



Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №8, 9**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Иzm.	№ док.	Подп.	Дата
8	10331-25		05.12.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №8, 9**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	Изм. 1,2,3,4,5,6,7,8 (Зам)
ТЮ-КП8.9-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ТЧ	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	Изм. 1,2,3,4,5,6,7,8 (Зам)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Куст скважин N8, 9. Схема сбора нефти и газа Тас-Юряхского месторождения	Изм. 8 (Зам)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Куст скважин N9. Емкость подземная дренажная V=5 м3. План. Вид А	Изм. С (Аннул)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Куст скважин N8,9. Схема принципиальная технологическая промысловых трубопроводов от кустов скважин N8,9	Изм. С (Аннул)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Куст скважин N9. Площадка узла приема СОД DN250 от куста скважин N9. План. Разрезы	Изм. С (Аннул)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Куст скважин N8, 9. Кожухи защитные КЗ-1...КЗ-3 DN500 для трубопроводов DN300 и DN250 без теплоизоляции. Разрез 1-1	Изм. 8 (Зам)
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-РР-001	Расчет на прочность трубопроводов системы сбора	

Подпись и дата	Взам. инв. №							
Инв. № подп.								
	8	-	Зам	10331-25		05.12.25		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-С-001								
Разраб.	Зиньков			05.12.25	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
						П		1
Н.контр.	Поликашина			05.12.25				
							 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
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	1–1
Введение	1–1
1.1 Исходные данные	1–1
1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	1–1
1.2.1 Топографические условия	1–1
1.2.2 Инженерно-геологические условия	1–2
1.2.3 Гидрогеологические условия	1–5
1.2.4 Метеорологические и климатические условия	1–7
1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)	1–9
1.3.1 Многолетнемерзлые грунты	1–9
1.3.2 Заболачивание	1–10
1.3.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов	1–10
1.3.4 Подтопление	1–11
1.3.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов	1–12
1.3.6 Сейсмичность	1–13
1.3.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1–13
1.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	1–15
1.5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	1–16
1.6 Сведения о категории и классе линейного объекта	1–16
1.7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	1–17
1.8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	1–17
1.8.1 Узел приема средств очистки и диагностики 09.Л-КП-001 по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9	1–21
1.8.2 Емкость дренажная 09.Л ЕД-001	1–23
1.8.3 Запорная арматура	1–24
1.8.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации	1–24
1.8.3.2 Переходы нефтегазосборных трубопроводов через автодороги	1–25
1.8.4 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №8, 9	1–26
1.8.5 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов	1–26
1.9 Перечень мероприятий по энергосбережению	1–31
1.10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	1–31
1.11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	1–31
1.12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	1–32
1.13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	1–33
1.14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	1–33
1.15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	1–34
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2–1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2–1
2.2 Общие положения	2–1
2.2.1 Промысловые трубопроводы	2–1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2–1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	2–1

2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-5
2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов.....	2-6
2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2-7
2.5.5 Расчёт прилегания.....	2-9
2.5.6 Выборка типоразмеров труб	2-10
2.6 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	2-11
2.7 РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ	2-11
2.8 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. Контроль сварных швов.....	2-13
2.9 Антикоррозионные покрытия.....	2-15
3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
3.1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3-1
3.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3-1
3.3 СОКРАЩЕНИЯ	3-1
3.4 Общие данные	3-1
3.5 Критерии защиты от коррозии	3-1
3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода	3-2
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ. Линейные ТРУБОПРОВОДЫ	Б-1

1 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Введение

Настоящим разделом предусмотрены технологические решения проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до т.вр.4 УЗА №4, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63;
- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 до т.вр.5 УЗА №5, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, PN63.

1.1 Исходные данные

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

- Задание на проектирование «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Столяровым В.И. от 05.08.2024 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».

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

1.2.1 Топографические условия

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

Объект изысканий в районе куста скважин №8 расположен в 135,95 км на северо-запад от г. Ленск, в 262,05 км на северо-восток от пгт. Витим, в 352,36 км на северо-восток от с. Преображенка, в 249,38 км на северо-восток от аэропорта «Талакан».

Объект изысканий в районе куста скважин №9 расположен в 131,54 км на северо-запад от г. Ленск, в 258,16 км на северо-восток от пгт. Витим, в 351,49 км на северо-восток от с. Преображенка, в 246,68 км на северо-восток от аэропорта «Талакан».

Доставка сотрудников осуществлялась авиатранспортом до аэропорта «Талакан», автотранспортом по дорогам с твердым покрытием до места проведения работ,

непосредственно на участке изысканий передвижения выполнялись на гусеничном транспорте.

1.2.2 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.

В районе куста скважин №8 рельеф равнинный (средний угол наклона поверхности 0.785° с уклоном на СЗ), максимальная отметка естественного рельефа 371.51 м, минимальная – 360.61 м.

В районе куста скважин №9 рельеф равнинный (средний угол наклона поверхности 0.51° с уклоном на ЮВ), максимальная отметка естественного рельефа 365.68 м, минимальная – 359.05 м.

На основании проведенных инженерно-геологических исследований в пределах изысканного участка вскрыты нерасчлененные верхнечетвертичные-современные элювиально-делювиальные отложения (edQIII-IV), представленные суглинками и песками в мерзлом состоянии, и песчаником слабовыветрелым слаботрещенованным. Отложения с поверхности почти повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем (pQIV).

Грунты находятся в талом и мерзлом состоянии. При оттаивании глинистые мерзлые грунты изменяют свое состояние, и консистенция их становится от твердой до тугопластичного, пески при оттаивании становятся влажными.

Выделение инженерно-геологических элементов (ИГЭ) исследуемых грунтов проведено согласно ГОСТ 20522-2012 с учетом их вида и текстурно-структурных особенностей. В результате анализа геолого-литологических условий и лабораторных исследований состава и водно-физических свойств грунтов на участке выделены 11 инженерно-геологических элемента и 1 слой:

Почвенно-растительный слой (слой 61) (pQIV). Вскрыт в интервалах глубин от 0÷0 до 0,1÷0,3 м на абсолютных отметках от 0÷0 до -0,3÷-0,1 м. Максимальная мощность составила 0,3 м, минимальная 0,1 м;

Суглинок тугопластичный (ИГЭ 203) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷0,3 до 0,2÷4,5 м на абсолютных отметках от -0,3÷-0,1 до -4,5÷-0,2 м. Максимальная мощность составила 4,4 м, минимальная 0,1 м;

Песок средний крупности средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 435) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷10 до 4÷13 м на абсолютных отметках от -10÷-0,1 до -13÷-4 м. Максимальная мощность составила 4,9 м, минимальная 3 м;

Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷4 до 2,3÷10 м на абсолютных отметках от -4÷-0,1 до -10÷-2,3 м. Максимальная мощность составила 8,5 м, минимальная 0,8 м;

Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ 446) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 1,8÷3 до 10÷12,6 м на абсолютных отметках от -3÷-1,8 до -12,6÷-10 м. Максимальная мощность составила 9,6 м, минимальная 8,2 м;

Песок пылеватый средней плотности влажный (ИГЭ 455) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,3÷1,8 до 5,3÷6 м на абсолютных отметках от -1,8÷-0,3 до -6÷-5,3 м. Максимальная мощность составила 5,7 м, минимальная 3,5 м;

Суглинок пластичномерзлый слабольдистый криотекстура слоистая в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷14,5 до 1,1÷16,6 м на абсолютных отметках от -14,5÷-0,1 до -16,6÷-1,1 м. Максимальная мощность составила 6,4 м, минимальная 0,5 м;

Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 438) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷14,5 до 4,5÷17 м на абсолютных отметках от -14,5÷-0,1 до -17÷-4,5 м. Максимальная мощность составила 10,4 м, минимальная 1,5 м;

Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный (ИГЭ 448) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,3÷16,6 до 4÷17 м на абсолютных отметках от -16,6÷-0,3 до -17÷-4 м. Максимальная мощность составила 15,4 м, минимальная 0,2 м;

Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры в талом состоянии водонасыщенный (ИГЭ 449) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,5÷14 до 3,8÷17 м на абсолютных отметках от -14÷-0,5 до -17÷-3,8 м. Максимальная мощность составила 13,5 м, минимальная 1,5 м;

Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 458) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 4,7÷15 до 8,5÷17 м на абсолютных отметках от -15÷-4,7 до -17÷-8,5 м. Максимальная мощность составила 5,3 м, минимальная 2 м;

Скальный грунт (ИГЭ 101) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 2,3÷11,3 до 2,5÷12,1 м на абсолютных отметках от -11,3÷-2,3 до -12,1÷-2,5 м. Максимальная мощность составила 1,6 м, минимальная 0,2 м.

Ниже приведено описание разреза проектируемых объектов строительства на изучаемой территории.

Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до т.вр. 4.

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

В разрезе скв. 08-16 наблюдается активное переслаивание талых и мерзлых песков: на глубине 0,1 м лежит песок средний крупности рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 435), мощность слоя – 4,9 м. Его подстилает песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 448), мощностью 1,5 м. На глубине 6,5 м встречен песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный.

(ИГЭ 438), мощность слоя 2,0 м. С глубины 8,5 м и до забоя разрез скважины представлен песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 8,5 м.

На ПК 0+38-ПК2+80 на глубине 0,1 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 1,6÷2,8 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый водонасыщенный (ИГЭ 446) мощностью 8,0÷9,6 м. В скважине 08÷18 с глубины 12,6 м разрез представлен песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 4,4 м.

При бурении скв. 08-18 и 6203 вскрыт горизонт подземных вод с глубиной появления 1,8 и 3,0 м, приуроченный к слою песка мелкого рыхлого водонасыщенного.

На ПК2+80-ПК5+35,51 на глубине 0,1 м вскрыт суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,2 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 4,4÷4,5 м. На глубине 4,7÷4,8 м песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 458) мощностью 5,2÷5,3 м.

Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 до т.вр. 5.

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (10,0÷17,0 м) принимают участие грунты, представленные суглинками и талыми и мерзлыми песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,2 м.

На ПК0+0-ПК9+60 на глубине 0,1÷0,2 м вскрыт суглинок пластичномерзлый слабольдистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 3,0÷4,3 м. Его подстилает песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии водонасыщенный

(ИГЭ 449) мощностью 5,5÷6,9 м.

На ПК 9+60-ПК14+90 в разрезе скважин с глубины 0,1÷1,6 м залегает суглинок пластичномерзлый слабольдистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 2,6÷3,6 м. С глубины 3,5÷4,5 м разрез представлен песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 5,5÷6,5 м. На ПК11+60-ПК14+90 с глубины 0,1 м в разрезе присутствует талый грунт, представленный суглинком тяжелым пылеватым тугопластичным (ИГЭ 203) мощностью 1,3÷1,5 м.

На ПК14+90-ПК21+40 разрез однообразен и с глубины 0,1 м представлен суглинком тяжелым пылеватым тугопластичным (ИГЭ 203) мощностью 1,4÷3,9 м. Его подстилает песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 6,0÷8,5 м.

На ПК21+40-ПК29+30 на глубине 0,1÷0,2 м вскрыт суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3÷0,4 м. С глубины 0,5 м разрез скважин представлен песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448) мощностью 9,4÷9,5 м. И только в скважине 6054 с глубины 0,5 м вскрыт талый песок мелкий рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) мощностью 5,3 м.

На ПК29+30-ПК30+40 на глубине 0,2 м лежит суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3 м. Его подстилает песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии водонасыщенный

(ИГЭ 449) мощностью 13,5 м. С глубины 14,0 м разрез выполнен песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448), мощность – 3,0 м.

На ПК30+40-ПК31+71,44 на глубине 0,2 м вскрыт суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ 203) мощностью 0,3 м. Его подстилает суглинок пластичномерзлый слабольдистый, криотекстура слоистая, в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) мощностью 4,5÷4,6 м. Разрез скважин завершается песком мелким

твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 448) мощностью 5,0÷5,1 м.

На момент проведения изысканий (август-ноябрь 2024 г.) на участке работ подземные воды вскрыты в скважинах скв. 08-18, скв. 6203 на глубинах 1,8 и 3,0 м (абс. отм. от 362,37 до 362,99 мБС). Уровень установления зафиксирован на глубине 1,8 и 3,0 м (абс. отм. от 362,37 до 362,99 мБС). Подземные воды вскрыты локально и приурочены к прослою песка мелкого водонасыщенного.

На изучаемых участках пересечений с водными объектами не выявлено на момент изысканий (август-ноябрь 2024 г.).

В геокриологическом отношении территория расположена в области прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов, которые вскрыты с 0,1÷17,0 м.

1.2.3 Гидрогеологические условия

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

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

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

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

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

На момент проведения изысканий (август-ноябрь 2024 г.) на участке работ подземные воды вскрыты в скважинах скв. 08-18, скв. 6203 на глубинах 1,8 и 3,0 м (абс. отм. от 362,37 до 362,99 мБС). Уровень установления зафиксирован на глубине 1,8 и 3,0 м (абс. отм. от 362,37 до 362,99 мБС). Подземные воды вскрыты локально и приурочены к прослою песка мелкого водонасыщенного.

Наивысший уровень подземных вод следует ожидать в весенний период при снеготаянии и в период затяжных дождей. Уровень грунтовых вод находится в прямой

зависимости от подпитки, в качестве которой выступает талый снег и дождь. Кроме этого, возможно пополнение за счет атмосферного конденсата, расположенных поблизости водных объектов. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод на высоту 0,5-1,0 м выше зафиксированного уровня грунтовых вод на период изысканий.

Минимальным уровень грунтовых вод становится в зимний период и в засушливый сезон.

Возможно появление верховодки в верхней части разреза в грунтах с включениями песка и щебня или щебенистых грунтах. Признаками, говорящими о возможности образования верховодки, являются линзы и прослои песка в толще глинистых грунтов, слоистая структура глинистых грунтов в сочетании с пологим рельефом, линзы глинистых грунтов в толще песков. Участки разреза появления верховодки — это первые метры в зоне аэрации.

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

По химическому составу воды участка гидро-карбонатные хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатная кальциево-натриевая, по степени минерализации воды — пресные.

По степени агрессивного воздействия вода характеризуется:

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

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

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

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

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°C и скорости движения до 0,1 м/сут (согласно СП28.13330.2017 табл. X.5.).

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

Грунтовые воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами.

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.

1.2.4 Метеорологические и климатические условия

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

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

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5—3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до 15°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 обусловливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдиированном состоянии.

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

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 IA 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.

1.3 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.

1.3.1 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 0,1 м до 17,0 м. Вскрыта мерзлота преимущественно «несливающегося типа».

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от минус 0,02 до минус 0,71°C. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,34°C. Суглинок пластичномерзлый слабольдистый криотекстура слоистая в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷14,5 до 1,1÷16,6 м на абсолютных отметках от -14,5÷-0,1 до -16,6÷-1,1 м. Максимальная мощность составила 6,4 м, минимальная 0,5 м.

Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 438). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1÷14,5 до 4,5÷17 м на абсолютных отметках от -14,5÷-0,1 до -17÷-4,5 м. Максимальная мощность составила 10,4 м, минимальная 1,5 м.

Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный (ИГЭ 448). Вскрыт в интервалах глубин от 0,3÷16,6 до 4÷17 м на абсолютных отметках от -16,6÷-0,3 до -17÷-4 м. Максимальная мощность составила 15,4 м, минимальная 0,2 м.

Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры в талом состоянии водонасыщенный (ИГЭ 449). Вскрыт в интервалах глубин от 0,5-14 до 3,8÷17 м на абсолютных отметках от -14÷-0,5 до -17÷-3,8 м. Максимальная мощность составила 13,5 м, минимальная 1,5 м.

Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 458). Вскрыт в интервалах глубин от 4,7÷15 до 8,5÷17 м на абсолютных отметках от -15÷-4,7 до -17÷-8,5 м. Максимальная мощность составила 5,3 м, минимальная 2 м.

По температурному состоянию мерзлые грунты, согласно ГОСТ 25100-2020:

- суглинки – пластичномерзлые;
- пески - твердомерзлые.

При использовании многолетнемёрзлых грунтов в качестве оснований в естественном состоянии (I принцип) для зданий с повышенным тепловыделением желательно использовать термостабилизаторы для поддержания отрицательного температурного режима грунтов в основании, предусмотреть устройство холодных (вентилируемых) подполий или холодных первых этажей зданий, укладку в основании сооружения охлаждающих труб, каналов или применение вентилируемых фундаментов, установку сезоннодействующих охлаждающих устройств жидкостного или парожидкостного типов, а также осуществление других мероприятий по устраниению или уменьшению теплового воздействия сооружения на мерзлые грунты основания.

1.3.2 Заболачивание

Результатом динамических воздействий на приповерхностные грунты является заболачивание территории, и активизируются процессы пучения при сезонном промерзании переувлажненных грунтов.

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

1.3.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

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

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

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

По степени пучинистости суглинки и глины, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как непучинистые, слабо- и среднепучинистые.

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

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 - ($\varepsilon_{fh} = 0,026$ д.е) – слабопучинистый;
- ИГЭ-203 - ($\varepsilon_{fh} = 0,031$ д.е) – слабопучинистый;
- ИГЭ-445 - ($\varepsilon_{fh} = 0,0004$ д.е) – непучинистый;

- ИГЭ-448 - ($\Sigma f_h = 0,0006$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-458 - ($\Sigma f_h = 0,0007$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-438 - ($\Sigma f_h = 0,0002$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-455 - ($\Sigma f_h = 0,0005$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-435 - ($\Sigma f_h = 0,0005$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-446 - ($\Sigma f_h = 0,0003$ д.е) – непучинистый;
- ИГЭ-449 - ($\Sigma f_h = 0,0006$ д.е) – непучинистый.

1.3.4 Подтопление

Протяженность естественно подтопленных территорий в неблагоприятный период (октябрь-май) составляет менее 25% от общей площади участка работ, в период июня-сентябрь выше 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, вытапливания 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 отмостками 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.

1.3.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов

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

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

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

Таблица 1.1 - Нормативная глубина промерзания/оттаивания для выделенных ИГЭ

Номер ИГЭ	Наименование грунта	Глубина сезонного промерзания, $d_{f,n}$	Глубина сезонного оттаивания, $d_{th,n}$
209	Суглинок пластичномерзлый слабольдистый в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	-	2,17
438	Песок средней крупности твердомерзлый слабольдистый 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 слабольдистый 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 слабольдистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный	-	3,28

Номер ИГЭ	Наименование грунта	Глубина сезонного промерзания, $d_{f,n}$	Глубина сезонного оттаивания, $d_{th,n}$
446	Песок мелкий рыхлый водонасыщенный	3,39	-

1.3.6 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.

1.3.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При начале 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 $1,0\div1,5^{\circ}\text{C}$), что приводит к формированию зон «растяжения» и созданию мозаичной картины, состоящей из талых и мерзлых зон.

Для трубопроводов наиболее опасны процессы пучения при сезонном промерзании - оттаивании. Под процессами пучинообразования понимается комплекс процессов, происходящих при промерзании грунта, а именно: миграция влаги и образование ледяных прослоек и линз, явление разуплотнения скелета грунта, увеличение его объема и поднятие поверхности грунта (пучение). В весенне время в связи с исчезновением льдоцементационных связей эти процессы приводят к оседанию, разжижению и оплавлению 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»). Наружение земель в притрассовой части начинается с уничтожения растительного покрова, что в свою очередь способствует подтоплению и усилинию заболачивания на переувлажненных поверхностях. На склоновых участках возможно также появление промоин, рытвин (в местах сгущения линий стока).

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

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

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

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

1.4 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 26 м, меняются от 63 до 6698 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:

- Суглинок (63 - 77 Ом*м) – Низкая;
- Песок (159 – 426 Ом*м) – Низкая;
- Скальный грунт (5654 – 6698 Ом*м) – Низкая.

Мерзлые грунты:

- Суглинок (183 – 279 Ом*м) – Низкая;
- Песок (1636 – 2795 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.

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

Согласно СП 116.13330.2012 п. 10.2.5 к территории обводнения относятся участки с глубиной залегания грунтовых вод 2,0 м и менее. На изучаемом объекте уровень грунтовых вод выявлен на глубине 1,0÷2,0 м (в районе скважины 08-18) территория относится к обводненным территориям, в остальной части изучаемой территории уровень грунтовых вод выявлен на глубине от 1,8 до 3,0 м и так же есть скважины с отсутствием грунтовых вод - эту часть территории можно отнести к необводненным участкам.

Согласно СП 22.13330.2016 п. 5.4.8 по характеру подтопления следует выделять естественно подтопленные территории с глубинами залегания УГВ менее 3,0 (в районе скважины 6203 – грунтовые воды встречены на глубине до 3,0 м) и неподтопленные территории с глубинами залегания УГВ более 3,0 - на остальной территории изысканий, где уровень грунтовых вод не наблюдается на момент изысканий.

По степени агрессивного воздействия вода характеризуется:

- по степени агрессивного воздействия жидких неорганических сред на бетон марок W4 – слабоагрессивная, W6, W8, W10-12 – неагрессивная (согласно СП 28.13330.2017 таблицы В.3);
- по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 вода неагрессивная (согласно СП 28.13330.2017 таблица В.4).

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

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

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°C и скорости движения до 0,1 м/сут (согласно СП 28.13330.2017 табл. X.5.).

1.6 Сведения о категории и классе линейного объекта

В данном проекте предусматриваются следующие промысловые трубопроводы:

- Участок КП №8 – т.вр. КП №8 (нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до т.вр.4 УЗА №4) со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, L=535 м.;
- Участок КП №9 – т.вр. КП №9 (нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 до т.вр.5 УЗА №5) со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN250, L=3171 м.

Предусматриваются промысловые трубопроводы подземной прокладки.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы рассчитаны на давление 6,3 МПа.

Продукт, транспортируемый по трубопроводам, относится к категории 2.

В соответствии с определением таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, категория нефтегазосборных трубопроводов принята В, на пересечениях с автомобильными дорогами

общего пользования IV, V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна.

В соответствии с требованиями п. 7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, все проектируемые нефтегазосборные трубопроводы относятся ко II классу, категории С.

1.7 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-Заполярье» от 12.11.2024г. Максимальные показатели для куста №8: по нефти 165,1тыс.т/год (2028 год), по жидкости 203,1 тыс.т/год (2028 год), по газу 1264,204млн.м³/год (2028 год), для куста №9: по нефти 235,3 тыс.т/год (2028 год), по жидкости 297,1 тыс.т/год (2028 год), по газу 648,717млн.м³/год (2028 год).

Расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 6,3МПа(изб.). Максимальное рабочее давление по линейной части от куста N9 составляет 4,581 МПа, от куста N8 – 3,180 МПа.

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. Кусты скважин №8, 9, включает в себя строительство нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8 до т.вр.4 УЗА №4 и нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 до т.вр.5 УЗА №5 с сооружениями, обеспечивающими ввод в эксплуатацию объекта.

1.8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8 до т.вр.4 УЗА №4 составляет DN300. Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 до т.вр.5 УЗА №5 составляет DN250.

Началом проектирования нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №8 до УЗА №4 является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП8-ZV-001 являются границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является ограждение площадки т.вр.4 со стороны запорной арматуры с ручным приводом 08Л-MV-001.

В точке врезки 4 предусматривается запорная арматура с ручным приводом 08Л-MV-001 DN300 PN63 УЗА №4 в составе площадки узла приема СОД DN400 и узла запуска СОД DN500. Данный узел проектируется в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) -

«Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10», см. том 3.1, Часть 1. Промысловые трубопроводы, чертеж ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

Началом проектирования нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 до УЗА №5 является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП9-ZV-001 являются границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является ограждение площадки т.вр.5 со стороны запорной арматуры с ручным приводом 09Л-MV-001.

В точке врезки 5 предусматривается запорная арматура с ручным приводом 09Л-MV-001 DN250 PN63 УЗА №5 в составе площадки узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN400. Данный узел проектируется в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10», см. том 3.1, Часть 1. Промысловые трубопроводы, чертеж ТЮ-КП10-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборные трубопроводы от кустовых площадок №8,9 прокладываются подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода или балластирующего устройства (надземные участки трубопровода – на площадке узла приема СОД DN250 от куста скважин N9, описание приведено в п. 1.8.1).

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.

Проектом предусматривается укрепление примыкающих участков ложбины стока шириной 6,15м (ПК8+66.87 – ПК8+50.87), площадь крепления 98,4 м² и (ПК30+64.22 – ПК30+80.22), площадь крепления 98,4 м².

На основании расчета оценки условий равновесия поверхности склона предусматриваются трехмерные георешетки, соответствующие ГОСТ Р 56708-2016. Георешетка принята типа GW200n1030 с размером ячейки 202x244 мм, размер секции георешетки – 6,09x2,44 м, высота ячеек -150 мм. Плотность материала георешетки – 950 кг/м³. Разрывная нагрузка ленты в продольном направлении не менее 12 кН/м, разрывная нагрузка швов не менее 15 кН/м, толщина георешетки 1,27 мм (±10%).

Укреплению подлежит вся нарушаемая при строительстве полоса (по раскрытию траншеи с запасом не менее 0,5 м в каждую сторону от оси трубопровода) с выводом за переделы ГВВ 1% и ниже уровня воды, но не менее 1 м. Перед началом укрепительных работ необходимо выполнить подготовку поверхности откосов (планировку, уборку крупных посторонних предметов).

Укладка георешеток производится на нетканый геотекстильный материал, соответствующий ГОСТ Р 56419-2015. Плотность геотекстиля – 350 г/м². Соседние полотна геотекстильного материала укладываются параллельно с нахлестом 0,2 м и закрепляются скобами-анкерами.

Анкеры для закрепления георешеток и геотекстиля приняты толщиной не менее 8 мм, высотой не менее 800 мм из арматурной стали, соответствующие ГОСТ Р 57357-2016. Количество и длина анкеров соответствуют требованиям таблицы 9.1 СП 425.1325800.2018.

