольным швам.
 - В месте стыка секций кожу пришить кольцевые полосы 8х50 по всей длине окружности.
 - Проварить секции кожу между собой.
 - На установленный кожу нанести защитное антикоррозионное покрытие.
 - Манжеты герметизирующие разрезные надеть сначала на существующий трубопровод, затем на старую кожу и установить с образованием гофры у кромок защитного кожу путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжет. Для разрезных манжет дополнительно поставляется комплект материалов для соединения разреза.
 - На последнем этапе монтажа надеть защитное укрытие манжеты, и засыпать кожу до отметки земли.
3. Существующий трубопровод должен оснащаться опорно-центрирующими кольцами, изготовленными из полиамида марки ПА-6. Сементы соединяются между собой болтами, образуя кольцо и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки слейсера.
4. Укрытие защитное манжеты представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при засыпке.
5. Сварку производят электродами 350А по ГОСТ 9467-75. Типы сварных швов по ГОСТ 5264-80 и ГОСТ 16037-80.
6. Защиту кожухов защитных разрезных в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного типа согласно требованиям п. 4.11.11 Таблицы 2 ПП 01.02.04-13 и ГОСТ Р 51164-98 следующей конструкции:
 - грунтоточный слой: грунтопка битумная или битумно-полимерная;
 - промежуточный слой: лента полимерно-битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
 - покрывной слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.
7. После окончания монтажа трубы внутри кожу защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожу".

						ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-010					
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
5	—	Зам	8681-25		17.10.25	Куст скважин N10			Стация	Лист	Листов
Изм.	Колич.	Лист	Изок.	Подп.	Дата				П		1
Разработ.	Петянов				17.10.25						
Проверка	Шарихина				17.10.25						
Гл. спец.	Рябцев				17.10.25	Кожухи защитные КЗ и защитные разрезные КЗР для трубопроводов без теплоизоляции Разрезы.			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.	Поликашина				17.10.25						
ГИП	Ровенская				17.10.25						

020406080

1:2000

МЕТРЫ

МАСШТАБЫ

Сделано

Сделано

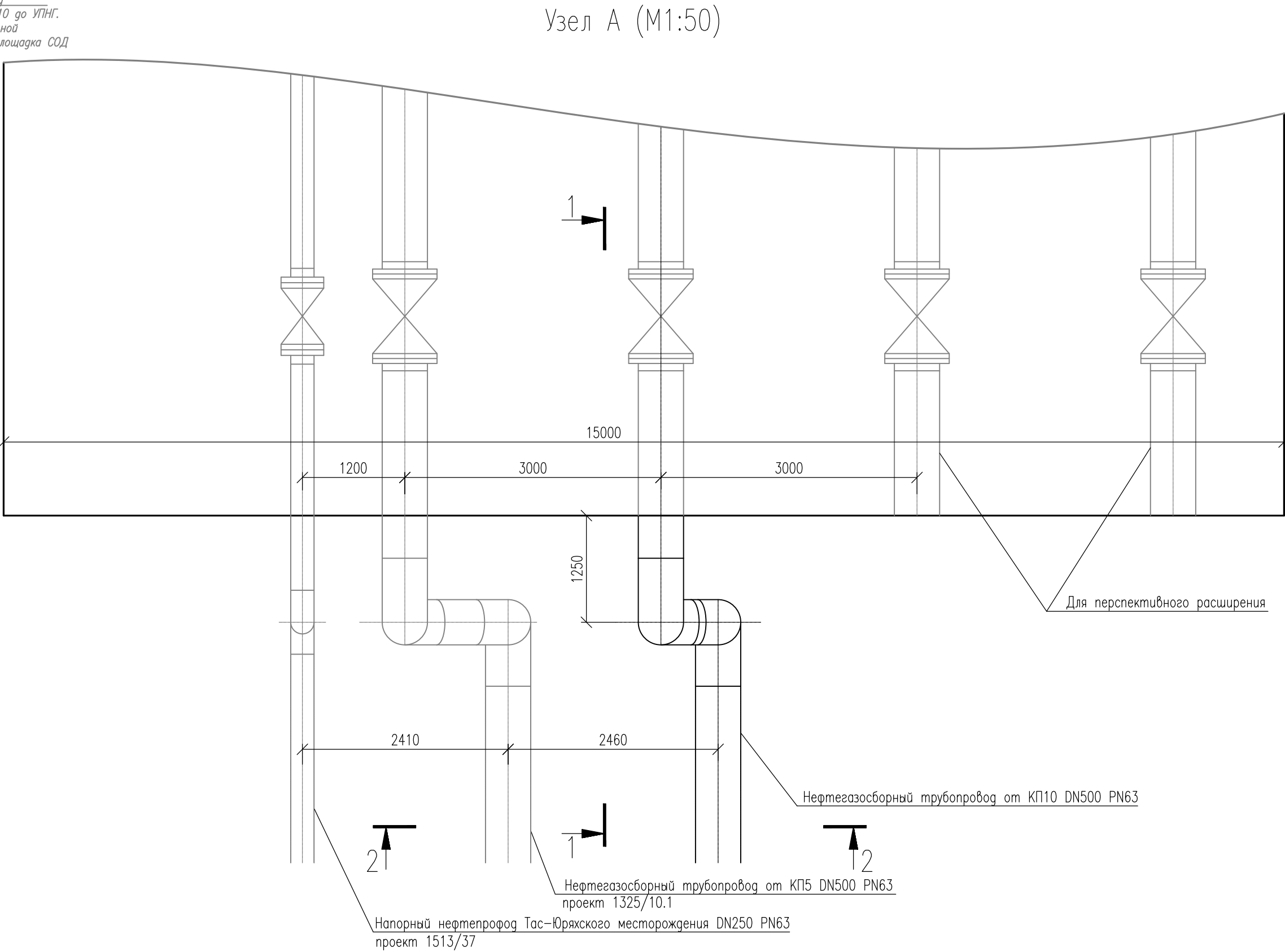
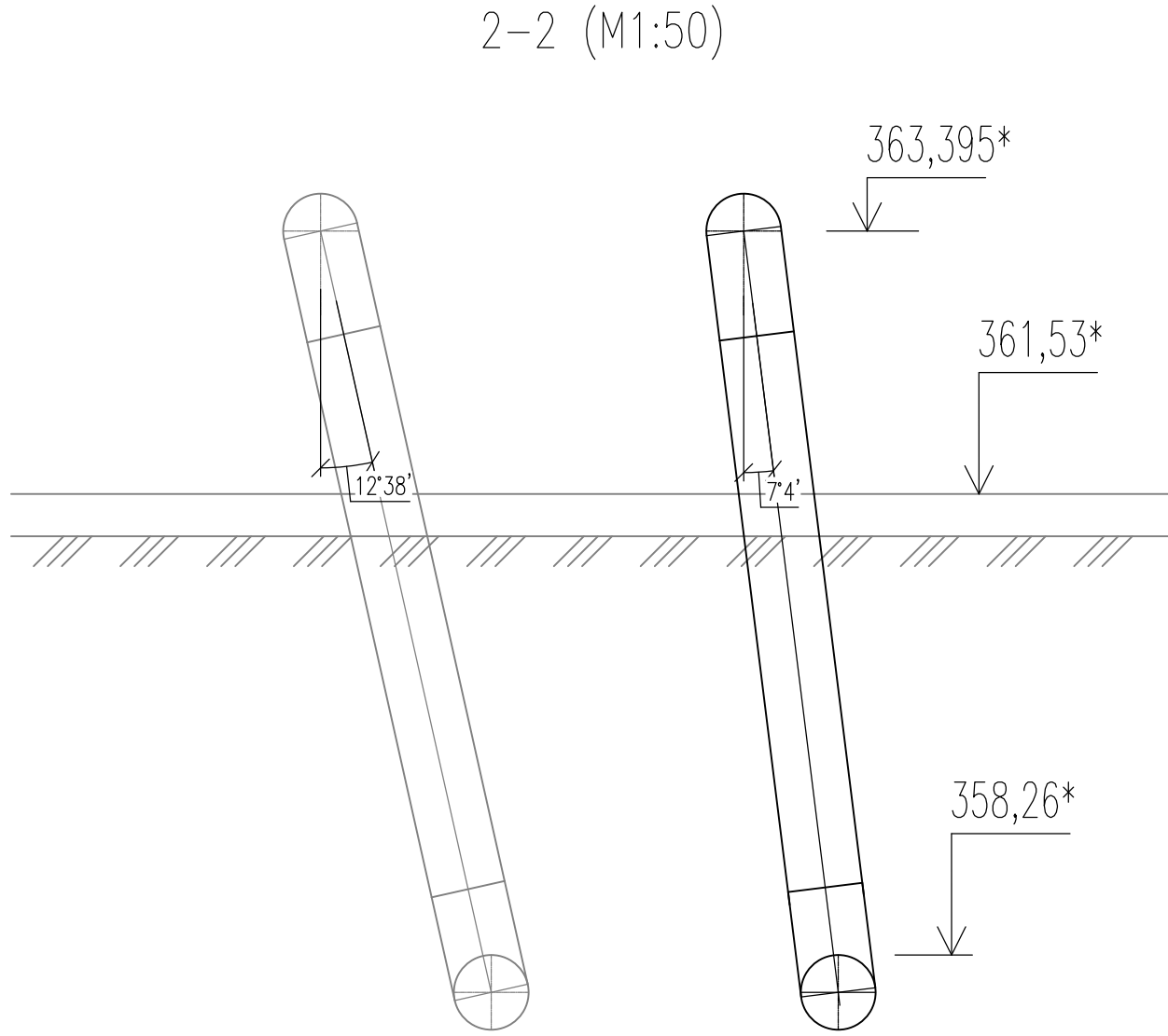
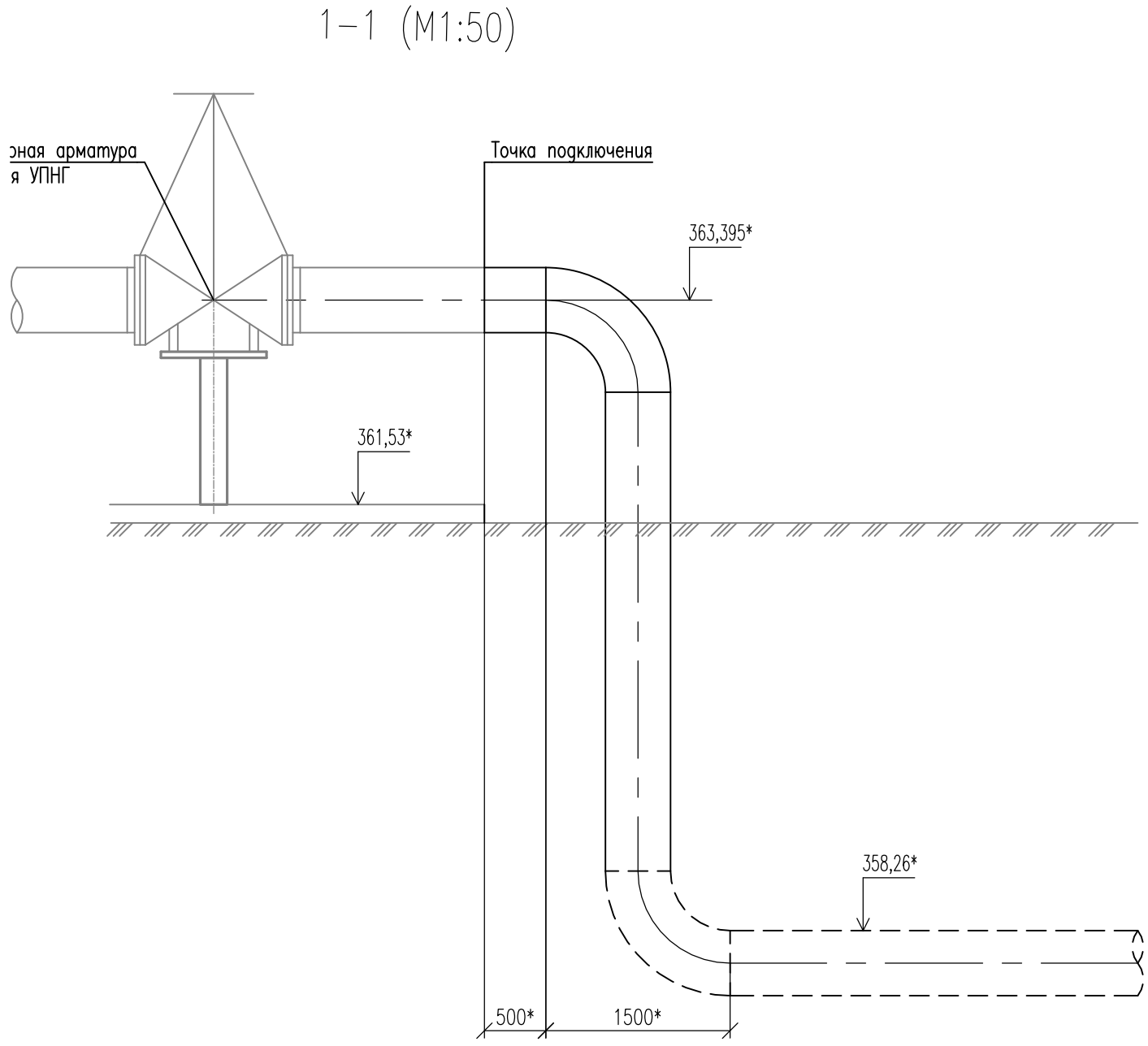
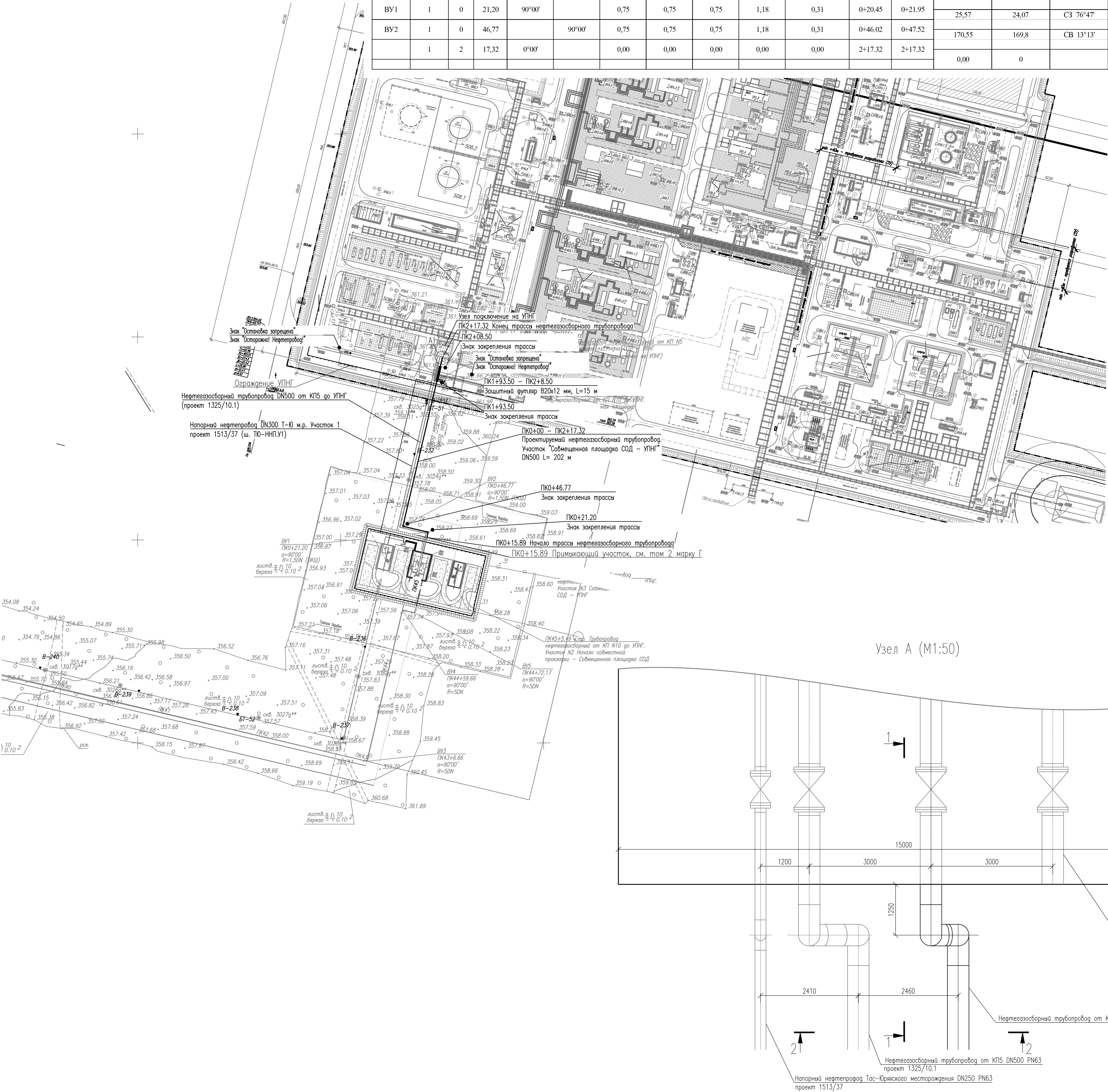
Взв. инв. N

Попр. и дата

Мик. N подг.

Ведомость узлов поворота Трубопровод нефтегазосборный от КП N10 до УПНГ. Участок N3 Собственная площадка СОД – УПНГ

Номер знака	Пикетаж по трассе			Величина угла поворота		Радиус, м				положение кривой		Расстояние между вершинами, м	Длина прямой, м	Румб, °	
							Тангенс		Кривая	Биссектриса	начало				конец
	КМ	ПК	+	влево	вправо		T1, м	T2, м	L, м	Б, м	ПК				ПК
	0	0	0,00	0°00'		0,00	0,00	0,00	0,00	0+0,00	0+0,00	21,20	20,45	СВ 13°13'	
ВУ1	1	0	21,20	90°00'		0,75	0,75	0,75	1,18	0,31	0+20,45	0+21,95	25,57	24,07	СЗ 76°47'
ВУ2	1	0	46,77		90°00'	0,75	0,75	0,75	1,18	0,31	0+46,02	0+47,52	170,55	169,8	СВ 13°13'
	1	2	17,32	0°00'		0,00	0,00	0,00	0,00	2+17,32	2+17,32				
												0,00	0		



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

2. Система высот Балтийская 1977г.

3. Общие указания по выполнению строительно-монтажных работ даны на листе ТЮ-КП10-ТСС.ПКС10-УП СОД – УПНГ-ТХ01-ГЧ-001

4. Профиль трубопровода приведен на листе ТЮ-КП10-ТСС.ПКС10-УП СОД – УПНГ-ТХ01-ГЧ-005.

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

6. При наличии воды в траншее предусмотреть ее откачку из траншеи.

7. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже

						ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-011			
Обустройство Тас-Юржского НГКМ.									
Куст скважин N10									
Изм.	Колуч.	Лист	№зак.	Погр.	Дата	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ковыркин				17.10.25		П		1
Проверил	Колымаков				17.10.25				
Гл.спец.	Дринкина				17.10.25				
Н.контр.	Полякова				17.10.25	Узел врезки на территории УПНГ нефтегазосборного трубопровода от собственной площадки СОД до УПНГ. План. Вуз А			
ГИП	Ровенская				17.10.25				

Формат А1Файл ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-011_5.dwg

Разрешение		Обозначение		ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00			
8691-25		Наименование объекта строительства		Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10			
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание	
5	С-001 ТЧ-001 ГЧ-001 ГЧ-002 ГЧ-003 ГЧ-004 ГЧ-005 ГЧ-006 ГЧ-007 ГЧ-008 ГЧ-009 ГЧ-010 ГЧ-011	Заменен. Заменен. Том откорректирован в соответствии с выпущенной РД (УПНГ – окончание трассы, дополнительный узел приема СОД, изменение длины участка совместной прокладки, объем дренажной емкости на т.вр.5) Заменен. Корректировка схемы (новый узел приема СОД, длин участков) Заменен. Корректировка обвязки ЕД Заменен. Корректировка схемы узла СОД на т.вр.5 Заменен. Корректировка схемы узла СОД на т.вр.4 Заменен. Корректировка схемы узла СОД перед УПНГ Заменен. Корректировка обвязки узлов СОД на т.вр.5 Заменен. Корректировка обвязки узлов СОД на т.вр.4 Заменен. Корректировка обвязки узла СОД и наименования окончания трассы Заменен. Корректировка объема емкости дренажной на т.вр.4 Актуализирован по данным РД (протяженность, количество и вид футляров откорректированы) Добавлен. Новый чертеж узла врезки на территории УПНГ			3	Изм.2 к заданию на проектирование от 15.04.2025	

Согласовано
 Н.контр
 Ровенская
 17.10.25

Изм.внес	Агеев		17.10.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Агеев		17.10.25			
Утв.	Ровенская		17.10.25			1

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
Нефтеборный трубопровод от КП10 до УПНГДНС				
1. Труба электросварная группа 4 219х8 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 219х8 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	5614 1978
2. Труба электросварная группа 4 219х8 из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, класса прочности К52 с заводским наружным покрытием ППУ 50МП, максимальная температура эксплуатации 80 град.С Труба э/с 4 219х8 К52 80НП ППУ50МП	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	540 380
3. Труба электросварная группа 4 273х8 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 273х8 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	38
4. Труба электросварная группа 4 325х10 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С Труба э/с 4 325х10 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	17
5. Труба электросварная 426х10 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°С Труба э/с 4 426х10 К52 60 НПН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	2965 3309
6. Труба электросварная 426х10 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным покрытием, ППУ 50 мм с защитной оболочкой	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		М	699 660

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
типа МП, максимальная температура эксплуатации 80°C Труба э/с 4 426x10 K52 80 НП ППУ50 МП				
7. Труба электросварная 530x12 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 530x12 K52 60 ННН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	7961 5700
8. Труба электросварная 530x14 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 530x14 K52 60 ННН	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	180 160
9. Камера приема СОД DN200 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
10. Камера приема СОД DN250 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
11. Камера запуска СОД DN400 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
12. Камера приема СОД DN400 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
13. Камера запуска СОД DN500 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
14. Камера приема СОД DN500 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
15. Дренажная емкость V=8 м³ 10Л-ЕД-001			шт.	1
16. Дренажная емкость V=8 м³ 10Л-ЕД-002			шт.	1
17. Запорная арматура с электроприводом: - DN500 PN63 - DN400 PN63 - DN200 PN63	ТТТ-01.02-03		шт.	52 6 1

Приложение В

Технические условия на подключение проектируемого трубопровода от КП10 к проектируемой УПНГ



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)
Саратовский филиал

Начальнику управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными
органами
ООО «Газпромнефть - Заполярье»

Е.О. Гельману

ул. им. Сакко и Ванцетти, д. 4, г. Саратов,
Саратовская область, Российская Федерация, 410012
тел.: +7 (8452) 74-34-56
e-mail: box@proektirovanie.gazprom.ru
ОКПО 26895632, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 645543001
09.07.2025 № 04/02/05-11582
на № _____ от _____

О направлении ТУ на подключение к
УПНГ (ТЮ-УПНГ02)

Уважаемый Евгений Олегович!

По объекту «Обустройство Тас-Юряхского месторождения» направляем в Ваш адрес актуализированные технические условия (ТУ) на подключение к установке подготовки нефти и газа (УПНГ) проектируемых напорного нефтепровода (ННП) и нефтегазосборных трубопроводов (НГС1, НГС2).

Приложение: ТУ на подключение к УПНГ на 2 л.

Заместитель главного
инженера - начальник
бюро

И.А. Махунов

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 034C5C8E007BB2D2824C23917D30968078
Владелец: Махунов Иван Анатольевич
Действителен: с 05.02.2025 по 05.02.2026

К.Ю. Овсенёв (04/357/449)
8(8452) 743000 доб. 4298



Технические условия на подключение нефтегазосборных трубопроводов (НГС) и напорного нефтепровода (ННП) к установке подготовки нефти и газа (УПНГ) Тас-Юряхского месторождения

1. Давление в точке передачи нефтегазосборных трубопроводов НГС1 и НГС2, Рраб.: 1,2 МПа (изб.);
2. Смесевая температура нефтегазосборных трубопроводов НГС1 + НГС2, Траб.: не ниже минус 15 °С;
3. Давление в точке передачи напорного нефтепровода (ННП), Рраб.: 9,7 МПа (изб.);
4. Температура в точке передачи напорного нефтепровода (ННП), Траб.: от минус 4,9 °С до плюс 10,7 °С;

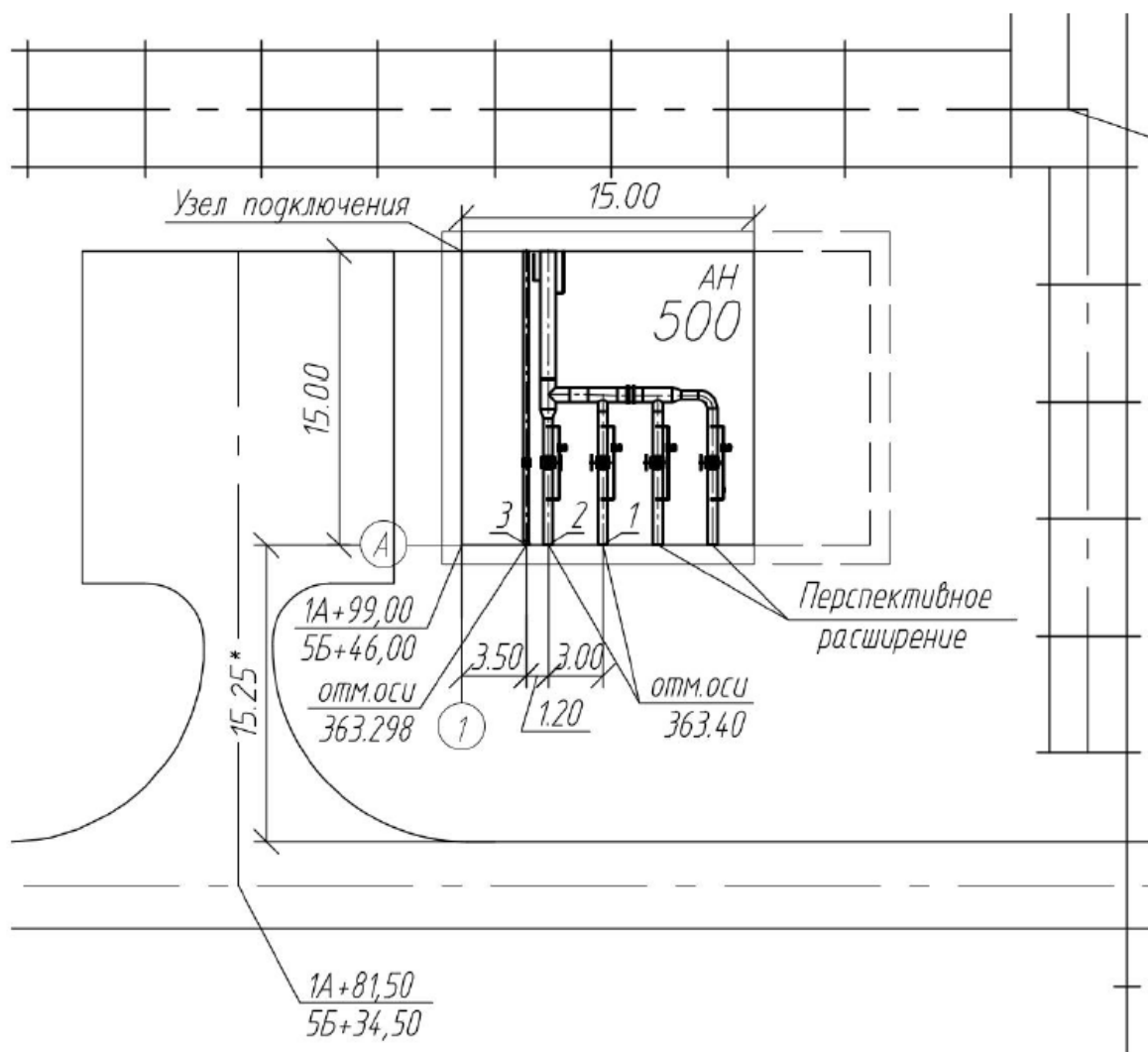
Параметры трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры трубопроводов ННП и НГС:

№ п.п.	Наименование трубопровода	Транспортируемая среда	DN	Рраб. / Ррасч, МПа (изб.)	Траб., °С	Материал	Принятый трубопровод в точке подключения
1.	Нефтегазосборный трубопровод от КП 5 (с учетом КП3,4,6) Тас-Юряхского месторождения (НГС1)	Нефть, газ, вода	500	1,2 / 6,3	Температура смесового потока НГС1+НГС2 не ниже минус 15 °С	Сталь К52, группа 4	530x11-K52
2.	Нефтегазосборный трубопровод от КП10 (с учетом КП8,9) Тас-Юряхского месторождения (НГС2)	Нефть, газ, вода	500	1,2 / 6,3		Сталь К52, группа 4	530x11-K52
3.	Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения (ННП)	Сепарированная нефть и нестабильный конденсат	300	9,7 / 10,0	минус 4,9 – плюс 10,7	Сталь К56, группа 4	325x12-K56

Границей проектирования трубопроводов ННП и НГС принята отсекающая арматура на позиции по ГП 500 «Узел подключения». План размещения трубопроводов на позиции с указанием привязок и высотных отметок представлен в приложении 1.

**Приложение 1. План размещения трубопроводов ННП и НГС
на позиции ГП 500 «Узел подключения»**



* Размер для справок

1 - Нефтегазосборный трубопровод от КП 5 (с учетом КП3,4,6) Тас-Юряхского месторождения (НГС1);


2 - Нефтегазосборный трубопровод от КП10 (с учетом КП8,9) Тас-Юряхского месторождения (НГС2);

3 - Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения (ННП).

Примечание: Привязки, координаты и высотные отметки уточняются при разработке рабочей документации.

Согласовано		Согласовано	

Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода

						ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-РР-001			
						«Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10»			
1	-	Зам.			30.09.25				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Лыскина			30.09.25	Куст скважин №10	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Симонова			30.09.25		П	1	146
Гл. спец.		Федотенко			30.09.25				
						Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.		Поликашина			30.09.25				
ГИП		Жук			30.09.25				

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ	3
3.2 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	4
3.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	7
4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	7
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	7
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ	10
4.3 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	12
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	12
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ	12
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА	14
5.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ТРУБОПРОВОДАМИ НА ОСНОВАНИИ РАЗМЕРОВ ЗОН РАСТЕПЛЕНИЯ ММГ	15
5.4 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА	16
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	19
7 ВЫВОД	35
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	36
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	41
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТА	144

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземного нефтегазосборного трубопровода проекта 1325/10.2 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10», расчет осадок основания, расчет на прочность и деформативность, определение необходимого расстояния между нефтегазосборным трубопроводом и параллельным напорным нефтепроводом на участке параллельной прокладки с Напорным нефтепроводом Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 (проект 1513/37).

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.04ССН0.04183, 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 утвержденному гидравлическому расчёту, представленному в приложении Г.

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

На участках распространения ММГ рассмотрено два варианта устройства трубопровода:

- трубопровод выполняется без теплоизоляции, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;
- трубопровод выполняется в теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм.

На талых грунтах в основании трубопровод прокладывается без теплоизоляции.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Участок трубопровода	Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °С	Рабочий продукт
граница куста10 - т.в.5	219х8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	6,3	-2,8...+8,4 (см. приложение Г)	Нефтегазовая смесь
т.в. 5 - т.в. 4	426х10			-15,6...+7,1 (см. приложение Г)	
т.в. 4-ДНС	530х12			-17,0...+8,9 (см. приложение Г)	

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно чертежам проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10».

Расстояние между проектируемым нефтегазосборным трубопроводом и параллельным напорным нефтепроводом Тас-Юряхского месторождения принято равным 15 метрам, с обоснованием теплотехническим расчетом согласно примечания 4 к таблице 7 ГОСТ Р 55990-2014.

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

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10». 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 в качестве расчетных участков приняты следующие участки:

- Выход с площадки узла запуска СОД на КП10 (геол. скв. 10-39);
- ПК50+60 (геол. скв. 277-1);
- ПК53+00 – ПК54+00 (геол. скв. 2004, 1052-1);
- Площадка узла приема СОД DN200, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 (геол. скв. 1049, 6049а, 1048-1);
- ПК64+00-ПК66+00 (геол. скв. 274-1, 1047-1);
- ПК102+00 - ПК 103+00 (геол. скв. 27, 1030);
- Участок совместной прокладки ПК22+00 – ПК23+00 (геол. скв. 1а**-3000д**);
- Участок совмещенной площадки СОД (геол. скв 362С***, 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-КП10-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10» 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
10-39	0,34	0,35	0,31	0,29	0,28	0,21	0,25	0,30	0,13	0,18	0,12	-0,32	-0,47	-0,63	-0,77				
270	-0,59	-0,80	-0,80	-0,89	-0,78	-0,67	-0,66	-0,65	-0,56	-0,65	-0,56	-0,44	-0,73	-0,56	-0,78				
1039	-0,85	-0,32	-0,35	-0,31	-0,42	-0,42	-0,50	-0,56	-0,75	-0,75	-0,63	-0,42	-0,35	-0,42	-0,63				
27*	-0,56	-0,33	-0,36	-0,45	-0,31	-0,31	-0,46	-0,50	-0,63	-0,63	0,36	0,45	-0,36	-0,45	-0,68				
1047-1*	-0,74	-0,58	-0,38	-0,56	-0,58	-0,59	-0,48	-0,54	-0,45	-0,61	-0,55	-0,69	-0,57	-0,80	-0,75				
1052-1*	-0,74	-0,55	-0,39	-0,44	-0,58	-0,63	-0,56	-0,49	-0,56	-0,54	0,25	0,56	0,75	0,66	0,71				
2004*	-0,88	-0,61	-0,48	-0,36	-0,63	-0,48	-0,52	-0,65	-0,61	-0,53	-0,59	-0,85	-0,84	-0,81	-0,87				
277-1*	-0,82	-0,62	-0,38	-0,36	-0,62	-0,61	-0,58	-0,54	-0,53	-0,62	-0,79	-0,81	-0,55	-0,86	-0,77				
1058-1*	-0,90	-0,65	-0,41	-0,49	-0,48	-0,56	-0,48	-0,65	-0,65	-0,60	-0,74	-0,60	-0,74	-0,89	-0,90				
6049а**	0,02	-0,11	-0,12	-0,16	-0,15	-0,16	-0,23	-0,25	-0,25	-0,28	-0,35	-0,32	-0,34	-0,35	-0,31				
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-Юряхского месторождения. Участок 1»																			
** Скважины из технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-КП5-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5»																			

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-КП10-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10» 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 ²	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 Расчётные параметры

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух (без учета снега), Вт/м ² К	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.№27 Вт/м ² 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.№1030 Вт/м ² К	1	0,87	0,82	1	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,46	1,7	1,21
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№274-1, Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,00	1,96	1,40
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1047-1, Вт/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	5,00	1,96	1,40
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1052-1, Вт/м ² К	0,96	0,83	0,78	0,95	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,32	1,63	1,16

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №2004, Вт/м ² К	1,12	0,98	0,92	1,12	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,86	1,89	1,35
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №277-1, Вт/м ² К	1,33	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,88	1,91	1,36
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №10-39, Вт/м ² К	1,13	0,98	0,92	1,13	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,88	1,91	1,36
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №270, Вт/м ² К	1,21	1,05	0,99	1,2	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,12	2,03	1,45
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1039, Вт/м ² К	1,11	0,97	0,91	1,11	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,83	1,88	1,34
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1049, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,42	1,68	1,19
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1048-1, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,42	1,68	1,19

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №1058-1, Вт/м ² К	1,14	0,99	0,93	1,14	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,91	1,92	1,37
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6049а, Вт/м ² 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. №1а**, Вт/м ² 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/м ² К	1,17	1,01	0,95	1,16	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5	1,96	1,4
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №360С***, Вт/м ² 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 ² 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 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

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

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

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

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

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

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

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

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

Таблица 5 - Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	46 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN200 в теплоизоляции 50 мм	0,526 Вт/м ² °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN400 в теплоизоляции 50 мм	0,54 Вт/м ² °С

4.3 Механическая модель грунта

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

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

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

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

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

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

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

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

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

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

где T – температура, °С;

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

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

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

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

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

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

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

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

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

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

Пример расчетной сетки представлена на рисунке 1. Описание расчетной модели участков УЗА и площадок СОД с применением термостабилизаторов грунта указывается в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

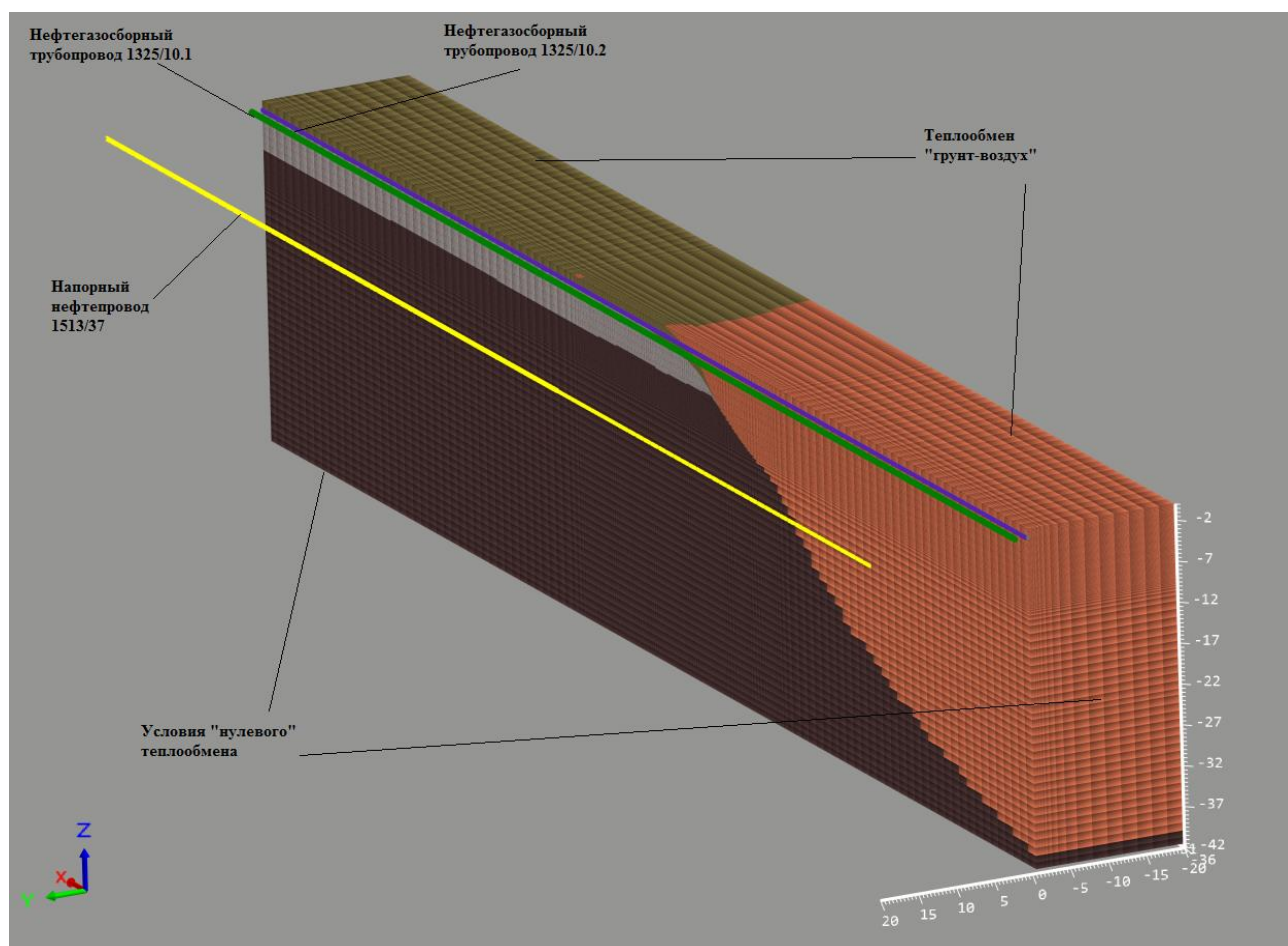


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

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. Результаты расчета температурных полей в районе участков УЗА и площадок СОД с учетом температурной стабилизации грунтов представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

5.3 Определение расстояния между трубопроводами на основании размеров зон растепления ММГ

Расстояние между проектируемым нефтегазосборным трубопроводом и Напорным нефтепроводом Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 (проект 1513/37) на участке параллельной прокладки принимается в соответствии с указаниями таблицы 7 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом наибольшего из диаметров трубопровода до DN500. В соответствии с примечанием 4 к данной таблице требуется обоснование теплотехническим расчетом при прокладке трубопроводов на расстоянии менее четырех кратного расстояния, указанного в таблице 7. С учетом примечания 1 к таблице 7 ГОСТ Р 55990-2014, с целью минимизации негативного влияния, а также возможности производства работ принимается расстояние между осями трубопроводов принимается не менее 15 метров.

В качестве обоснования принято отсутствие совместного влияния трубопроводов на глубину оттаивания ММГ в основании трубопроводов при их паральной прокладке. Обосновывающими расчетами являются расчет температурного режима ММГ за срок эксплуатации при совместном воздействии трубопроводов и контрольный расчет при отсутствии теплового влияния напорного нефтепровода. Подтверждающим обоснованием является совпадение глубины оттаивания ММГ в основании проектируемого нефтегазосборного трубопровода в обоих расчетных случаях. Результаты представлены на рисунках 2 и 3.

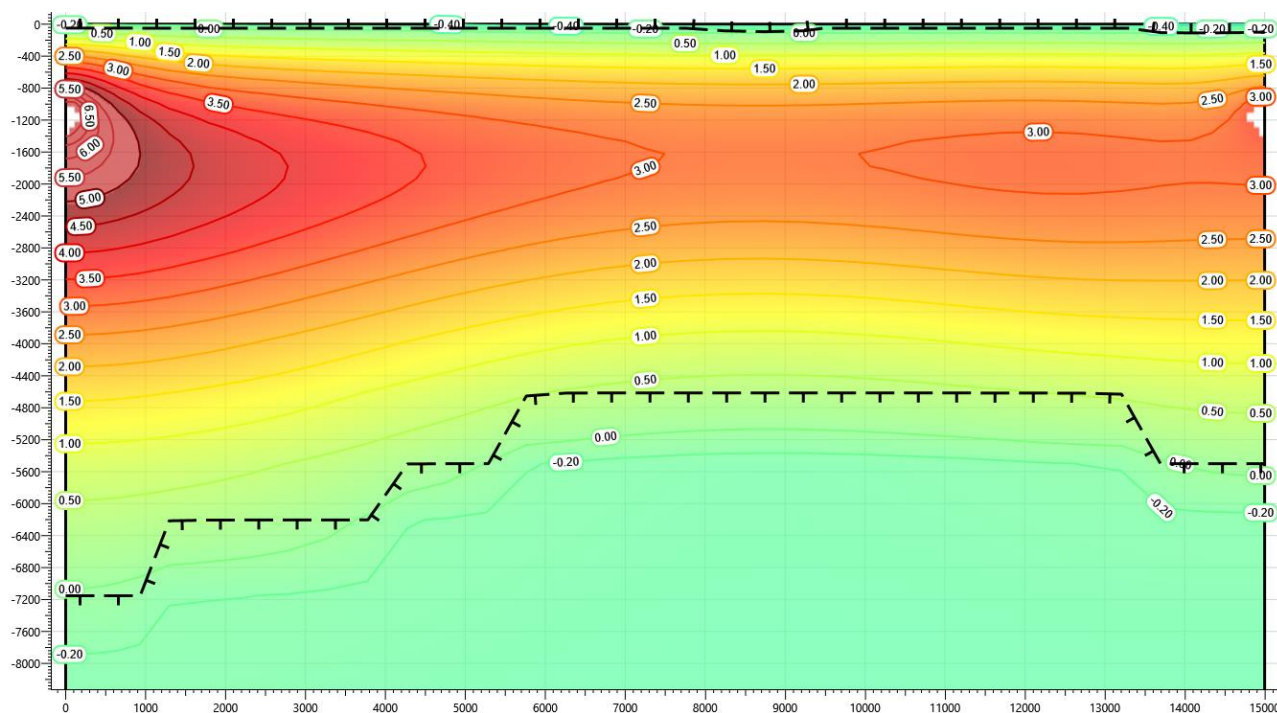


Рисунок 2 – Температурное распределение в окрестности трубопроводов при совместной работе

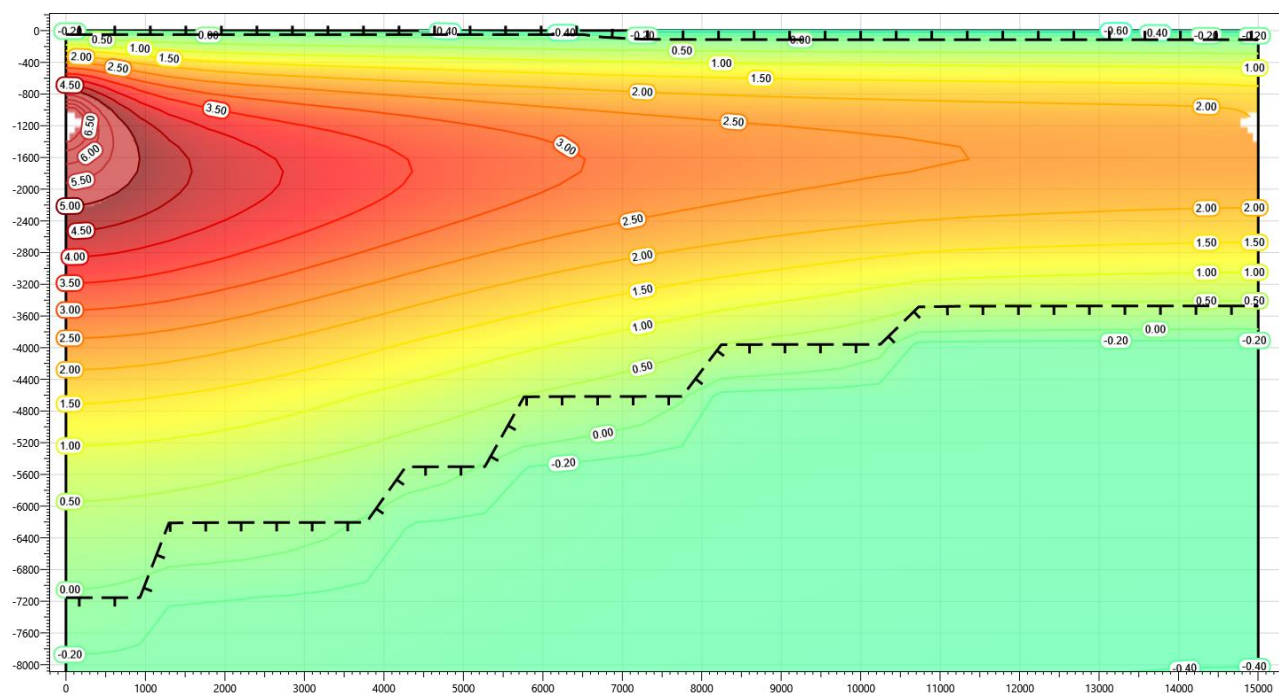


Рисунок 3 - Температурное распределение в окрестности трубопроводов при отсутствии влияния параллельного трубопровода

Как видно из представленных распределений, в проектном и контрольном варианте прокладки оттаивание ММГ в основании нефтегазосборного трубопровода составляет до 7,2 м от поверхности. Взаимное влияние трубопроводов на глубину оттаивания ММГ и, следовательно, осадку основания, напряженно-деформированное состояние отсутствует. Принятое расстояние между осями трубопроводов 15 метров, является обоснованным

5.4 Расчет просадки грунта

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета просадки грунта представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты расчета просадки грунта

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Выход с площадки узла запуска СОД на КП10	10-39	ПК0+00	До 9,7 (кровля ММГ на 6,5м от естественной отметки земли)	281
		ПК0+10	До 7,9 (кровля ММГ на 6,5м)	181
ПК50+60	277-1	ПК50+60	5,88	339
ПК50+60 (в теплоизоляции)	277-1	ПК50+60	3,1	201
ПК53+00 - ПК 54+00	2004	ПК53+00	5,65	317
		ПК53+33	6,45	299
		ПК53+36	8,65	285
		ПК53+40	4,32	109
	1052-1	ПК53+60	3,65	100

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
ПК53+00 - ПК 54+00 (в теплоизоляции)	2004	ПК53+00	3,3	227
		ПК53+33	4,6	224
		ПК53+36	5,6	169
		ПК53+40	4,3	109
	1052-1	ПК53+60	3,5	98
Площадка узла приема СОД DN200, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005	1049	ПК61+30	ММГ отсутствуют	0
	6049а	ПК61+41	9,6	283
		ПК61+45	6,0	259
		ПК61+54	5,1	275
		ПК61+64	2,0	94
		ПК62+08	1,0	65
		ПК62+20	5,4	304
		ПК62+29	11,9	346
ПК64+00- ПК66+00	1048-1	ПК62+37	ММГ отсутствуют	0
	274-1	ПК64+80	ММГ отсутствуют	0
	1047-1	ПК64+88	3,2	185
		ПК64+93	5,8	288
		ПК64+97	6,6	328
		ПК64+98	6,0	298
ПК64+00- ПК66+00 (в теплоизоляции)	274-1	ПК64+80	ММГ отсутствуют	0
	1047-1	ПК64+88	3,0	171
		ПК64+93	5,7	287
		ПК64+94	4,2	221
		ПК64+98	3,2	180
ПК102+00 - ПК 103+00	27	ПК102+48	5,1	149
		ПК102+52	5,7	171
		ПК102+54	13,3	481
	1030	ПК102+60	ММГ отсутствуют	0
Участок совмещенной прокладки				
ПК22+00- ПК23+00 (участок №2)	1а**	ПК22+40	8,3	0
		ПК22+47,5	3,2	0
	3000д**	ПК22+48	3,7	23
		ПК22+52	3,4	117
		ПК22+64	2,6	164

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
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 (участок №3)	3025Д**	ПК1+70	4,0	126
		ПК1+71	4,9	160
		ПК1+77	4,9	166

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

6 Проверка условий прочности трубопроводов

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

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

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

Для участков прокладки трубопровода в просадочных грунтах вне зон изменения геокриологических условий, переходов через коммуникация и иных известных зон резкого изменения состояния основания, в расчет принимается риск неравномерной деформации основания и наличие непросадочных участков не выявленных на профиле. В качестве расчетной длины участка изменения просадки основания от максимального значения до непросадочного участка принята длина 10 метров.

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 4...27.

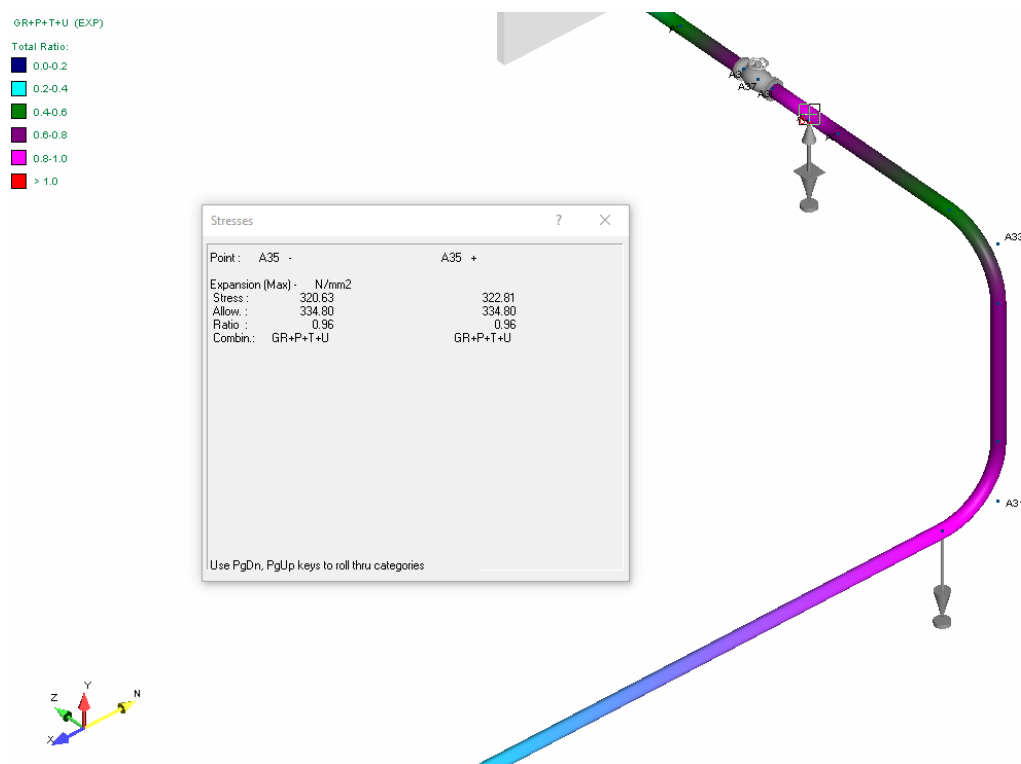


Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе выхода с площадки узла запуска СОД на КП10

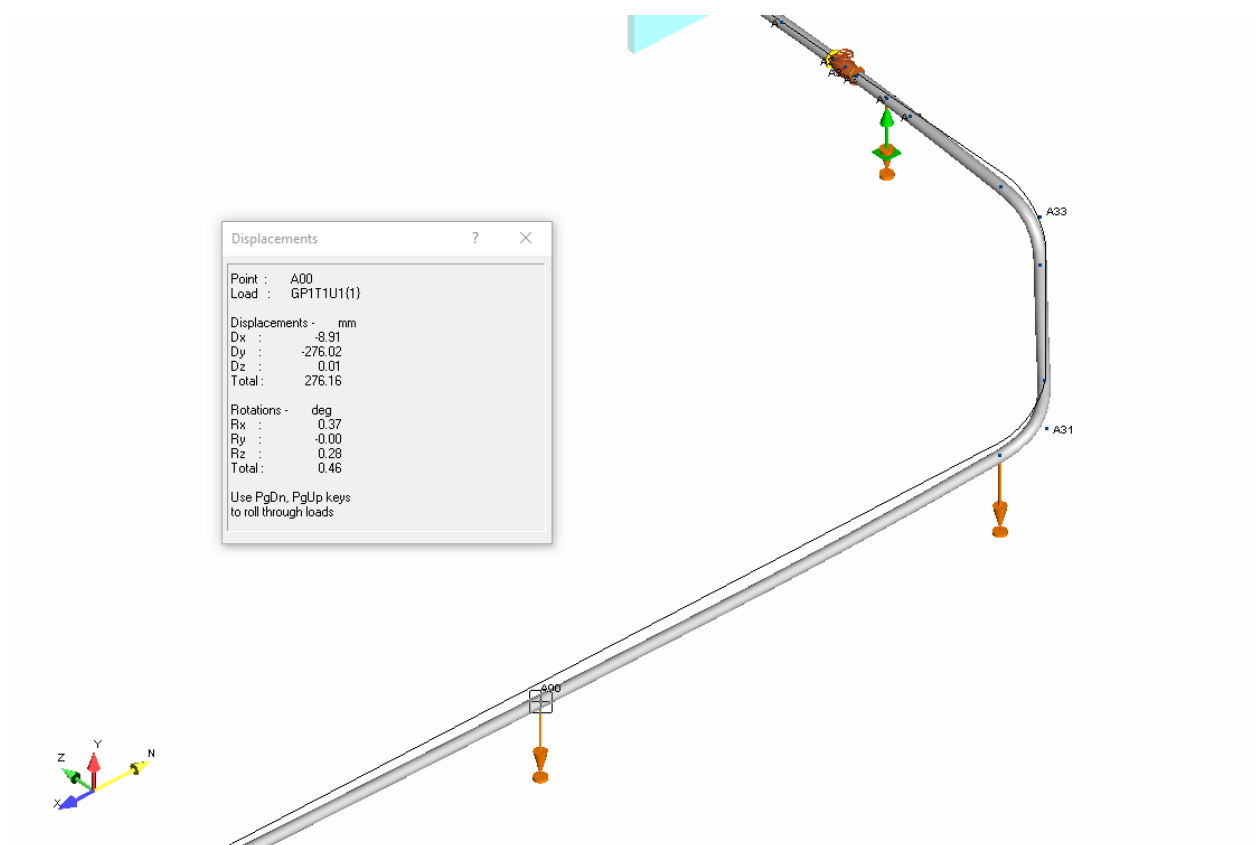


Рисунок 5 – Картина просадки в районе выхода с площадки узла запуска СОД на КП10



Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 50+60

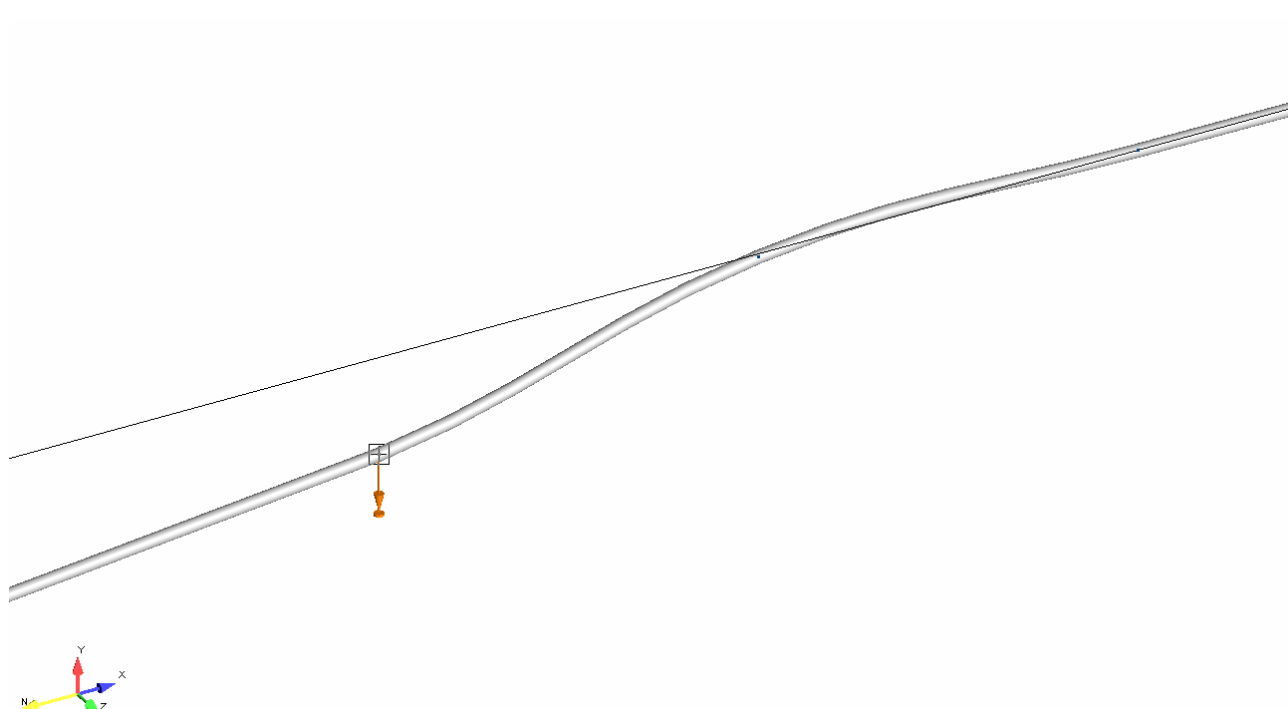


Рисунок 7 – Картина просадки в районе ПК 50+60



Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе 50+60 (с применением теплоизоляции)

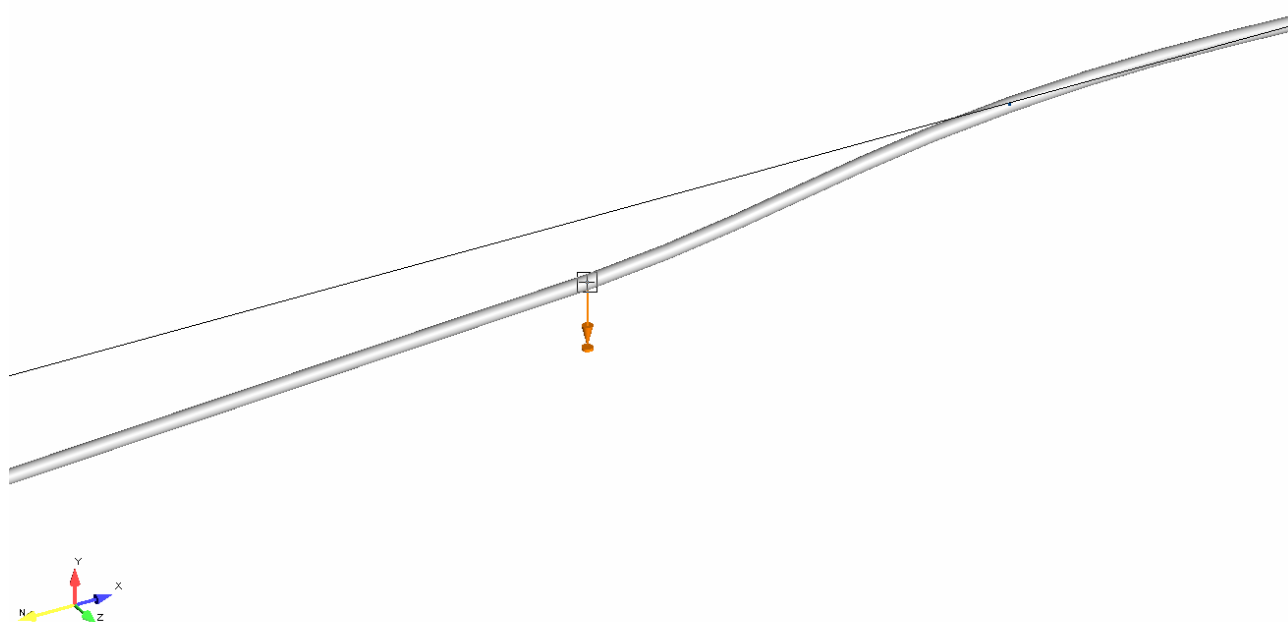


Рисунок 9 – Картина просадки в районе 50+60 (с применением теплоизоляции)

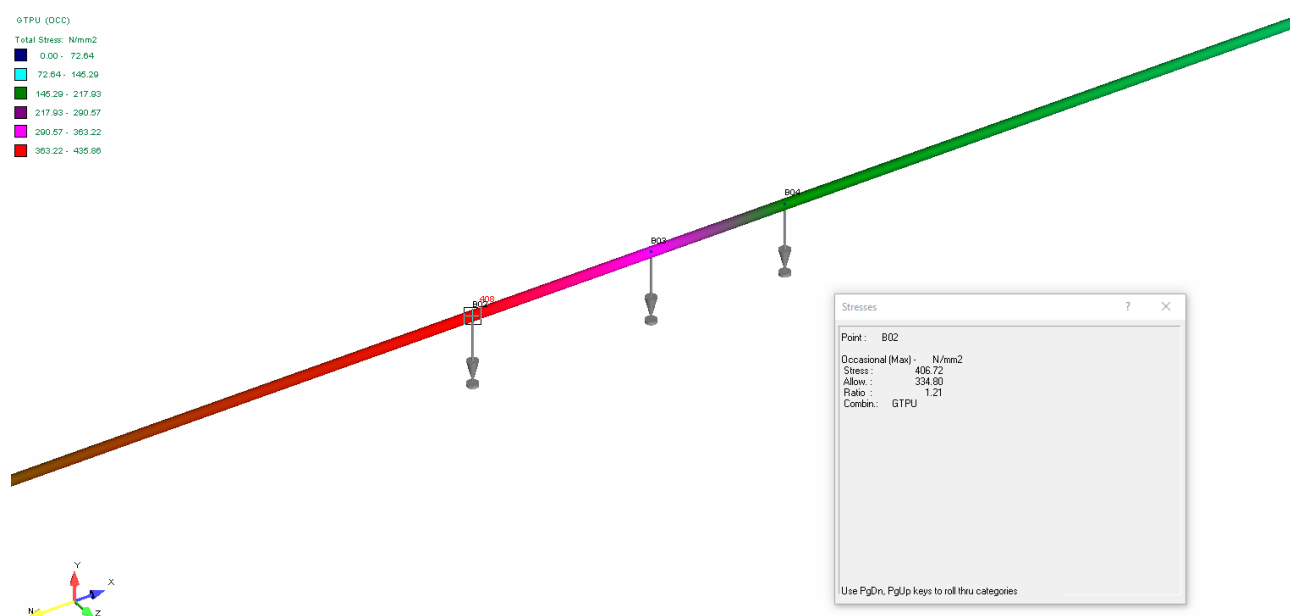


Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 53-ПК54

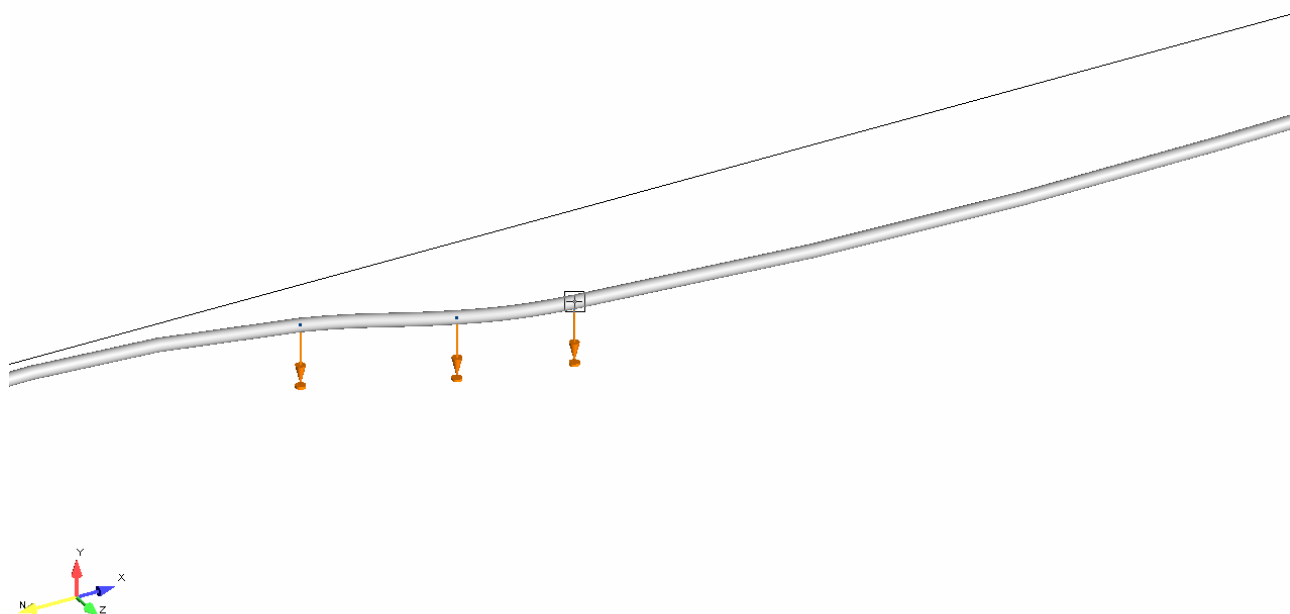


Рисунок 11 – Картина просадки в районе ПК 53-ПК54

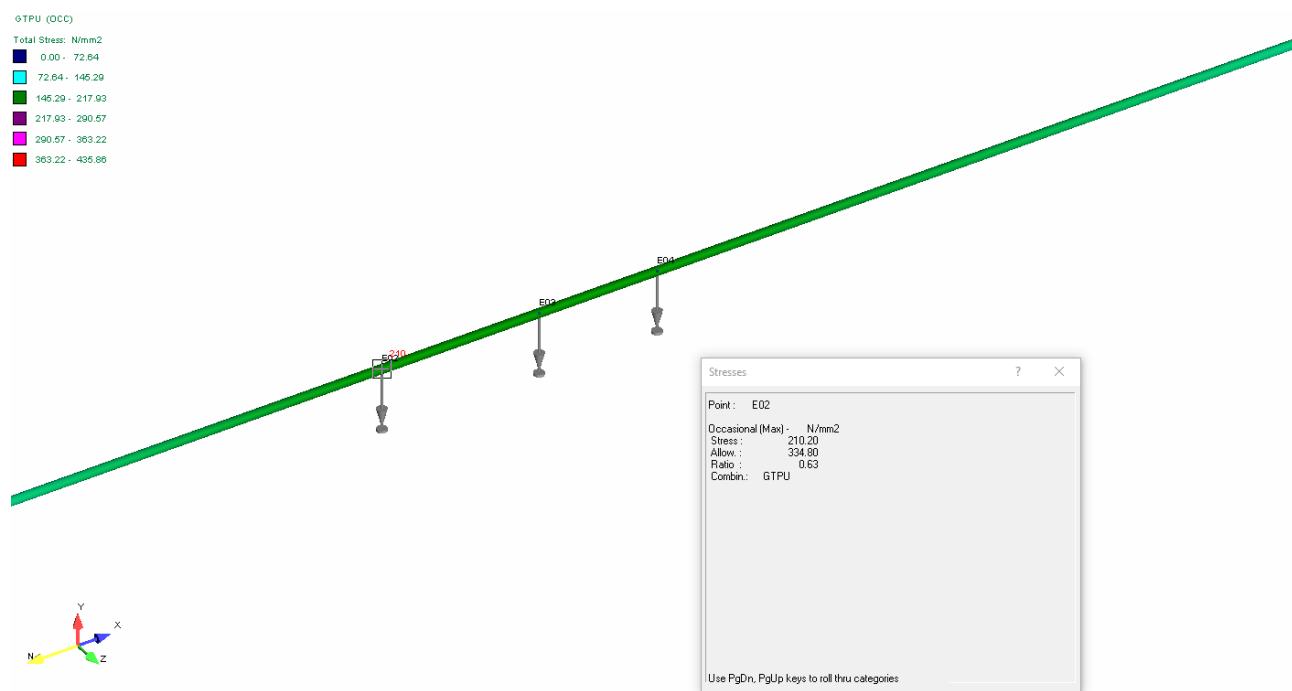


Рисунок 12 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК 53-ПК54 (с применением теплоизоляции)

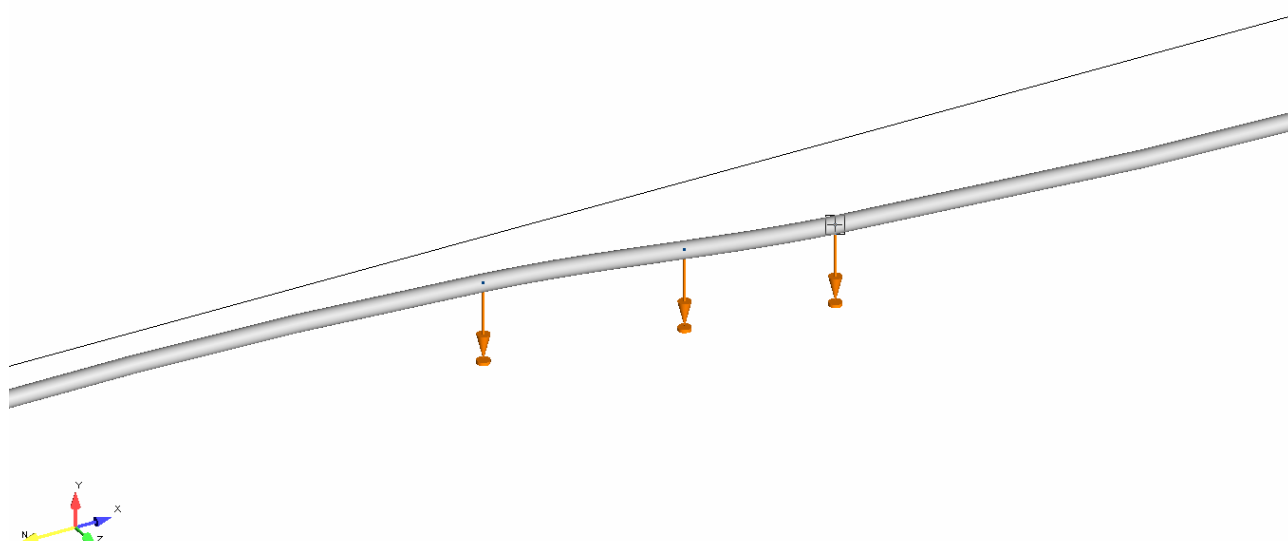


Рисунок 13 – Картина просадки в районе ПК 53-ПК54 (с применением теплоизоляции)

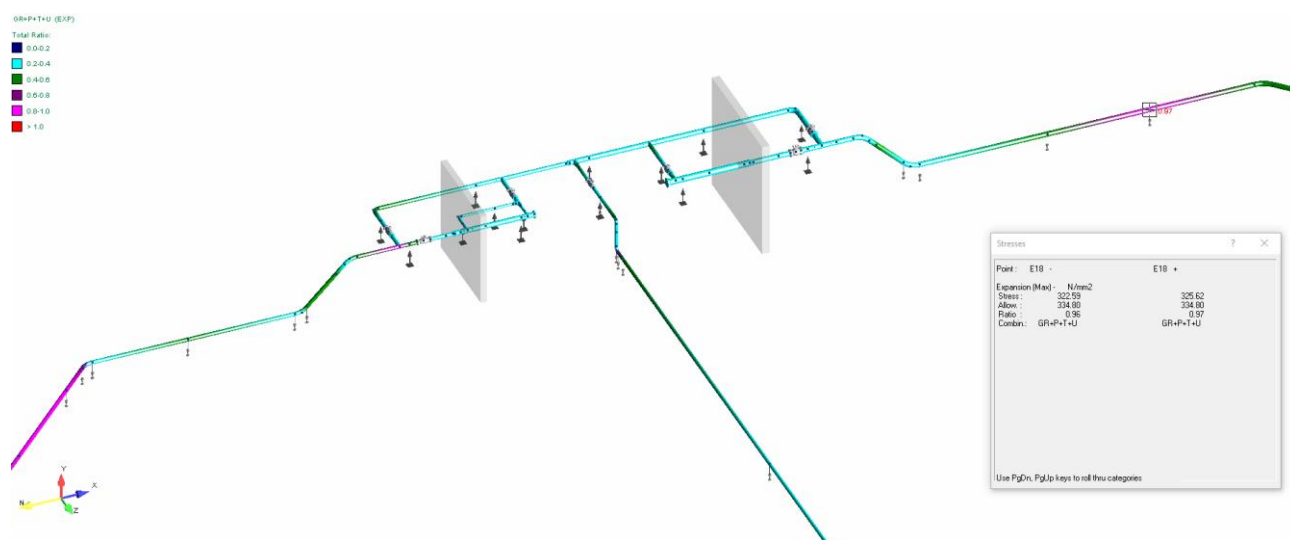


Рисунок 14 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе узла приема СОД DN200, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005

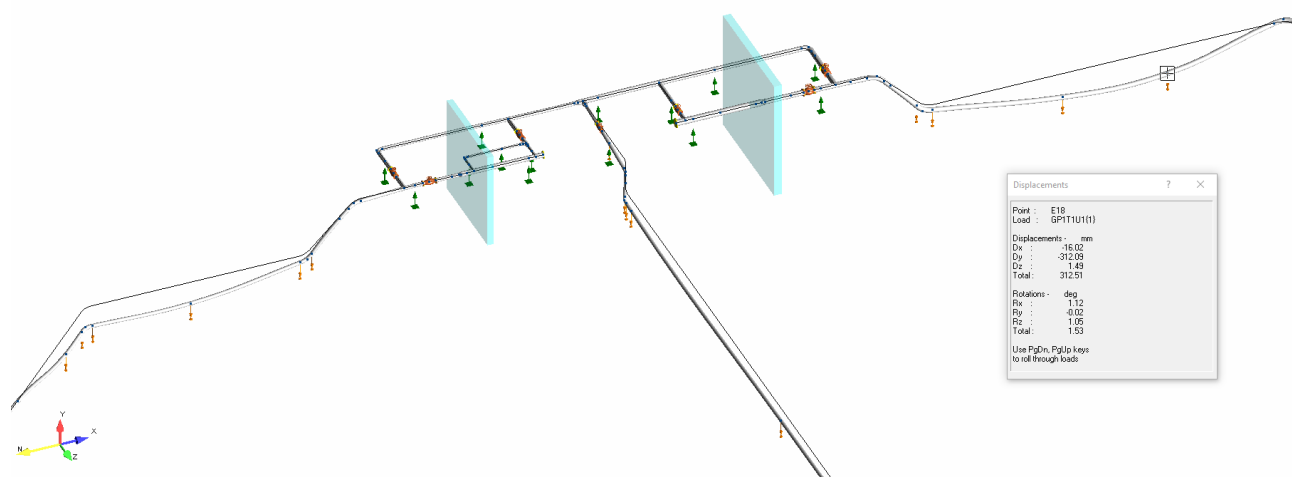


Рисунок 15 – Картина просадки в районе узла приема СОД DN200, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005

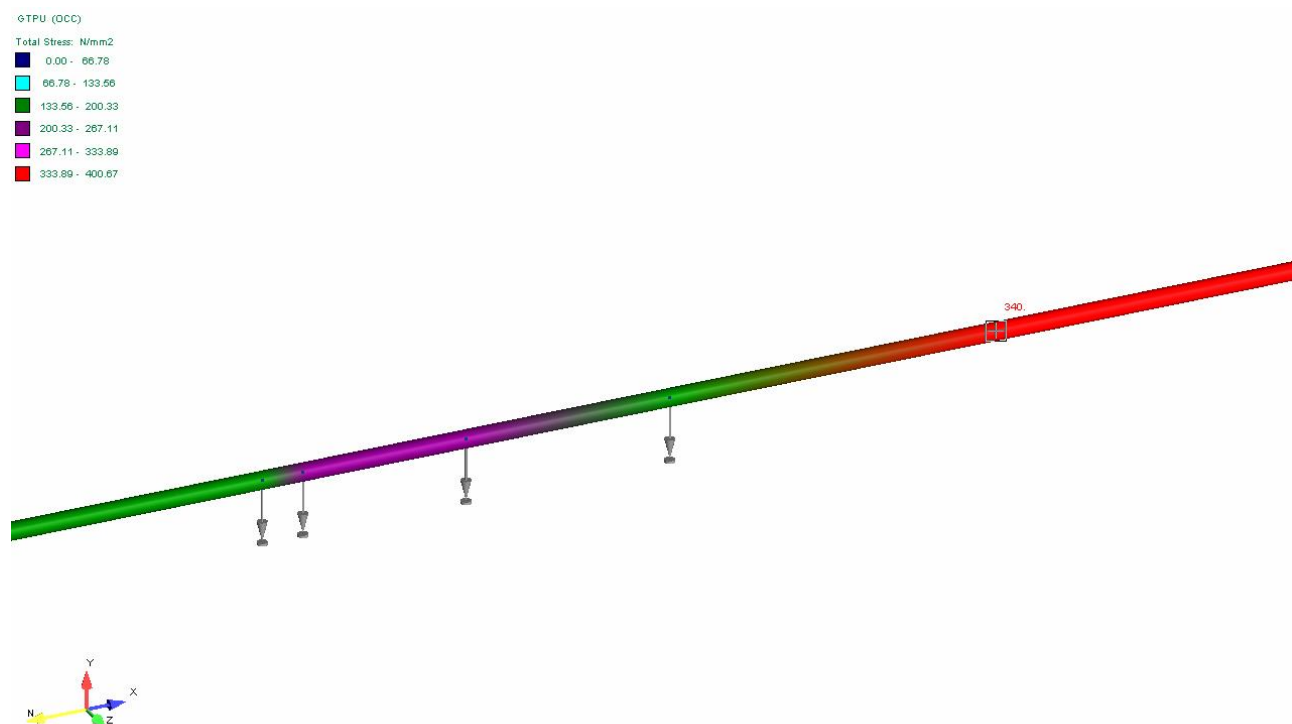


Рисунок 16 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК64-ПК66

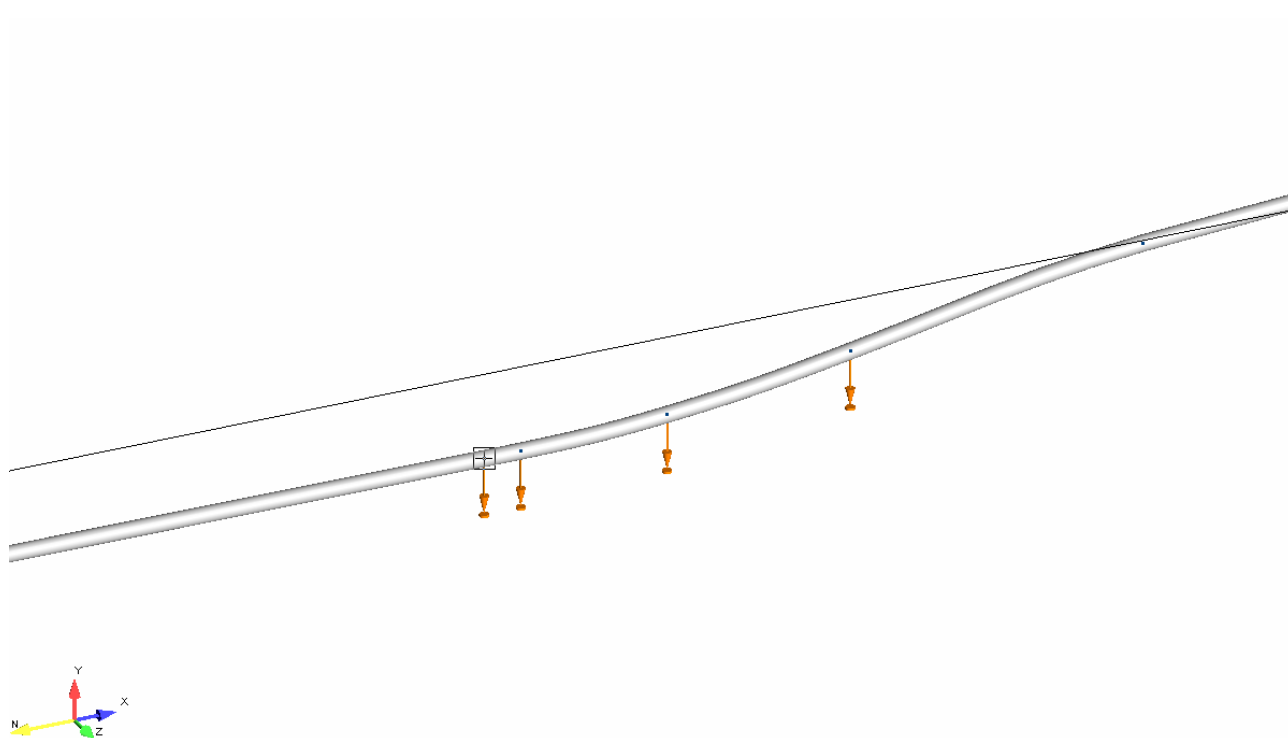


Рисунок 17 – Картина просадки в районе ПК64-ПК66

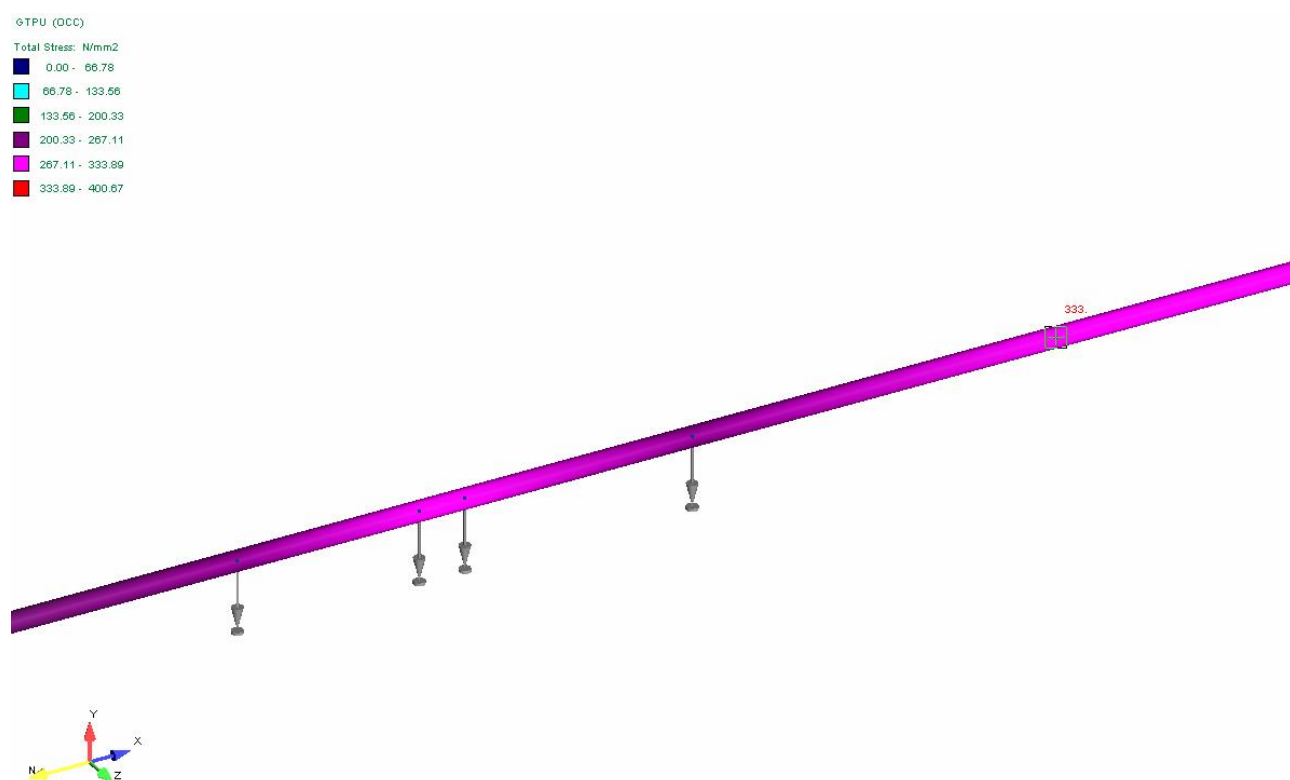


Рисунок 18 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК64-ПК66 (с применением теплоизоляции)