На участках укрепления, в границах ГВВ, после закрепления анкерами, ячейки георешеток заполняются в полном объеме щебнем. Поверх щебня на участках вне границ ГВВ на оставшиеся 1/3 высоты ячейки георешетки насыпается почвенно-растительный слой, который берется с полосы отвода. Заполнение щебнем фракции 20-70 мм по ГОСТ 8267-93 с техническими характеристиками: по дробимости не менее М600, по морозостойкости не менее F25, по 3 группе лещадности, марка истираемости И1. Размягченность не менее 0,8. Фракция щебня, толщина слоя заполнения, параметры георешетки выбраны в соответствии с п. 8.3 СП 425.1325800.2018 с учетом скорости движения воды;

Принятый размер фракции щебня выполняет требование таблицы С.1 Приложения С СП 100.133300.2016 при допускаемых не размывающих средних скоростях потока водных преград, с учетом скоростей течения, указанных в инженерно-гидрометеорологических изысканиях (ИГМИ), и глубины водных преград, указанных в таблице 1.11 настоящего раздела.

В соответствие с п. 5.23 СП 39.13330.2012 толщина крепления из каменной (щебня) наброски принята с учетом возможного частичного выноса мелких частиц из нее при волновом воздействии, подвижки крупных камней (щебня), при ледовом воздействии уплотнения материала крепления, а также из опыта эксплуатации аналогичных креплений, но не менее $3d_{s,85}$, где $d_{s,85}$ – диаметр щебня, масса которого вместе с массой более мелких фракций составляет 85% массы все щебенистой наброски крепления. Следовательно, принятая высота ячеек георешеток, которая составляет 150 мм, удовлетворяет требованию п.5.23 СП 39.13330.2012 с учетом максимального размера фракции щебня.

В завершении укрепительных работ производится посев многолетних трав, соответствующих требованиям ГОСТ Р 52235-2005.

По трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 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 №2 к Заданию на проектирование и в томе 1.

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 объёме 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. 1.8.5.

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

1.8.1 Узел приема средств очистки и диагностики 09Л-КП-001 по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9

Проектные решения по узлу камеры приема СОД DN250 PN63 КП9-К3-001 описаны в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы» проекта 1325/10.2 (ТЮ-КП10) – Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10.

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

~~На нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №9 предусмотрена установка камеры приема СОД DN250 PN63 09Л-КП-001 в конце трассы перед точкой вр.5 (узел запуска~~

СОД DN250 PN63 находится на КП9 и входит в состав сооружений КП9). Камера приема СОД предусматривается левого исполнения.

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

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

В состав узла камеры приема СОД входят:

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

Технологическая обвязка камер приема СОД обеспечивает возможность проведения следующих операций:

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

Дренажирование камеры приема осуществляется после завершения операции по приему СОД и отключения её от нефтегазоэфирного трубопровода при открытом воздушнике.

Дренаж из камеры приема очистных устройств предусматривается в подземную емкость дренажную $V=5\text{ м}^3$ с дальнейшей перекачкой в передвижные емкости (автоцистерны).

На проектируемом узле 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 входит 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 ниженприведенным регламентам по отдельности:

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

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

- сертификат соответствия требованиям технического регламента;
- сертификат соответствия системе сертификации требованиям стандарта ГОСТ Р;

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

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным 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. 1.8.5.

1.8.2 Емкость дренажная 09Л-ЕД-001

Освобождение камеры приема СОД 09Л-КП-001 и трубопроводов обвязки камер от оставшегося продукта (после запуска снаряда) предусматривается в дренажную подземную емкость 09Л-ЕД-001 объемом 5 м³.

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 газо воздушной 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 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 пронарку емкости. Пронарка дренажной емкости предусмотрена через специальный штуцер для пронарки. Подача пара осуществляется из передвижной пронарочной установки.

В режиме работы нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9, 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. 1.8.5.

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 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 №8,9 приведена на листе ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003.

Компоновка дренажной емкости №9Л КП 001 приведена на листе ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.8.3 Запорная арматура

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.

До и после запорной арматуры с ручным управлением устанавливаются манометры.

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 кустов скважин 8,9 приведена на листе ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

1.8.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации

Все пересечения нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №8,9 с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

Нефтегазосборный трубопровод куста скважин №8 пересекает:

- проектируемую ВЛ-10 кВ на ПК4+24,73 и ПК4+36,73;
- проектируемый подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 на ПК 4+91.

Нефтегазосборный трубопровод куста скважин №9 пересекает:

- проектируемую ВЛ-10 кВ на ПК3+97,63 и ПК30+73,0;
- проектируемый подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 на ПК31+26,0.

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 не менее 60°.

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».

Для проезда строительной техники над напорным нефтепроводом DN300 Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 (проект 1513/37, ПК94+64.49) на участке нефтегазосборного трубопровода от КП 8 (П4+91), в соответствии с п. 10.3.3 ГОСТ Р 55990-2014, предусматривается устройство временных переездов из железобетонных плит ПДНС - 6х2м. По завершению работ на данном участке временные переезды подлежат демонтажу.

Для проезда строительной техники над напорным нефтепроводом DN300 Тас-Юряхского месторождения. Участок 1 (проект 1513/37, ПК57+64) на участке нефтегазосборного трубопровода от КП 9 (П31+26), в соответствии с п. 10.3.3 ГОСТ Р 55990-2014, предусматривается устройство временных переездов из железобетонных плит ПДНС - 6х2м. По завершению работ на данном участке временные переезды подлежат демонтажу.

1.8.3.2 Переходы нефтегазосборных трубопроводов через автодороги

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от куста скважин №8,9 пересекают проектируемые автодороги.

В соответствии с п. 891 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".

1.8.4 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №8,9

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 знакамещен 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, разработаны блоком системного инжиниринга ООО «Газпромнефть НТЦ» и не противоречит требованиям п.7.3 СП 284.1325800.2016.

1.8.5 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов

Трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергаются 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-калибратором с калибровочным диском на 85% от名义ального диаметра трубопровода.

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

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

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

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

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

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

Не испытываемые (гарантийные) сварные стыки подлежат 100% контролю радиографическим 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 заглушек 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 1.2

Таблица 1.2 - 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	Гидравлическим или пневматическим способом	
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10	6,3	C	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Pраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Pраб=6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	6,3	C	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Pраб=6,3 (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	B	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,5Pраб=9,45 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч 3 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Pраб=7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч	Pраб=6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ	
				На прочность			
				Гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность		
Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	6,3	C	100	<p>1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом)</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p> <p>2 этап – одновременно с испытанием трубопровода</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p>	Pраб=6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014	
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	6,3	C	100	<p>1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом)</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p> <p>2 этап – одновременно с испытанием трубопровода</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p>	Pраб=6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014	
Трубопровод прорезки камеры СОД инертным газом	6,3	C	100	<p>1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом)</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p> <p>2 этап – одновременно с испытанием трубопровода</p> <p>1,25Pраб=7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч</p>	Pраб=6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014	

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	Гидравлическим или пневматическим способом	
Трубопроводы обвязки камеры СОД	6,3	€	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	$P_{раб}=6,3$ (время выдержки не менее 12 ч) ГОСТ Р 55990-2014

1.9 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 №8,9 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 №8,9 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.

1.10 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».

1.11 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».

1.12 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, травмирование 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 рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

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

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

В данном проекте нет автоматизированной системы управления технологическим процессом. Все оборудование принято ручного исполнения.

1.14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

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

1.15 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. Использование ММГ в качестве основания принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-РР-001 с учетом изменения инженерно-геокриологических условий для подземной части. Трубопроводы на площадке узла приема СОД DN250 от куста скважин N9 проектируется с использованием ММГ по I 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 тальми породами.

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

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

Участки трубопровода, прокладываемого по заболоченным участкам, на текучих грунтах при оттаивании ММГ рассчитаны на устойчивость против всплытия. Балластировка

трубопровода осуществляется утяжелителями типа УБО. Балластировка также предусмотрена на участках трассы с низким уровнем грунтовых вод, с целью предотвращения всплытия трубопровода при водонасыщении грунтов в период снеготаяния.

Шаг балластировки указан в Материальном исполнении, приведённом 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, 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.

В качестве грунта для замены, используется непучинистый, немерзлый грунт без крупных и твердых включений.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

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

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

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 59,5 °C;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36,4 °C;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49,6 °C.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

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

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

- Технического Задания на проектирование.

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

Расчетная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД и алгоритма выбора технических решений по материальному исполнению трубопроводов согласно ТТР 01.02.04-13 для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

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

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ТТР 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 $P_{\text{с.м.}}$, 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 КСУ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСВ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 40 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

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

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

Для соединения трубопроводов с давлением 6,3 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Е-Ф) 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 применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

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

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

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скольжения 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
250	С	Нефтегазосборный трубопровод от кустов КП8, КП9	6,3	-30...+10	-	0,01... 0,08
300						

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
250	С	Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	6,3	-30...+10	—	0,01... 0,08
300						
250	В	Переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	6,3	-30...+10	—	0,01... 0,08
300						
250	С	Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	6,3	-30...+10	—	0,01... 0,08
300						

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

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_t , МПа	Сопротивление разрыву σ_b , МПа
Группа 4 (Cr 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	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 надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

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

$\gamma_n=1,1$ – коэффициент надежности 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
273	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	4,38	3,89	6,38	8
273	B	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	5,28	4,69	7,28	8
325	C	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	5,22	4,63	7,22	8
325	B	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	6,29	5,58	8,29	10

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:

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

где $\delta_{ном}$ – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;
 C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W , лет
273	8	6,3	372	510	0,1	4,00	32
273	8	6,3	372	510	0,1	4,80	24
325	8	6,3	372	510	0,1	4,70	25
325	10	6,3	372	510	0,1	5,70	33

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, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
 ΔT – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 30°C в соответствии с п. 4.1.16 ТТР-01.02.04-13, $^{\circ}\text{C}$).

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

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубопровод	P, МПа	σ_y , МПа	ΔT , $^{\circ}\text{C}$	R, м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
273×8	6,3	372	40	250	123,6	50,6	-173,3	258,3	334,8
325×8	6,3	372	40	300	147,2	56,8	-165,3	270,8	334,8

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

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

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

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

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

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

где A_s – площадь поперечного сечения трубы, м^2 ;
 A_i – площадь поперечного сечения трубопровода в свету, м^2 .

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

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

где $q^* = w + q_s^*$ – предельное погонное сопротивление, МН/м;
 w – погонный вес трубопровода, МН/м;
 q_s^* - предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м;
 ρ_0 - расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

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

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

где γ – расчетный удельный вес засыпки (принимается из условия плотности грунта засыпки не менее 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
273×8	273	104,1	0,8	6,3	40	600	1700	0,805	1,279	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
325×8	325	137,5	0,8	6,3	40	600	1700	1,001	1,507	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

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

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 к 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 к дну траншеи на вогнутом рельефе местности производится по формуле:

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

На выпуклом рельефе местности данный радиус будет равен:

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

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

I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;

α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;

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

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

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

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}, \text{мм}$	$I, \text{м}^4$	$q_{mp}, \text{Н/м}$	$\alpha_k, \text{рад.}$	$\rho_{\text{вог}}, \text{м}$	$\rho_{\text{вып}}, \text{м}$
273	8	$5,852 \times 10^{-5}$	512,9	0,017	904,8	851,4
				0,052	435,0	409,3
				0,105	274,0	257,9
325	8	$1,001 \times 10^{-4}$	613,5	0,017	1019,5	959,4
				0,052	490,1	461,2
				0,105	308,7	290,6

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 принятого согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.8 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	$DN, \text{мм}$	$P, \text{МПа}$	Температура продукта, $^{\circ}\text{C}$	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s, \text{мм}$	Тип трубы, материал
Нефтегазосборный трубопровод от кустов КП8, КП9	250	6,3	-30...+10	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×8	
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	250	6,3	-30...+10	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×8	
Переход через автомобильную дорогу, включая участки длиной 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	250	6,3	-30...+10	В	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×10	
Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	250	6,3	-30...+10	С	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×8	

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 × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ	
250	530×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)	
300			
250 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)	720×10		
300 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)			

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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

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

где – n_{bal} – коэффициент надёжности по нагрузке (согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014),
– $n_{bal} = 0,9$ для железобетонных пригрузов;
– $n_{bal} = 1,0$ для чугунных пригрузов.
– $n_{bal} = 0,8$ для пригрузов заполненных грунтом.

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

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

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

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

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

- γ_{bal} – плотность материала пригрузов,
- для бетона $\gamma_{bal} = 2300$ кг/м³;
- для грунта $\gamma_{bal} = 1400$ кг/м³;
- для чугуна $\gamma_{bal} = 6800$ кг/м³.

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

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

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

где $E = 206000$ 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 273x8 и 325x8 не менее 600 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).

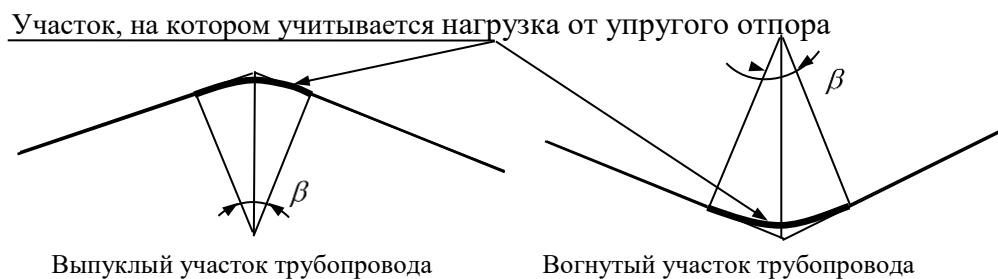


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антакоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	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
2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	Бетон	1,2	–	0,4	560
Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	Чугун	0,364	–	0,4	250
КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,65	0,80	–	1120

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
273×8	УБО-530 ТУ 102-300-81	14,2	25,0	33,6
	Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	6,0	9,2	11,3
	КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	7,8	13,8	18,4
325×8	УБО-530 ТУ 102-300-81	7,2	11,5	14,5
	2-УТК-325-12 ТУ 102-264-81	4,5	6,9	8,5
	КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	3,9	6,3	7,9
530×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	–	–	3,6
720×10 (футляр)	УБО-720 ТУ 102-300-81	–	–	6,3

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 КСВ или не менее 30 Дж/см² на образцах КСУ при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах КСВ или не менее 50 Дж/см² на образцах КСУ при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 НВ 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным 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. Кусты скважин №8, 9. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.1.

3.1 Нормативные ссылки

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

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

3.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

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

Коррозия – разрушение материала трубопровода под воздействием окружающей среды.

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

3.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

3.4 Общие данные

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

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

3.5 Критерии защиты от коррозии

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, СП 25.13330.2020, ГОСТ 25100-2020 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических

элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28.13330.2017, таблица X.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод – слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

В соответствии с ведомостью (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 ближдающие 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 ближдающих 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).

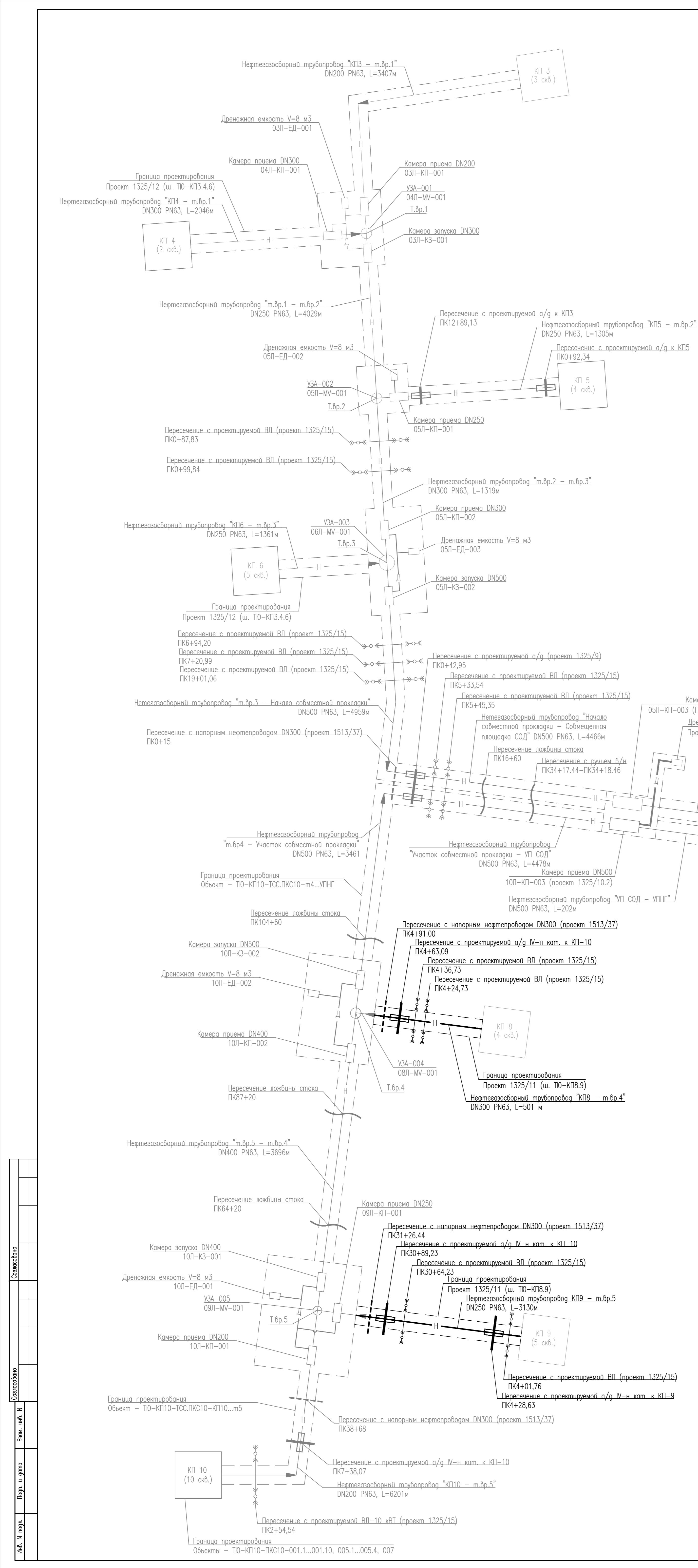
3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

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

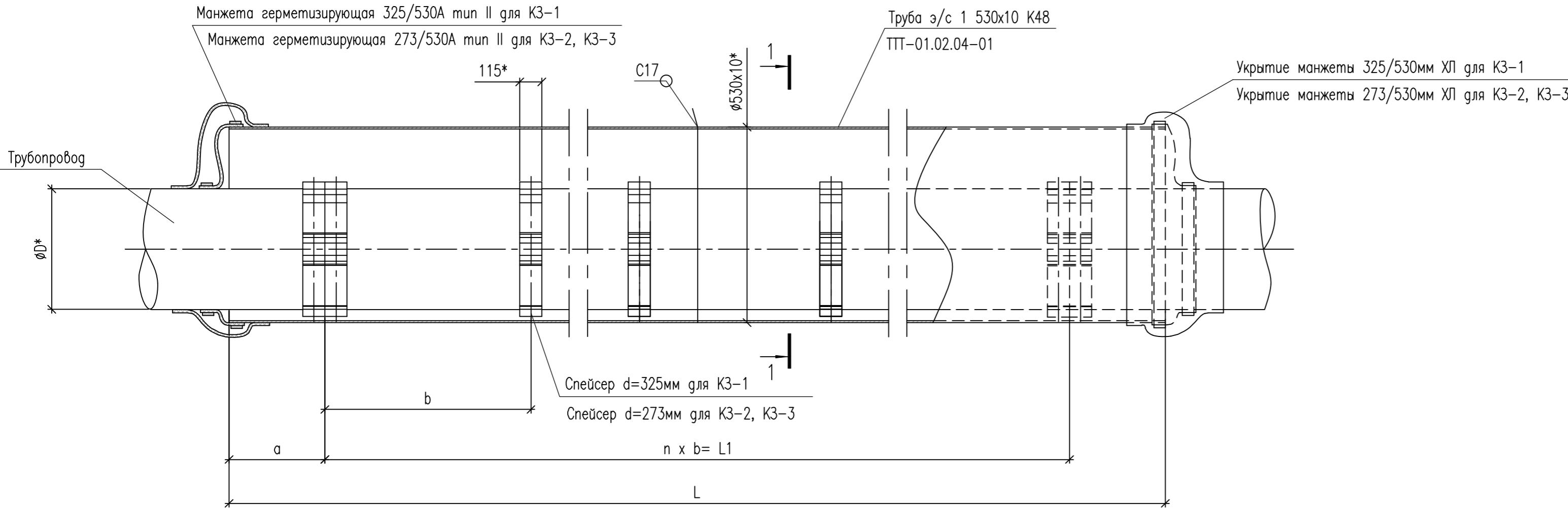
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
03Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 2
03Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м ³ , Ррасч=0,05 МПа	
03Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
03Л-КП-002	Камера приема СОД	1	DN250 PN80	Примечание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

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

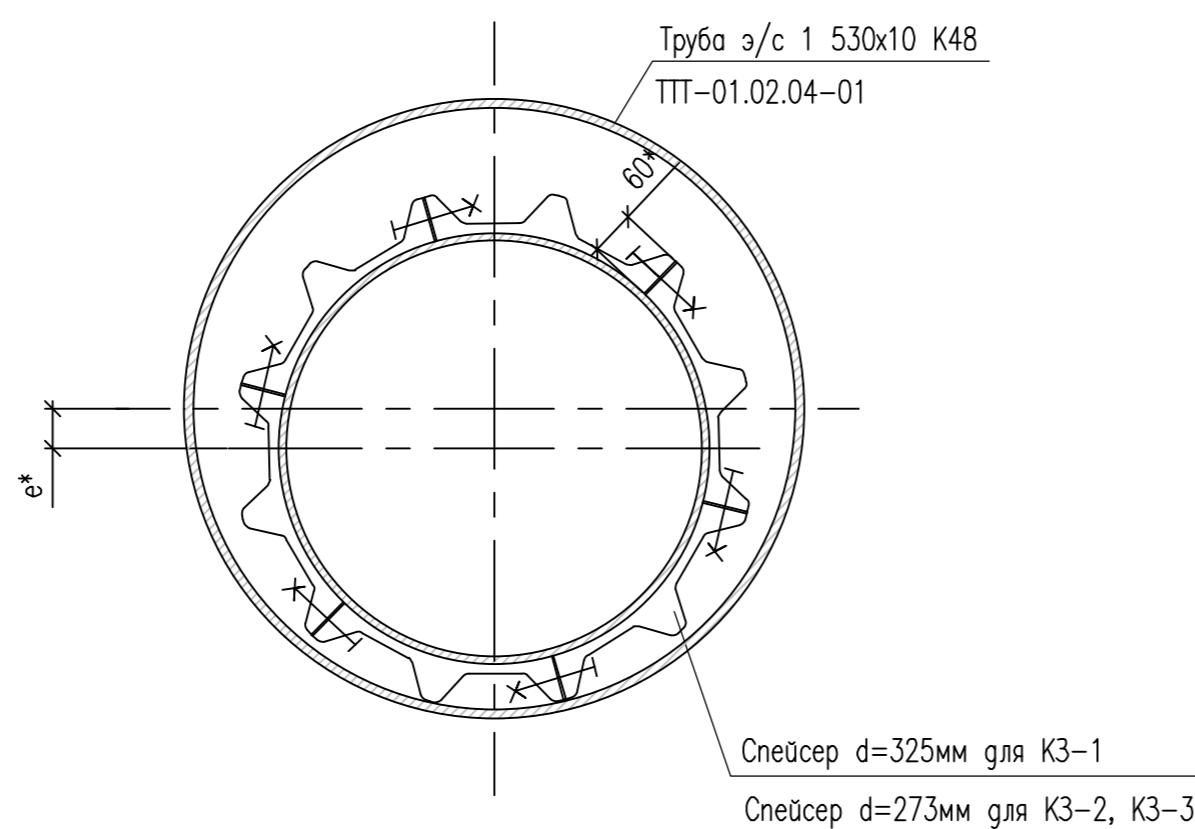
Обозначение	Наименование
— Н —	Нефтегазосборный трубопровод
— Д —	Дренаж
— - - - -	Граница проектирования
►	Направление потока



Кожухи защитные К3-1...К3-3 DN500 для трубопроводов DN300 и DN250 без теплоизоляции



1-1



- * Размеры для справок.
- Кожухи выполнены из труб электросварных группы 1, класса прочности K48 по ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0).
- Трубопровод, протаскиваемый в кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсер выполняется из сегментов, изготовленных из диэлектрического материала. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо, и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера. На концах кожуха монтируется спаренный спейсер.
- Манжета герметизирующая надевается на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при ее засыпке.
- Сварку производить электродами марки Э50А по ГОСТ 9467-75. Типы сварных швов по ГОСТ 16037-80.
- Зашиту металлоконструкции от почвенной коррозии выполнить в соответствии с рекомендациями проекта.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожух".

Таблица переменных данных

Наименование кожуха	Расположение	D, мм	L, мм	L1, мм	n, шт.	a, мм	b, мм	e, мм	Кол-во кожухов, шт.
K3-1	ПК4+50.44 – ПК4+73.44 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-10 ПК4+63.09 (трасса КП8-м.бр.4)	325	23000	21600	16	700	1350	33	1
K3-2	ПК4+14.5 – ПК4+40.5 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-10 ПК28+63 (трасса КП9-м.бр.5)	273	26000	24000	16	1000	1500	59	1
	ПК30+78.36 – ПК30+97.36 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-10 ПК30+89.23 (трасса КП9-м.бр.5)		19000	18000	12	500			1

ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-006					
Обустройство Тас-Юрянского НГКМ. Кусты скважин №8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист №док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Колесниченко				05.12.25
Проверил	Шарикова				05.12.25
Гл.спец.	Рябцев				05.12.25
Н.контр.	Поликашина				05.12.25
ГИП	Робенская				05.12.25
Кожухи защитные К3-1..К3-3 DN500 для трубопроводов DN300 и DN250 без теплоизоляции. Разрез 1-1					ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Разрешение		Обозначение	ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00		
10331-25		Наименование объекта строительства	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
8	ГЧ-001 ГЧ-002 ГЧ-003 ГЧ-004 ГЧ-006 ИУЛ-001 Прил А-001 Прил Б-001 С-001 ТЧ-001	<p>Заменен. Корректировка схемы Аннулирован.</p> <p>Аннулирован. Камера приема СОД учтена в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) – Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10.</p> <p>Аннулирован. Камера приема СОД учтена в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) – Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10.</p> <p>Заменен. Актуализация.</p> <p>Заменен. Актуализация.</p> <p>Заменен. Актуализация.</p> <p>Заменен. Актуализация.</p> <p>Заменен. Актуализация;</p> <p>Заменен. п.1.8 Дополнен;</p> <p>п.1.8.1 Откорректирован, исключена Камера приема СОД;</p> <p>п.1.8.2 Исключен. Аннулирован;</p> <p>п.1.8.3 Исключен. Аннулирован;</p> <p>п.1.8.3.1 Дополнен;</p> <p>Таблица 1.2 Исключены позиции: Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость; Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом; Трубопроводы обвязки СОД; п.1.9 Откорректирован;</p>	3	Приложение №1.1 к Наряд-заказу №11 от 10.09.2024 к Договору №ГНЗ-20/11018/00134/P/06-03 от 13.04.2020 в редакции Изменения №2 от 10.09.2025	

Согласовано		
Н.контр	Ровенская	05.12.25

Изм.внес	Зиньков	<i>же</i>	05.12.25
Составил	Зиньков	<i>же</i>	05.12.25
Утв.	Ровенская	<i>запись</i>	05.12.25

АО «Гипровостокнефть»
Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)

Лист	Листов
	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 горячезалипкованный. Технические условия.
- 10 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальные 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 Р 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовидные 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 «Санитерно-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. Приказ от 15.12.2020 N534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

51 Требования Компании ПАО «Газпром нефть» 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 изгото-витель	Ед. изм.	Коли-чество
Нефтесборный трубопровод от куста скважин №8				
1. Труба электросварная 325x8 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 град.С Труба э/с 4 325x8 К52 60 НПН			м	425
2. Труба электросварная 325x10 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 град.С Труба э/с 4 325x10 К52 60 НПН			м	76
3. Утяжелитель сборный железобетонный охватывающего типа 530 для трубопровода 325 мм, средняя плотность бетона не менее 2,3 т/м ³ , блок 700x1000x300 мм, в комплекте с мягкими соединительными поясами (МСП), с антифрикционными ковриками для защиты изоляции трубопровода и исключения проскальзывания пояса, с защитными ковриками из полимерного скального листа, комплект пригрузов 834 кг, ХЛ1			компл.	26
4. Отвод гнутый 90-325x8-5DN-K52 УХЛ 4 группы исполнения, расчетное давление 6,3 МПа с наружным покрытием, коэффициентом условий работы 0,767, максимальная температура	ТТТ-01.02.04-02		шт.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изгото-витель	Ед. изм.	Коли-чество
эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-02 Отвод ОГ4-ПТ 90-325x8-5DN K52 УХЛ НП				
Нефтесборный трубопровод от куста скважин №9				
1. Труба электросварная 273х8 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 град.С Труба э/с 4 273x8 K52 60 НПН			м	3130
2. Утяжелитель сборный железобетонный охватывающего типа 530 для трубопровода 273 мм, средняя плотность бетона не менее 2,3 т/м ³ , блок 700x1000x300 мм, в комплекте с мягкими соединительными поясами (МСП), с антифрикционными ковриками для защиты изоляции трубопровода и исключения проскальзывания пояса, с защитными ковриками из полимерного скального листа, комплект пригрузов 834 кг, ХЛ1			компл.	31
3. Отвод гнутый 20-273x8-5DN-K52 УХЛ 4 группы исполнения, расчетное давление 6,3 МПа с наружным покрытием, коэффициентом условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-02 Отвод ОГ4-ПТ 20-273x8-5DN K52 УХЛ НП	TTT-01.02.04-02		компл.	1
4. Отвод гнутый 55-273x8-5DN-K52 УХЛ 4 группы исполнения, расчетное давление 6,3 МПа с наружным покрытием, коэффициентом условий работы 0,767, максимальная температура	TTT-01.02.04-02		компл.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изгото-витель	Ед. изм.	Коли-чество
эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-02 Отвод ОГ4-ПТ 55-273x8-5DN K52 УХЛ НП				
5. Отвод гнутый 90-273x8-5DN-K52 УХЛ 4 группы исполнения, расчетное давление 6,3 МПа с наружным покрытием, коэффициентом условий работы 0,767, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-02 Отвод ОГ4-ПТ 90-273x8-5DN K52 УХЛ НП	TTT-01.02.04-02		компл.	2
6. Камера приема DN 250 PN 6,3 МПа рабочая среда жидкость, не сейсмостойкое исполнение, левое расположение патрубков относительно хода среды, затвор байонетный, наружное антикоррозионное покрытие, СО2 стойкое исполнение, присоединяемые трубопроводы: вход продукта 273x8 мм Г4К52, отвод продукта 114x6 мм Г4К52, дренаж 57x6 мм Г4К52, ПО, ТМ, ДГК, ДД, УХЛ1 ТТТ 01.02.04-03 Камера КП-250 6,3 Ж СО Л ЗБ НП СО2 УХЛ1	TTT-01.02.04-03		компл.	1
7. Дренажная ёмкость V=5 м ³			шт.	1

Расчет на прочность трубопроводов системы сбора

ТЮ-КП8.9-П-ТКР.01.00-РР-001

Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9»

Куст нефтяных скважин №8. Куст нефтяных скважин №9.

Стадия Лист Листов

Π | 1 | 77

Расчет на прочность трубопроводов системы сбора



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ	3
3.2 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	4
3.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....	5
4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	6
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	6
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ	8
4.3 МЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРУНТА.....	9
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	9
5.1 ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ	9
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА	11
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА	12
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	14
7 ВЫВОД	24
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	26
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	28
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	33
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТА	76

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ), осадок основания, расчет на прочность и деформативность нефтегазосборных трубопроводов проекта 1325/11 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9».

2 Общие положения

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

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

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

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

3 Исходные данные

3.1 Параметры трубопроводов

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

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.1. проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9».

Трубопровод прокладывается подземно, без теплоизоляции, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм. На участка просадочных при оттаивании многолетнемерзлых грунтов (ИГЭ 209) предусмотрена замена грунта на глубину от 1,5 до 4,0 м от отметки рельефа.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, D , мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °C	Рабочий продукт
273x8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	6,3	-3,43...+8,64 (см. приложение Г)	Нефтегазовая смесь
325x8			-9,40...+8,46 (см. приложение Г)	

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9».

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

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

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

Для трассы от КП №8 до точки врезки №4:

- Выход с групповой замерной установки (геол. скв. 49);
- Узел приема/запуска СОД в районе т.вр.4 и УЗА-004 (геол. скв 6200);

Для трассы от КП №9 до точки врезки №5:

- Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9 (геол. скв. 6070);
- ПК14+00-ПК15+00 (геол. скв. 6061а-6060);
- Площадка узла приема СОД DN250 на т.вр.5 (геол. скв 24);

- Пересечение автодороги на ПК 30+98,49, пересечение с напорным нефтепроводом DN300 на ПК31+26 (геол. скв. 6048а)
- Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.5 (геол. скв. 6048а).

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» 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
24	0,10	-0,30	-0,30	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,30	-0,32	-0,34	-0,47	-0,54	-0,62	-0,51	-0,71
49	0,05	0,04	0,11	0,08	0,02	0,03	0,02	-0,18	-0,21	-0,34	-0,33	-0,35	-0,31	-0,31	-0,34
6048а	0,01	-0,12	0,12	-0,18	-0,15	-0,15	-0,22	-0,22	-0,25	-0,27	-0,34	-0,35	-0,34	-0,30	-0,34
6061а	0,09	0,05	-0,10	-0,17	-0,15	-0,16	-0,23	-0,34	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,35	-0,33	-0,34
6070	-0,18	-0,15	-0,15	-0,21	-0,24	-0,26	-0,31	-0,30	-0,34	-0,32	-0,35	-0,37	-0,39	-0,36	-0,39
6200	0,20	0,31	0,28	0,15	0,13	0,13	0,11	0,05	0,04	-0,30	-0,31	-0,33	-0,34	-0,35	-0,33

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» 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]:

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

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

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

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

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

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

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

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

где $T_{s,i}$ – среднемесячная температура воздуха, °C;

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

(0,61Φ_{s,i} – 20) – для песчаных, щебеночных и асфальтовых поверхностей;

(0,61Φ_{s,i} – 40) – для бетонных и железобетонных поверхностей;

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

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

α_t – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

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

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

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

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух (без учета снега), Вт/м ² К	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. №24, Вт/м ² К	1,15	1,00	0,94	1,15	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,94	1,93	1,38
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №49, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,42	1,68	1,19
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6048а, Вт/м ² К	1,01	0,88	0,82	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,49	1,71	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6060, Вт/м ² К	0,94	0,81	0,76	0,94	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,25	1,6	1,13

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6061а, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,42	1,68	1,19
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6070, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,42	1,68	1,19
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6200, Вт/м ² К	0,96	0,83	0,78	0,96	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,32	1,63	1,16

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],

$Pr = C \cdot \eta / \lambda$ – критерий Прандтля;

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

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°C);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

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

Таблица 5 – Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	46 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности воздушного зазора между стенкой трубопровода и футляра	0,24 Вт/м °C
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN250 внутри футляра DN500	3,2 Вт/м ² °C

4.3 Механическая модель грунта

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

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

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

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

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

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

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

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

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

где T – температура, $^{\circ}\text{C}$;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, $\text{Дж}/\text{м}^3\text{ }^{\circ}\text{C}$;

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

ρ – плотность грунта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

L – удельная теплота фазового перехода, $\text{Дж}/\text{кг}$

t – время, с ;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, $\text{Вт}/\text{м }^{\circ}\text{C}$;

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, $\text{Дж}/\text{м}^3\text{ }^{\circ}\text{C}$;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, $\text{м}/\text{с}$.

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, площадок СОД с применением термостабилизаторов грунта указывается в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

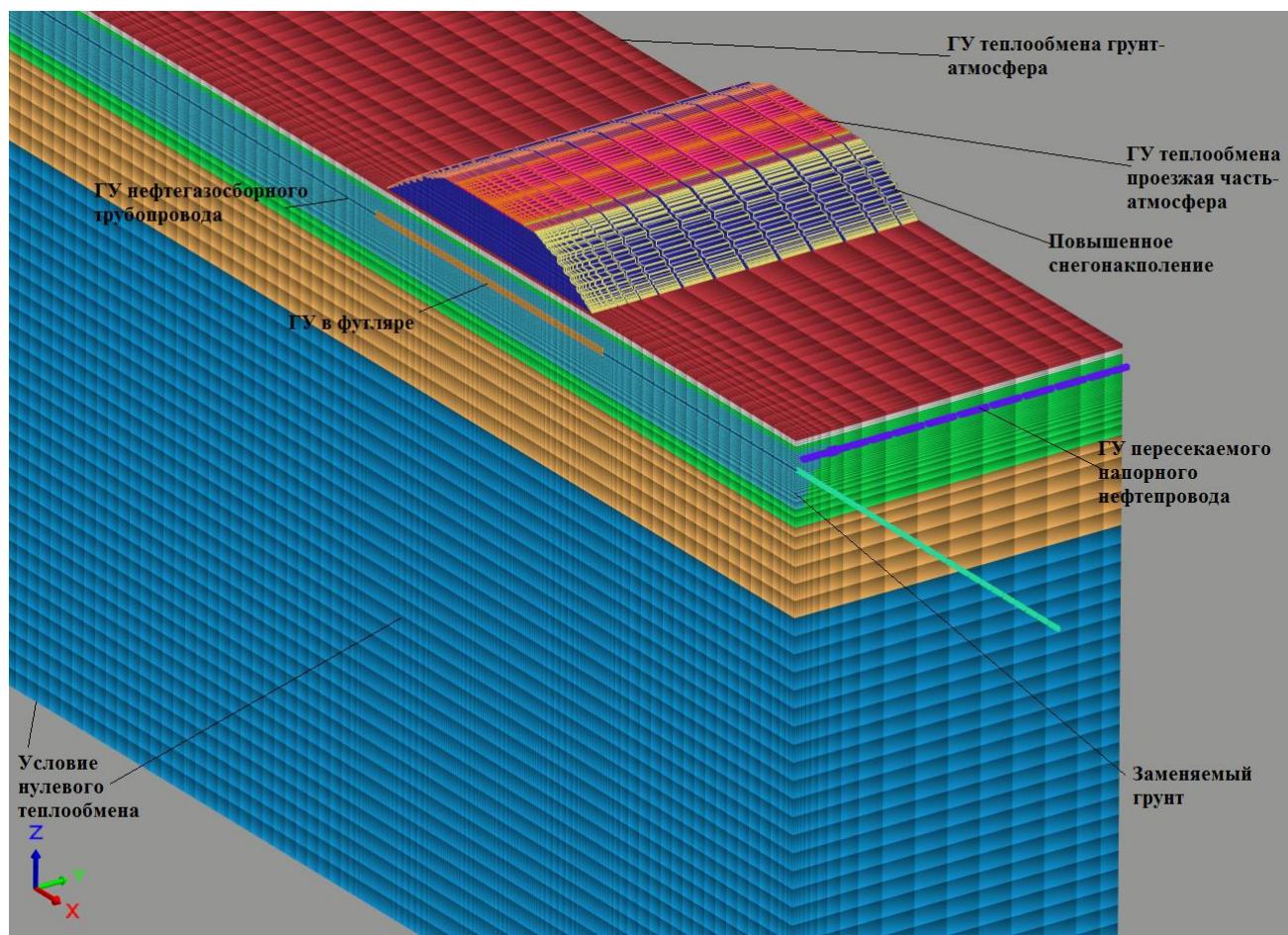


Рисунок 1 – Пример конечно-разностной сетки модели

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 площадок СОД, УЗА с учетом температурной стабилизации грунтов представлены в томе 4.4.4 «Температурная стабилизация грунтов».

5.3 Расчет просадки грунта

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

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

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

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

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

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

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

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

где \sum_1^n распространяется на все слои ММГ от нагруженной поверхности до полной

глубины прорастания;

$A_{th,i}$ 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	Пикет	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Нефтегазосборный трубопровод от КП№8 до т.в.р.5				
Выход с групповой замерной установки кустовой площадки №8	49	ПК0+00	4,7	126
Узел приема/запуска СОД в районе т.вр.5 и УЗА-004	6200	ПК5+25	5,2	45
Нефтегазосборный трубопровод от КП№9 до т.в.р.4				
Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9	6070	ПК0+00	4,9	220 (325*)
ПК14+00- ПК15+00	6061a-6060	ПК14+70	5,6	163 (367*)
		ПК17+74	5,7	163 (371*)
		ПК14+80	6,3	15
		ПК14+88	ММГ отсутствуют	0
Площадка узла приема СОД DN250 на т.вр.4	24	ПК30+01	3,9	101
Пересечение автодороги на ПК 30+98,49, пересечение с напорным нефтепроводом DN300 на ПК31+26	6048a	ПК30+94- ПК31+02	4,3	164 (420*)
		ПК31+04- ПК31+10	5,3	163 (419*)
		ПК31+12- ПК31+20	4,3	155 (411*)
		ПК31+21- ПК31+30	5,3	162 (418*)
		ПК31+31	4,3	155 (411*)
Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.4	6048a	ПК31+40	4,3	155 (411*)

* Результаты без мероприятий по замене просадочных грунтов в основании трубопровода

Как видно из представленных результатов, при прохождении трубопроводов в ММГ на отдельных участках наблюдается повышение температур окружающих грунтов и переход их

в талое состояние. Согласно ГОСТ Р 55990-2014 требуется проверка трубопроводов на прочность с учетом осадки ММГ.

6 Проверка условий прочности трубопроводов

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

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

Температура замыкания принята равной $t=$ минус 30 °С. В качестве температуры замыкания принимается температура воздуха при которой производится фиксация схемы – приварка «неподвижных» опор, подключение к оборудованию, засыпка трубопровода.

Расчетные схемы, результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 2… 18. Результаты расчета без мероприятий грунта приведены для справки.

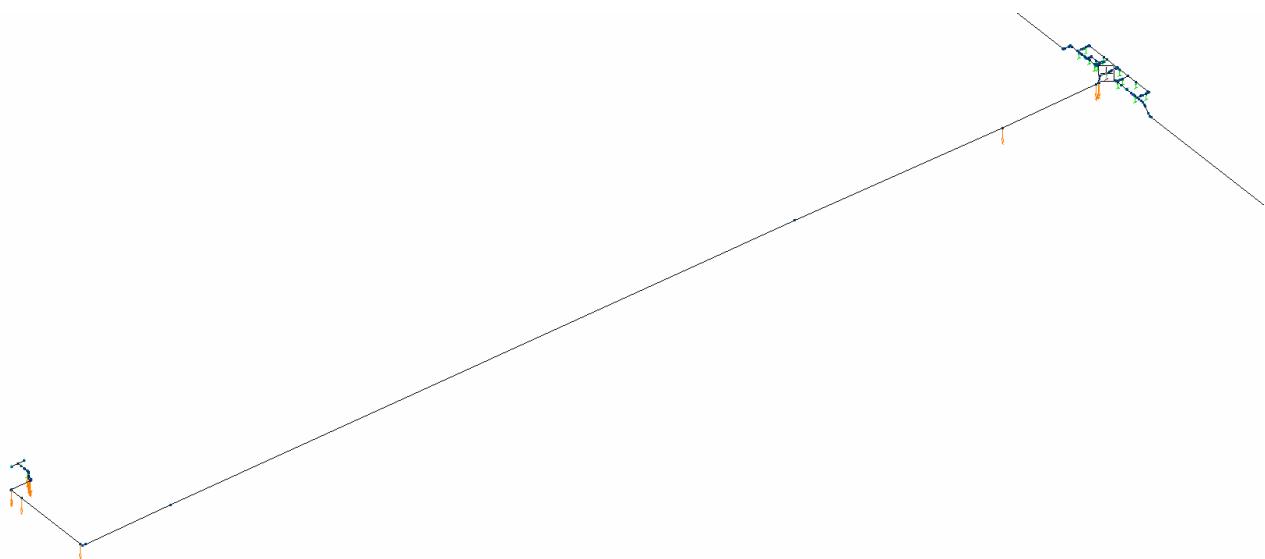


Рисунок 2 – Расчетная схема нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р.5

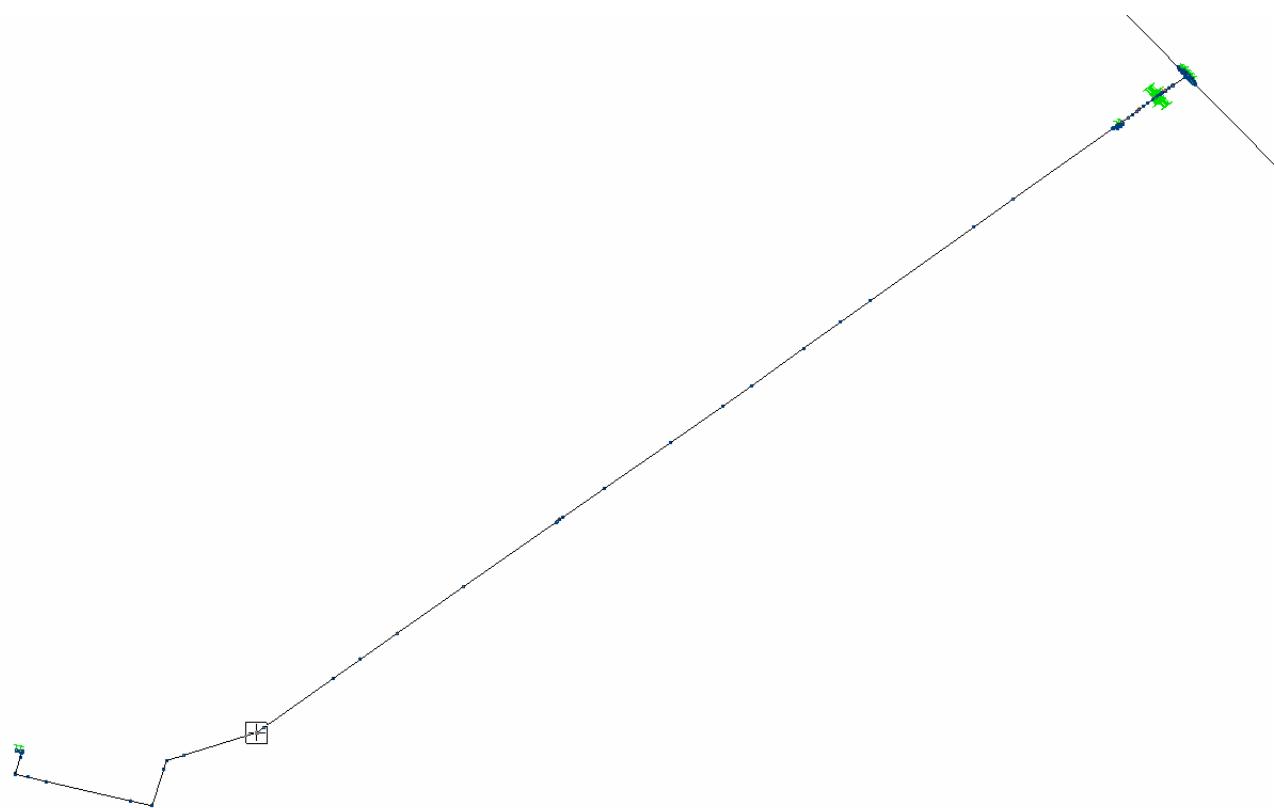


Рисунок 3 – Расчетная схема нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р.4



Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Выход с групповой замерной установки кустовой площадки №8

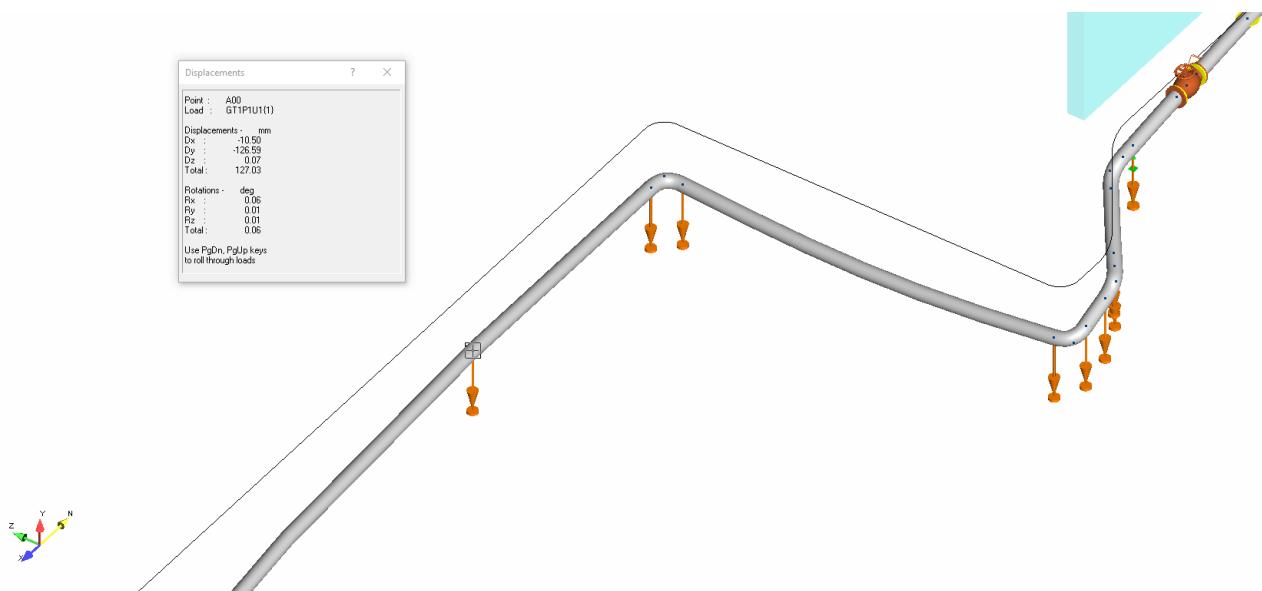


Рисунок 5 – Картина просадки. Выход с групповой замерной установки кустовой площадки №8

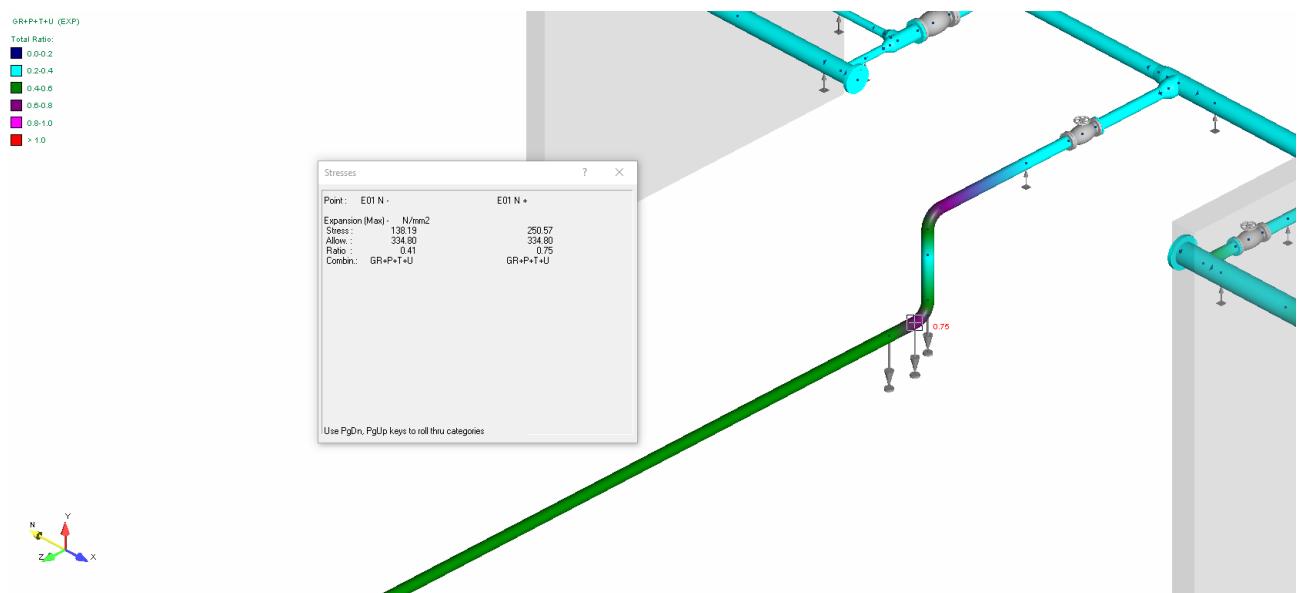


Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Узел приема/запуска СОД в районе т.вр.5 и УЗА-004