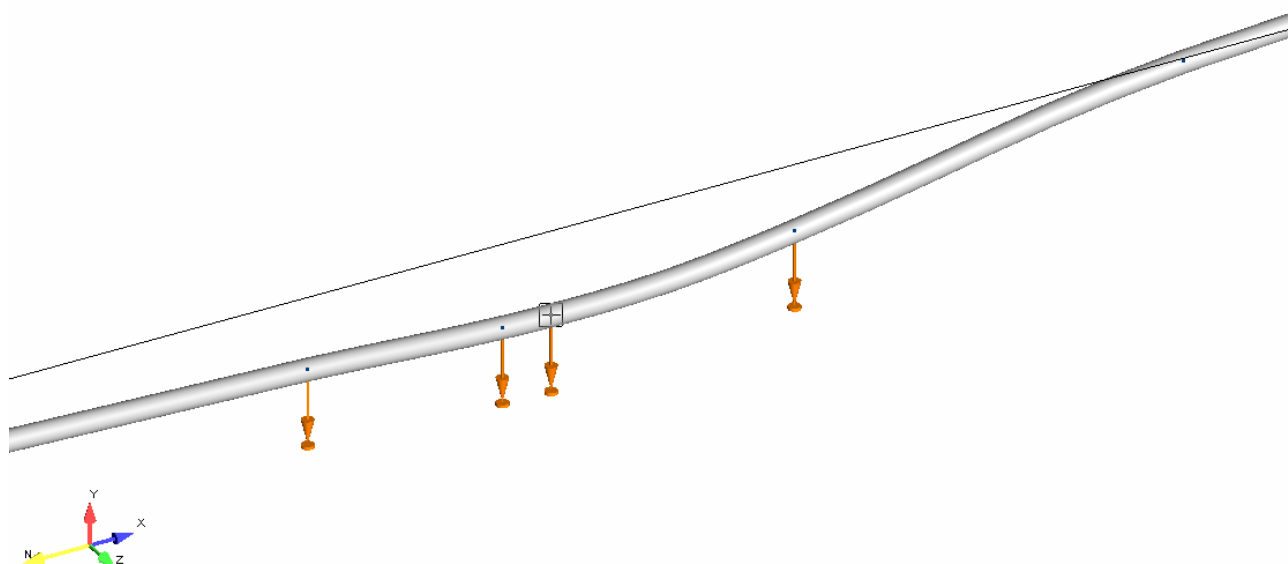


Рисунок 19 – Картина просадки в районе ПК64-ПК66 (с применением теплоизоляции)

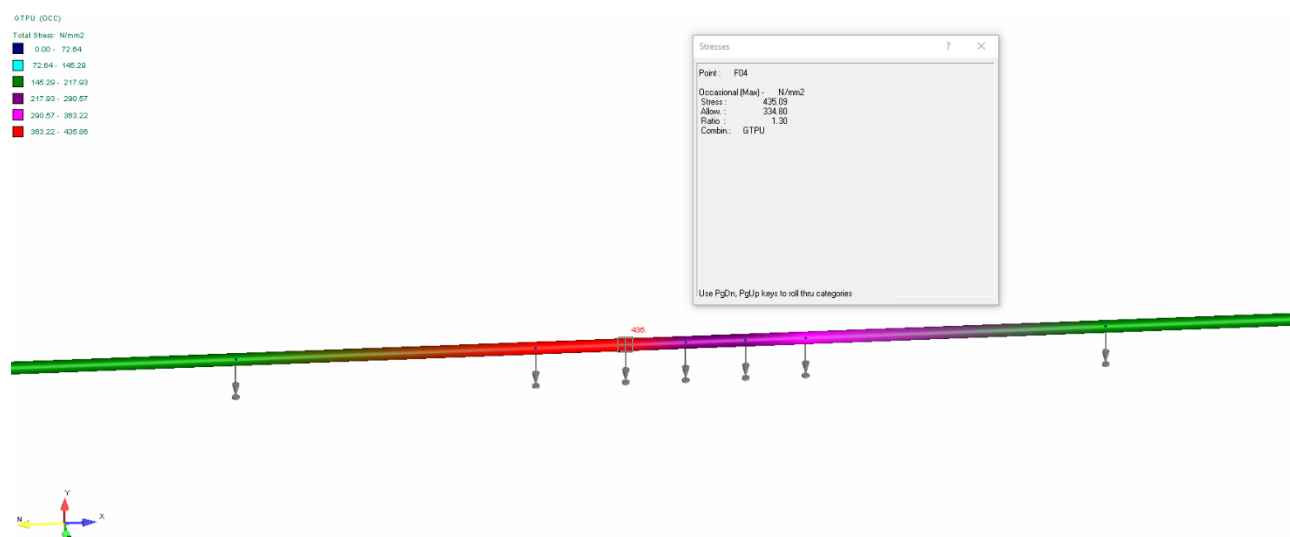


Рисунок 20 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК82-ПК84



Рисунок 21 – Картина просадки в районе ПК82-ПК84

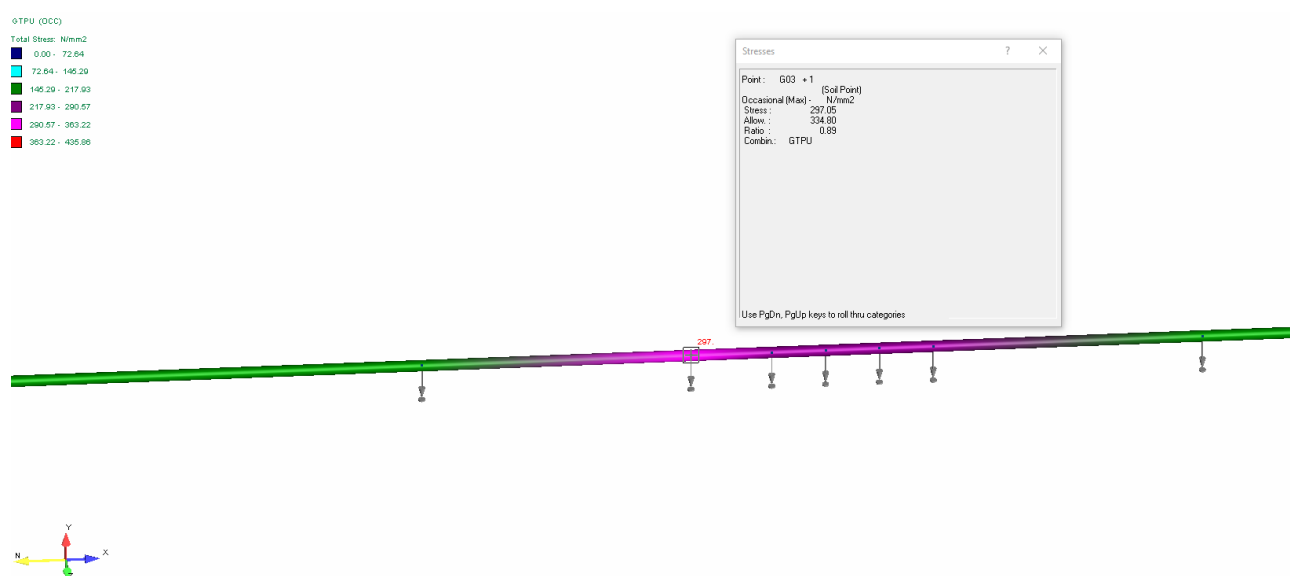


Рисунок 22 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК82-ПК84 (с применением теплоизоляции)

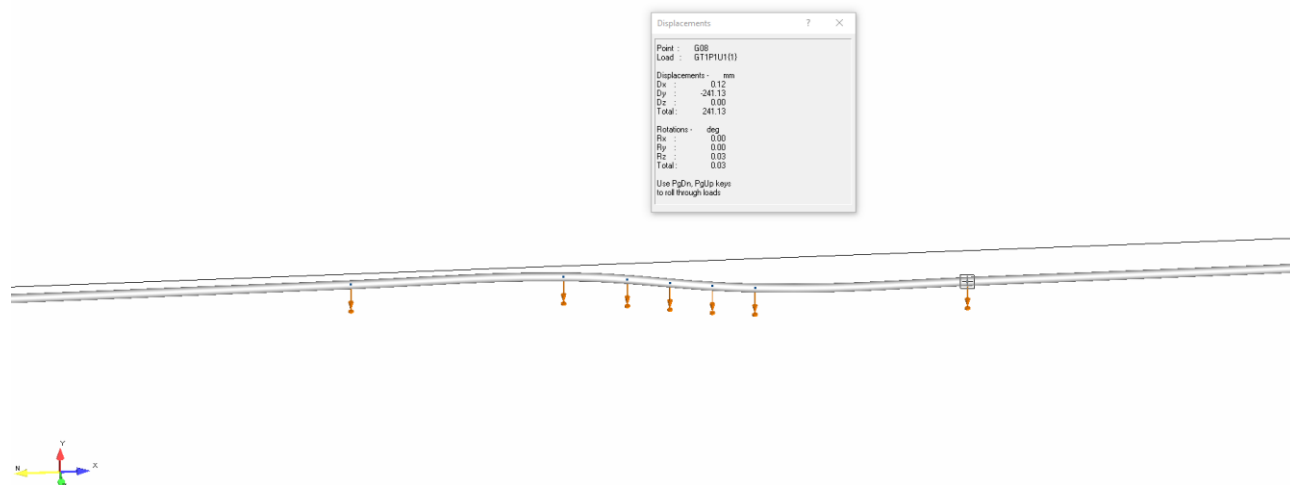


Рисунок 23 – Картина просадки в районе ПК82-ПК84 (с применением теплоизоляции)

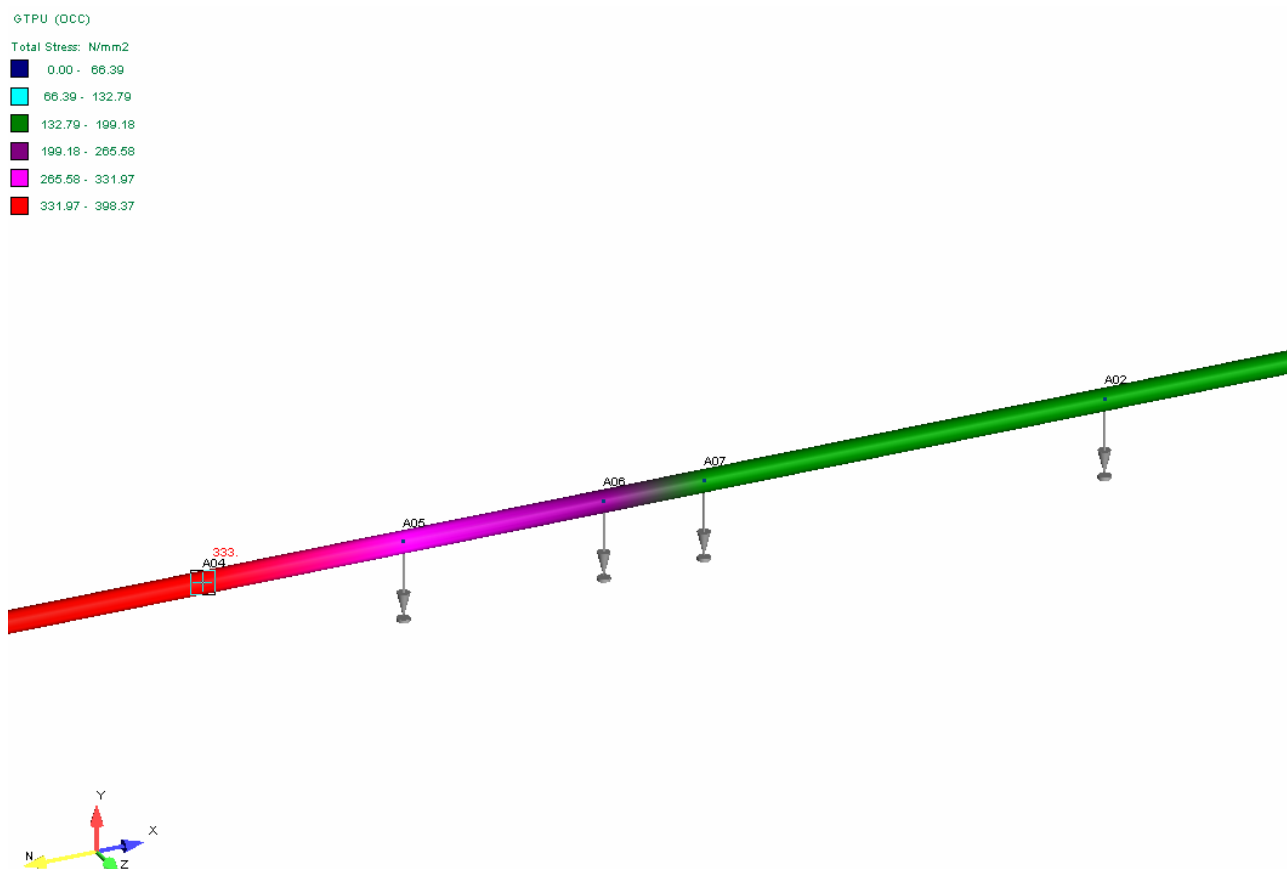


Рисунок 24 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК102-ПК103

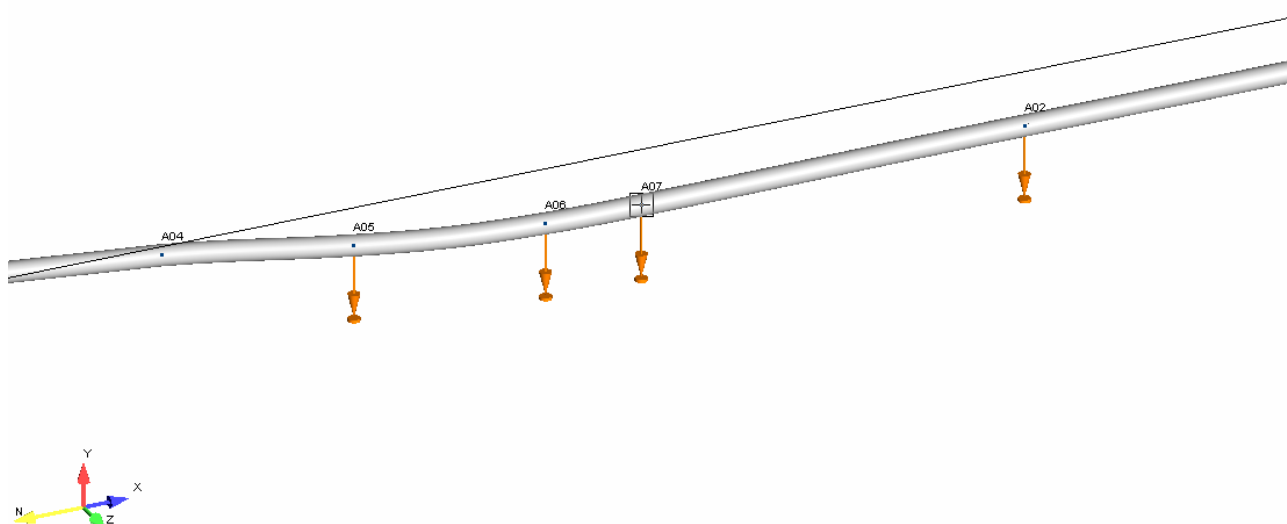


Рисунок 25 – Картина просадки в районе ПК102-ПК103

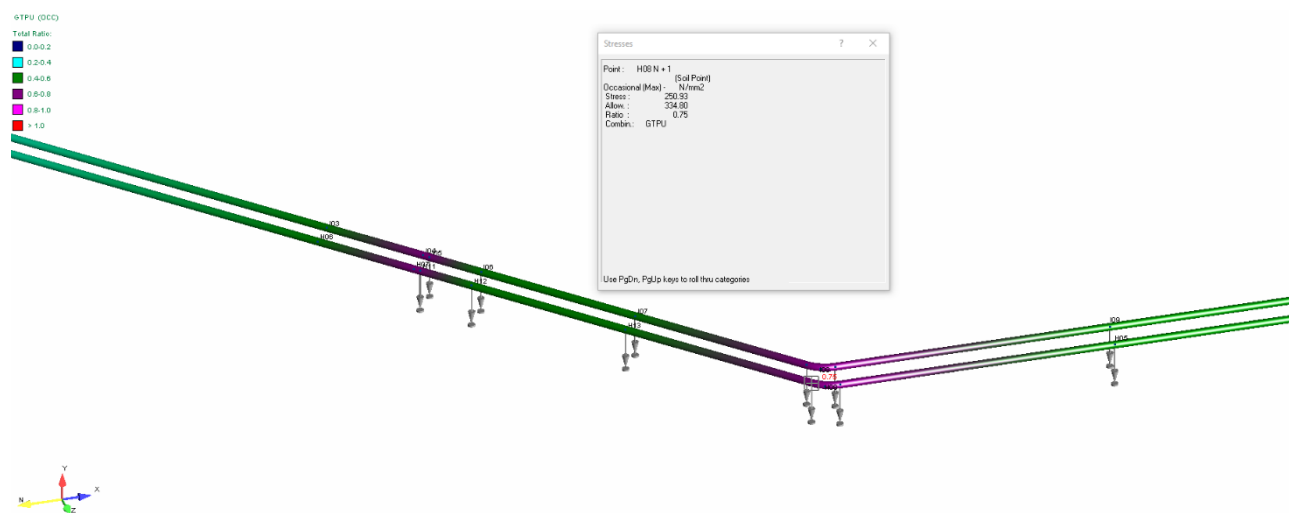


Рисунок 26 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК22-ПК23 (Участок совмещенной прокладки)

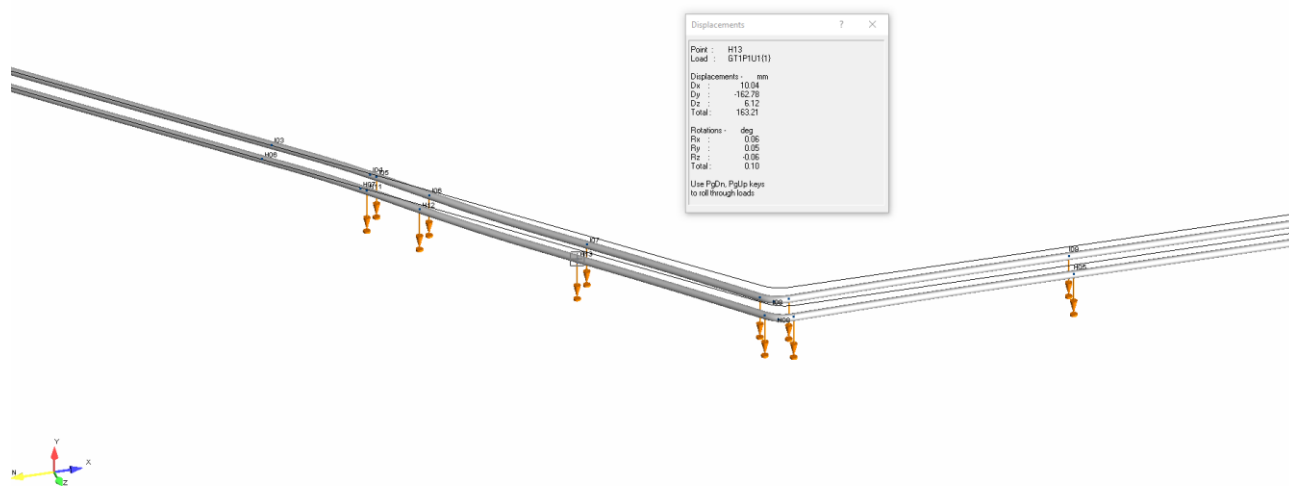


Рисунок 27 – Картина просадки в районе ПК22-ПК23 (Участок совмещенной прокладки)

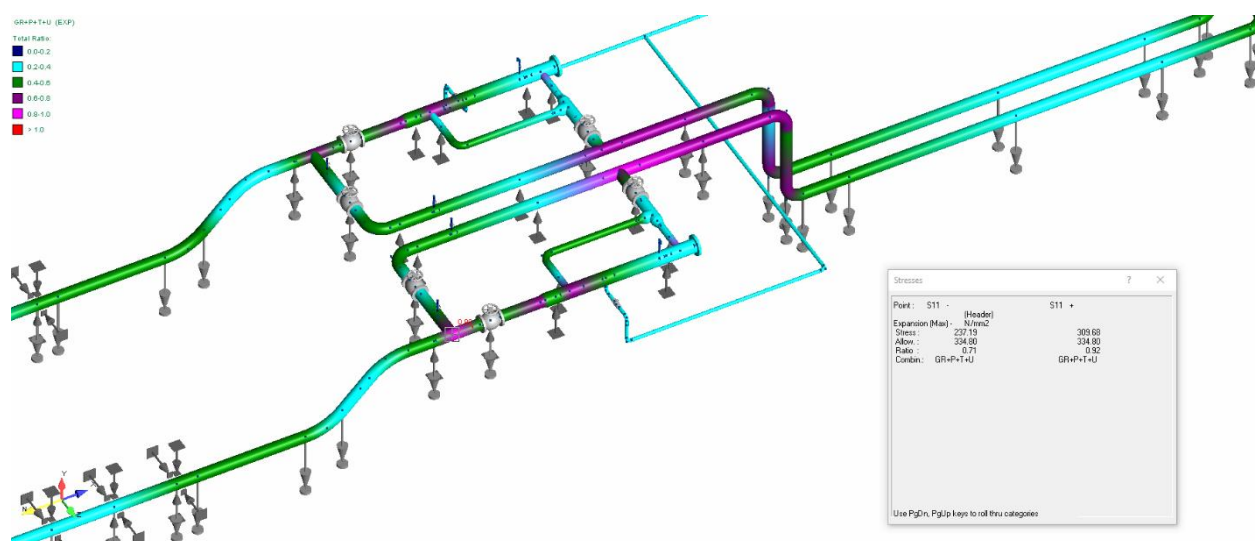


Рисунок 28 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе площадки совмещенного узла СОД (Участок совмещенной прокладки)

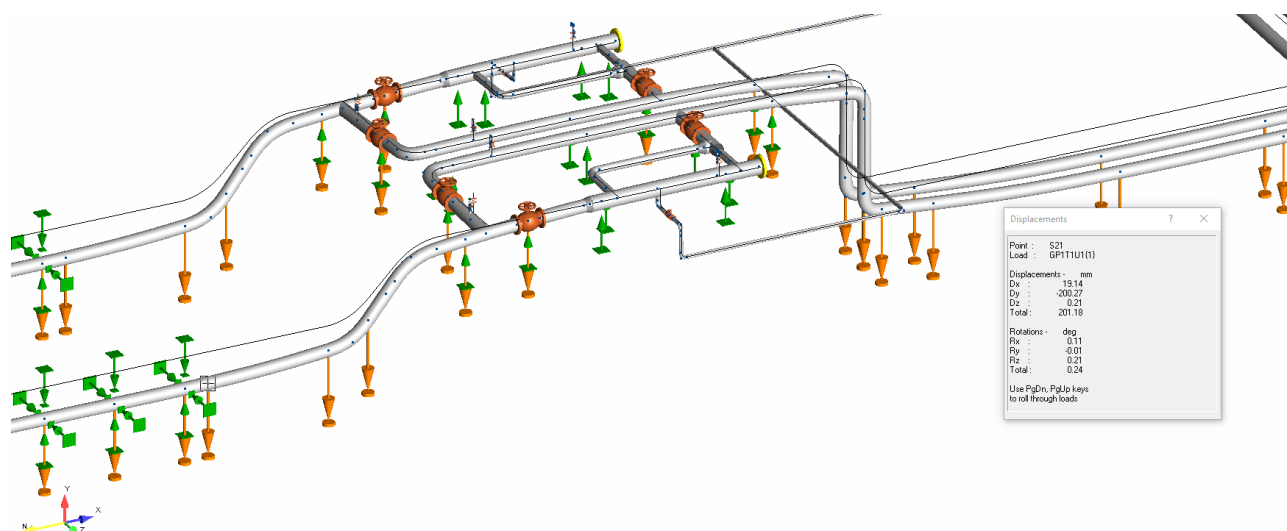


Рисунок 29 – Картина просадки в районе площадки совмещенного узла СОД (Участок совмещенной прокладки)

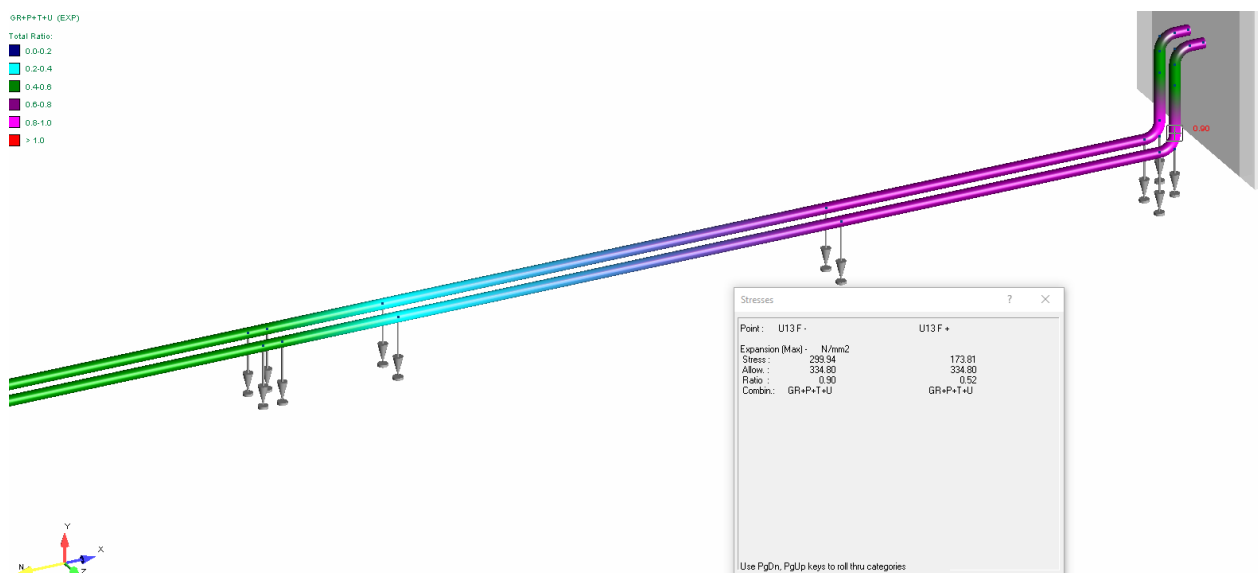


Рисунок 30 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе захода на площадку УПНГ (Участок совмещенной прокладки)

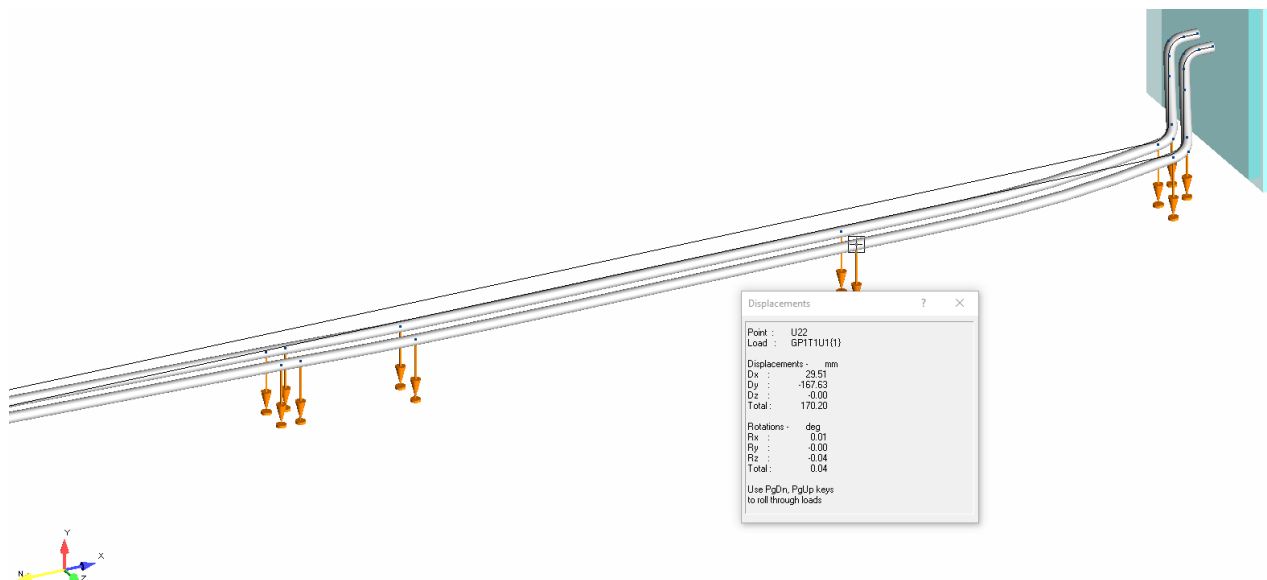


Рисунок 31 – Картина просадки в районе захода на площадку УПНГ (Участок совмещенной прокладки)

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

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

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

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

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

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

Вызванные просадкой напряжения в трубопроводе представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности

Участок трубопровода	Осадка основания, мм	σ_l , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
Выход с площадки узла запуска СОД на КП10	До 281	327,3	312,3	334,8	ДА
ПК50+60	До 339	310,5	359,5	334,8	НЕТ
ПК50+60 (в теплоизоляции)	До 201	183,4	236,2	334	ДА
ПК53+00 - ПК 54+00	100...317	358,6	406,7	334,8	НЕТ
ПК53+00 - ПК 54+00 (в теплоизоляции)	98...227	162,9	216,8	334,8	ДА
Площадка узла приема СОД DN200, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005	До 346	333,7	325,6	334,8	ДА
ПК64+00 - ПК 66+00	0...328	254,5	339,9	334,8	НЕТ
ПК64+00 - ПК 66+00 (в теплоизоляции)	0...287	247,2	333,0	334,8	ДА
ПК82+00 – ПК84+00	До 385	354,2	435,1	334,8	НЕТ
ПК82+00 – ПК84+00 (в теплоизоляции)	До 241	208,9	297,1	334,8	ДА
ПК102+00 - ПК 103+00	0...481*	245,4	333,0	334,8	ДА
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
* Максимальная осадка основания в локальной зоне (протяженность менее 4 метров) не приводит к недопустимой деформации трубопровода за счет жесткости конструкции трубопровода					

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов, проверочного расчета на прочность нефтегазосборного трубопровода от КП10 сделаны следующие выводы:

- ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талик;
- Использование ММГ в качестве основания принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокриологических условий (см. Приложение В) для подземной части;
- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 481мм без применения теплоизоляции и до 287мм с применением теплоизоляции толщиной 50 мм на участках залегания мерзлых суглинков;
- В районах распространения многолетнемерзлых суглинков в основании трубопровода на ПК24+60...ПК26+20, ПК49+80...ПК53+60, ПК61+00...ПК62+50, ПК64+60-ПК68+60, ПК82+80-ПК85+40 для сохранения устойчивости основания необходимо применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной 50 мм;
- 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.
- Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях. 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 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 вечноммерзлых грунтов численными методами»;
- 13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

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

Приложение Б
Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

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

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ							
			209	448	203	458	438	455	435	445
Влажность суммарнаяW tot. д.е.			0,382	0,212	-	0,209	0,199	-	-	-
Влажность суммарнаяWe д.е.			-	-	0,367	-	-	0,212	0,192	0,202
Влажность мерзлого грунта. расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)			0,320	0,214	-	0,209	0,188	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)			0,057	0,000	-	0,006	0,012	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды Ww. д.е. (н)			0,192	0,000	-	0,000	0,000	-	-	-
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)			0,128	0,214	-	0,209	0,188	-	-	-
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.		0,486	-	0,455	-	-	-	-	-
	на границе раскатывания Wp. д.е.		0,352	-	0,323	-	-	-	-	-
	число пластичности Ip. д.е.		0,13	-	0,13	-	-	-	-	-
Показатель текучести IL. д.е.			0,23	-	0,33	-	-	-	-	-
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см3	2,69	2,65	2,69	2,66	2,65	2,66	2,65	2,65
		грунта P. г/см3	-	-	1,85	-	-	1,76	1,86	1,81
		сухого грунта Pd. г/см3	-	-	1,38	-	-	1,45	1,56	1,50
	Мерзлого	грунта P. г/см3	1,80	1,85	-	1,82	1,88	-	-	-
		сухого грунта Pd. г/см3	1,31	1,52	-	1,50	1,57	-	-	-
Пористость грунта n. %			51,39	42,5	48,8	43,8	40,9	45,5	41,1	43,2
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			1,06	0,74	0,96	0,78	0,69	0,83	0,70	0,76
Льдистость суммарная I tot. д.е.			0,27	0,36	-	0,36	0,34	-	-	-
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.			0,19	0,36	-	0,35	0,32	-	-	-
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е.			0,08	0,00	-	0,01	0,02	-	-	-
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.			0,85	0,85	-	0,78	0,79	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ							
			209	448	203	458	438	455	435	445
Относительное содержание органического вещ-ва Ig. д.ед.			0,006	0,005	0,007	0,006	0,005	0,009	0,007	0,009
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-	0,13	-	0,29	-
		2.00-5.00	0,07	-	-	-	0,60	0,05	0,93	0,03
	песок	1.00-2.00	0,21	0,10	0,24	0,26	1,79	0,15	4,26	0,26
		0.50-1.00	1,38	2,46	0,47	1,58	13,82	0,99	12,92	1,93
		0.25-0.50	4,35	17,75	0,49	20,61	54,05	15,72	52,08	22,19
		0.10-0.25	8,72	66,39	2,64	34,10	19,25	52,07	18,28	60,49
		0.05-0.10	16,03	13,26	12,26	43,04	10,49	31,02	11,52	15,07
	пыль	0,01-0,05	32,69	-	42,28	-	-	-	-	-
		0.002 - 0.01	19,30	-	22,80	-	-	-	-	-
	глина	<0.002 мм	20,73	-	18,82	-	-	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,039	0,029	0,032	0,023	0,006	0,022	0,013	0,017
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			0,109	0,042	-	0,039	0,051	-	-	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			0,061	0,036	-	0,031	0,047	-	-	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			0,036	-	-	-	-	-	-	-
Модуль деформации Мпа			22	-	-	-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			0,115	0,061	-	0,051	0,070	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа			0,194	0,182	-	0,202	0,177	-	-	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. E, Мпа		-	-	5,8	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения, градус,		-	-	15	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление, С, Мпа		-	-	0,014	-	-	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ							
		209	448	203	458	438	455	435	445
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа	-	-	7,0	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,	-	-	15	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа	-	-	0,013	-	-	-	-	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,57	1,97	1,57	1,72	1,98	1,86	1,95	1,97
	талый грунт	1,75	2,22	1,75	2,01	2,20	2,09	2,20	2,18
Объемная теплосем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	3,21	2,72	3,20	2,54	2,65	2,67	2,67	2,71
	талый грунт	2,32	2,06	2,24	1,96	2,12	2,02	2,03	2,08
Параметры по результатам статического зондирования	Модуль деформации. Е, Мпа			15,3			18,2	20	18,5
	Угол внутреннего трения, градус,			21			28	31	29
	Удельное сцепление, С, Мпа			0,024			-	-	-

Приложение В

Результаты расчетов растепления

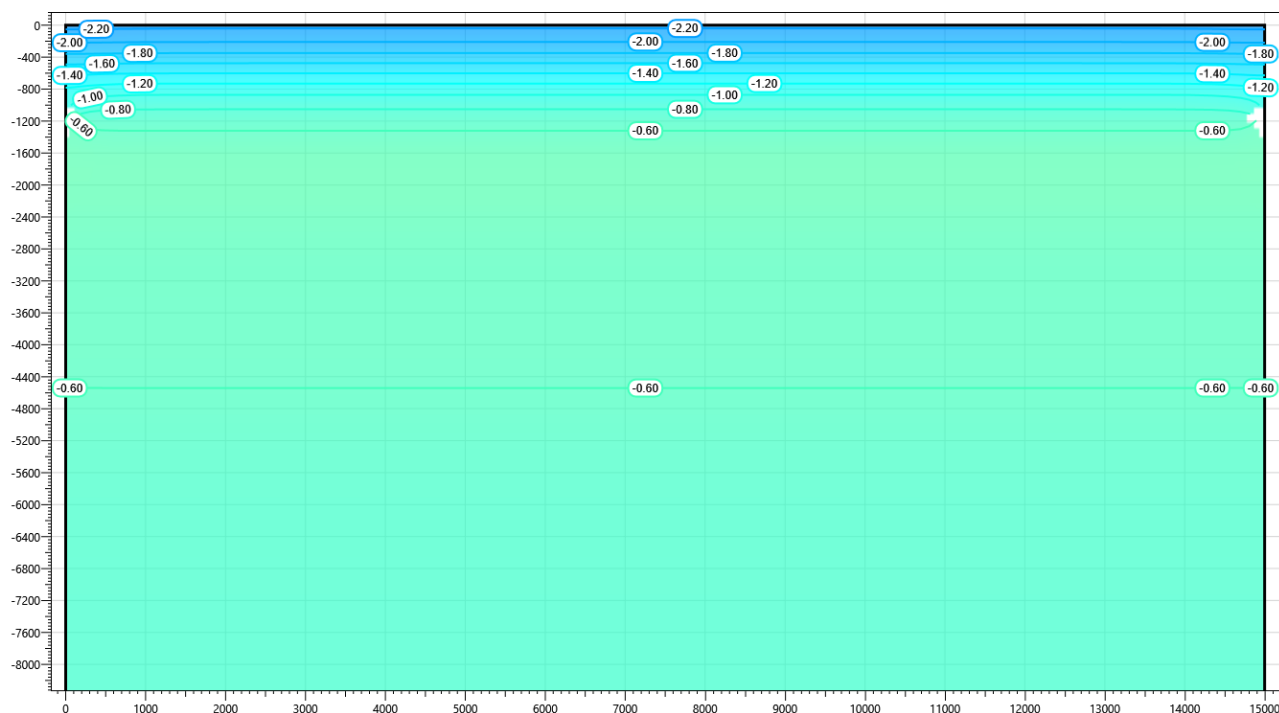


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

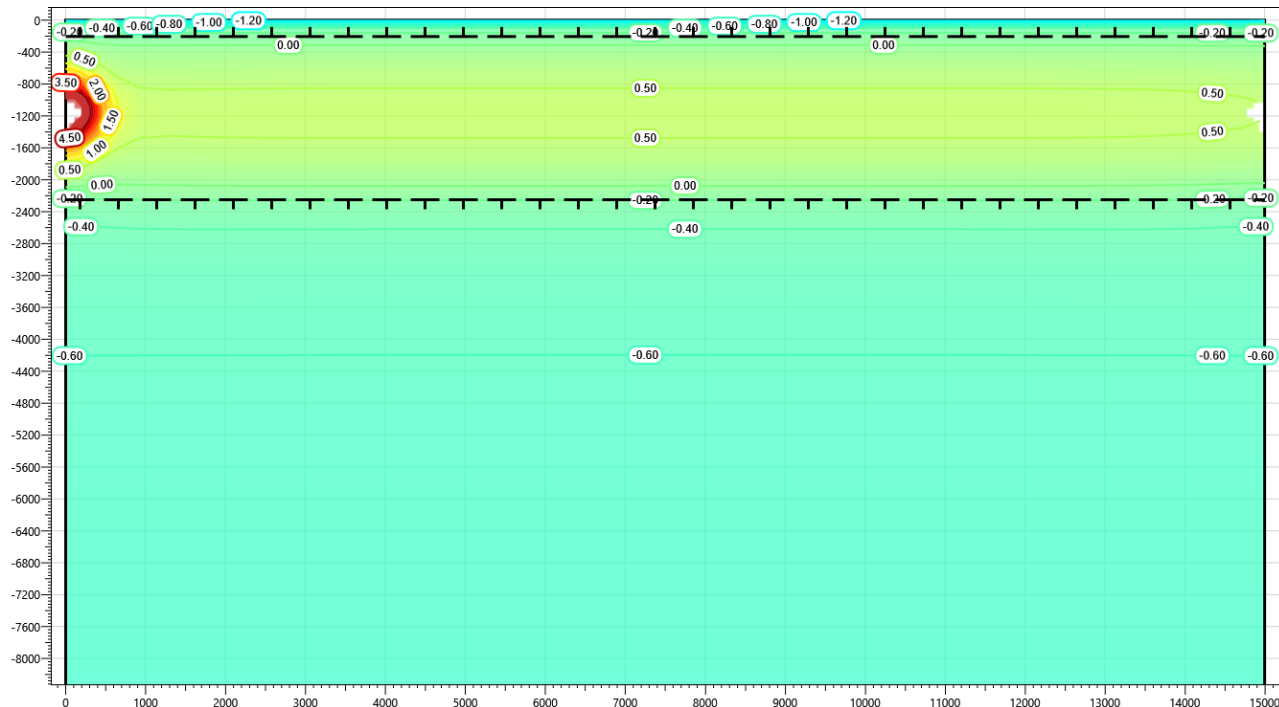


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

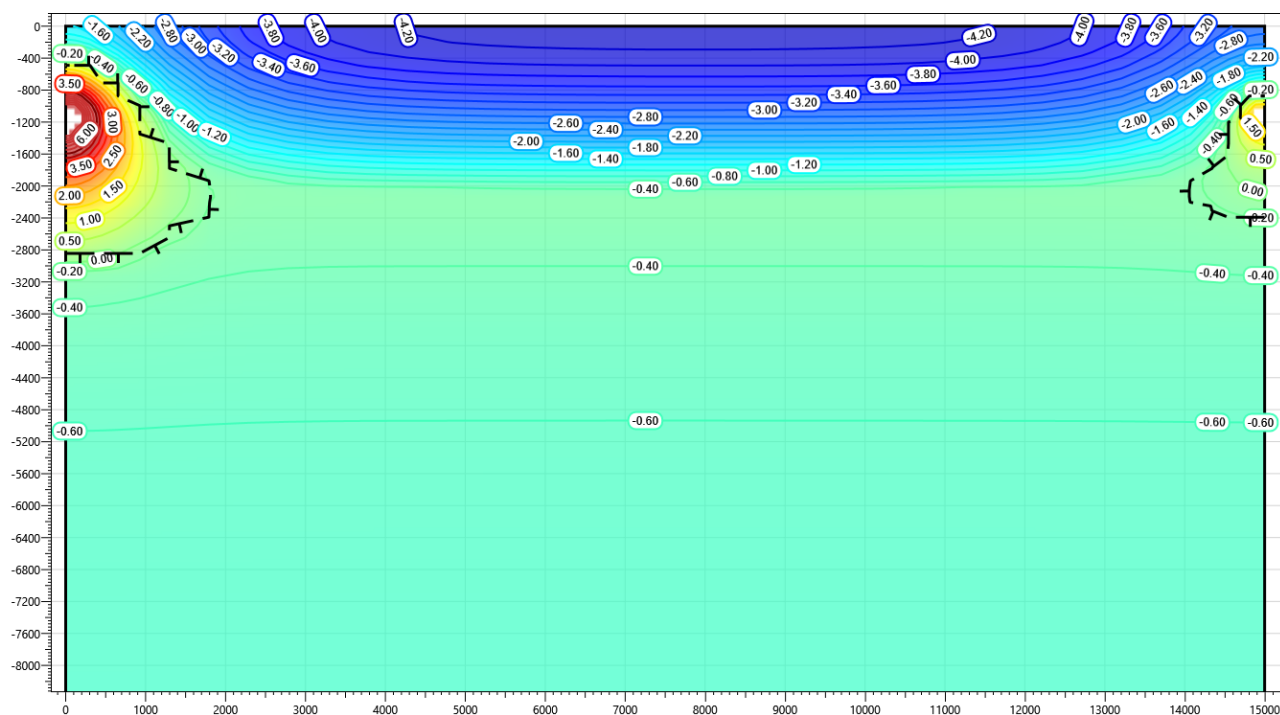


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

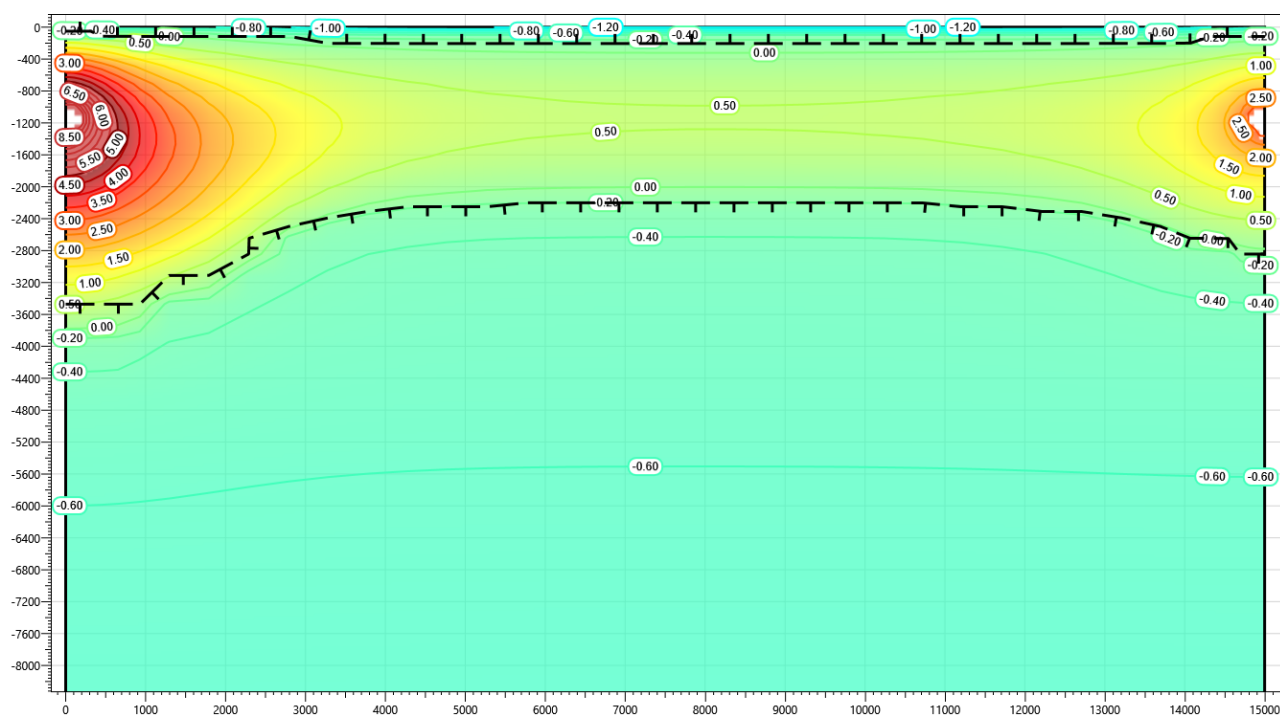


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

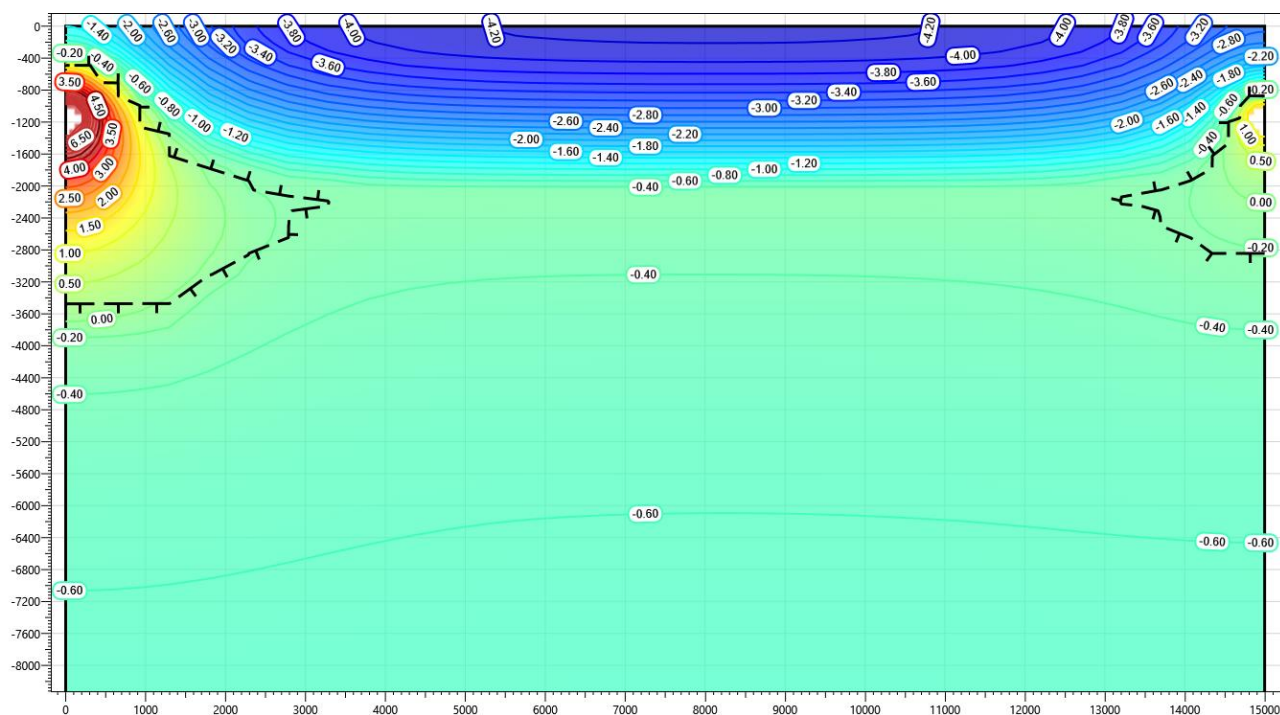


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

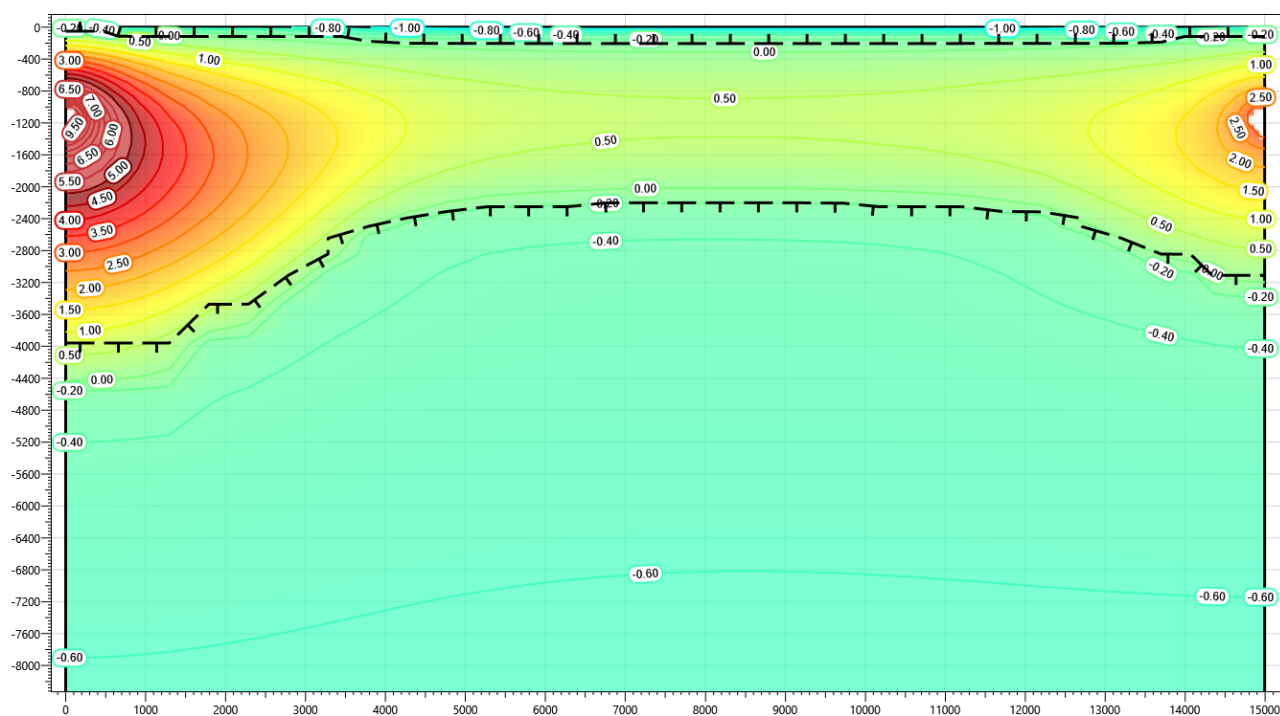


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

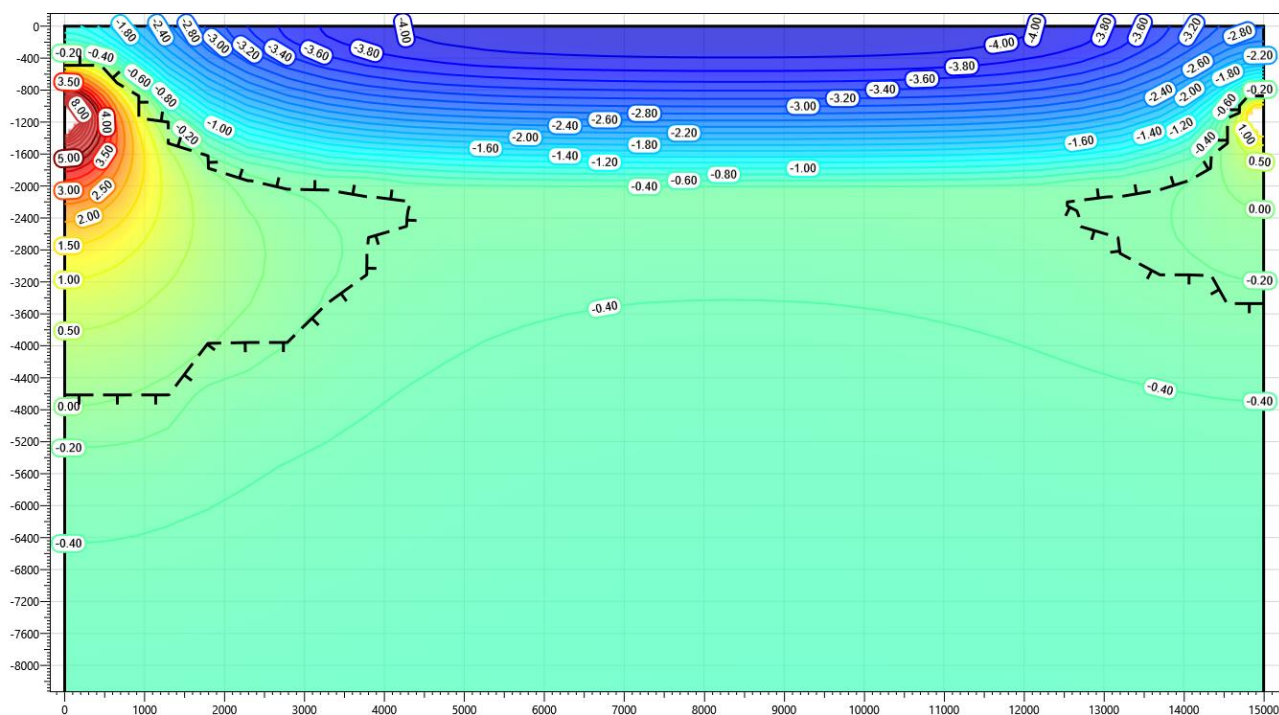


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

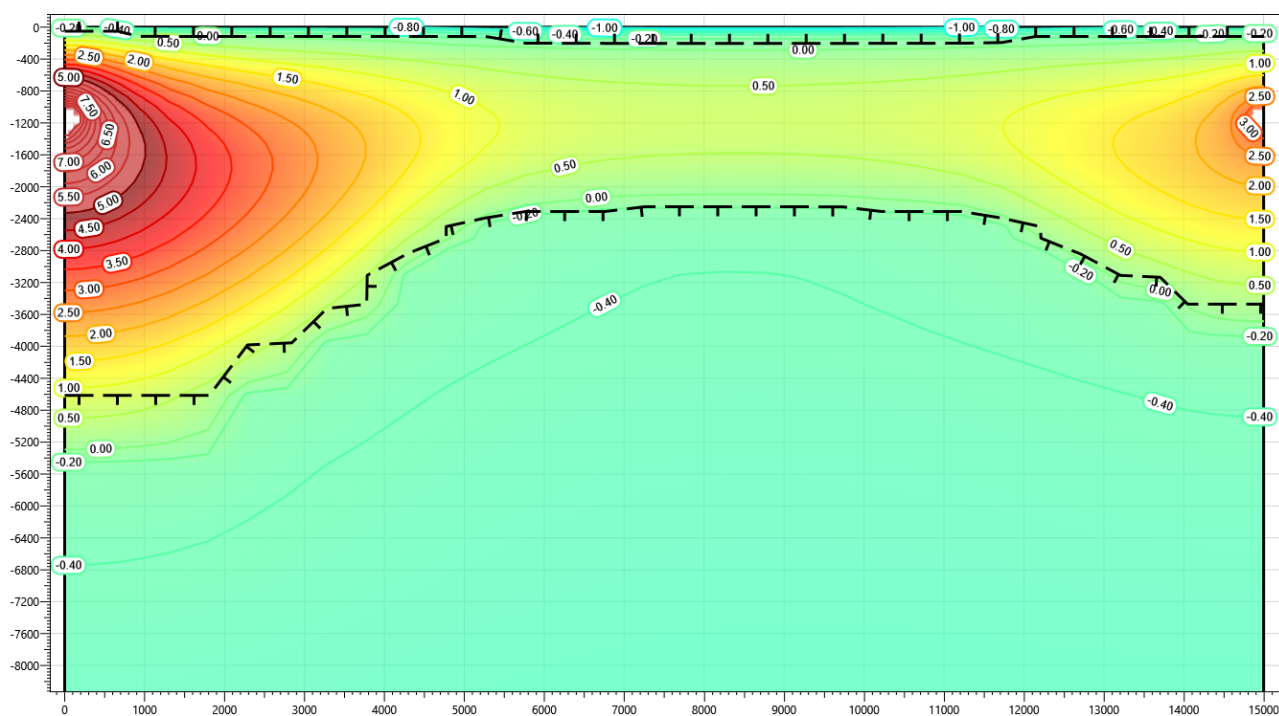


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

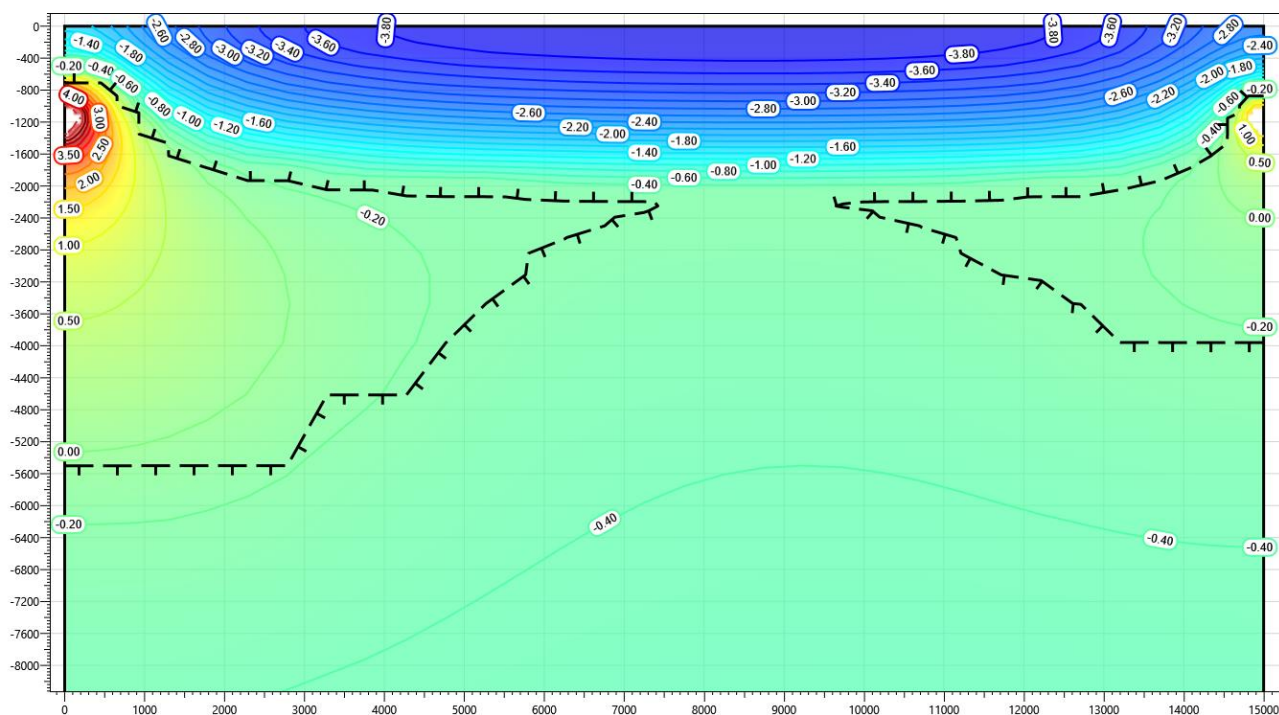


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

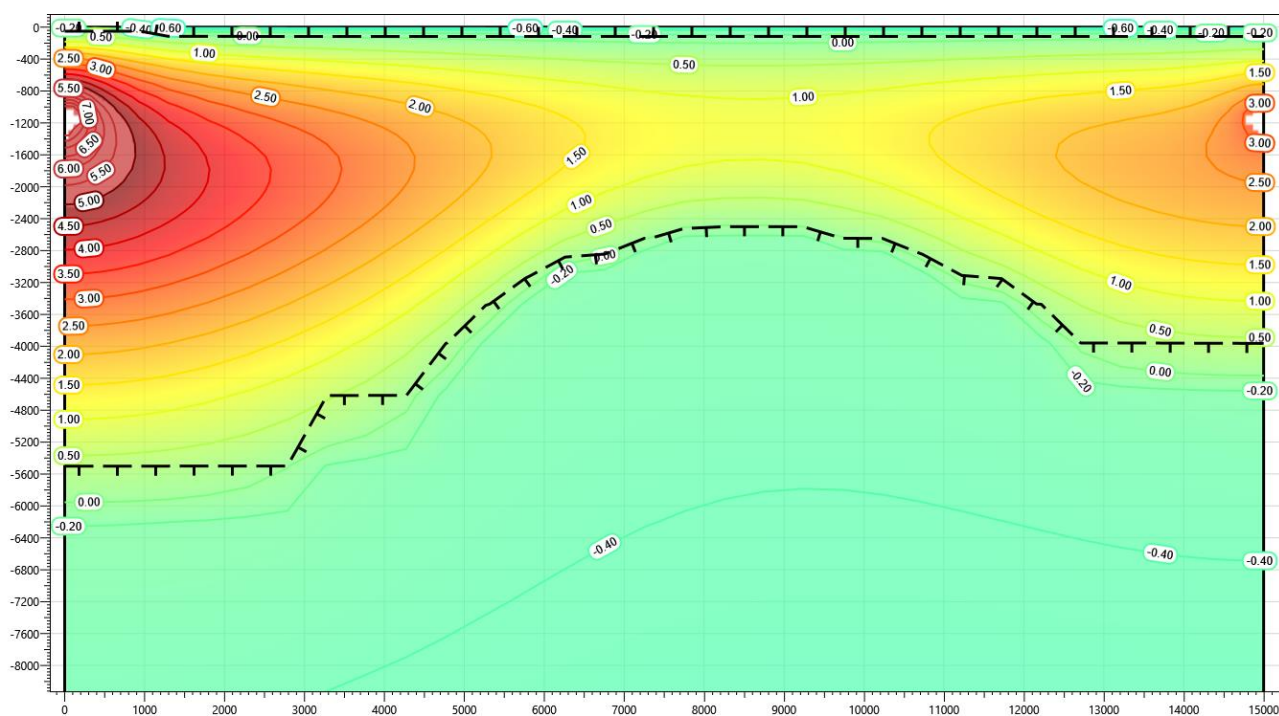


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

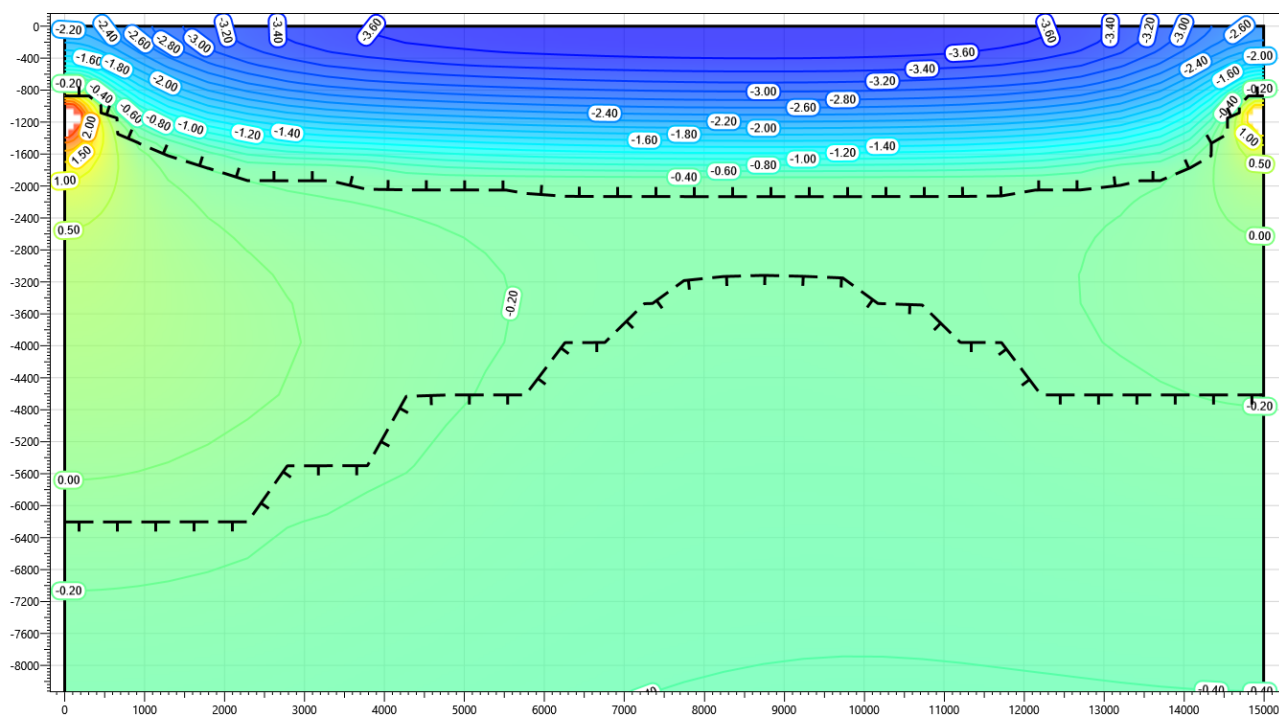


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

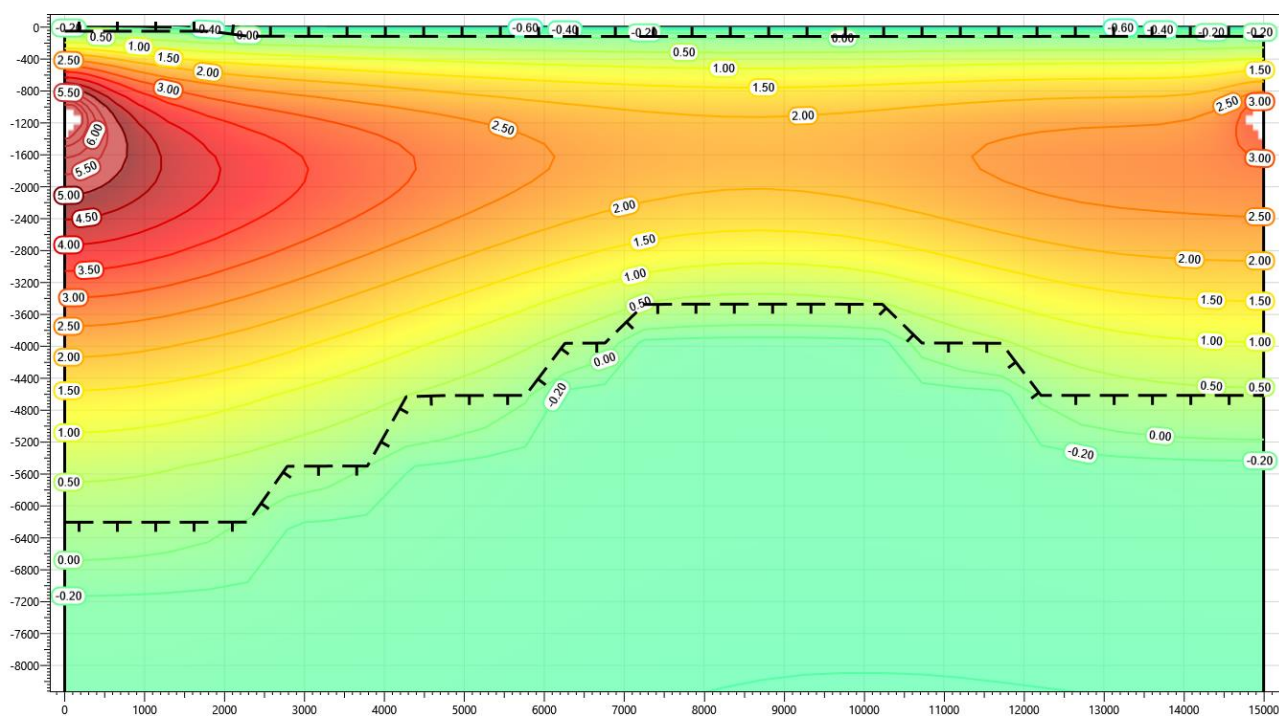


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

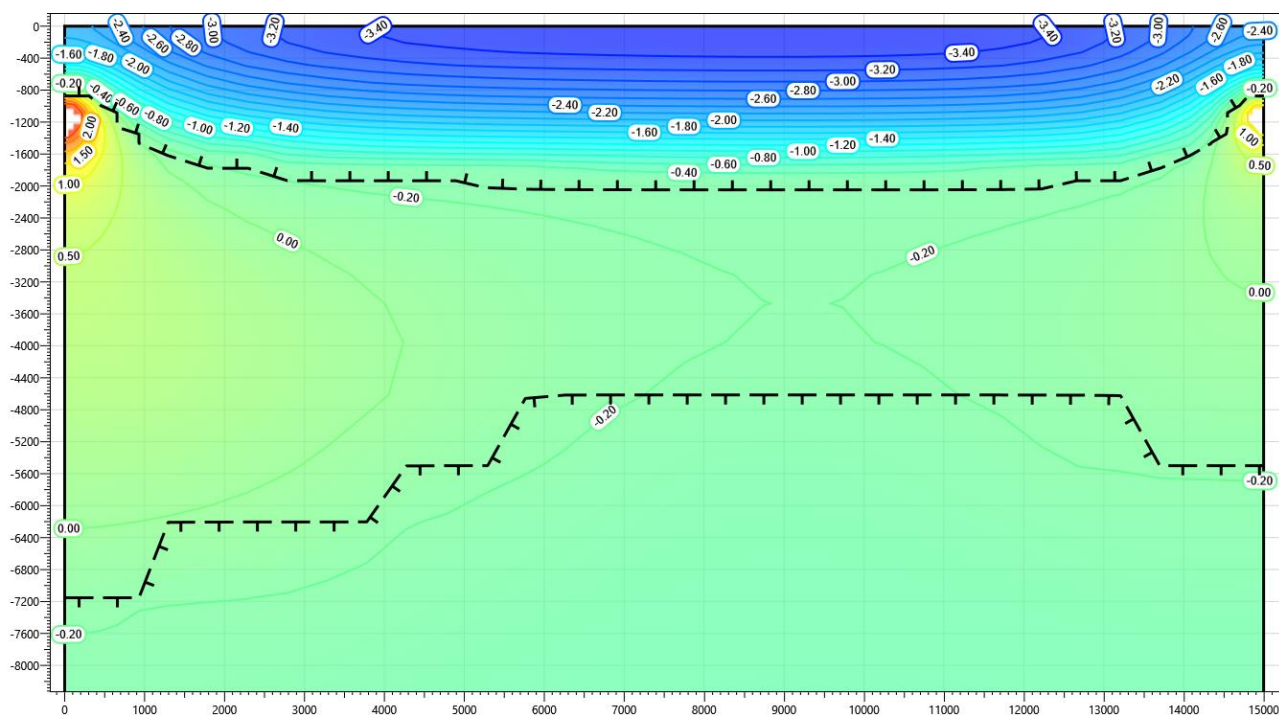


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

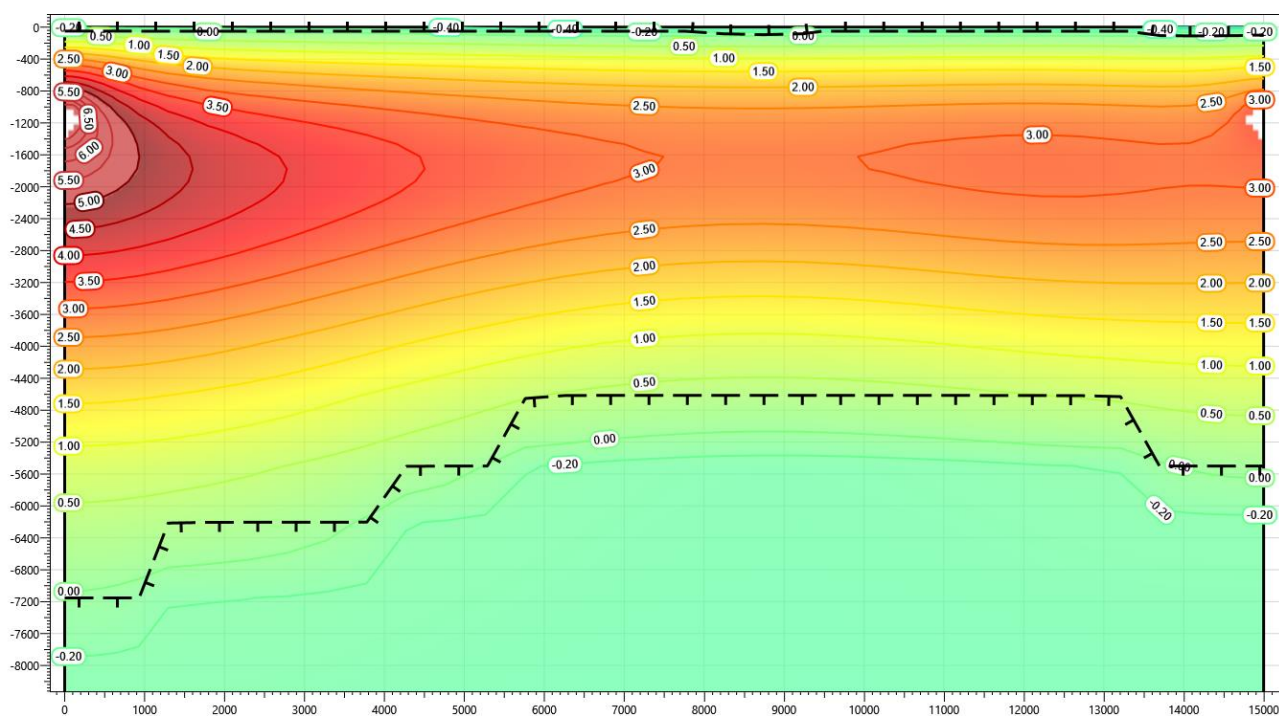


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК50+60. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