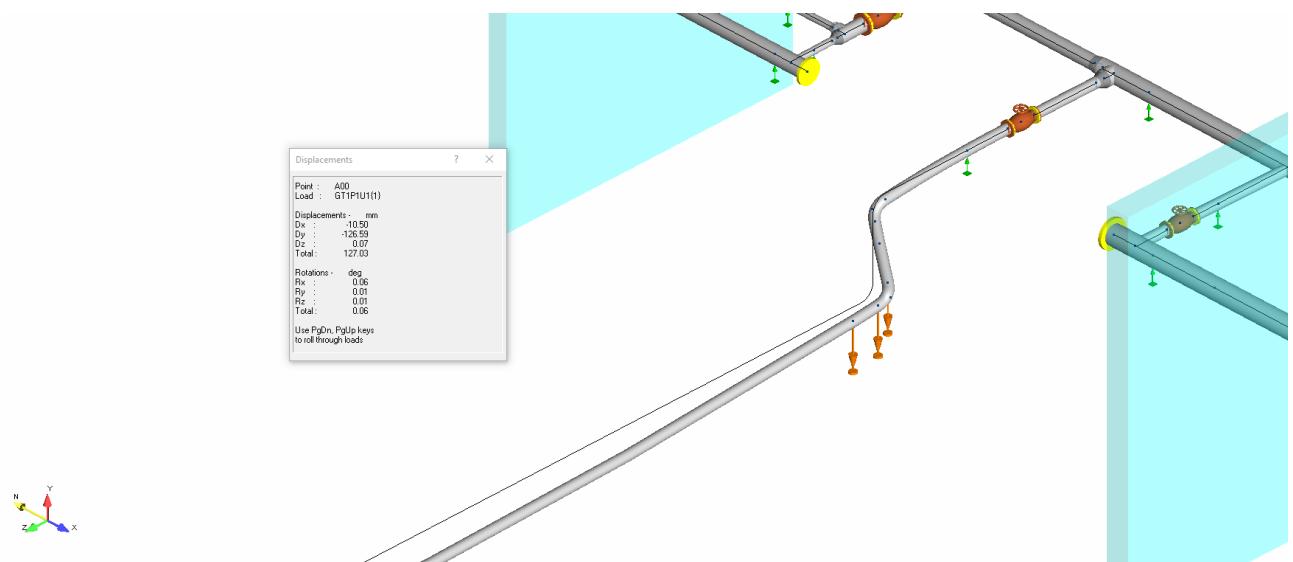


Рисунок 7 – Картина просадки. Узел приема/запуска СОД в районе т.вр.5 и УЗА-004

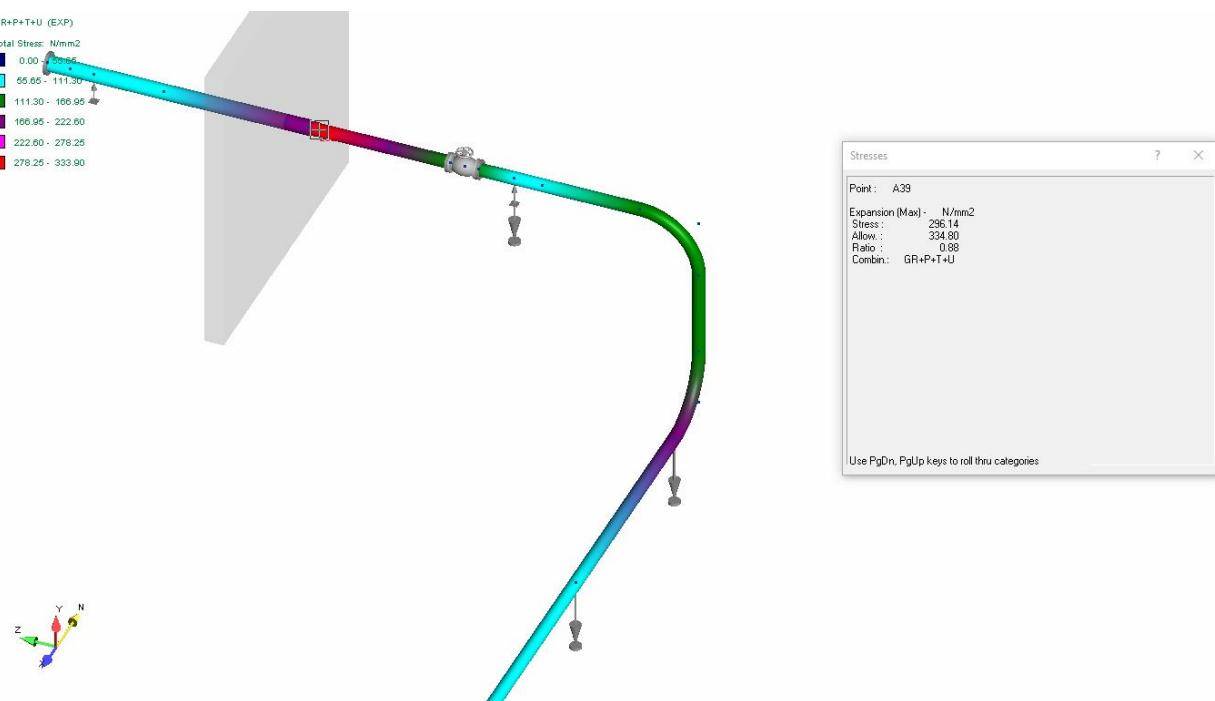


Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9

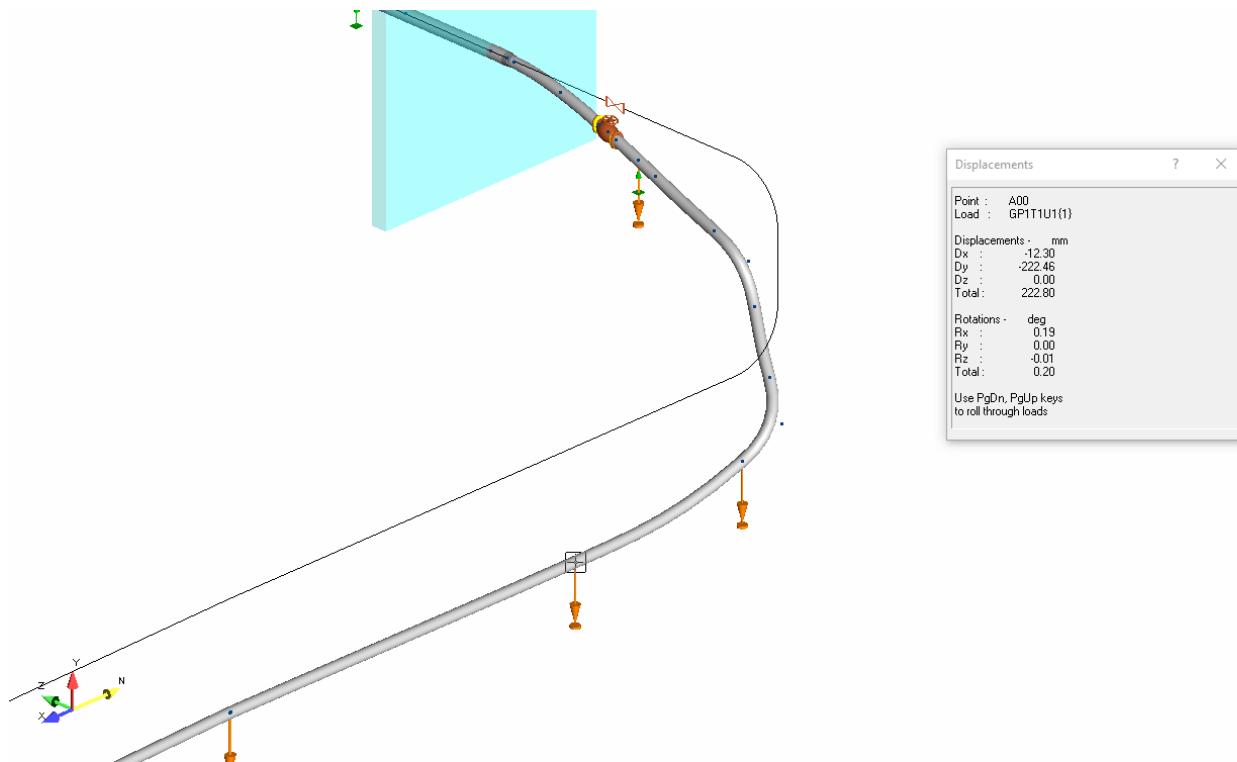


Рисунок 9 – Картина просадки. Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9

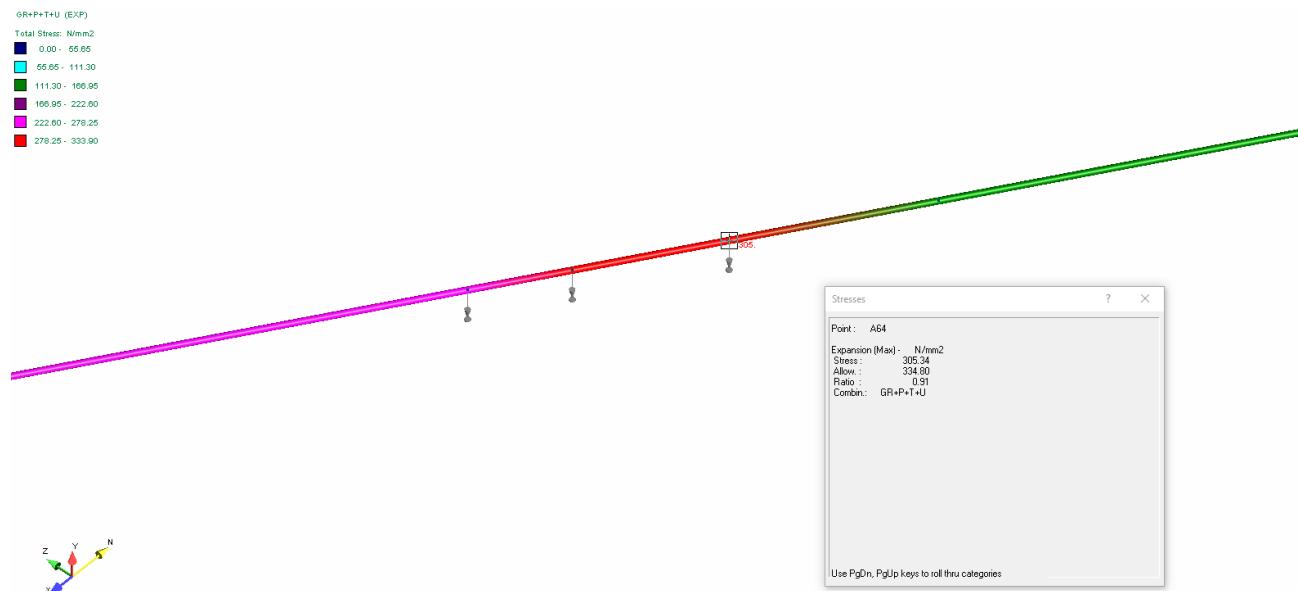


Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Район ПК14+70-ПК14+80



Рисунок 11 – Картина просадки. Район ПК14+70-ПК14+80

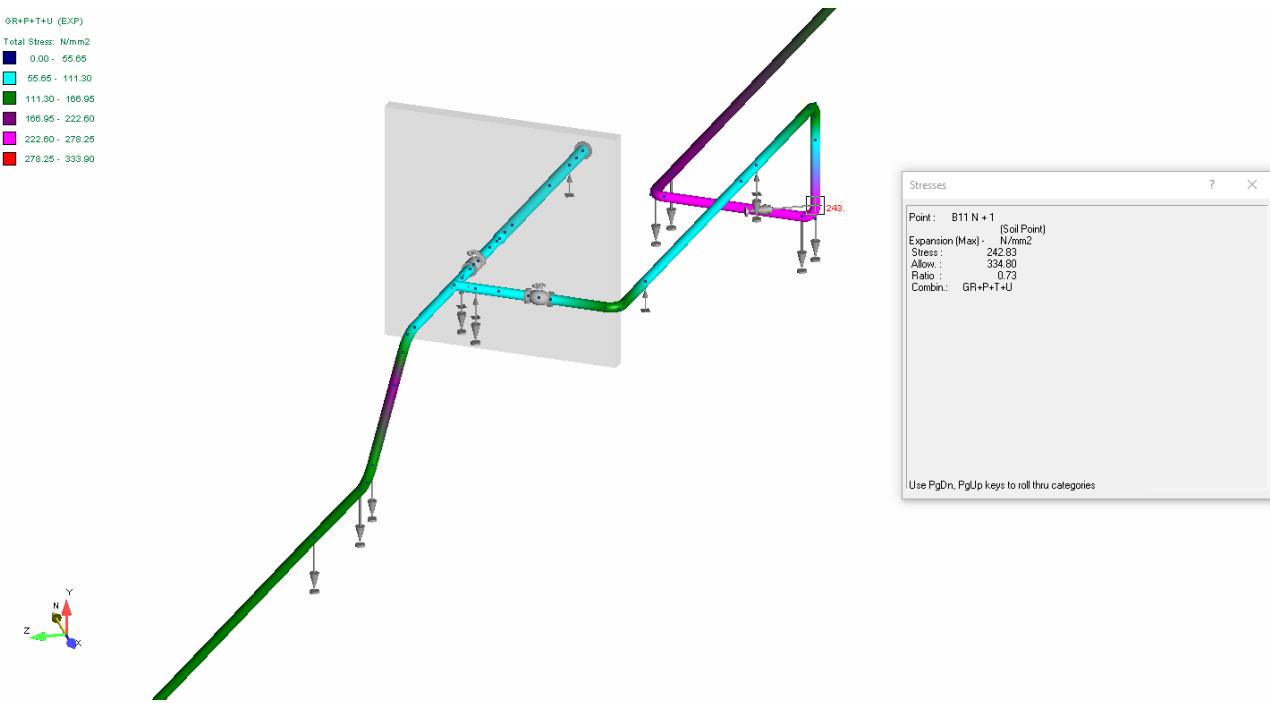


Рисунок 12 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Площадка узла приема СОД DN250 на т.вр.4

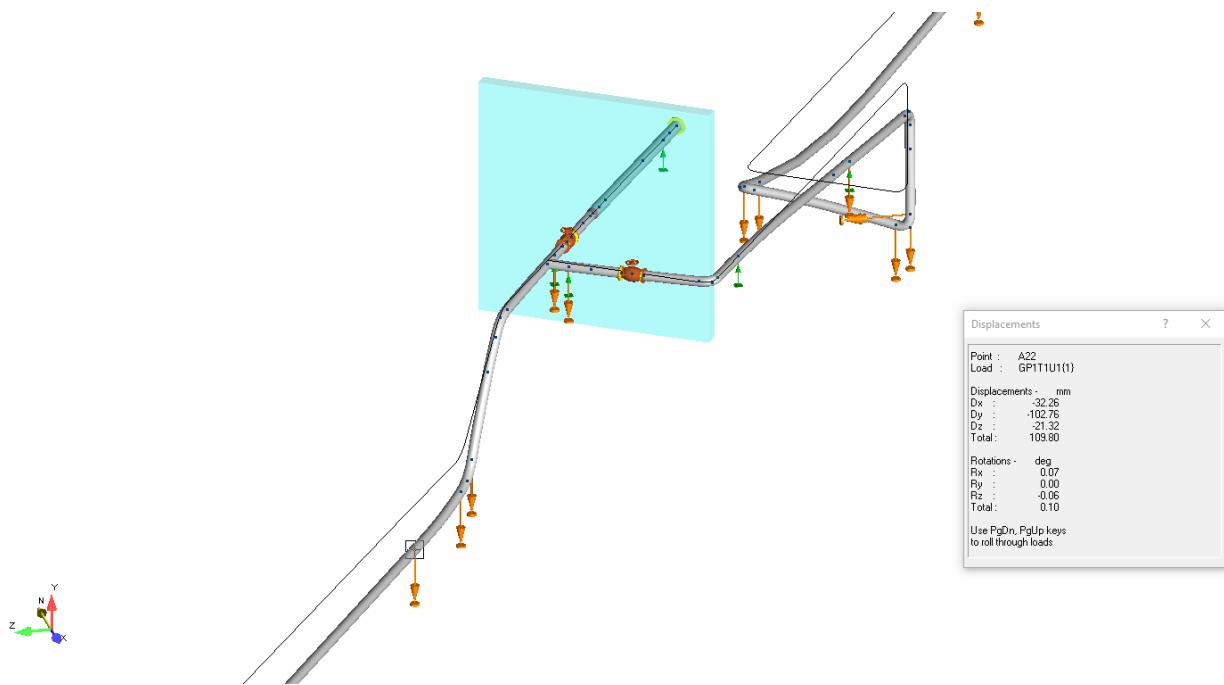


Рисунок 13 – Картина просадки. Площадка узла приема СОД DN250 на т.вр.4

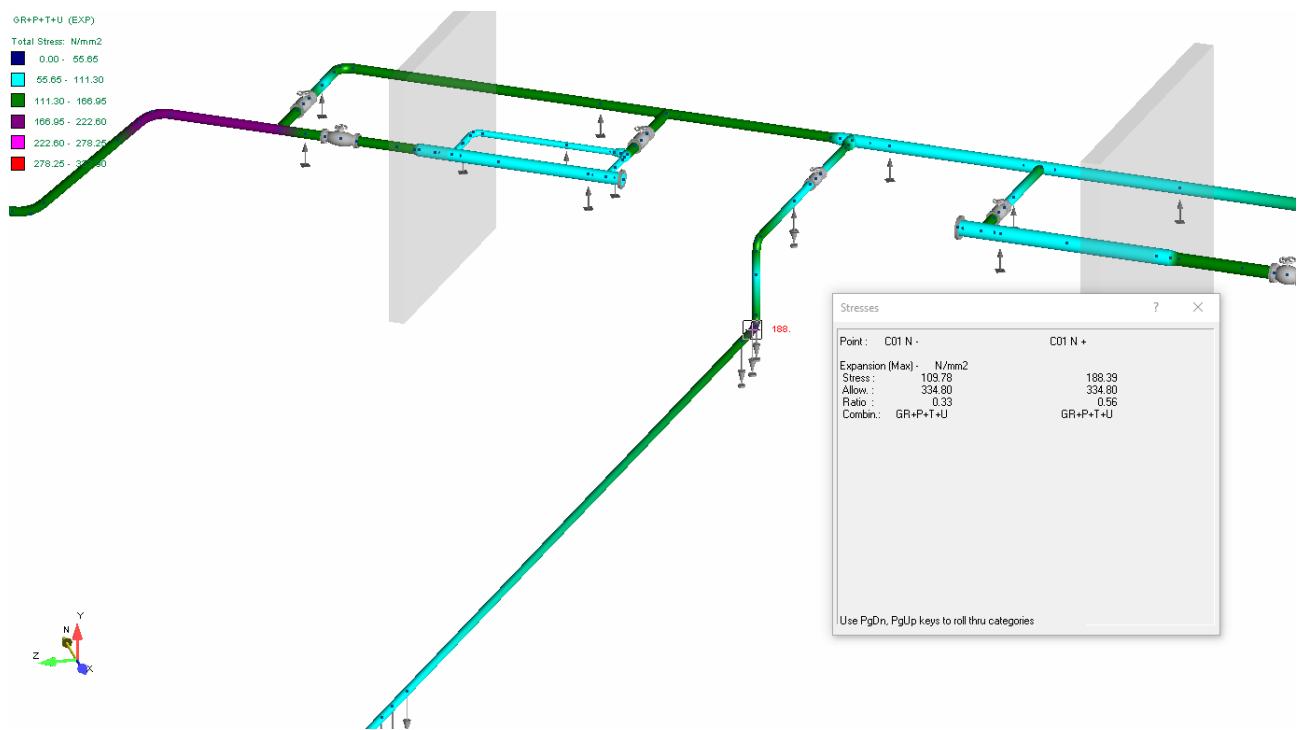


Рисунок 14 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.4

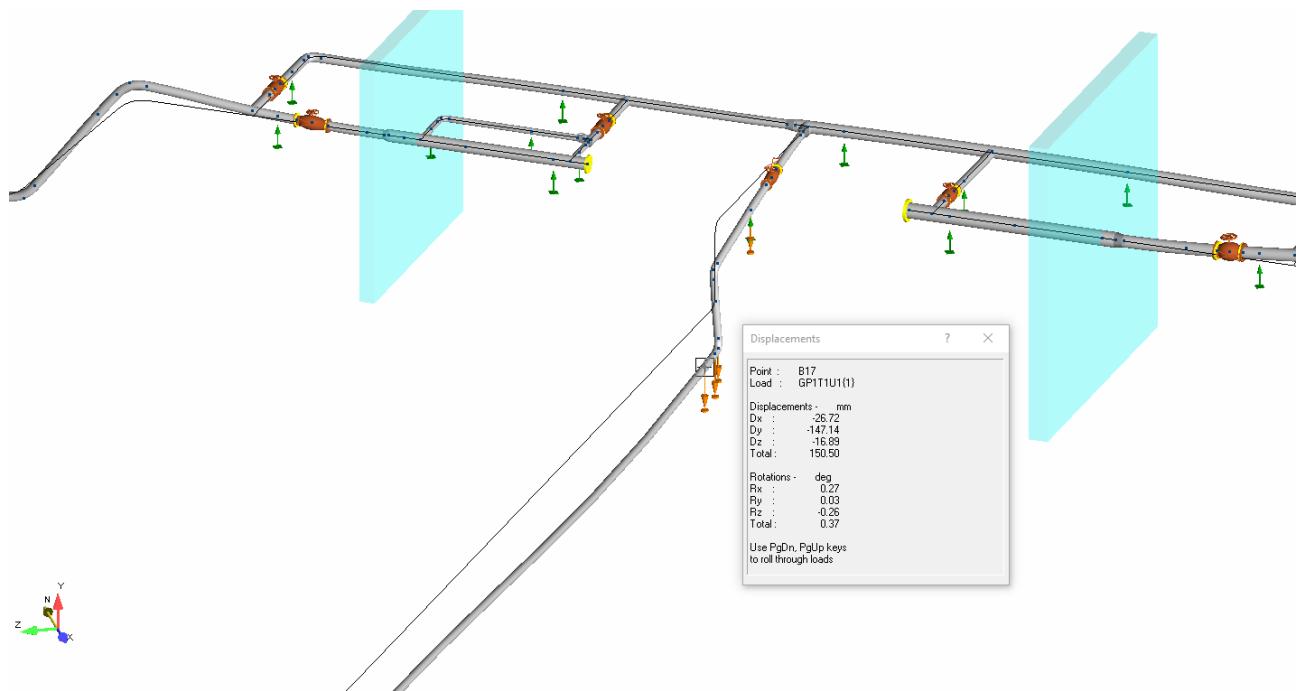


Рисунок 15 – Картина просадки. Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.4

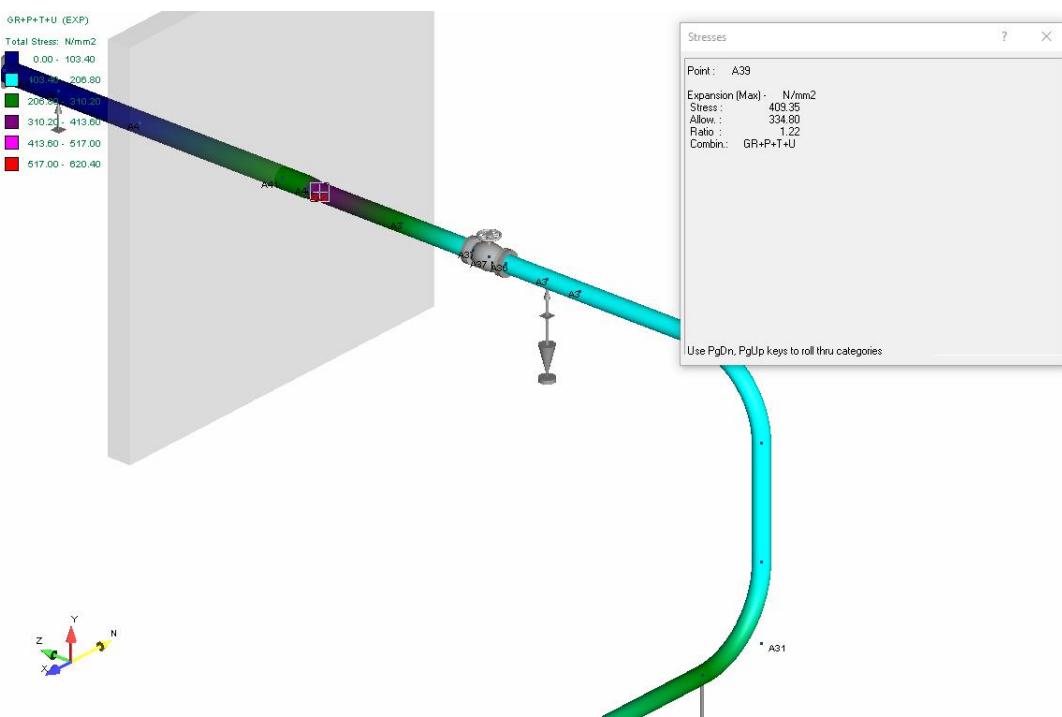


Рисунок 16 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9. Без замены грунта

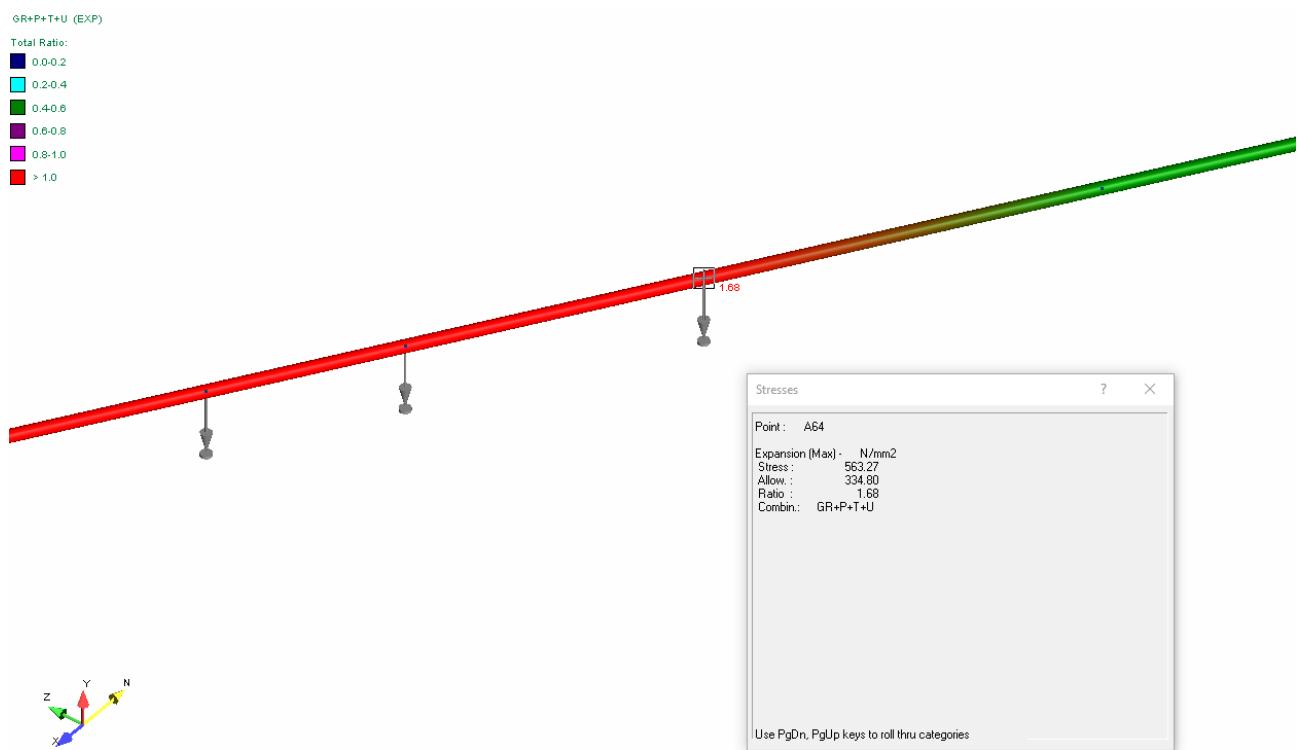


Рисунок 17 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Район ПК14+70-ПК14+80. Без замены грунта

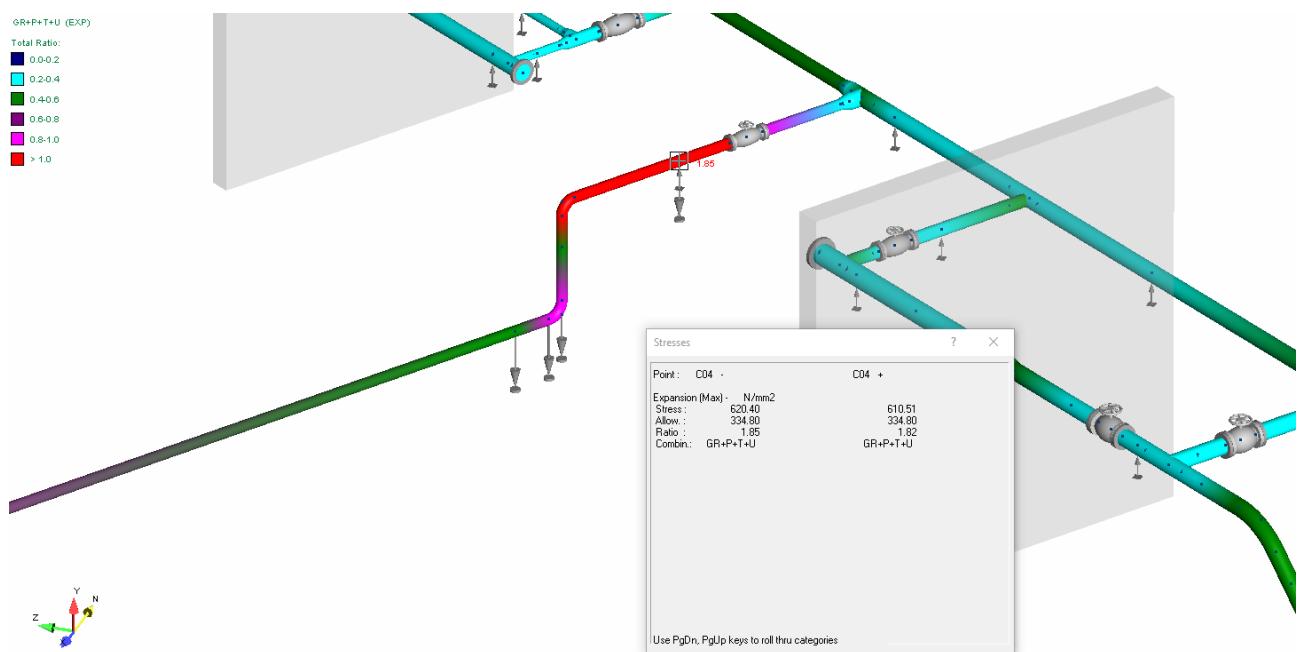


Рисунок 18 – Картина распределения напряжений по Мизесу. Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.4. Без замены грунта

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	Просадка, мм	σ_1 , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
Нефтегазосборный трубопровод от КП№8 до т.в.р.5					
Выход с групповой замерной установки кустовой площадки №8	До 126	303,1	273,9	334,8	ДА
Узел приема/запуска СОД в районе т.вр.5 и УЗА-004		233,7	250,6	334,8	ДА
Нефтегазосборный трубопровод от КП№9 до т.в.р.4					
Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9	До 220	330,3	296,4	334,8	ДА
ПК14+70-ПК14+80	До 163	239,2	305,3	334,8	ДА
Площадка узла приема СОД DN250 на т.вр.4	До 101	238,8	242,8	334,8	ДА
Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-005 на т.вр.4	До 155	168,8	188,4	334,8	ДА
Выход с узла запуска СОД кустовой площадки №9*	До 325*	446,6	409,4	334,8	НЕТ
ПК14+70-ПК14+80*	До 371*	502,9	563,3	334,8	НЕТ
Площадка узла приема СОД DN300, узла запуска СОД DN400 и УЗА-	До 411*	655,2	552,0	334,8	НЕТ
* Результаты без мероприятий по замене просадочных грунтов в основании 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 нефтегазосборных трубопроводов проекта 1325/11 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» сделаны следующие выводы:

- Согласно геокриологическим условиям (свойства грунтов, термометрия) участки многолетнемерзлых грунтов характеризуются температурами

- пограничными к оттаиванию Деградация ММГ происходит вне зависимости от эксплуатации трубопровода, за счет глобальных климатических процессов;
- 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 220 мм с мероприятиями по замене просадочных грунтов (ИГЭ 209) на глубину от 1,5 до 4,0 м от отметки рельефа на ПК0-ПК14+80, ПК30+20-ПК31+71,44. Остаточная мощность просадочного грунта (ИГЭ 209) в основании трубопровода должна составлять не более 1,0 м. Подробнее см. указания тома 3.1;
 - Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях, включая участки пересечений с автодорогами. Осадка (деформация при оттаивании) грунтового основания является допустимой, т.к. не вызывает превышения допустимого уровня напряженно-деформированного состояния трубопроводов согласно раздела 12 ГОСТ Р 5599-2014 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 регулируемыми, 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.: Гидрометеоиздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеоиздат, 1969
- 7) Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат. 1990. – 367 с.
- 8) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Чернов Р.А. Роль снежного покрова в промерзании грунтов // Известия АН Серия географическая. 2001. № 4. С.52-57;
- 9) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Китаев Л.М., Чернов Р.А. Влияние снежного покрова на теплообмен с подстилающей поверхностью. В кн. Оледенение Северной Евразии в недавнем прошлом и ближайшем будущем. Под. ред. В.М. Котлякова. Наука. М.. 2007. С. 15–54. С.368.;
- 10) Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН. 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Термофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;
- 11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.
- 12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами»;
- 13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

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

Приложение Б
Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

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

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ					
		209	448	458	438	449	101
Влажность суммарная W tot. д.е.		0,253	0,197	0,180	0,184	0,253	0,015
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)		0,232	0,177	0,156	0,188	0,216	-
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)		0,041	0,031	0,028	0,000	0,038	-
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды Ww. д.е. (н)		0,131	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)		0,101	0,177	0,156	0,188	0,216	-
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.	0,347	-	-	-	-	-
	на границе раскатывания Wp. д.е.	0,223	-	-	-	-	-
	число пластичности Ip. д.е.	0,12	-	-	-	-	-
Показатель текучести IL. д.е.		0,25	-	-	-	-	-
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см ³	2,70	2,65	2,67	2,65	2,65
	Мерзлого	грунта P. г/см ³	1,91	1,88	1,85	1,84	1,90
		сухого грунта Pd. г/см ³	1,50	1,56	1,56	1,55	1,52
Пористость грунта п. %		44,56	41,4	41,4	41,5	42,7	11,3
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.		0,81	0,71	0,71	0,71	0,75	0,13
Льдистость суммарная I tot. д.е.		0,24	0,36	0,32	0,32	0,43	-
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.		0,17	0,30	0,27	0,32	0,36	-
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е.		0,07	0,06	0,05	0,00	0,06	-
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.		0,81	0,74	0,65	0,77	0,84	-
Относительное содержание органического вещ-ва Ir. д.ед.		-	-	-	-	-	-
Засоленность D sal. д.е		0,0003	0,0013	0,0017	0,0004	0,0014	-
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. %	Валунный	>100	-	-	-	-	-
		40.00-80.00	-	-	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ					
		209	448	458	438	449	101
содержание к навеске	гравий	Галька (щебень) 20.00-40.00	-	-	-	-	-
		10.00-20.00	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-	-
		2.00-5.00	0,30	0,73	-	-	0,30
	песок	1.00-2.00	1,01	1,33	0,24	1,99	0,93
		0.50-1.00	1,86	1,87	1,08	4,05	2,12
		0.25-0.50	5,16	14,19	14,29	57,64	17,32
		0.10-0.25	13,27	68,24	48,08	27,12	65,91
		0.05-0.10	16,82	15,90	31,46	10,16	14,57
	пыль	0,01-0,05	22,70	-	-	-	-
		0.002 - 0.01	20,29	-	-	-	-
	глина	<0.002 мм	24,63	-	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед		0,0260	0,0006	0,0007	0,0002	0,0006	-
Коэф. сжим. при оттаивании m _f . МПа-1		0,225	0,010	0,038	0,013	0,046	-
Коэффициент оттаивания A _{th} . д.ед.		0,128	0,007	0,019	0,011	0,025	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта M _f		0,023	-	-	-	-	-
Модуль деформации M _p		34,7	-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) C _{eq}		0,105	0,092	0,127	0,108	0,089	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) R _{af} . Мпа		0,097	0,114	0,116	0,113	0,113	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) R _{sh} . Мпа		0,123	0,144	0,160	0,152	0,164	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°C)	мерзлый грунт	1,65	2,48	2,15	2,16	2,50	-
	talый грунт	1,48	2,22	1,92	1,92	2,28	-
Объемная теплоемкость. Дж/м ³ *°C*10 ⁻⁶	мерзлый грунт	2,26	2,24	2,05	2,05	2,22	-
	talый грунт	3,09	2,95	2,62	2,66	3,00	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020	ИГЭ					
	209	448	458	438	449	101
Коэффициент выветрелости, Kwr, д.ед.	-	-	-	-	-	0,874
Rсж в природном состоянии Rc, Мпа	-	-	-	-	-	45,54
Rсж в возд. сухом состоянии Rc, Мпа	-	-	-	-	-	28,95
Rсж в водонасыщенном состоянии Rc, Мпа	-	-	-	-	-	18,16
Коэффициент размягчаемости Ksof, д.е.	-	-	-	-	-	0,600
Температура начала замерзания	Tbf °C	-	-0,14	-	-0,17	-
Удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом*м	27	157	138	157	160	-
Относительная осадка при оттаивании, м	0,036	0,002	0,006	0,002	0,008	-

Таблица Б.2 - Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств талых грунтов

Показатель по ГОСТ 25100-2020	ИГЭ					
	445	455	435	446	203	
Влажность естественная We д.е.	0,172	0,216	0,183	0,270	0,262	
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.	-	-	-	-	0,343
	на границе раскатывания Wp. д.е.	-	-	-	-	0,204
	число пластичности Ip. д.е.	-	-	-	-	0,14
Показатель текучести IL. д.е.	-	-	-	-	-	0,41
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см3	2,65	2,66	2,63	2,65
		грунта P. г/см3	1,75	1,74	1,81	1,91
		сухого грунта Pd. г/см3	1,50	1,43	1,53	1,50
Пористость грунта n. %	43,5	46,0	41,8	43,4	47,8	
Коэффициент пористости грунта. e. д.е.	0,77	0,85	0,72	0,77	0,92	
Относительное содержание органического вещ-ва Ir. д.ед.	-	-	-	-	-	-
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	Валунный	>100	-	-	-	-
	Галька (щебень)	40.00-80.00	-	-	-	-
		20.00-40.00	-	-	-	-
	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-
		2.00-5.00	-	-	0,00	-
	песок	1.00-2.00	-	0,06	0,49	-
		0.50-1.00	1,67	0,80	3,36	1,30
		0.25-0.50	16,58	14,18	52,76	27,40
						2,79

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ				
		445	455	435	446	203
пыль	0.10-0.25	67,70	55,18	27,49	60,52	4,00
	0.05-0.10	11,56	29,78	15,90	10,78	12,25
	0,01-0,05	-	-	-	-	26,98
	0.002 - 0.01	-	-	-	-	20,36
	глина <0.002 мм	-	-	-	-	32,77
Степень неоднородности грансостава,Cu, д.е.		2,96	2,58	4,01	3,02	-
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут		4,06	2,99	5,38	6,56	-
Угол откоса. град.	сухой	сухой	35	36	35	32
	под водой	под водой	24	29	28	22
Относительная деформация пучения E fh.д.ед		0,0004	0,0005	0,0005	0,0003	0,0310
Коэф. сжим. при оттаивании m _f . МПа-1		-	-	-	-	0,071
Коэффициент оттаивания A _{th} . д.ед.		-	-	-	-	0,021
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта M _f		-	-	-	-	0,034
Модуль деформации Mpa		-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления MPa (шариковый штамп) C _{eq}		-	-	-	-	0,101
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) R _a f. Mpa		-	-	-	-	0,082
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) R _{sh} . Mpa		-	-	-	-	0,106
Предел прочности на одноосное сжатие R _c . Mpa		-	-	-	-	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. E, Mpa	-	-	-	-	5,0
	Угол внутреннего трения, градус,	-	-	-	-	14
	Удельное сцепление, C, Mpa	-	-	-	-	0,015

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ				
		445	455	435	446	203
с предварительным водонасыщением	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа	-	-	-	-	9,3
	Угол внутреннего трения, градус,	-	-	-	-	17
	Удельное сцепление, С, Мпа	-	-	-	-	0,016
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа	-	-	-	-	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°C)	мерзлый грунт	1,88	2,04	2,08	2,52	1,55
	talый грунт	1,65	1,78	1,85	2,29	1,47
Объемная теплоемкость. Дж/m3*°C*10^-6	мерзлый грунт	1,91	1,98	2,01	2,23	2,41
	talый грунт	2,40	2,62	2,58	3,03	2,72
Удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом*м		155	145	161	145	35