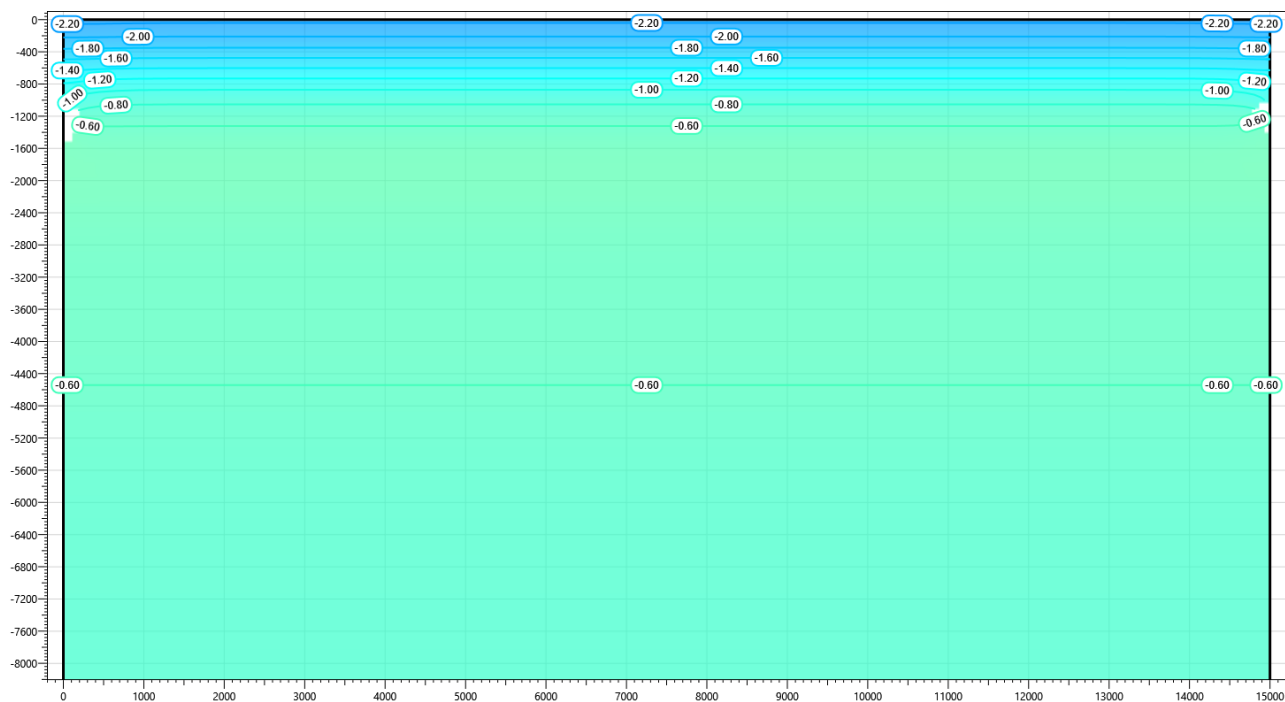


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

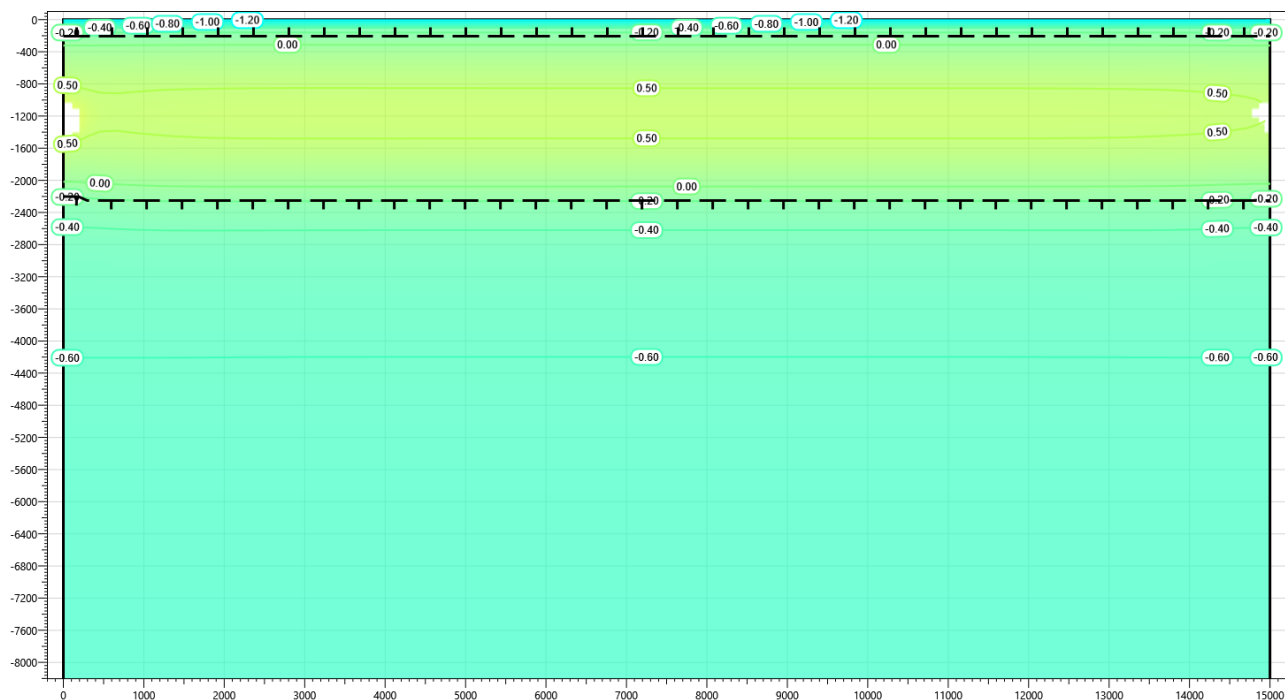


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

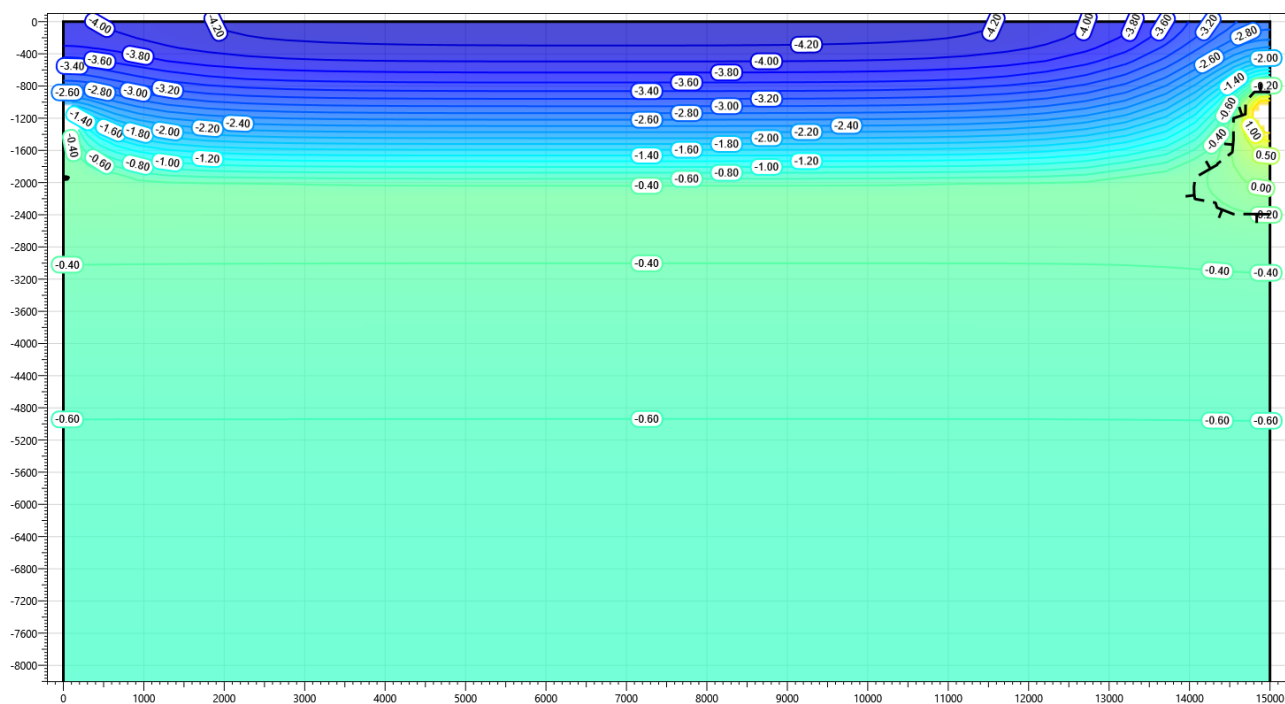


Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

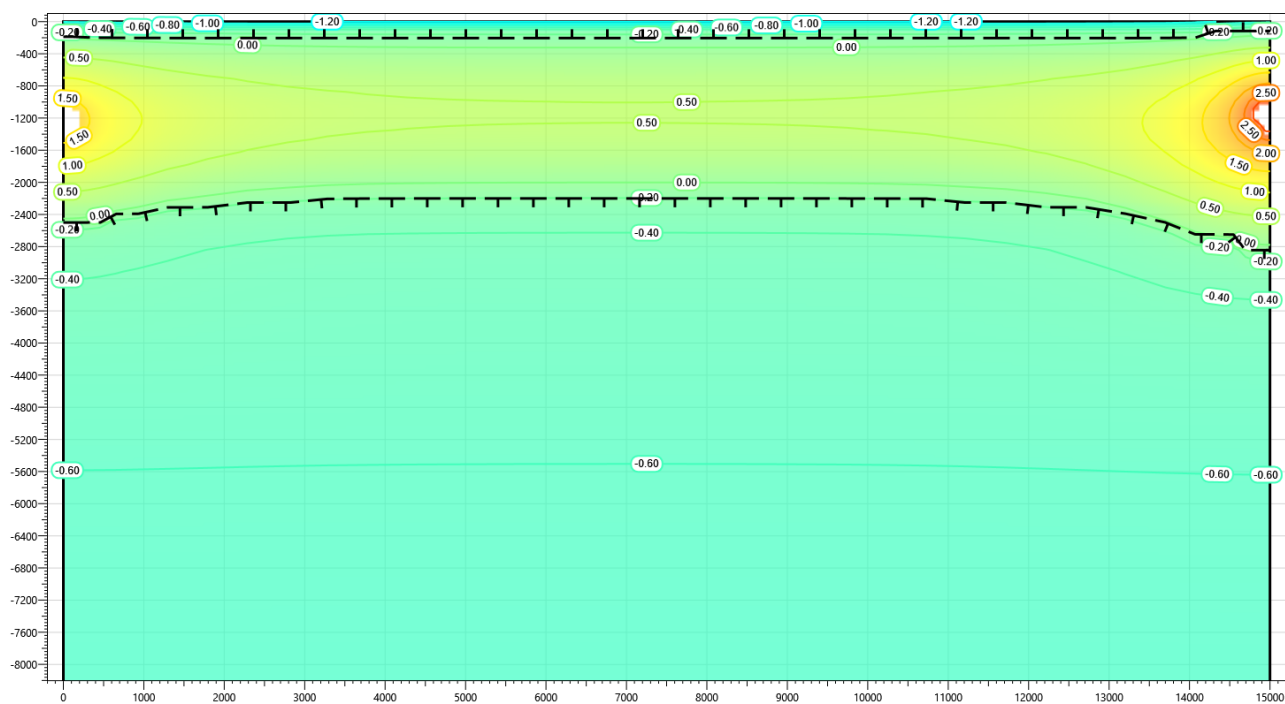


Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

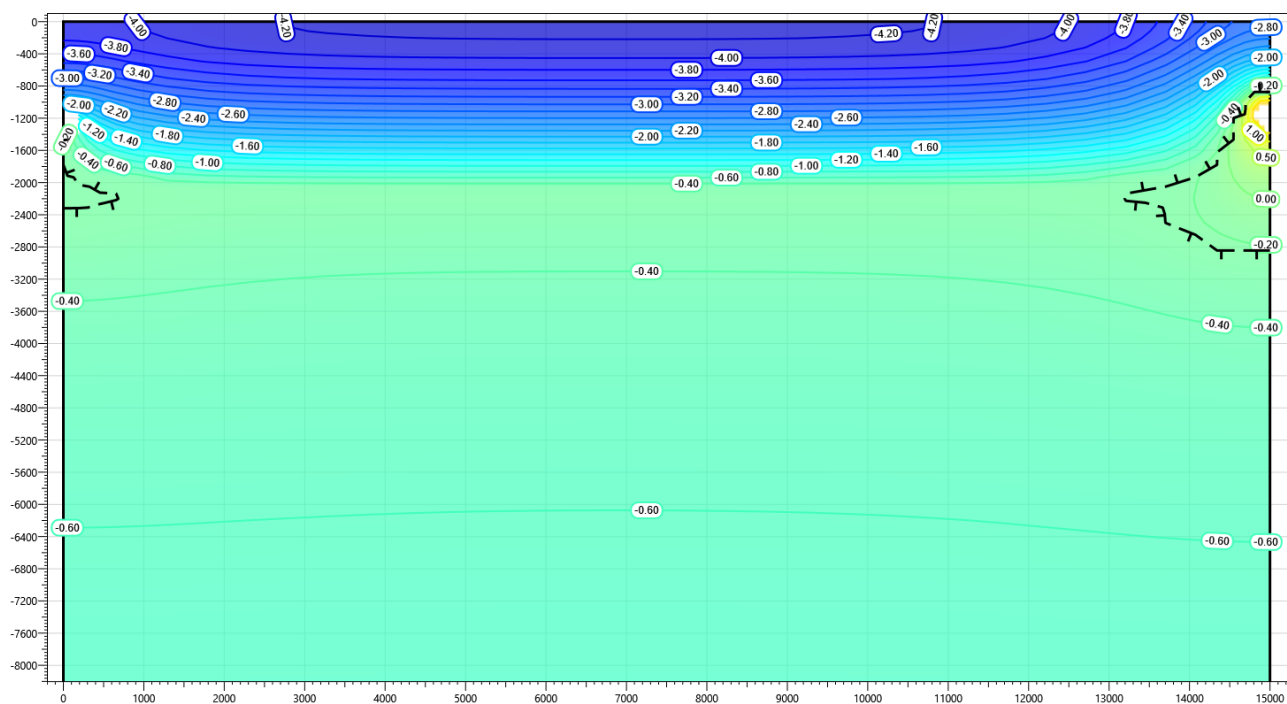


Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

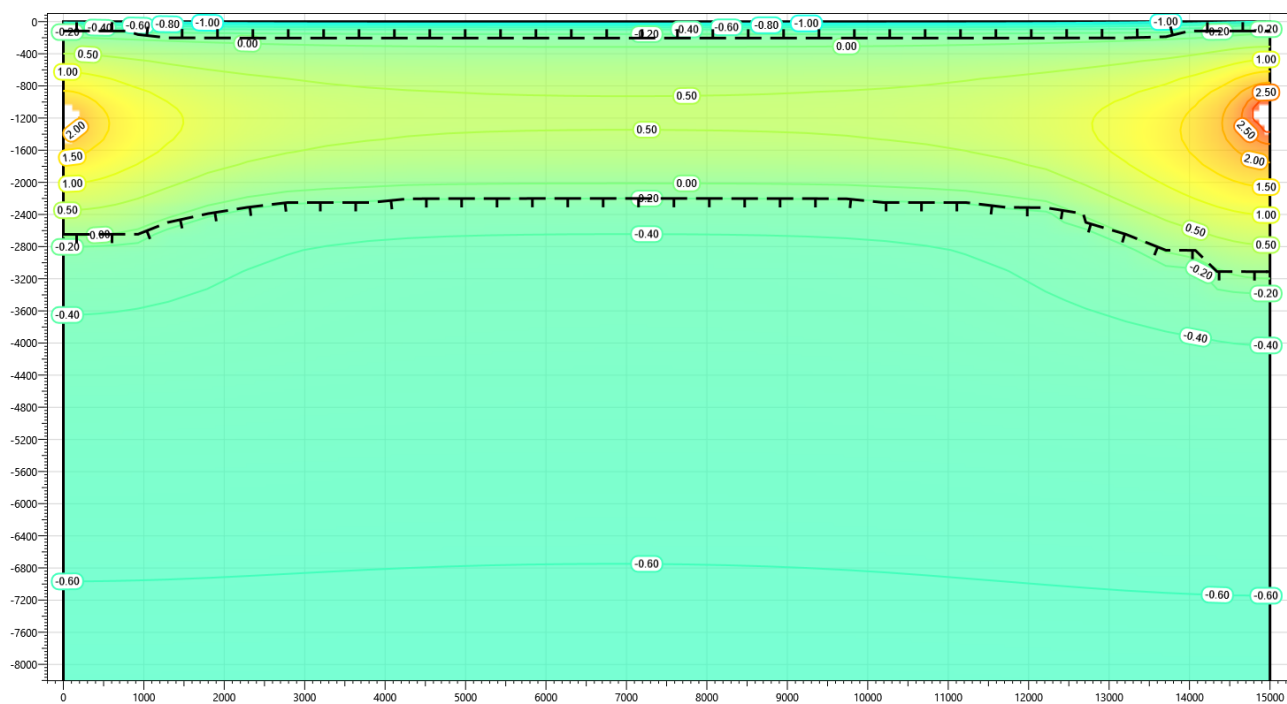


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

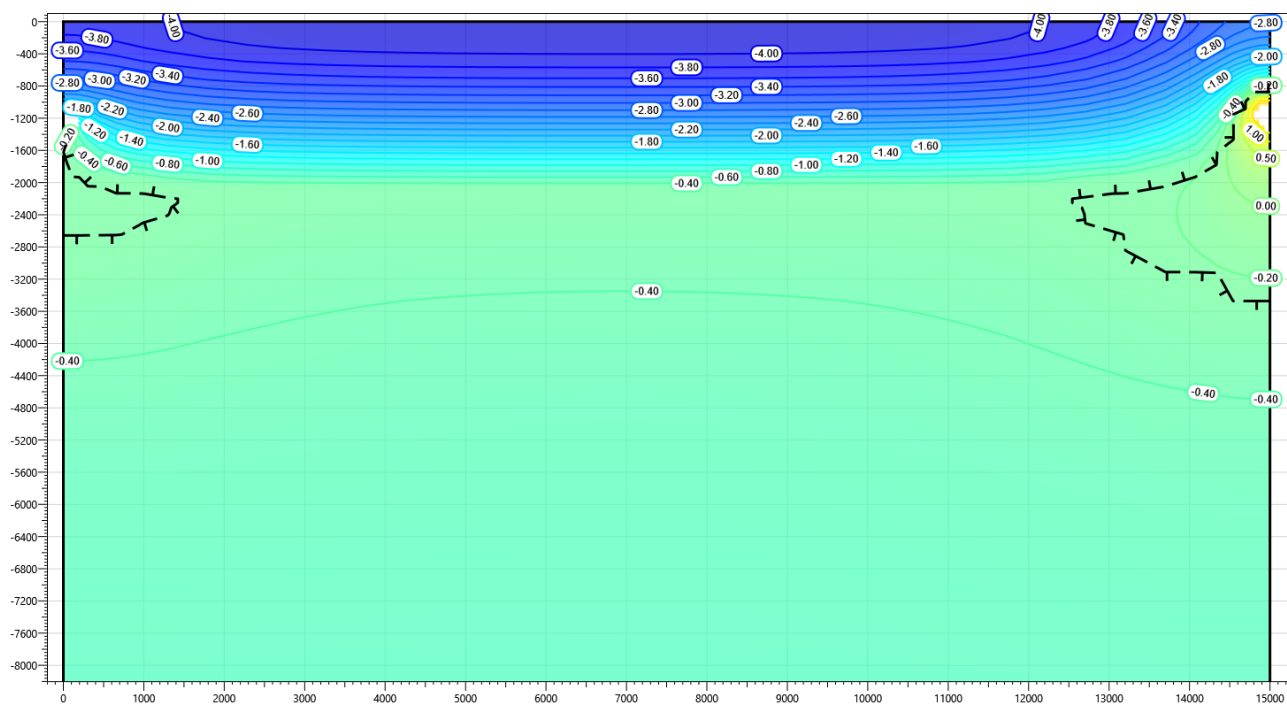


Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

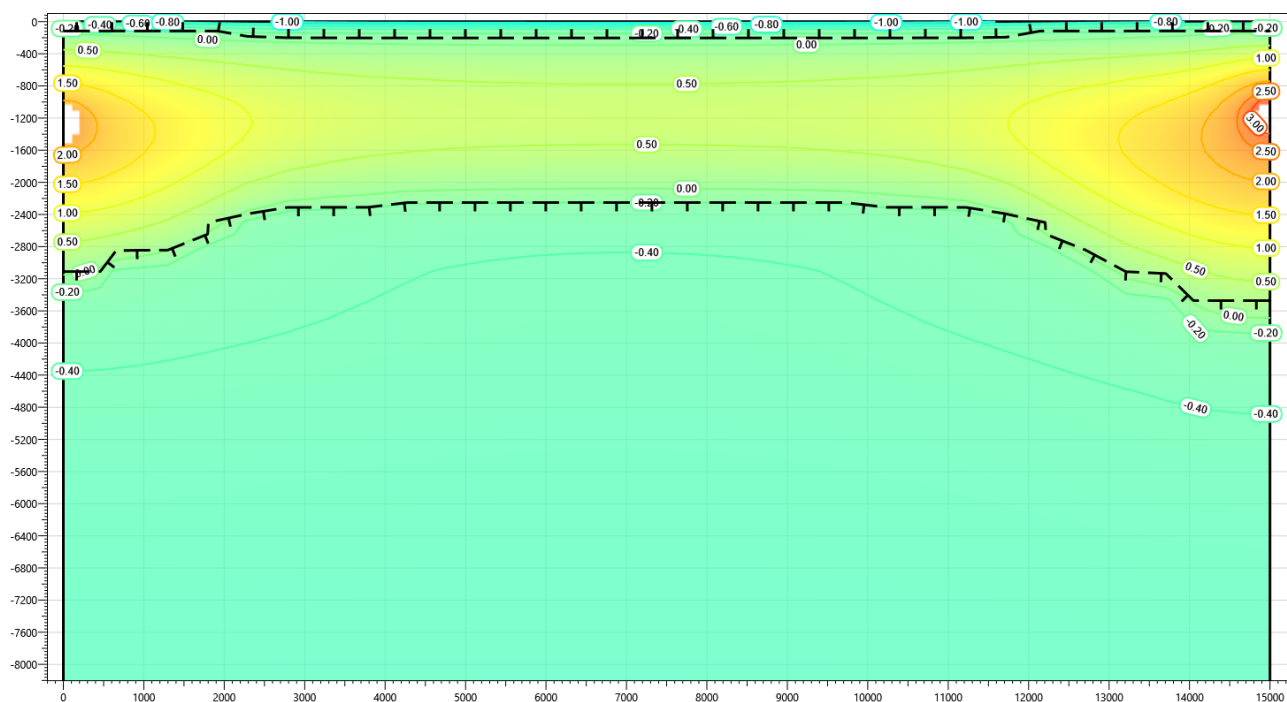


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

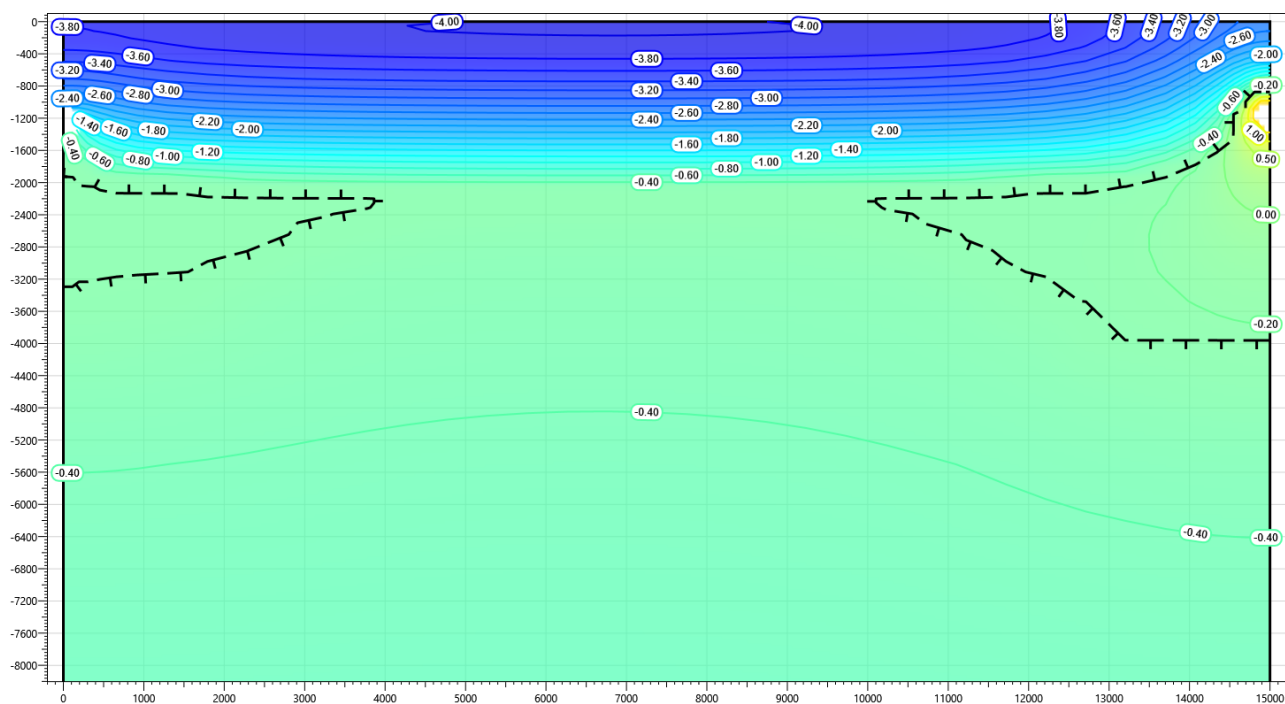


Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

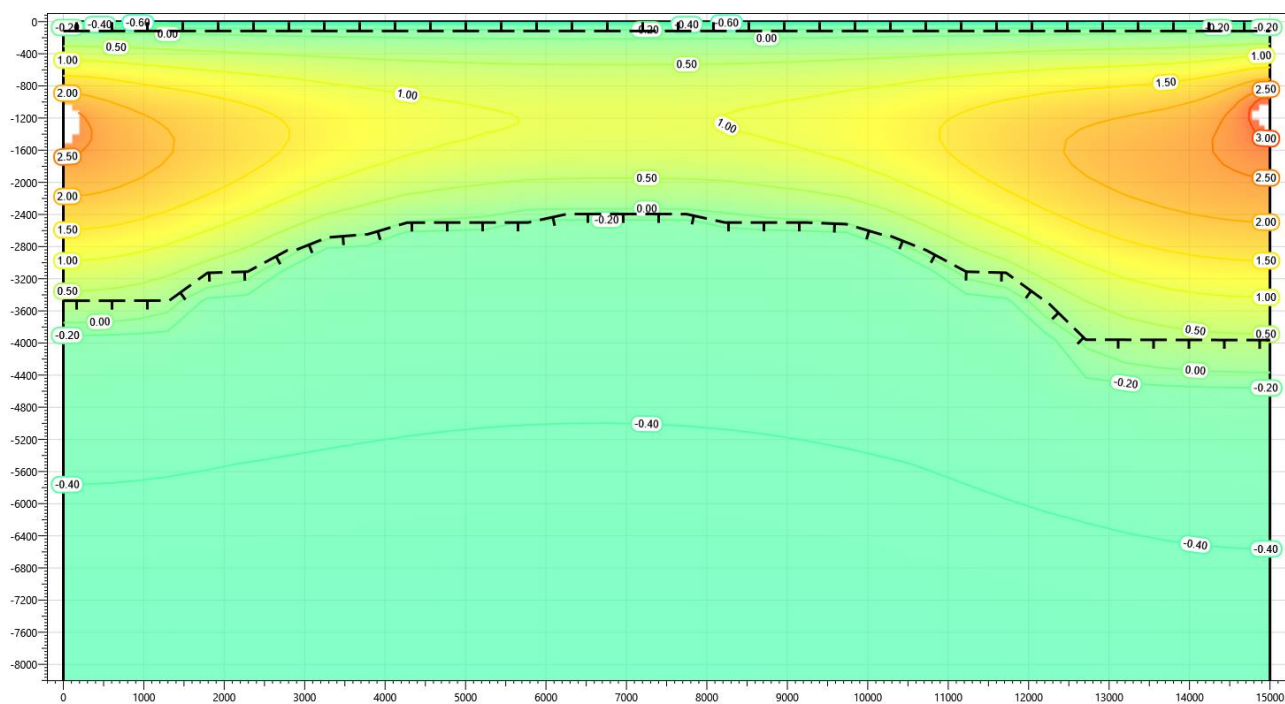


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

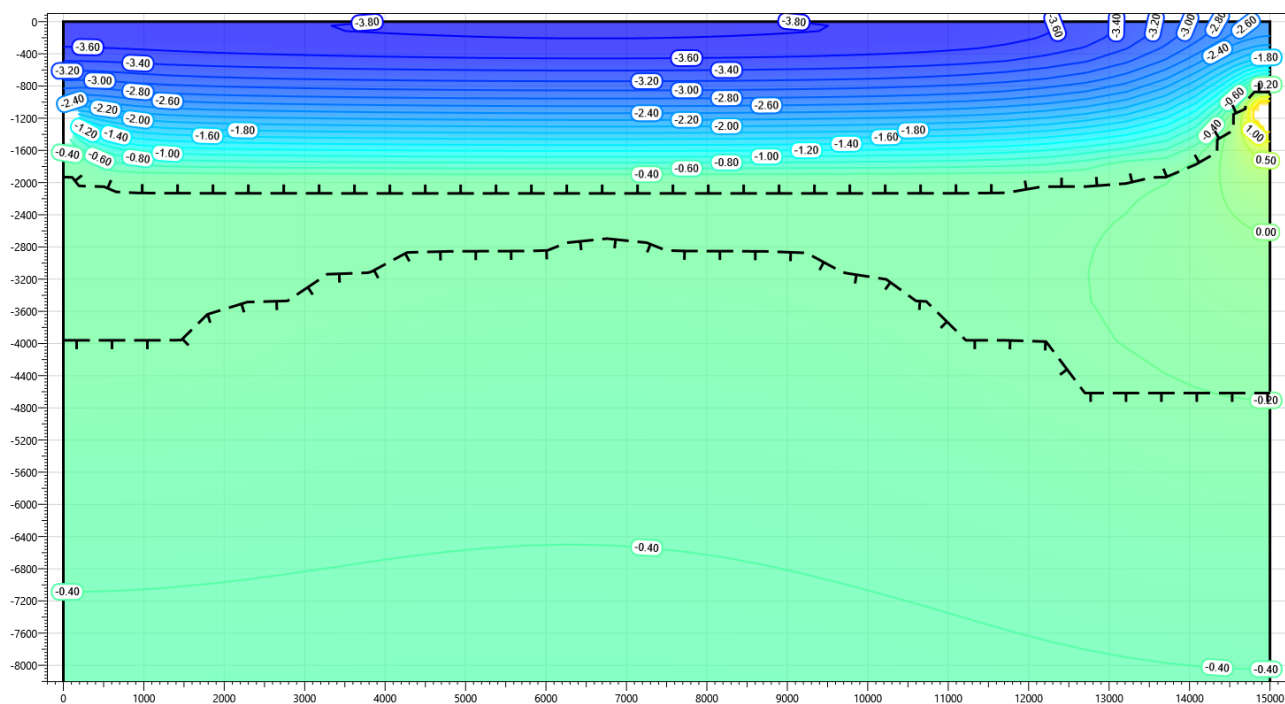


Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

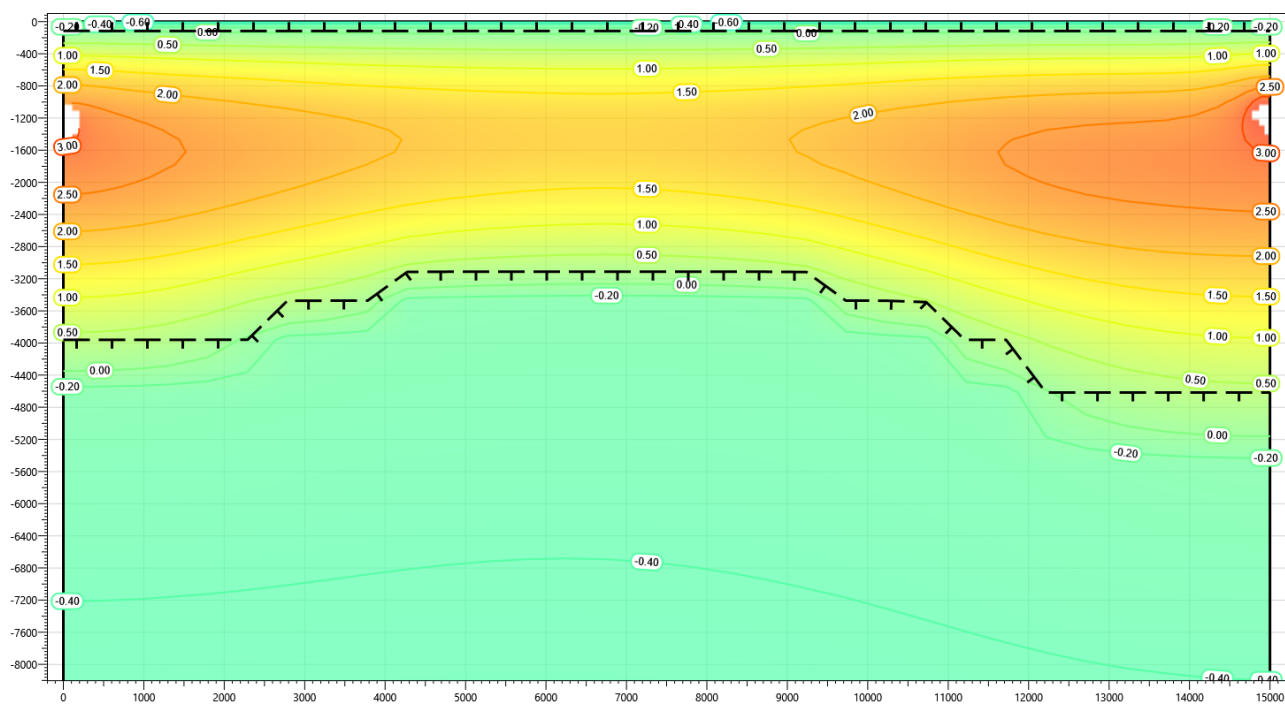


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

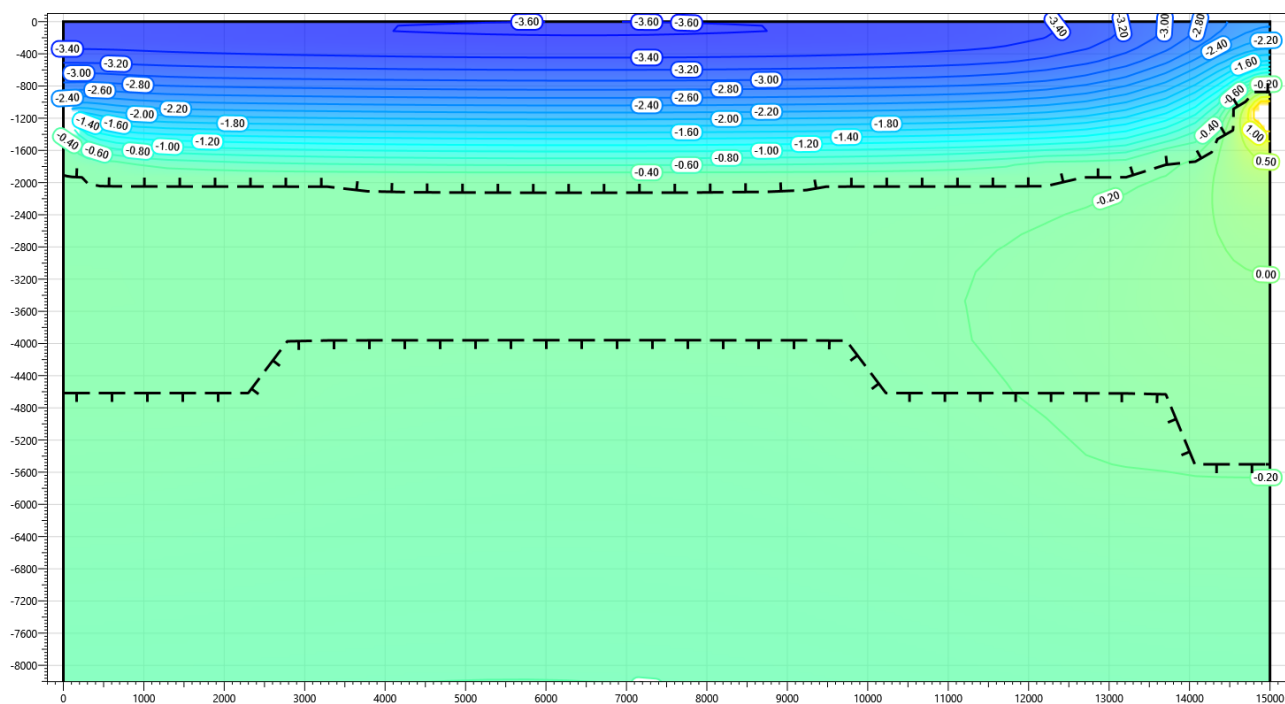


Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

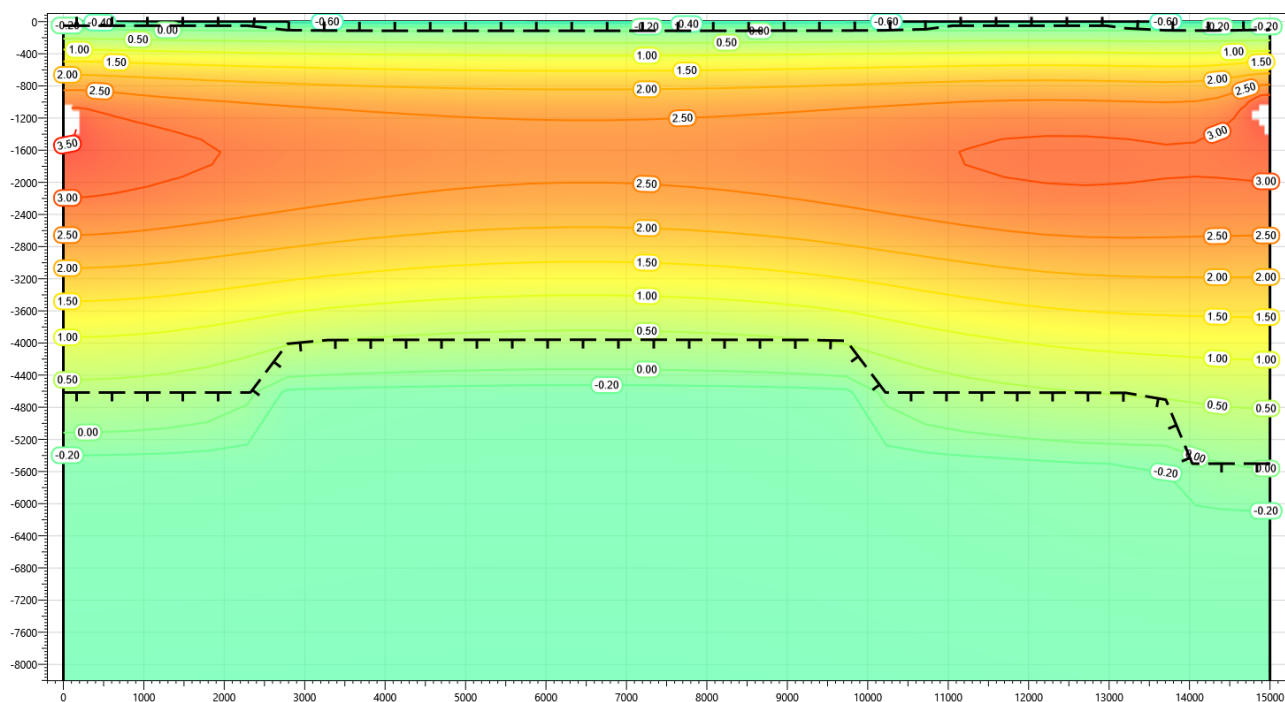


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК50+60. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

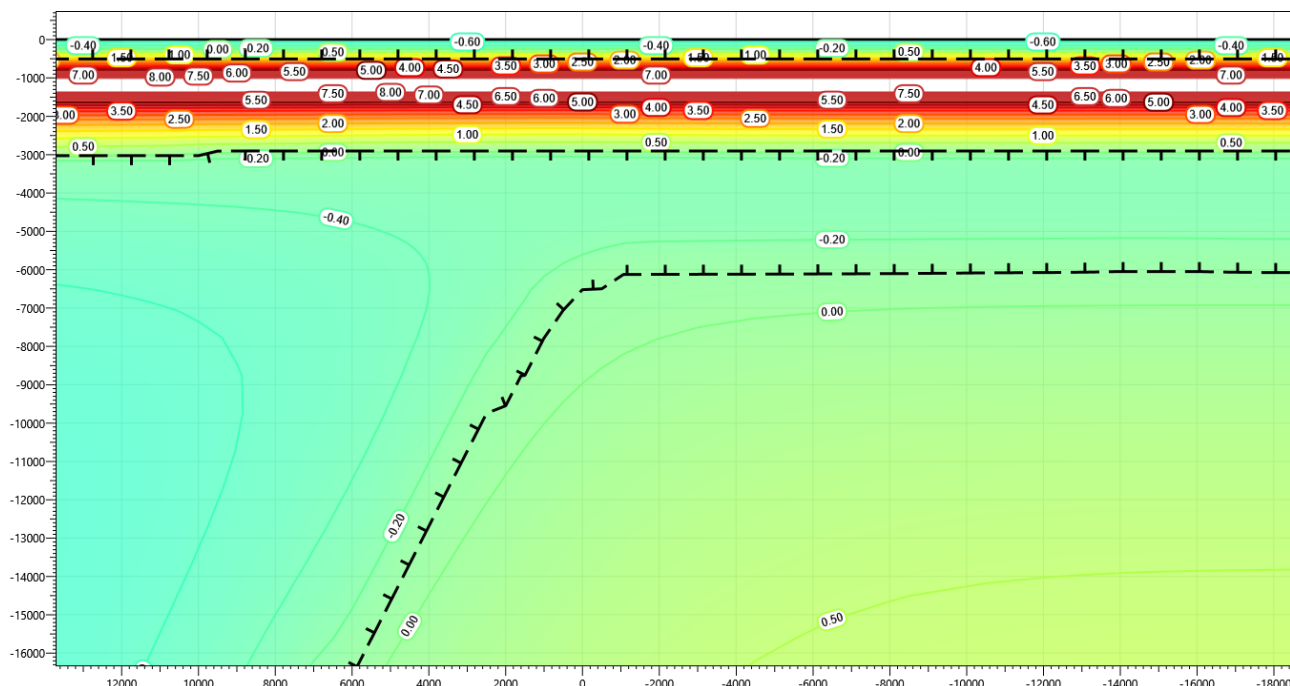


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

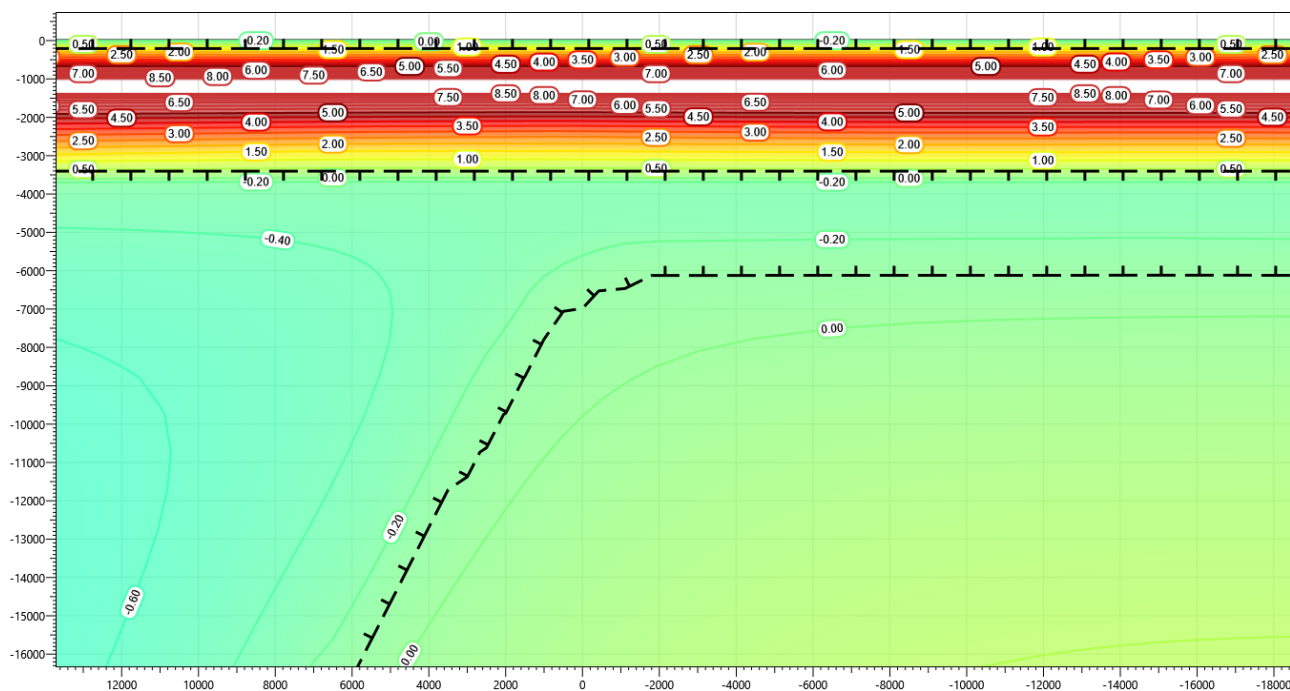


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

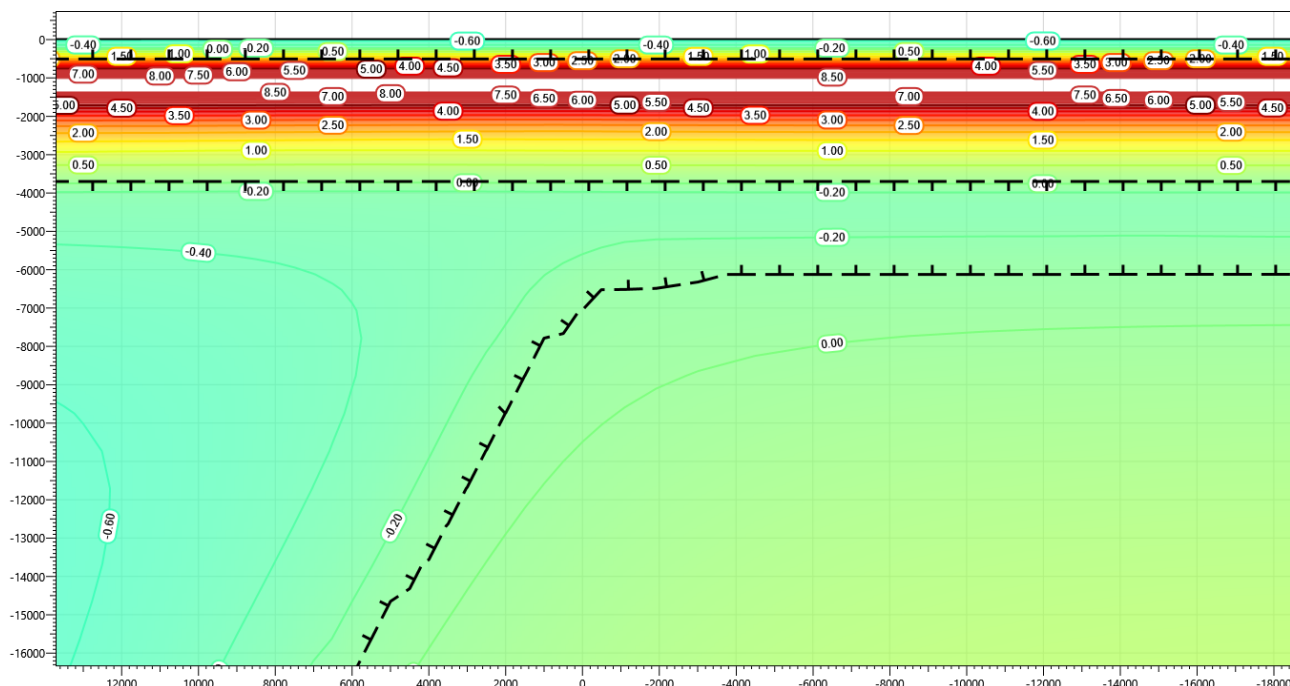


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

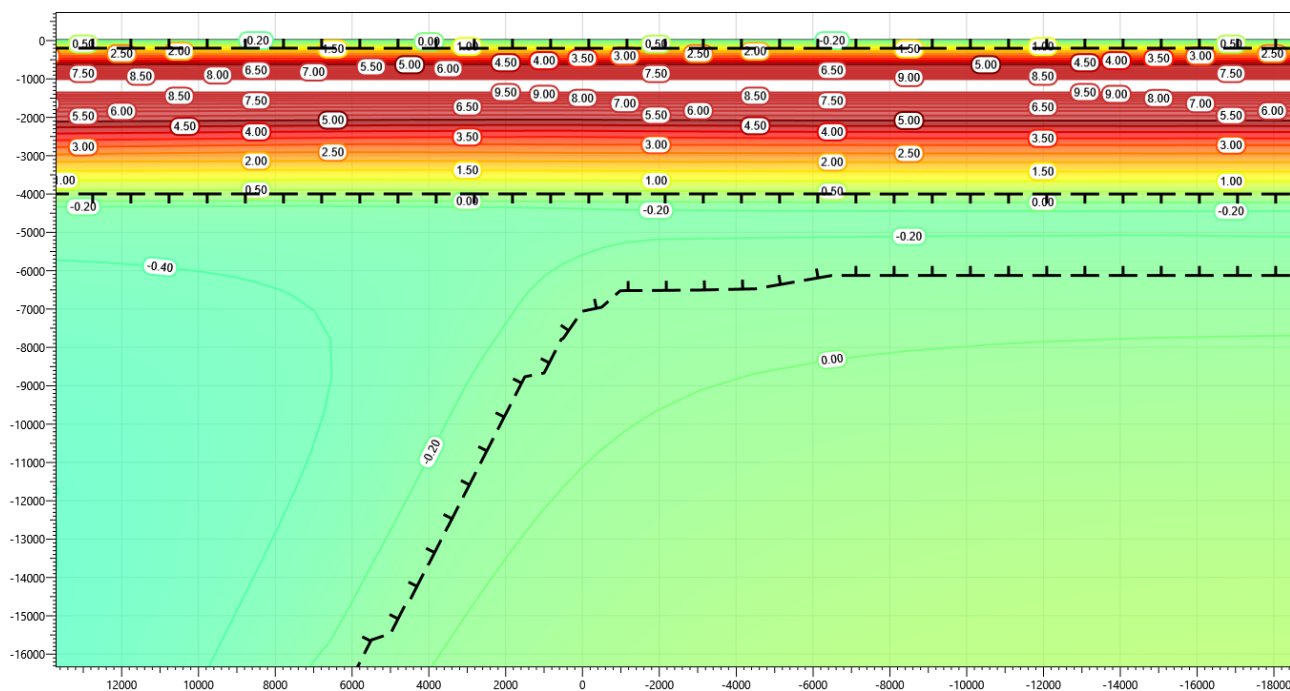


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

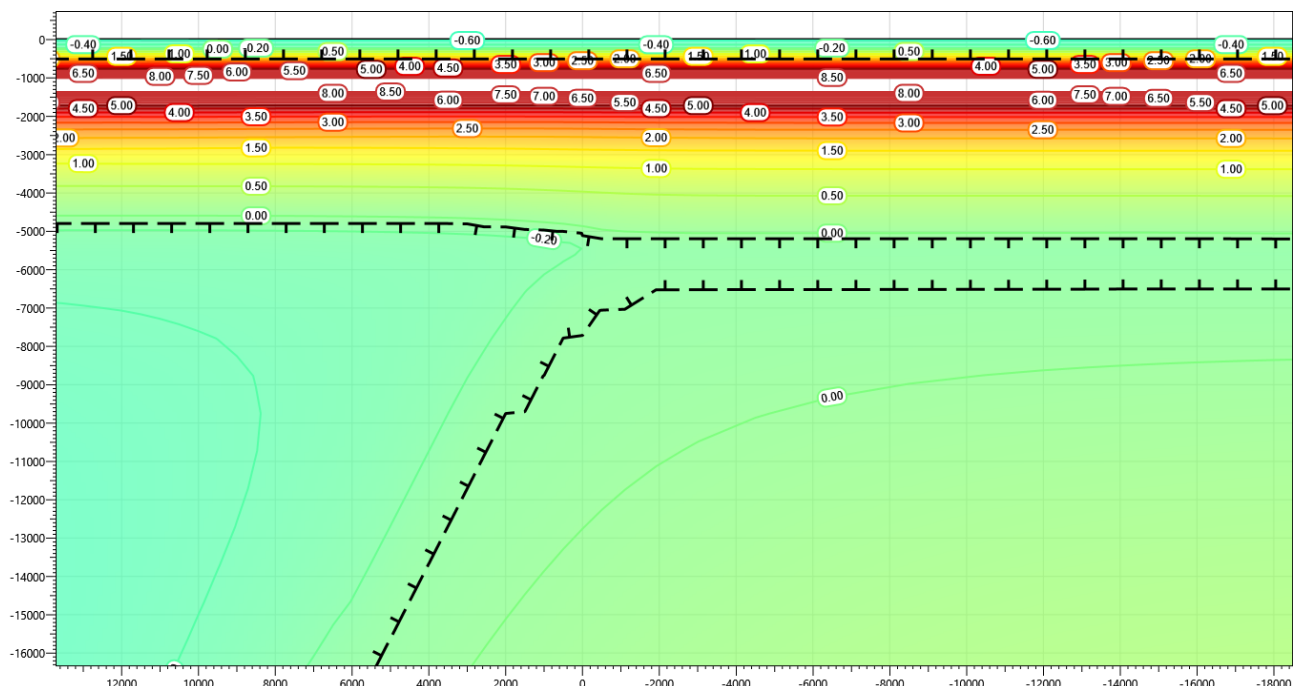


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

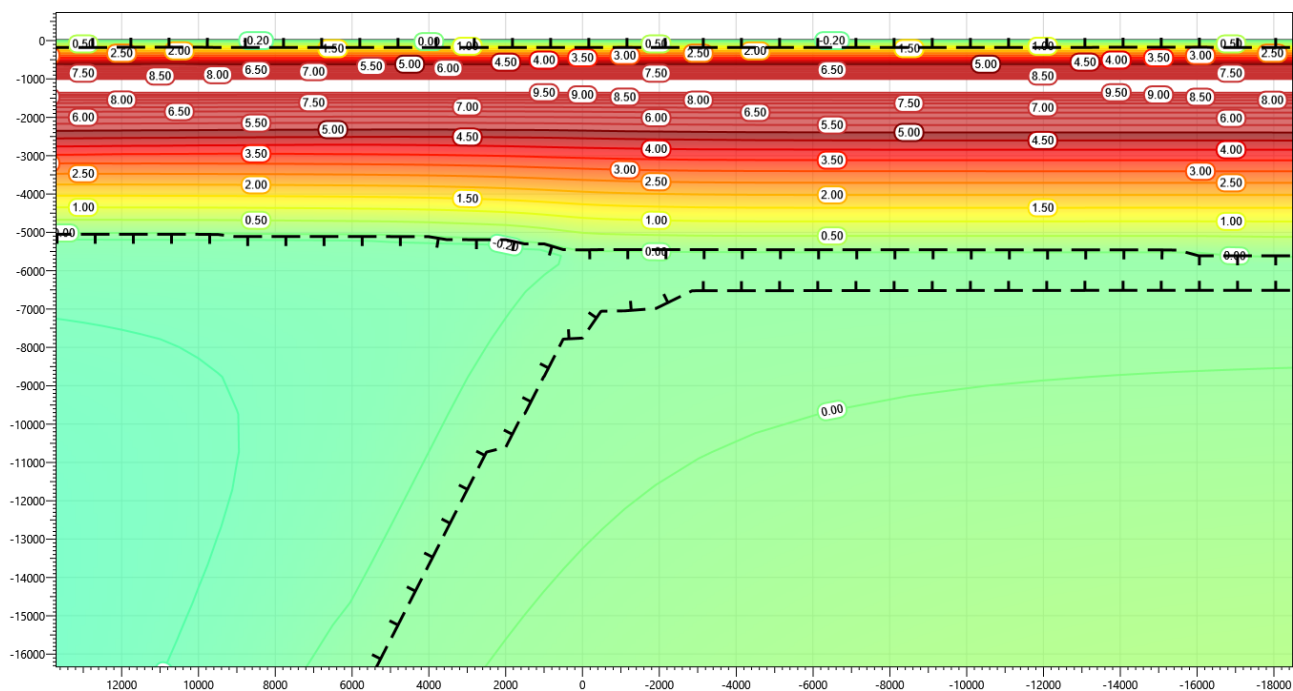


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

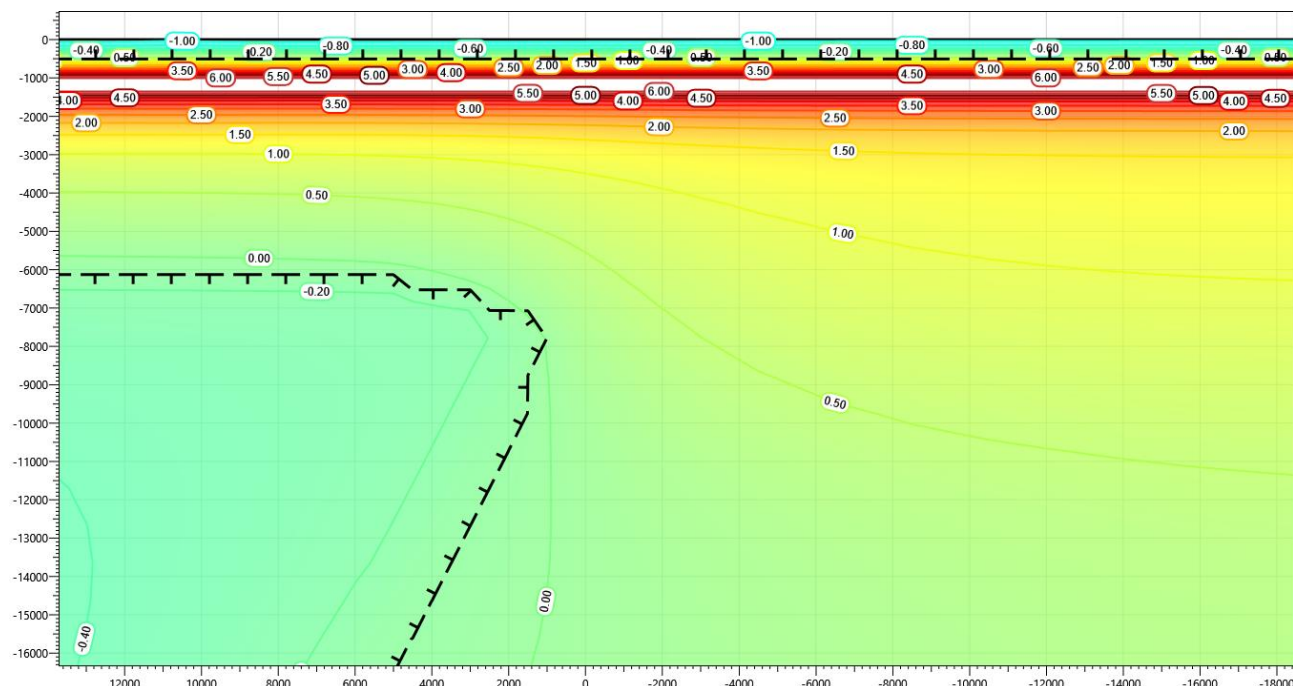


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

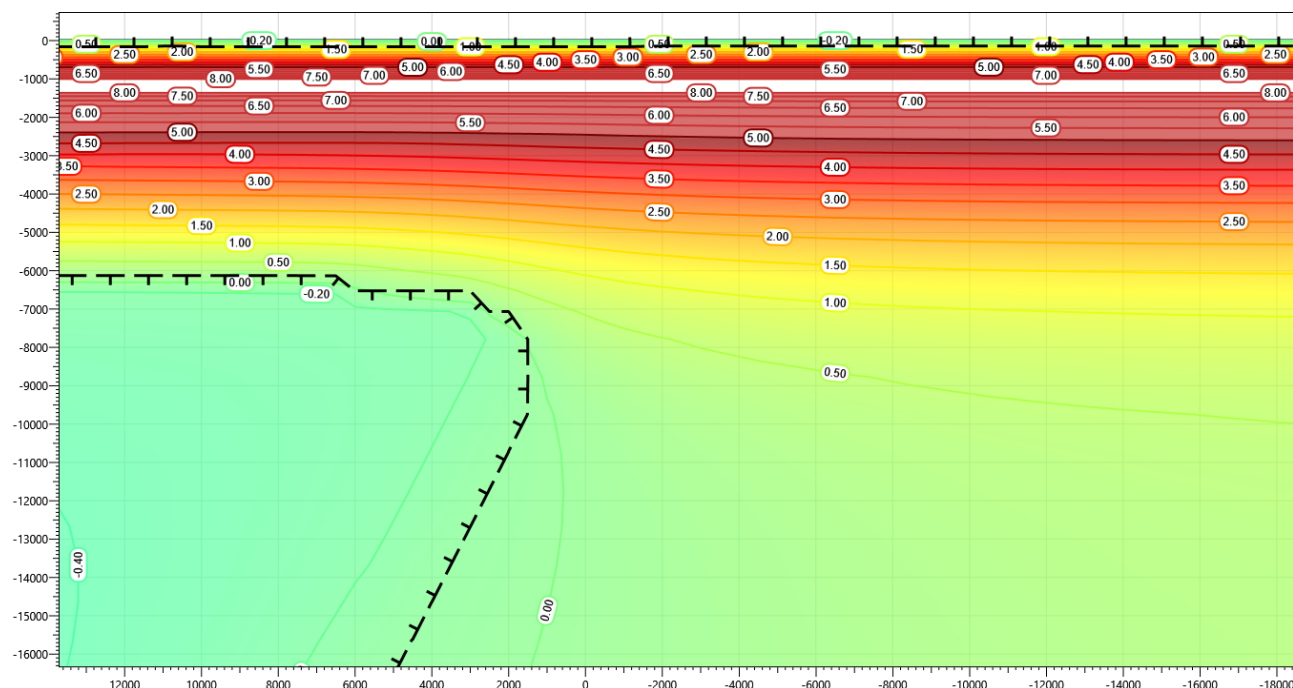


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

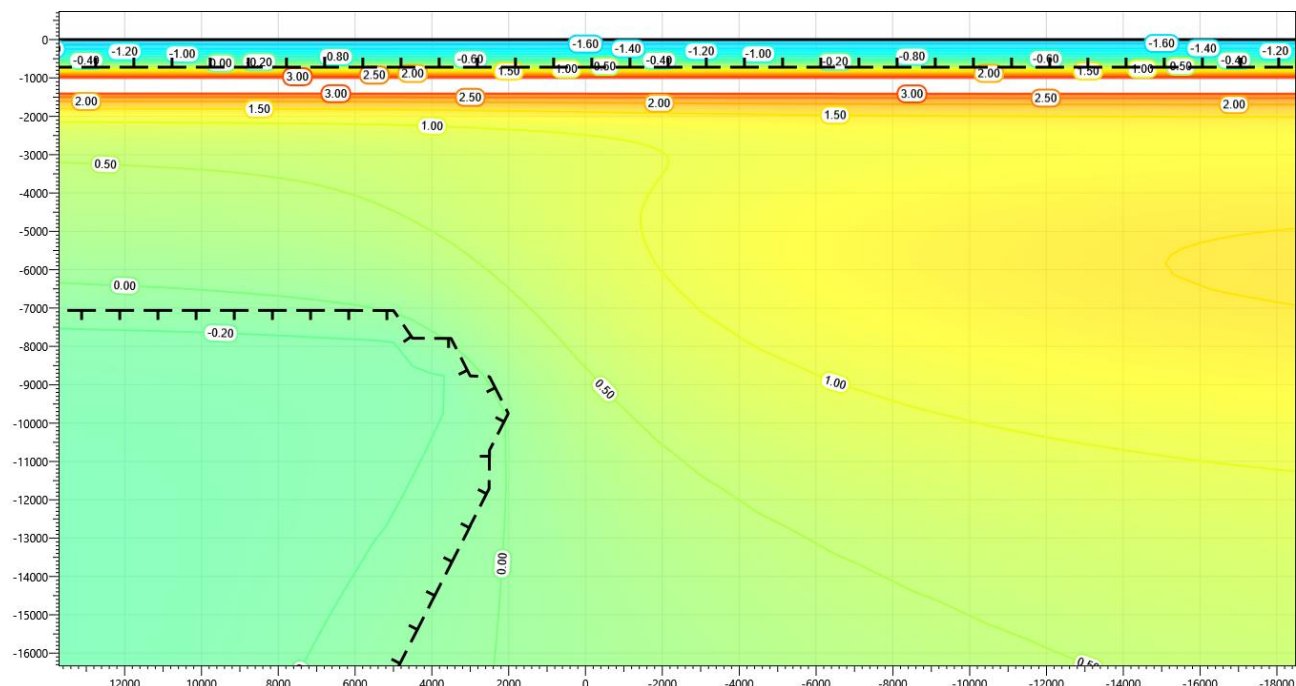


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

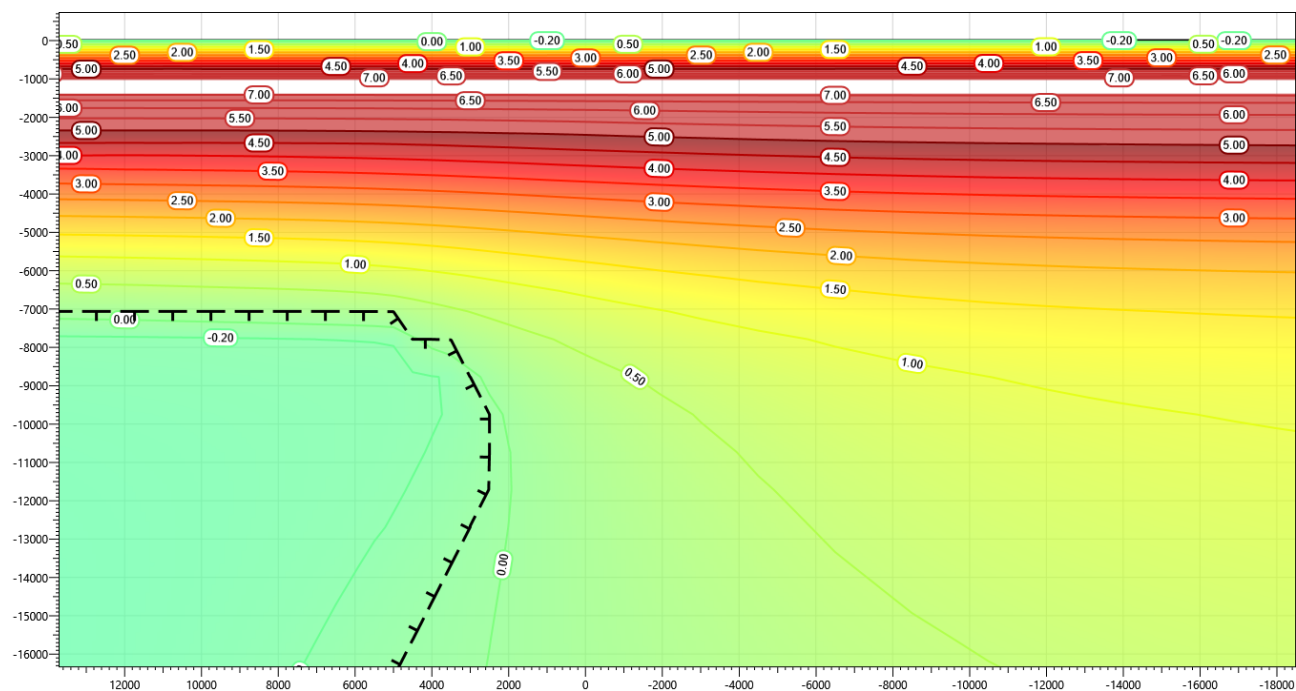


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

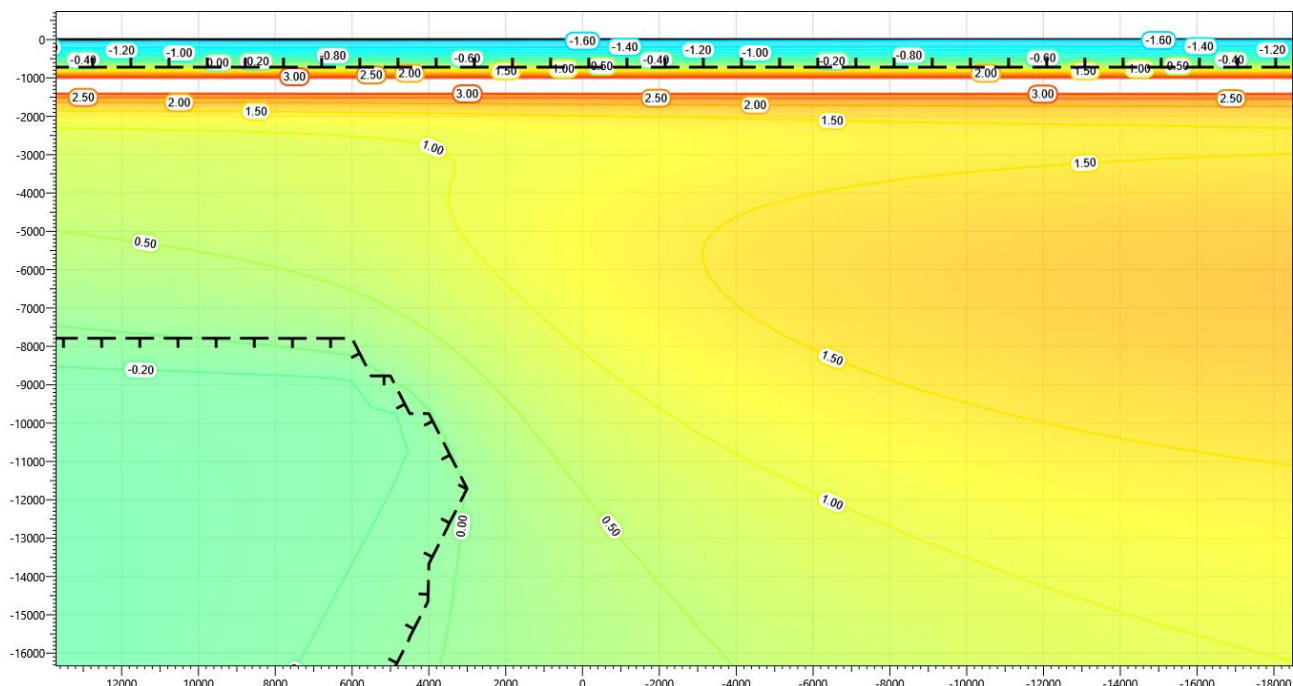


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

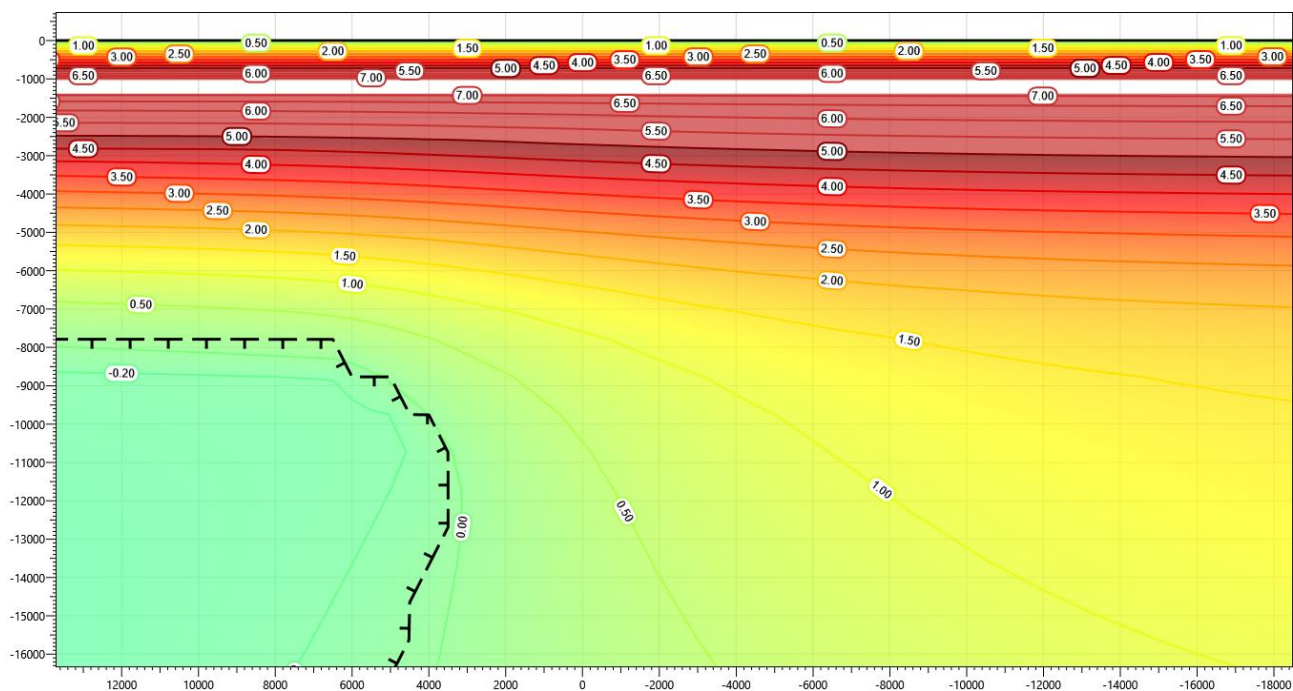
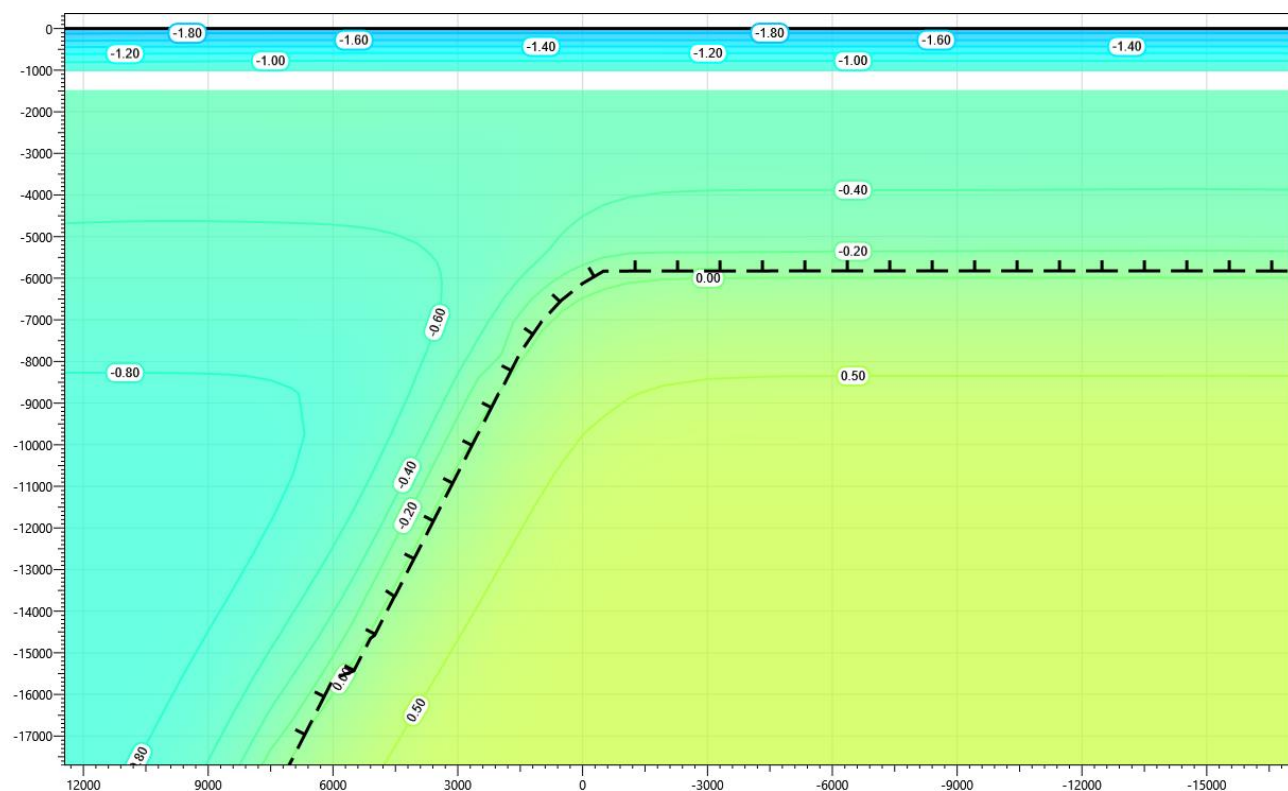
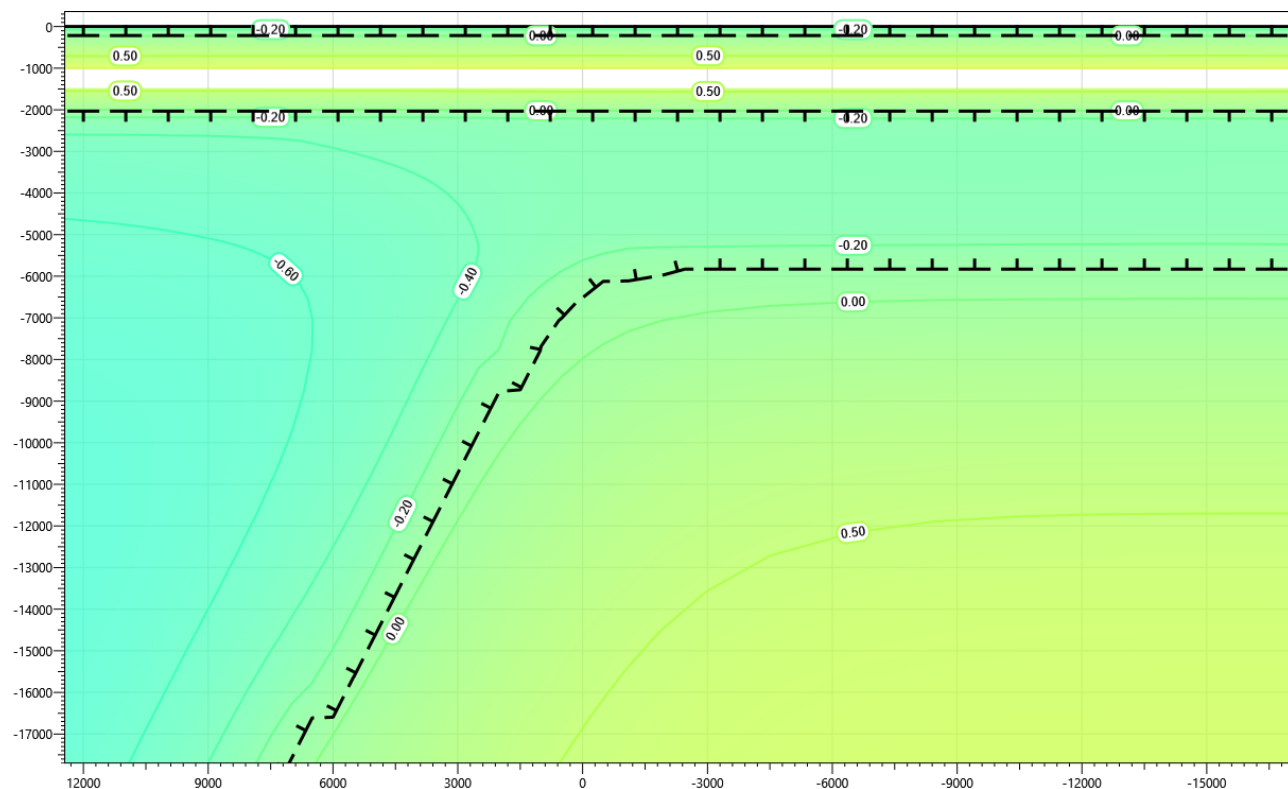


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.



**Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00.
Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.**



**Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00.
Конец летнего сезона первый год эксплуатации.**

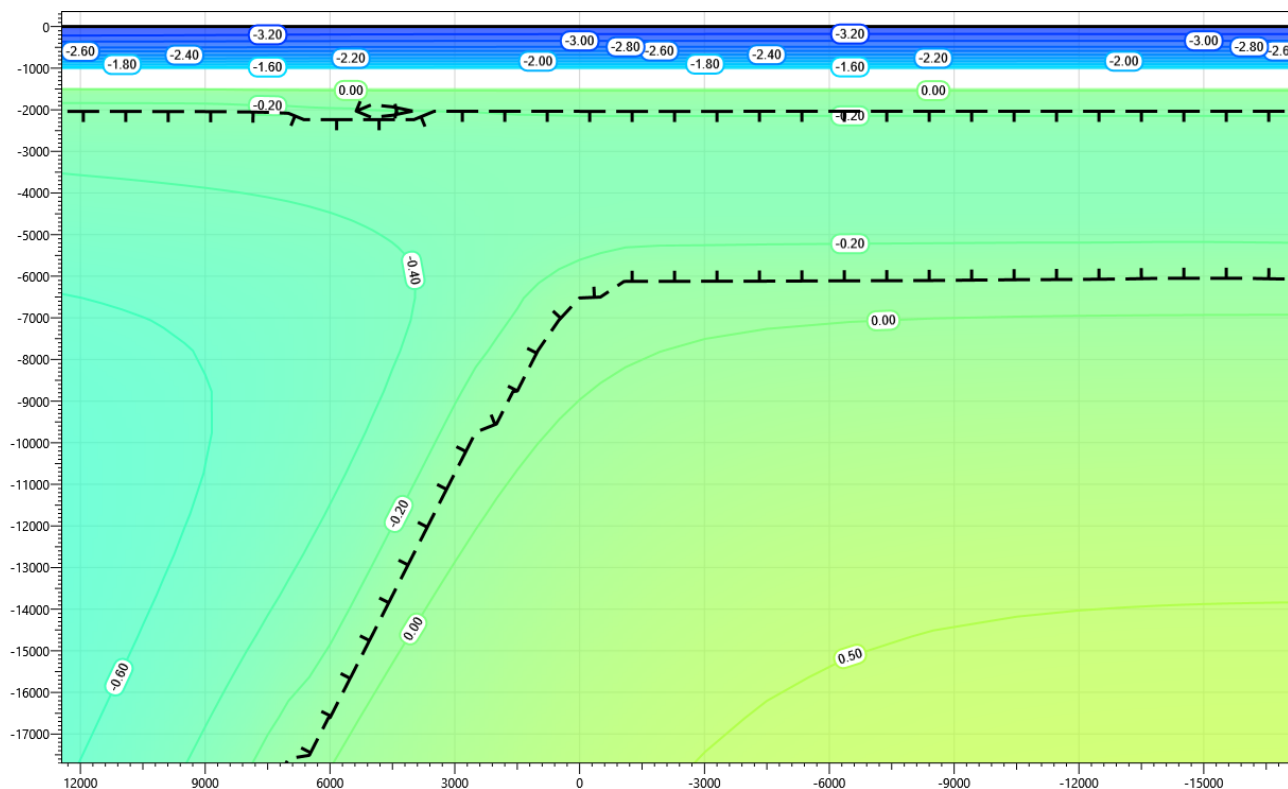


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

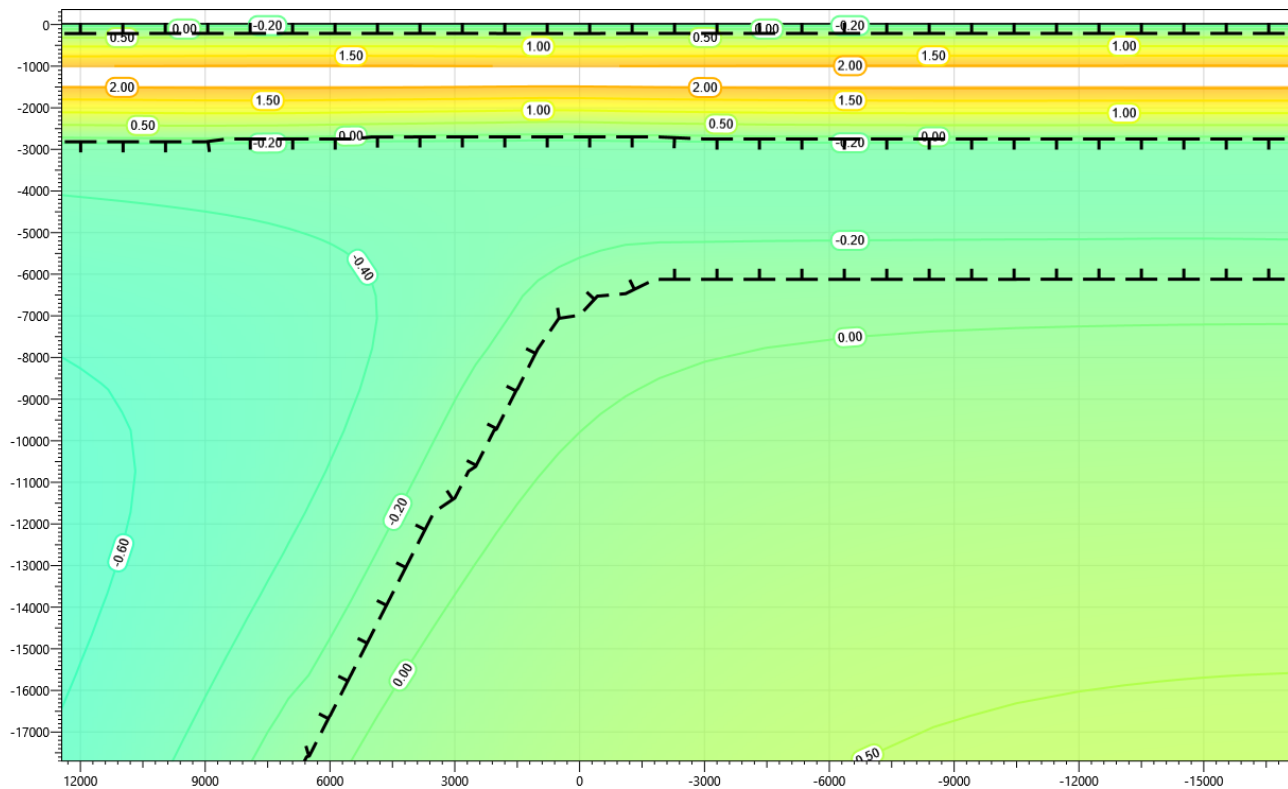
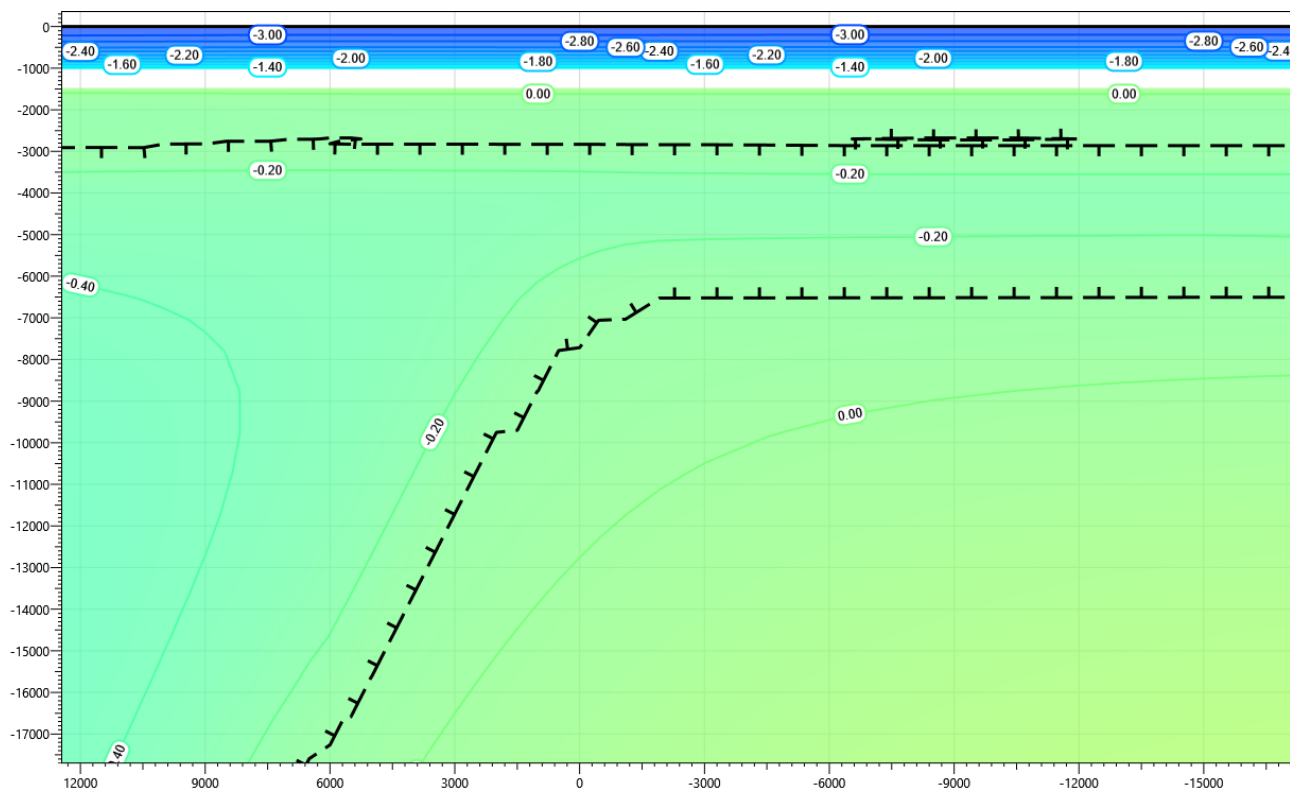
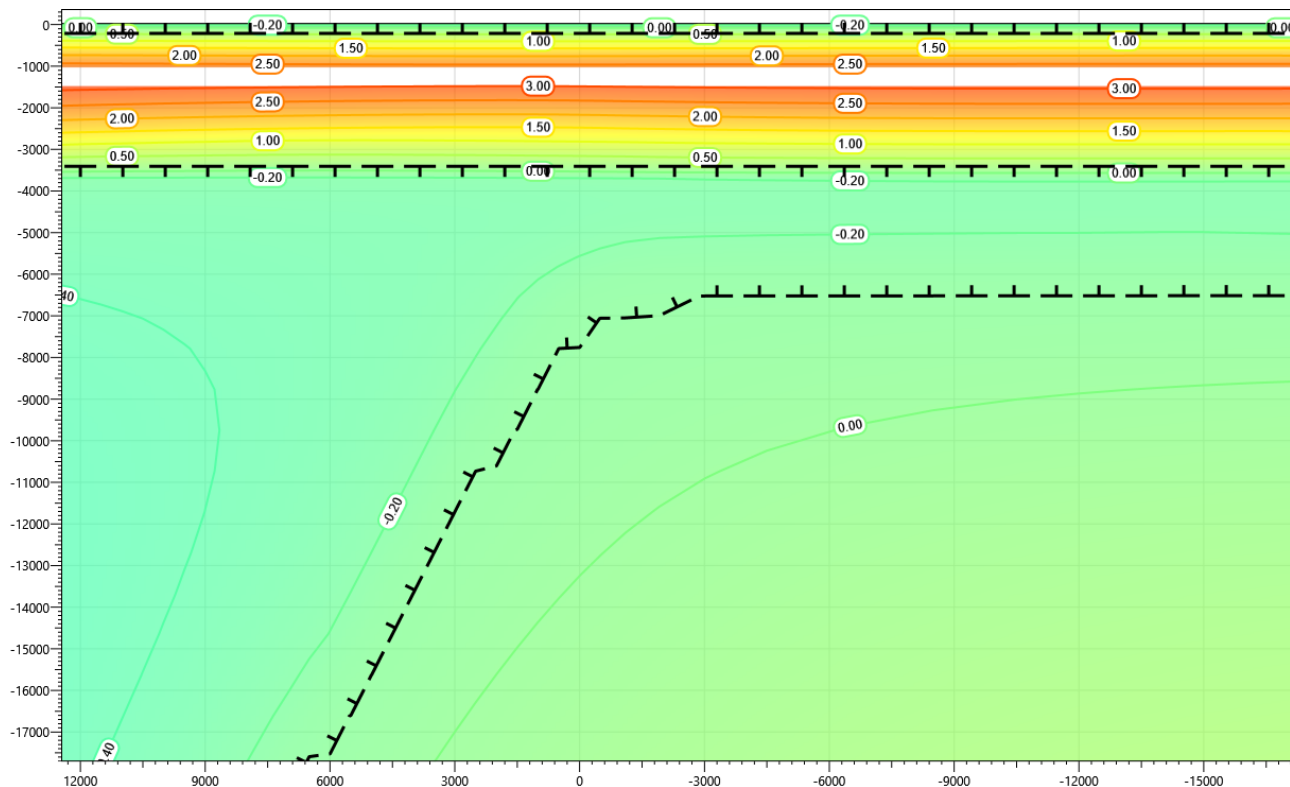


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.



**Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00.
Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00.
Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.**

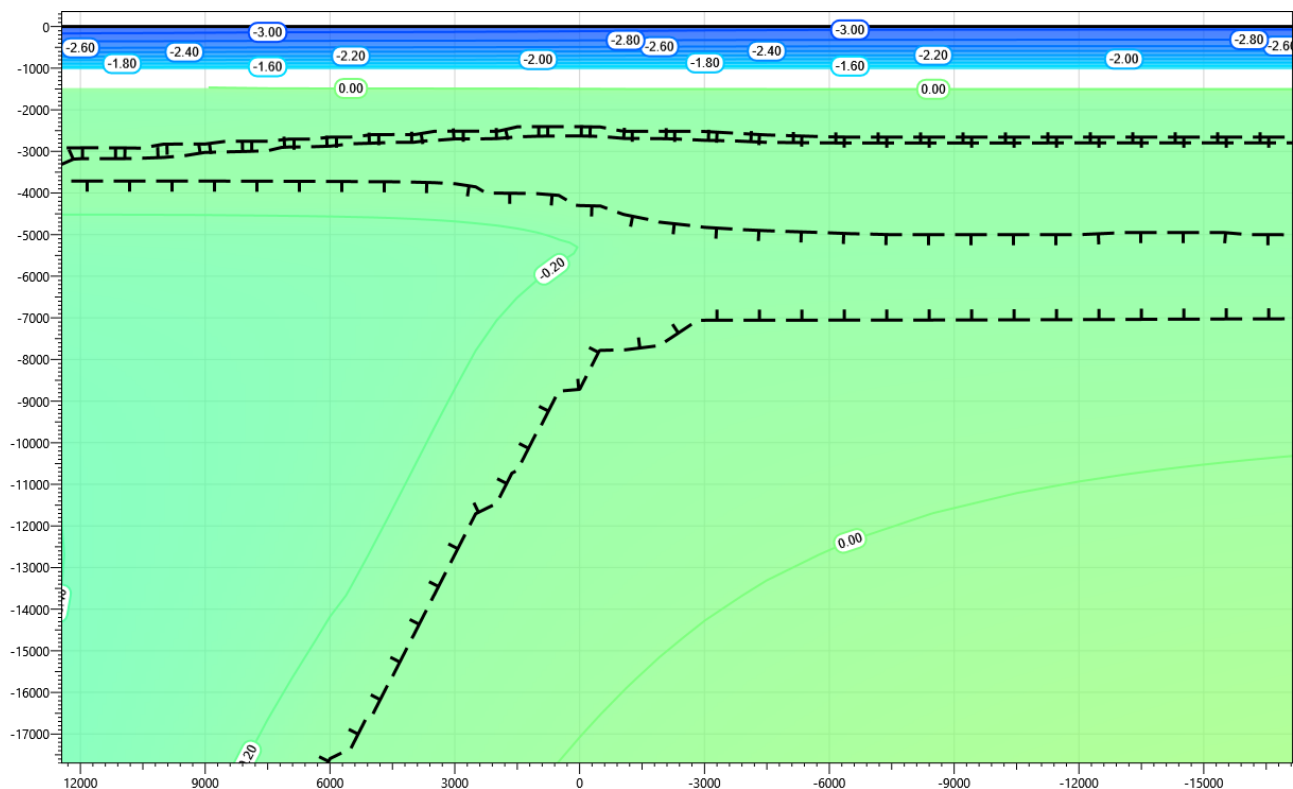


Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

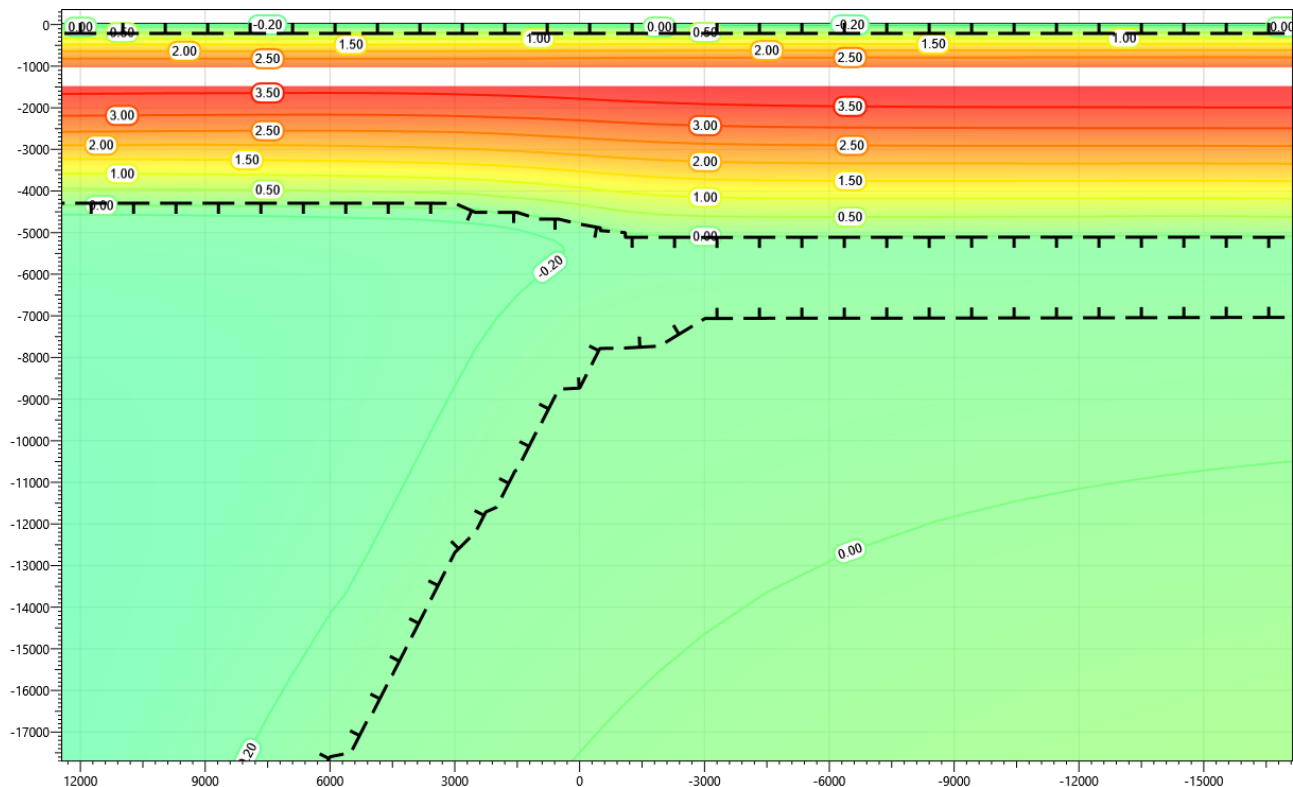


Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

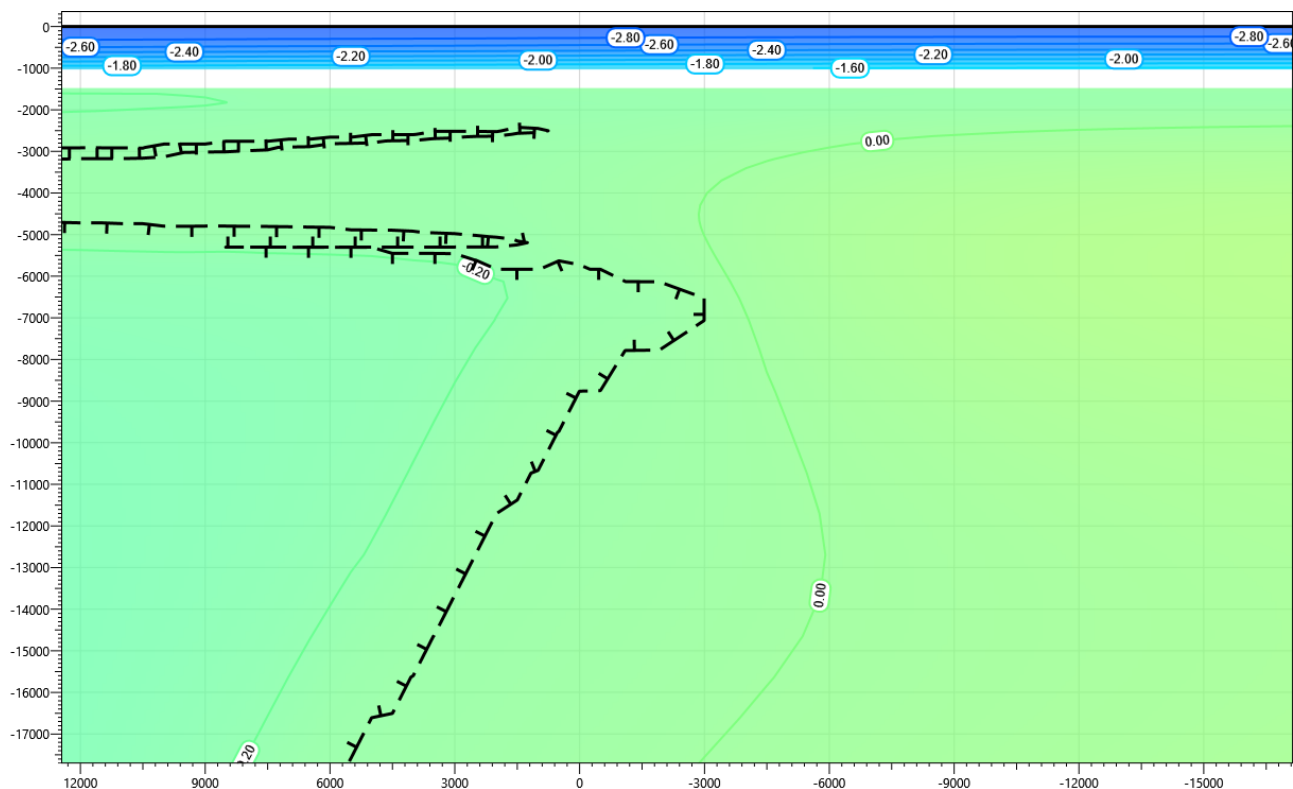


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

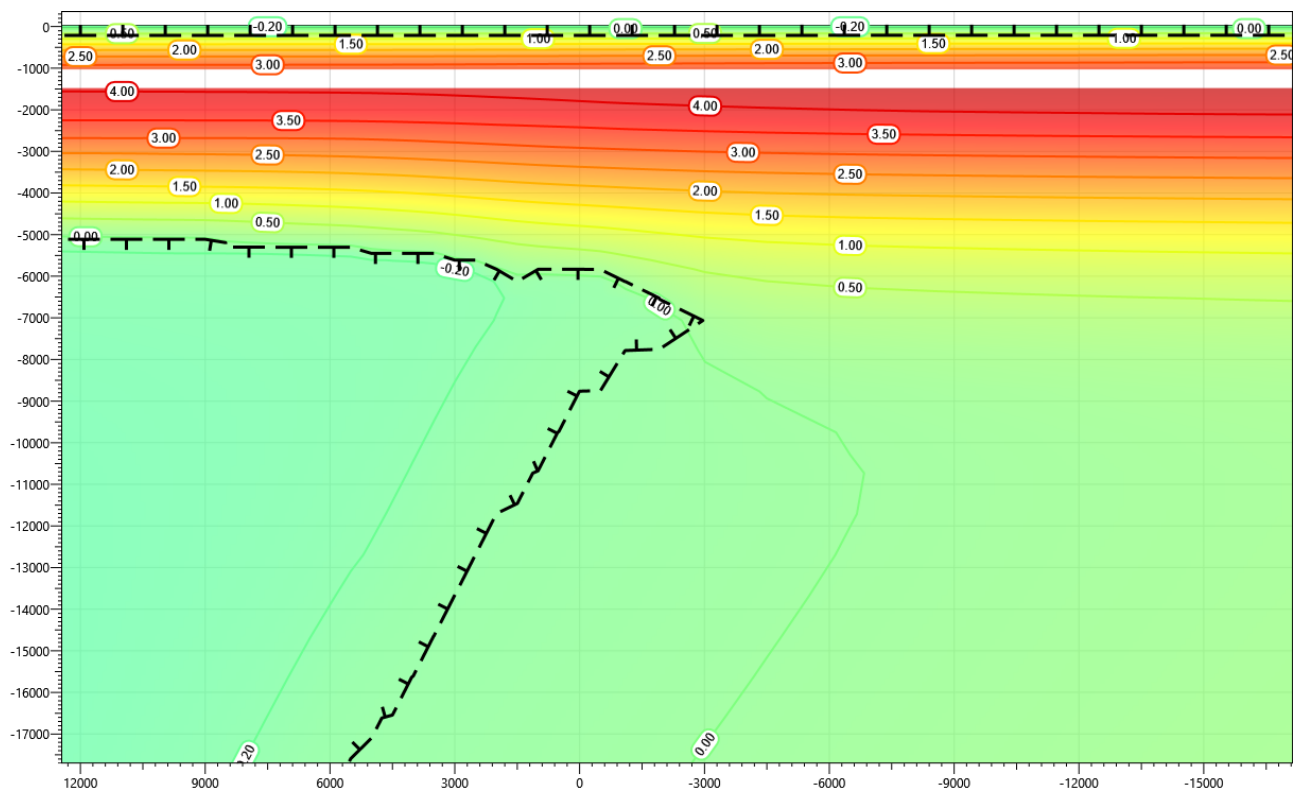


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

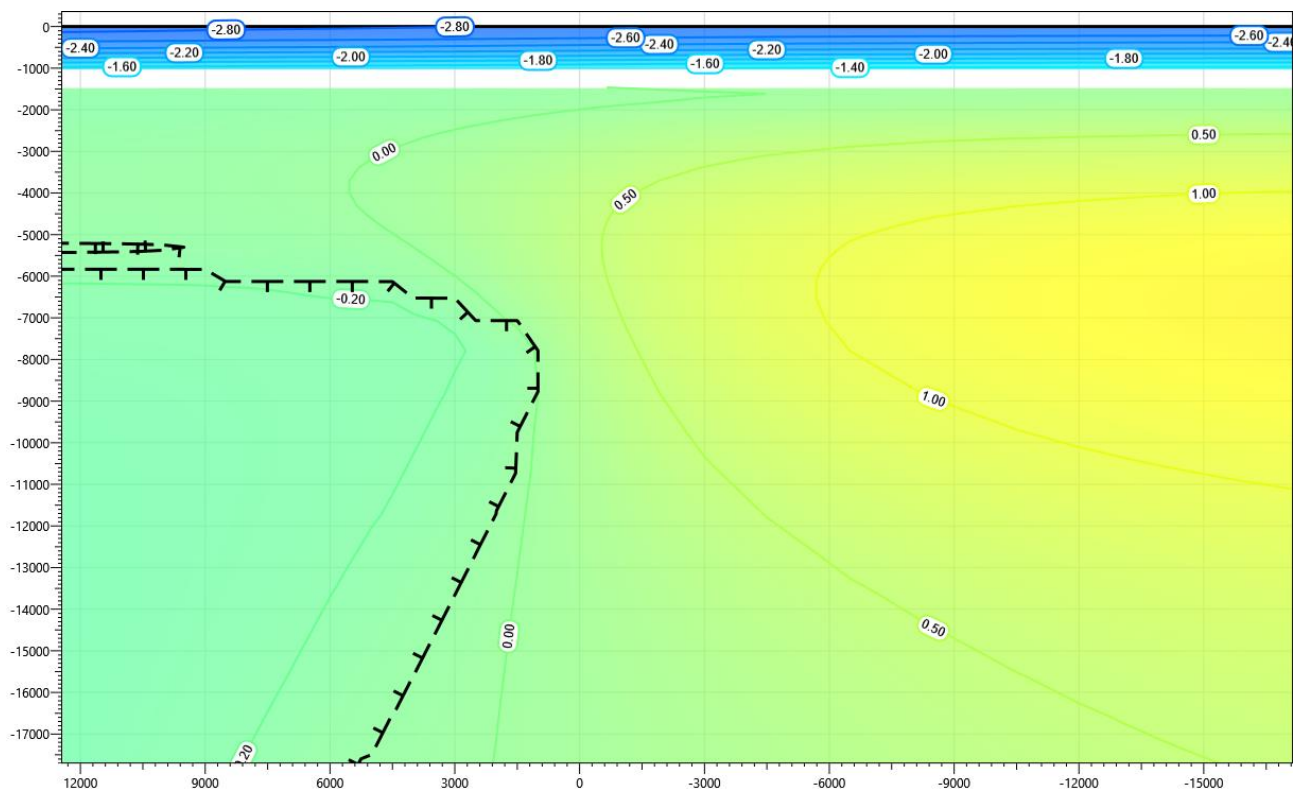


Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

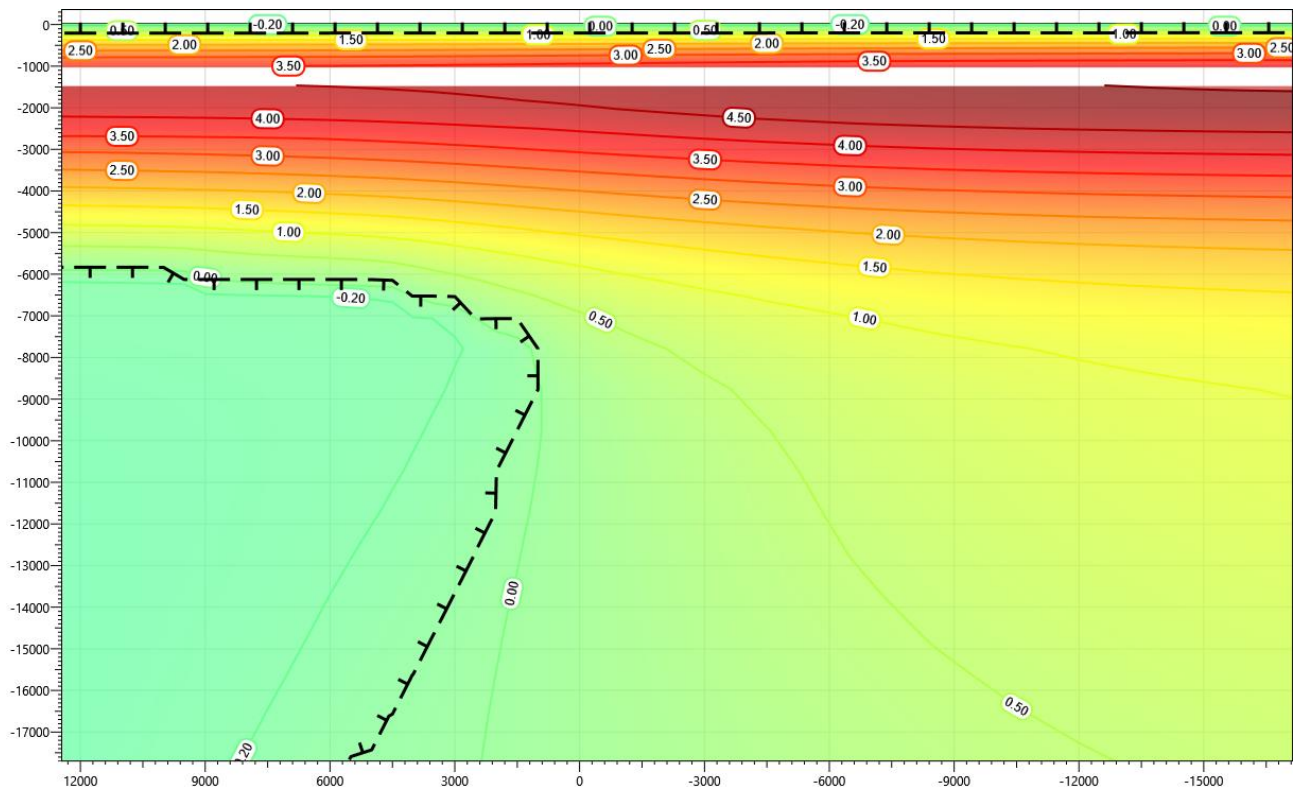


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК53+00 – ПК54+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

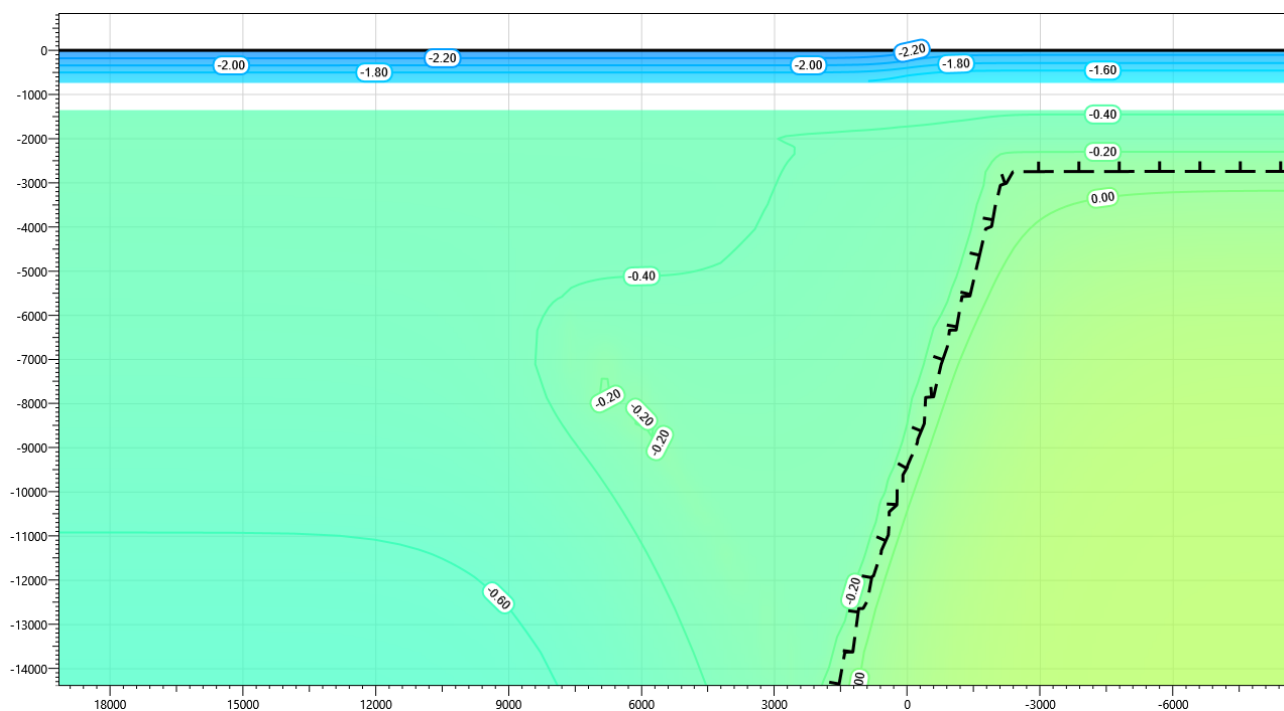


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

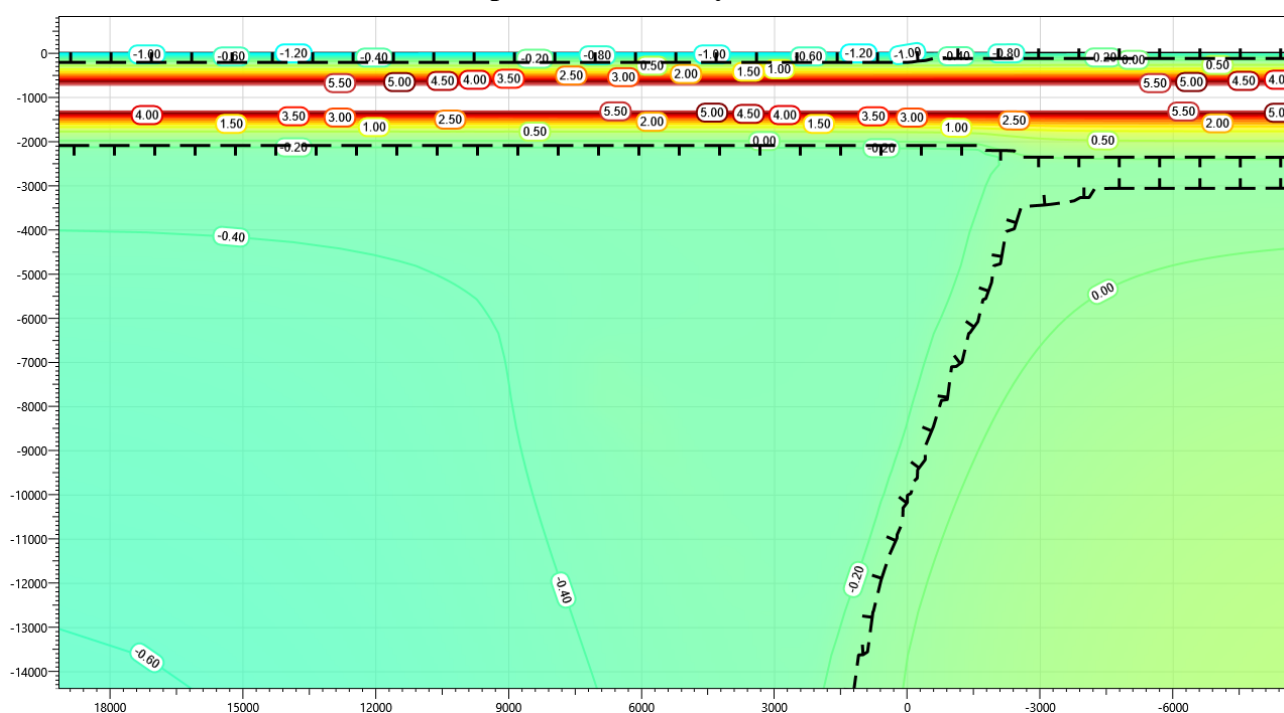


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

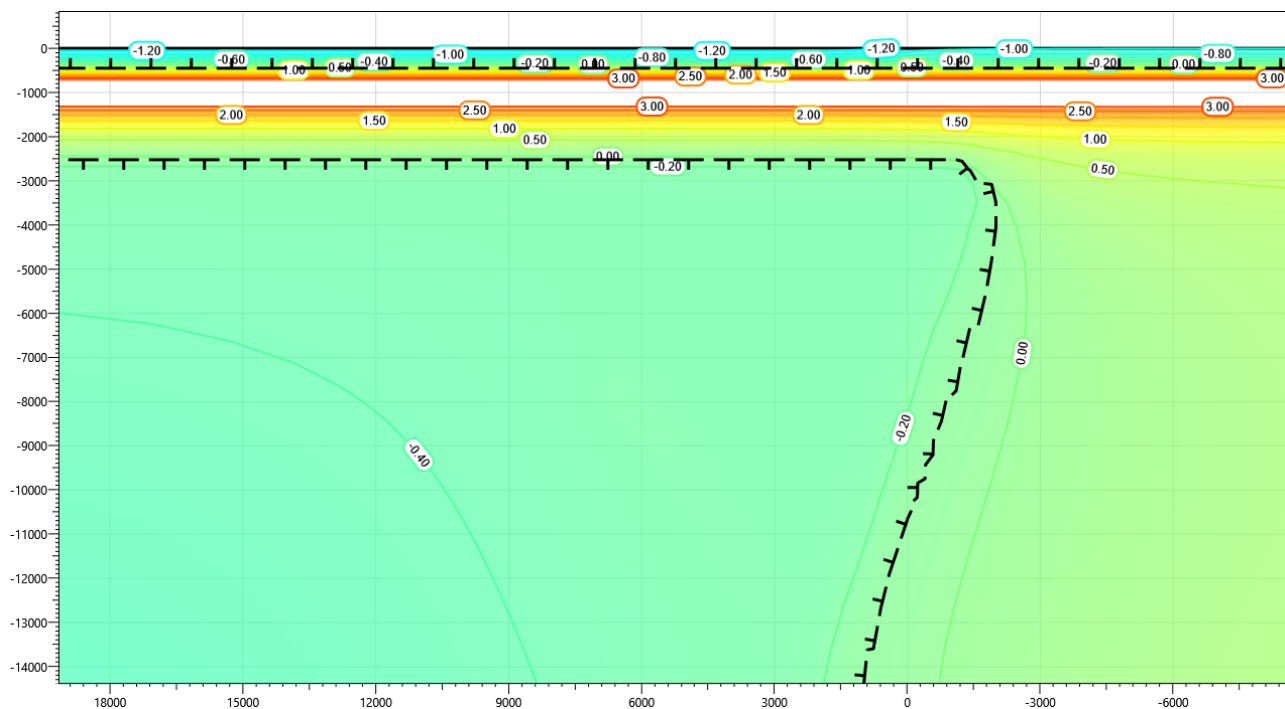


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

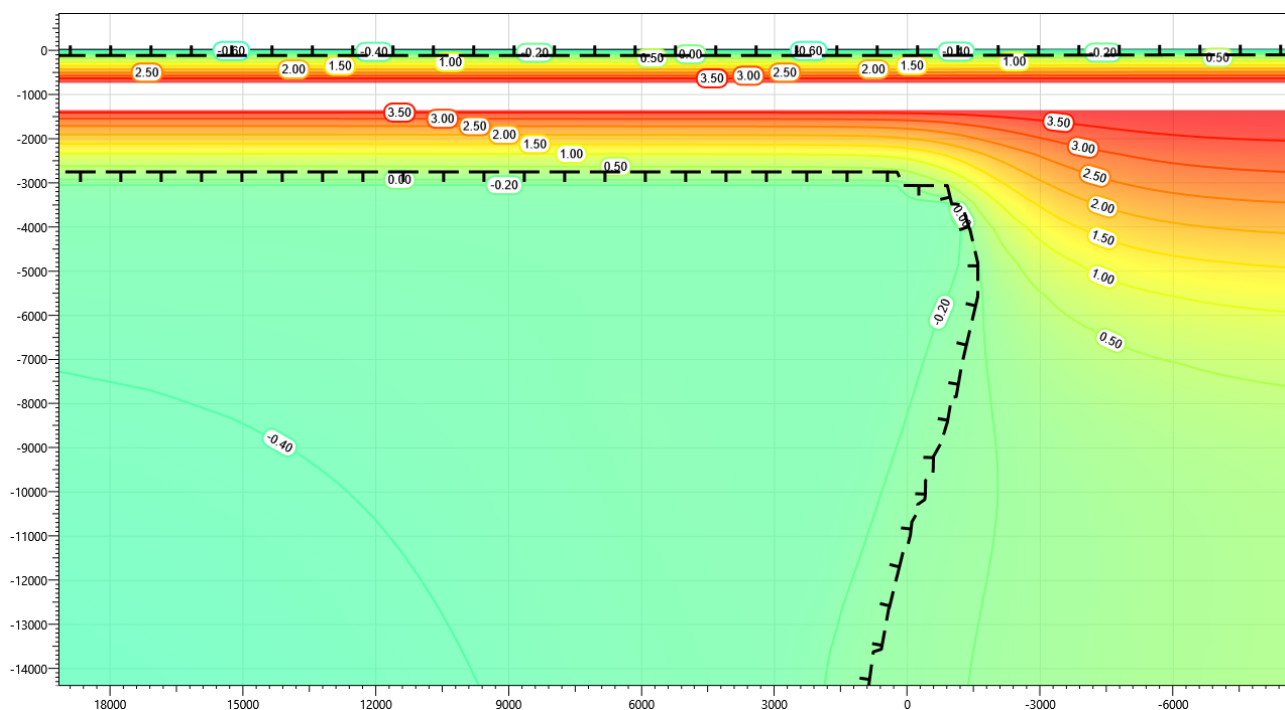


Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

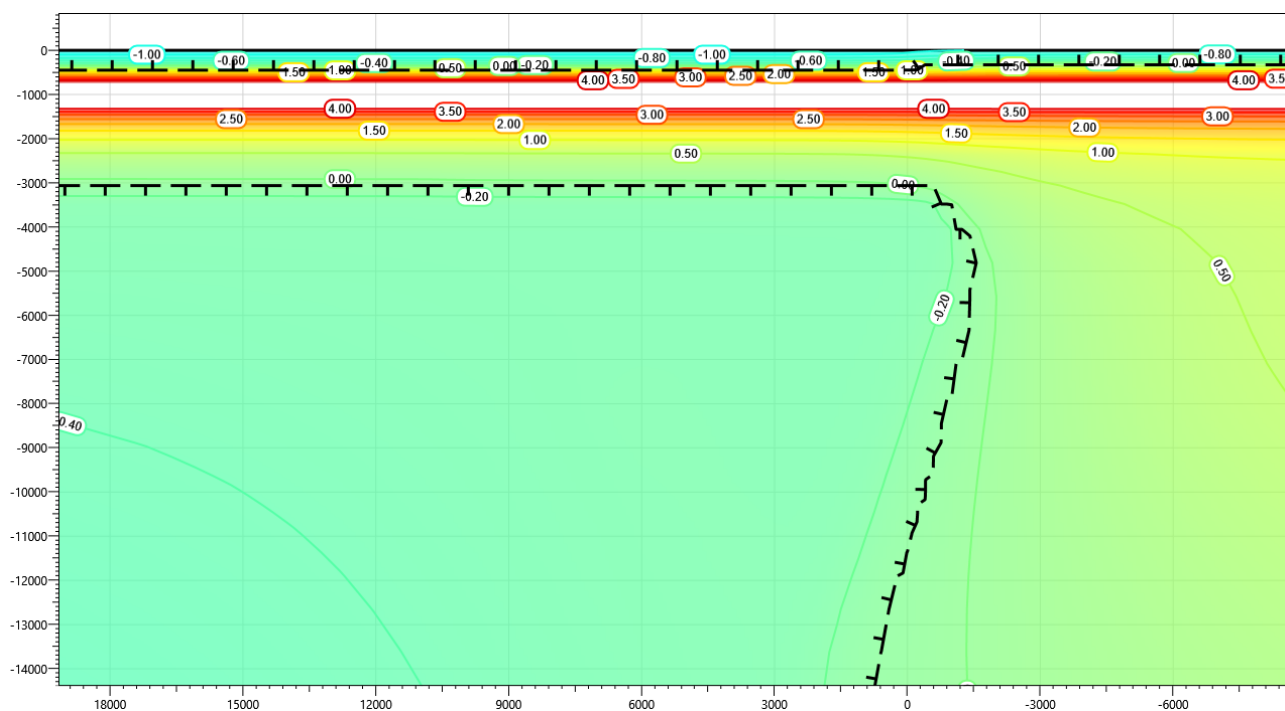


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

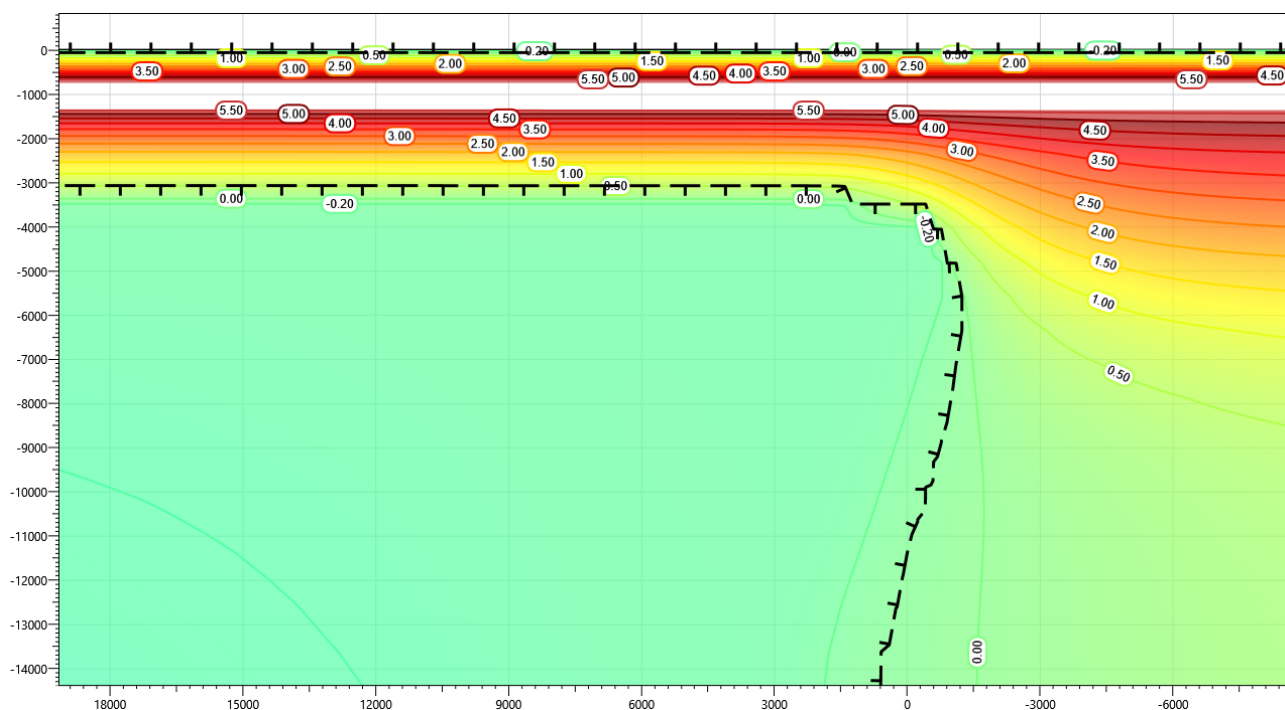


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

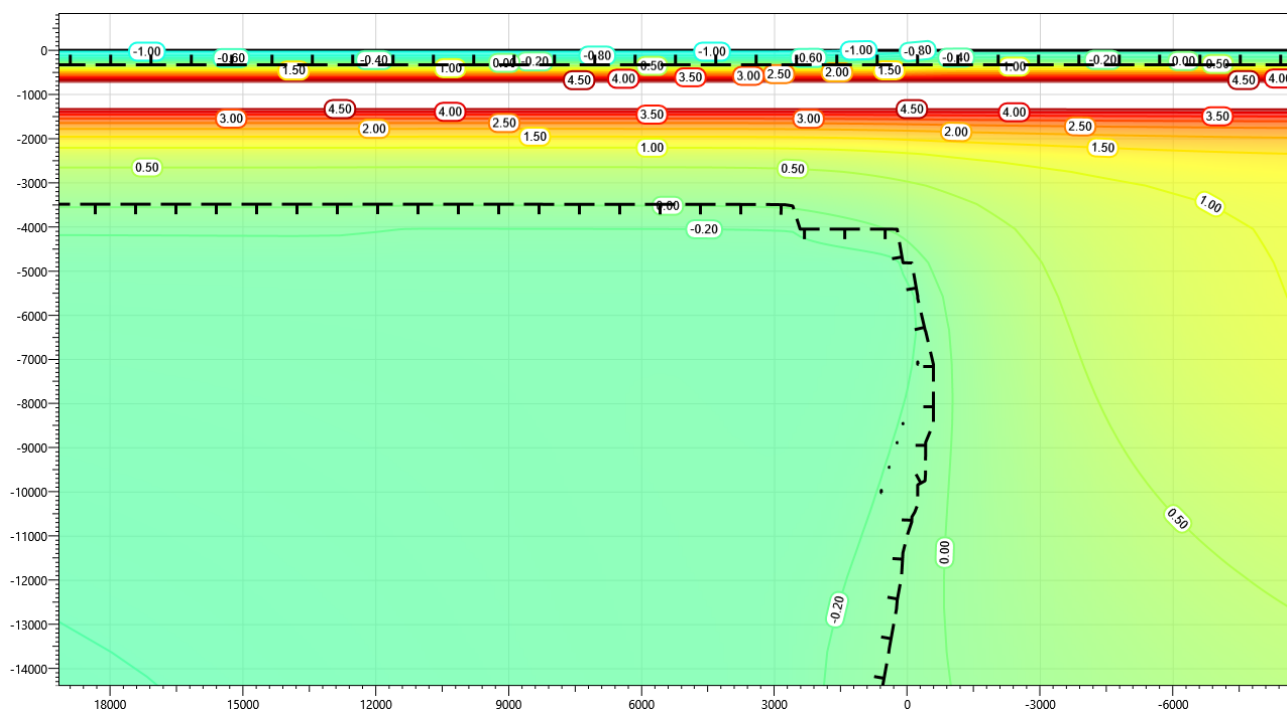


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

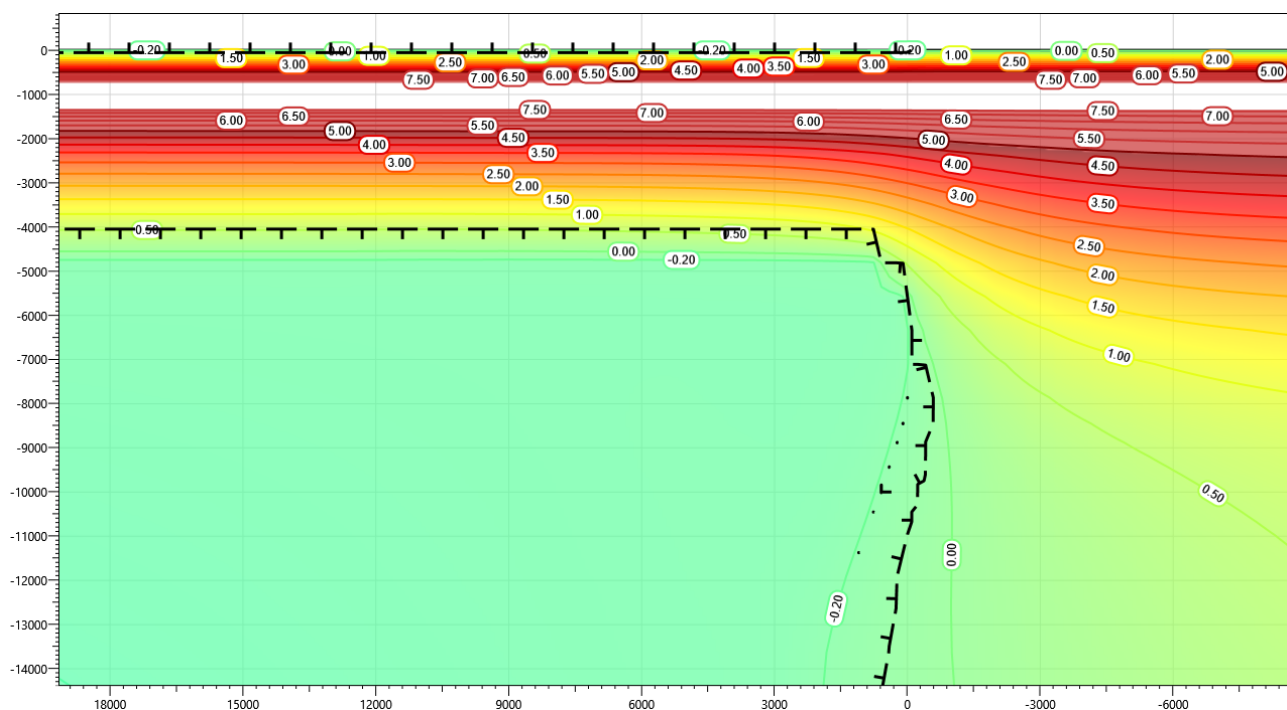


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

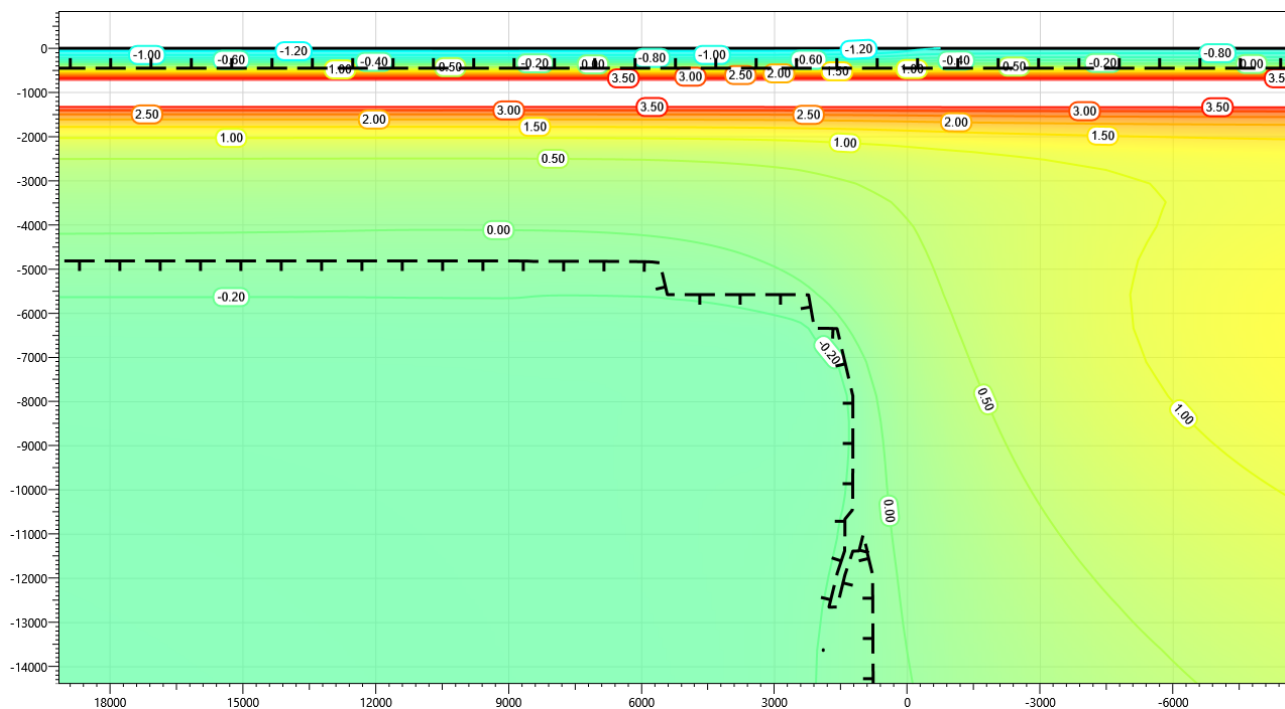


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона десятого года эксплуатации.

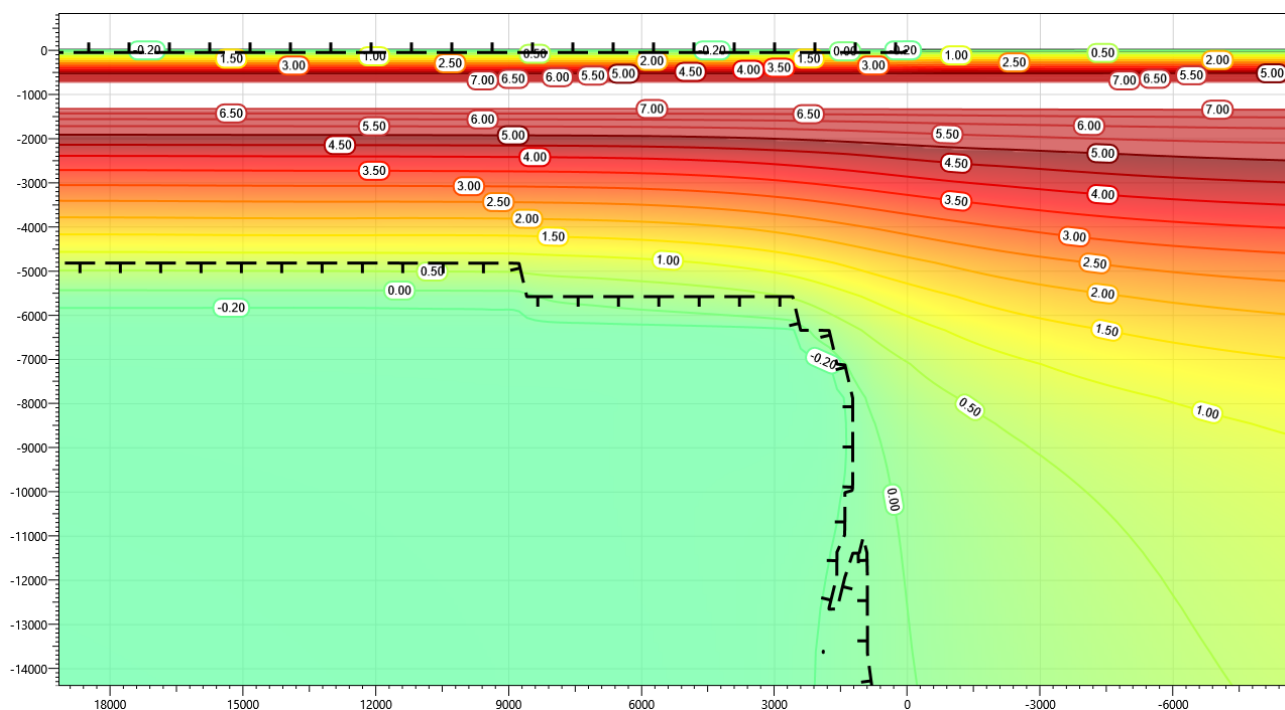


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона десятого года эксплуатации.

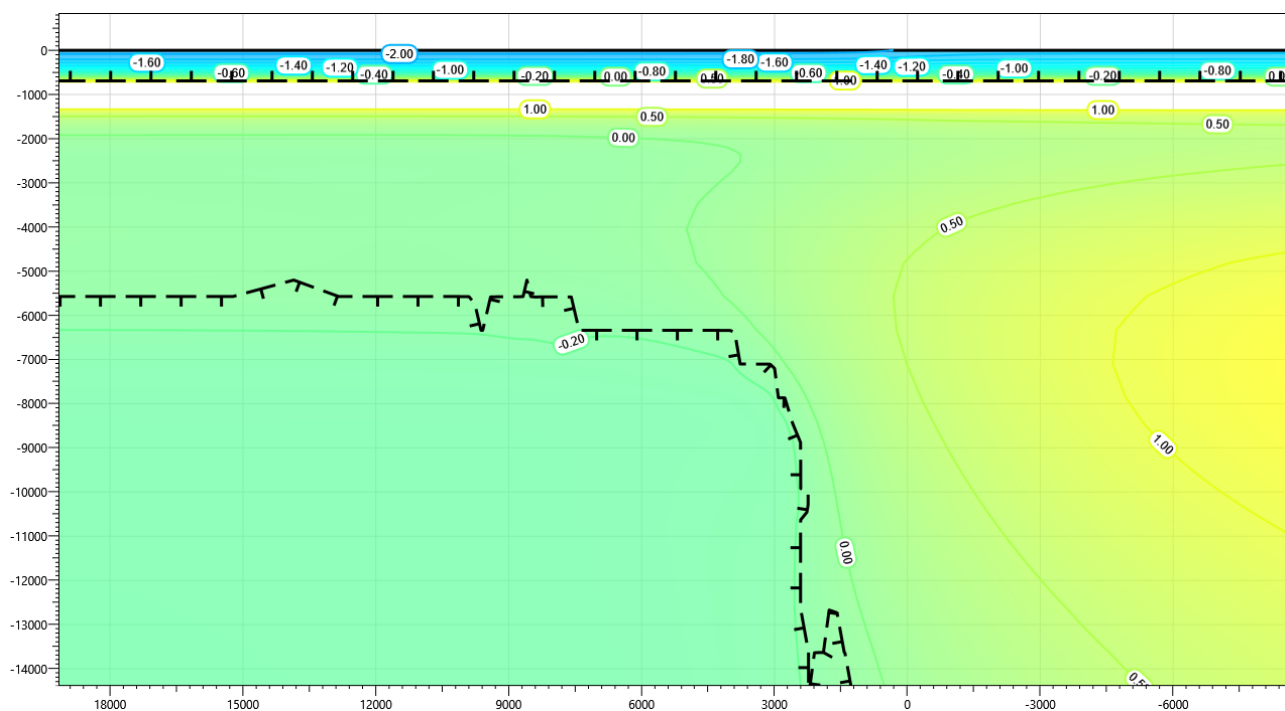


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

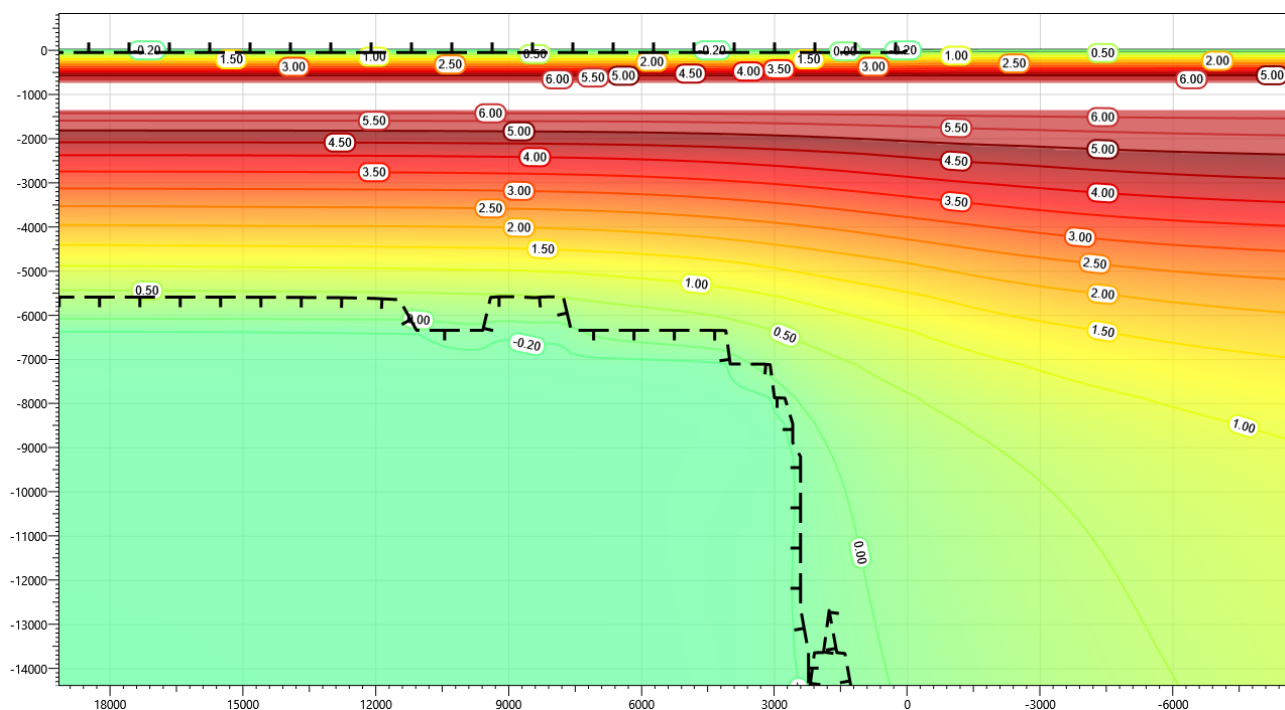


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

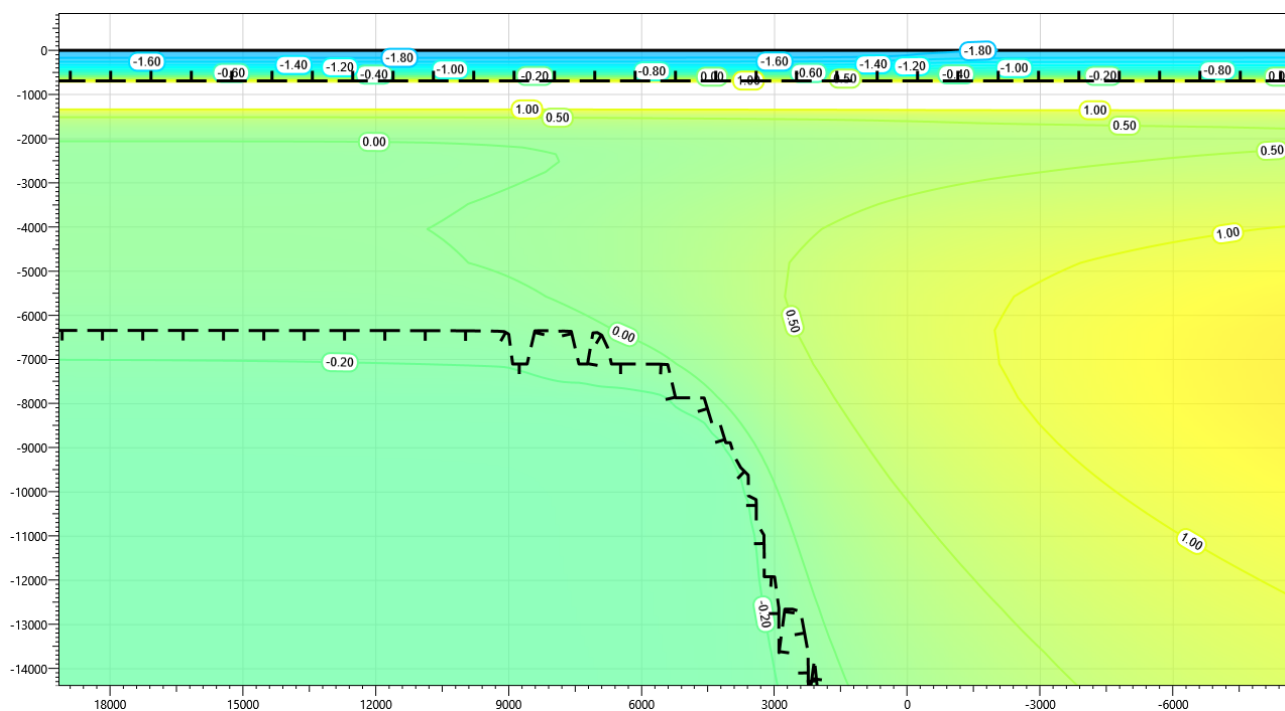


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

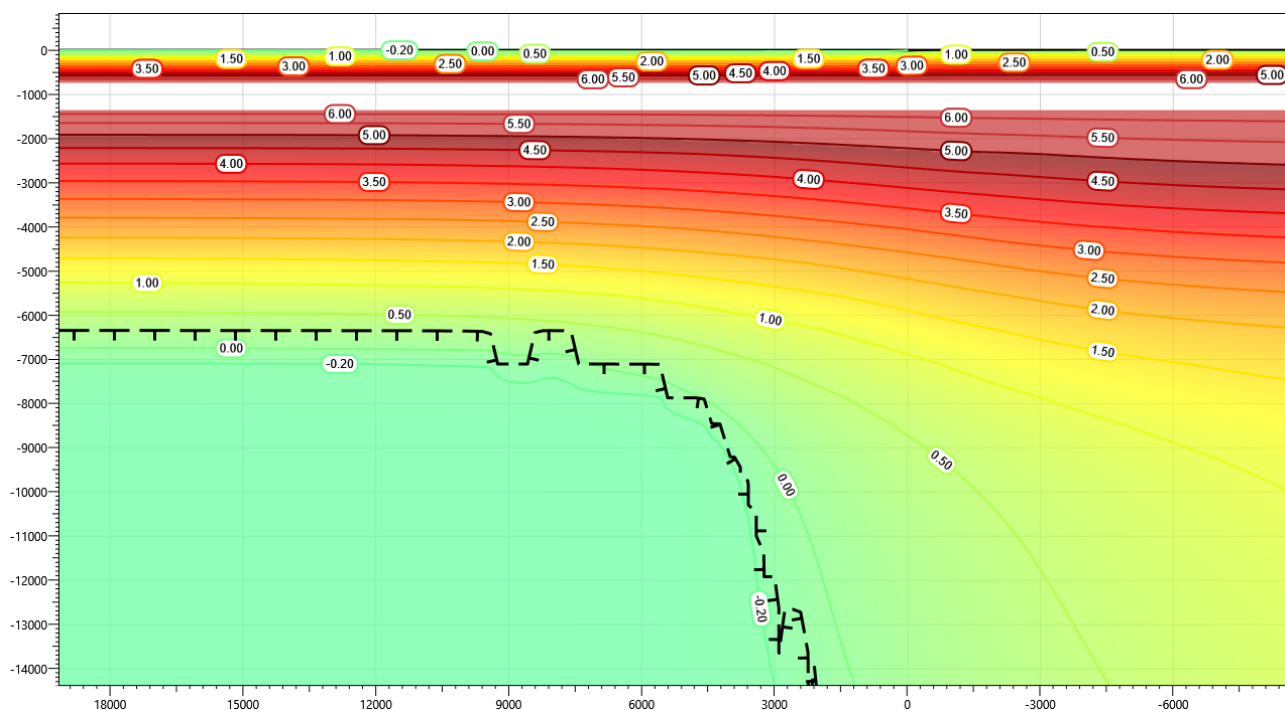


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК54+00 – ПК55+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