Приложение В
Результаты расчетов растяжения

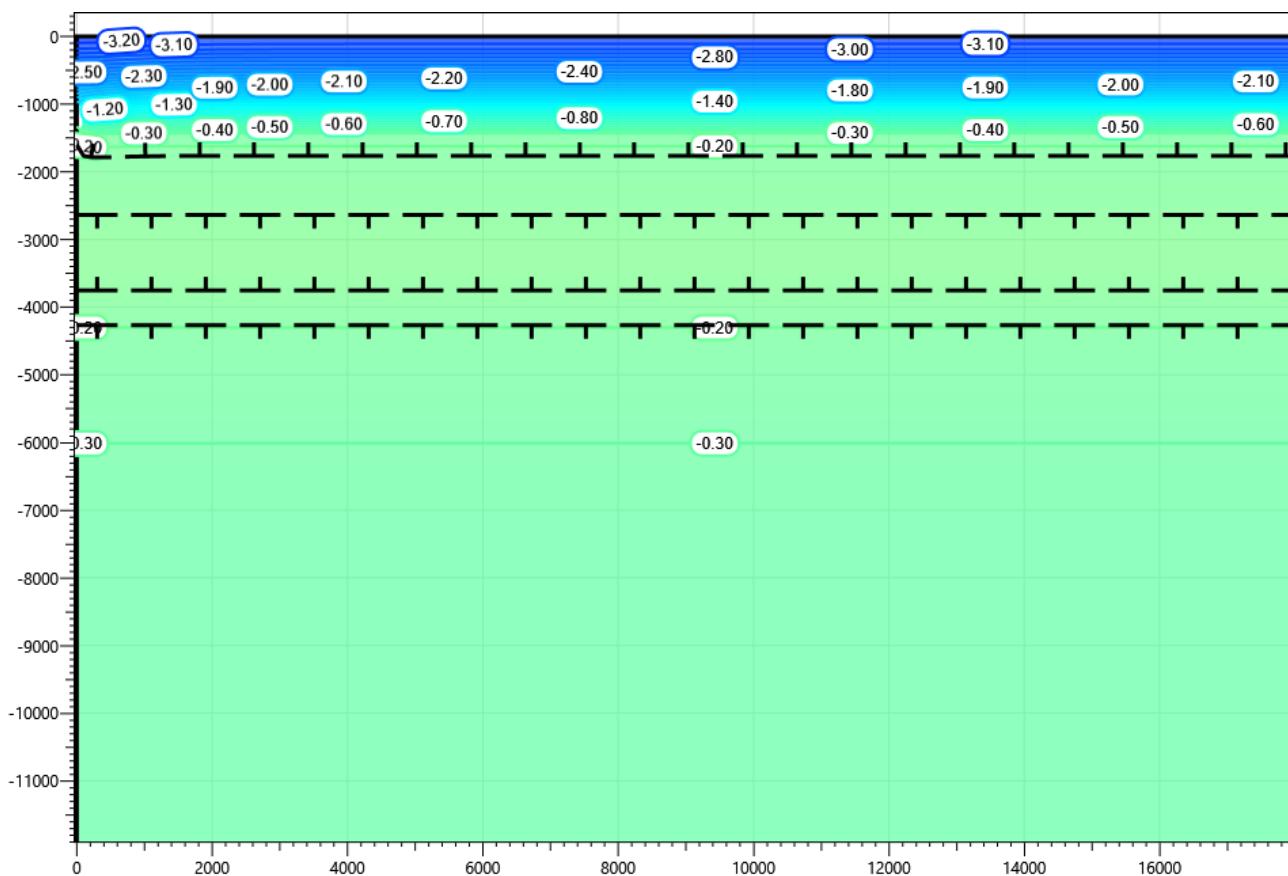


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

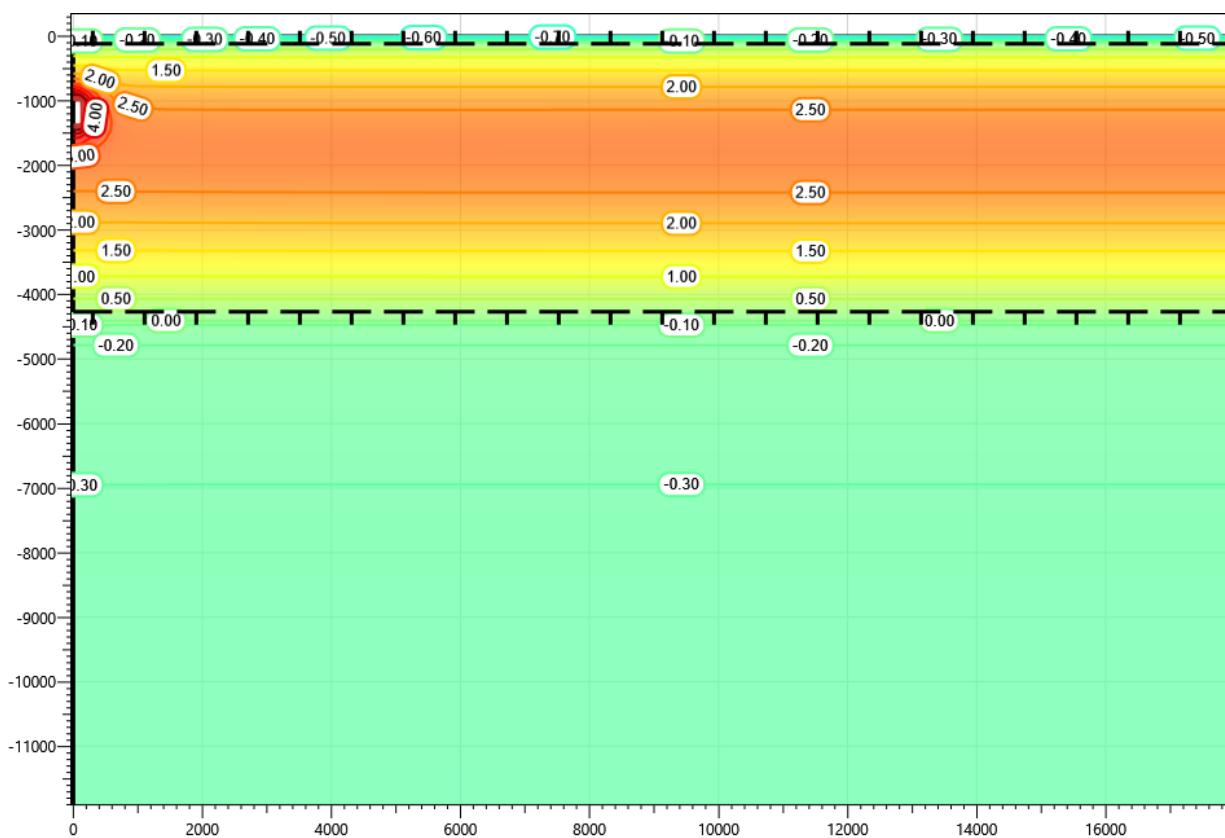


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

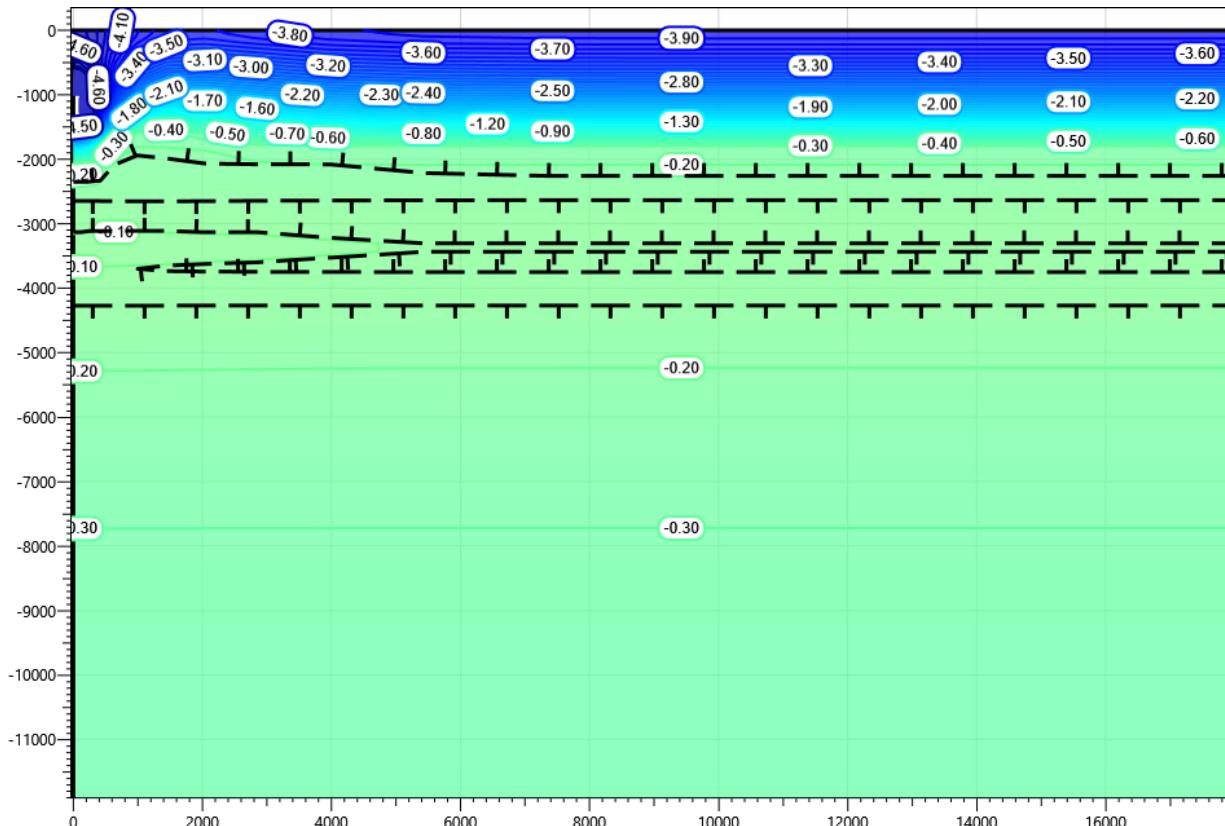


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

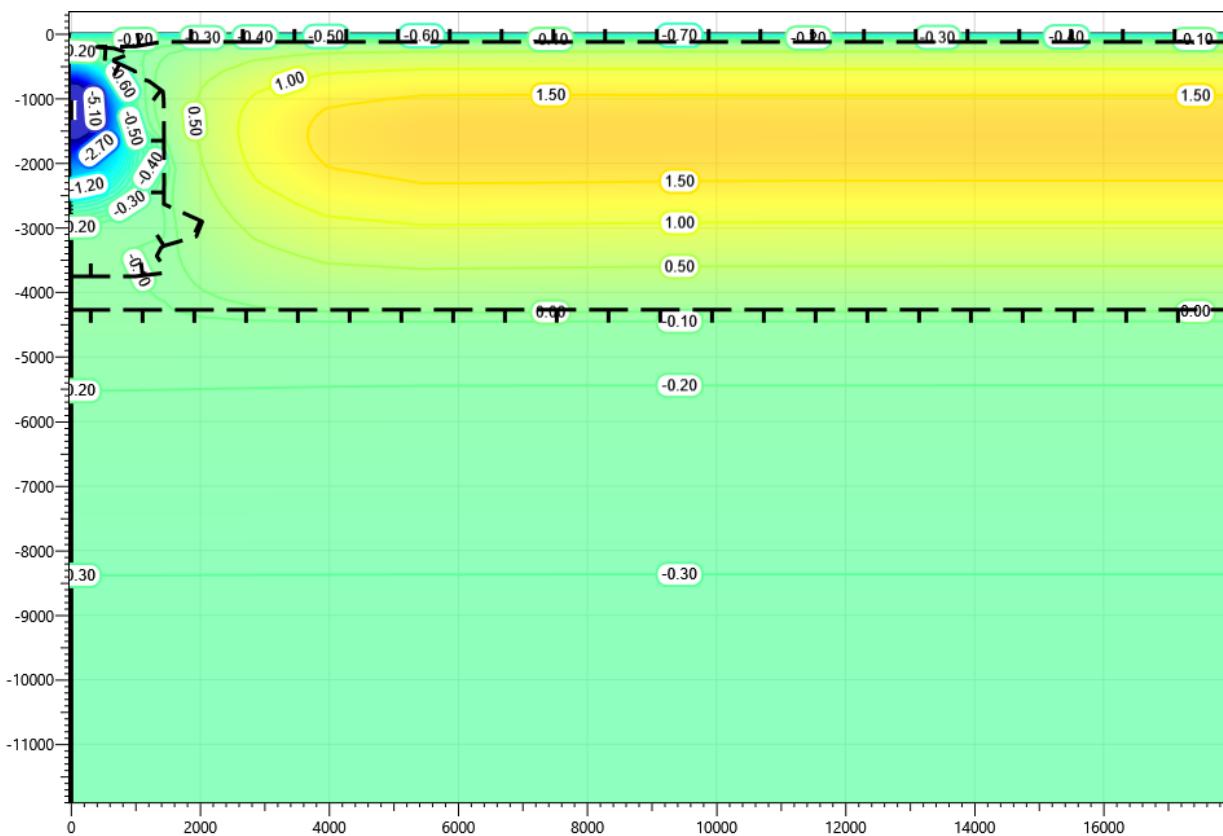


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

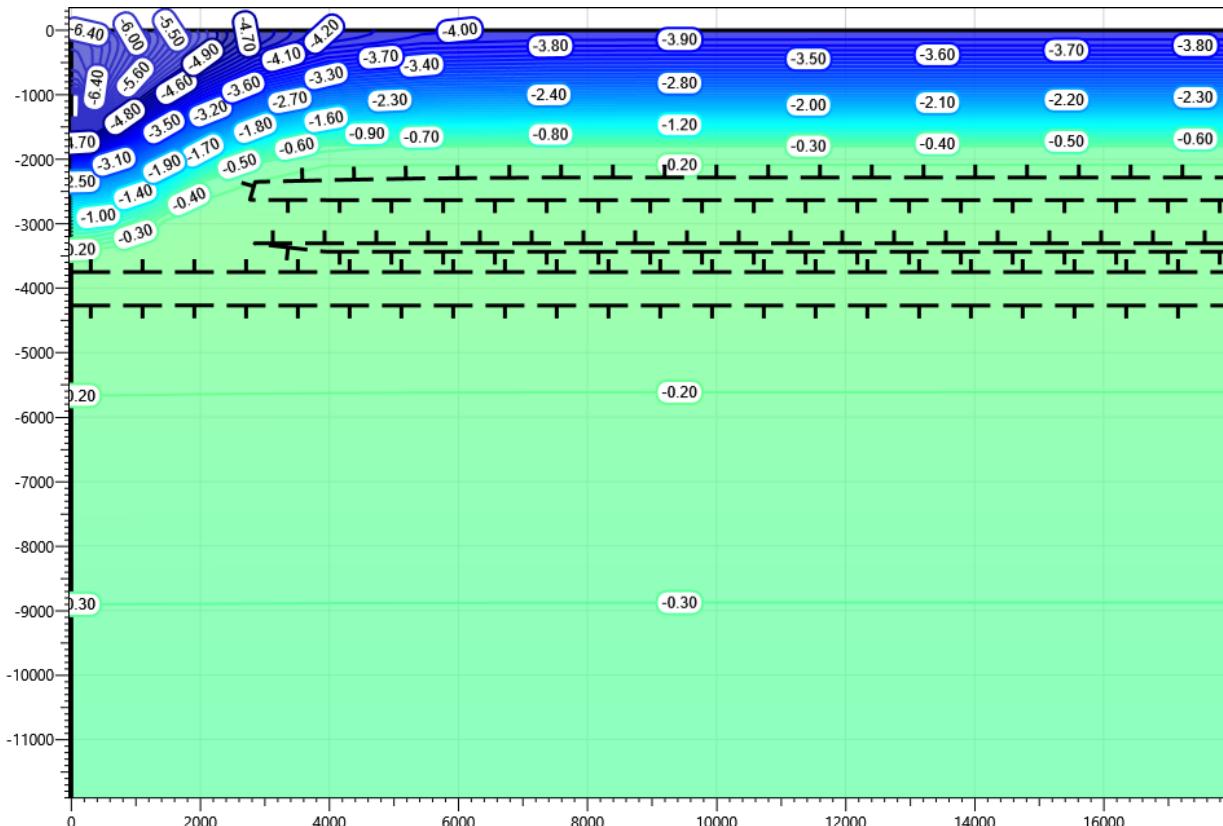


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00 Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