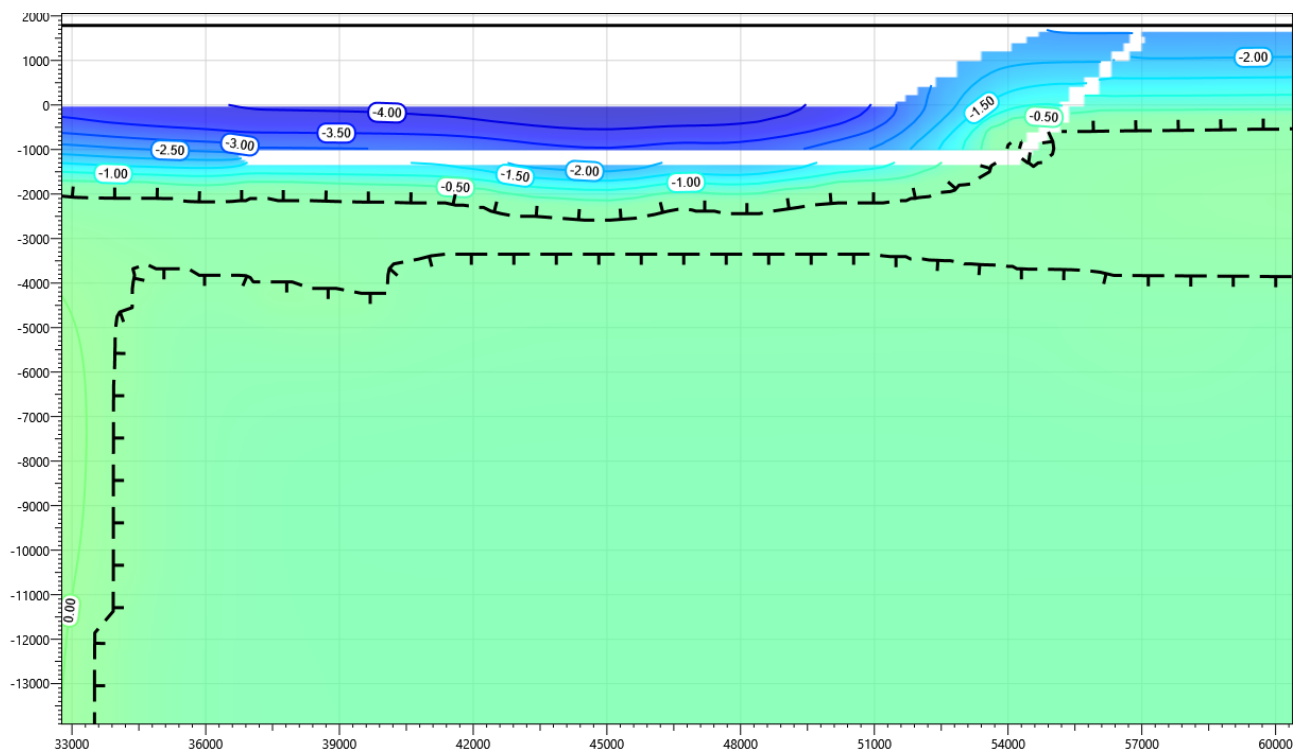


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

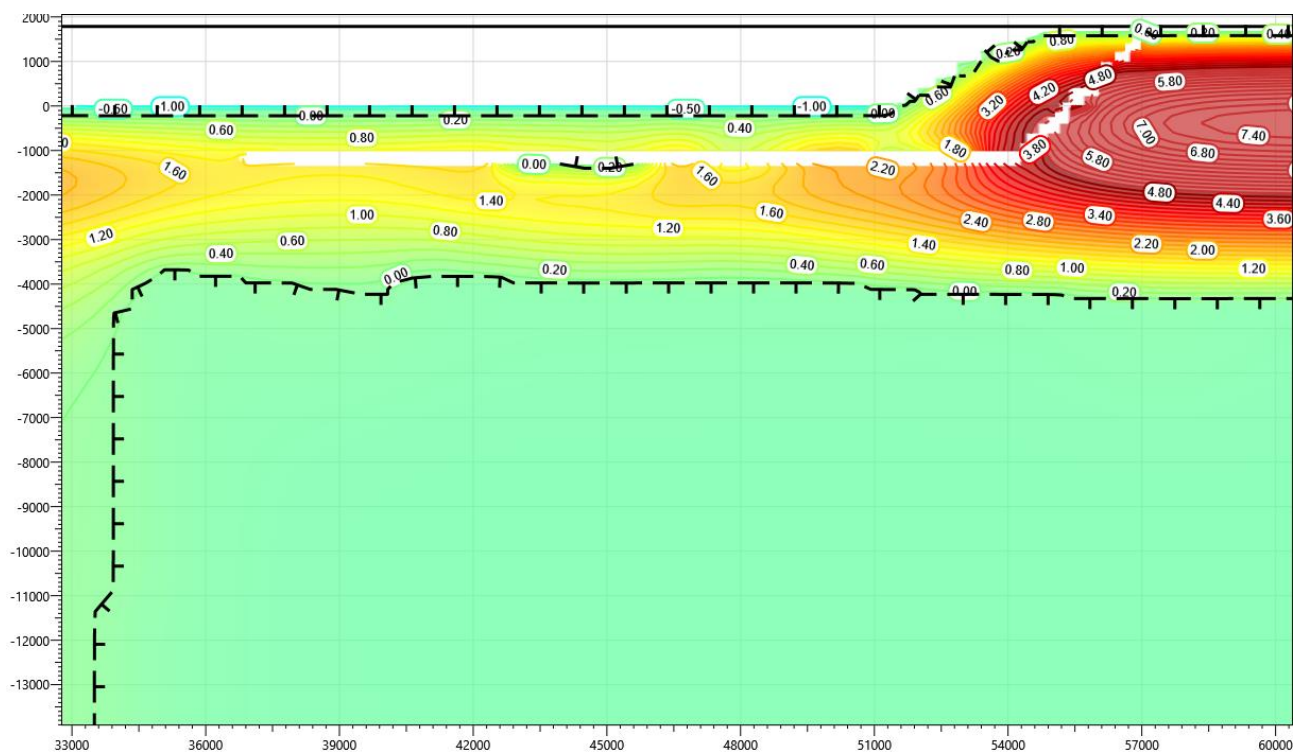


Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

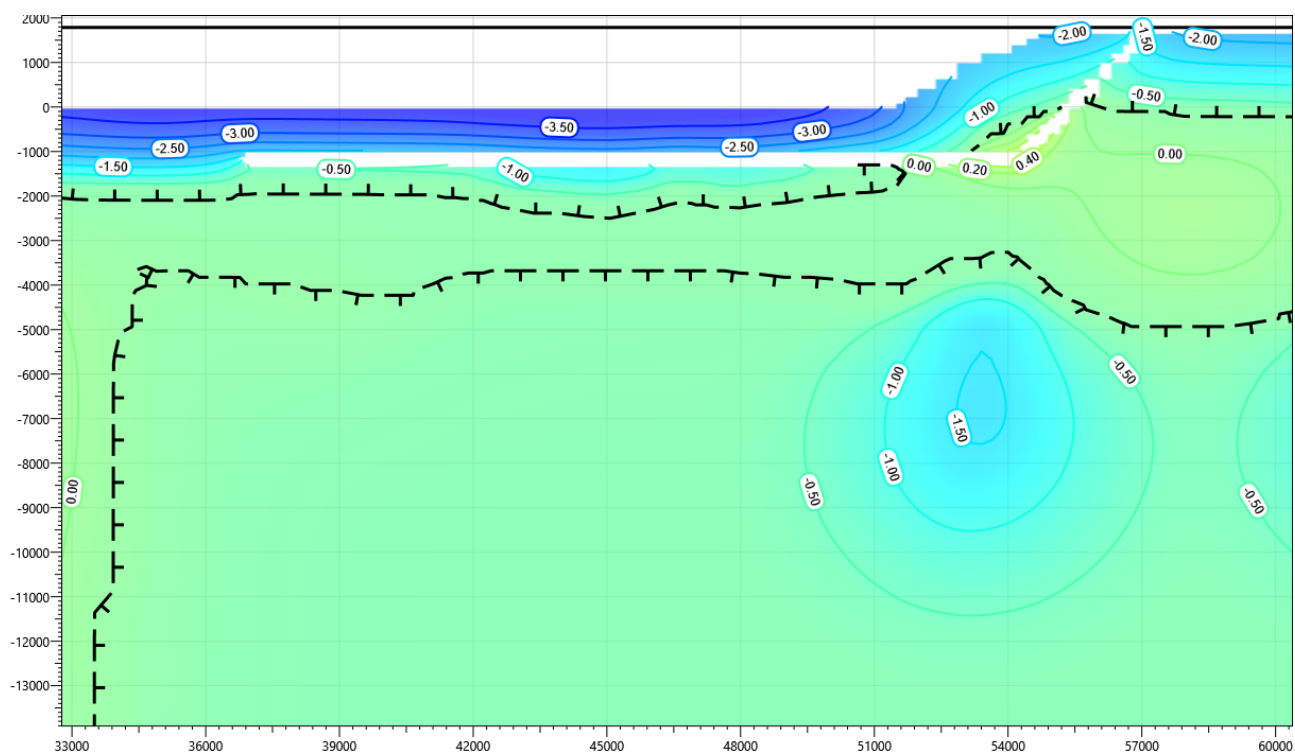


Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

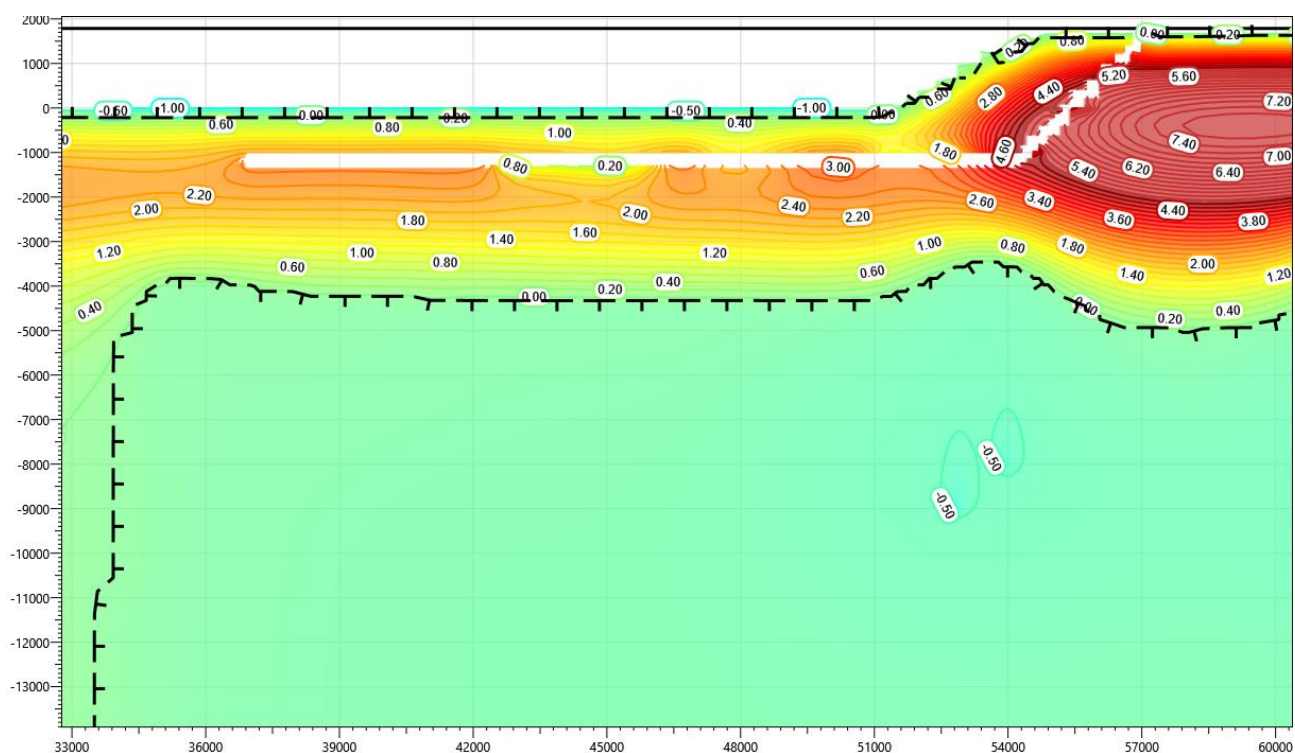


Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

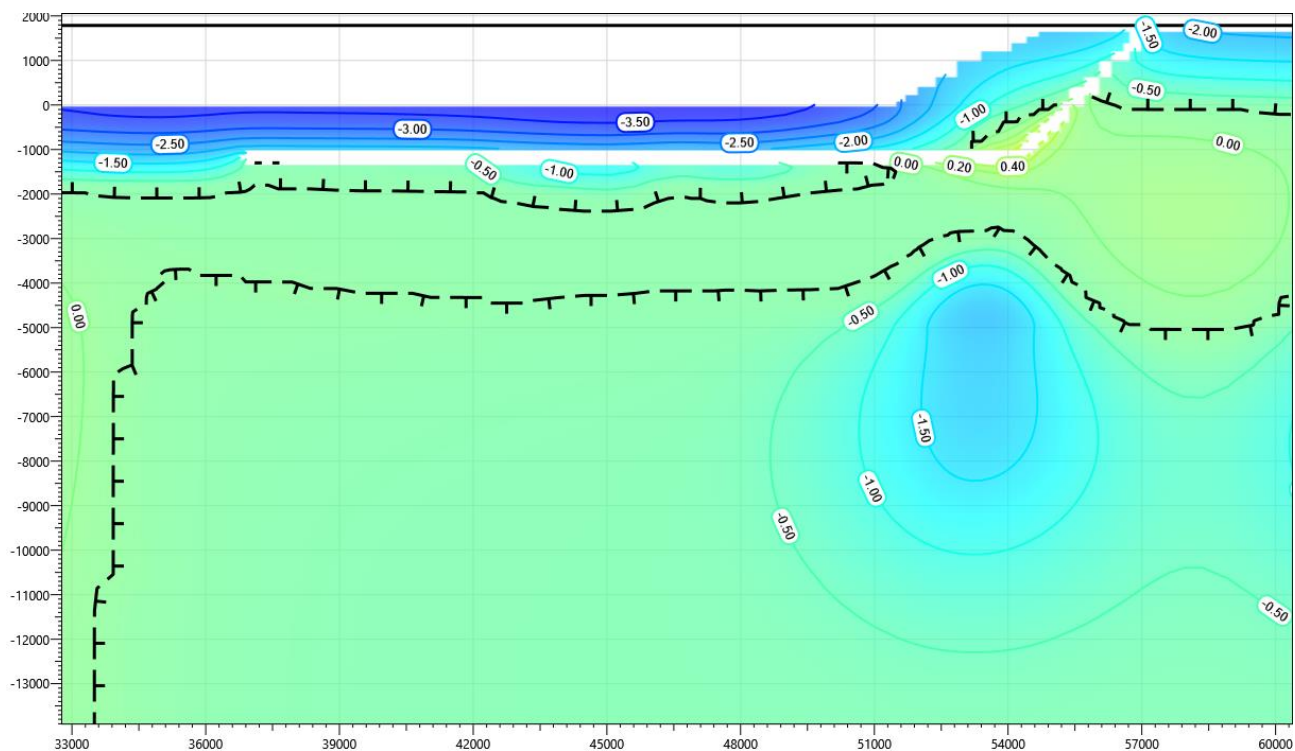


Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

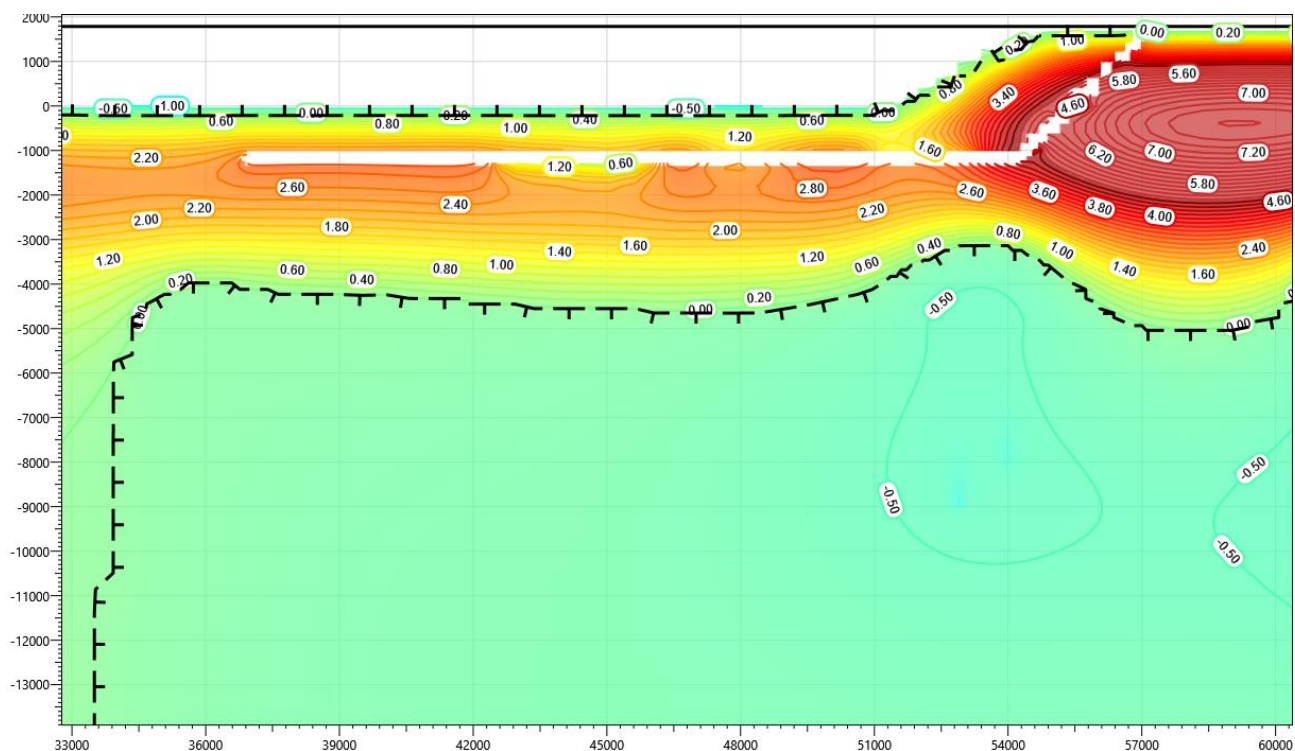


Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

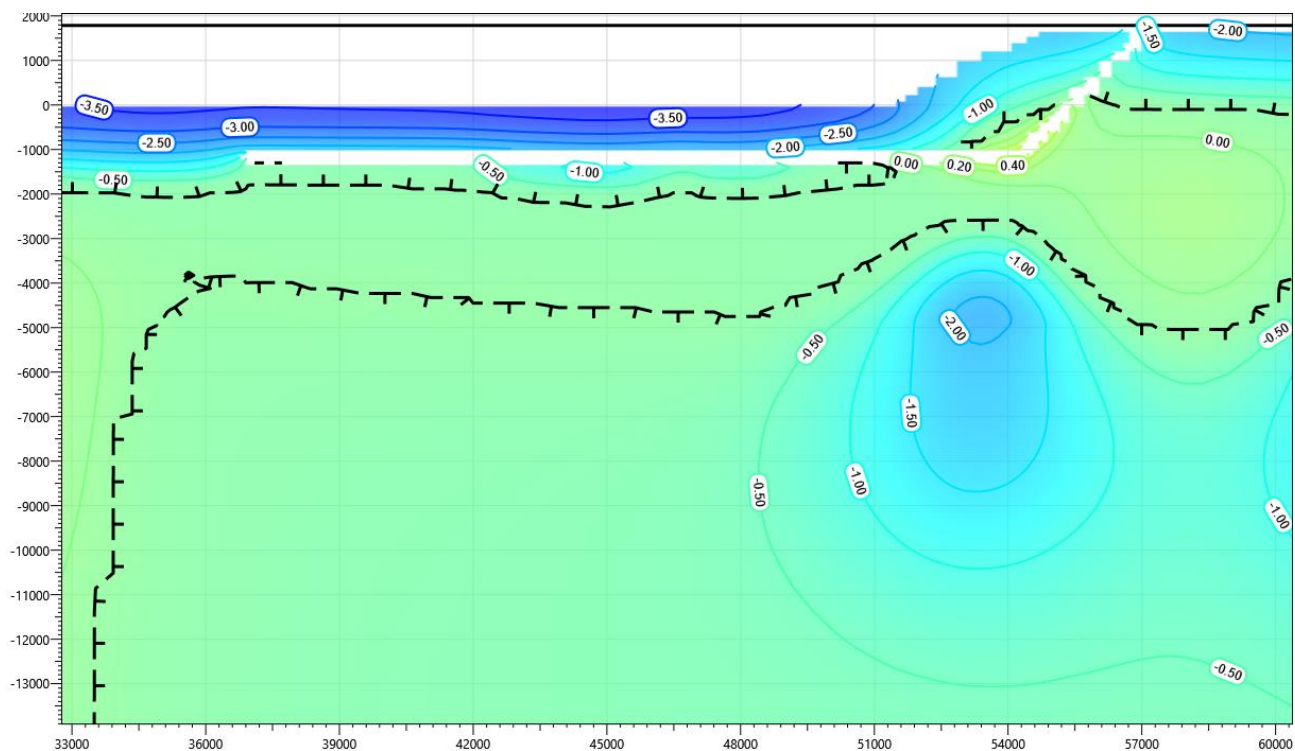


Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

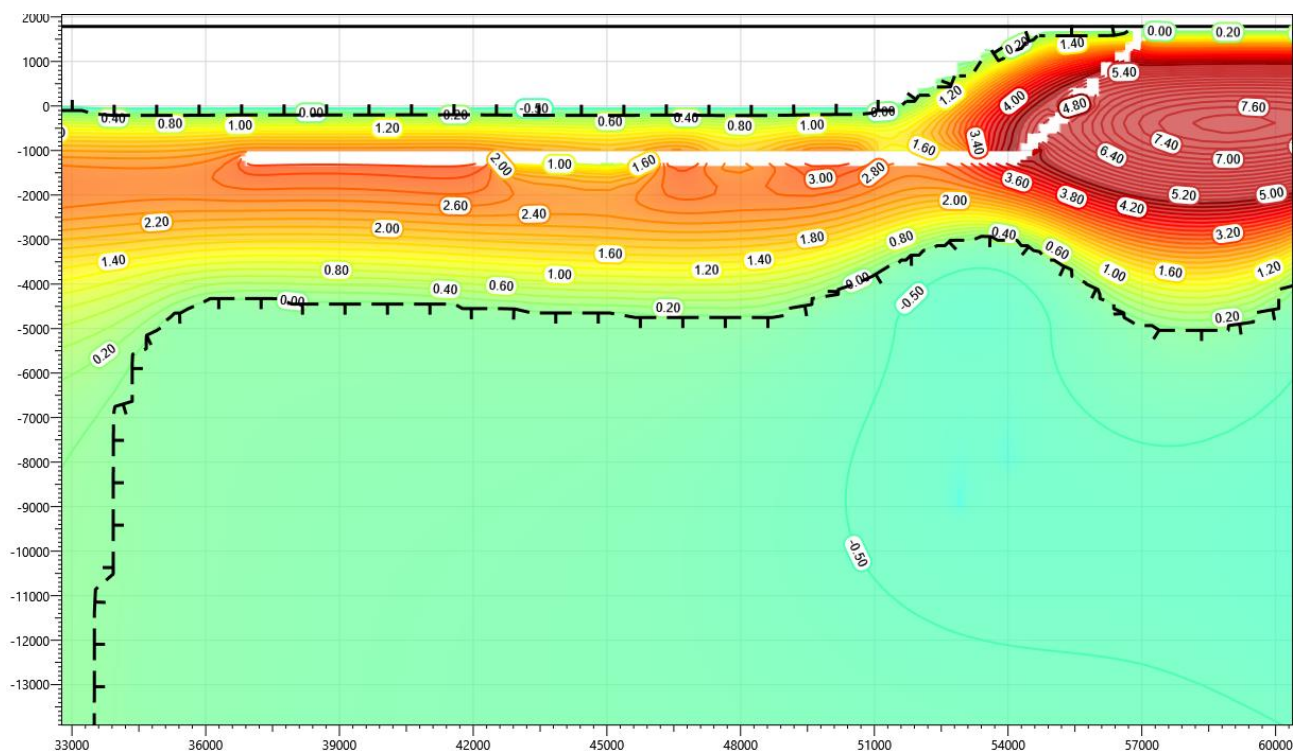


Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

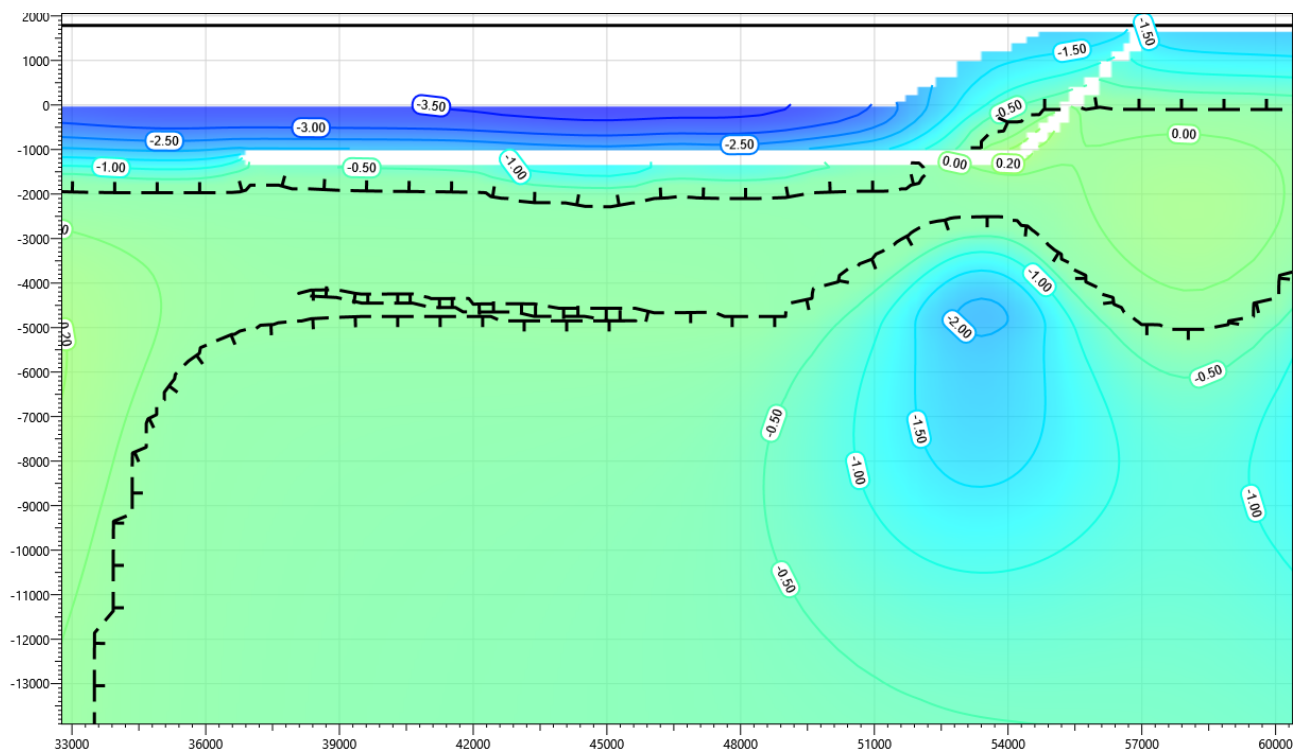


Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

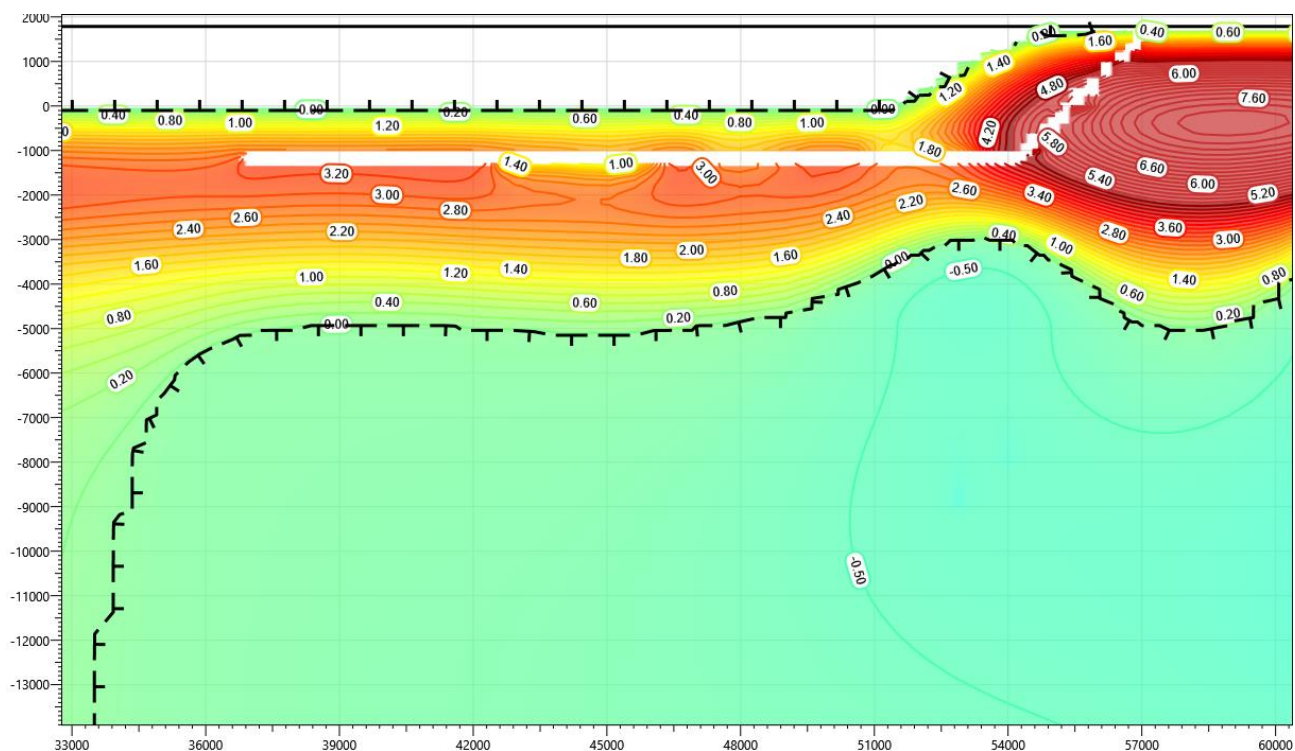


Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

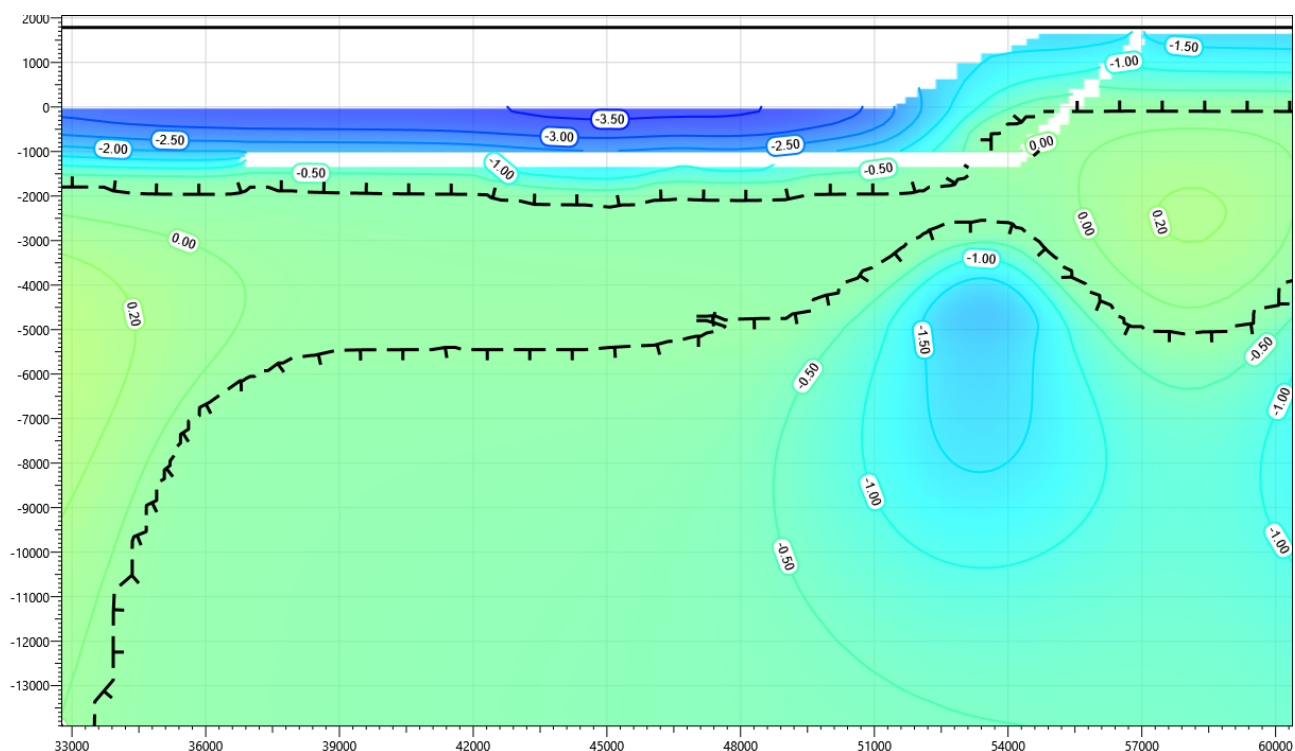


Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

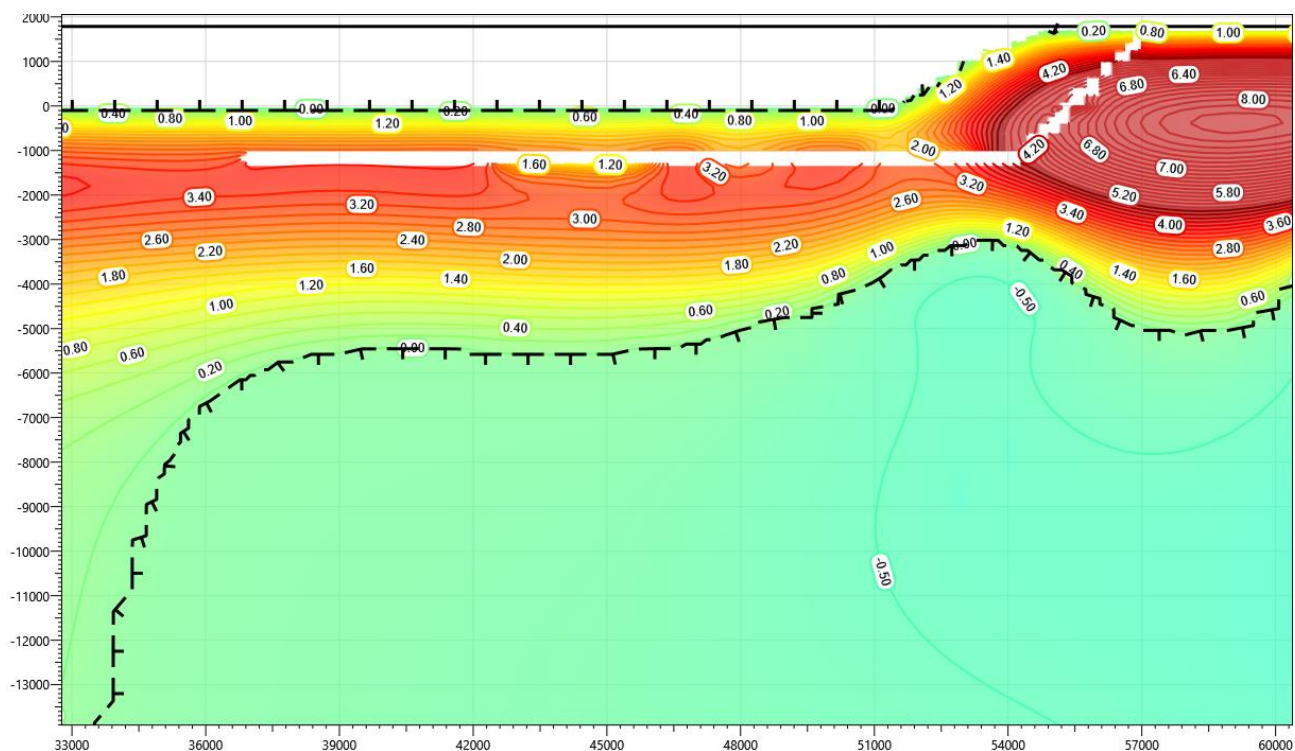


Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

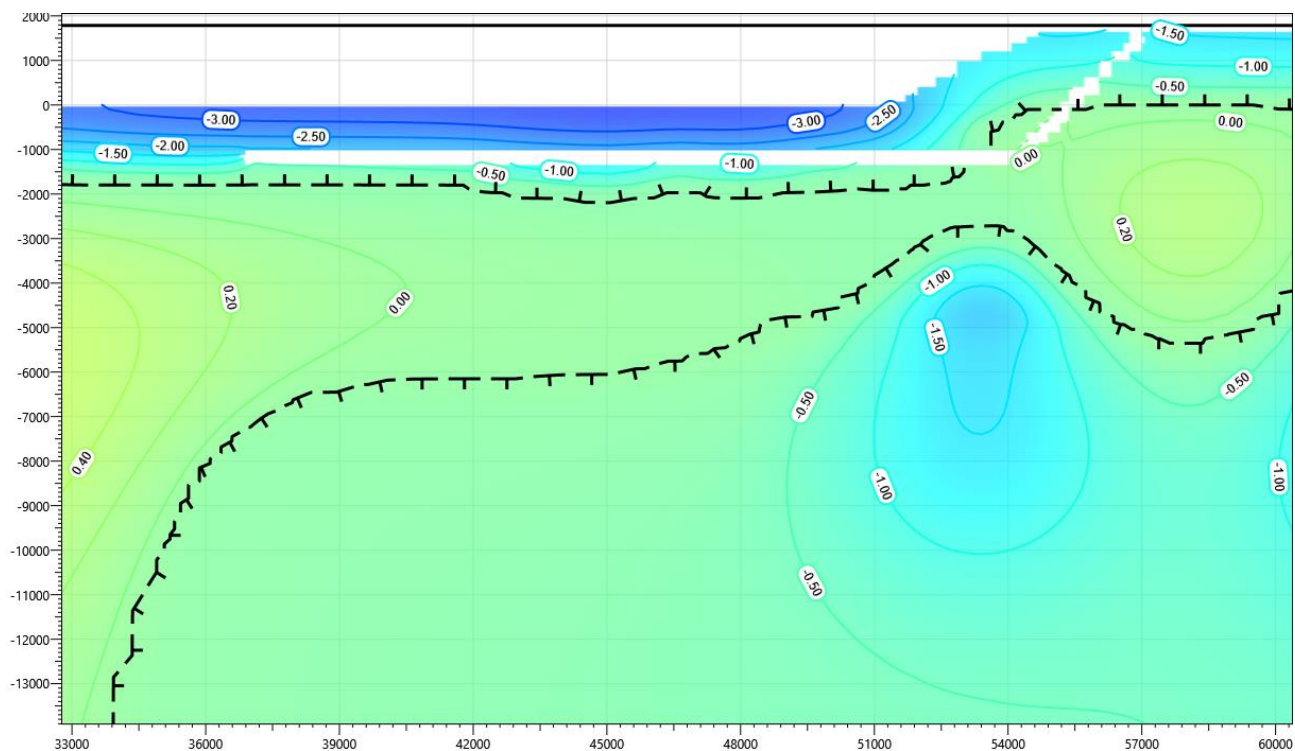
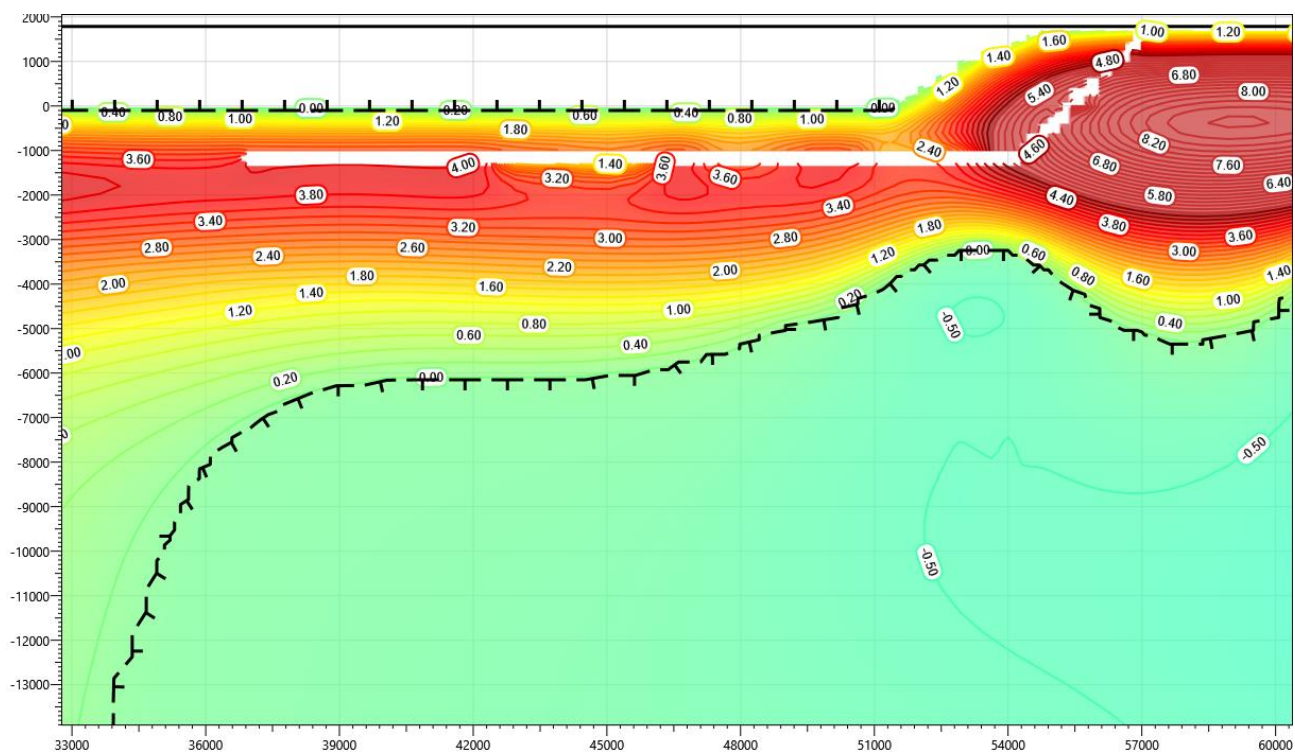


Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.



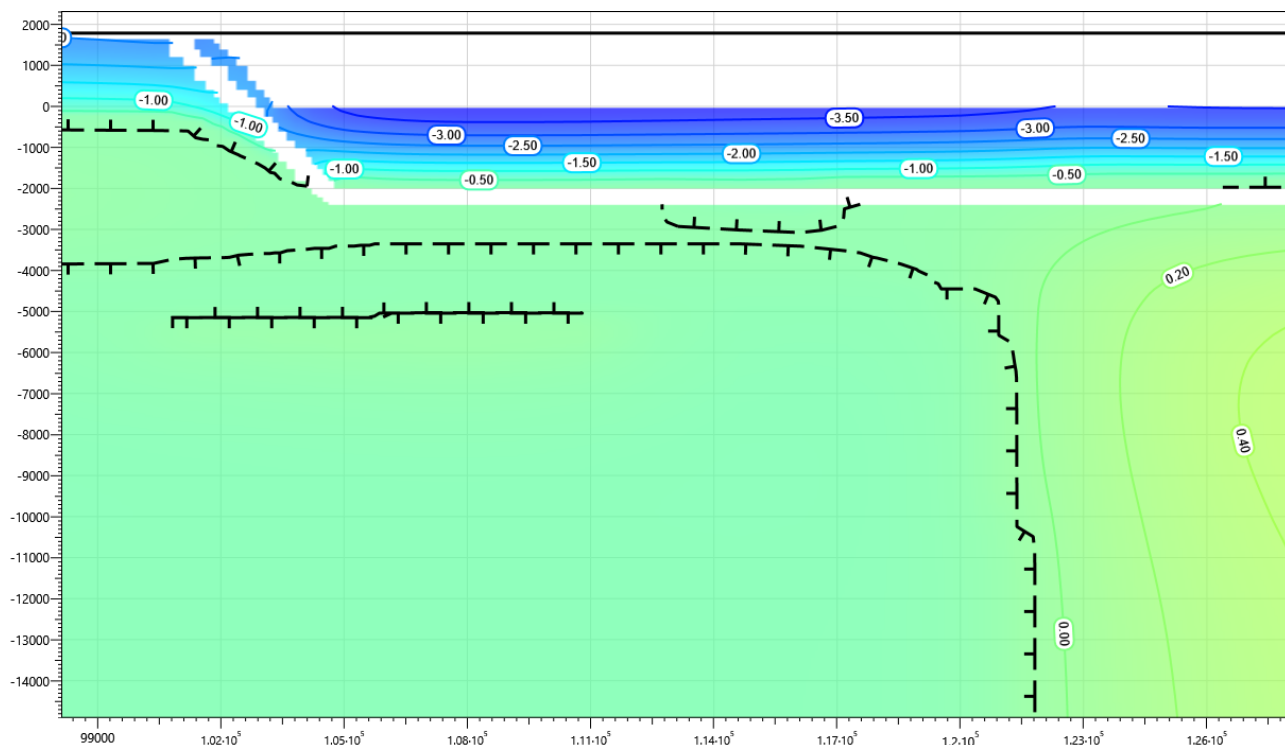


Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

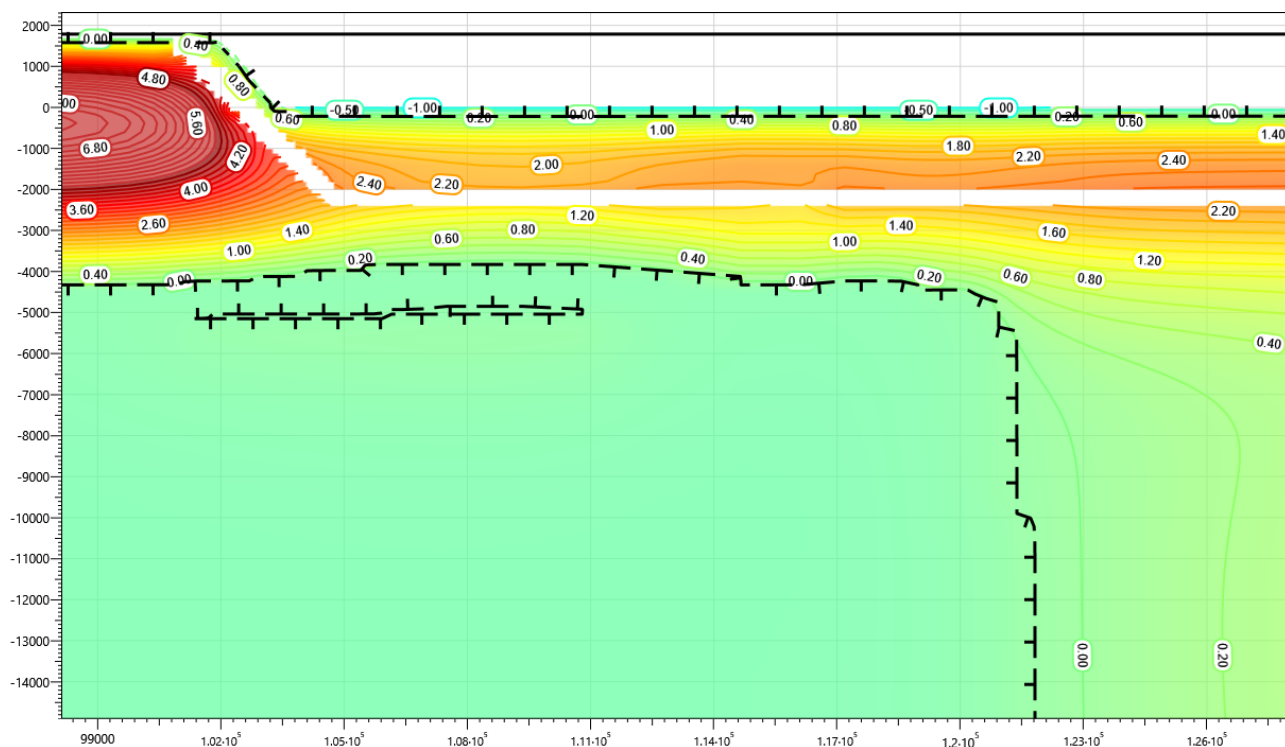


Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

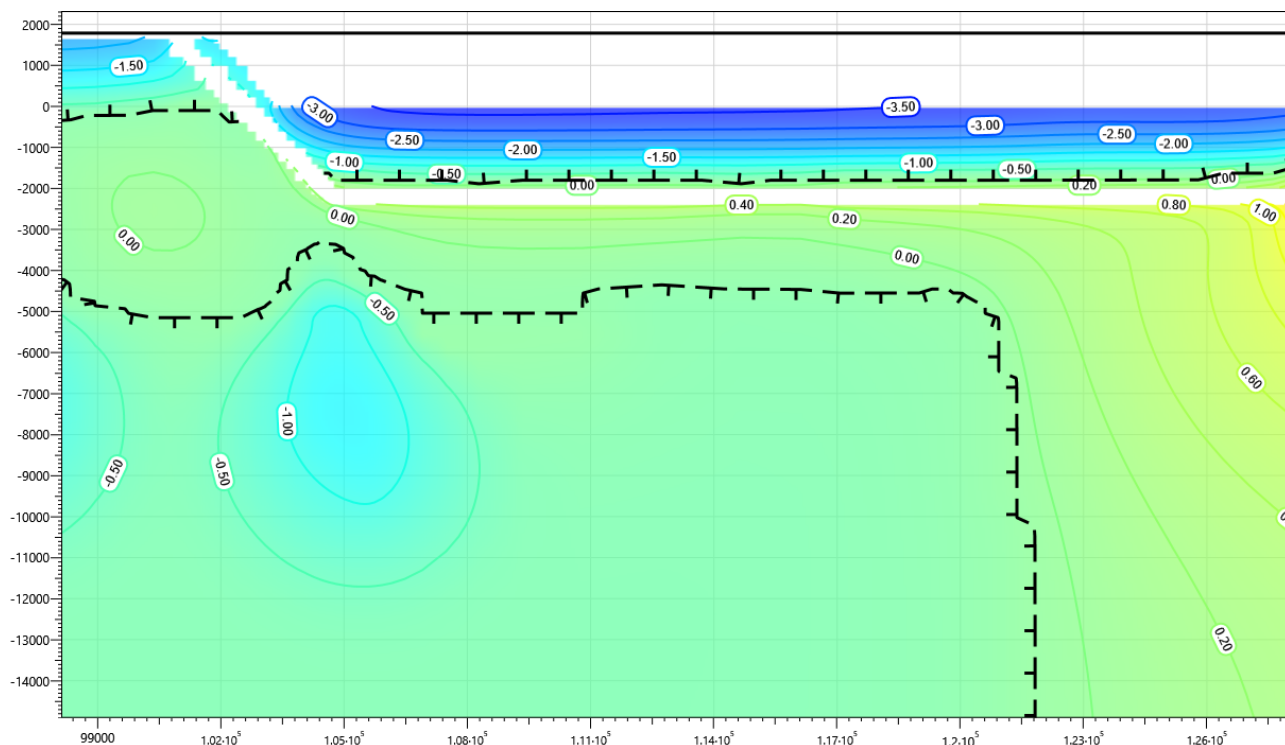


Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

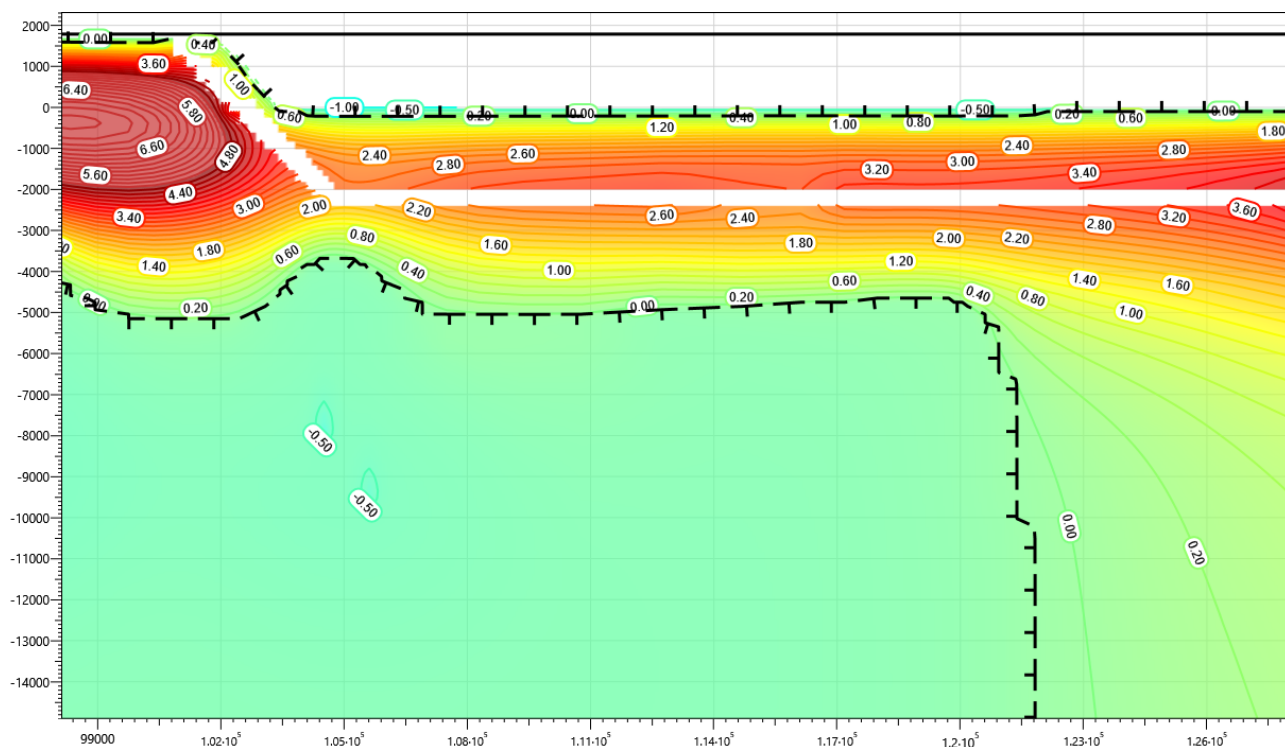


Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

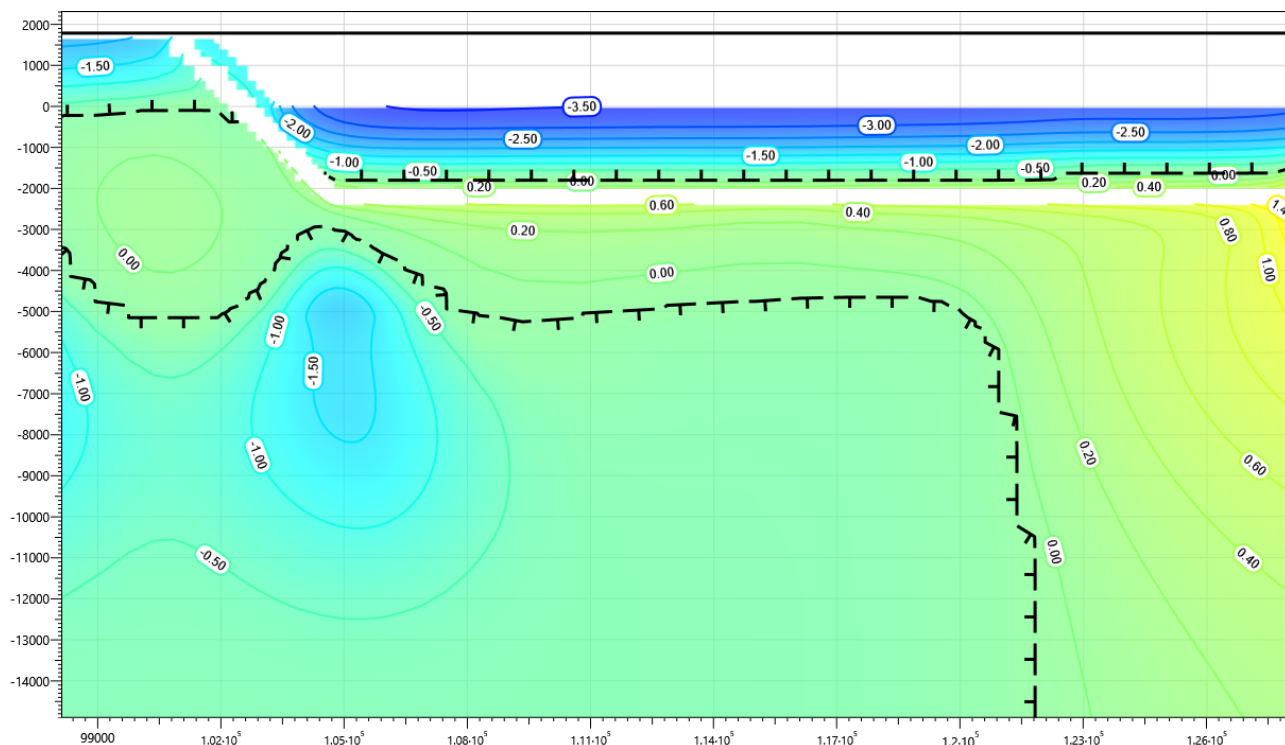


Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

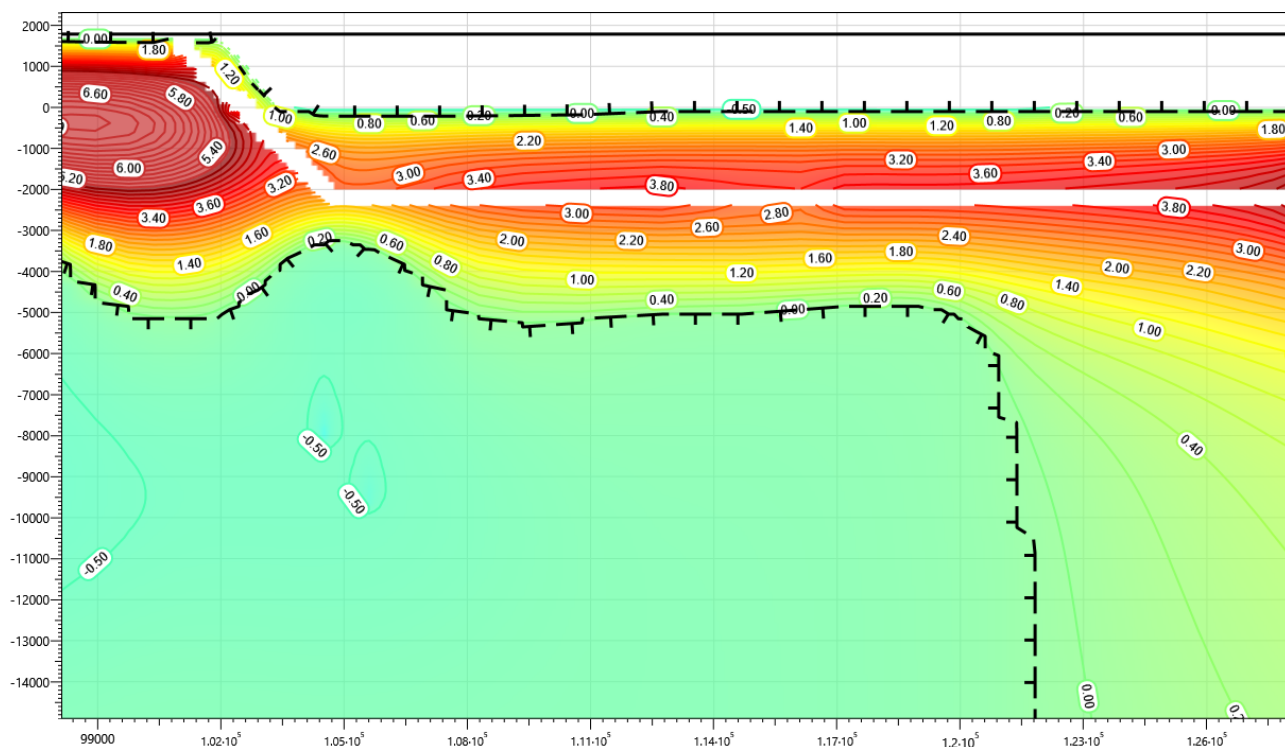


Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

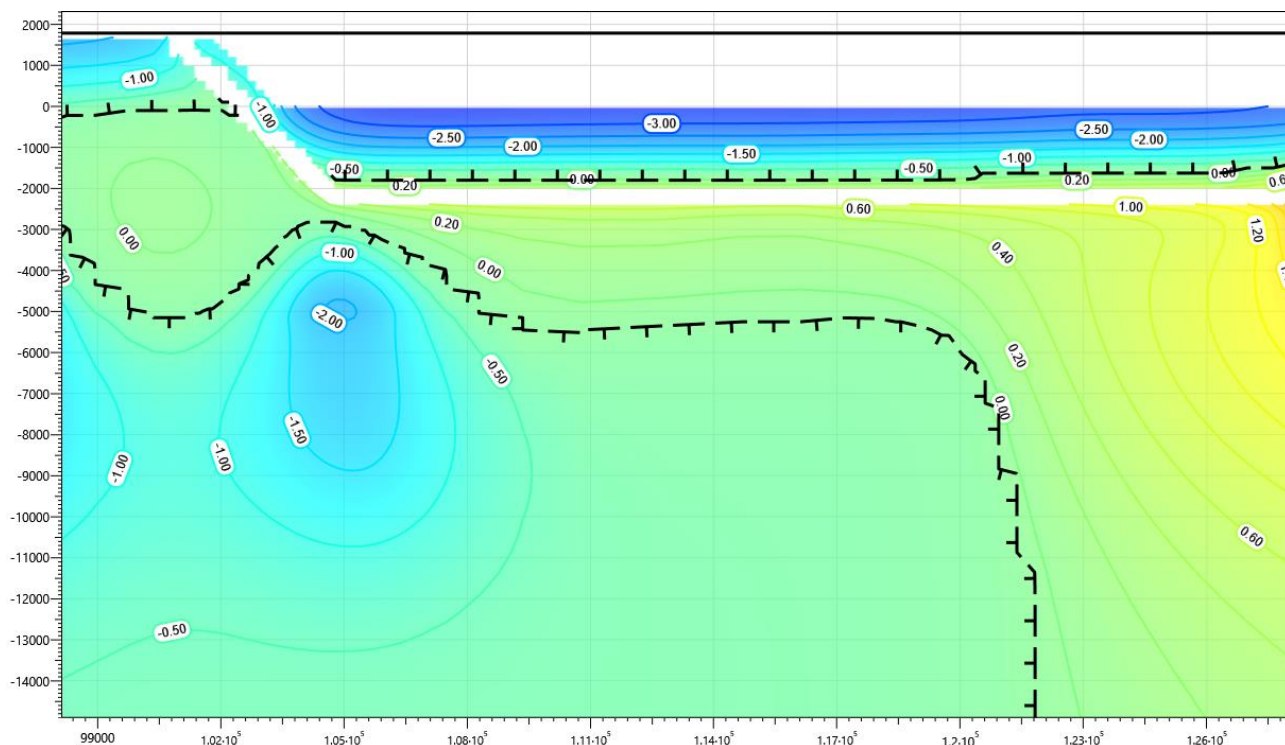


Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

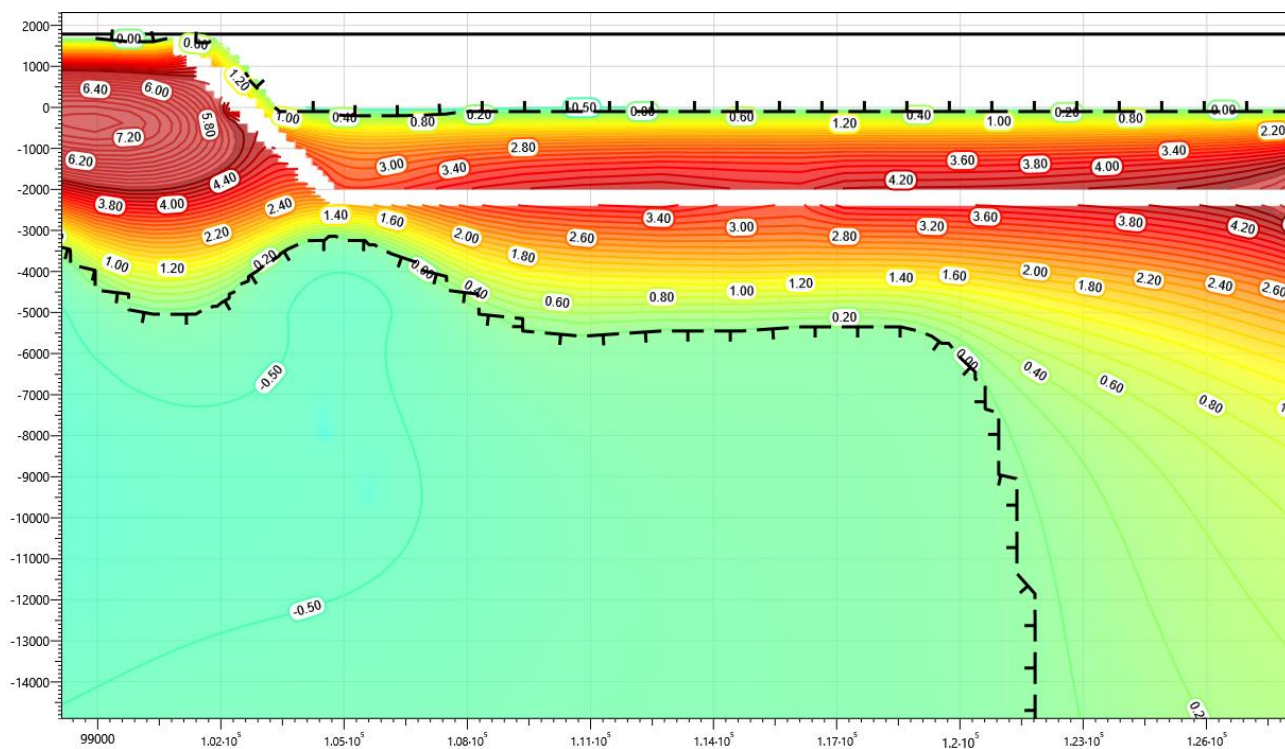


Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

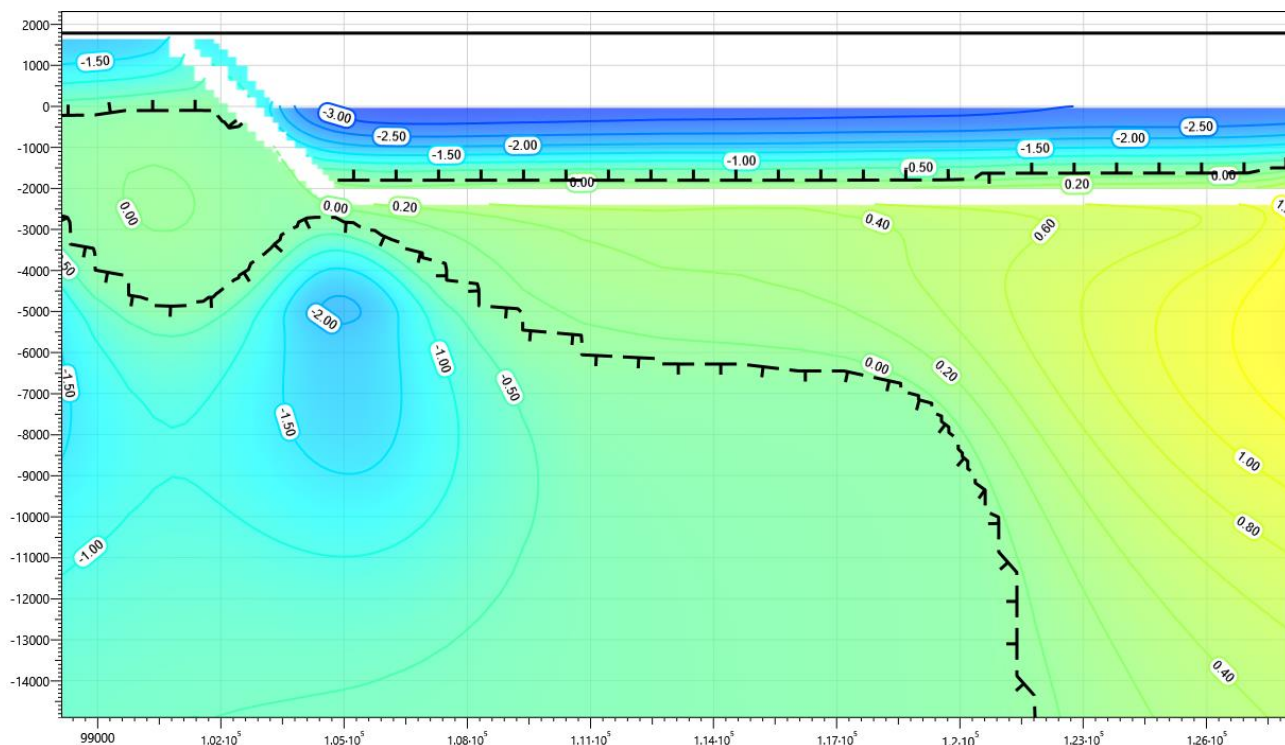


Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

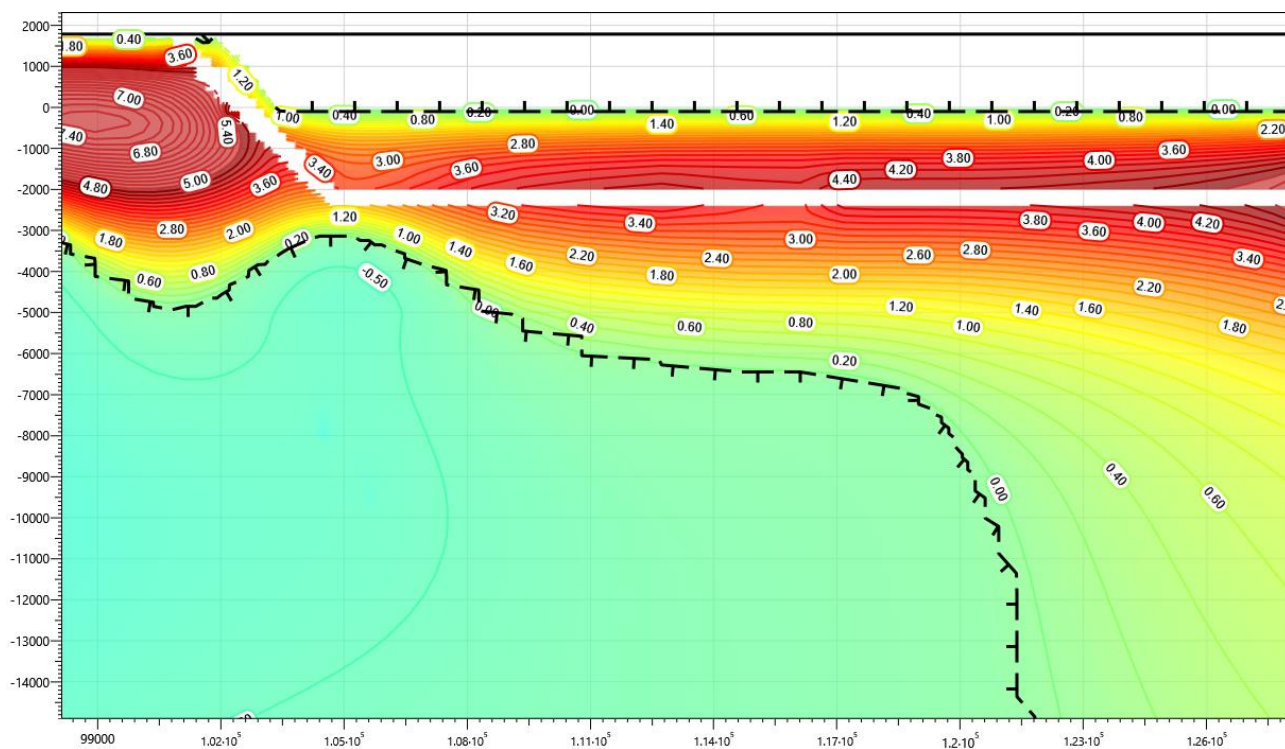


Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

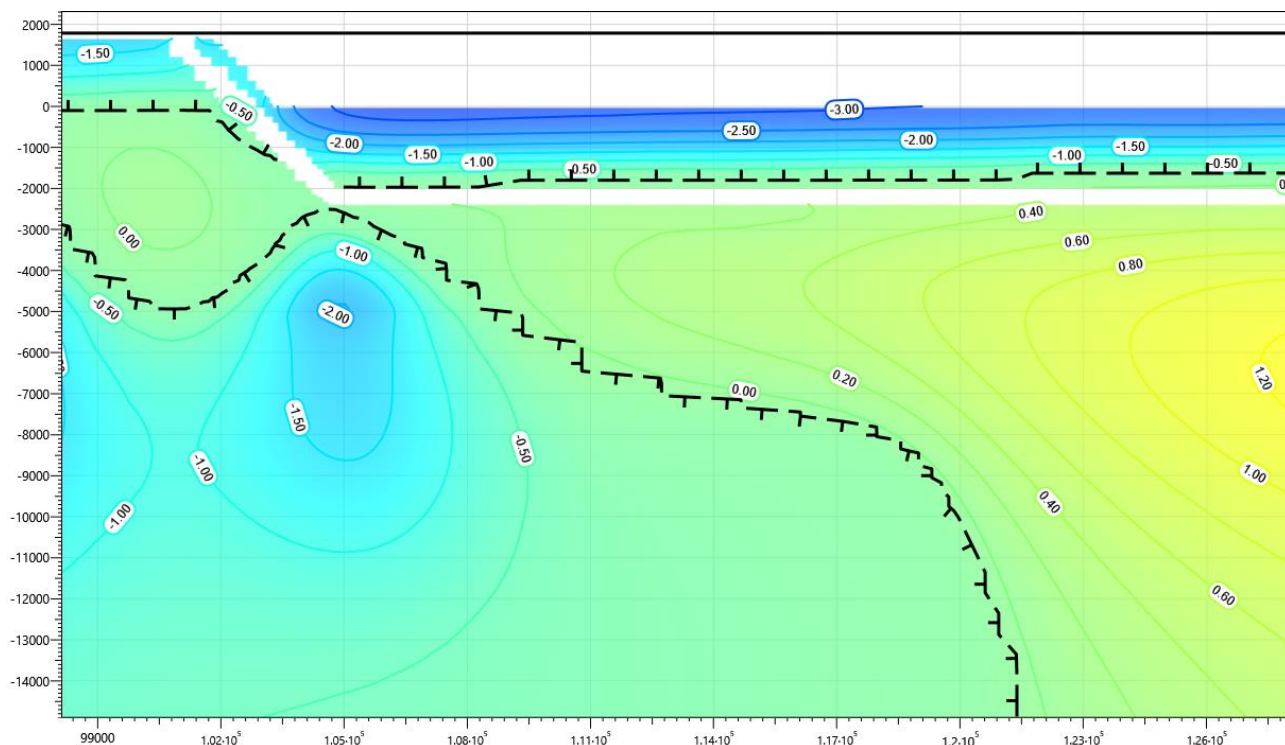


Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

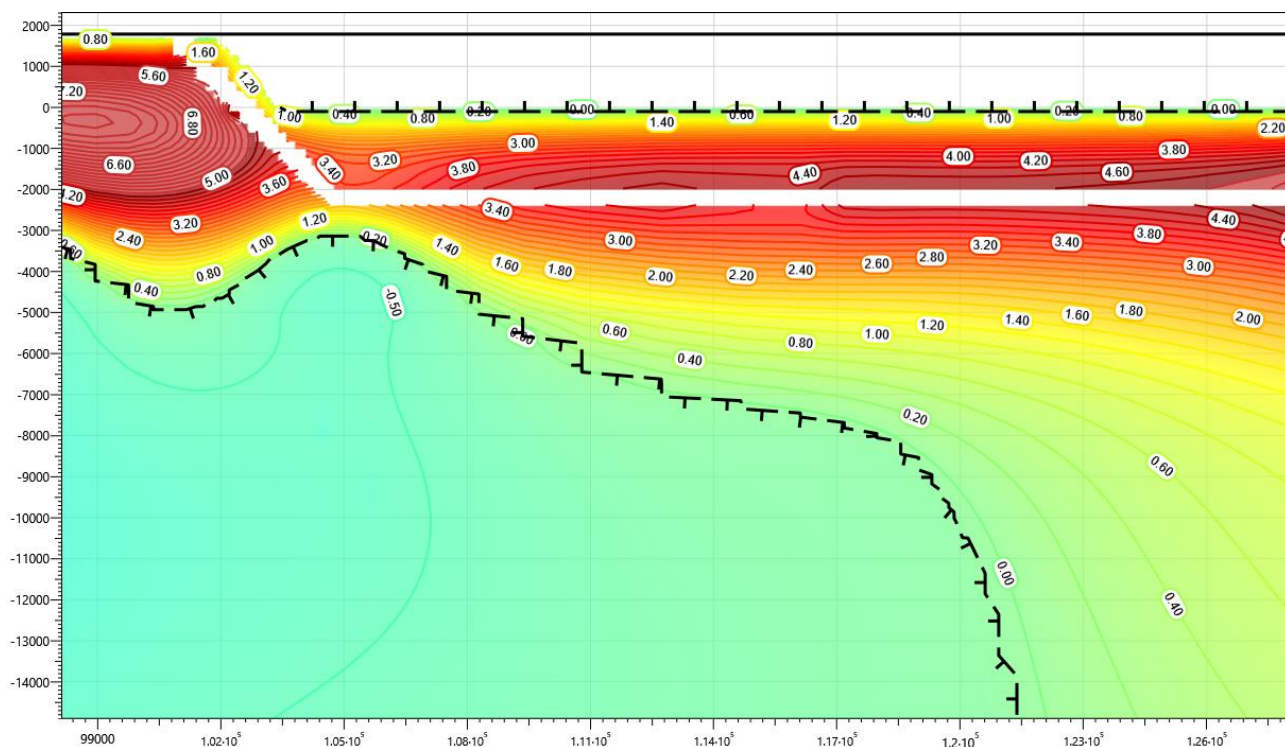


Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

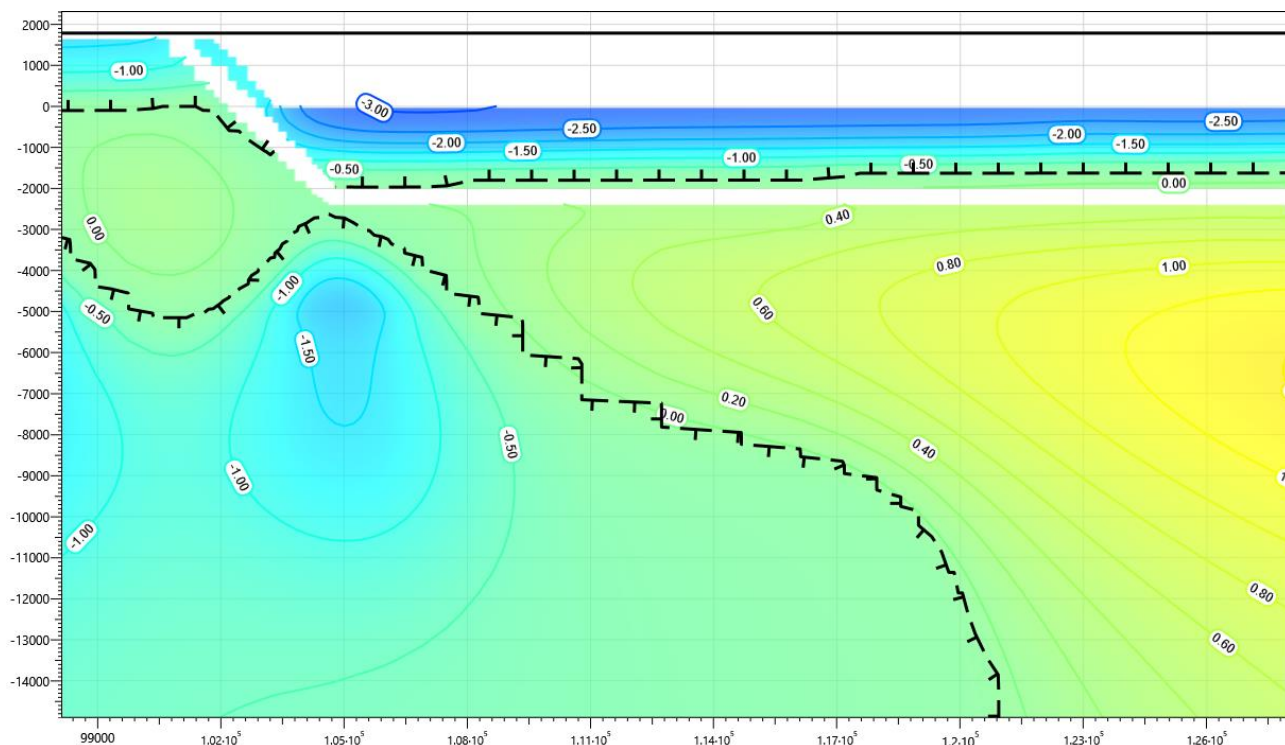


Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

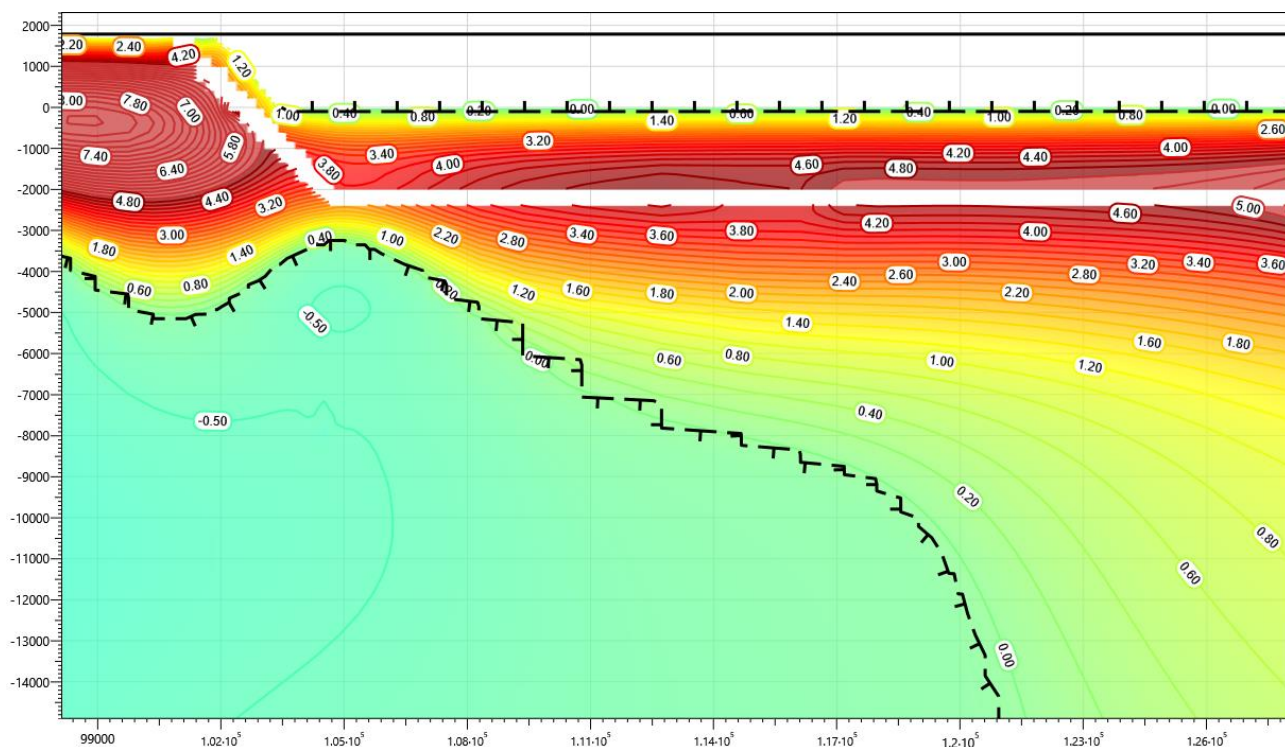


Рисунок В.98 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры запуска СОД DN400. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

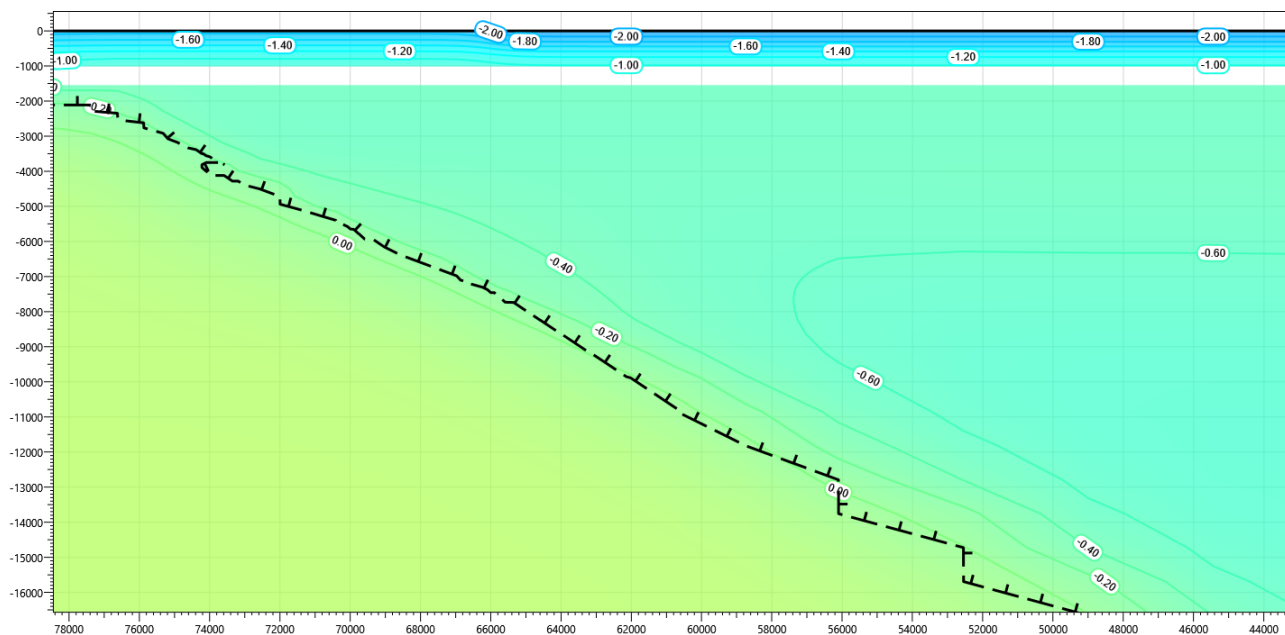


Рисунок В.99 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

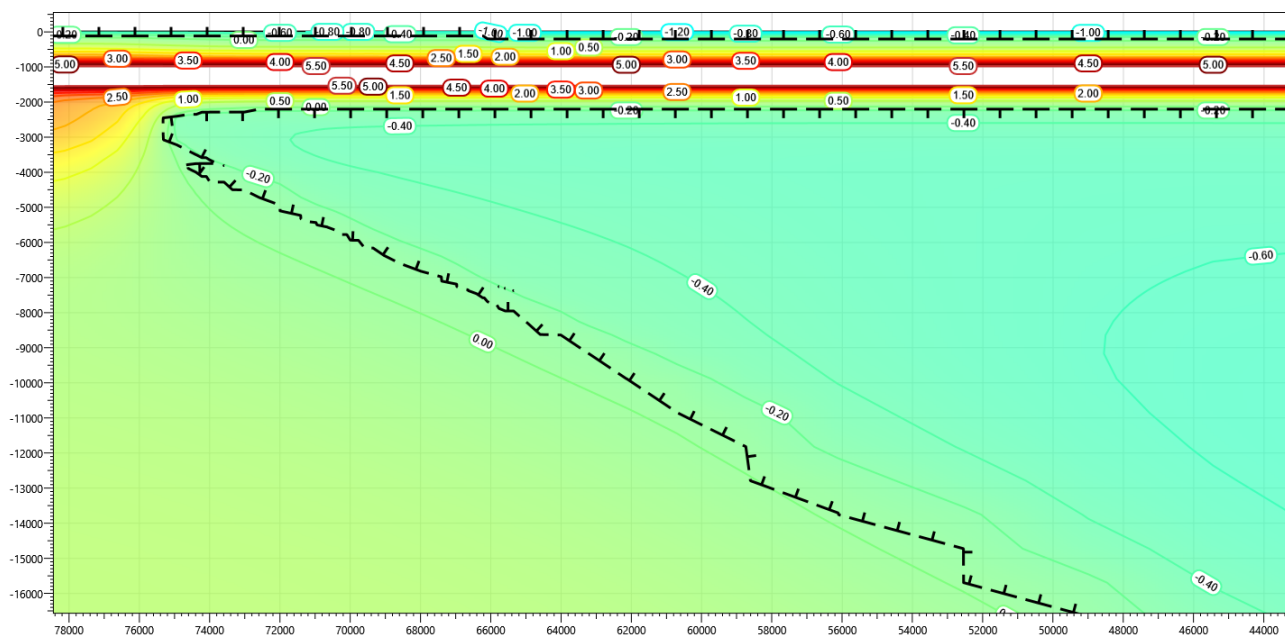


Рисунок В.100 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

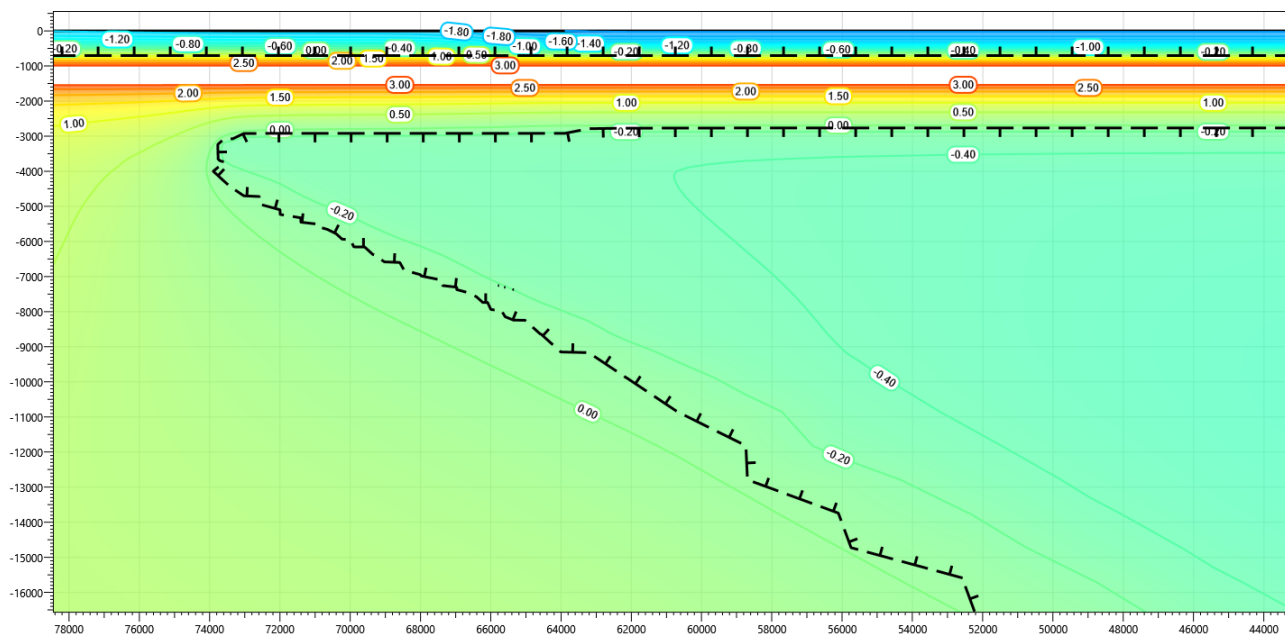


Рисунок В.101 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

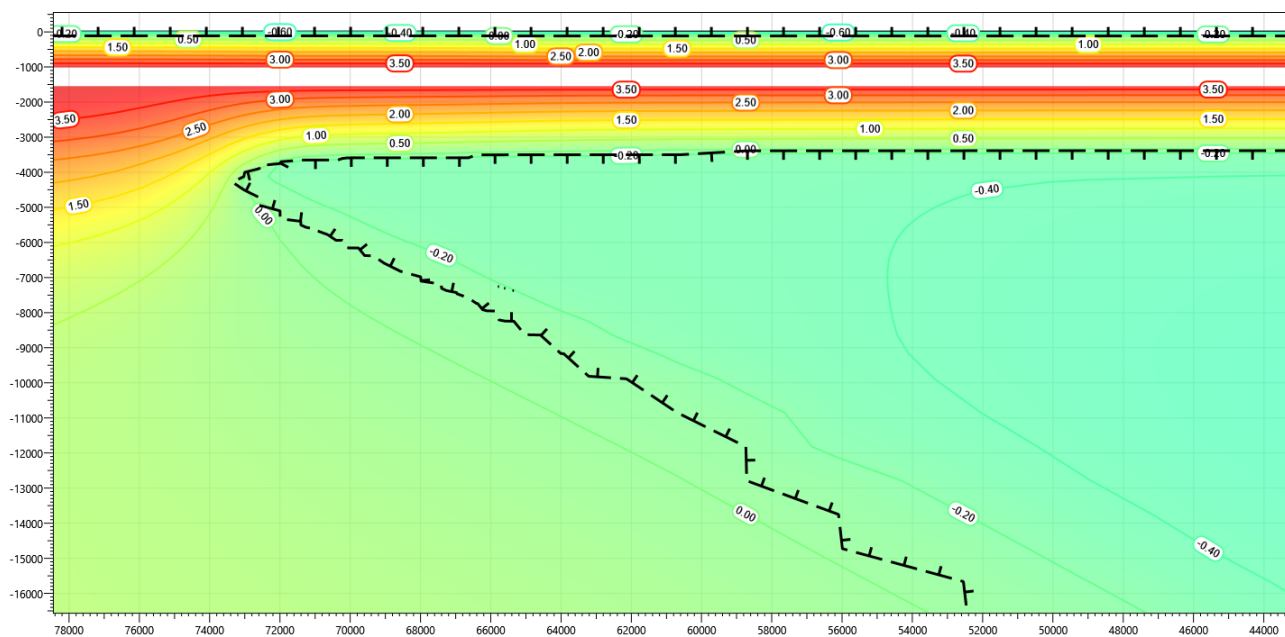


Рисунок В.102 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

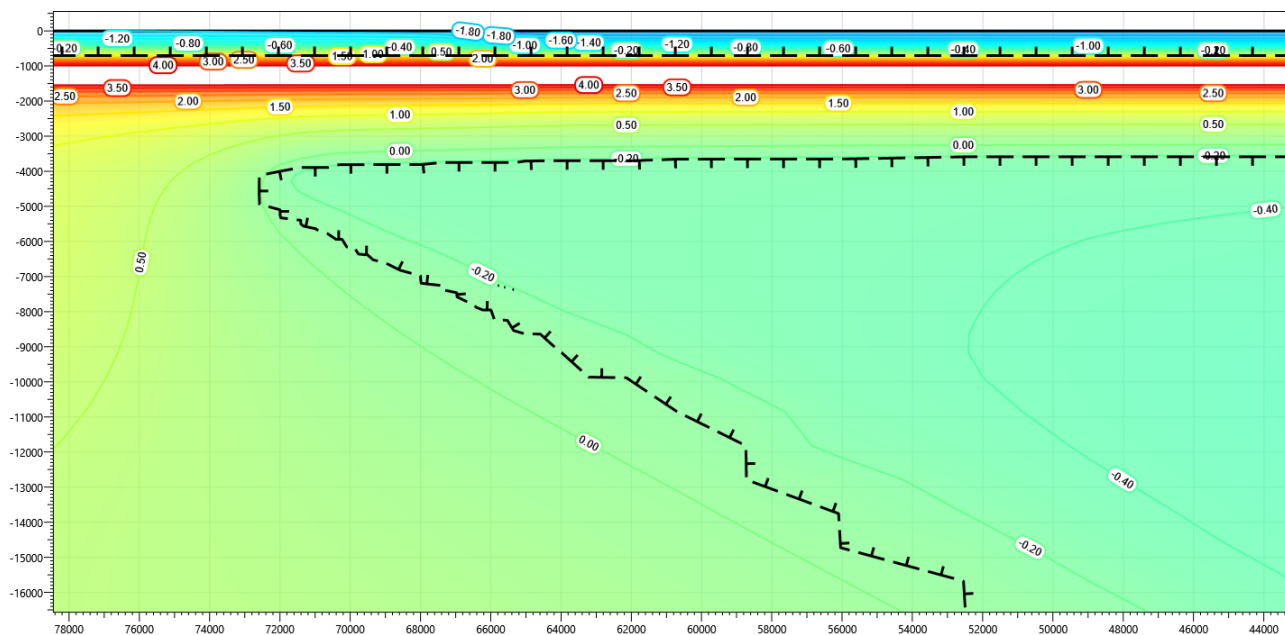


Рисунок В.103 – Температурное распределение в районе участка проектируемого п нефтегазосборного трубопровода в районе ПК64+00 – ПК66+00. Без теплоизоляции. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

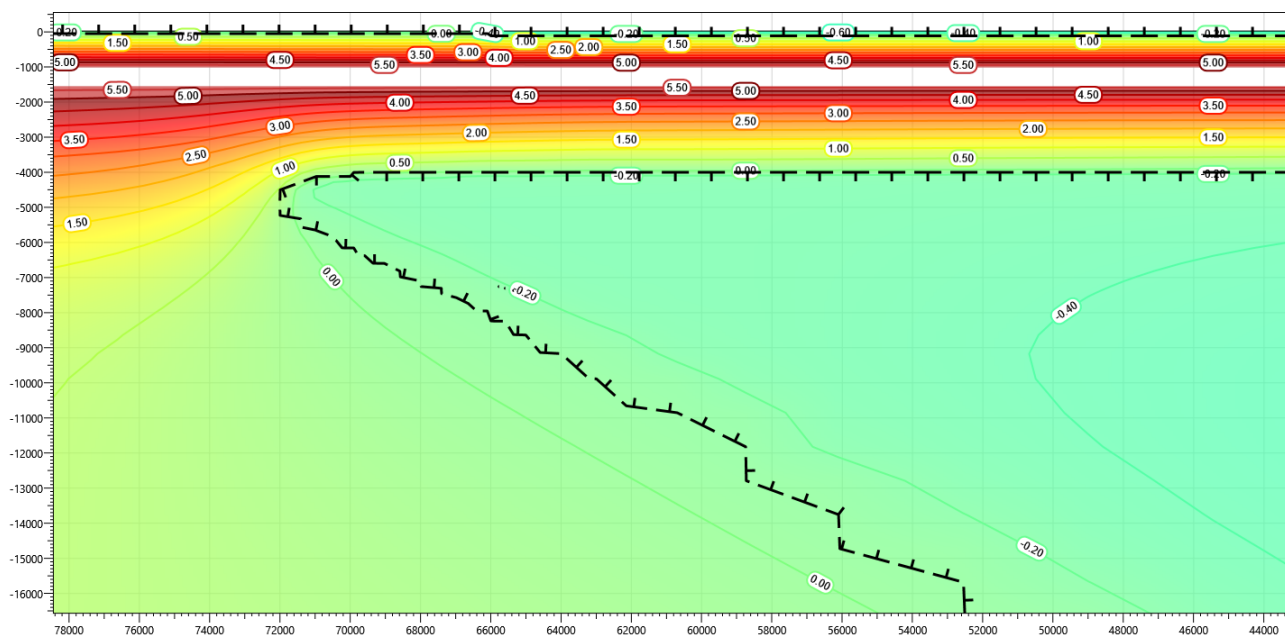


Рисунок В.104 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

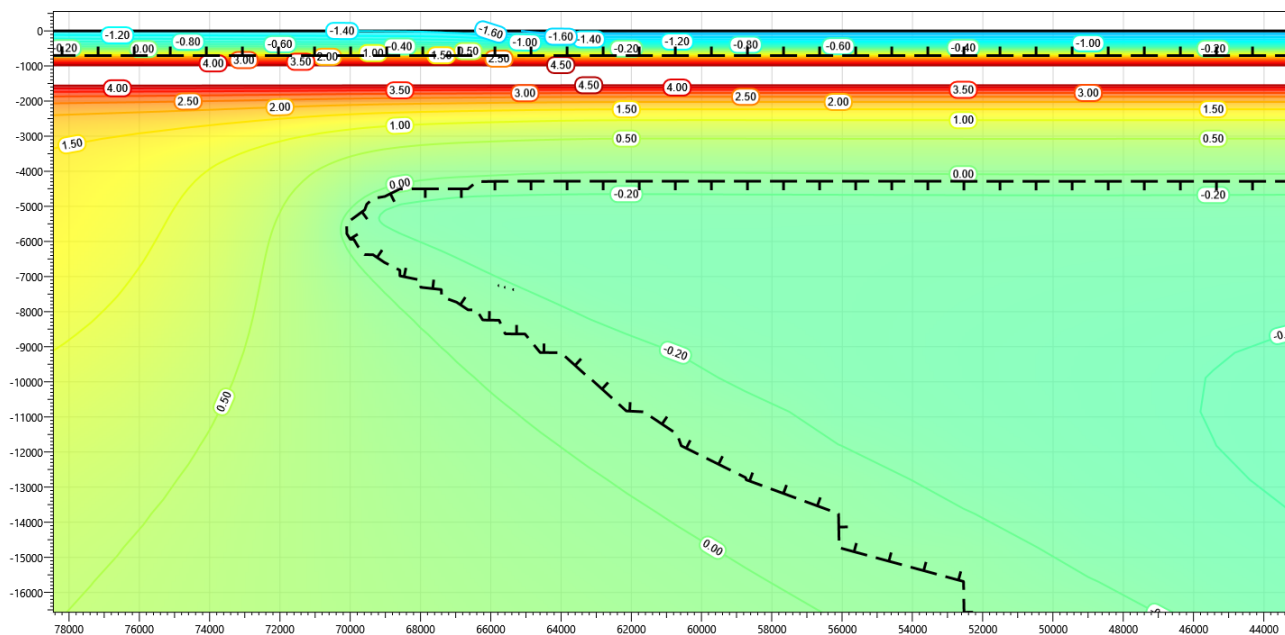


Рисунок В.105 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

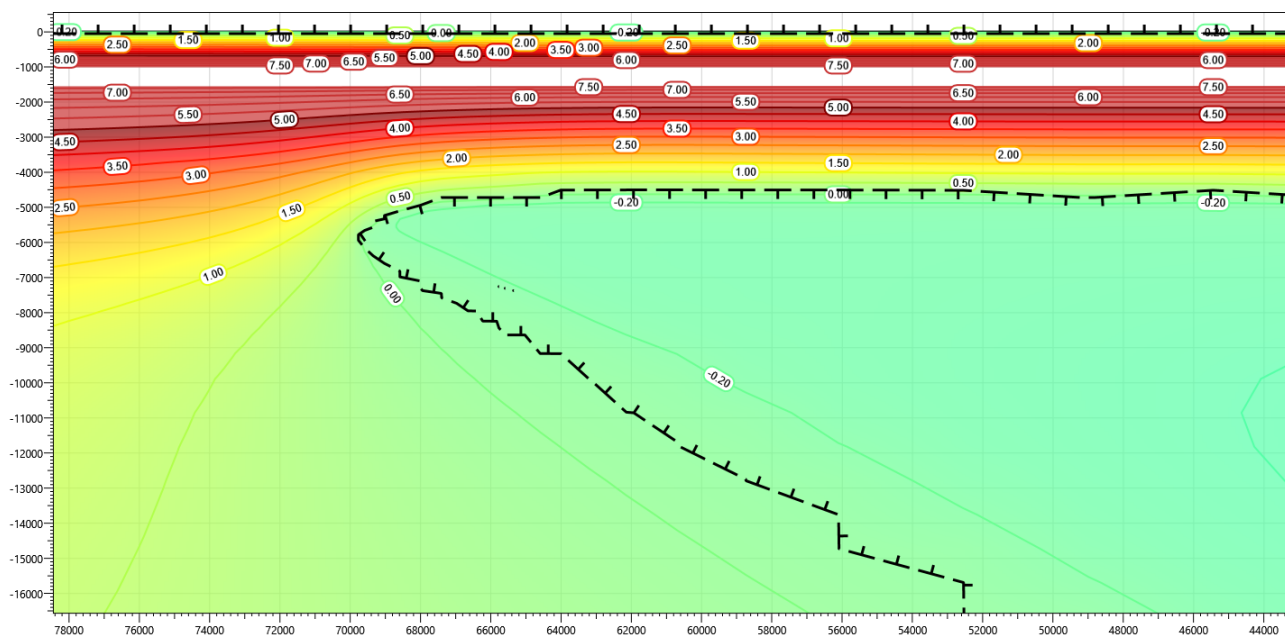


Рисунок В.106 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

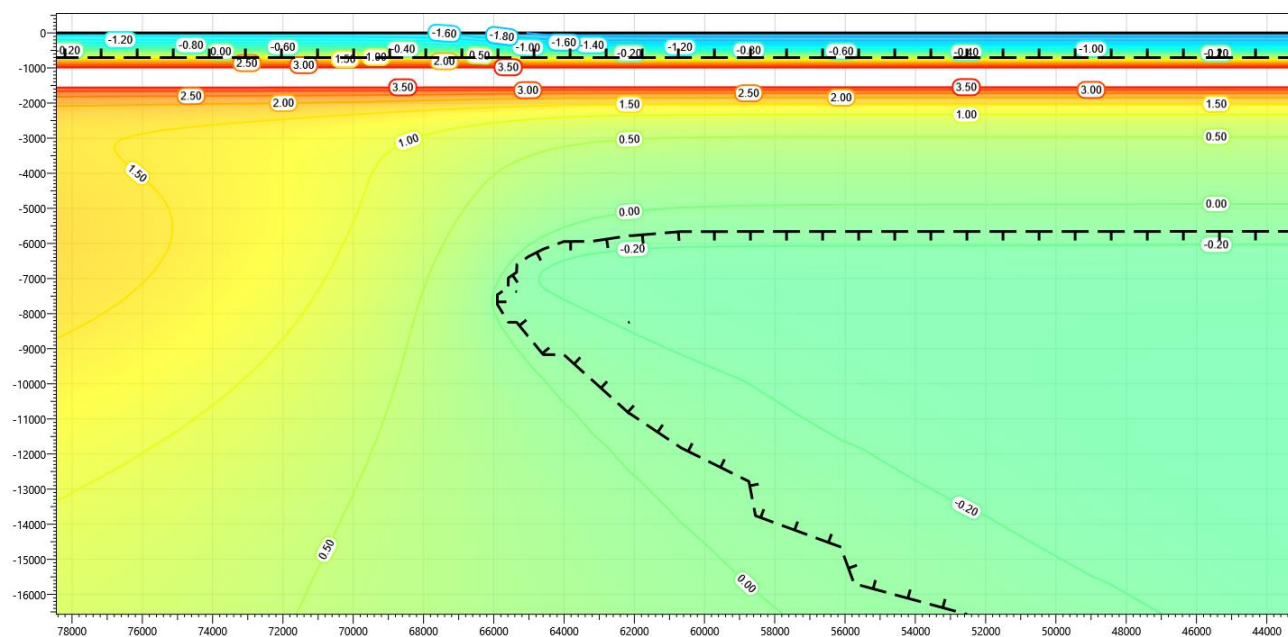


Рисунок В.107 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

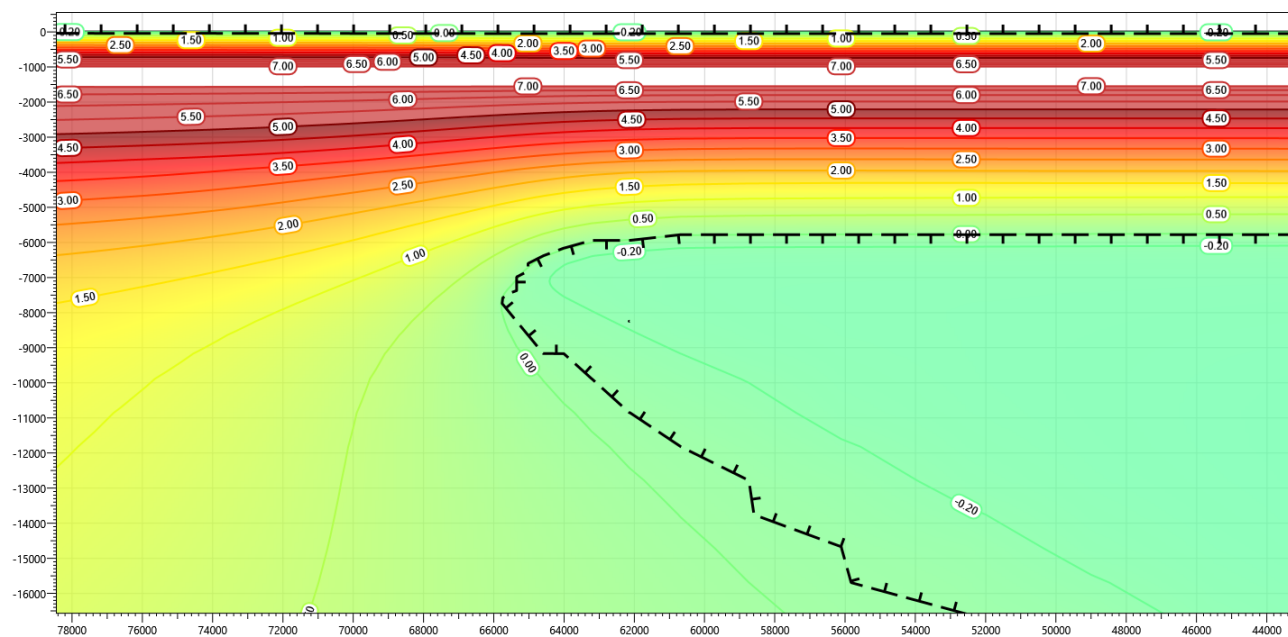
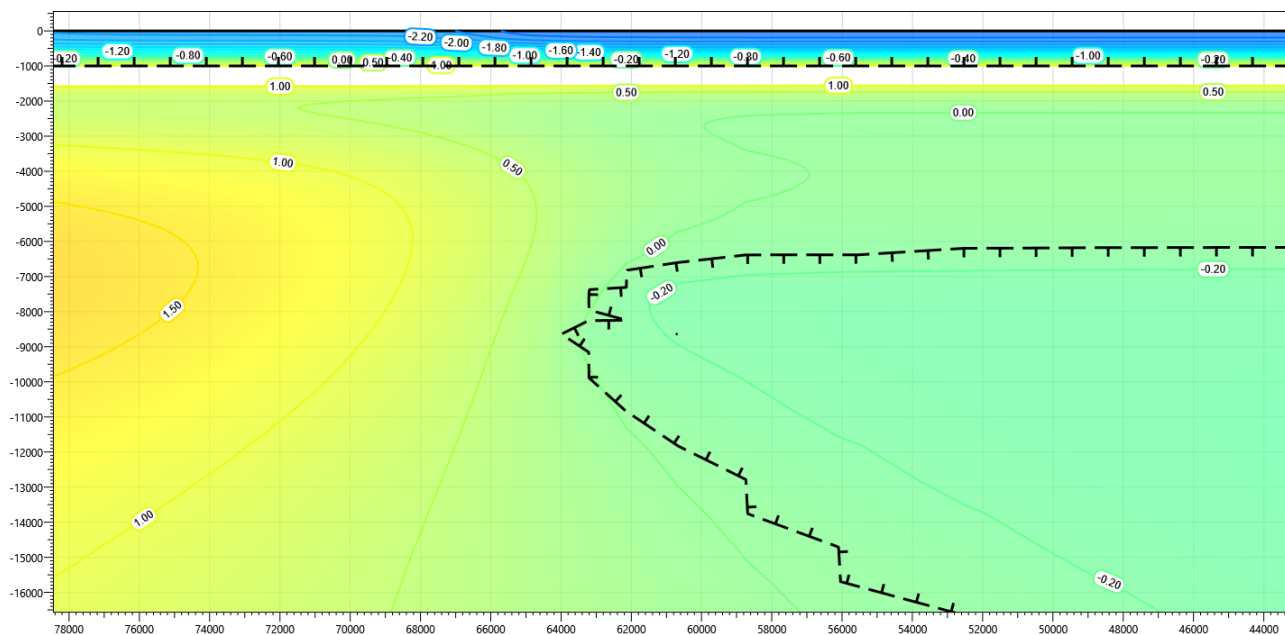
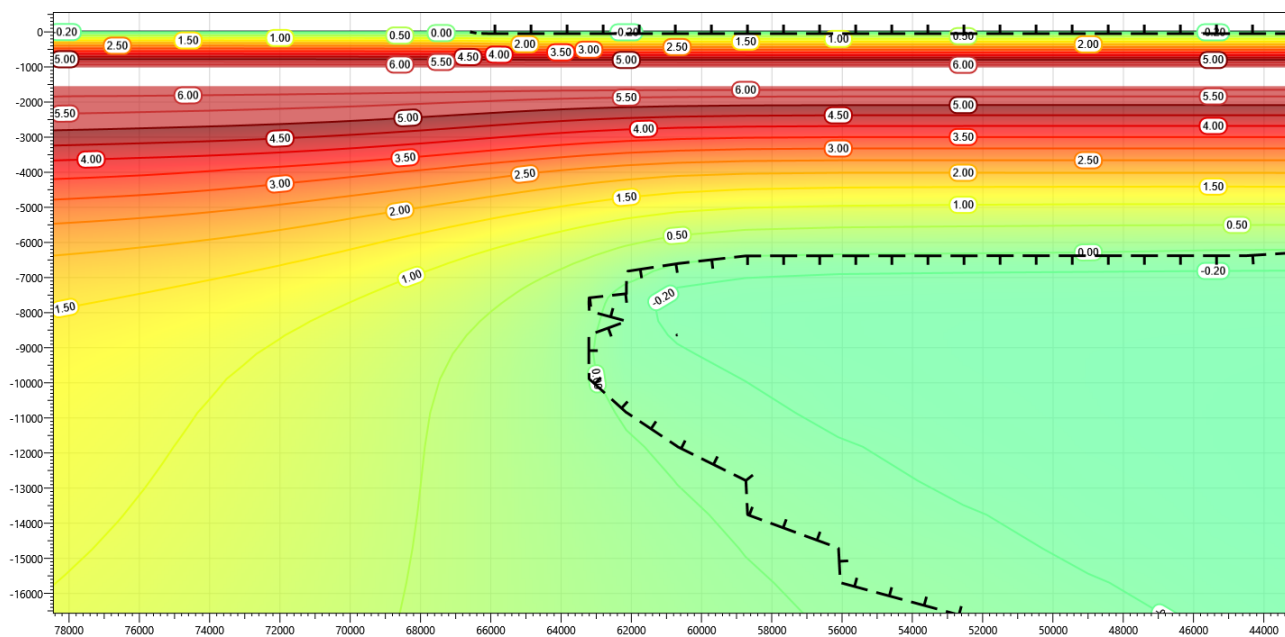


Рисунок В.108 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.



**Рисунок В.109 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00.
Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.110 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00.
Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**

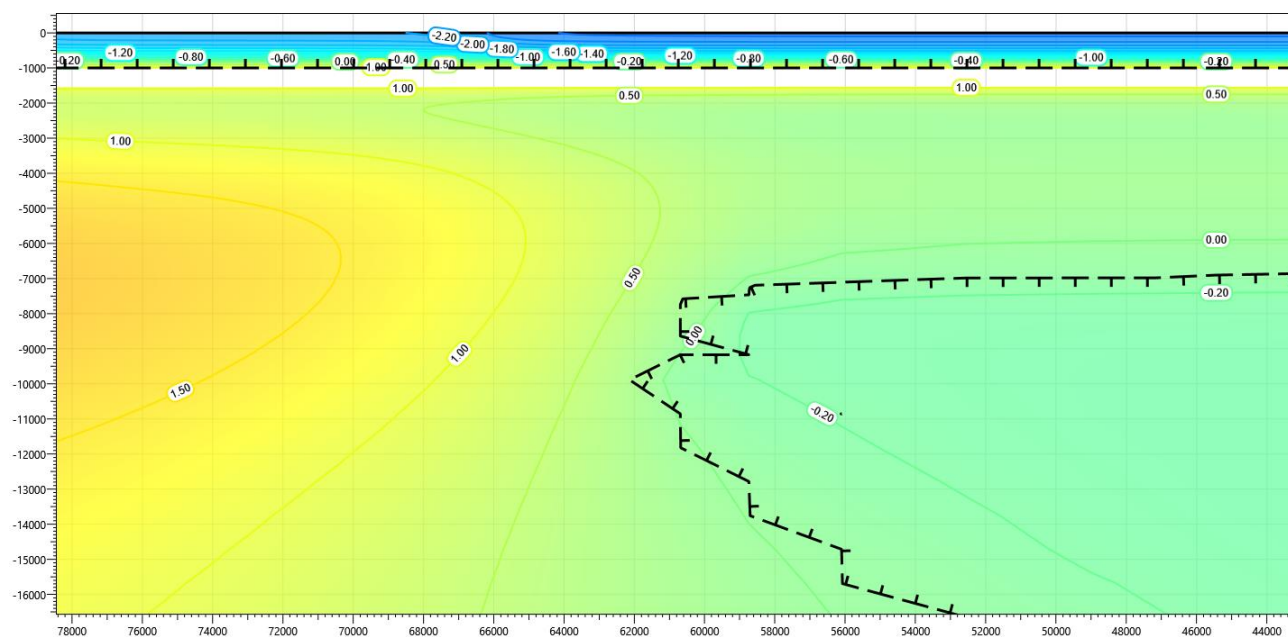


Рисунок В.111 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

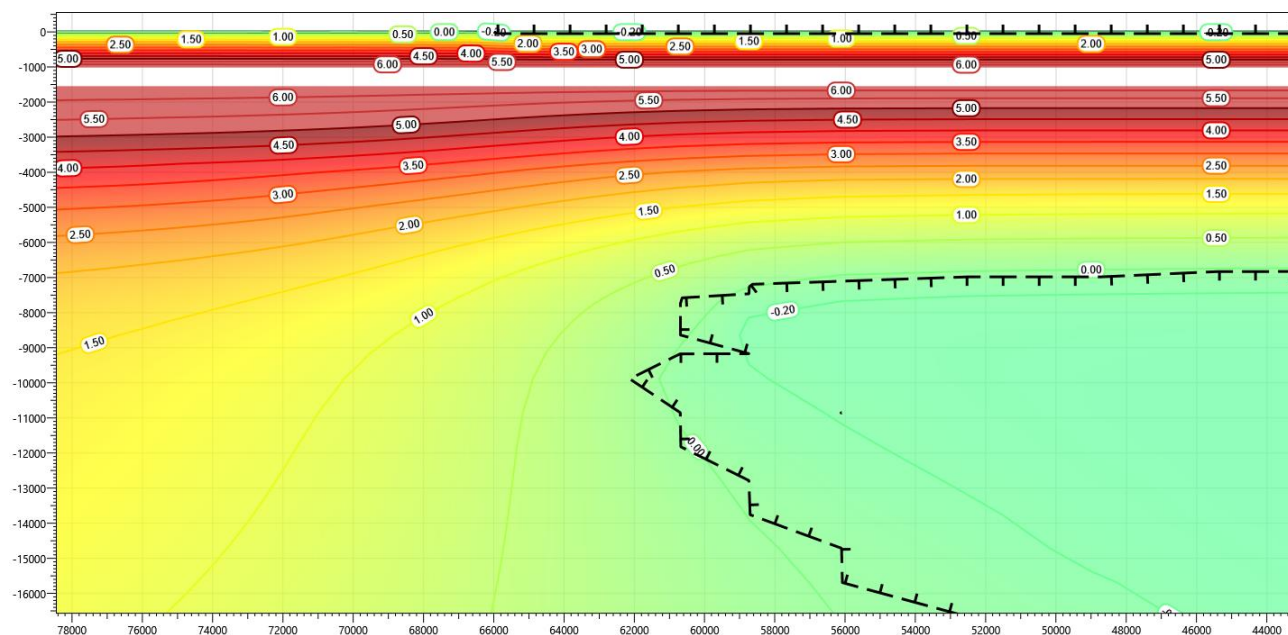
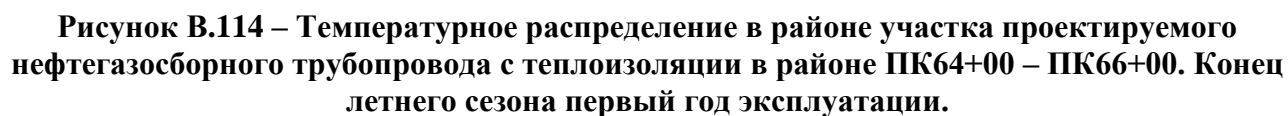
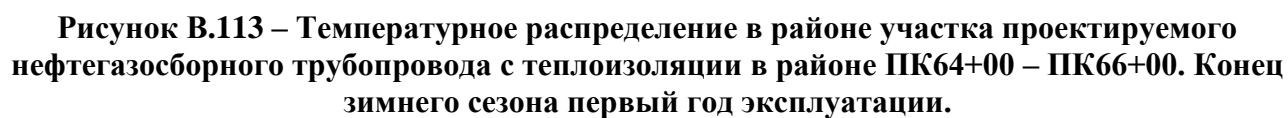


Рисунок В.112 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.



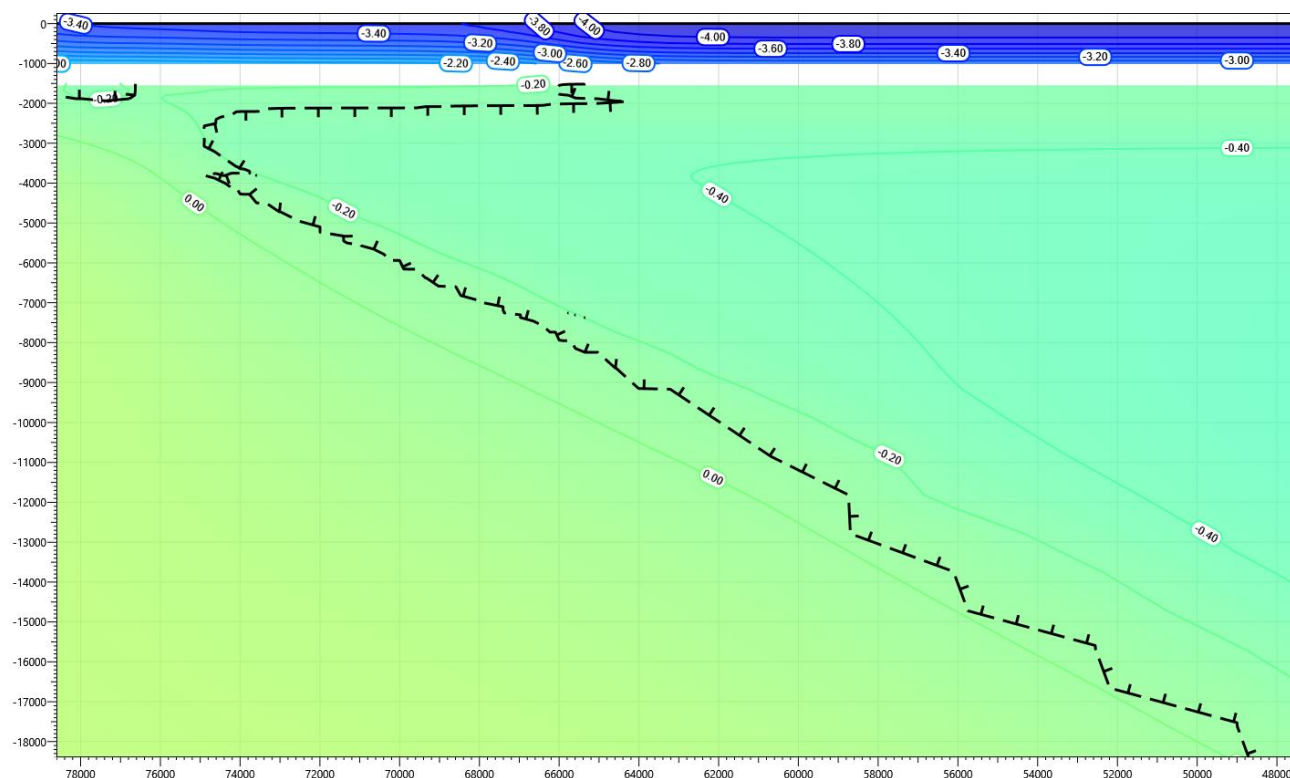


Рисунок В.115 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

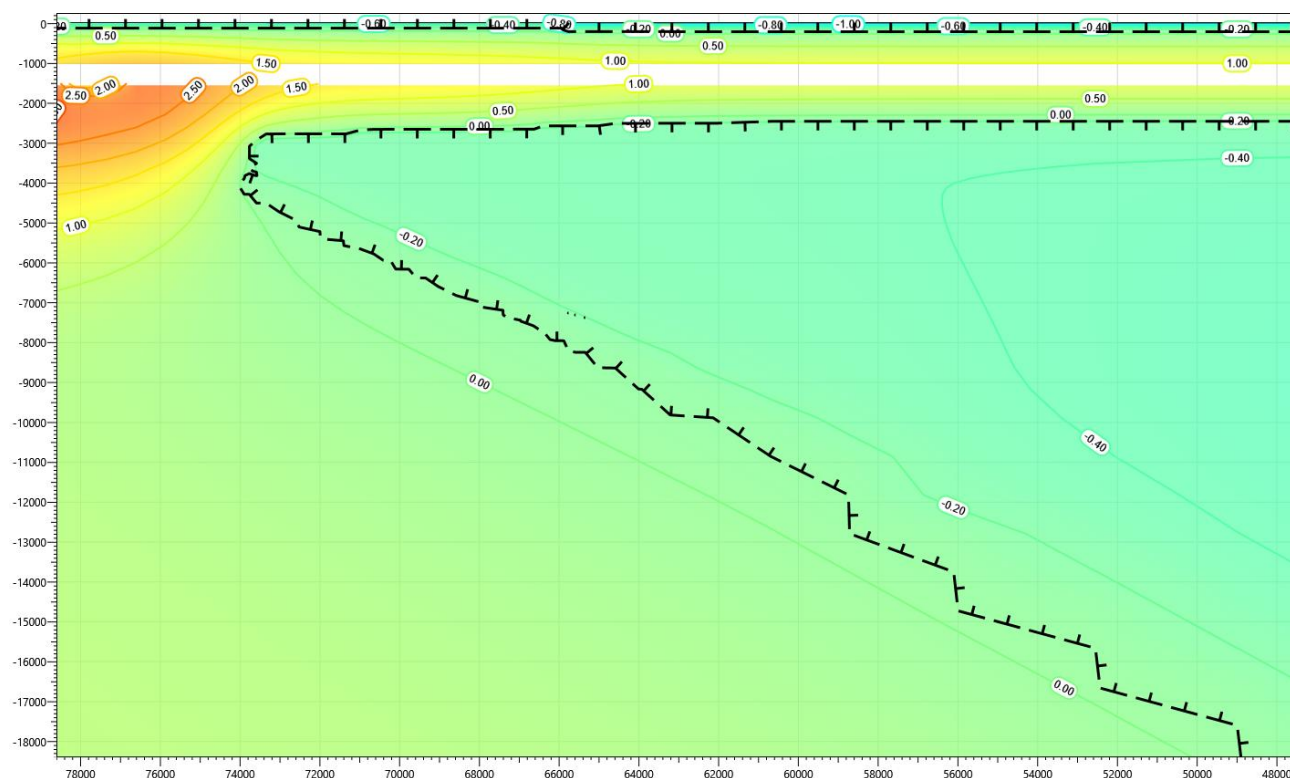


Рисунок В.116 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

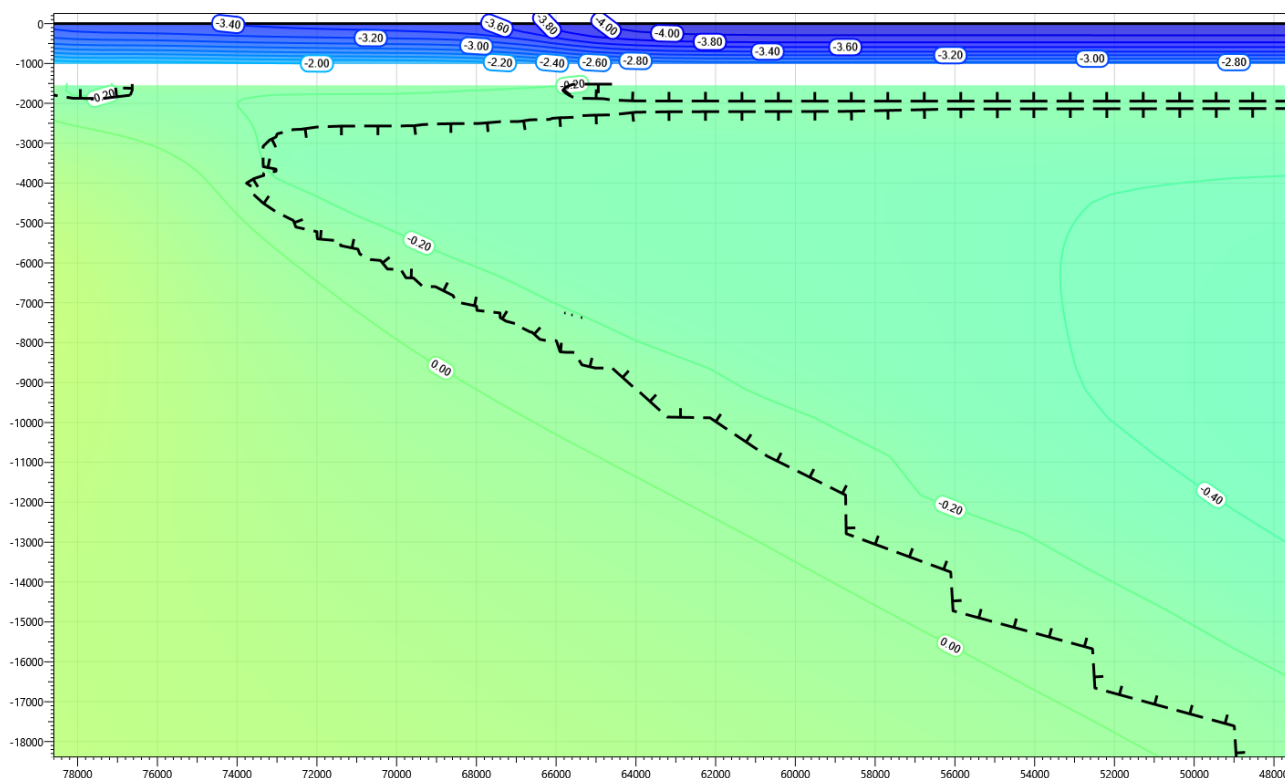


Рисунок В.117 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

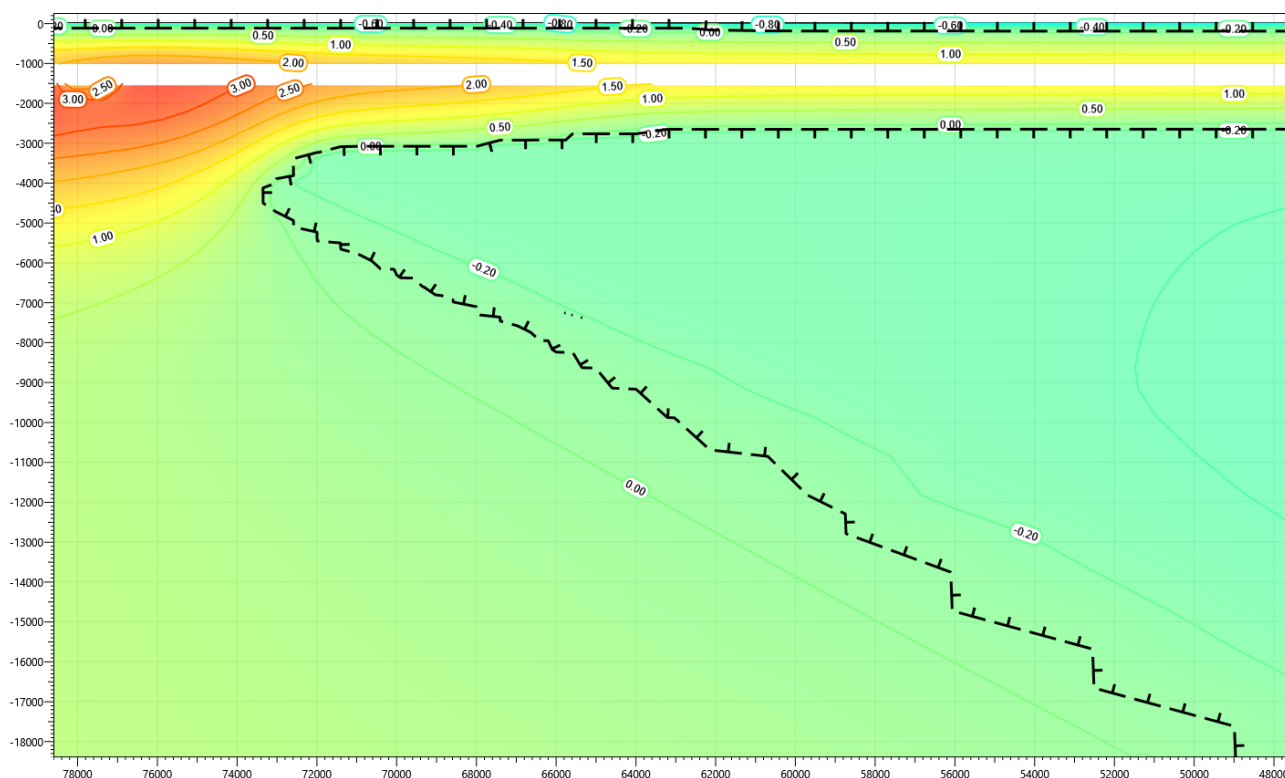


Рисунок В.118 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

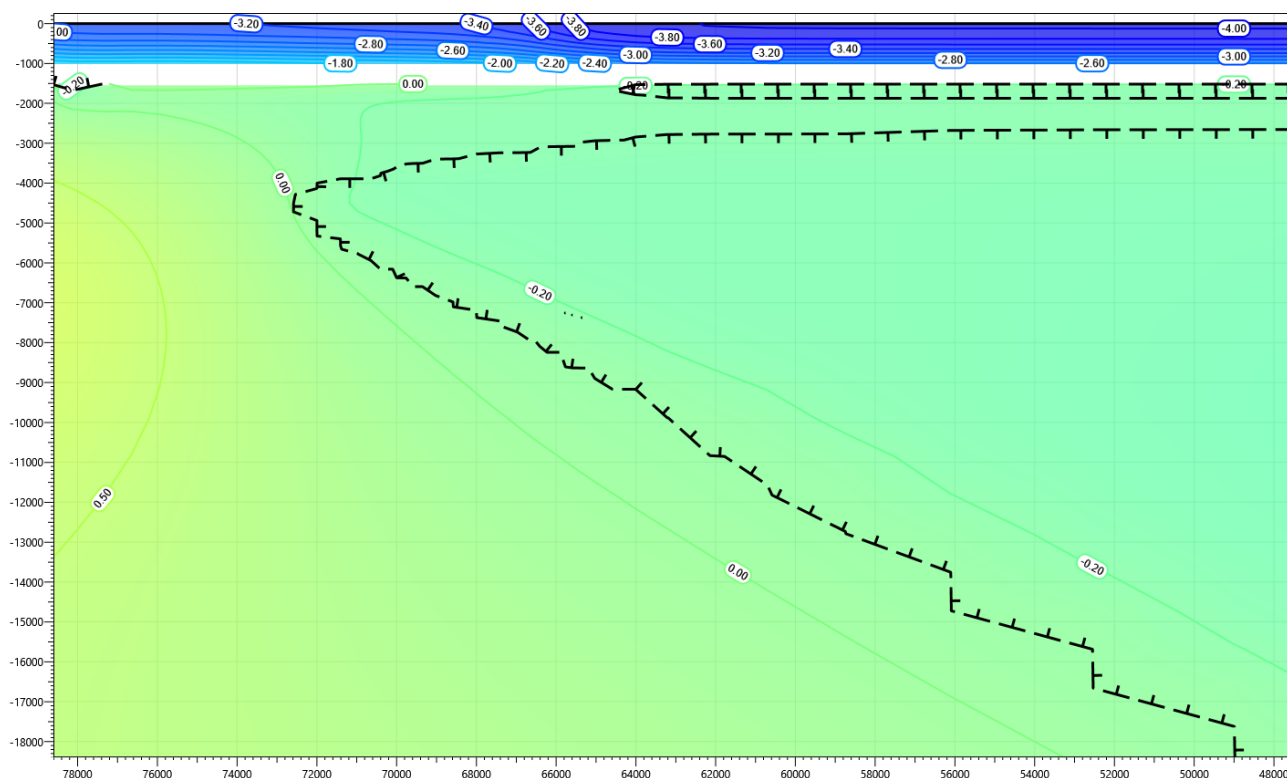


Рисунок В.119 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

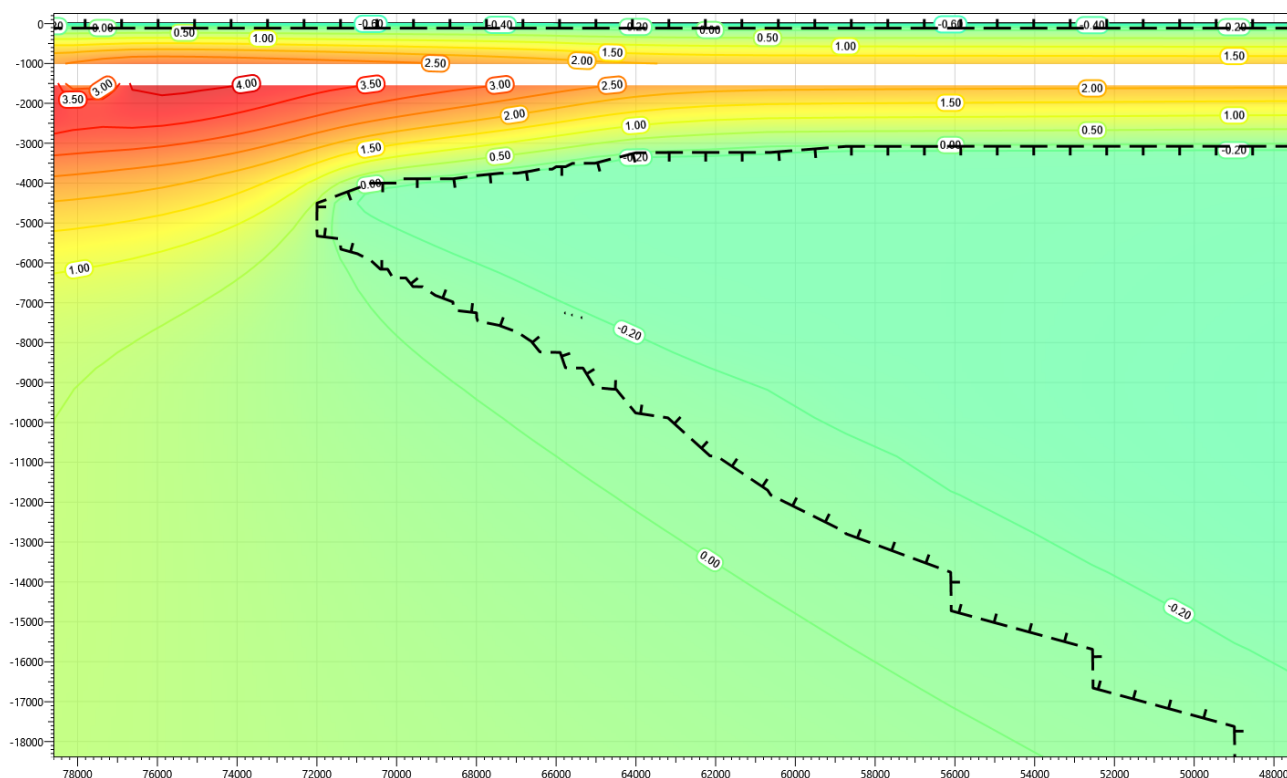


Рисунок В.120 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

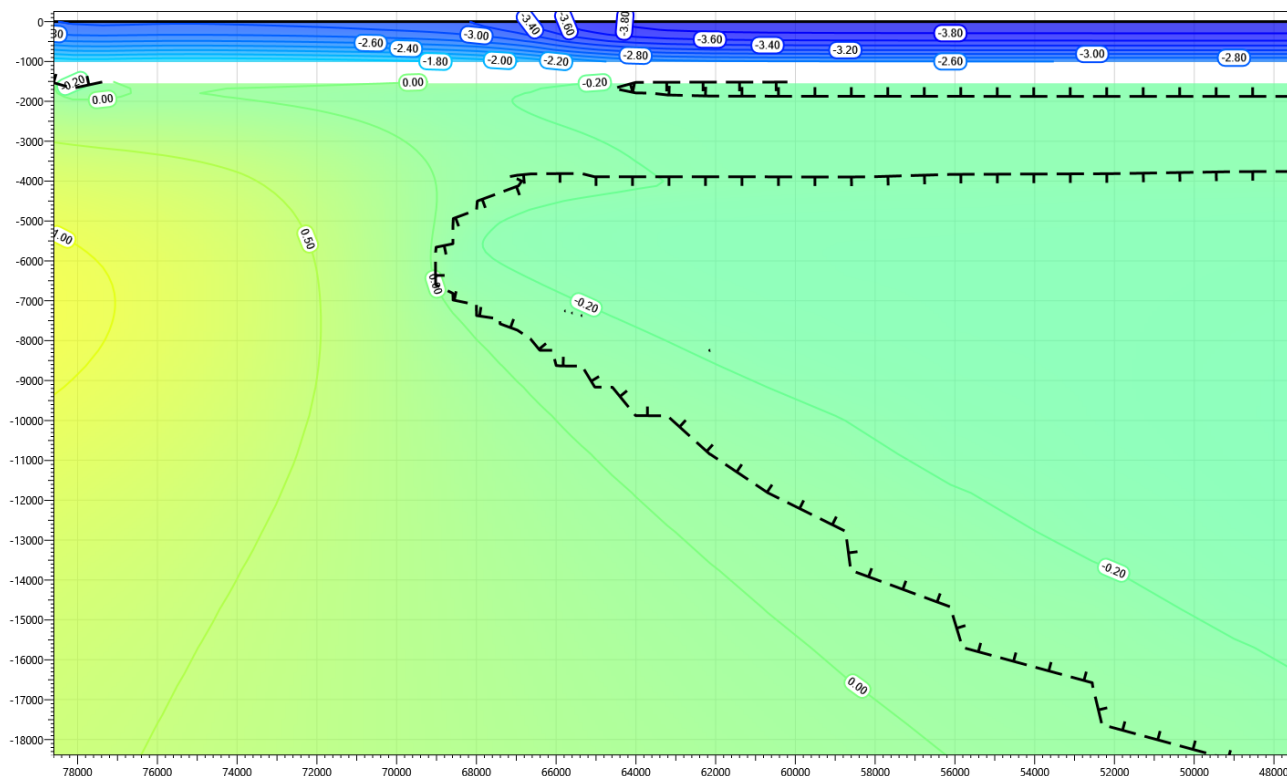


Рисунок В.121 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

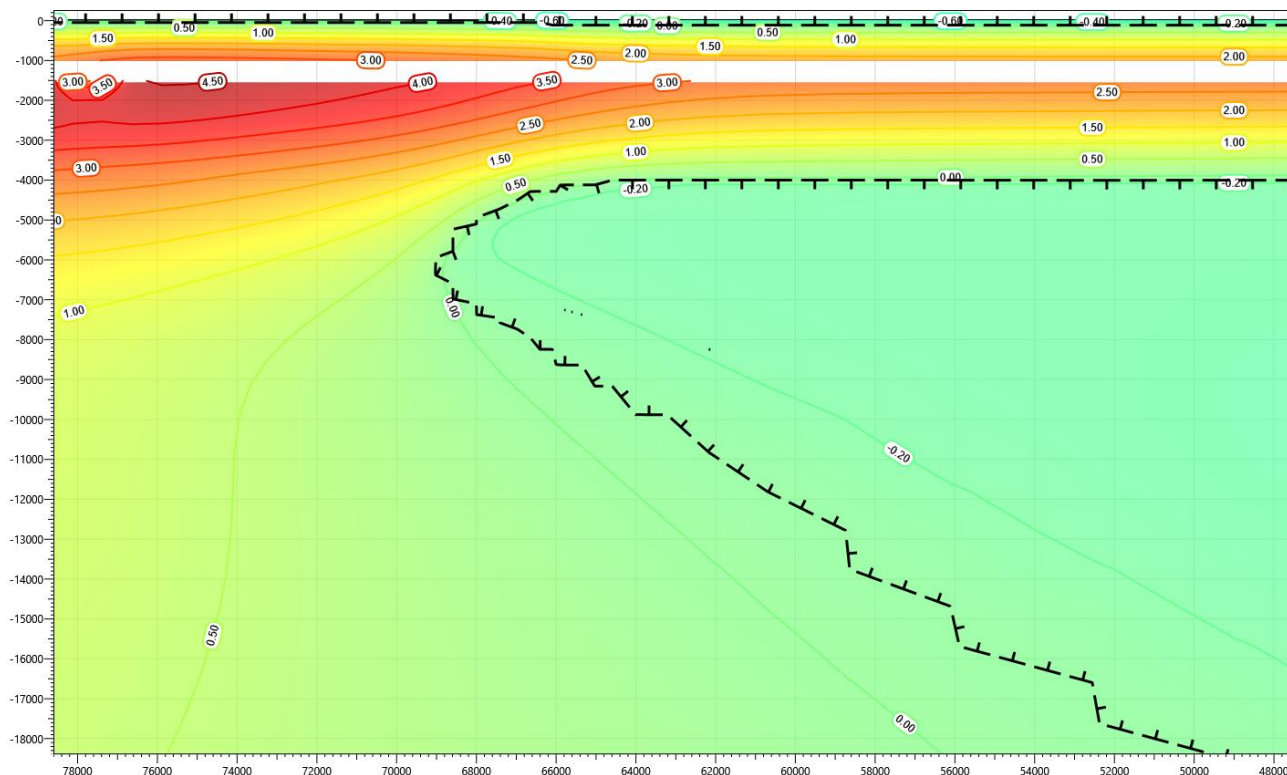


Рисунок В.122 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

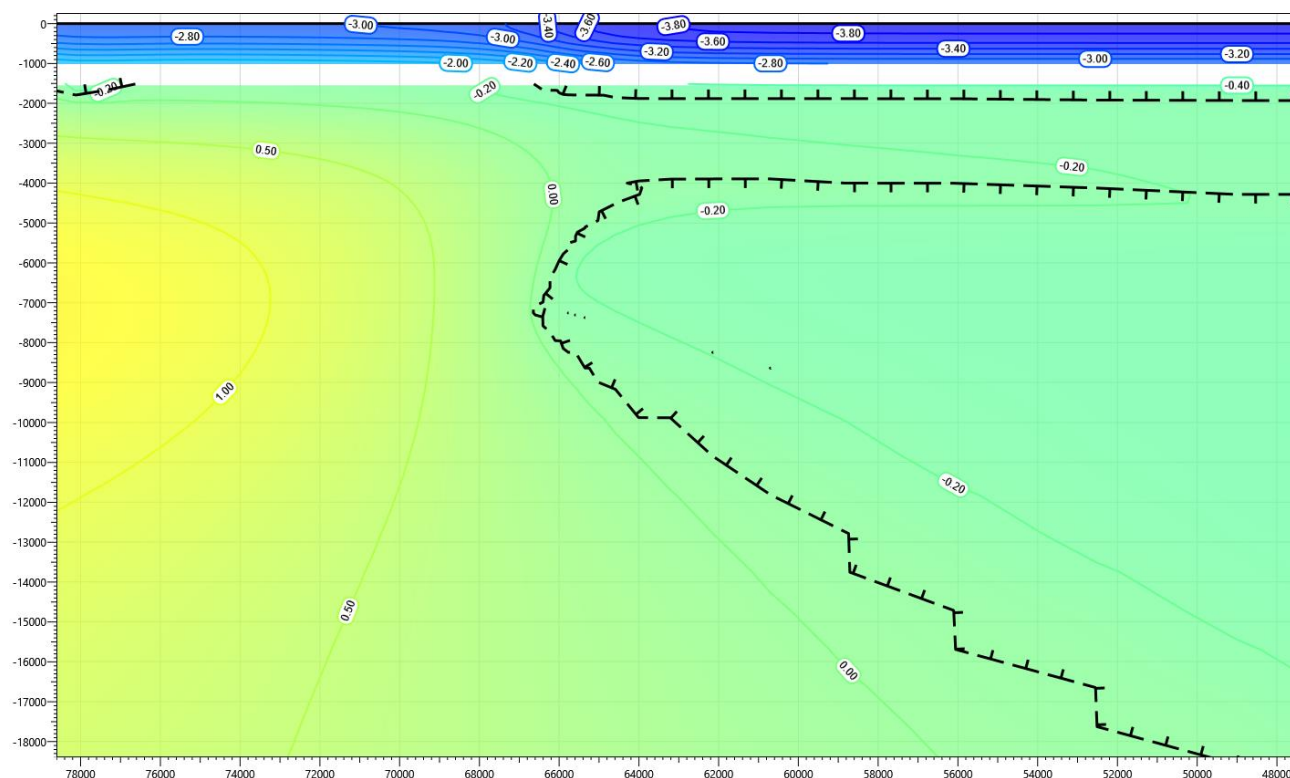


Рисунок В.123 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

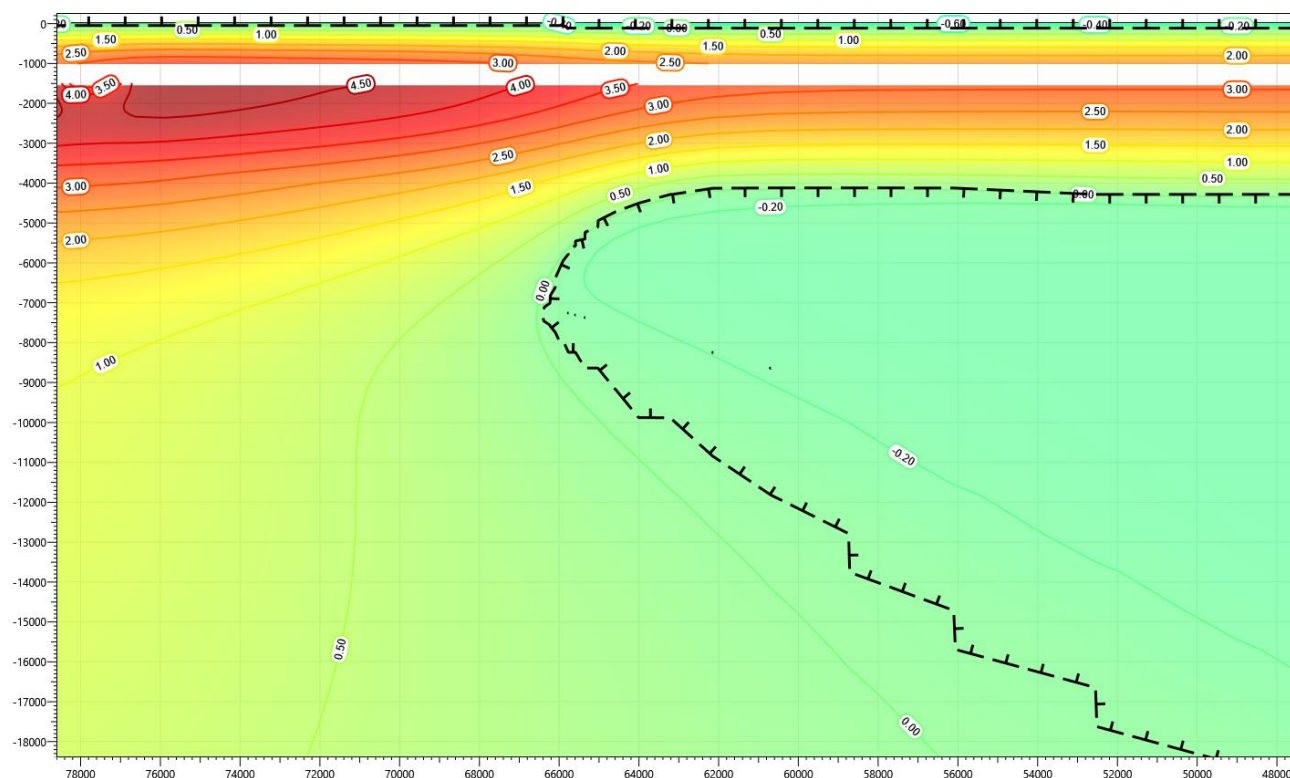


Рисунок В.124 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляции в районе ПК64+00 – ПК66+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

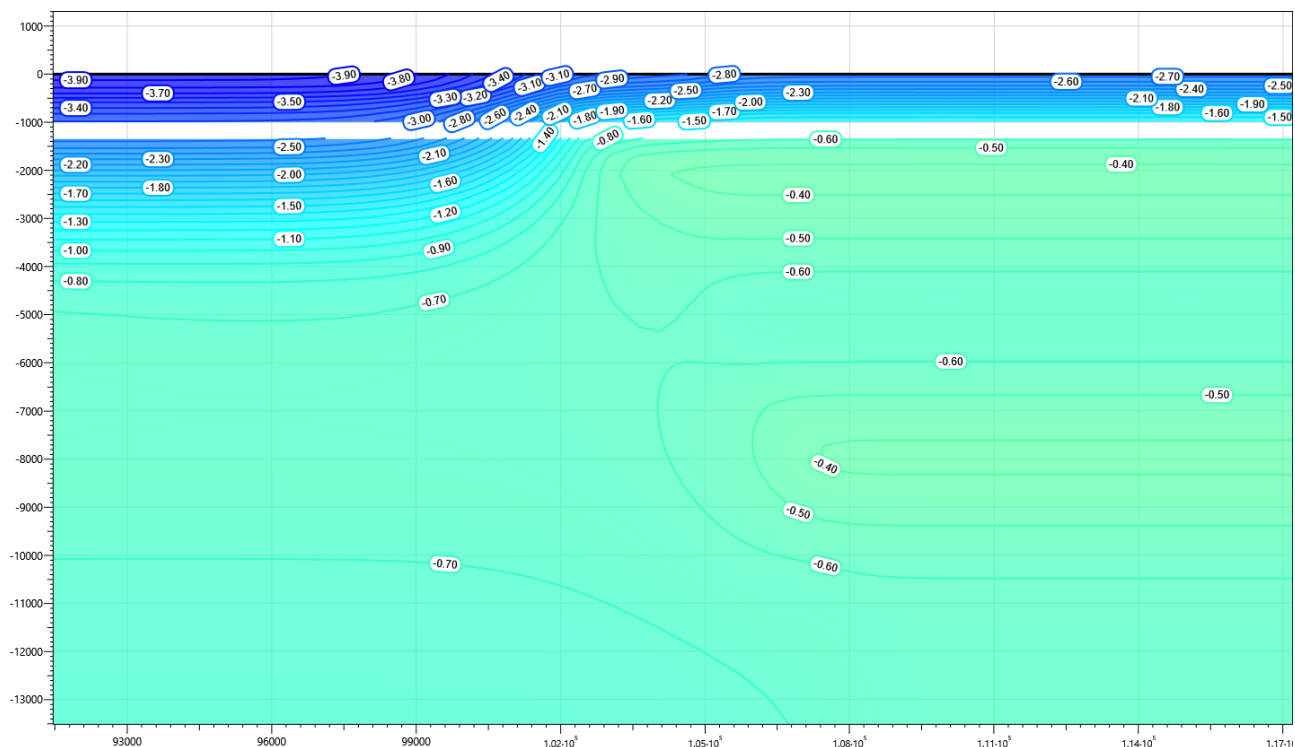


Рисунок В.127 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

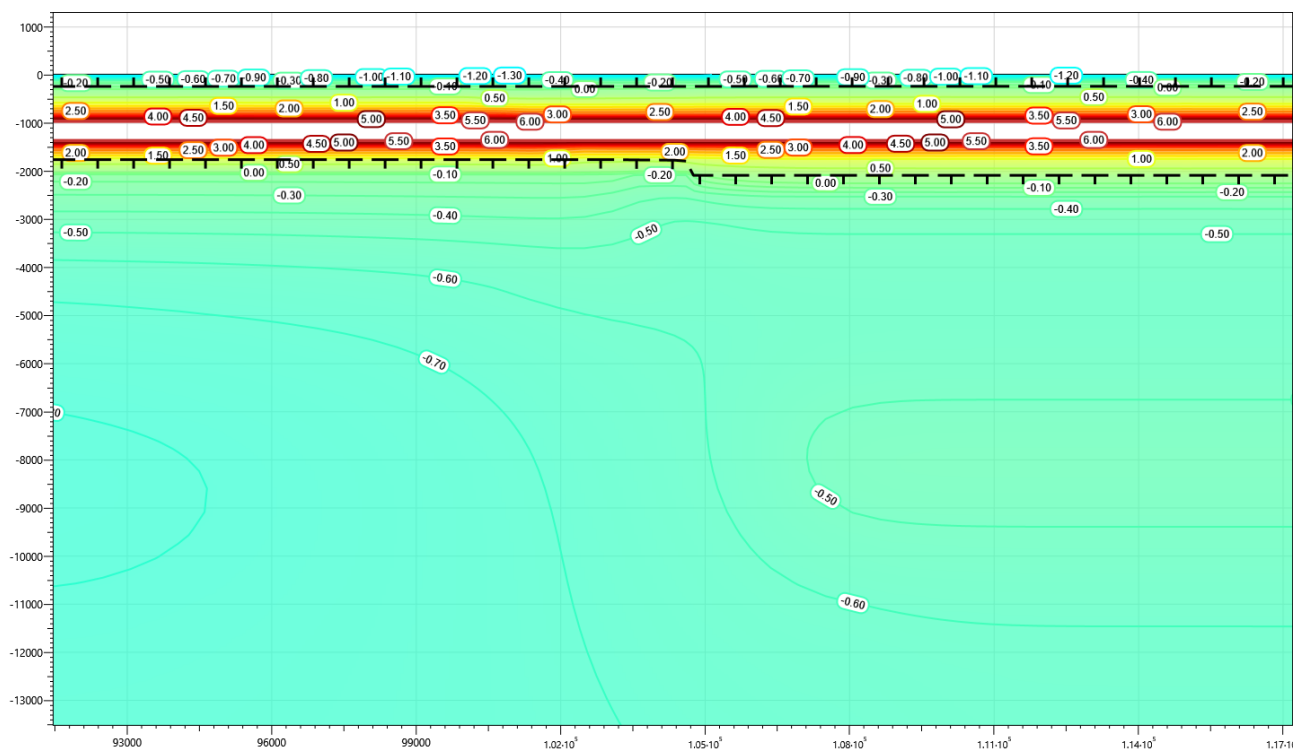


Рисунок В.128 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

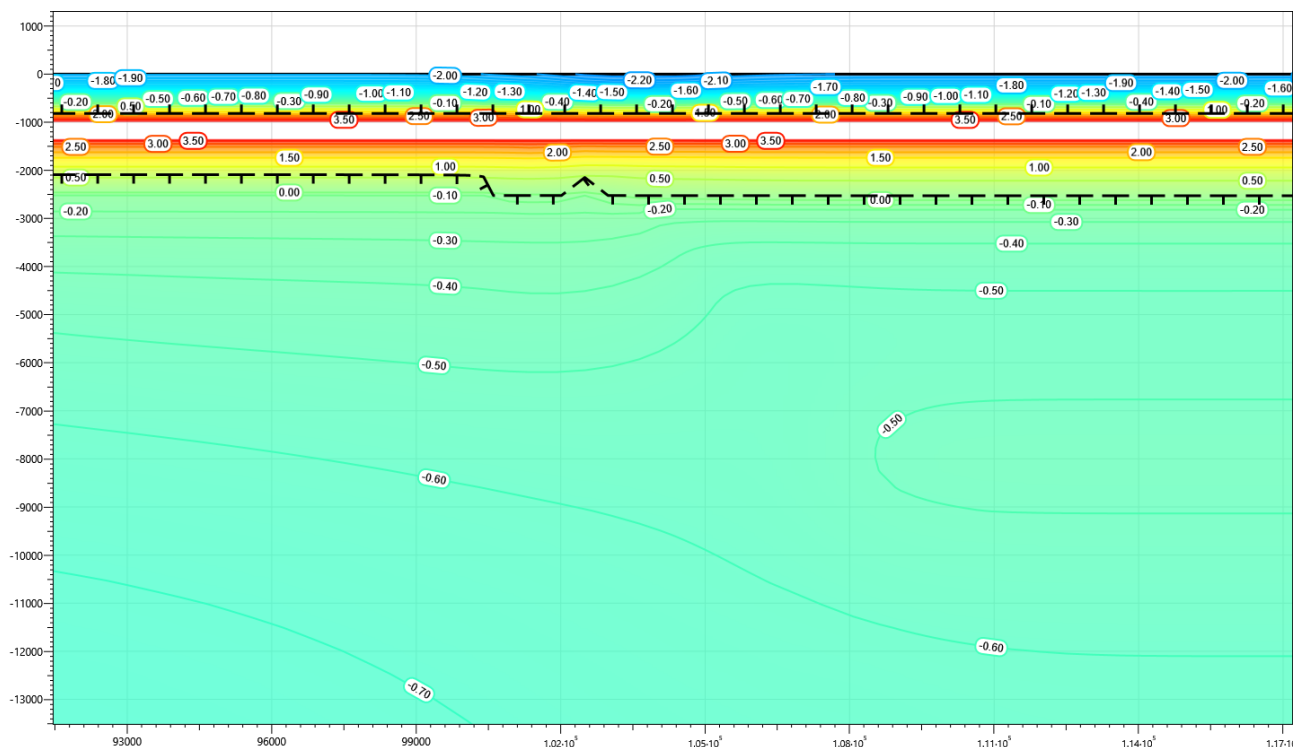


Рисунок В.129 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

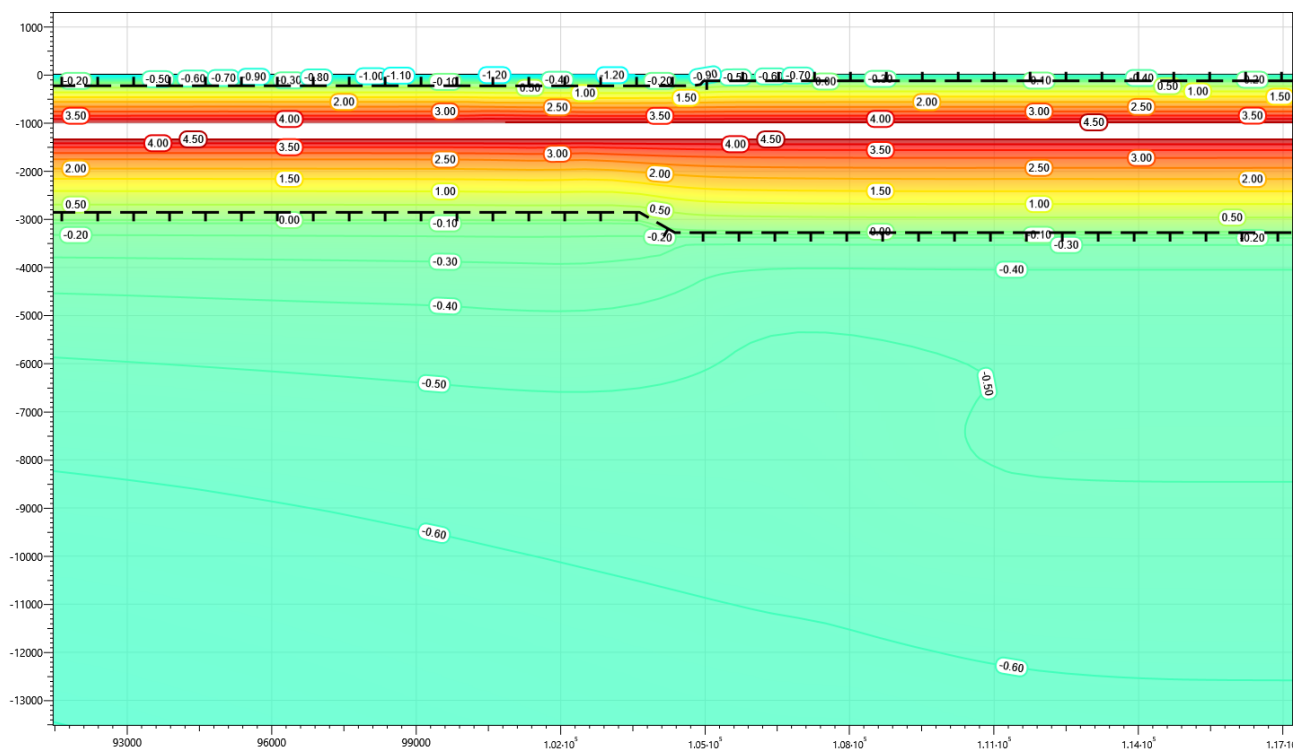


Рисунок В.130 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

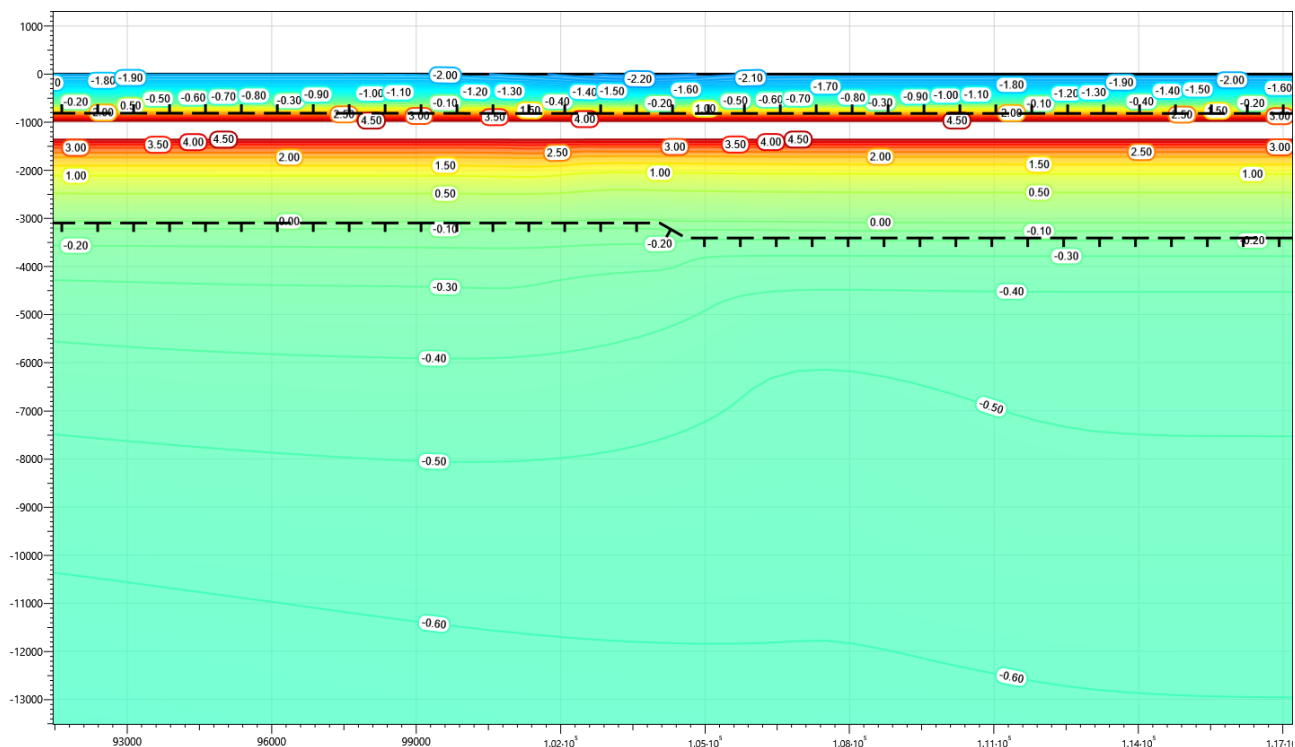


Рисунок В.131 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

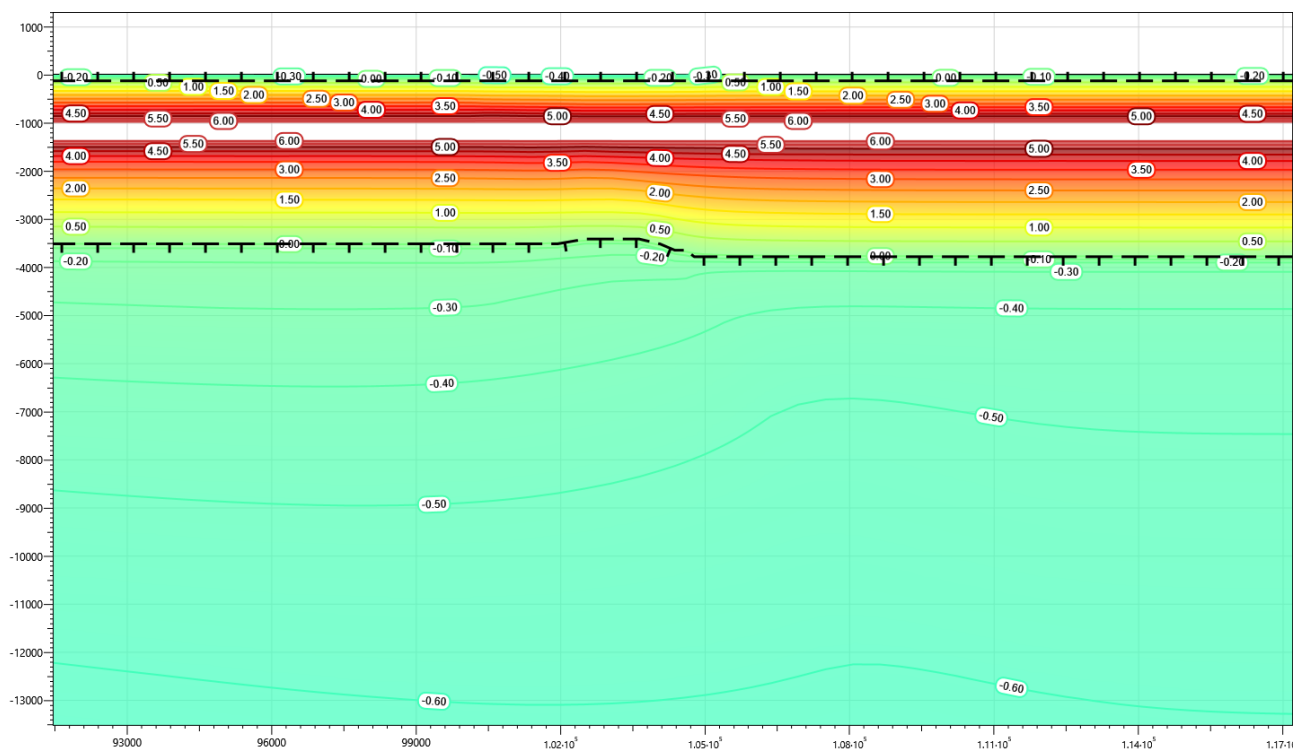


Рисунок В.132 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

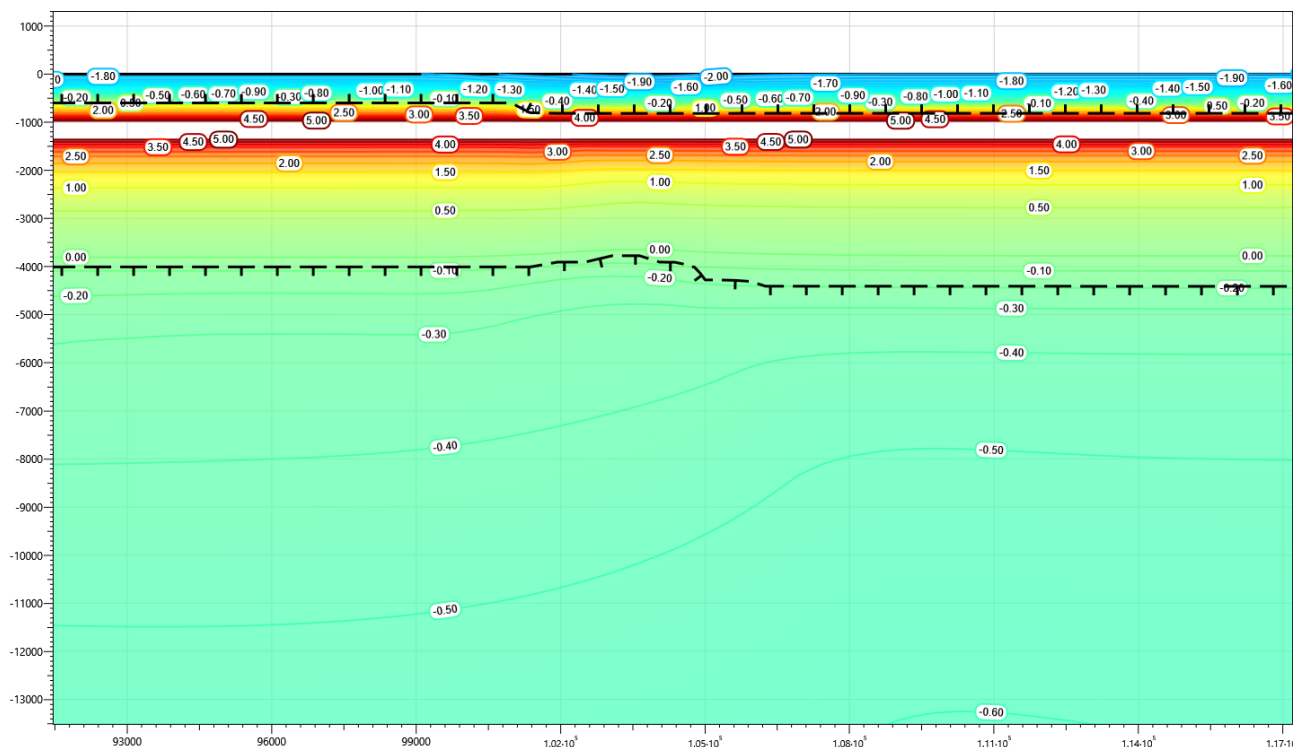


Рисунок В.133 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

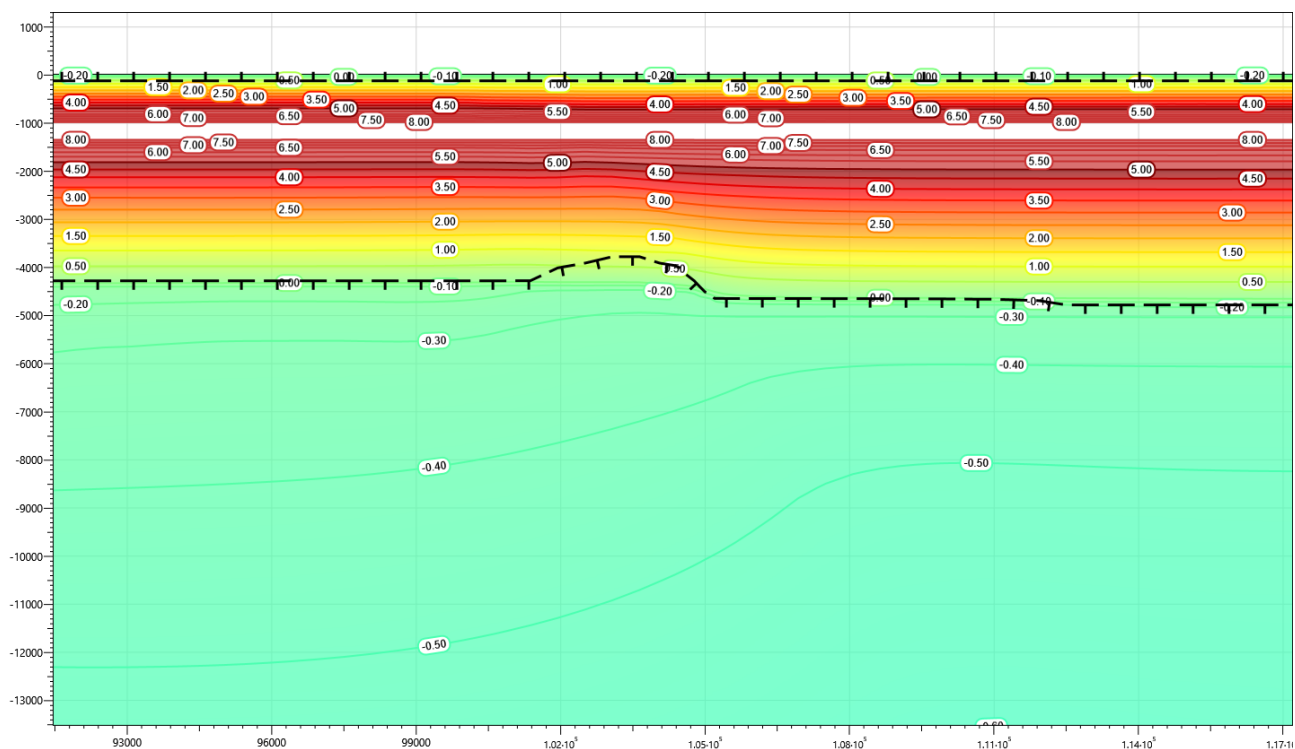


Рисунок В.134 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

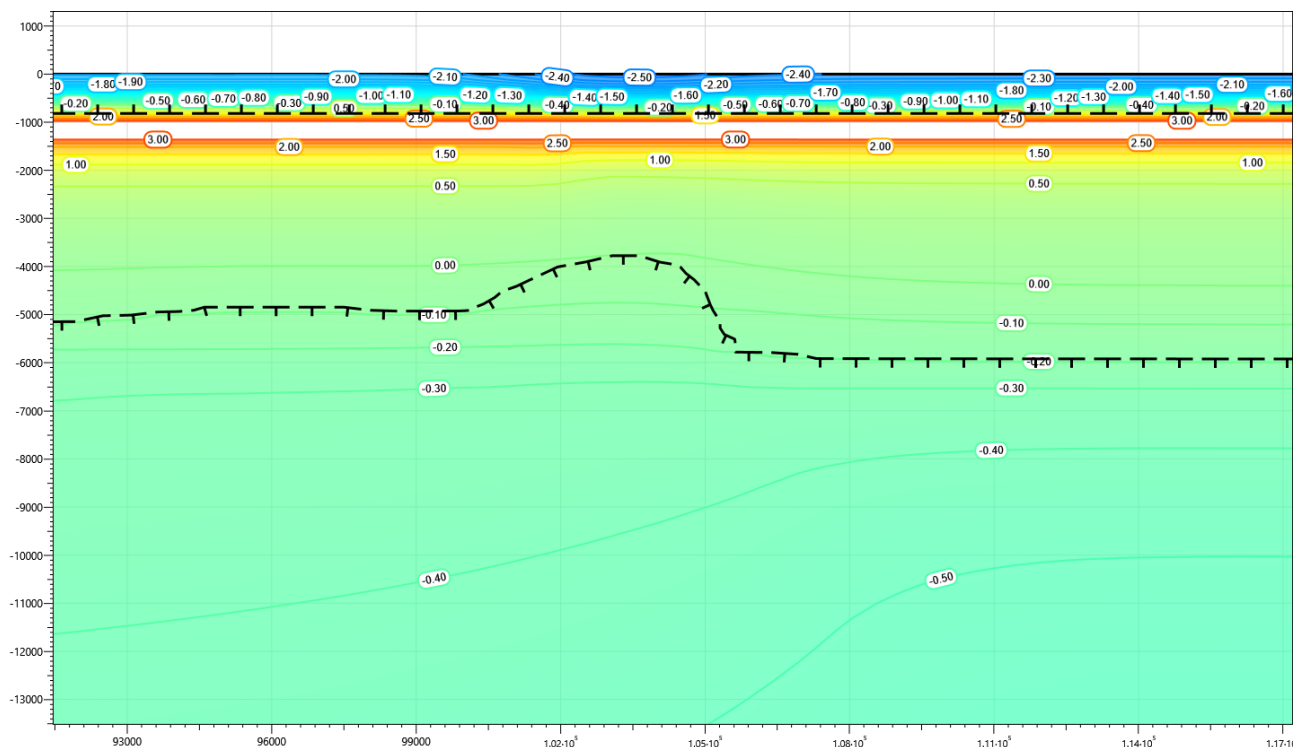


Рисунок В.135 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

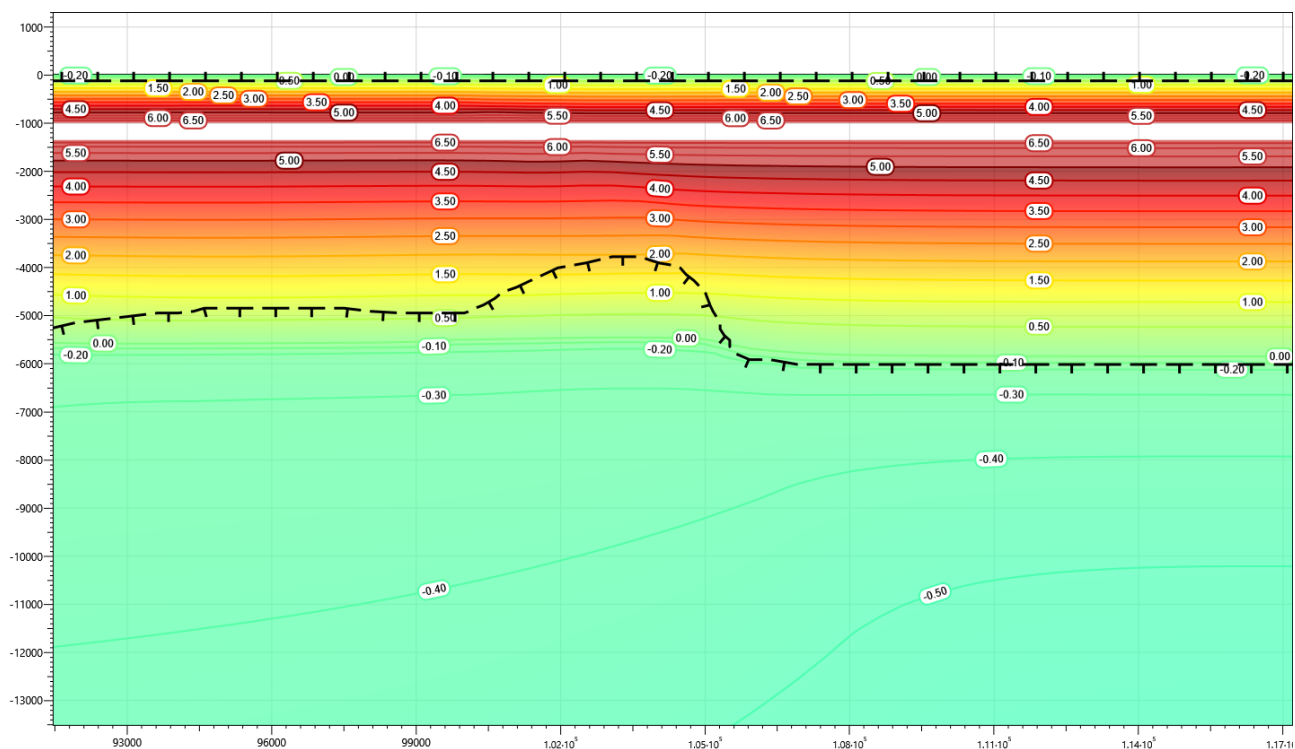


Рисунок В.136 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

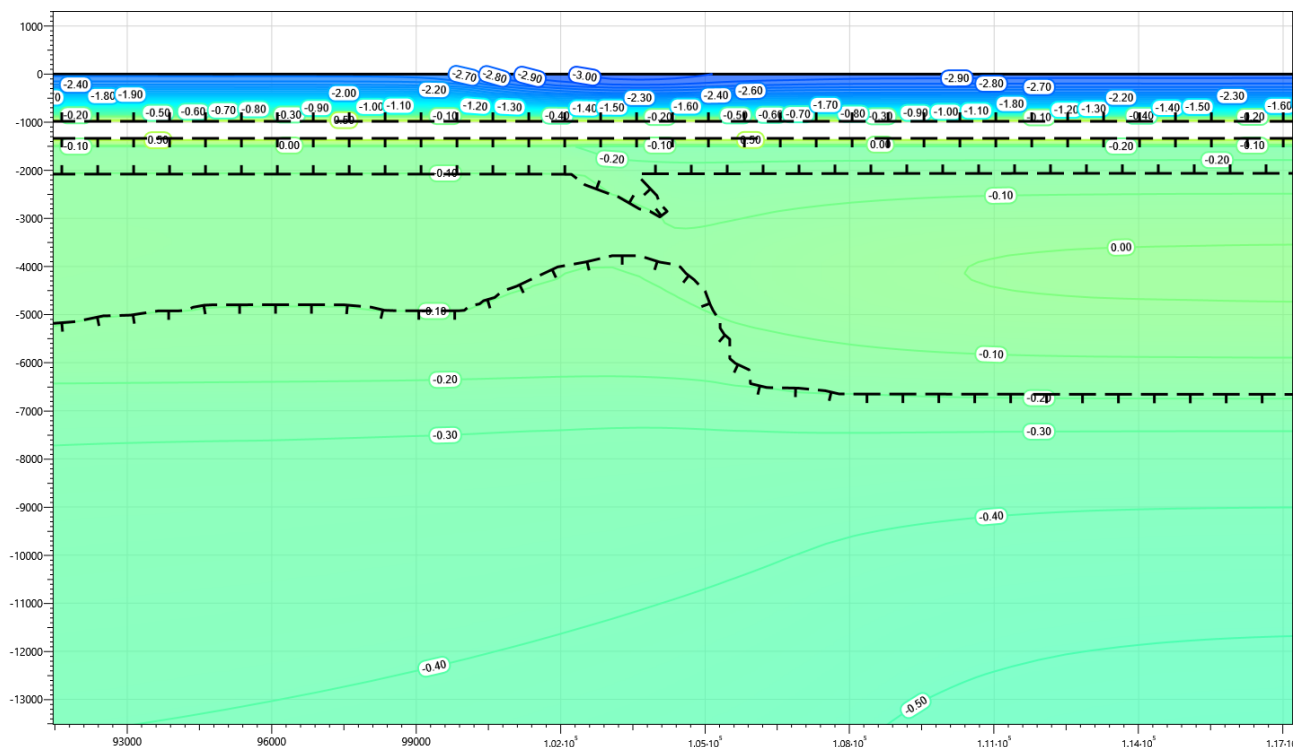


Рисунок В.137 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

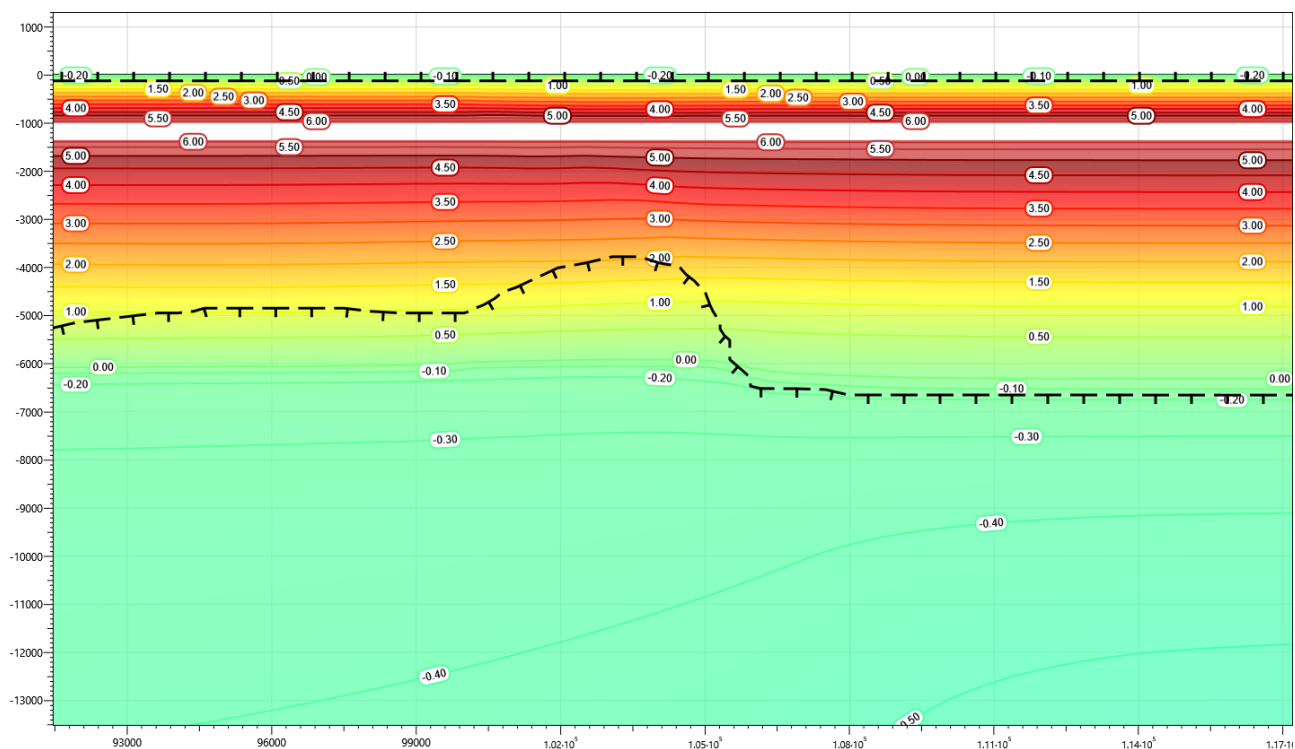


Рисунок В.138 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

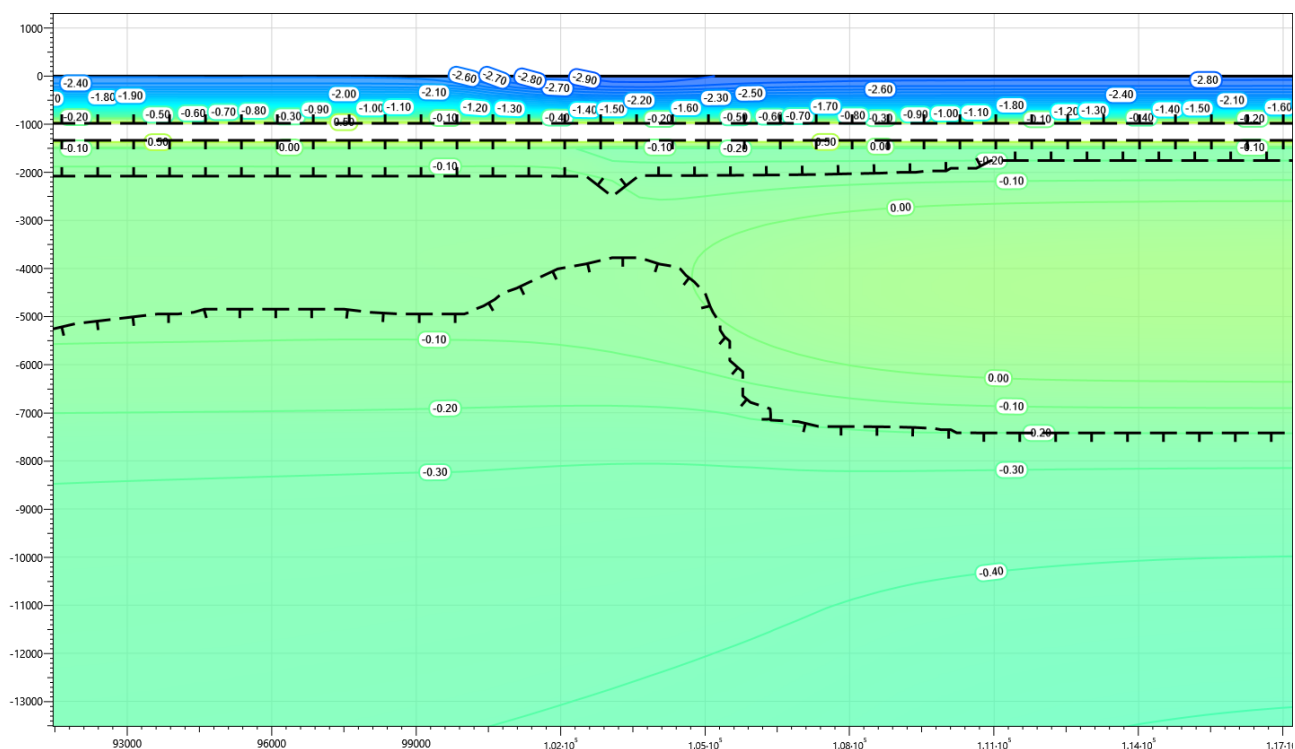


Рисунок В.139 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

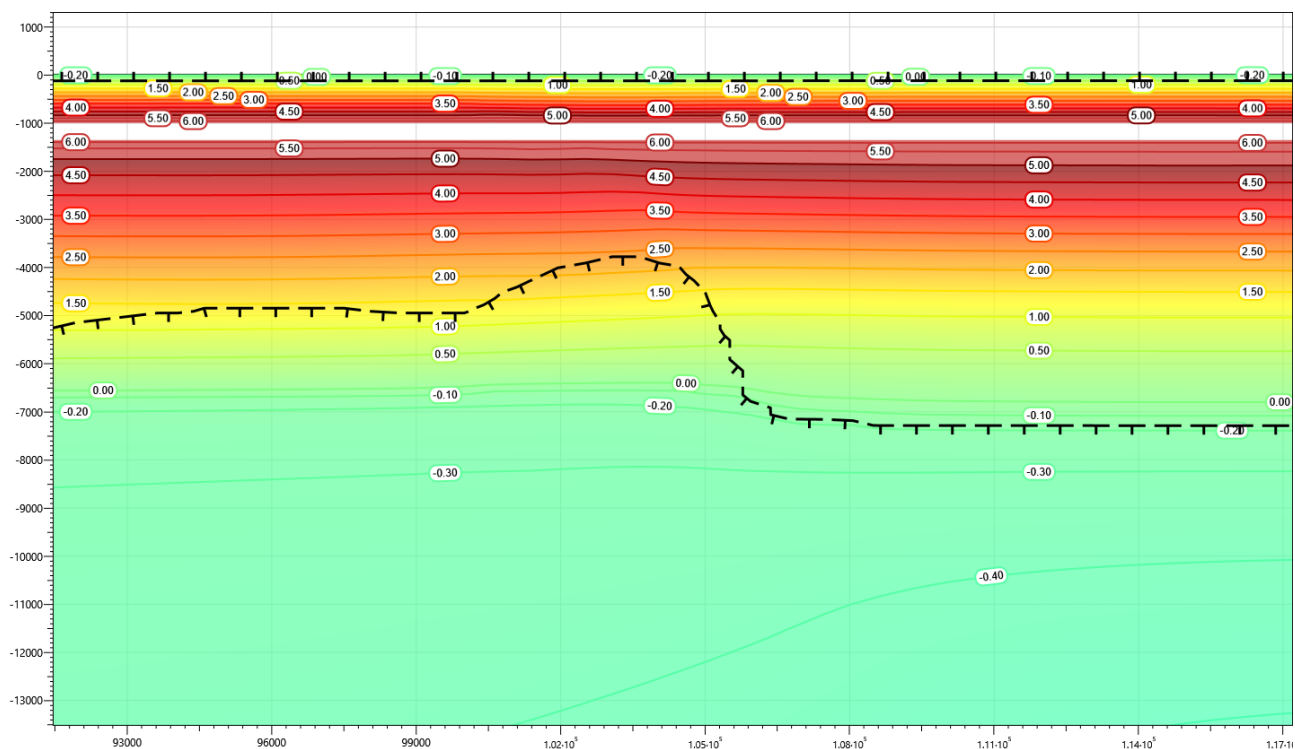


Рисунок В.140 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

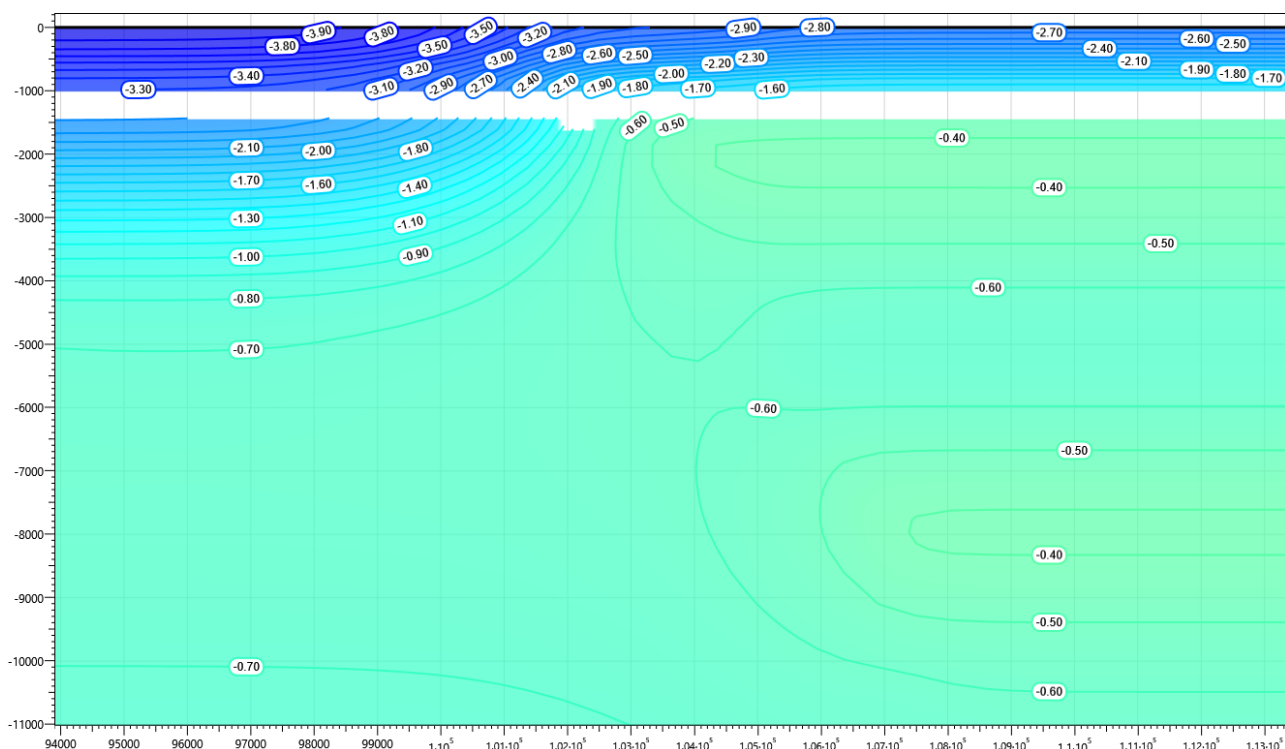


Рисунок В.141 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

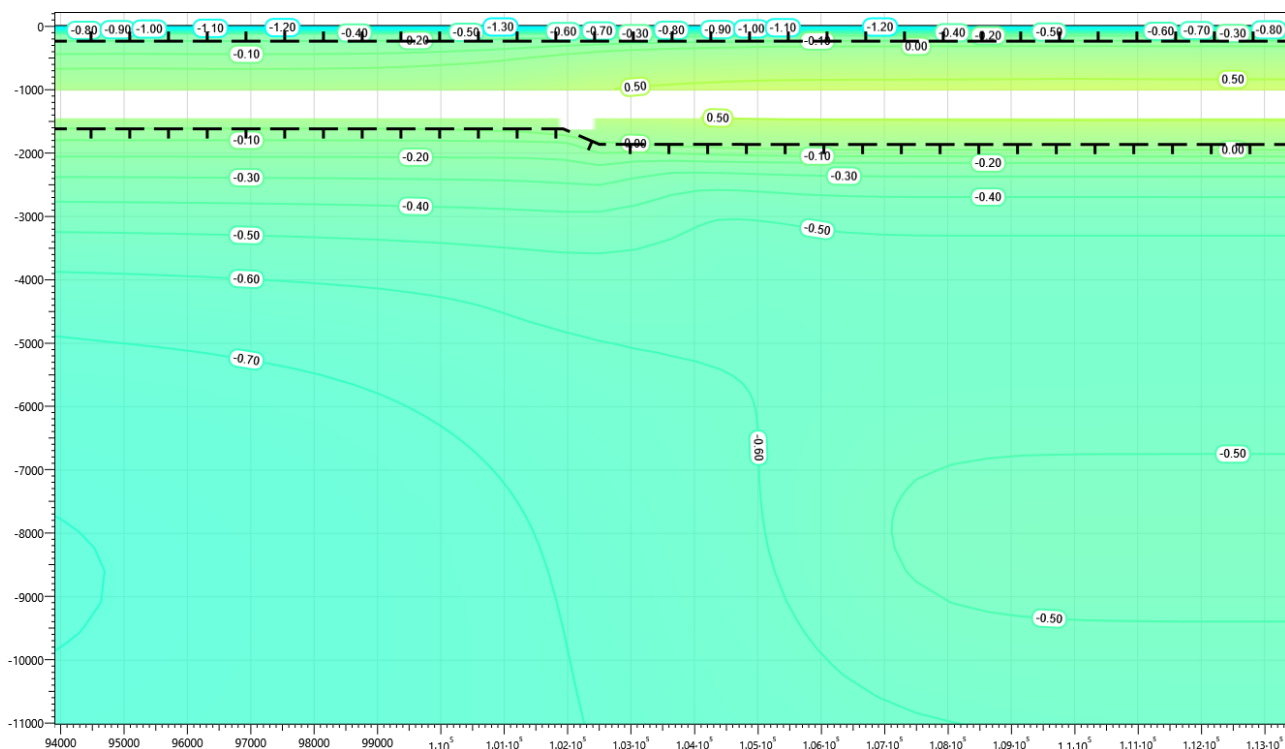


Рисунок В.142 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

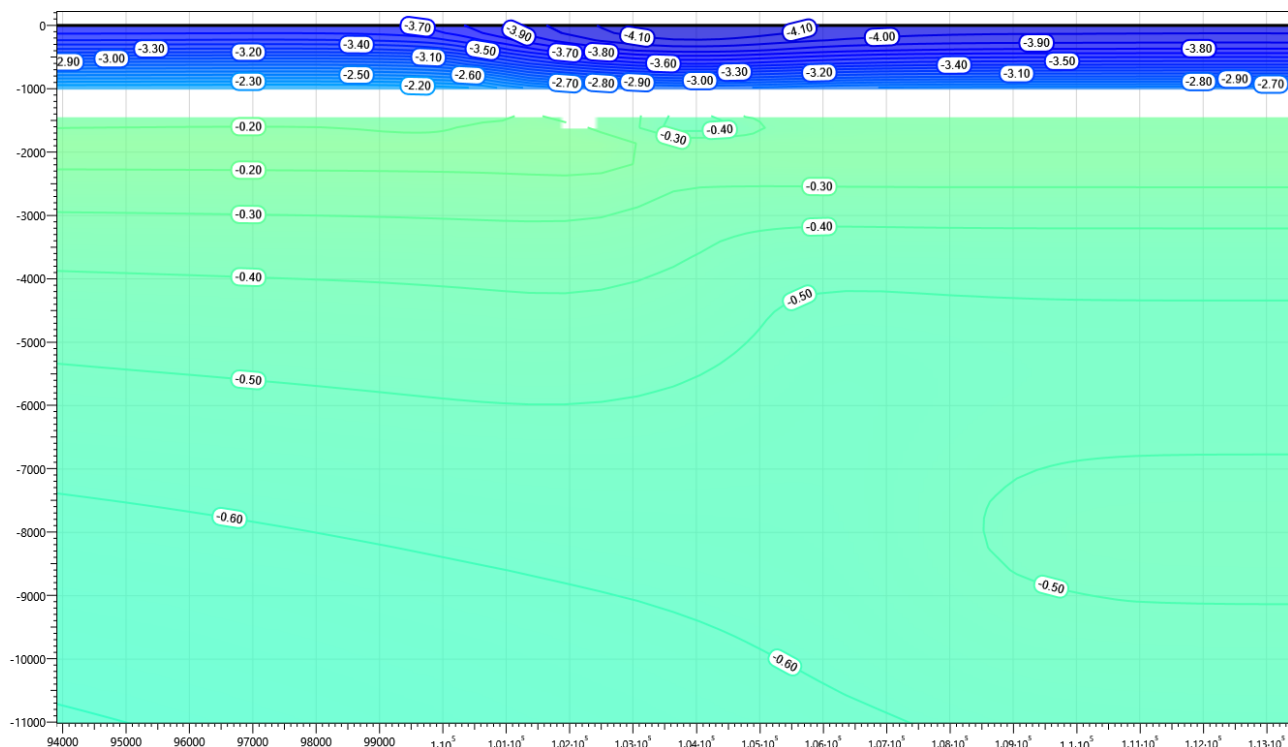


Рисунок В.143 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

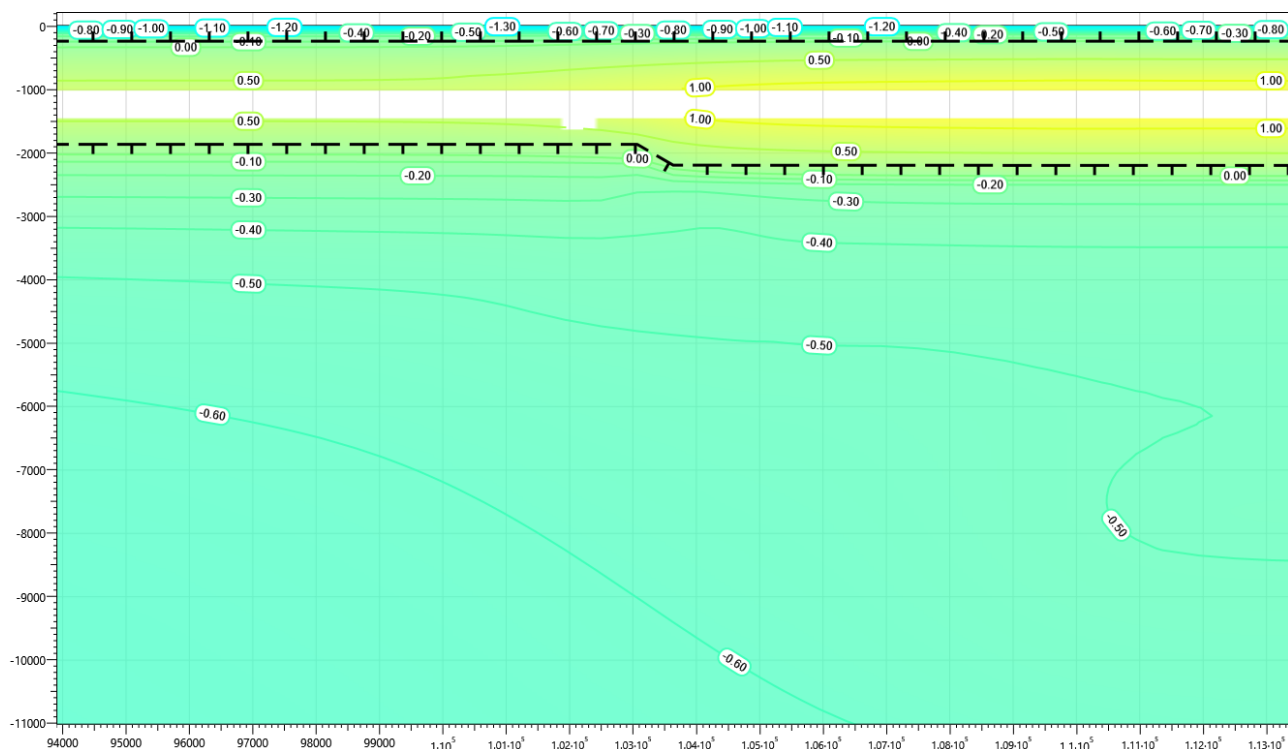


Рисунок В.144 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

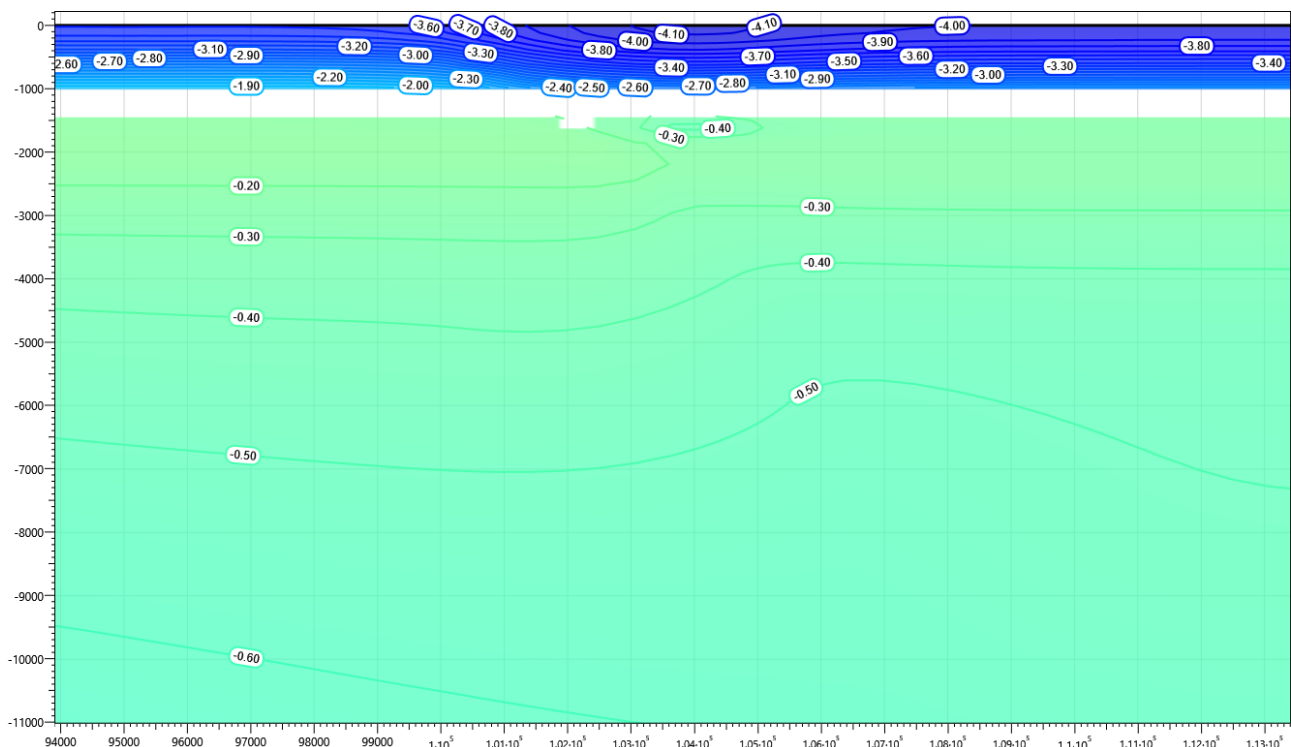


Рисунок В.145 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

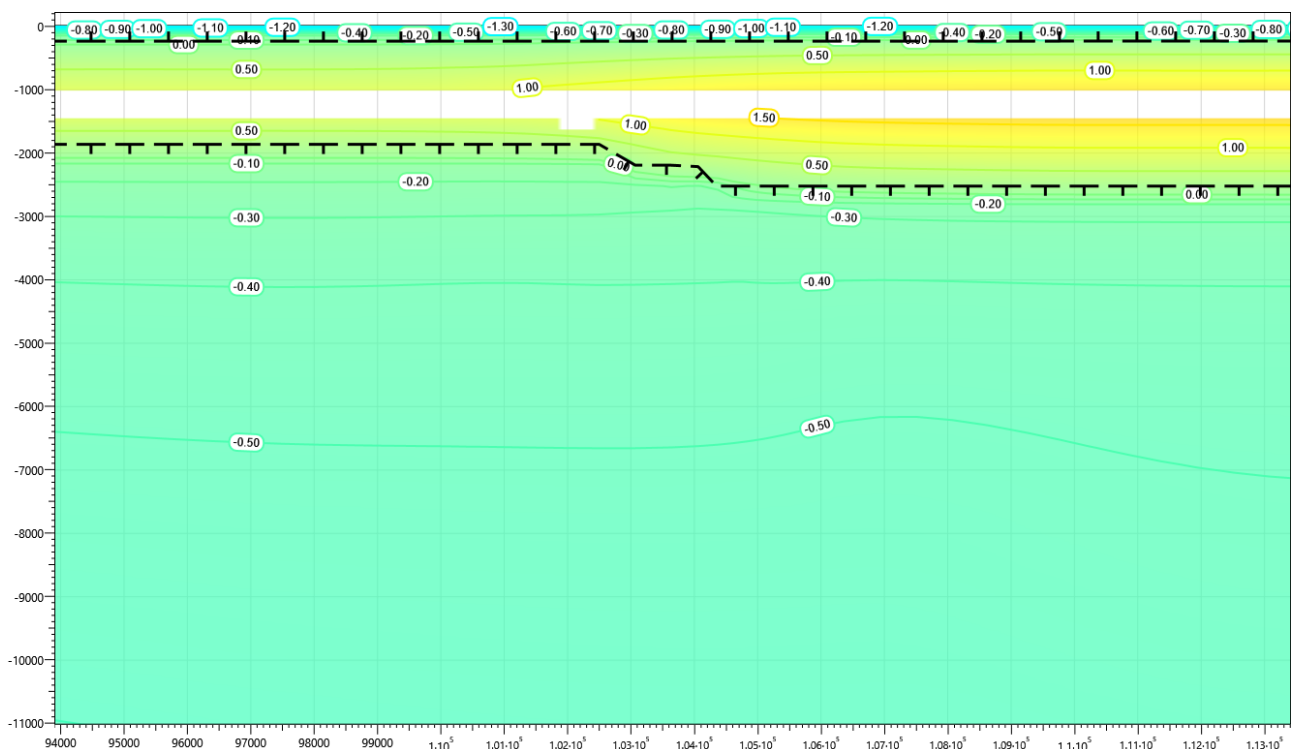


Рисунок В.146 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

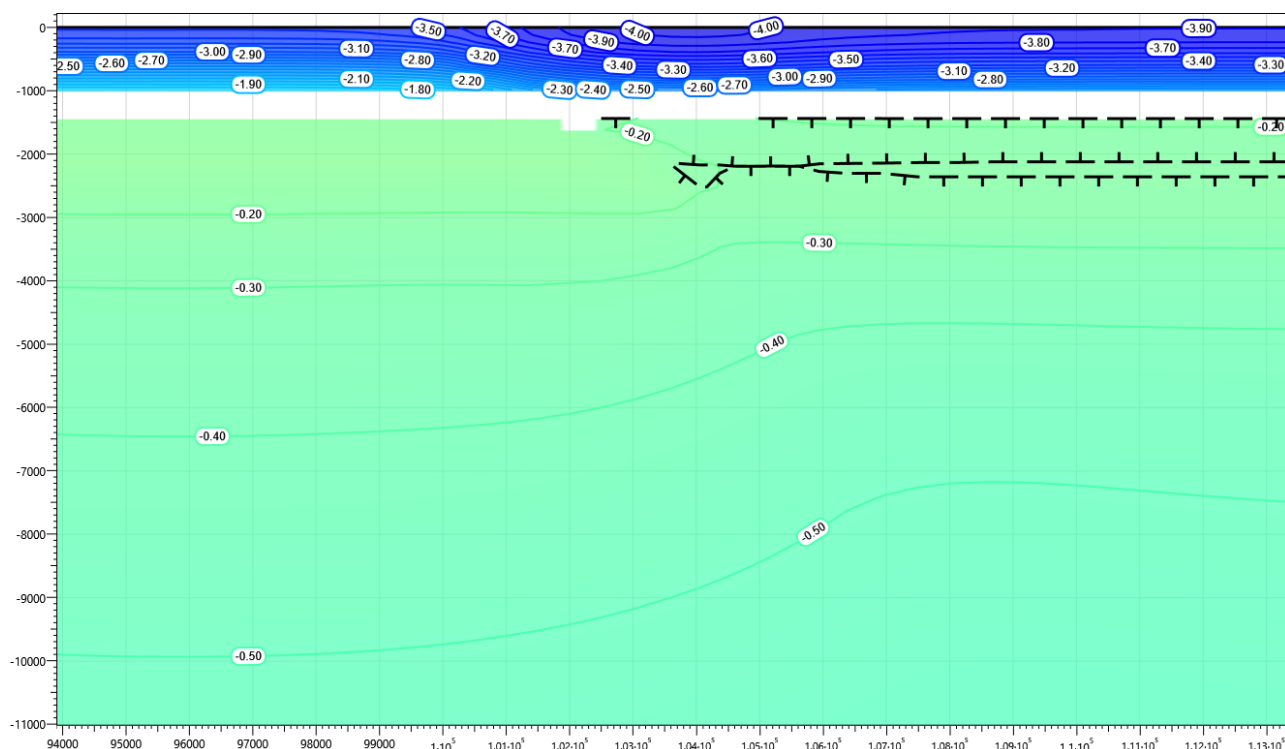


Рисунок В.147 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

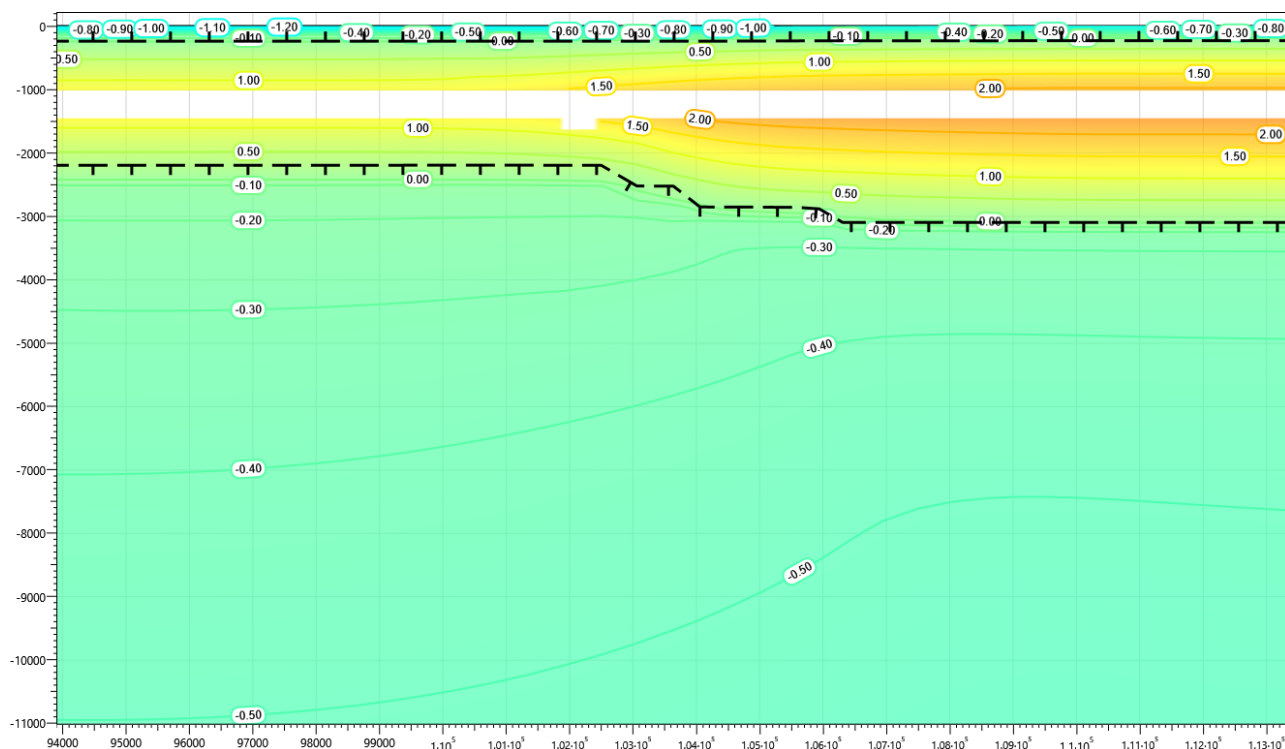


Рисунок В.148 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

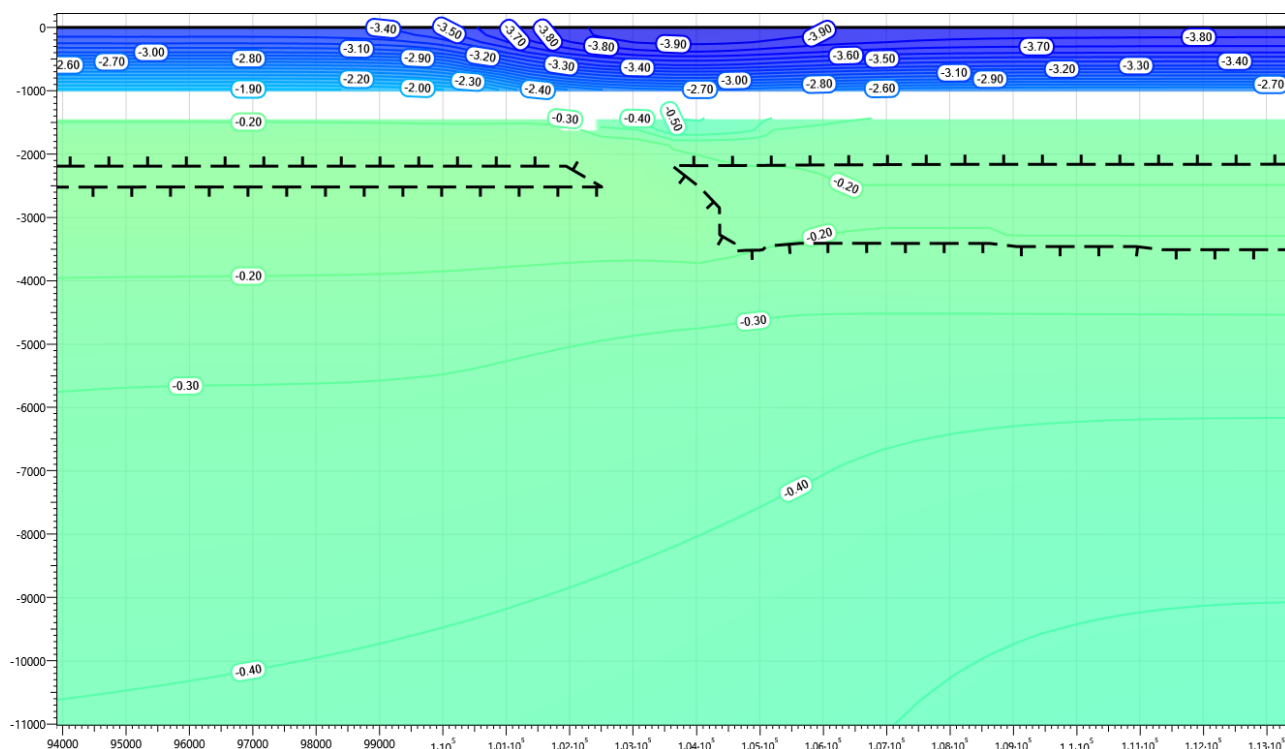


Рисунок В.149 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

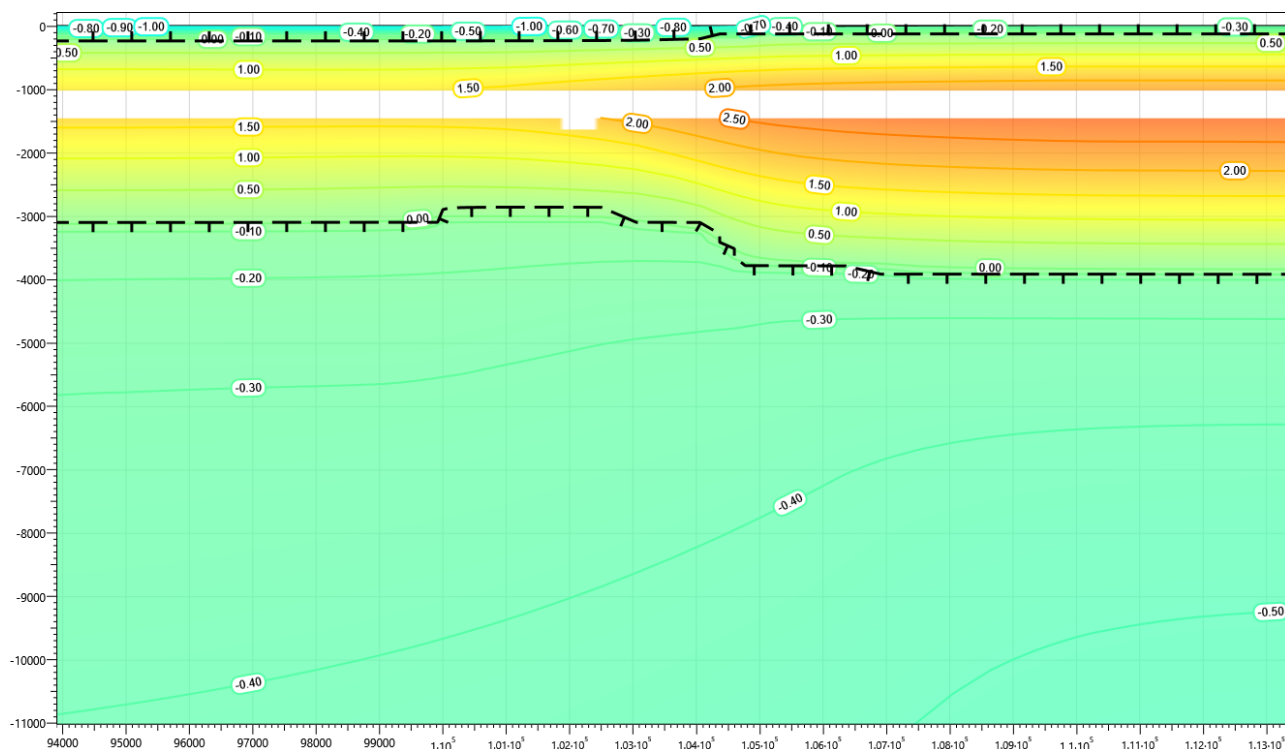


Рисунок В.150 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

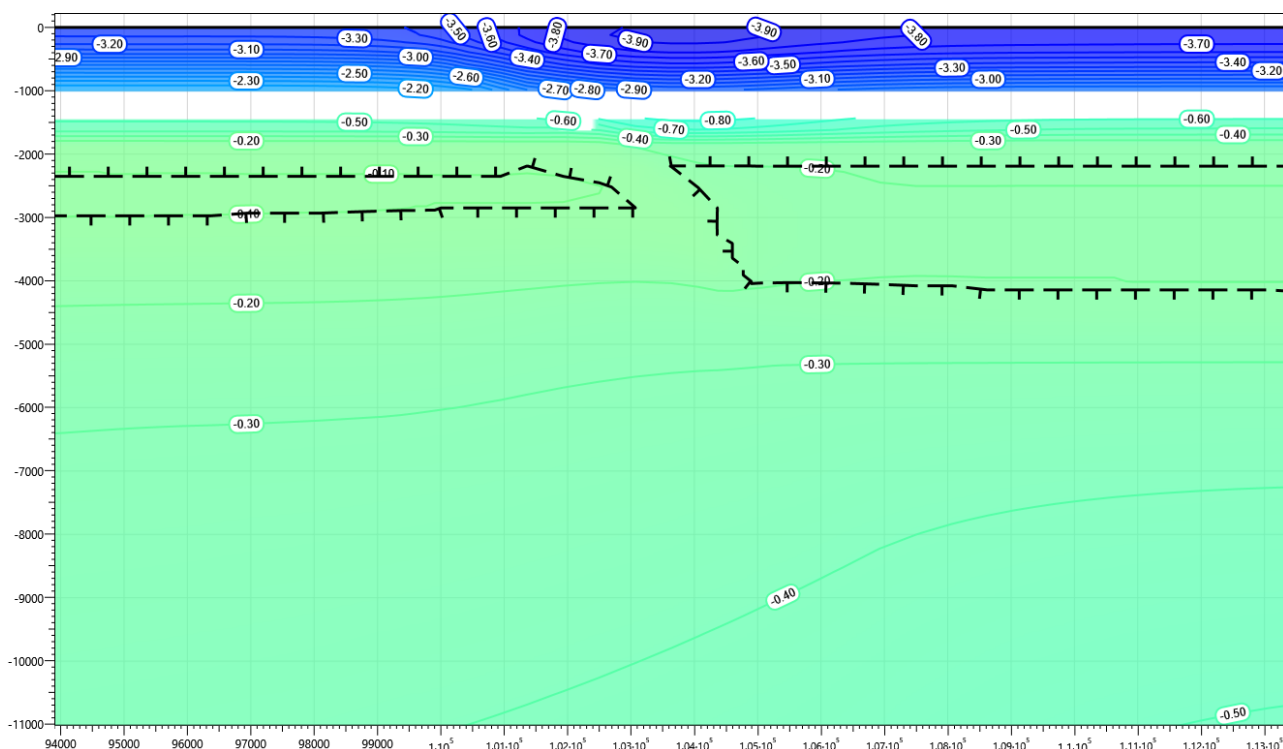


Рисунок В.151 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

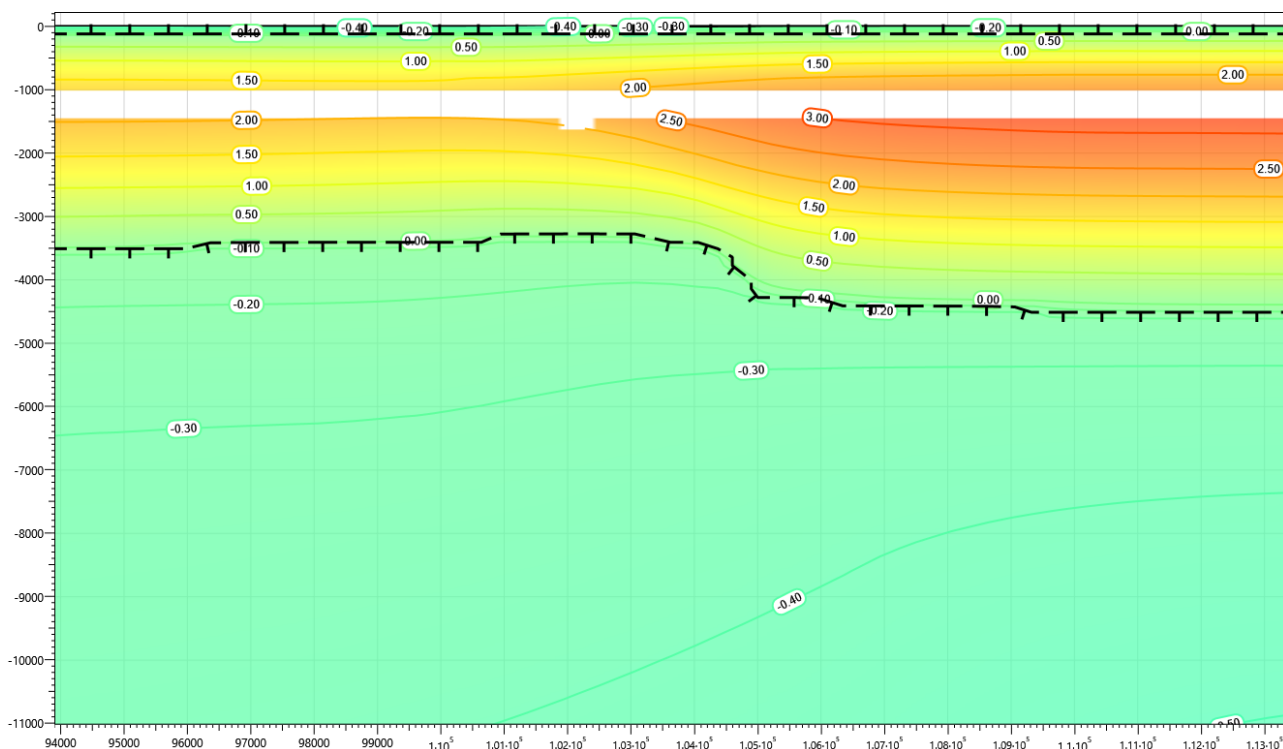


Рисунок В.152 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

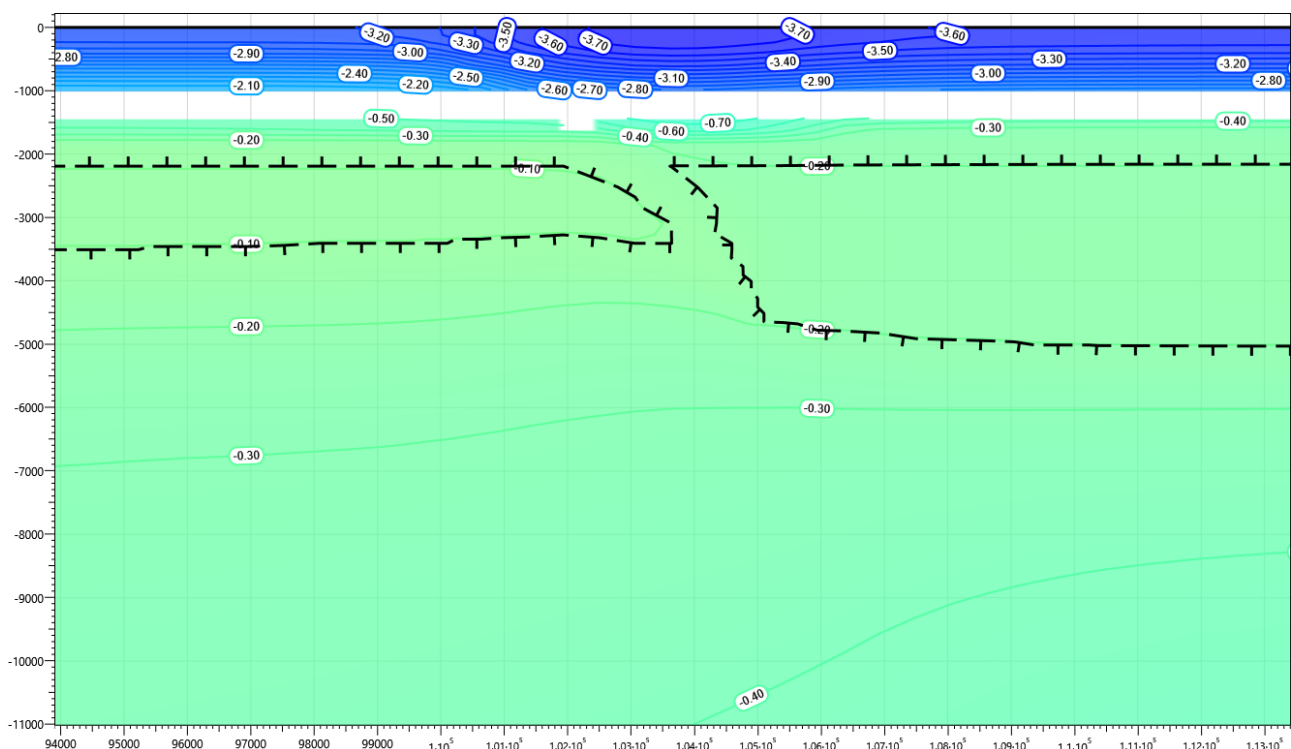


Рисунок В.153 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

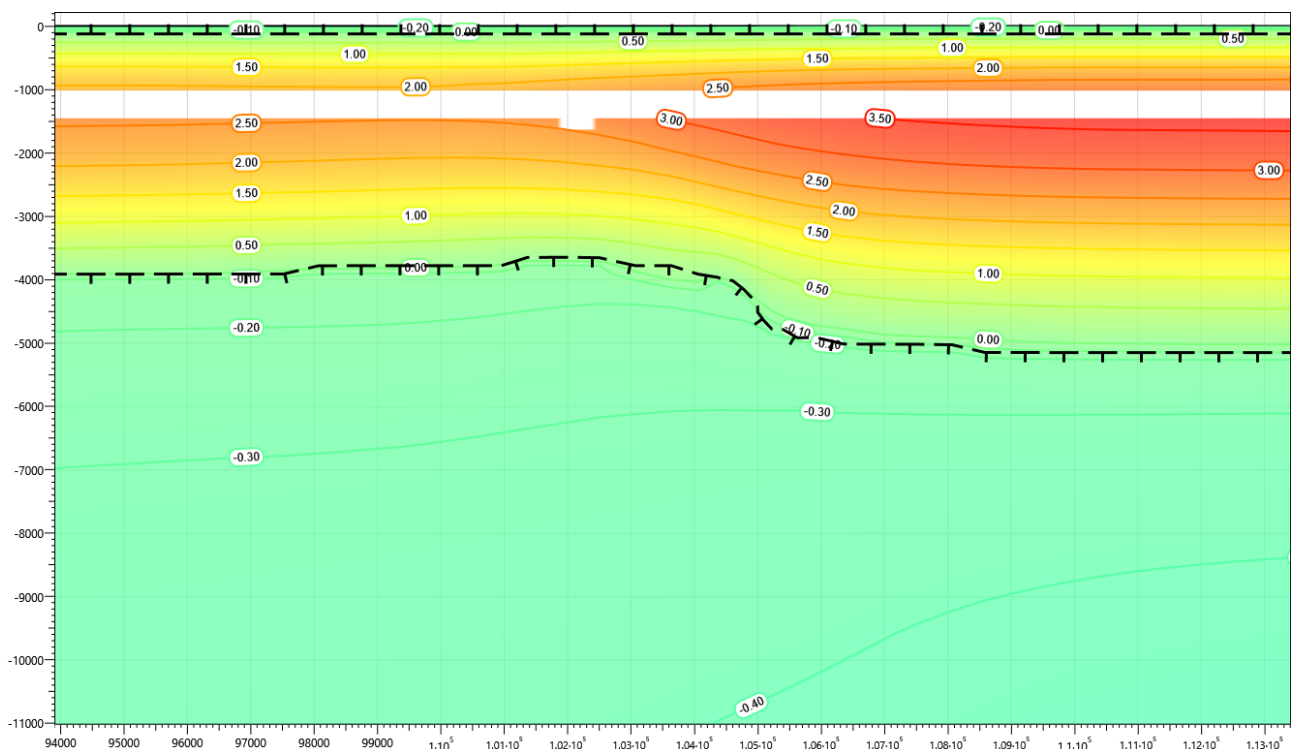


Рисунок В.154 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода с теплоизоляцией в районе ПК82+00 – ПК84+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

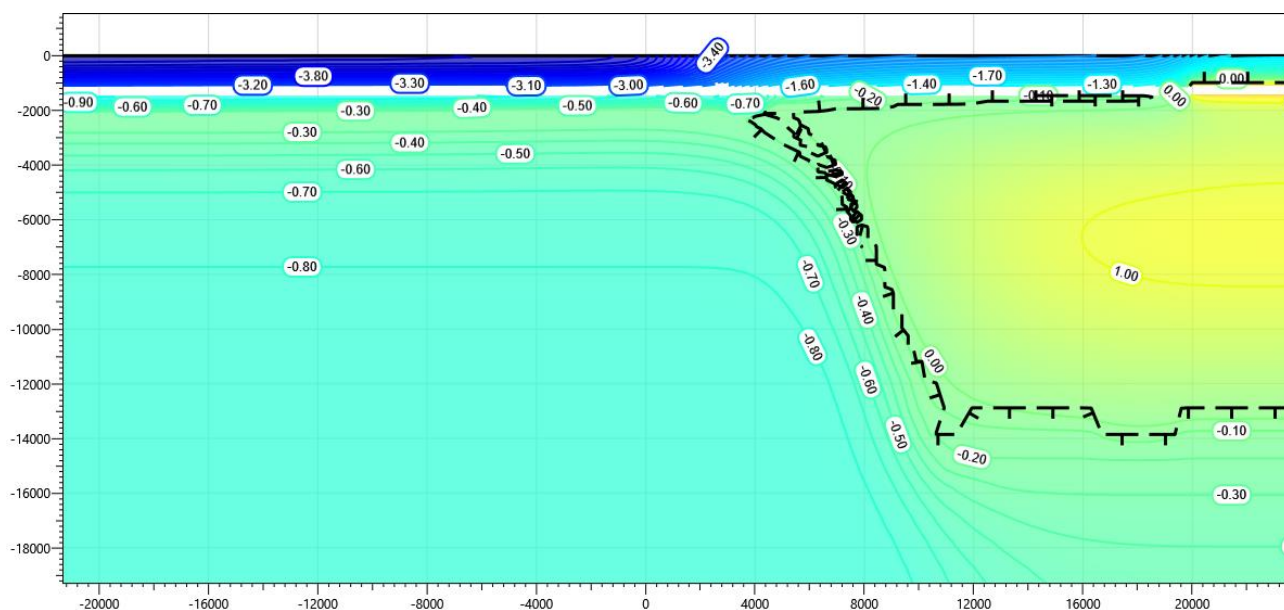


Рисунок В.155 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

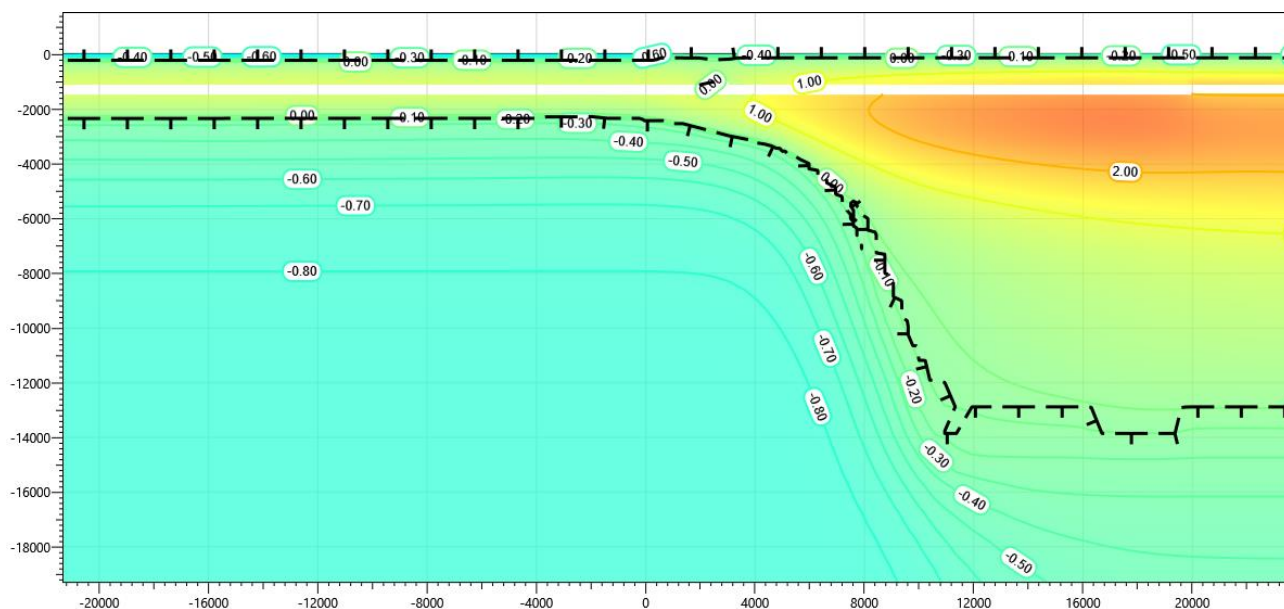


Рисунок В.156 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

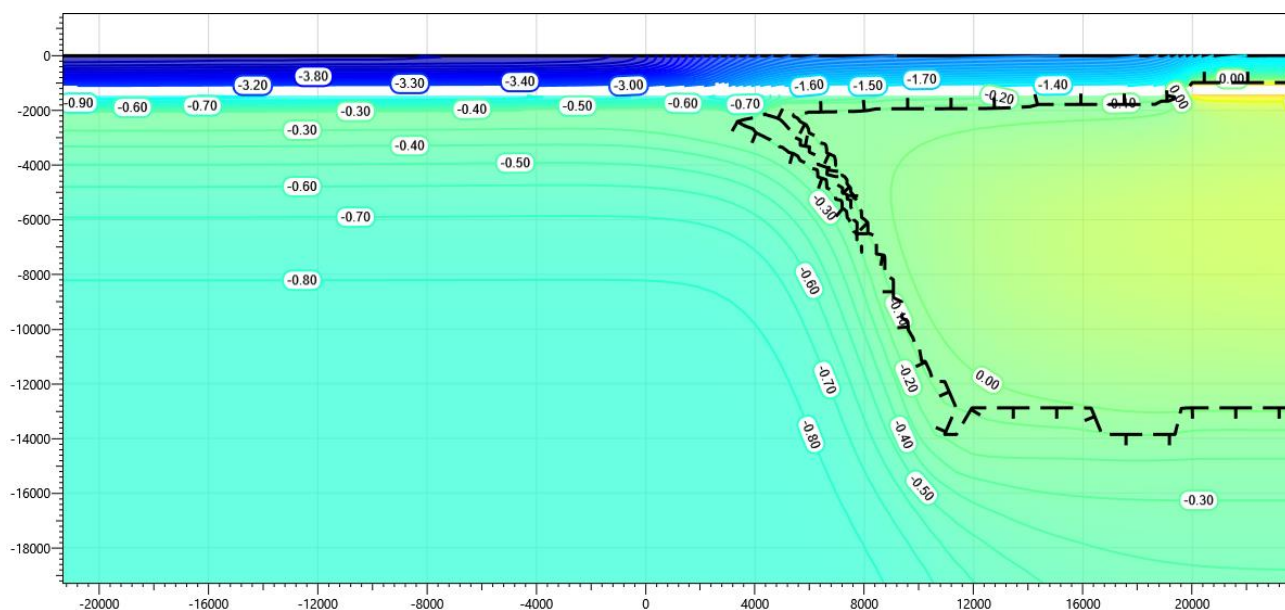


Рисунок В.157 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

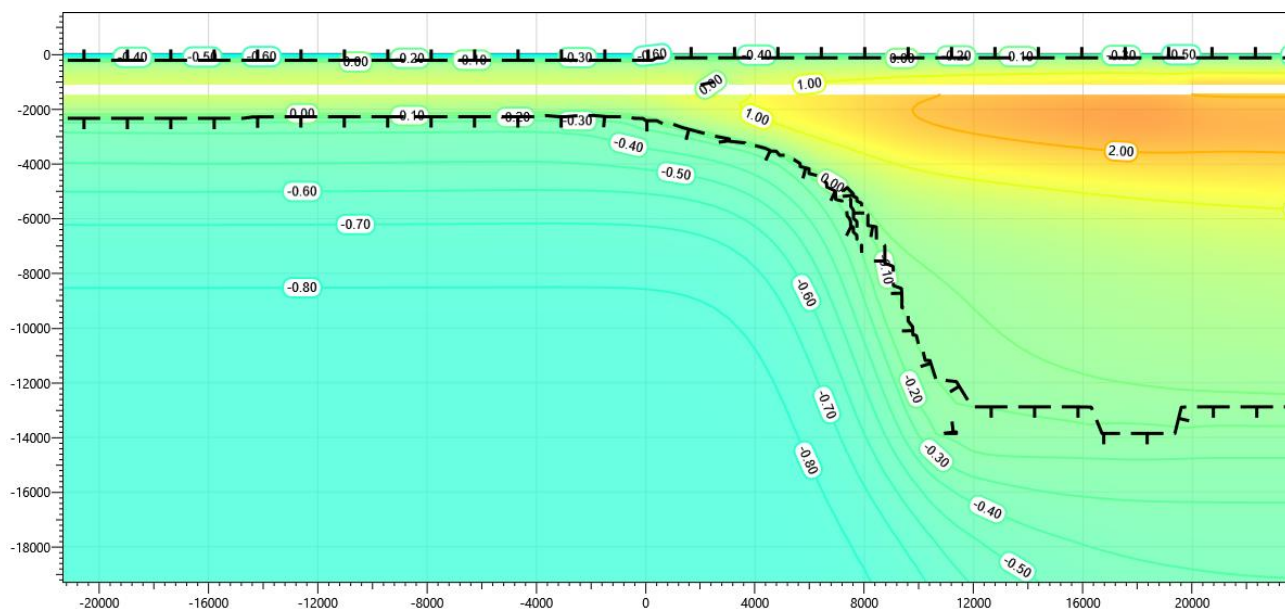


Рисунок В.158 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

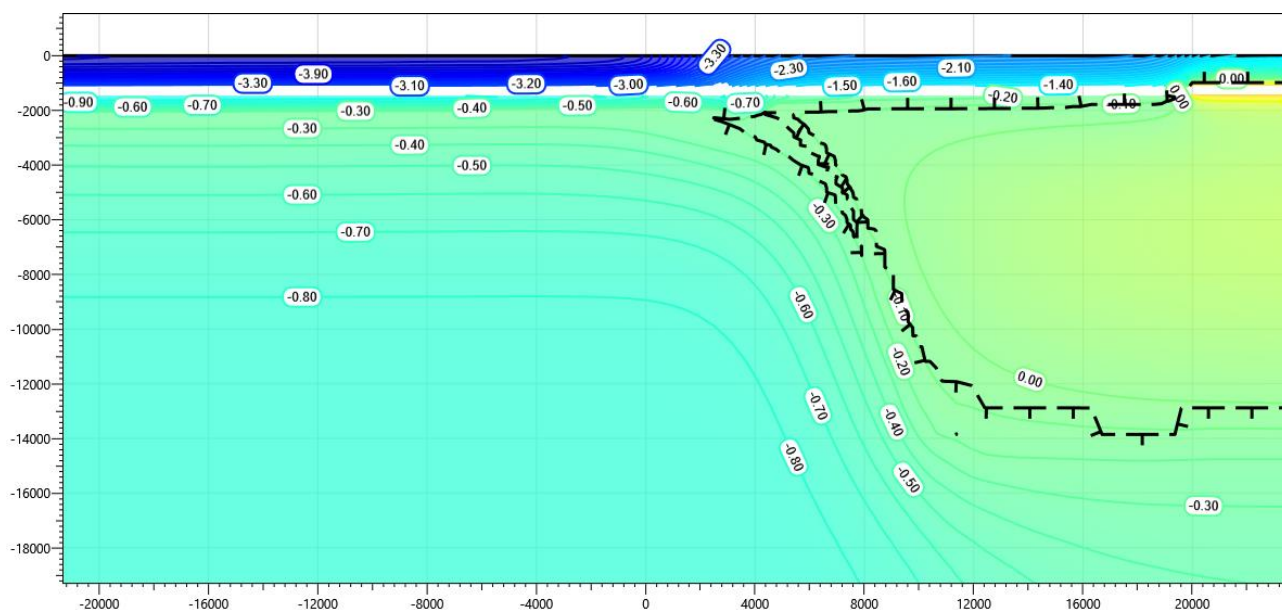


Рисунок В.159 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

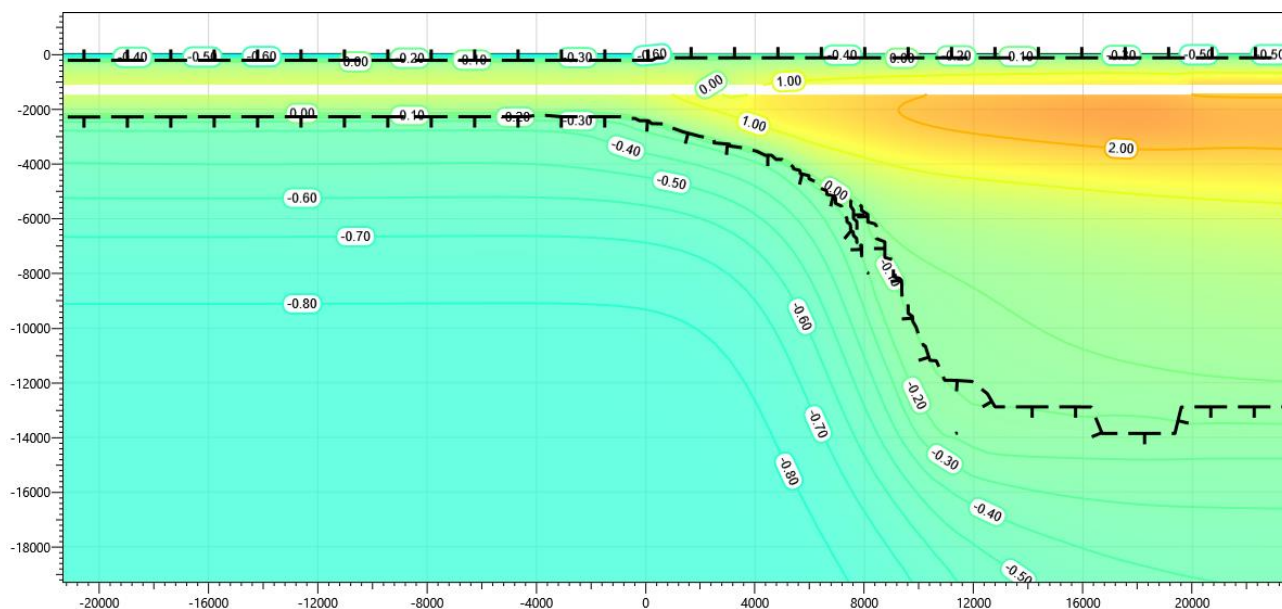


Рисунок В.160 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

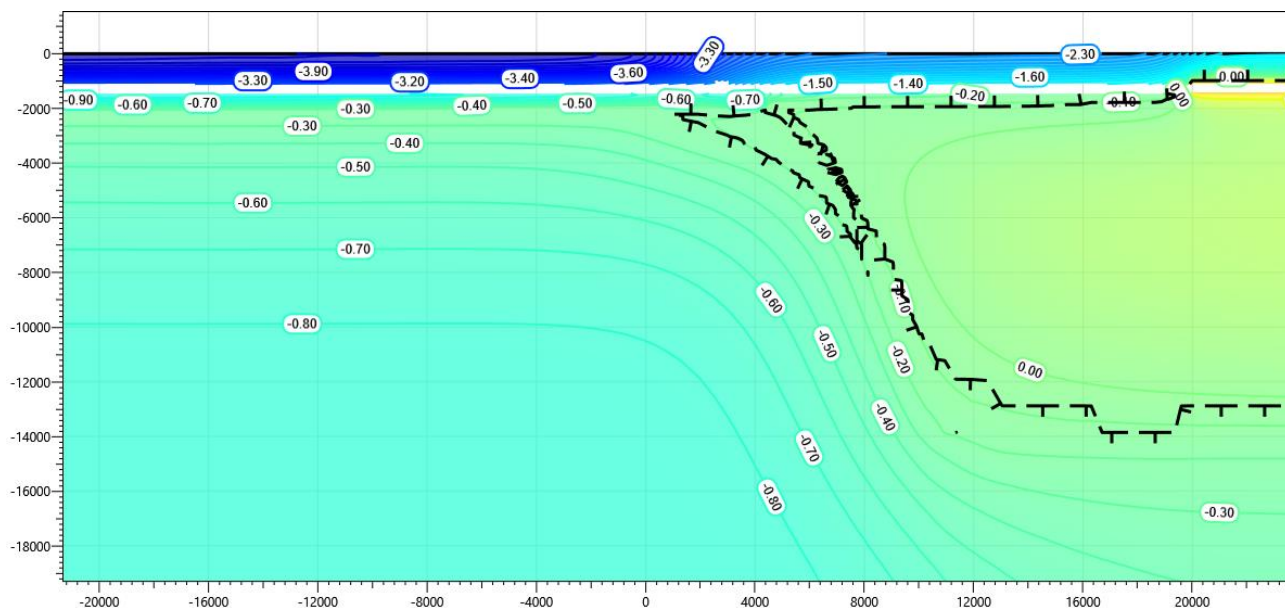


Рисунок В.161 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

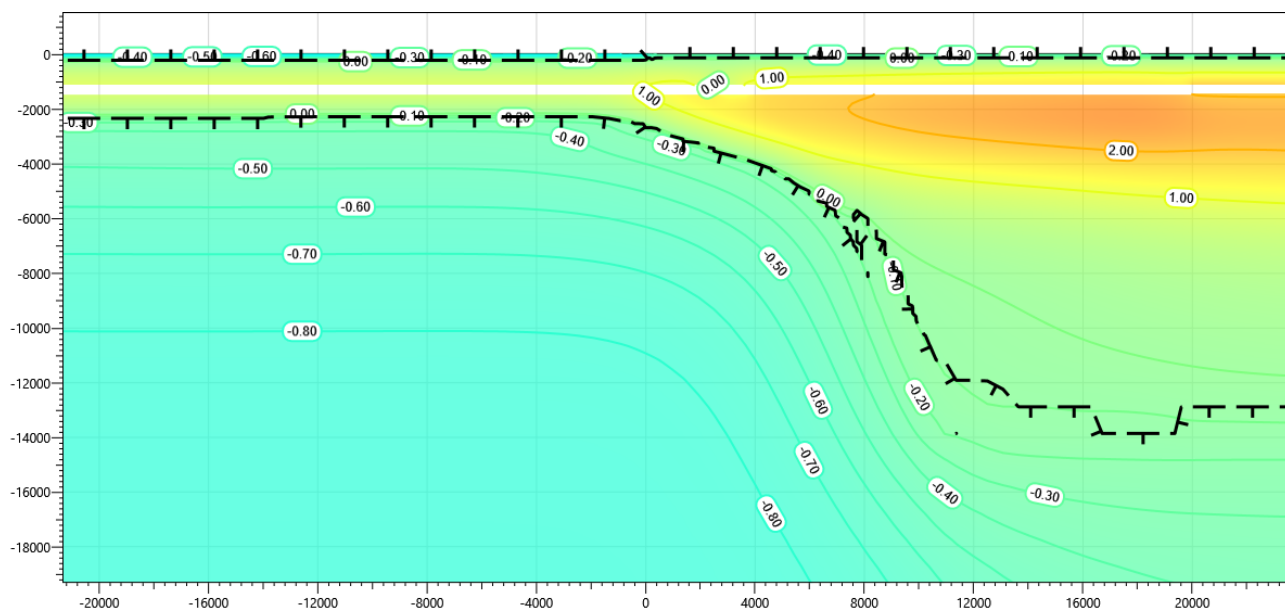


Рисунок В.162 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

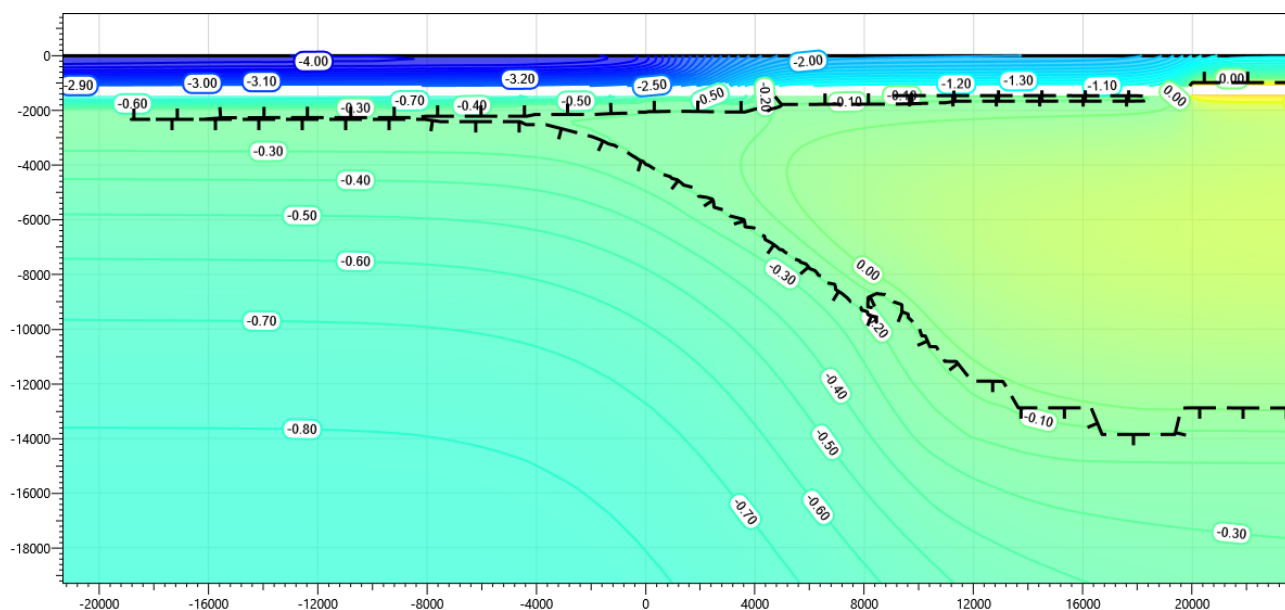


Рисунок В.165 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

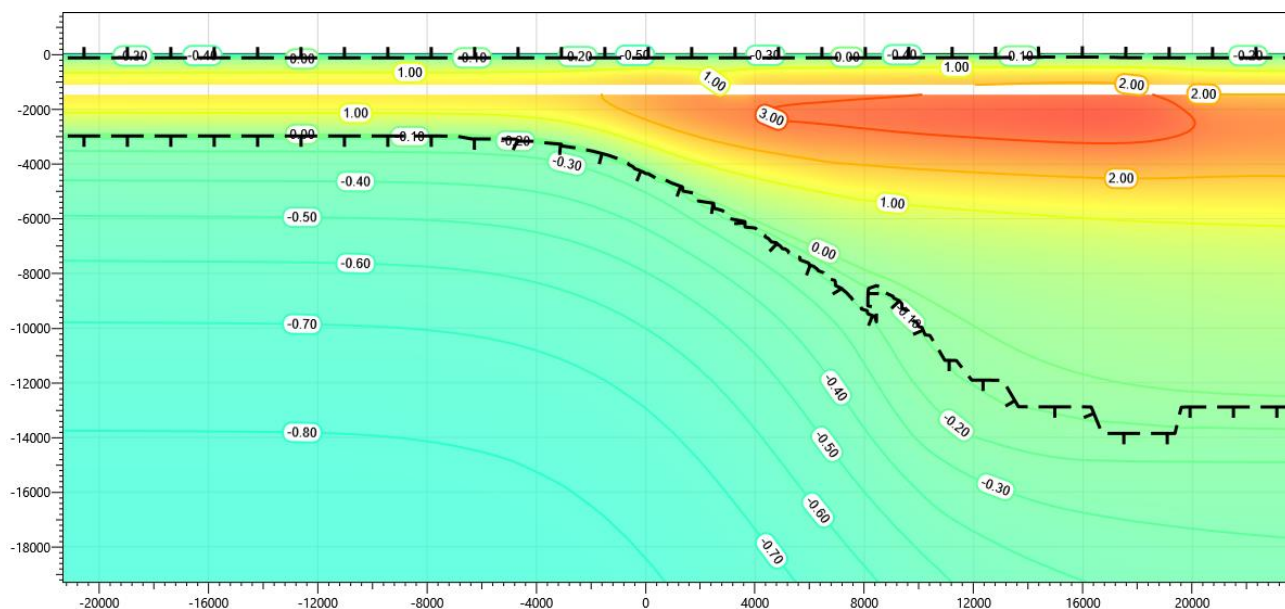


Рисунок В.166 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

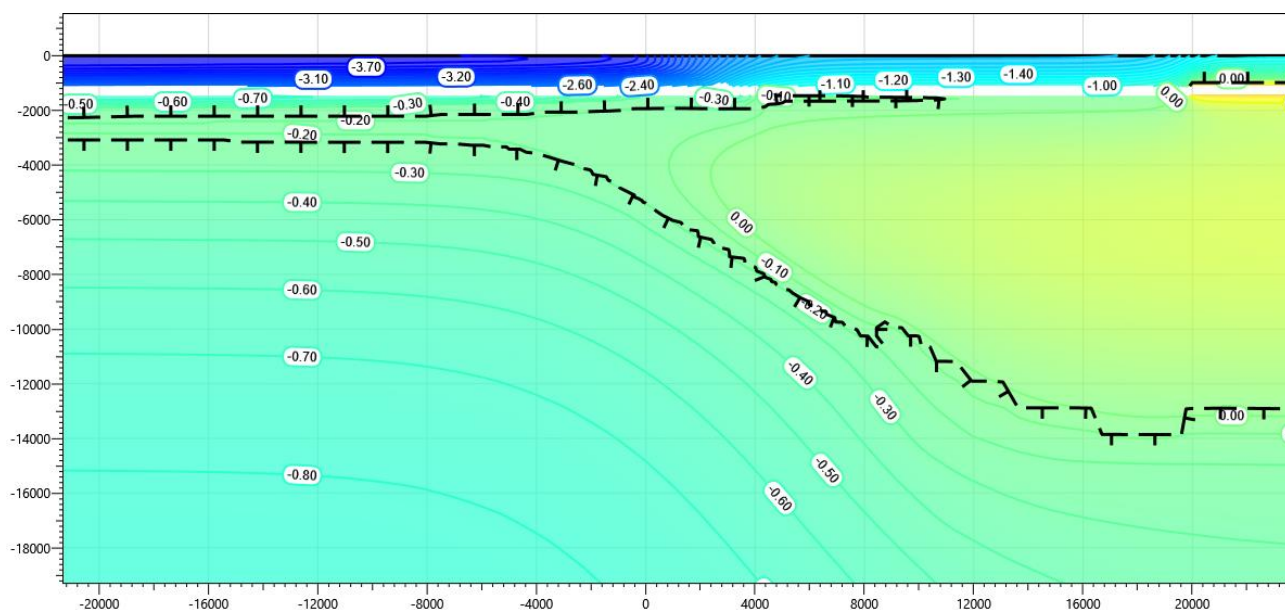


Рисунок В.167 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

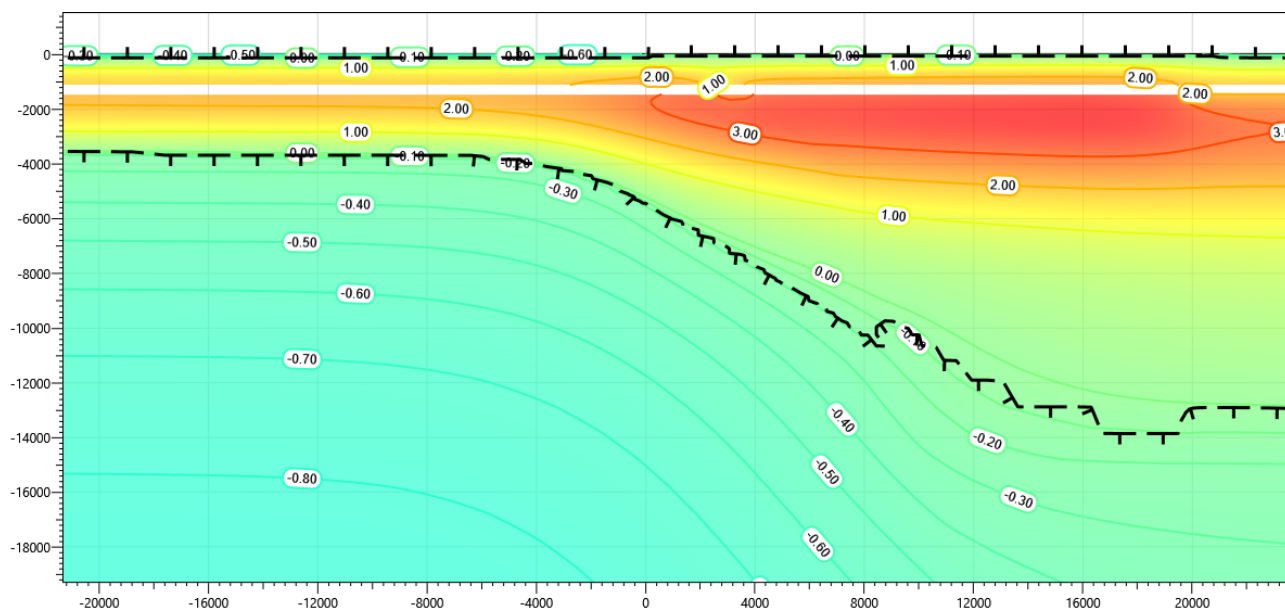


Рисунок В.168 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода без теплоизоляции в районе ПК22+00 – ПК23+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

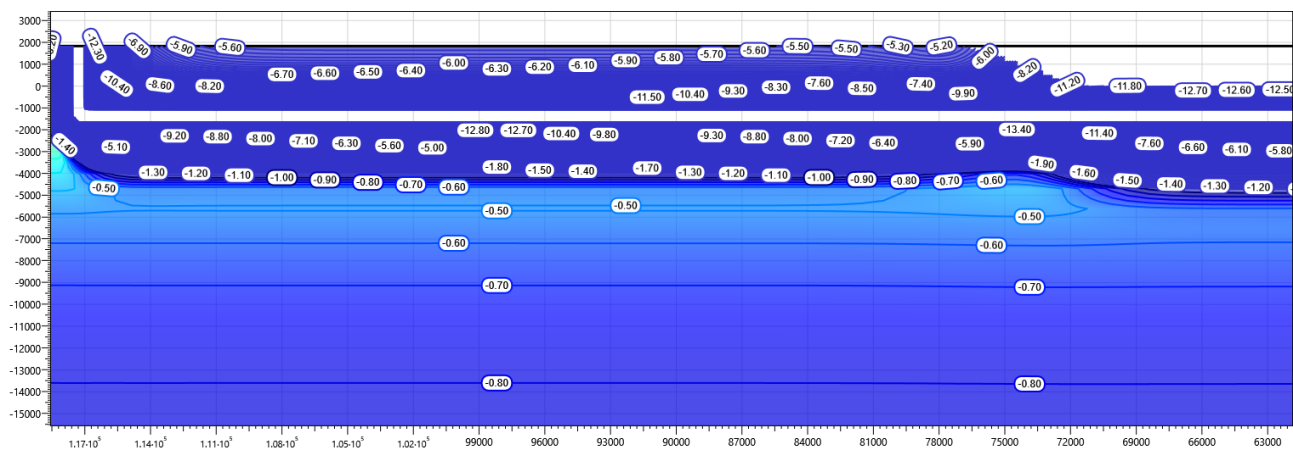


Рисунок В.169 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

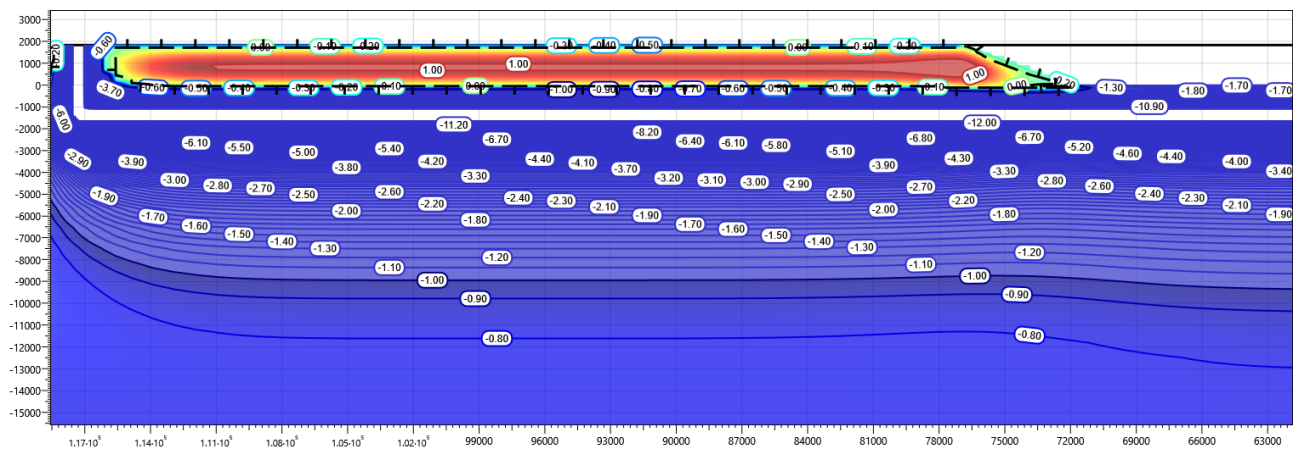


Рисунок В.170 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

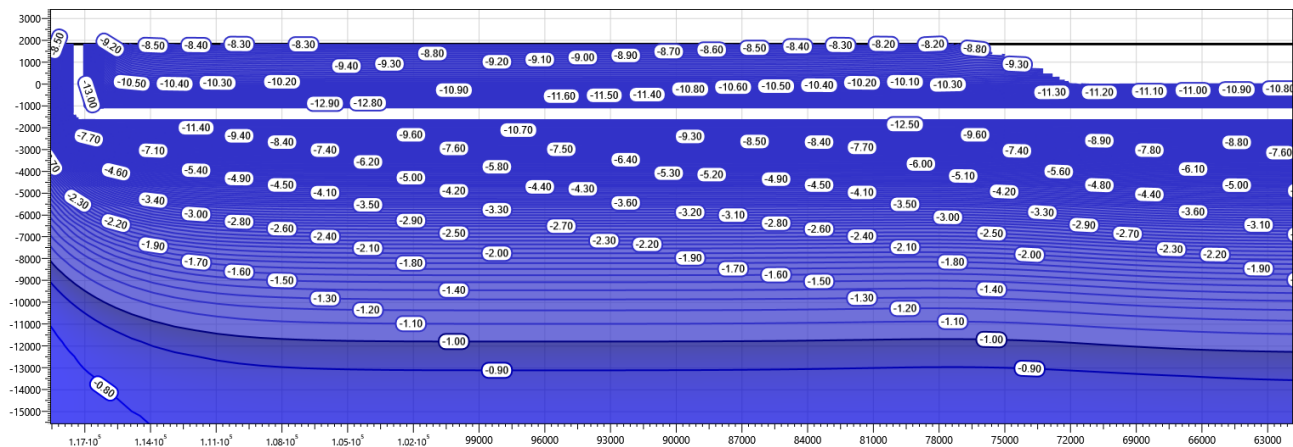


Рисунок В.171 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

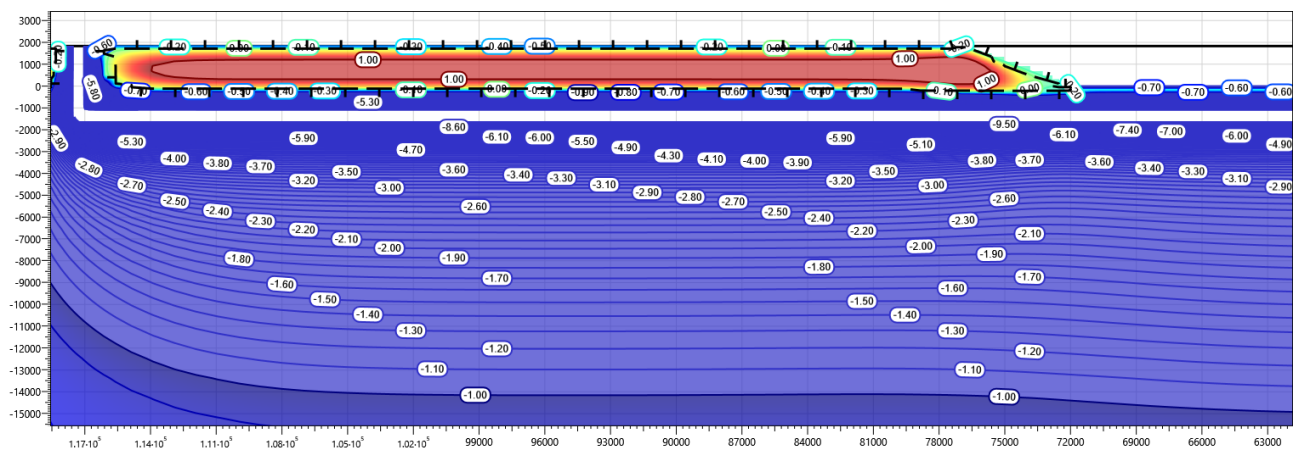


Рисунок В.172 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

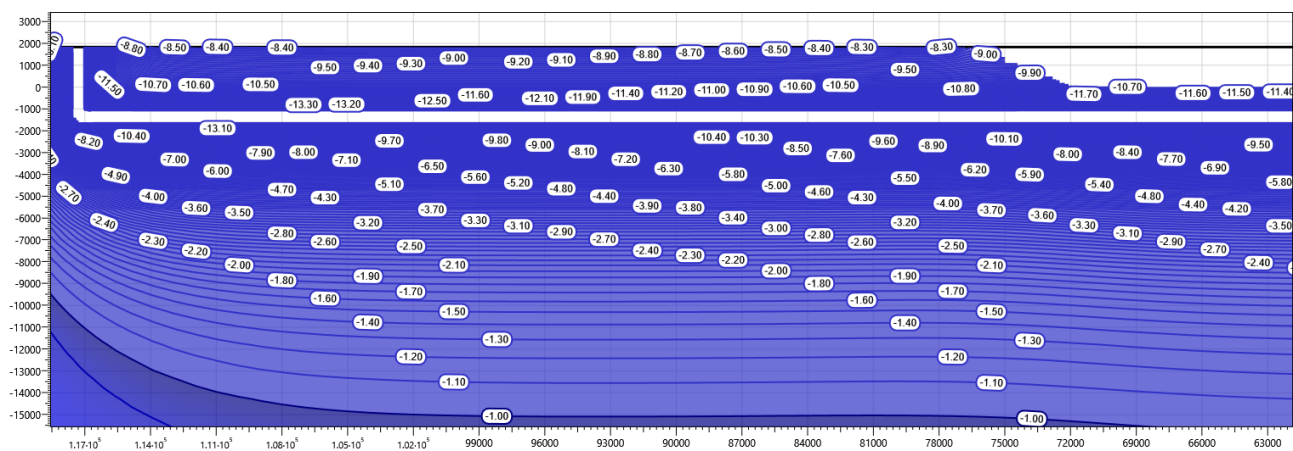


Рисунок В.173 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

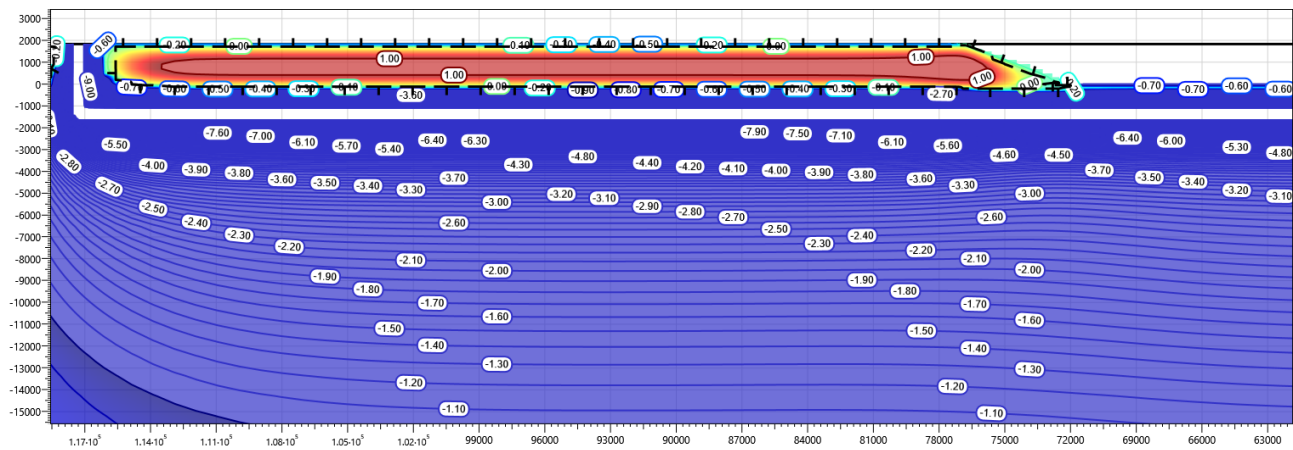


Рисунок В.174 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

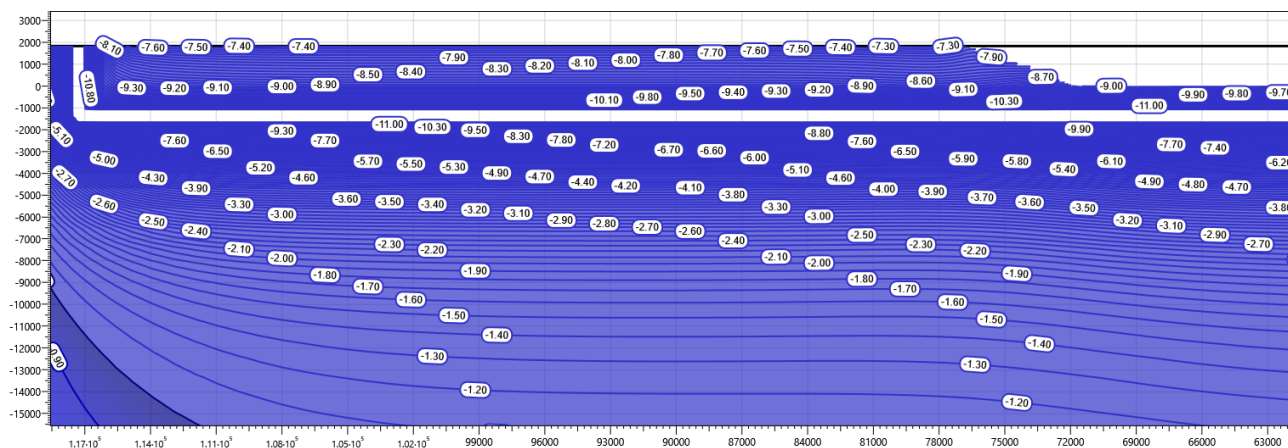


Рисунок В.175 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

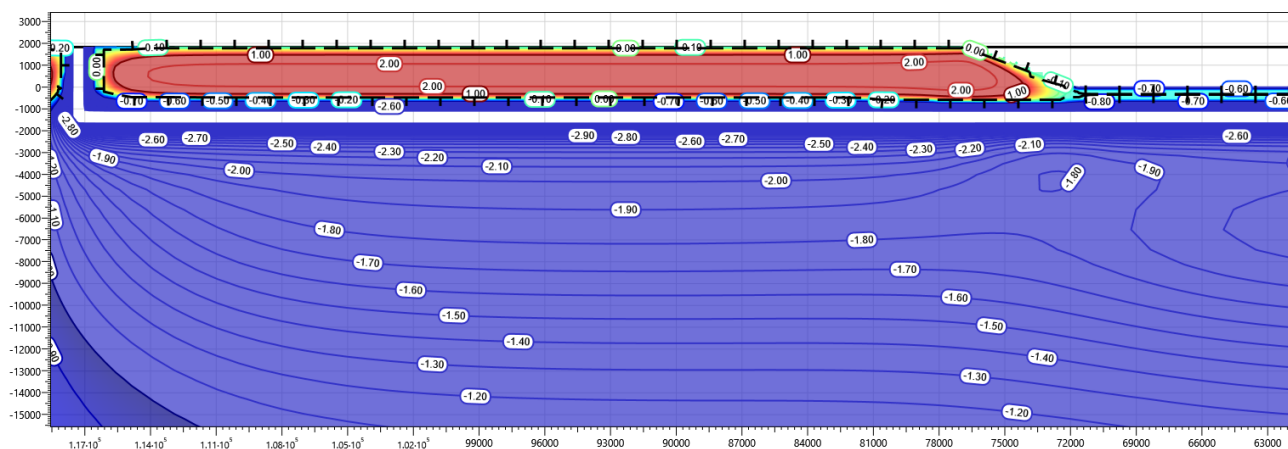


Рисунок В.176 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

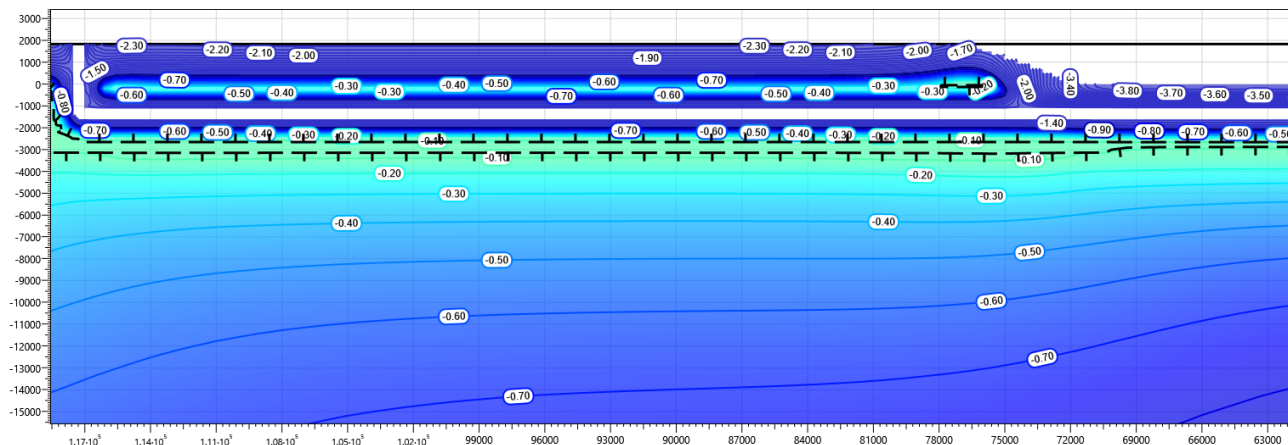


Рисунок В.177 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

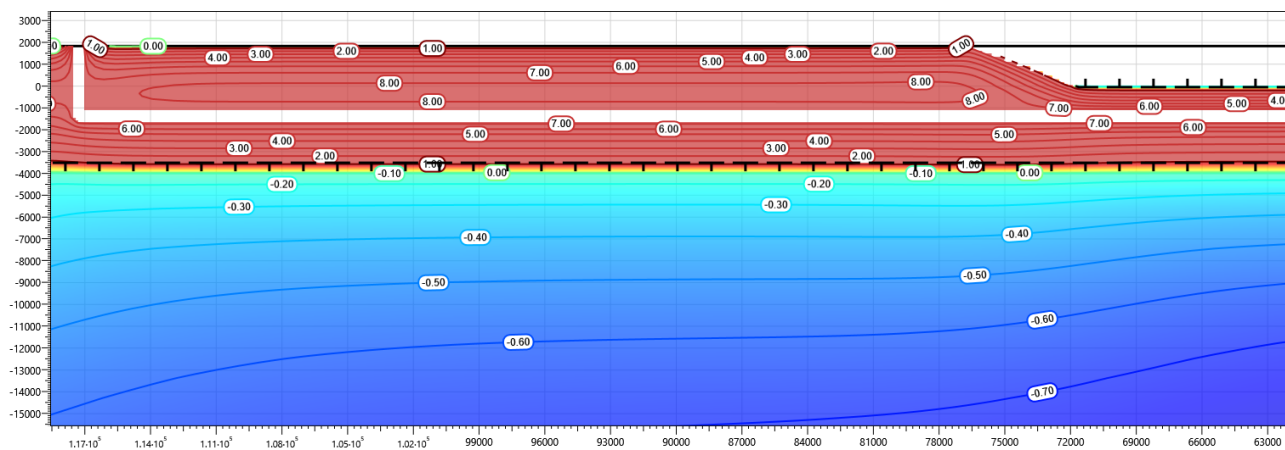


Рисунок В.178 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

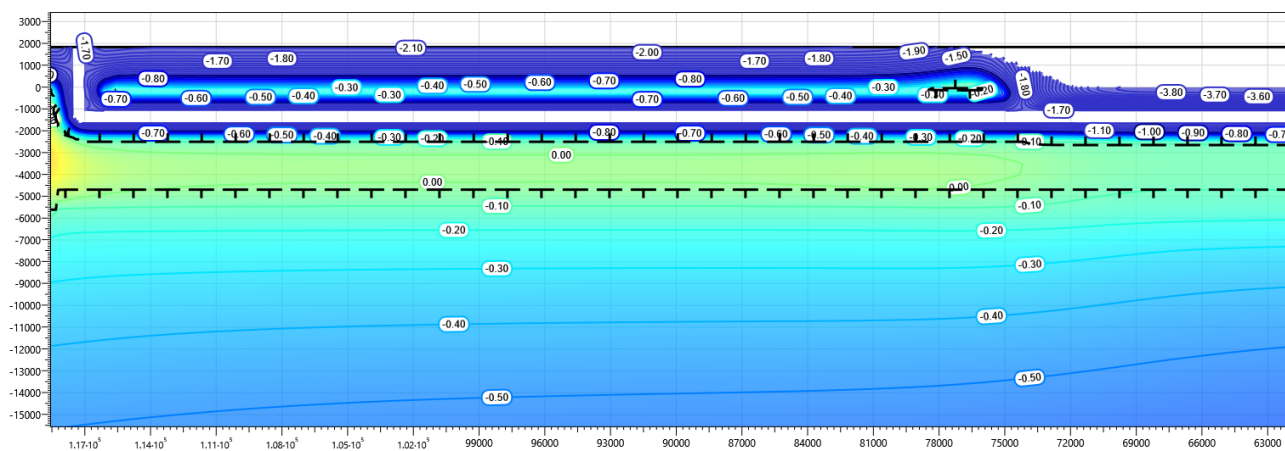


Рисунок В.179 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

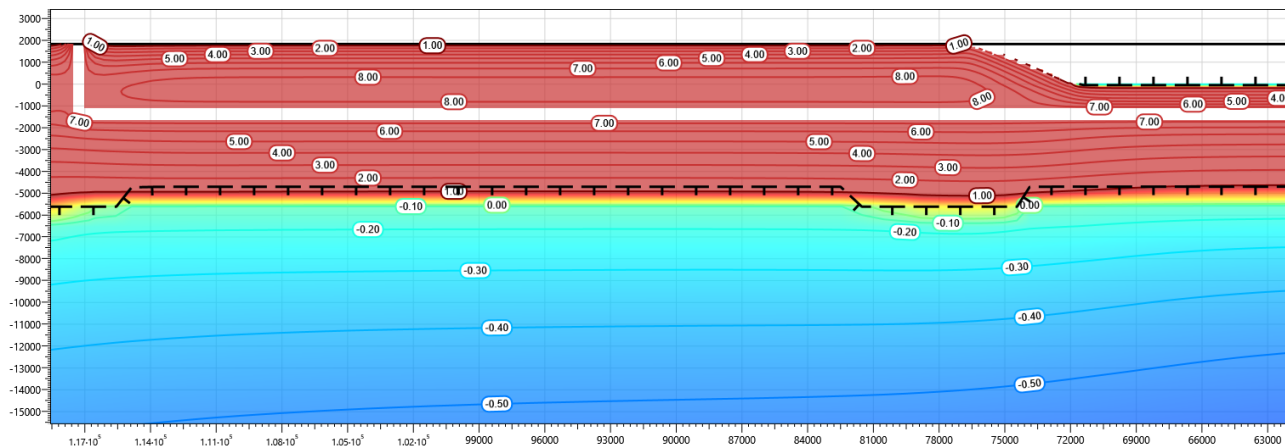


Рисунок В.180 – Температурное распределение в районе участка трубопровода УПНГ в районе скважины 3020д. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

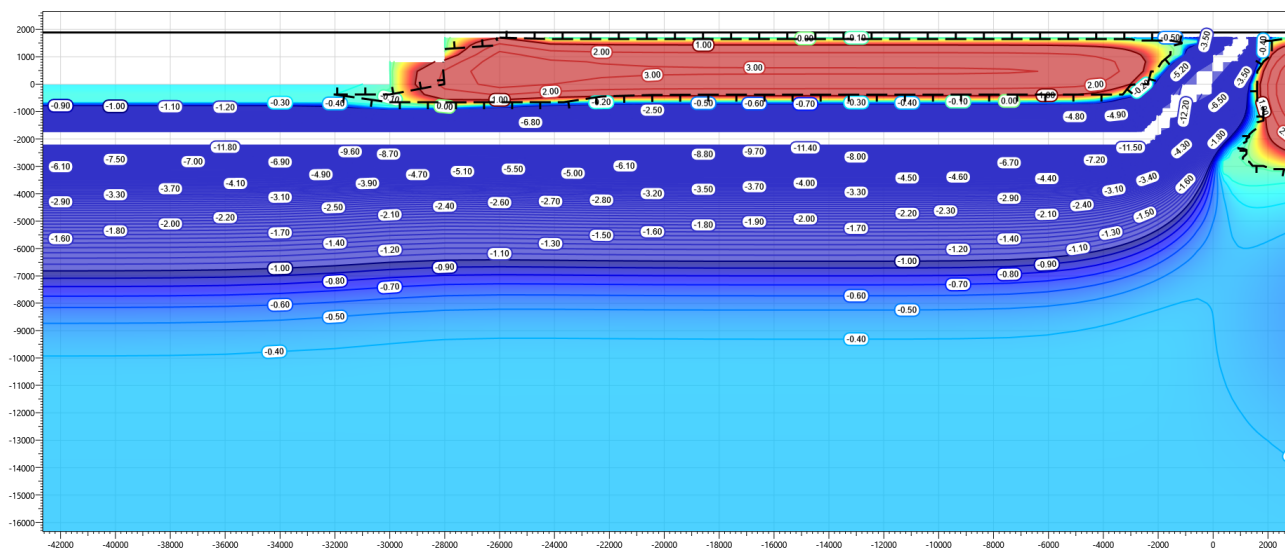


Рисунок В.184 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

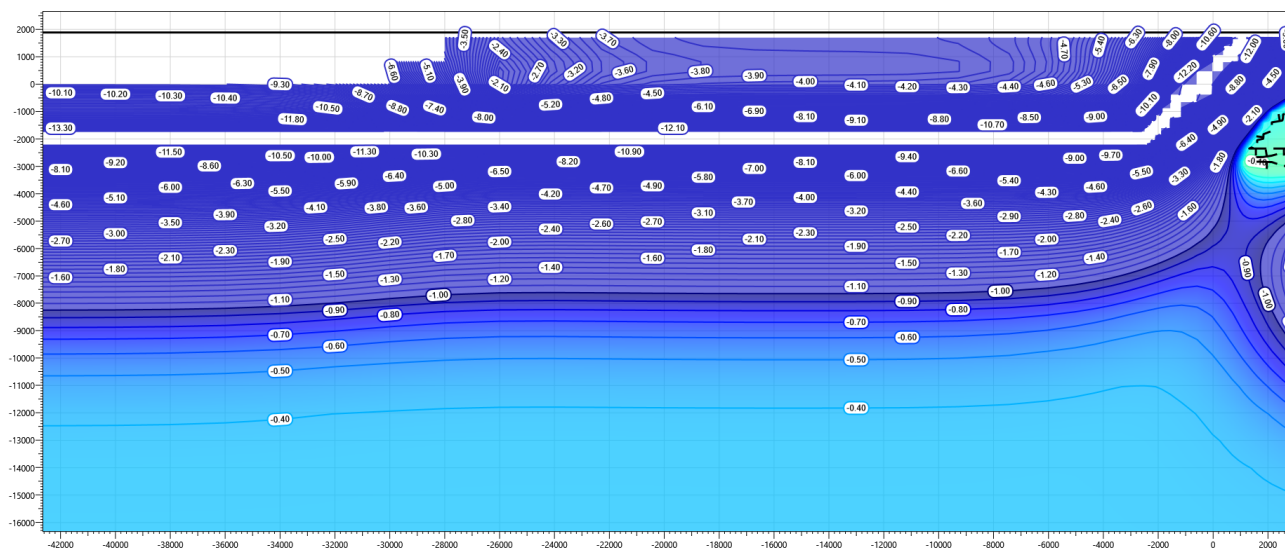


Рисунок В.185 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

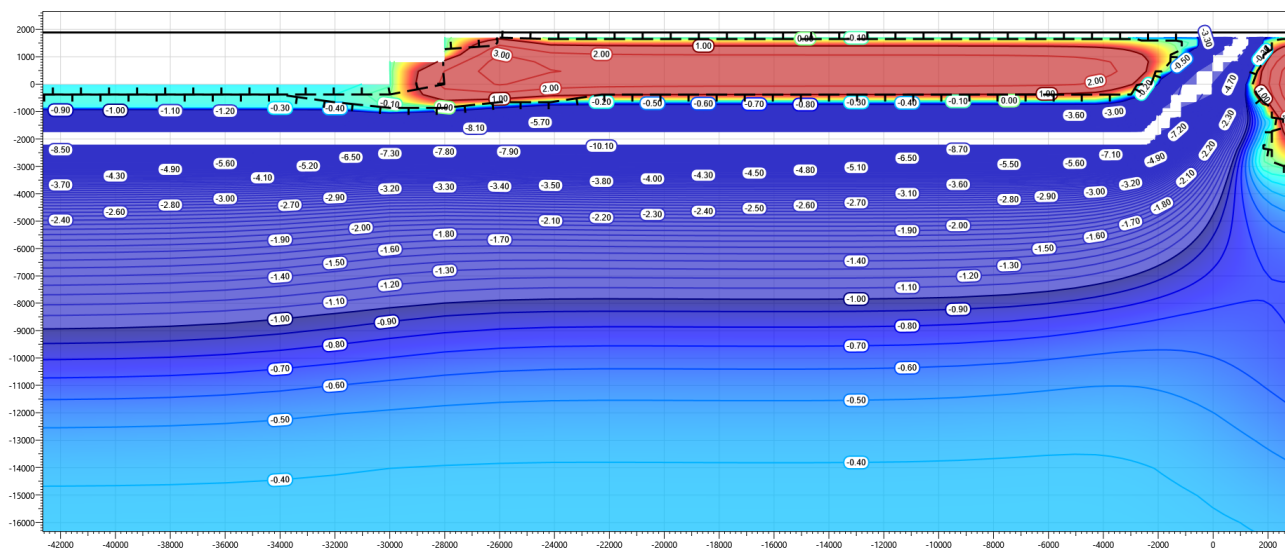


Рисунок В.186 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

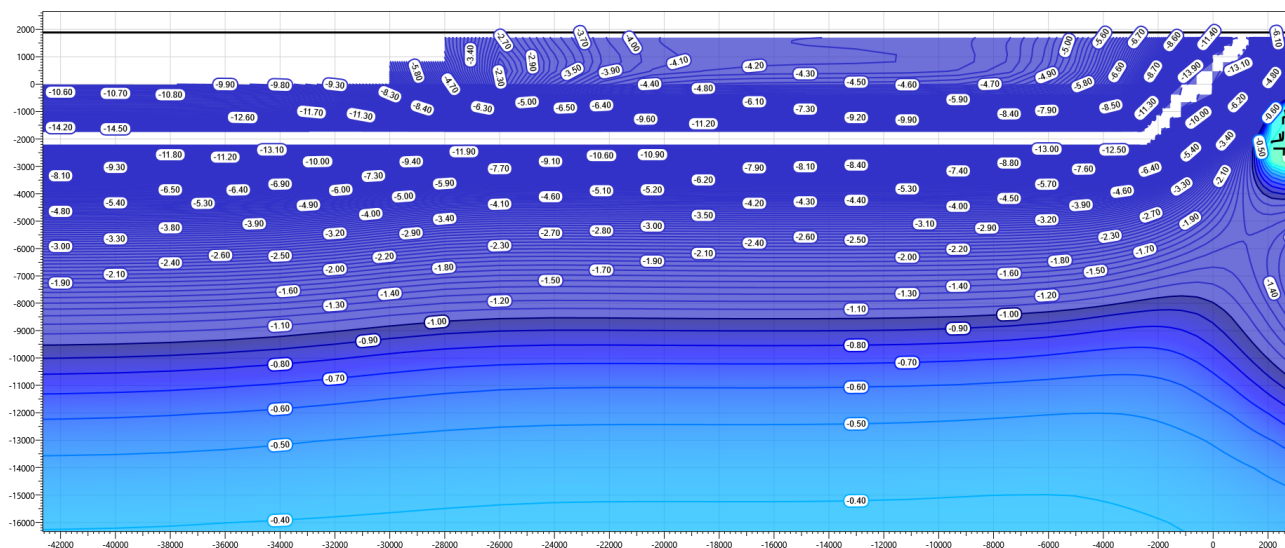


Рисунок В.187 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

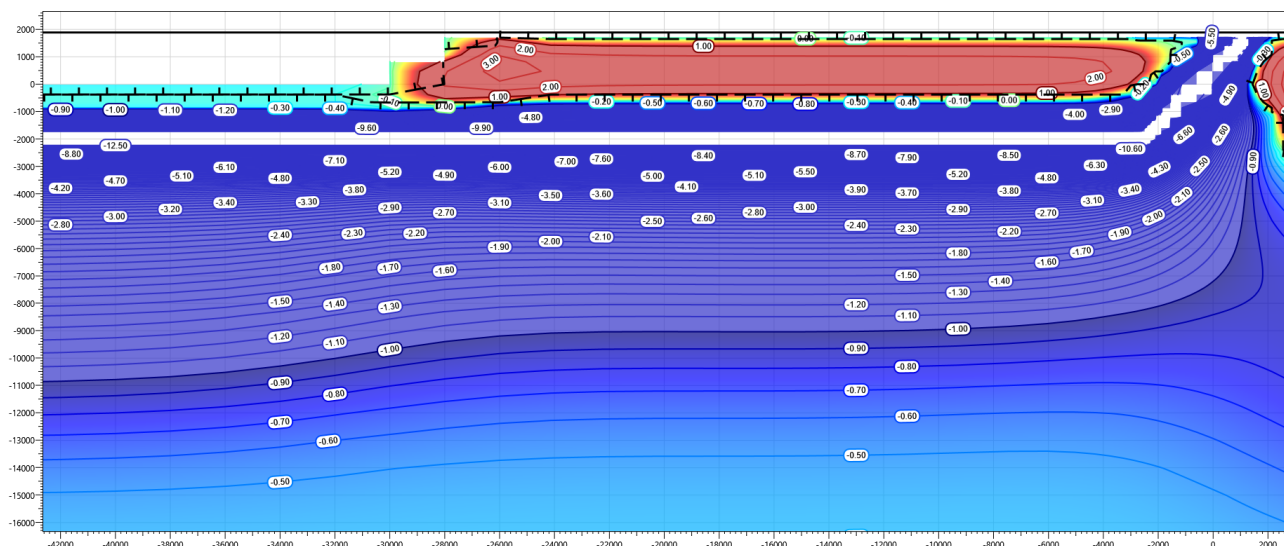


Рисунок В.188 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

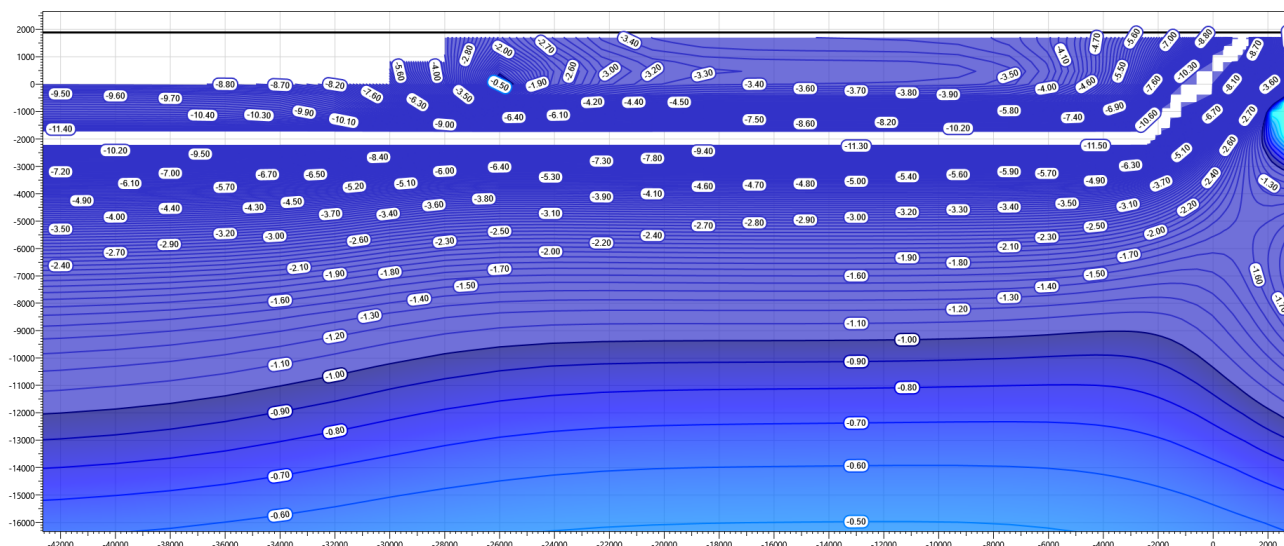


Рисунок В.189 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

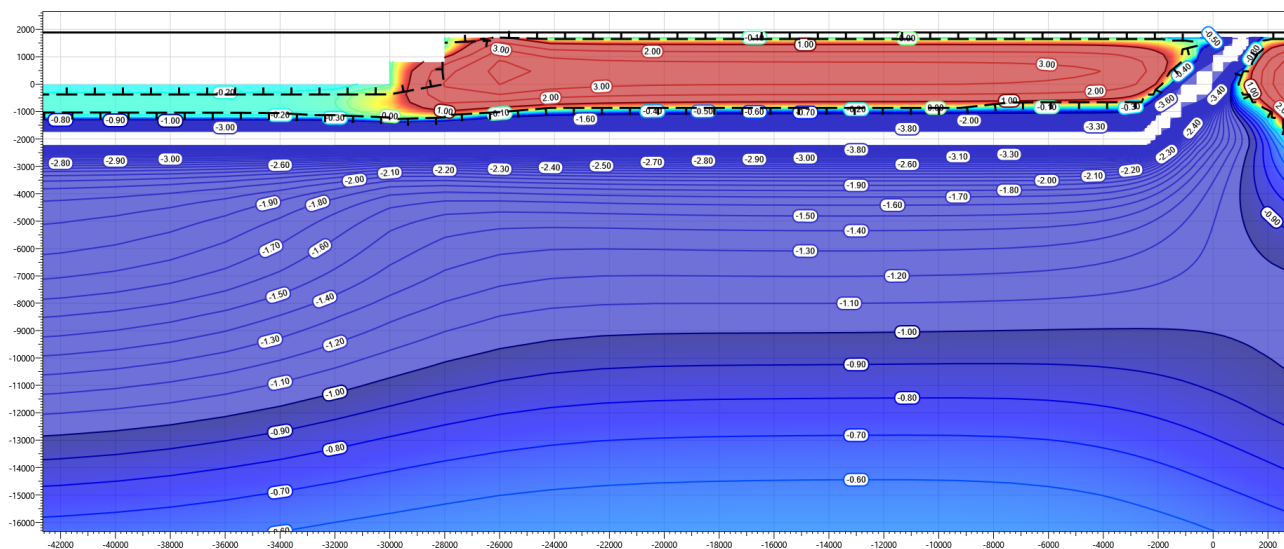


Рисунок В.190 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

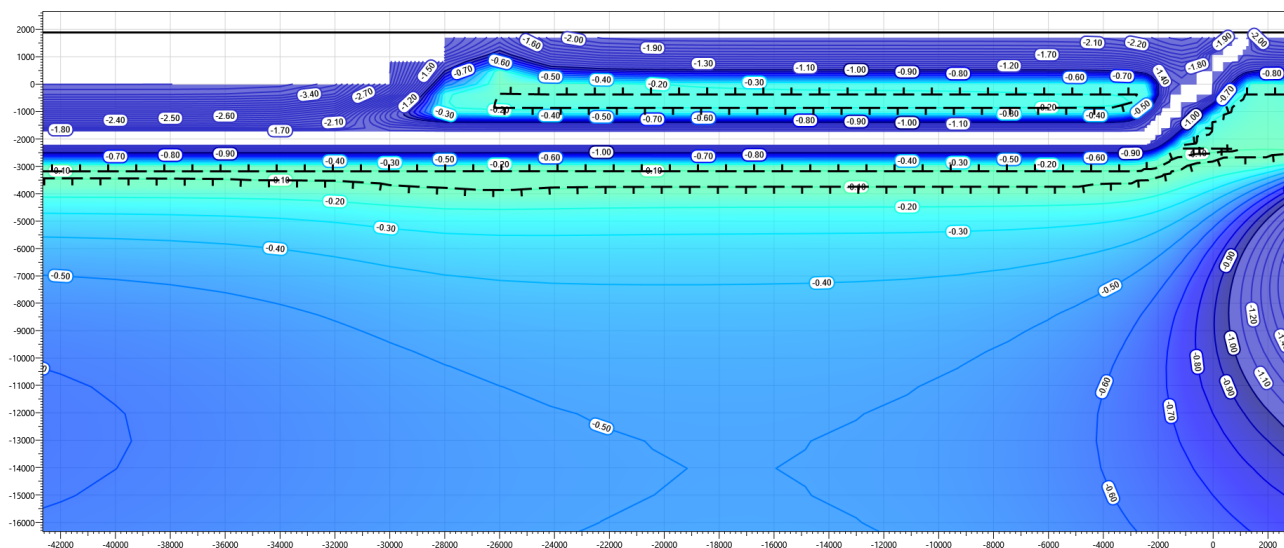


Рисунок В.191 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

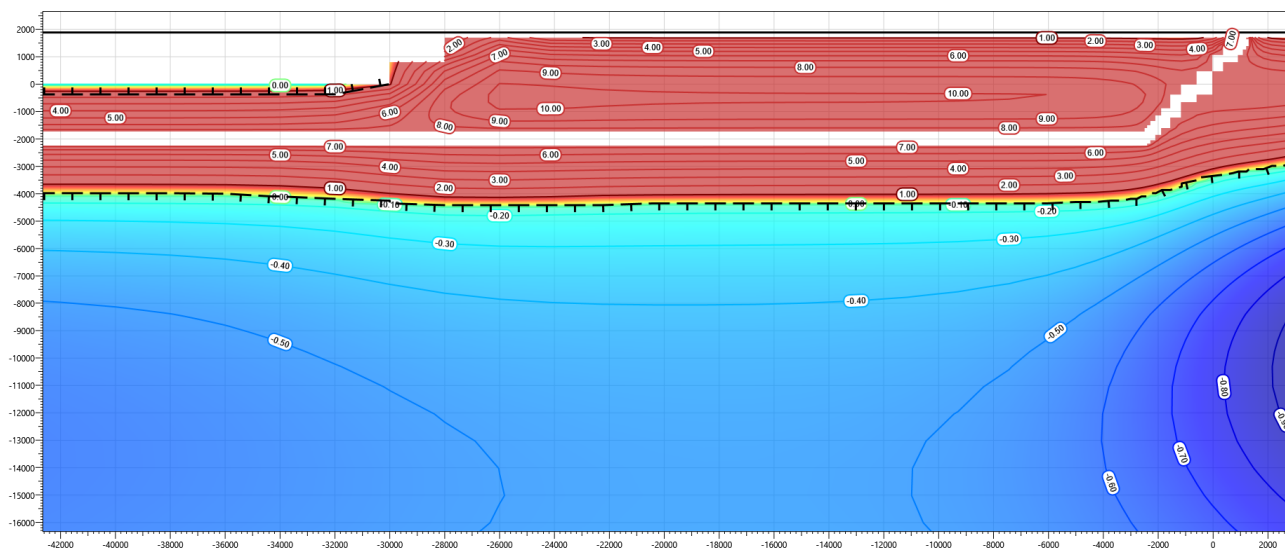


Рисунок В.192 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

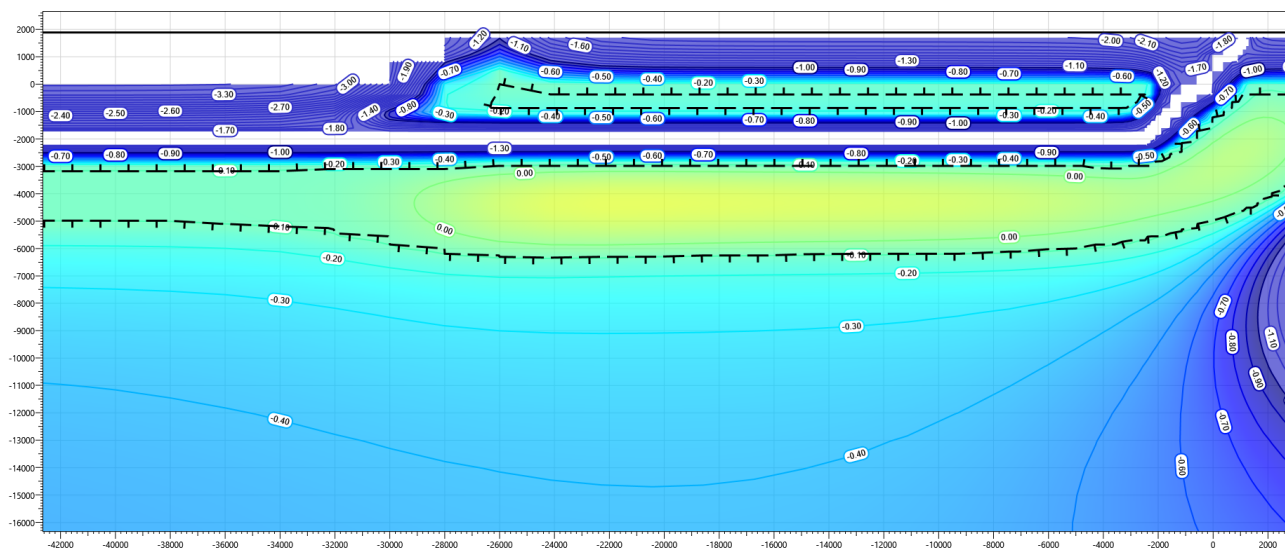


Рисунок В.193 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

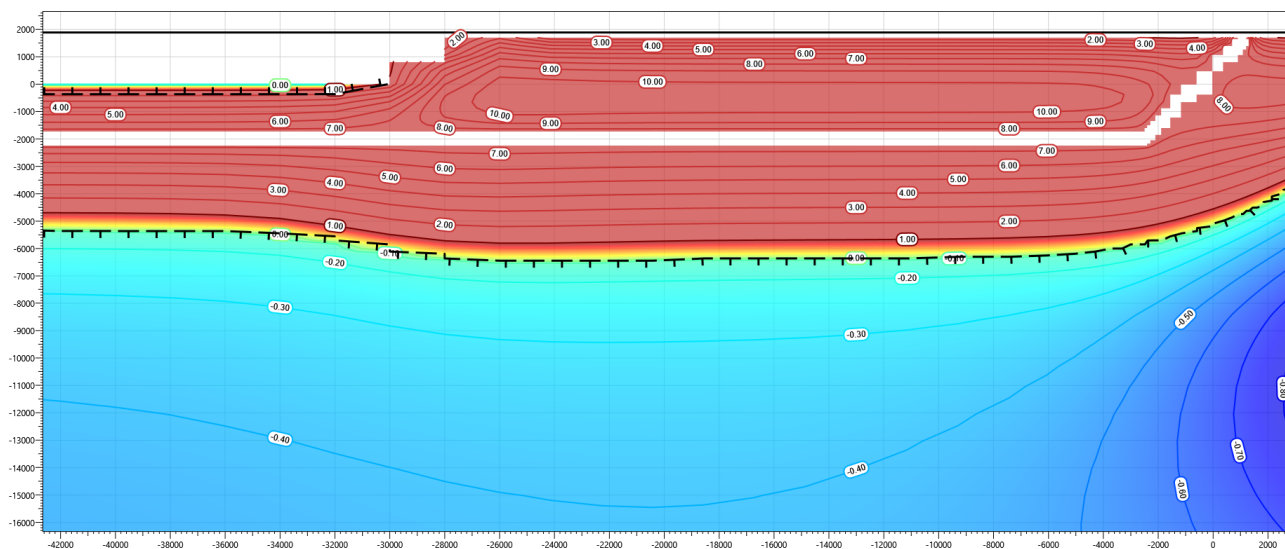


Рисунок В.194 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

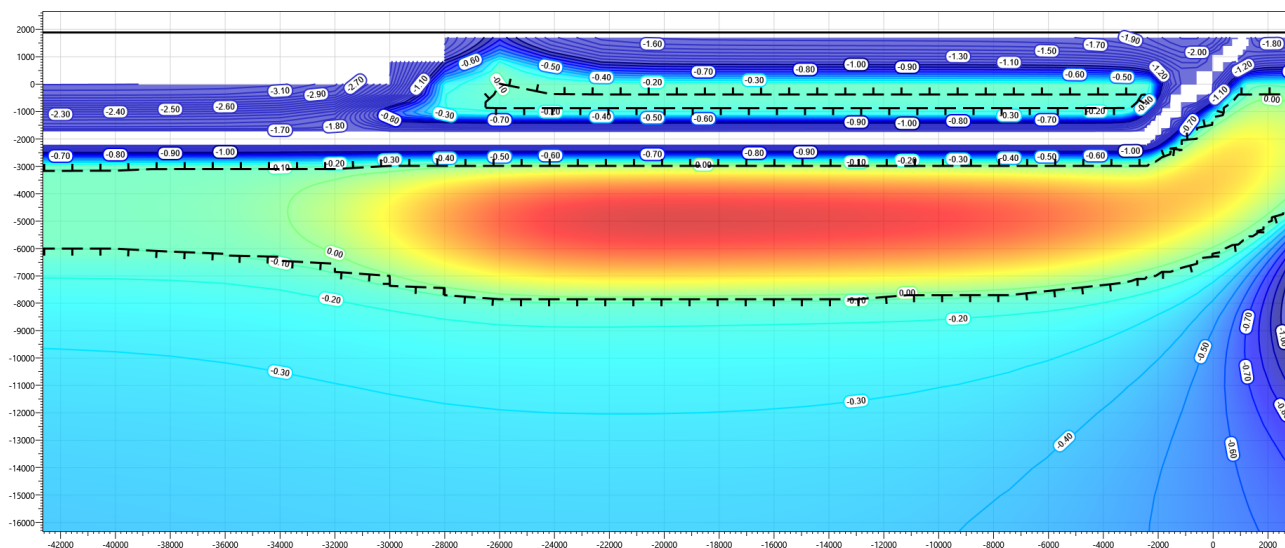


Рисунок В.195 – Температурное распределение в районе захода на совмещенную площадку СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

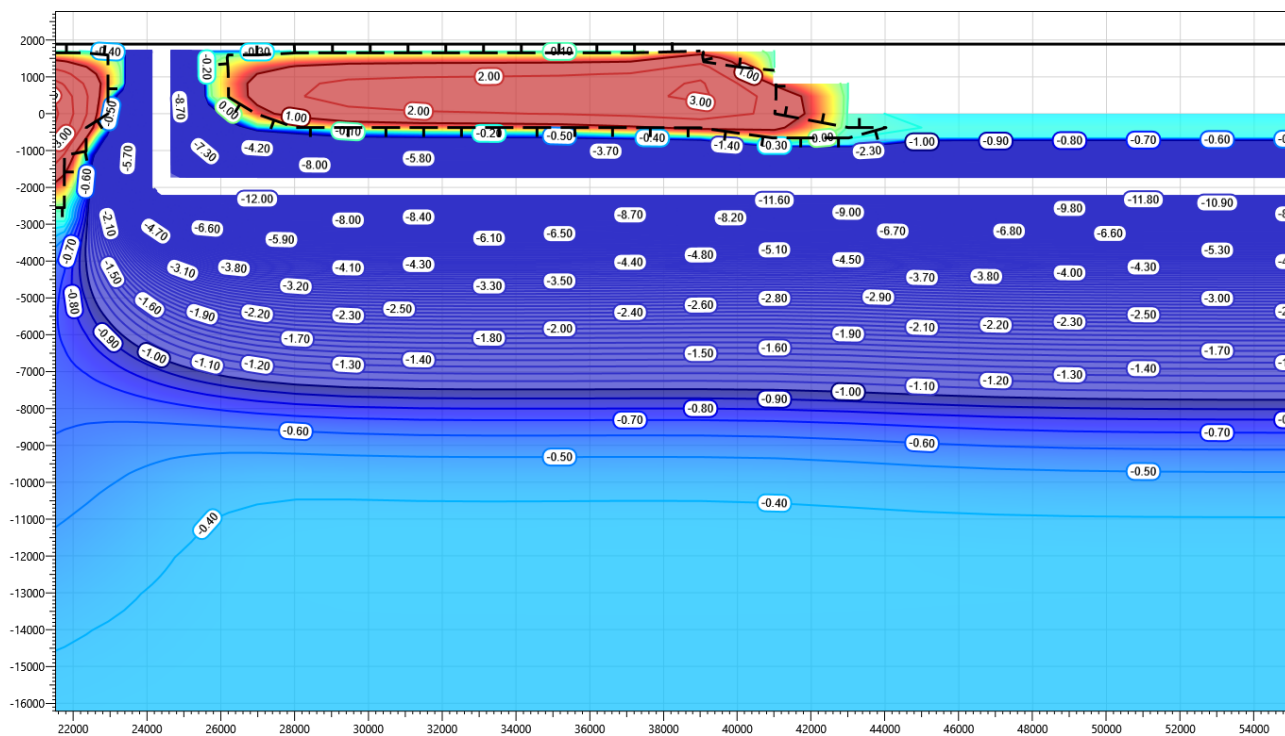


Рисунок В.198 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

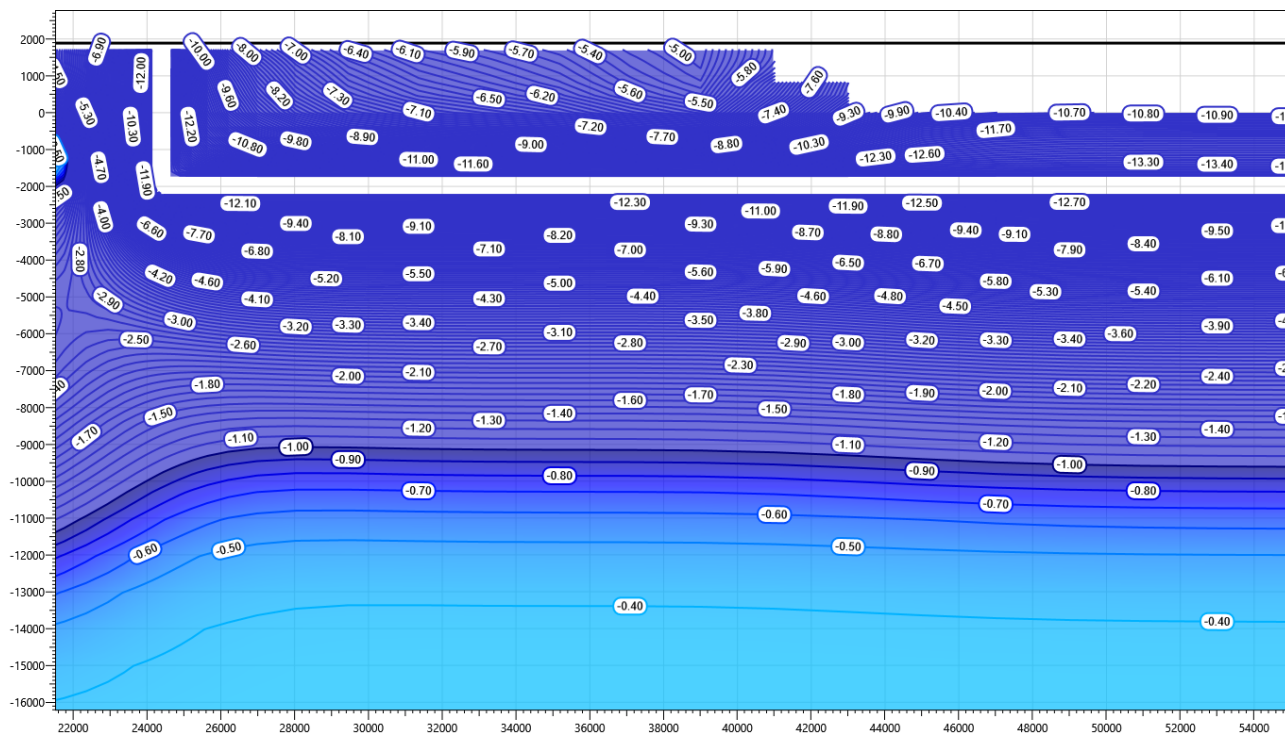


Рисунок В.199 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

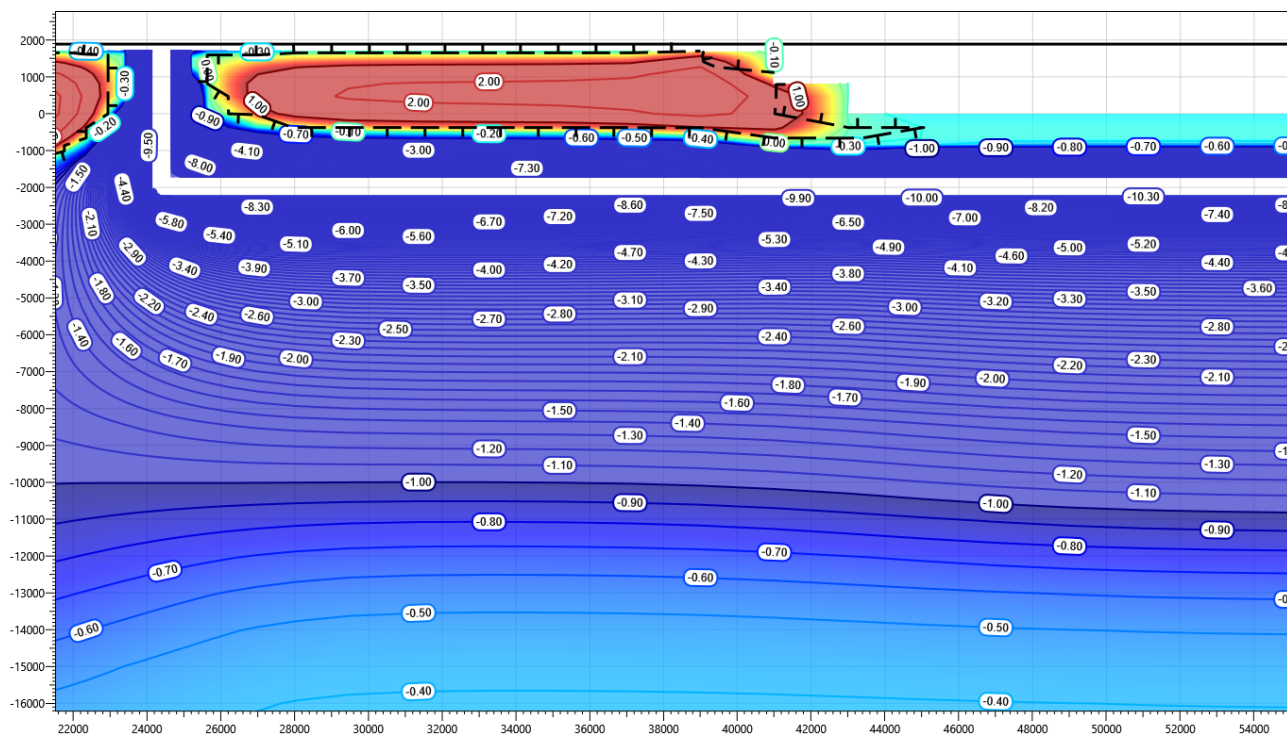


Рисунок В.200 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

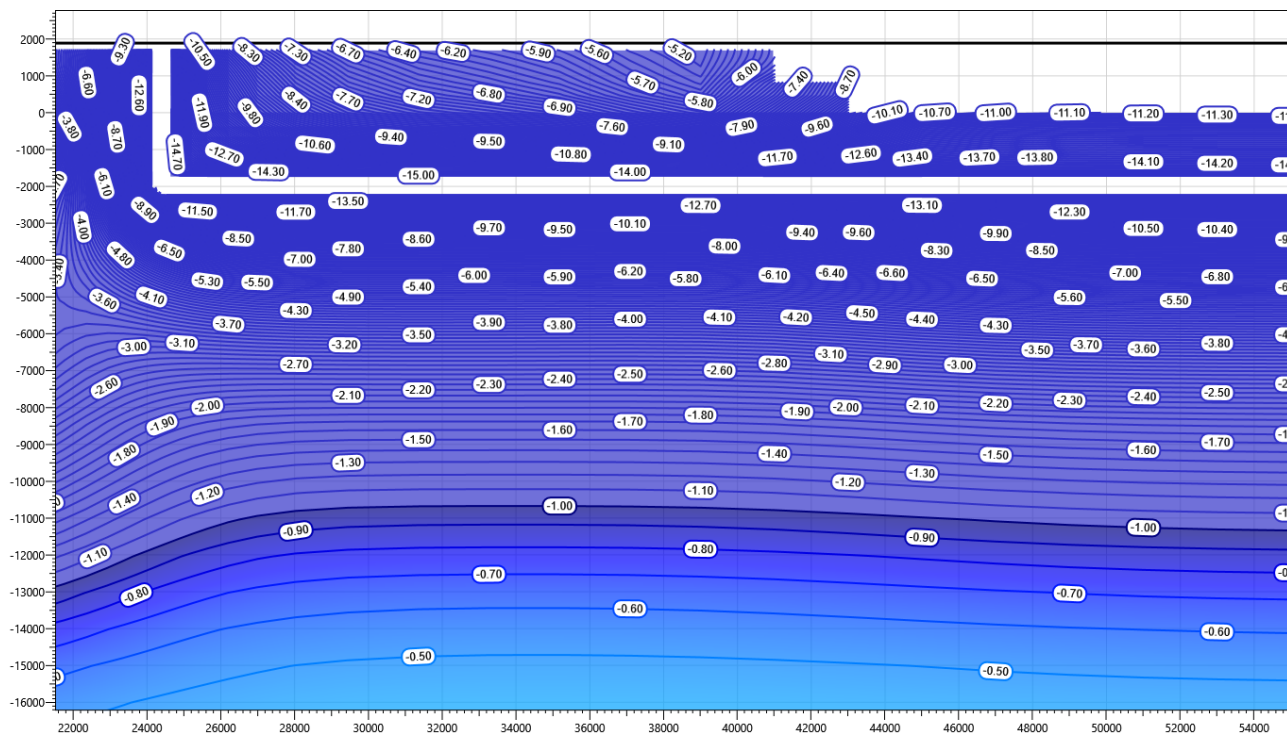


Рисунок В.201 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

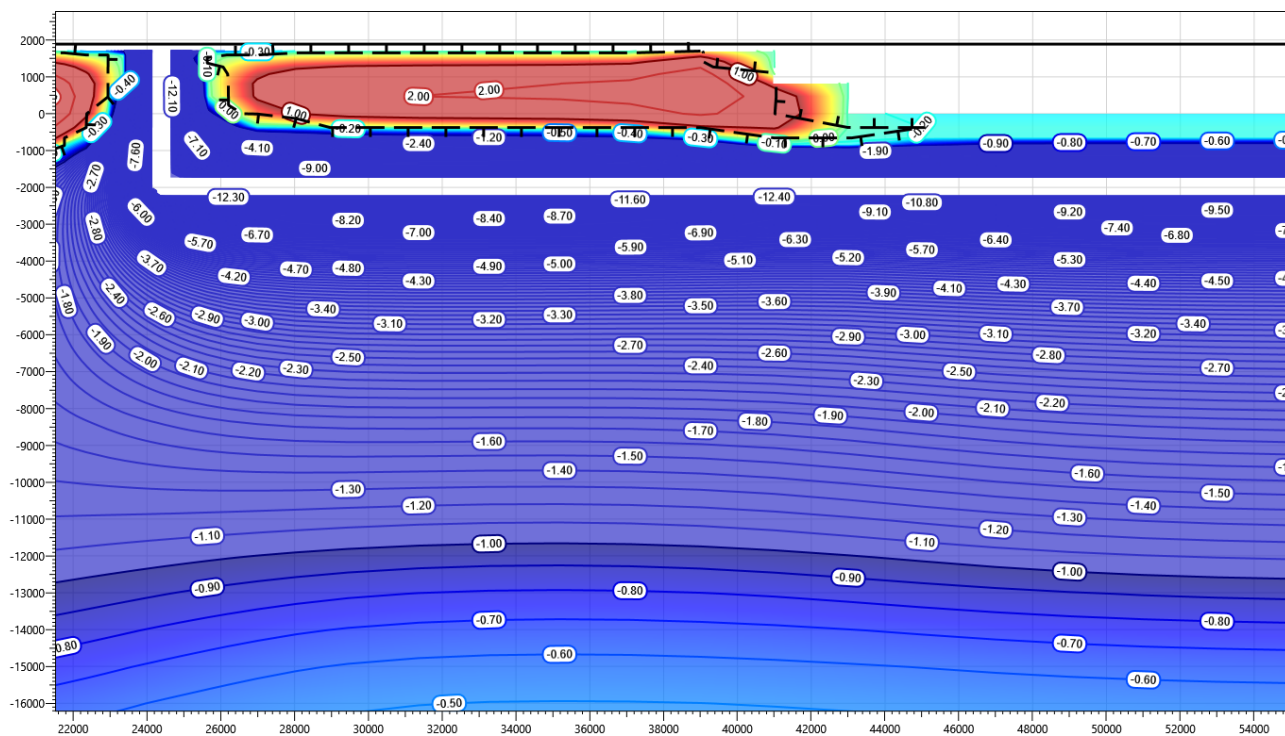


Рисунок В.202 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

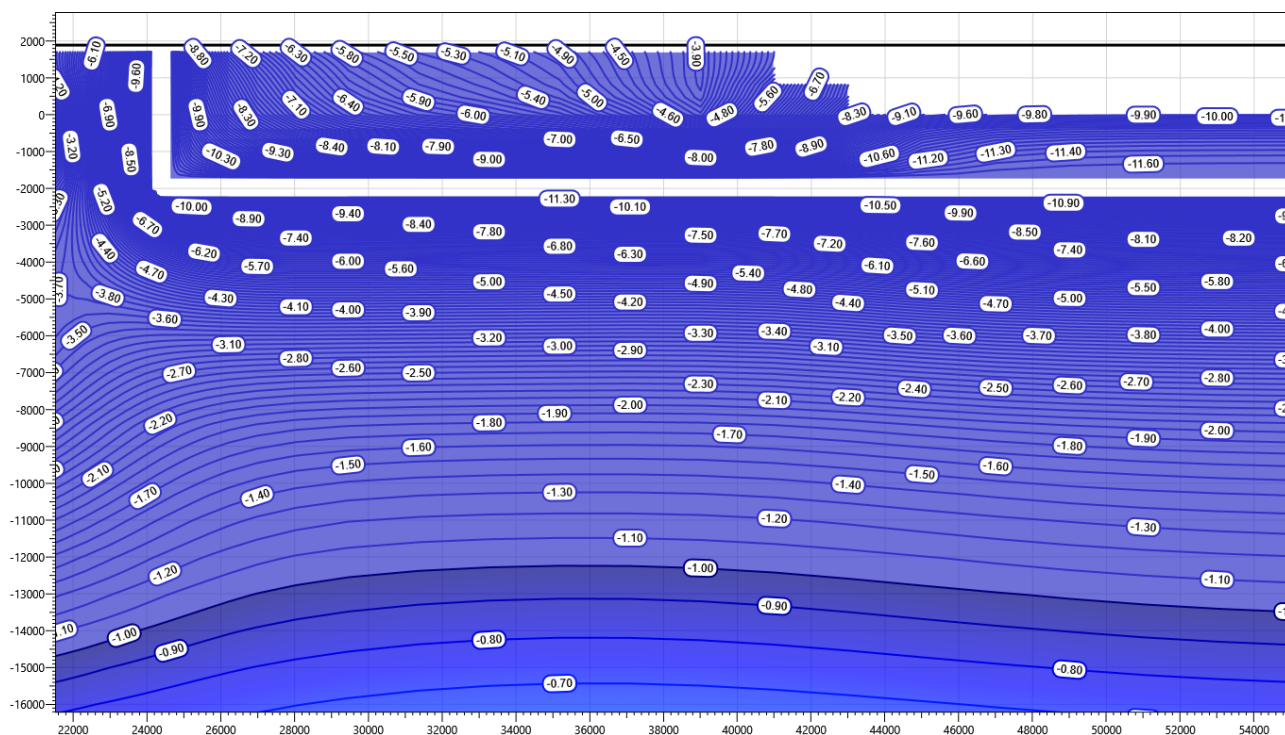


Рисунок В.203 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

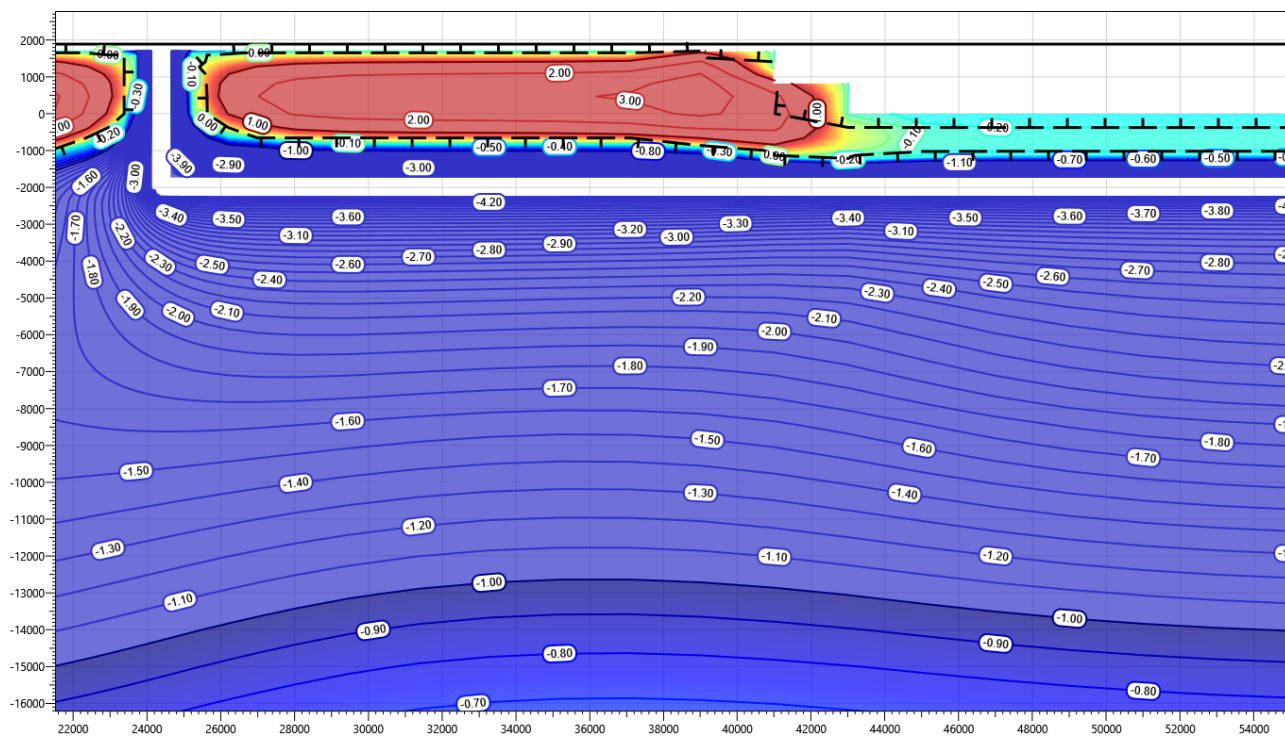


Рисунок В.204 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

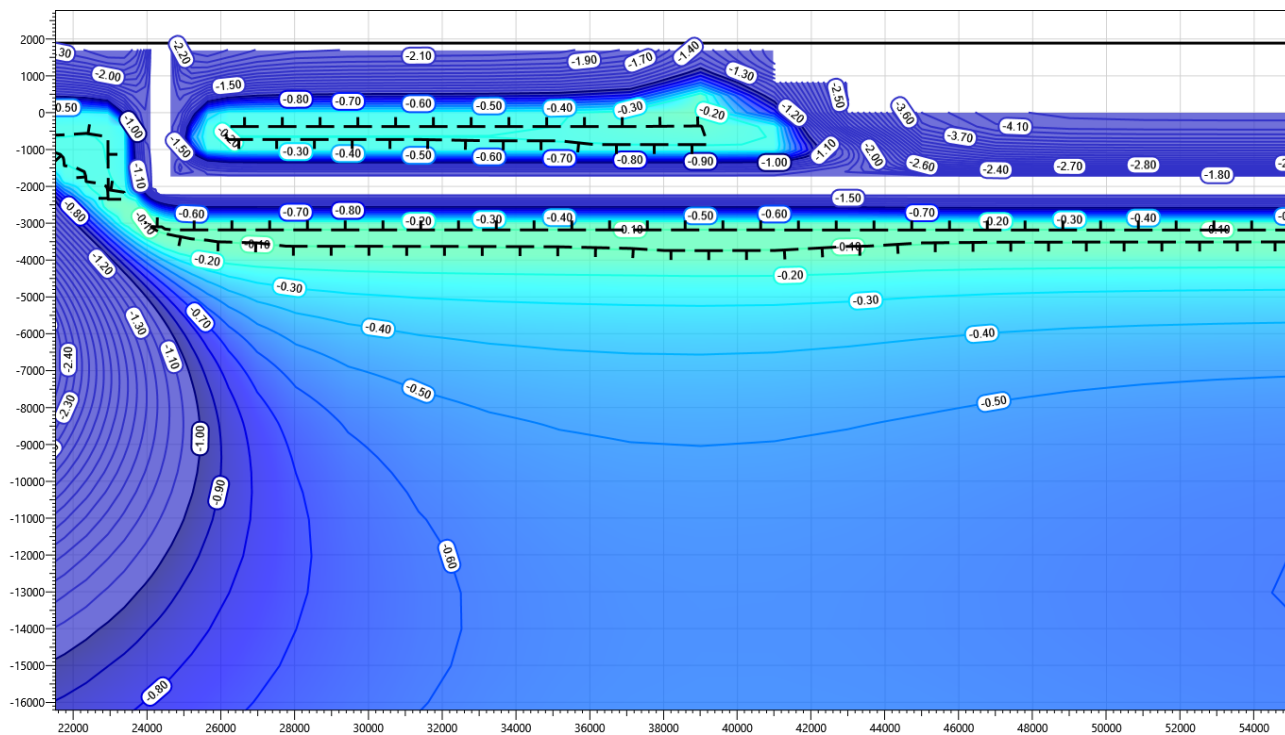


Рисунок В.205 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

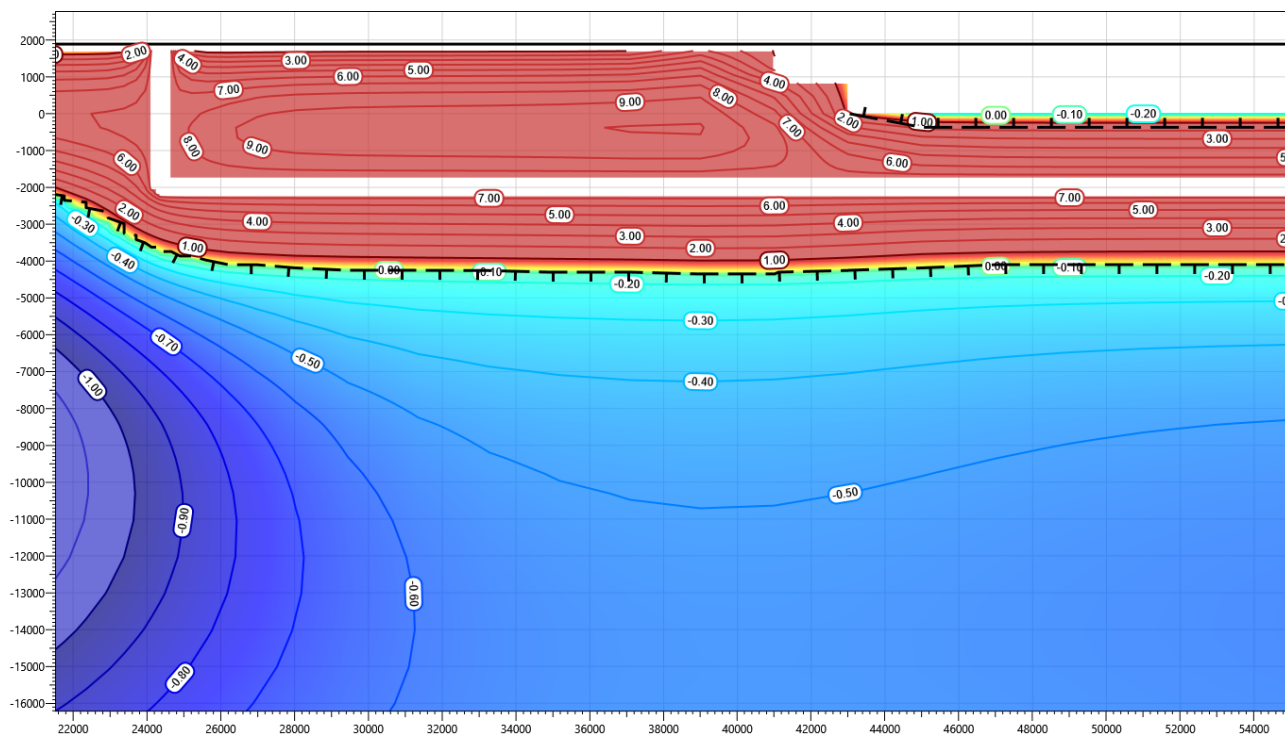


Рисунок В.206 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

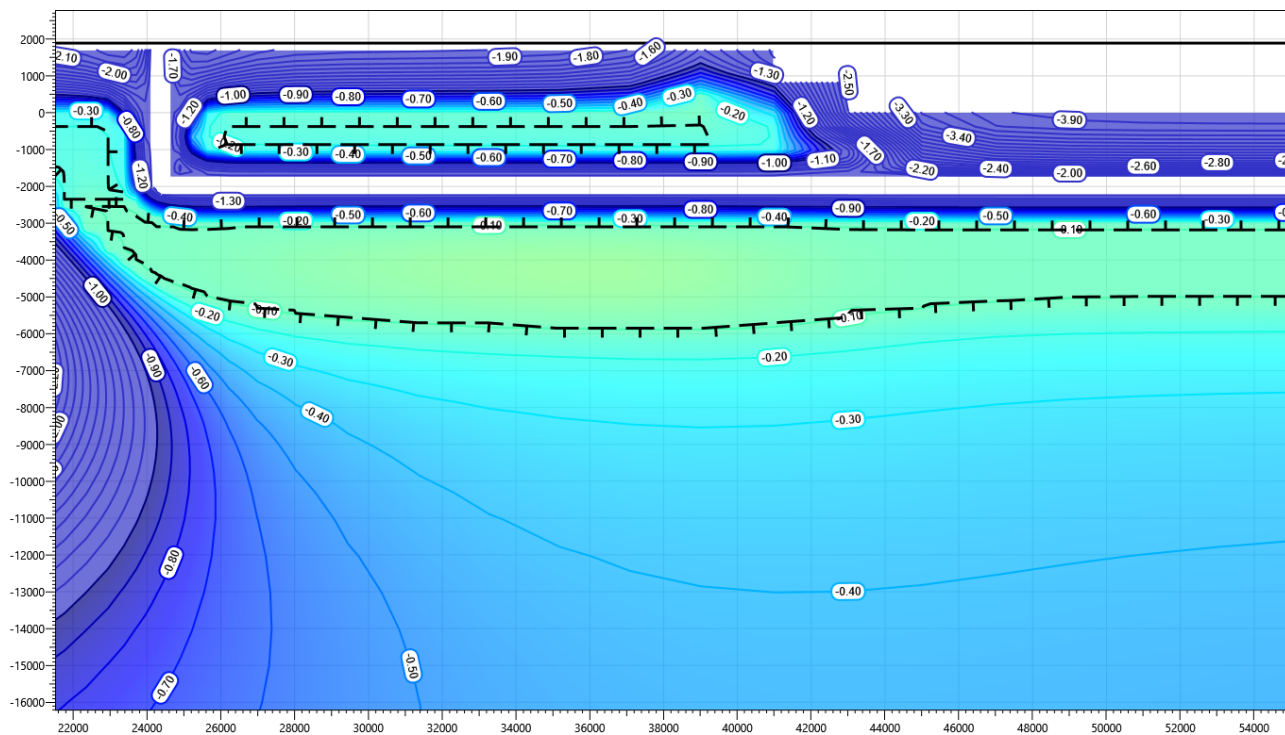


Рисунок В.207 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

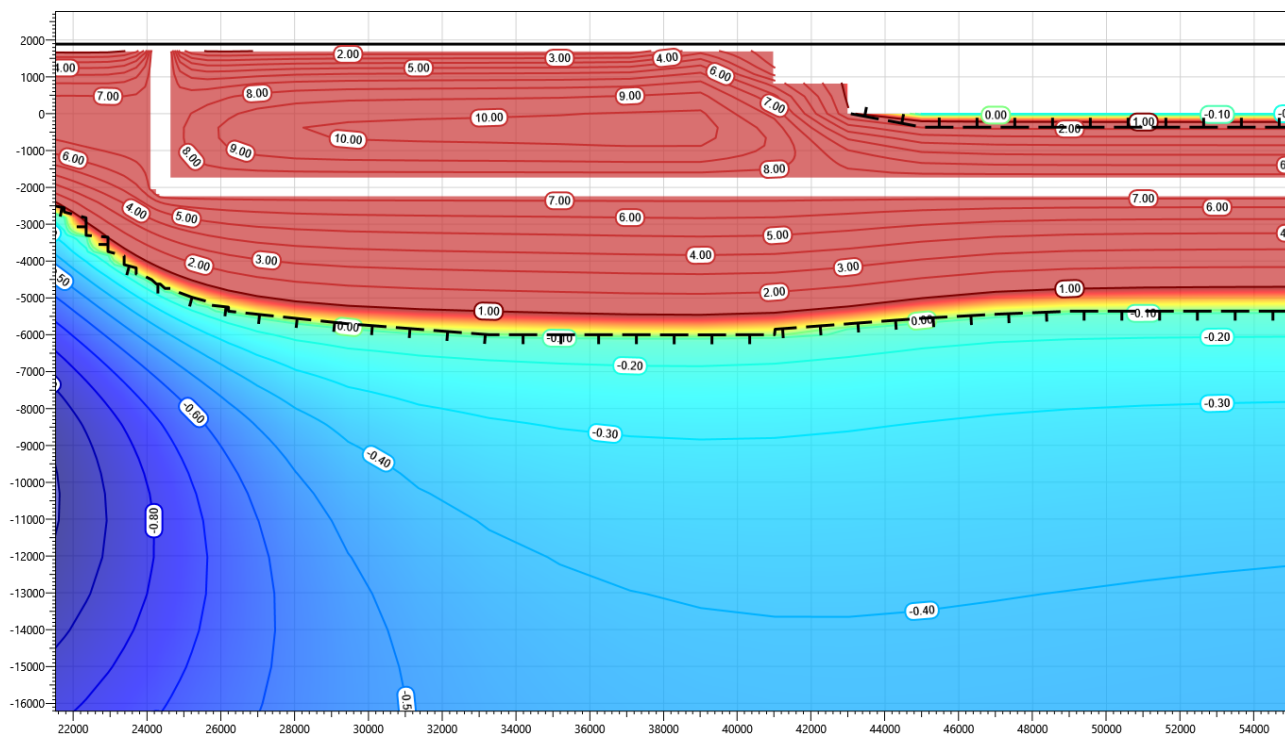


Рисунок В.208 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

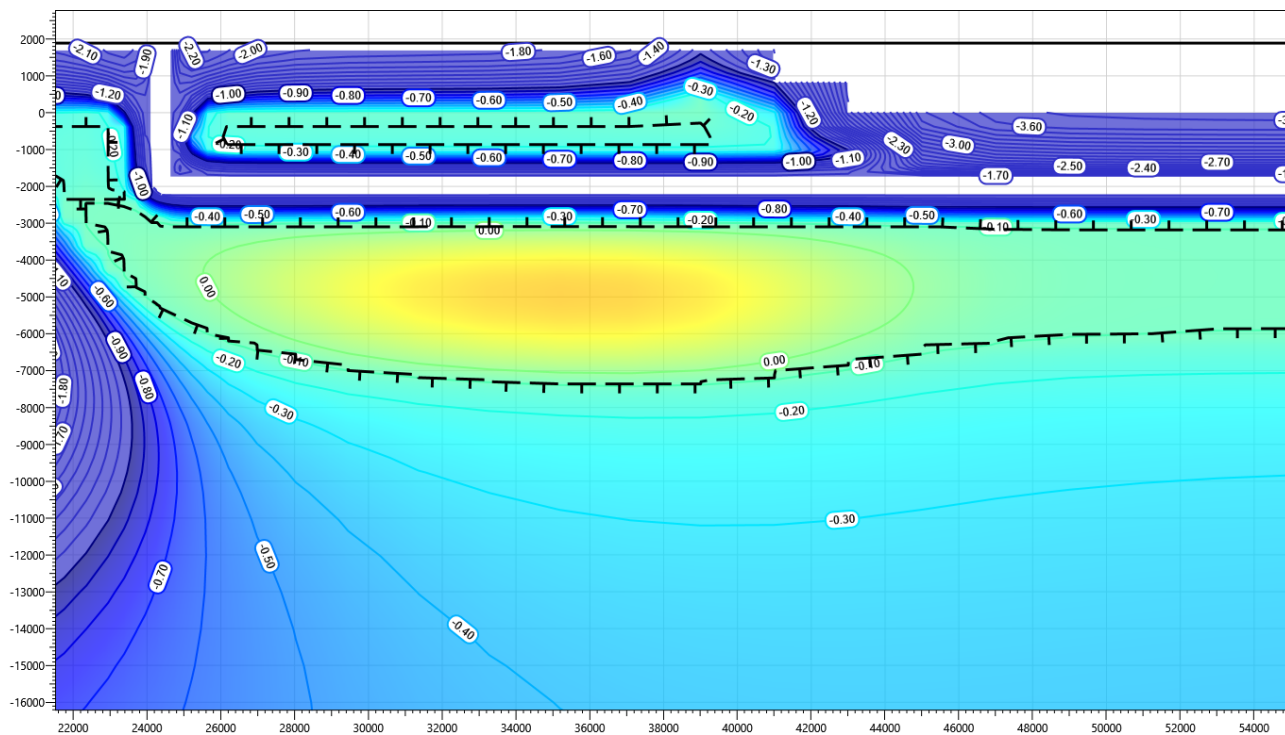


Рисунок В.209 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

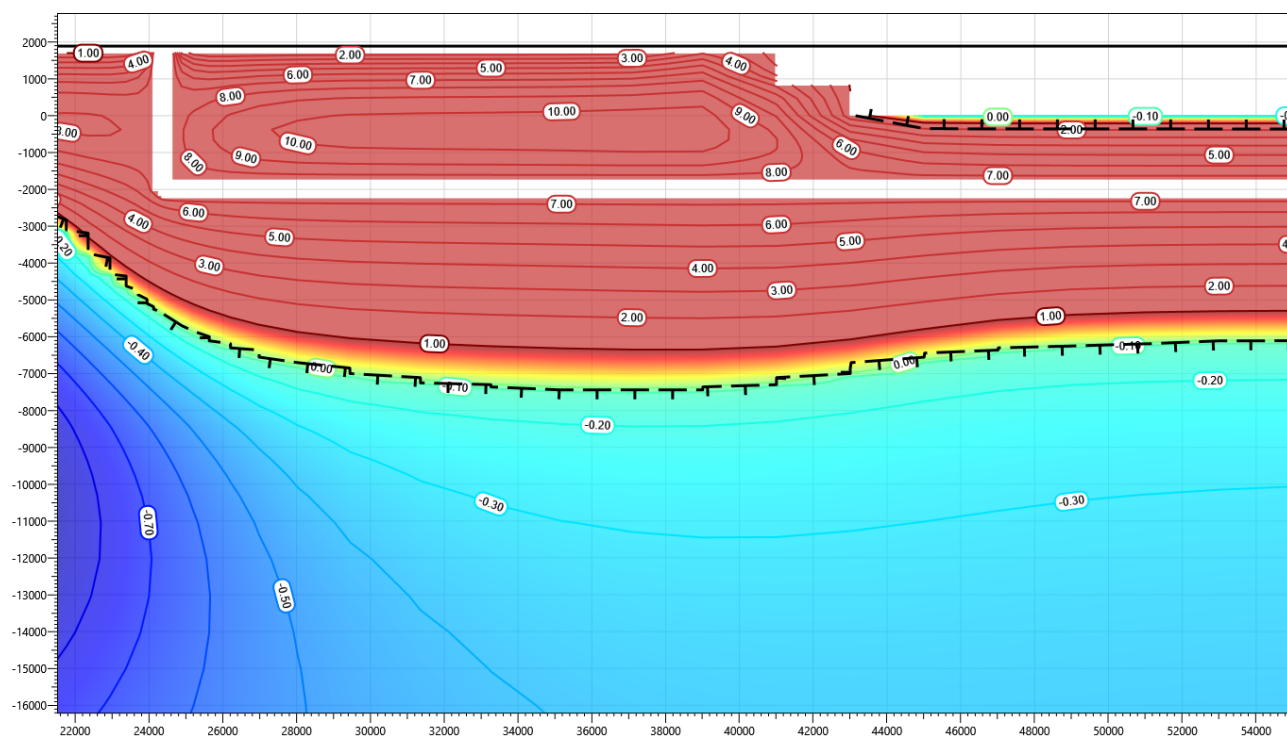


Рисунок В.210 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки СОД с СОУ в районе скважины 360С. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

Приложение Г

Результаты температур продукта

Таблица Г.1 -Температура границы куста10 - т.в.5, DN200, L=6201м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
янв.28	8.4	5.1
фев.28	7.5	4.5
мар.28	6.7	4.0
апр.28	5.6	3.2
июл.28	5.6	6.7
янв.29	2.9	0.0
мар.29	3.0	-0.4
авг.29	3.5	6.3
мар.30	1.9	-1.2
авг.30	2.8	6.0
ноя.30	-0.5	-1.0
дек.30	-0.8	-1.9
авг.31	0.8	5.1
мар.32	-1.1	-2.7
авг.32	0.6	6.2
мар.33	-0.7	-2.6
авг.33	1.0	7.1
мар.34	-1.1	-2.8
авг.34	0.2	7.1

Таблица Г.2 -Температура т.в. 5 - т.в. 4, DN400, L=3696м

	Температура, °C	
	в начале	в конце
янв.28	4.8	3.6
фев.28	3.5	2.4
мар.28	2.7	1.7
апр.28	2.1	1.3
июл.28	4.4	5.3
янв.29	-5.5	-5.6
мар.29	-6.2	-6.3
авг.29	-1.0	1.1
мар.30	-8.4	-8.2
авг.30	-2.4	-0.2
ноя.30	-8.7	-7.6
дек.30	-9.5	-8.7
авг.31	-3.7	-1.0
мар.32	-10.8	-9.9
авг.32	-2.9	0.1
мар.33	-9.9	-9.0
авг.33	-1.5	1.7
мар.34	-9.2	-8.2
авг.34	-0.4	3.1
мар.35	-15.6	-9.7
авг.35	-6.5	4.1
мар.36	-14.2	-8.0
авг.36	-3.8	7.1

Таблица Г.3 -Температура т.в. 4 - ДНС, DN500, L=8000м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
янв.28	-4.2	-5.1
фев.28	-7.8	-9.2
мар.28	-8.7	-10.3
апр.28	-9.8	-11.0
июл.28	-9.5	-7.6
янв.29	-15.6	-15.7
мар.29	-16.3	-16.0
авг.29	-11.2	-7.3
мар.30	-17.3	-16.3
авг.30	-12.1	-8.0
ноя.30	-16.6	-14.5
дек.30	-17.0	-15.3
авг.31	-10.8	-6.1
мар.32	-16.1	-14.2
авг.32	-9.6	-4.1
мар.33	-14.4	-12.1
авг.33	-6.2	-0.3
мар.34	-12.7	-10.2
авг.34	-3.6	2.4
мар.35	-14.6	-8.6
авг.35	-5.1	6.3
мар.36	-12.9	-6.9
авг.36	-2.1	8.9