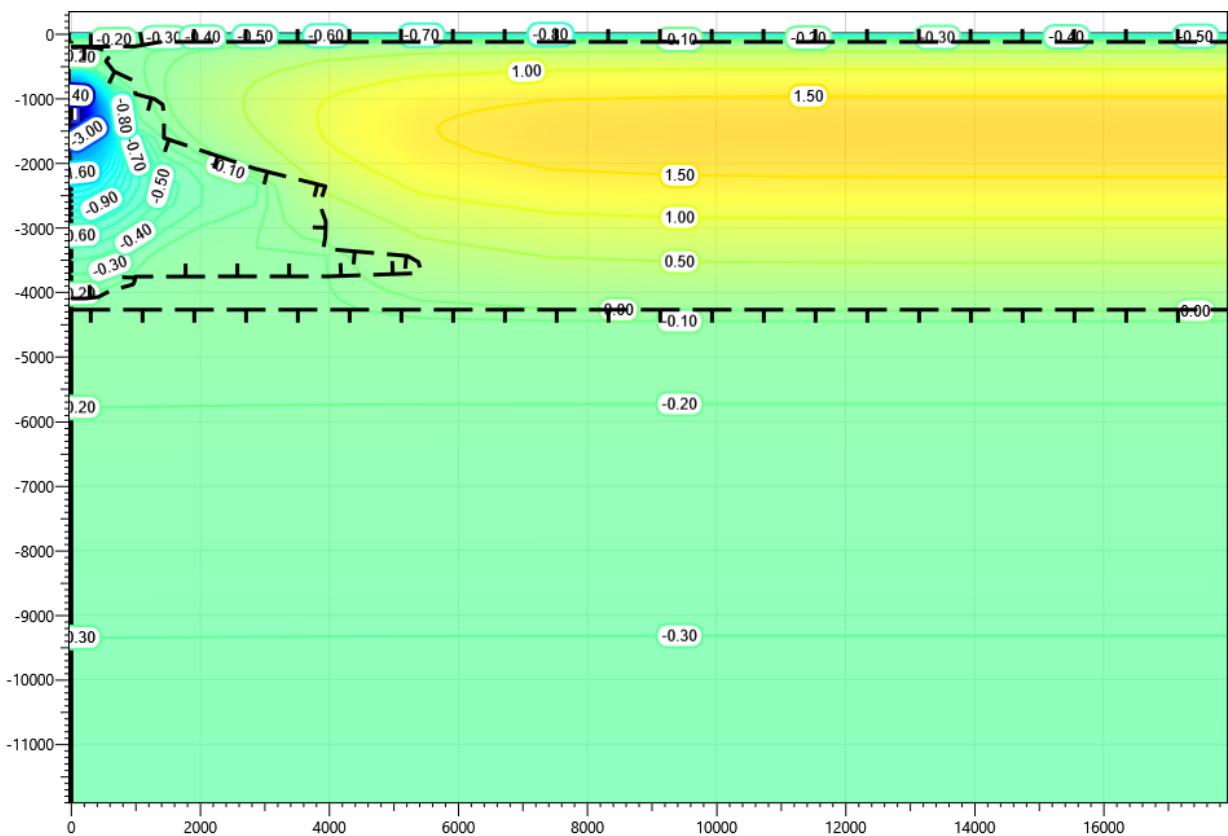


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

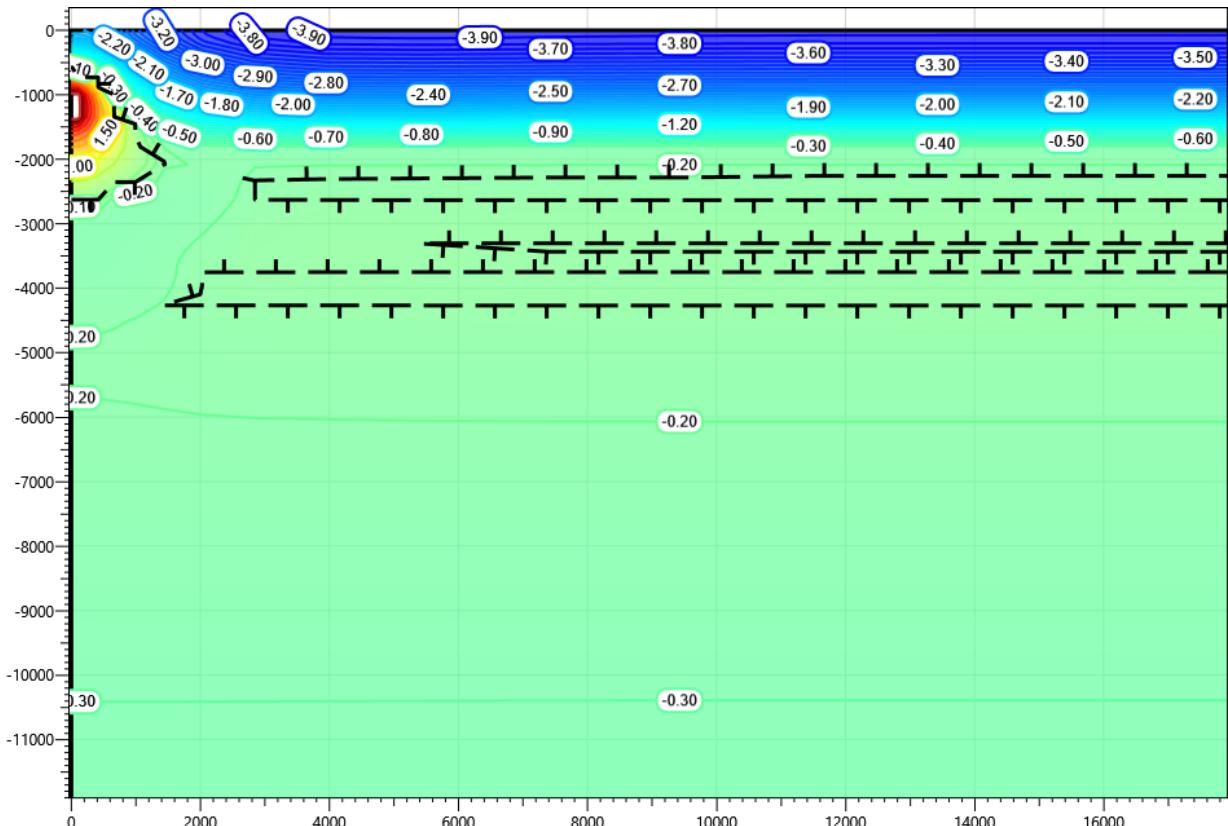


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

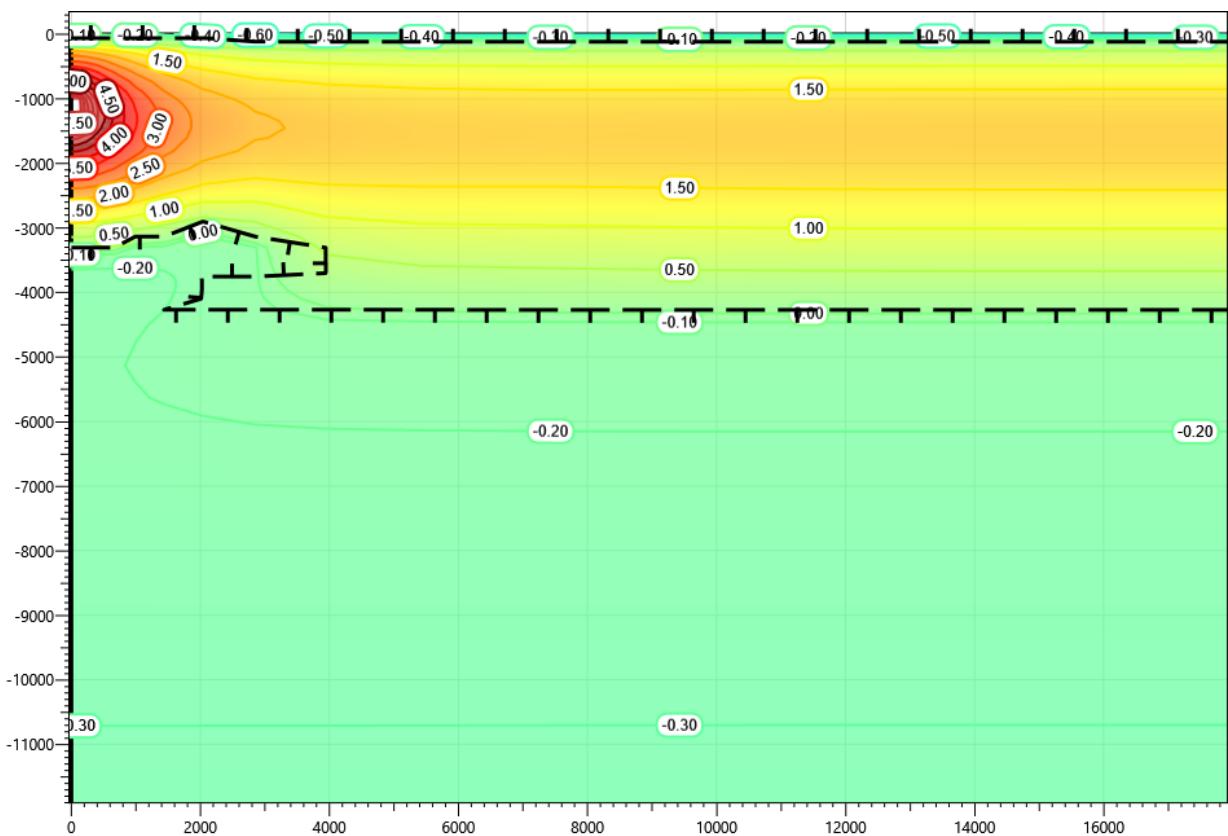


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

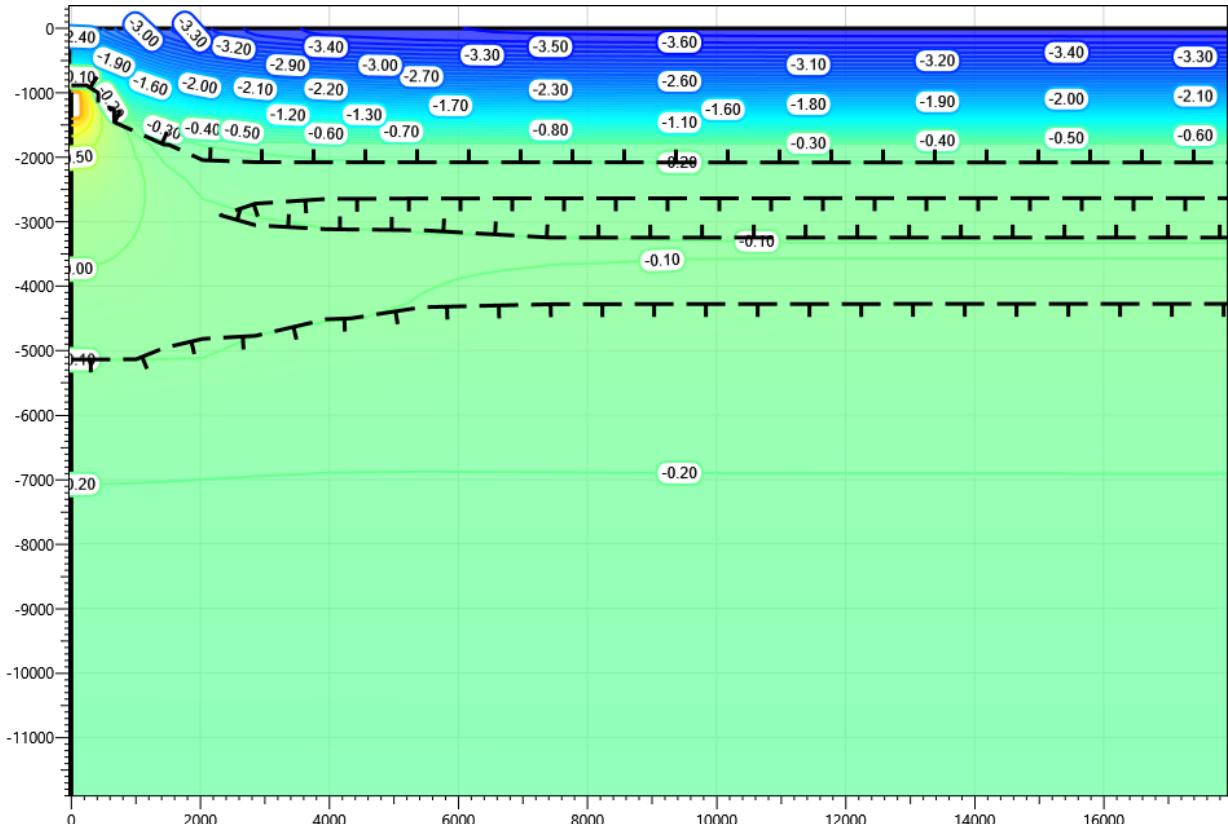


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

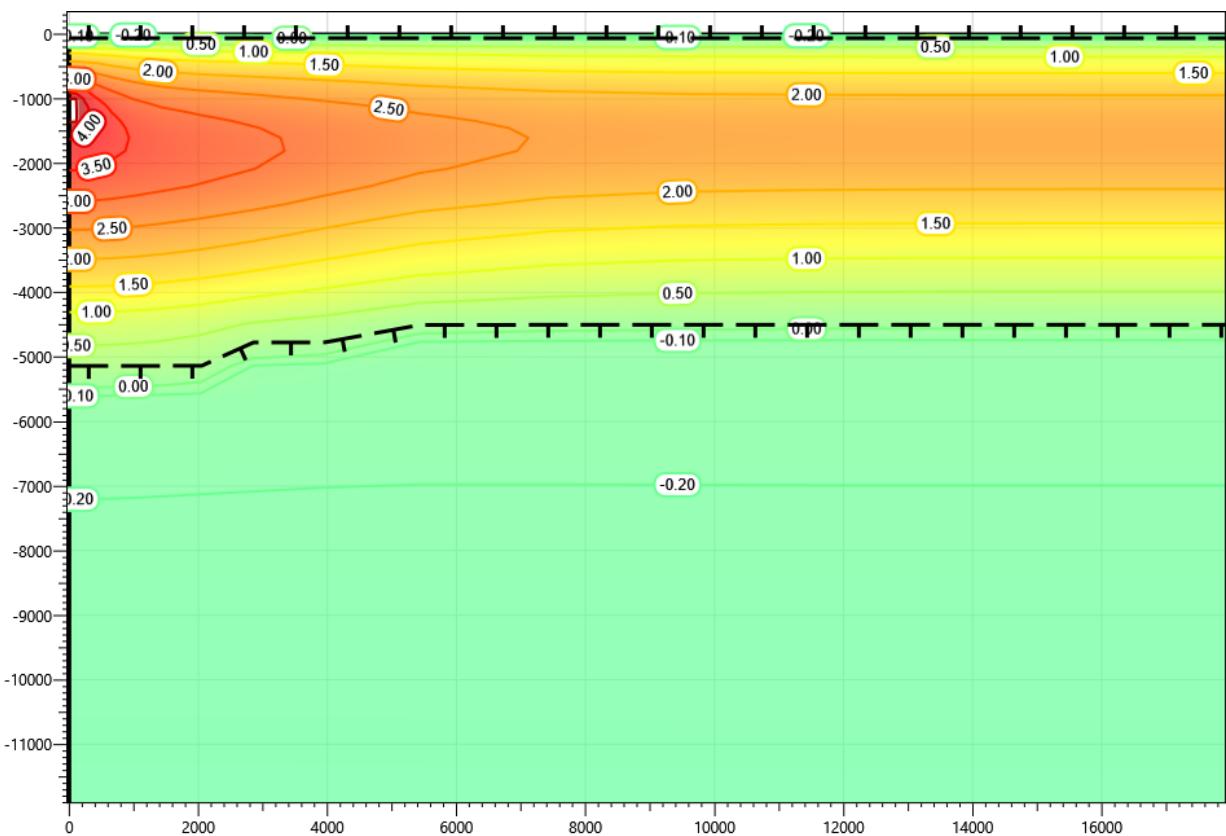


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

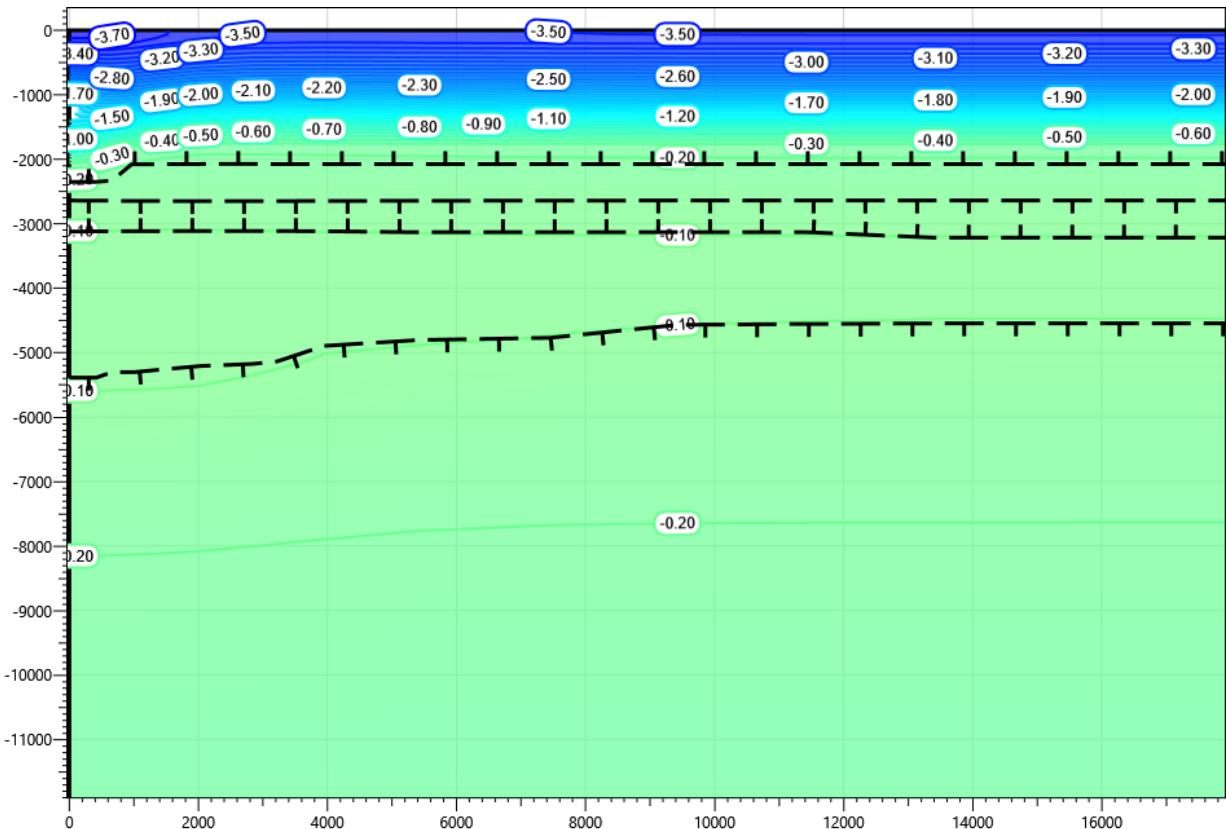


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

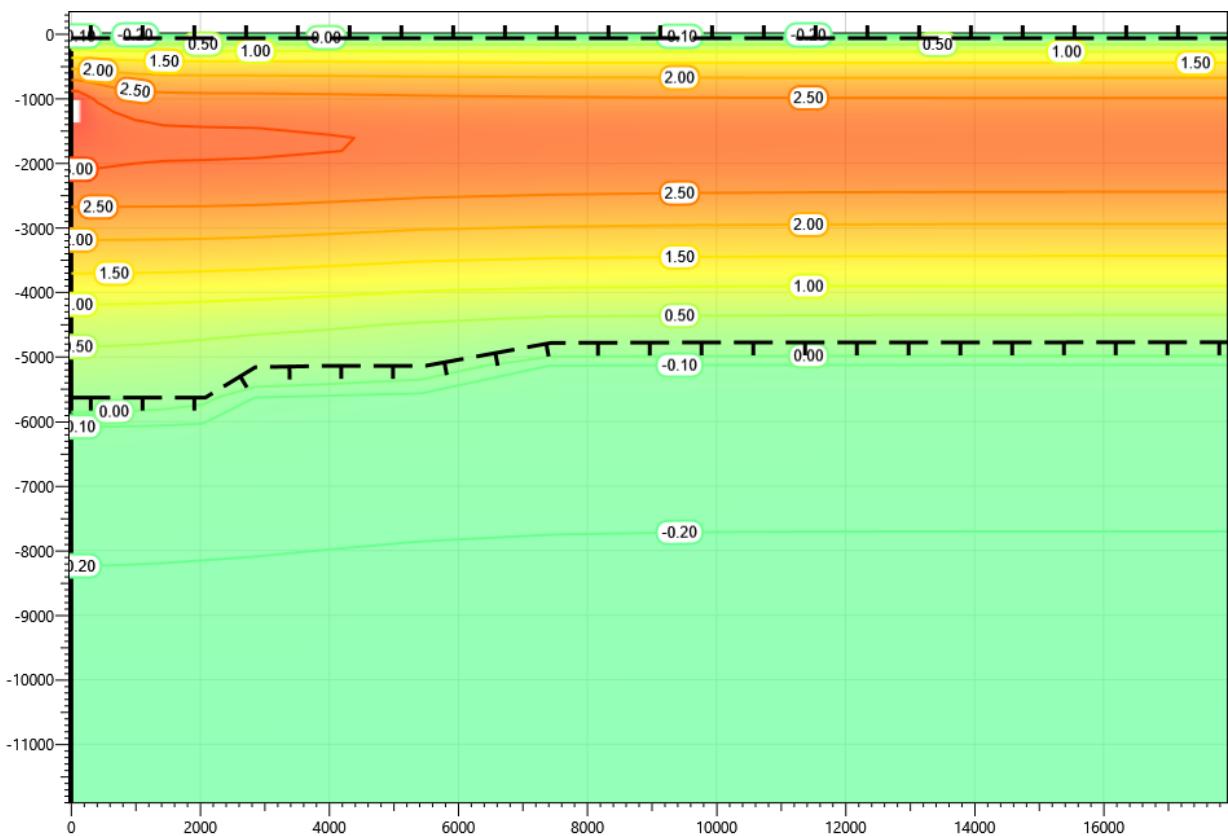


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

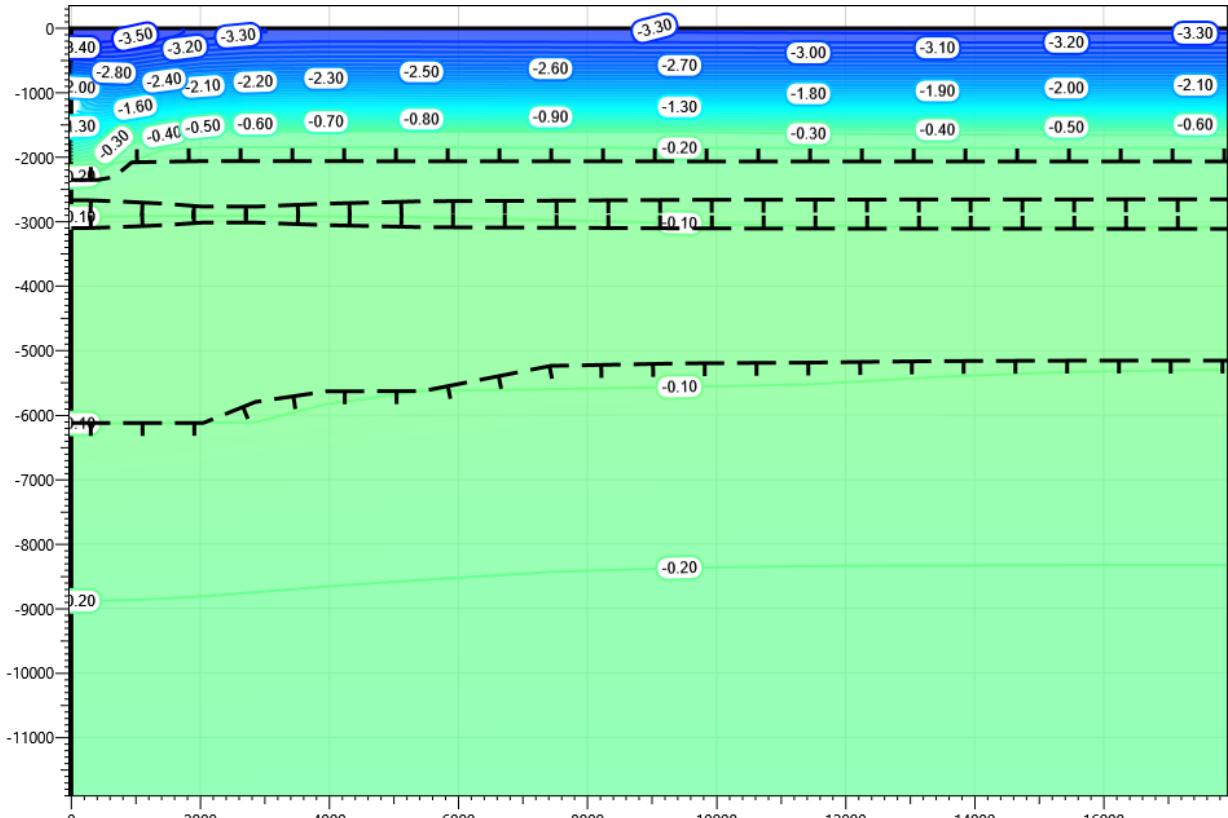


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

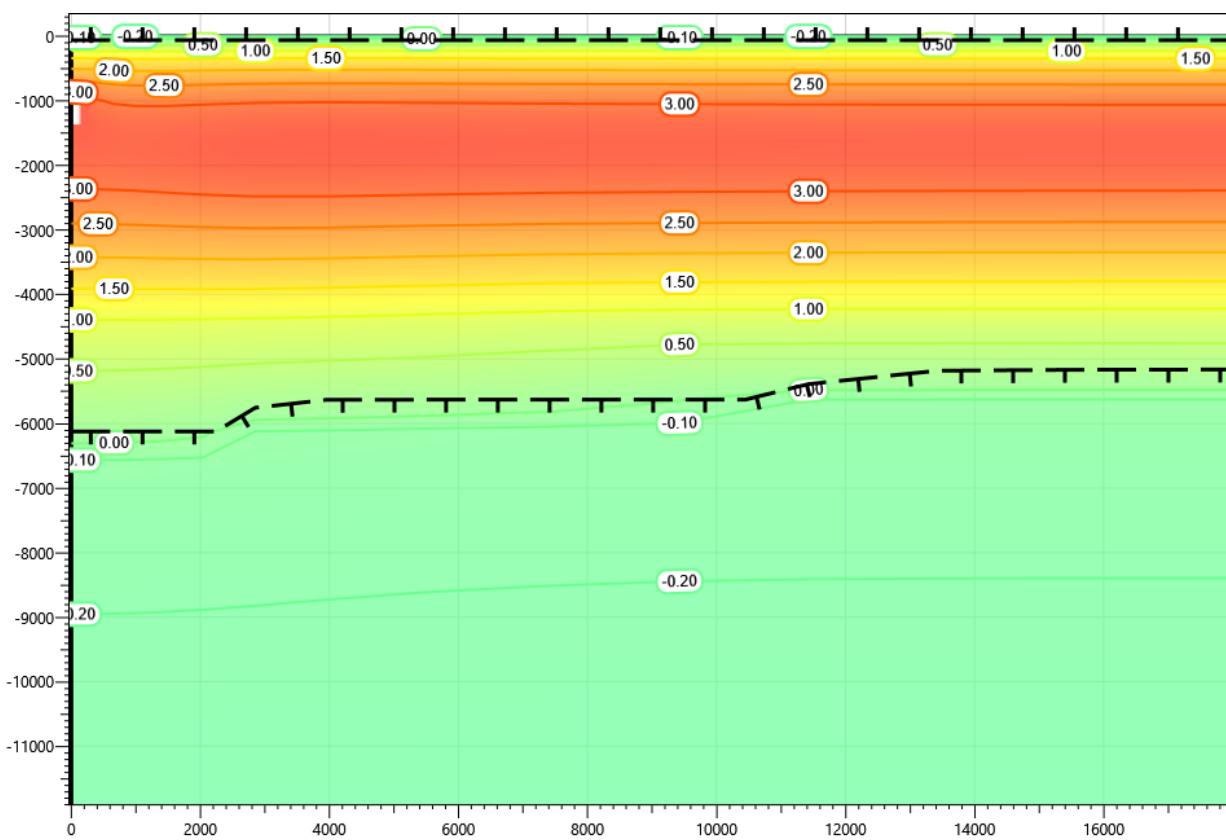


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

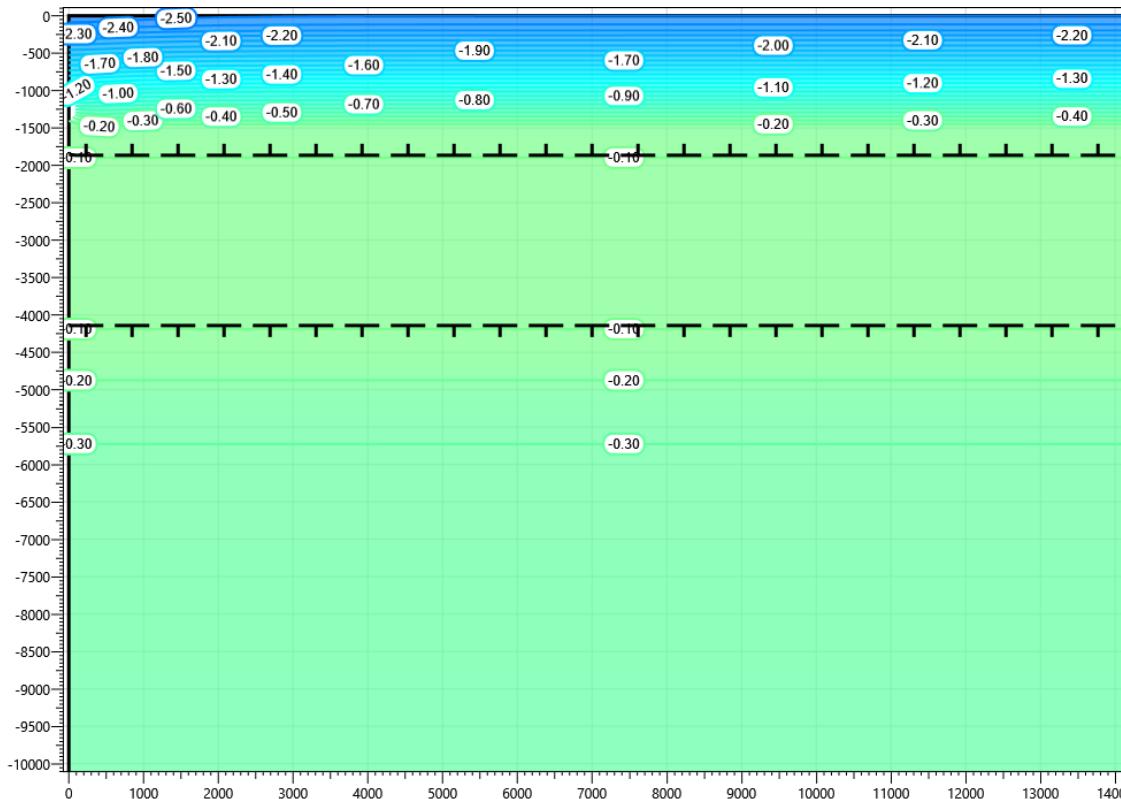


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

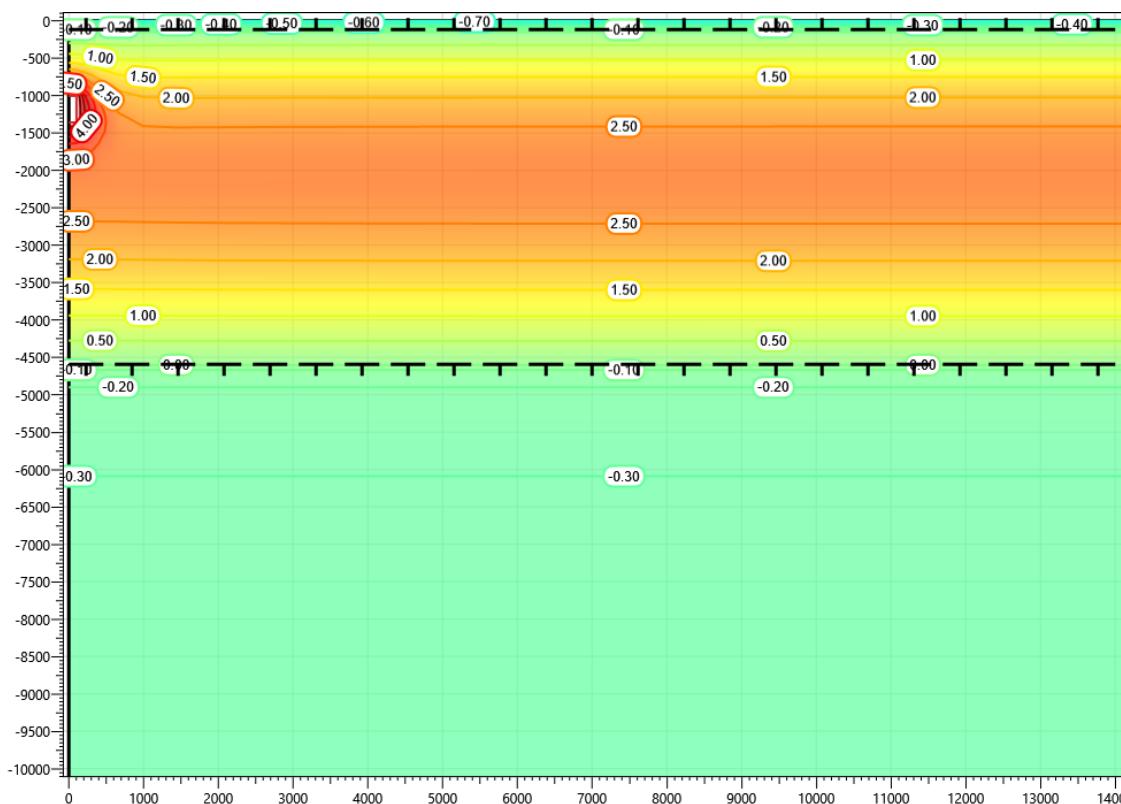


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

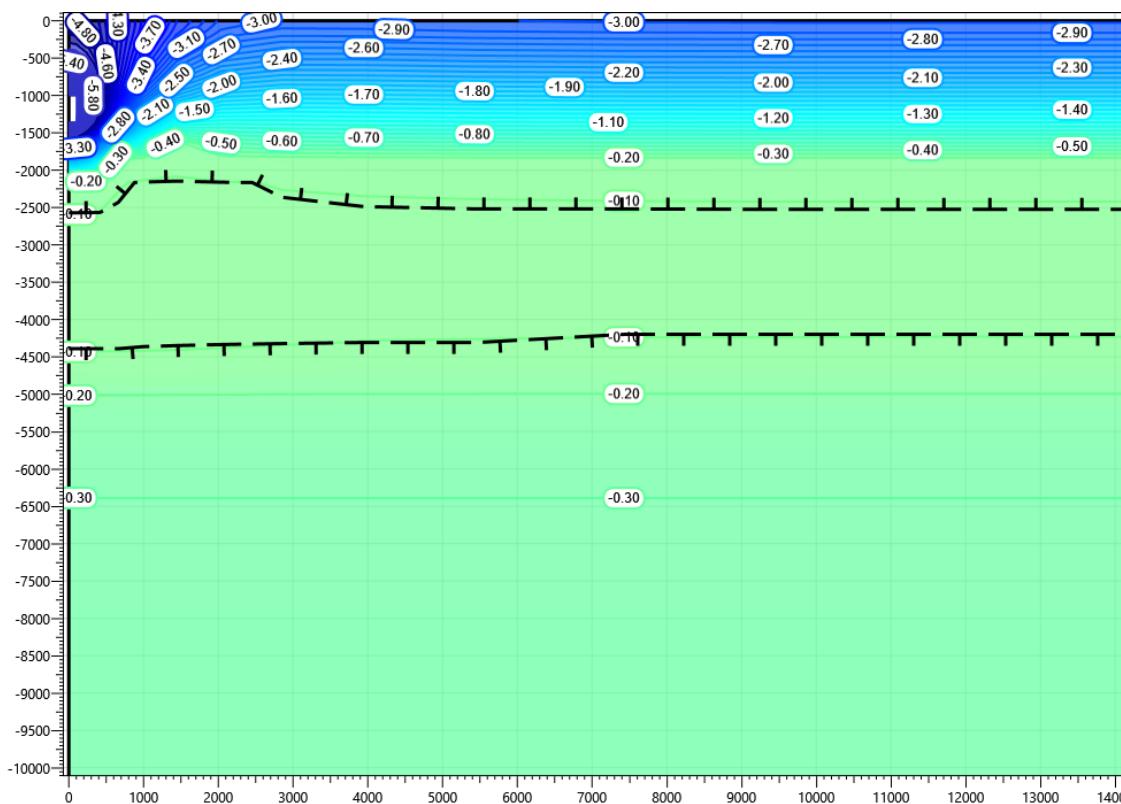


Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

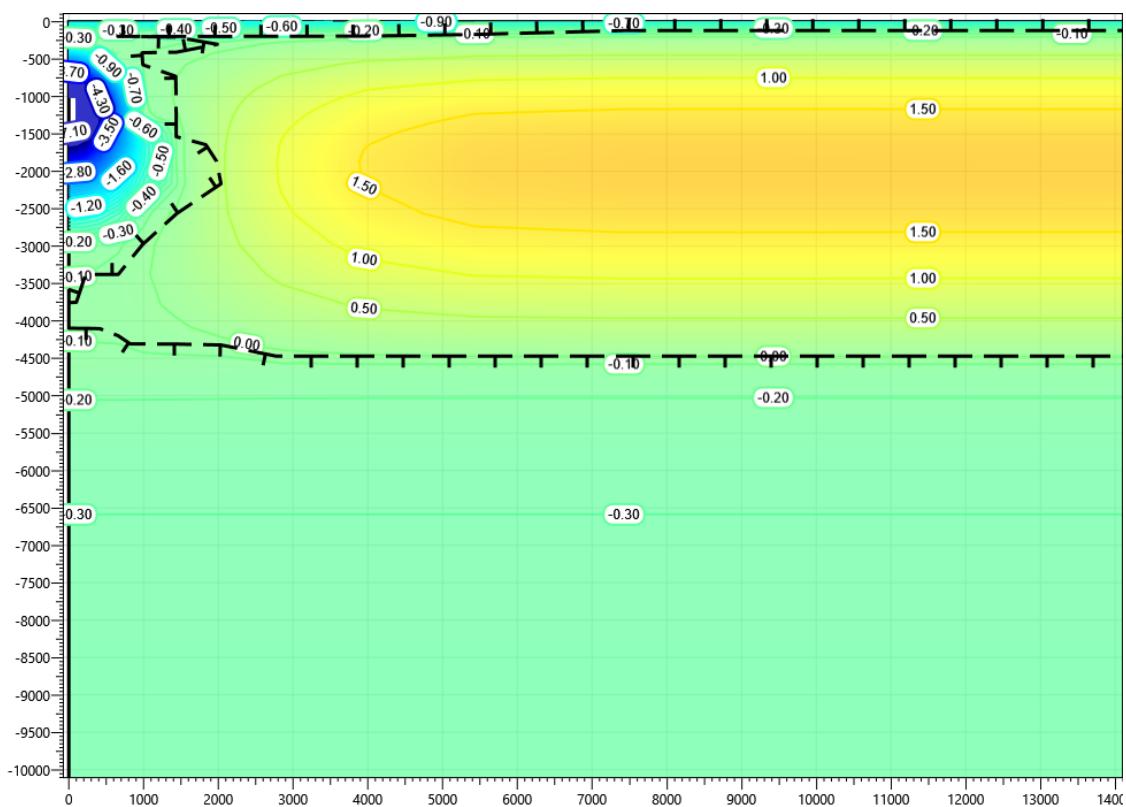


Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

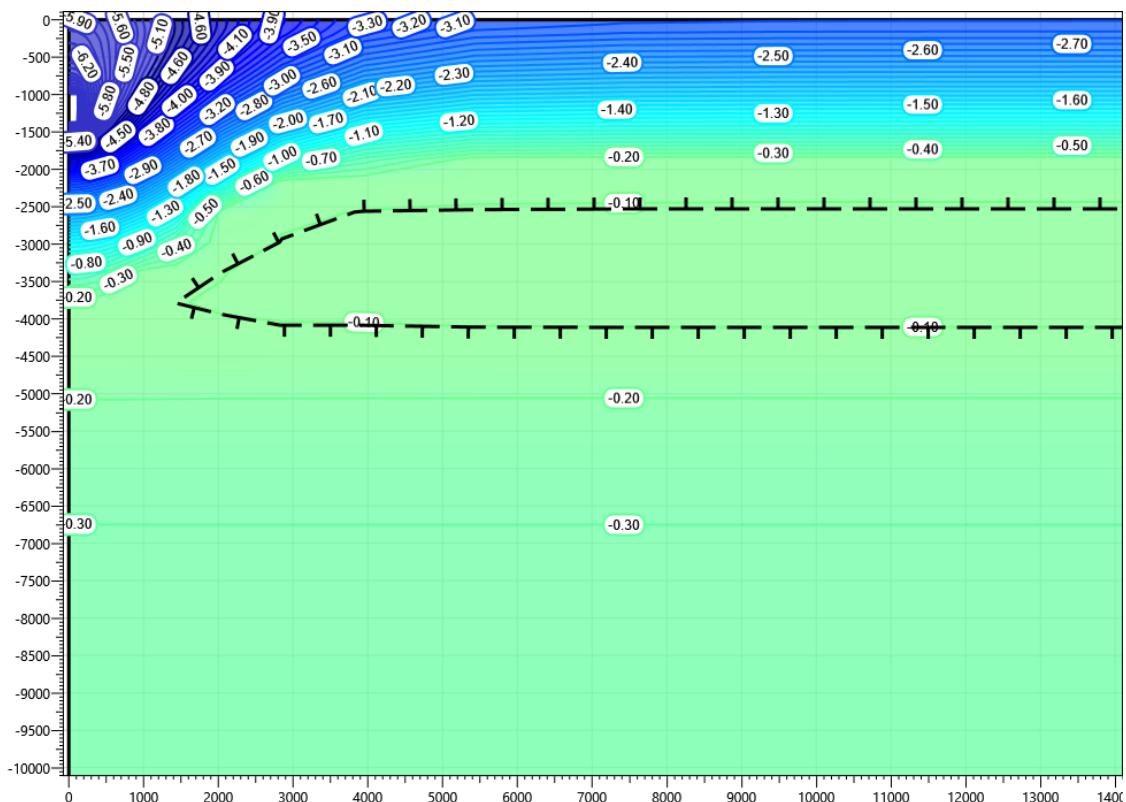


Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

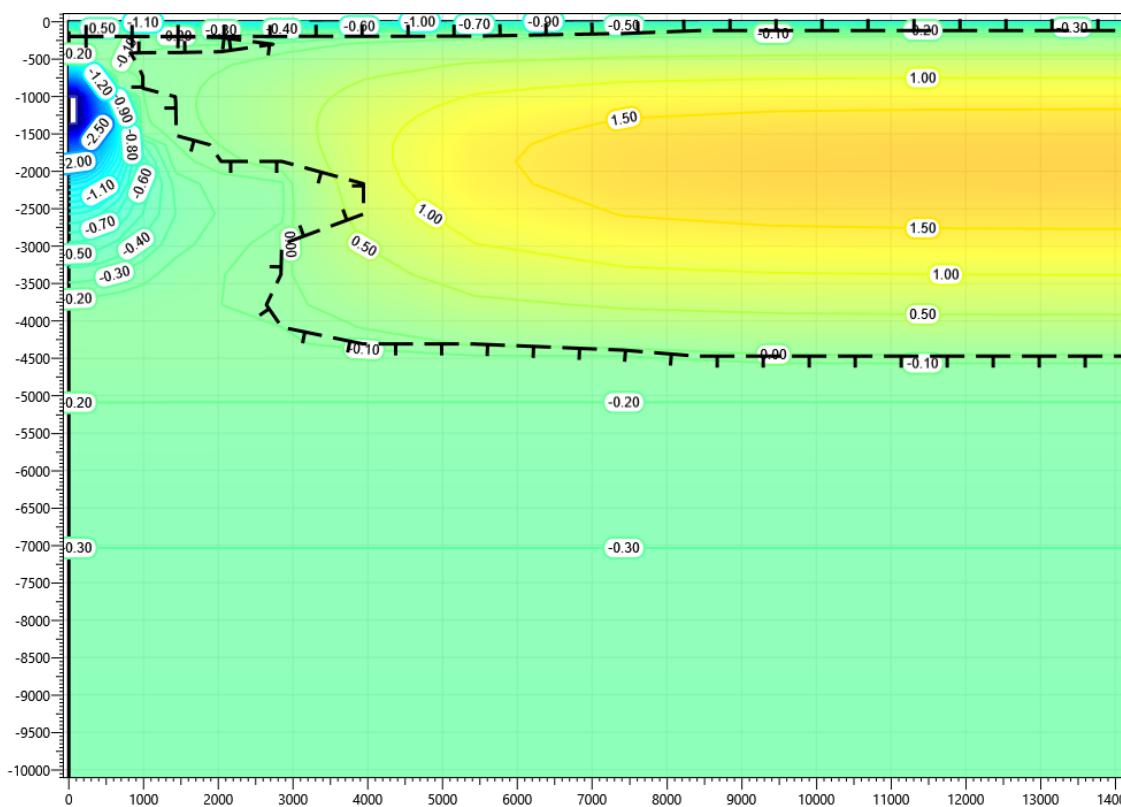


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

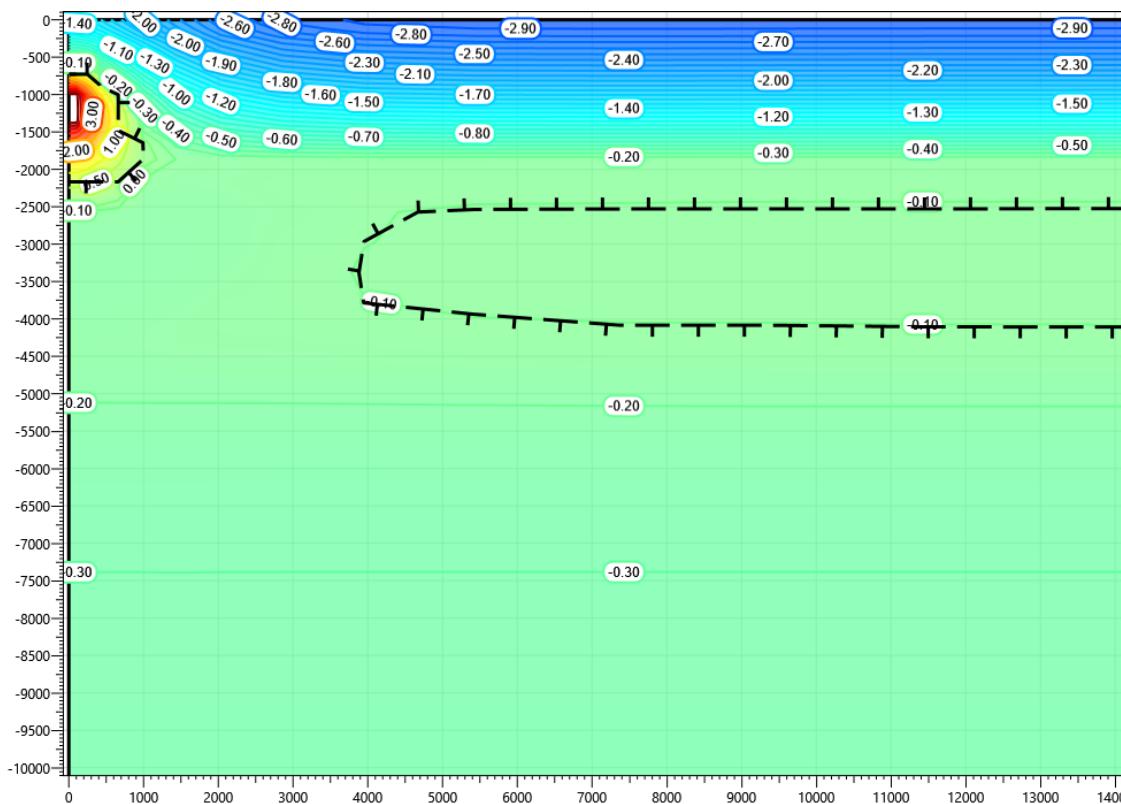


Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

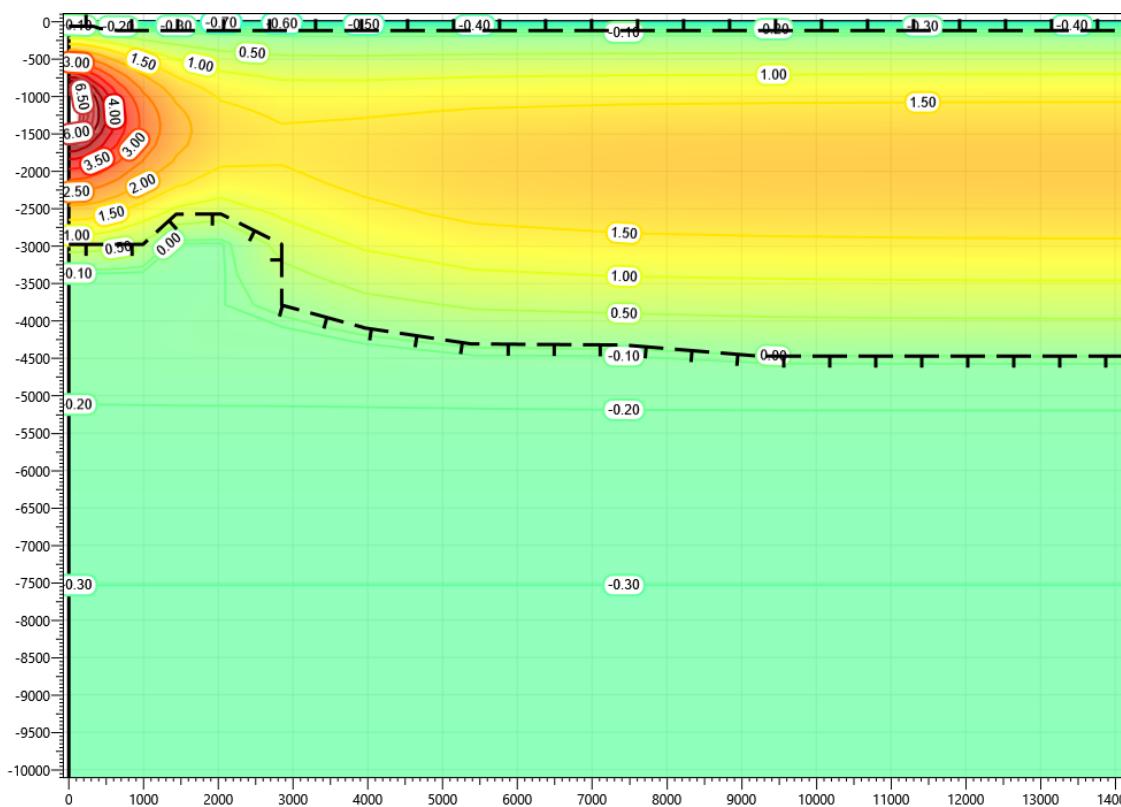


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

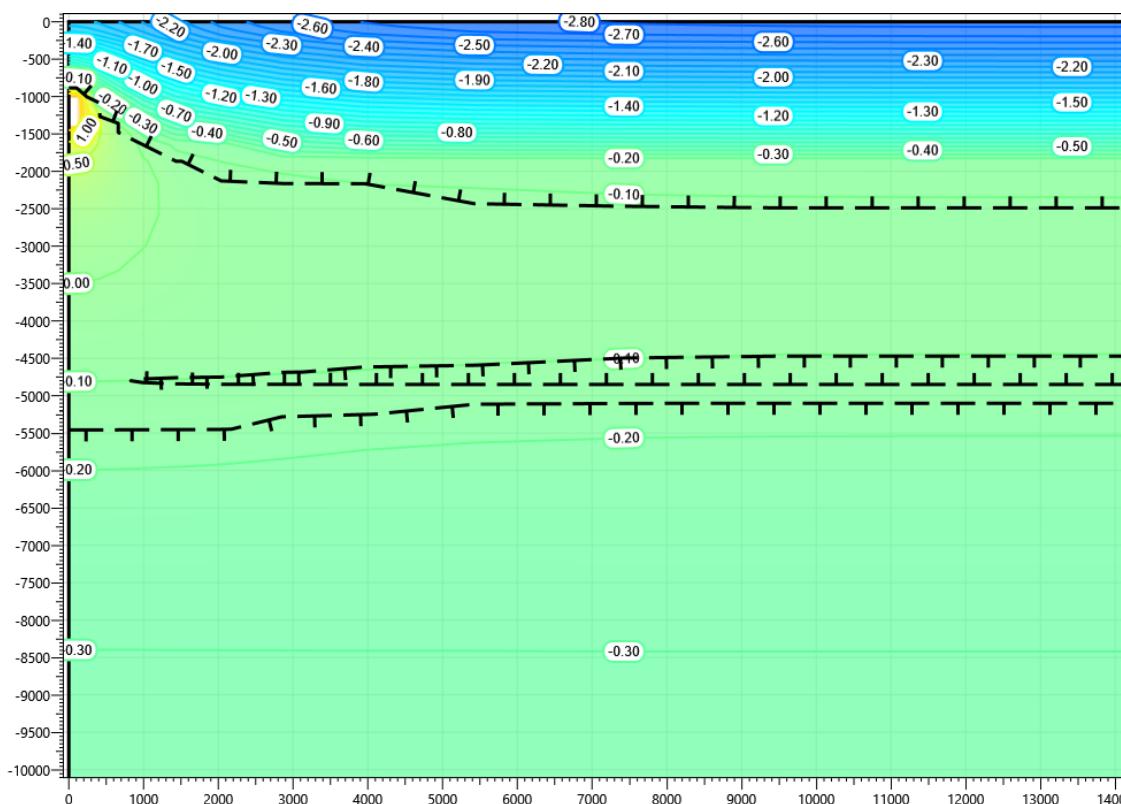


Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

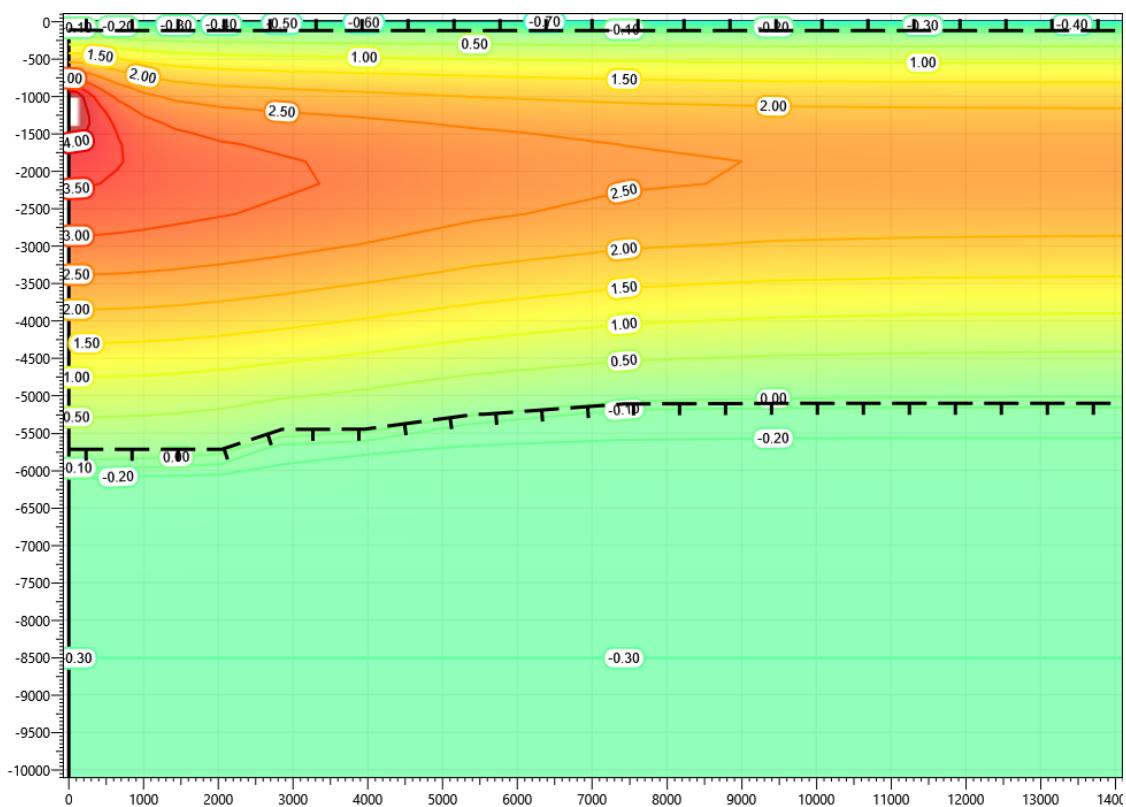


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

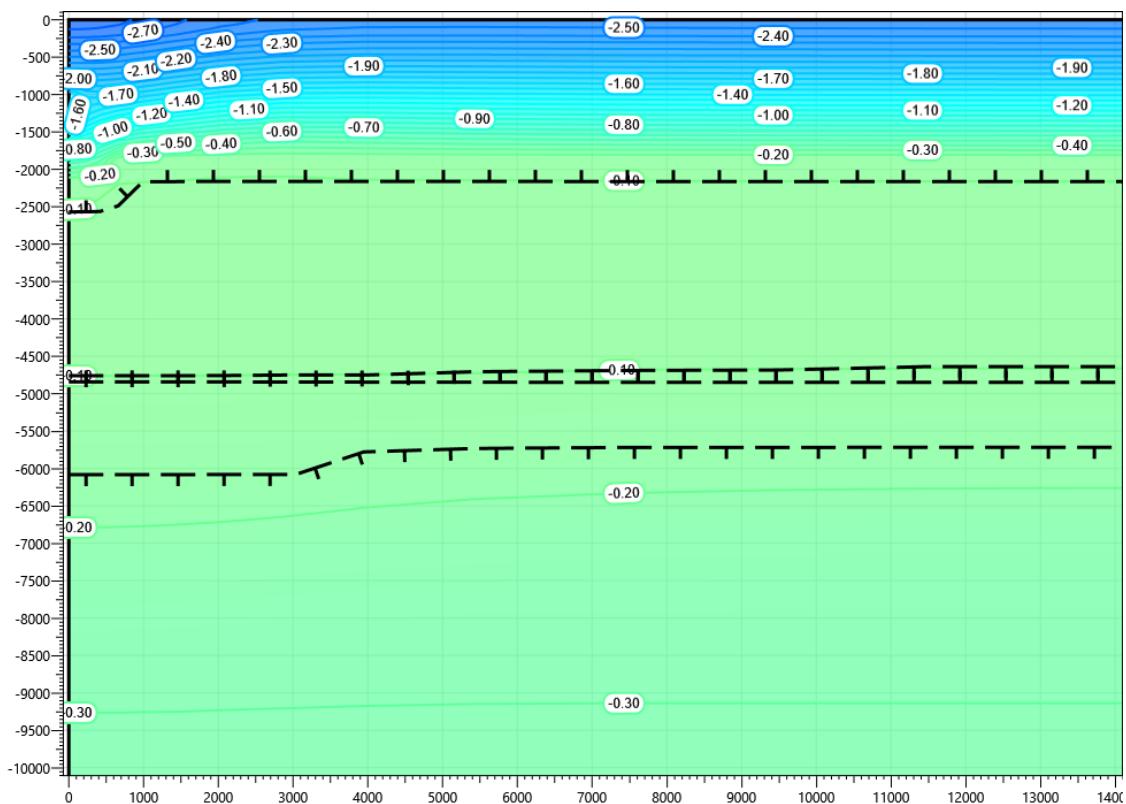


Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

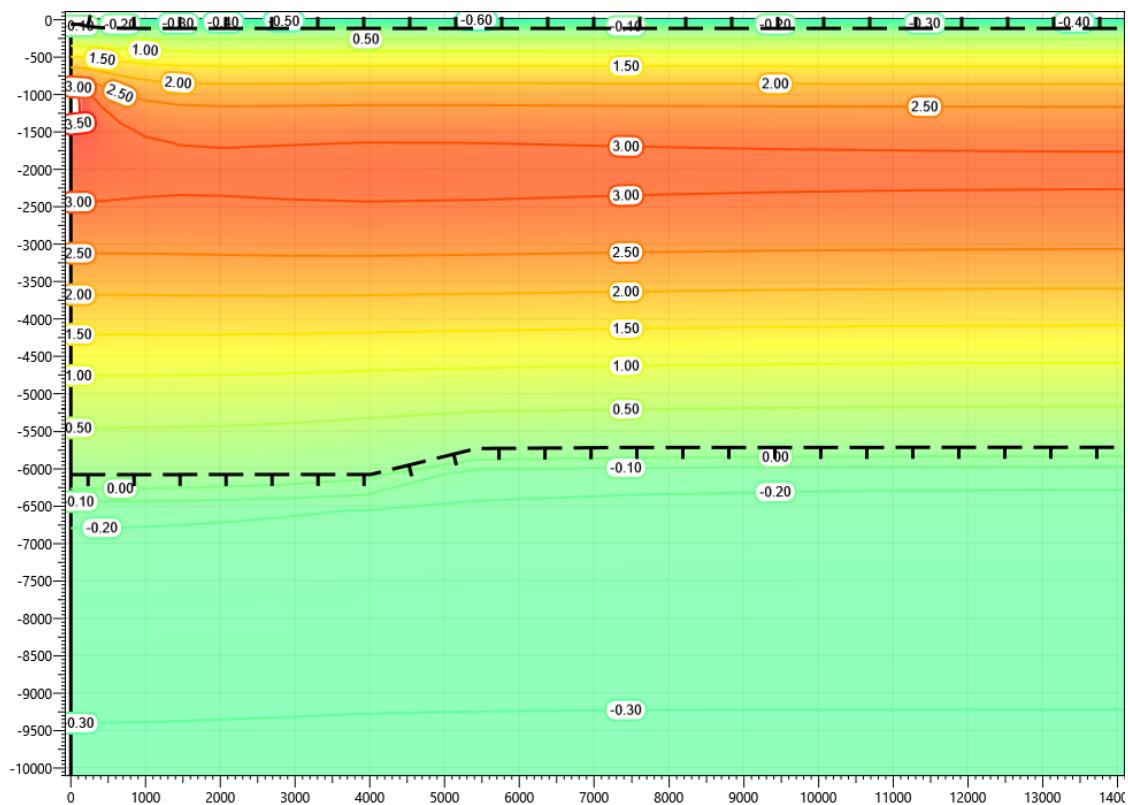


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

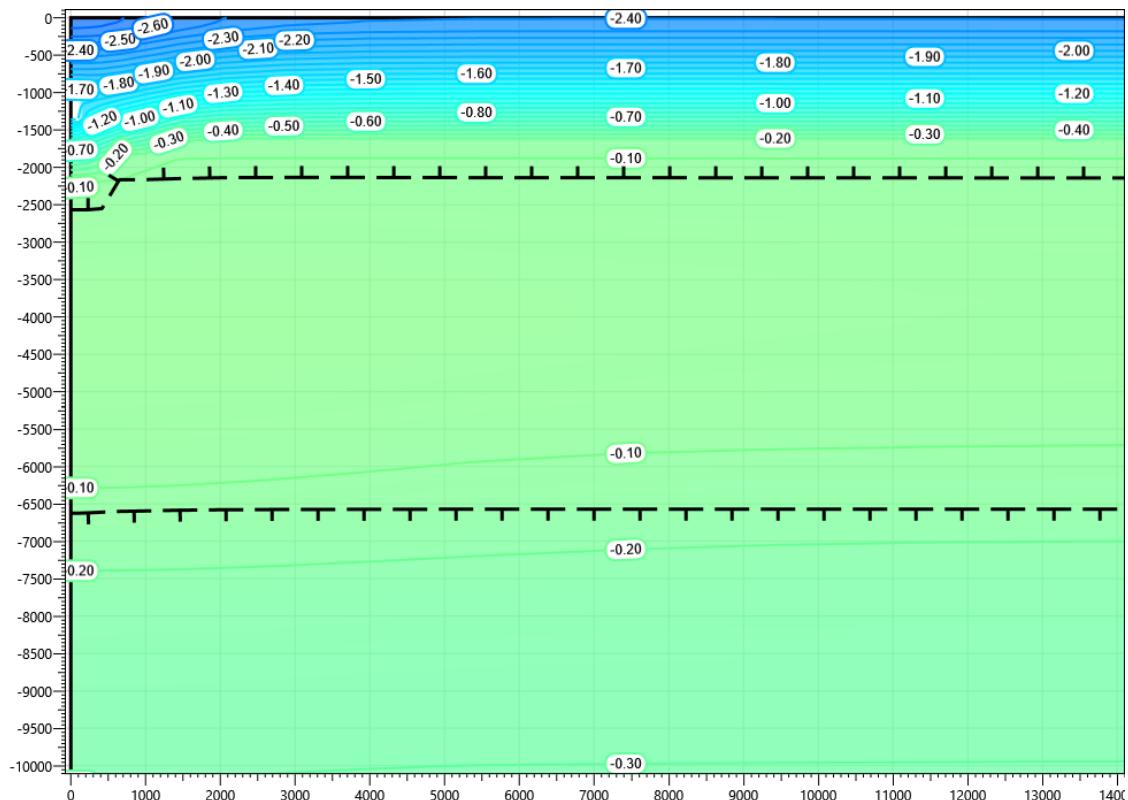


Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

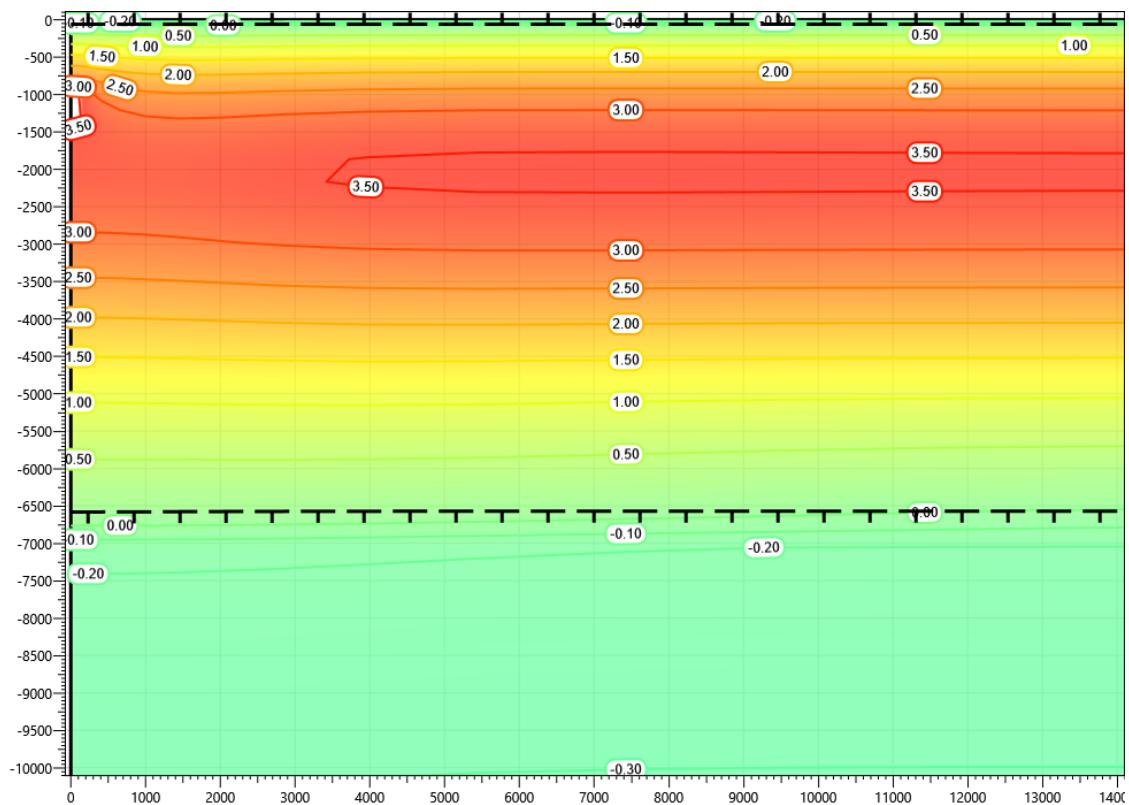


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№8 до т.в.р. 5 в районе ПК5+25. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

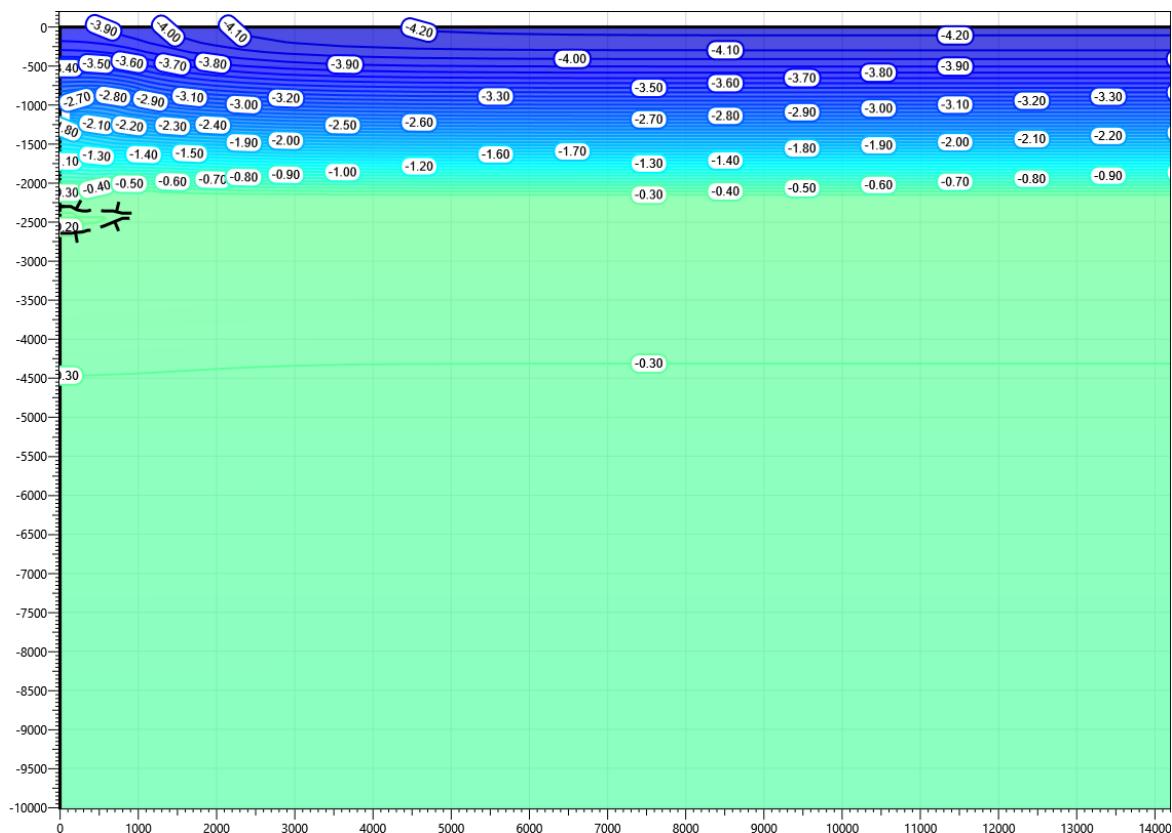


Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

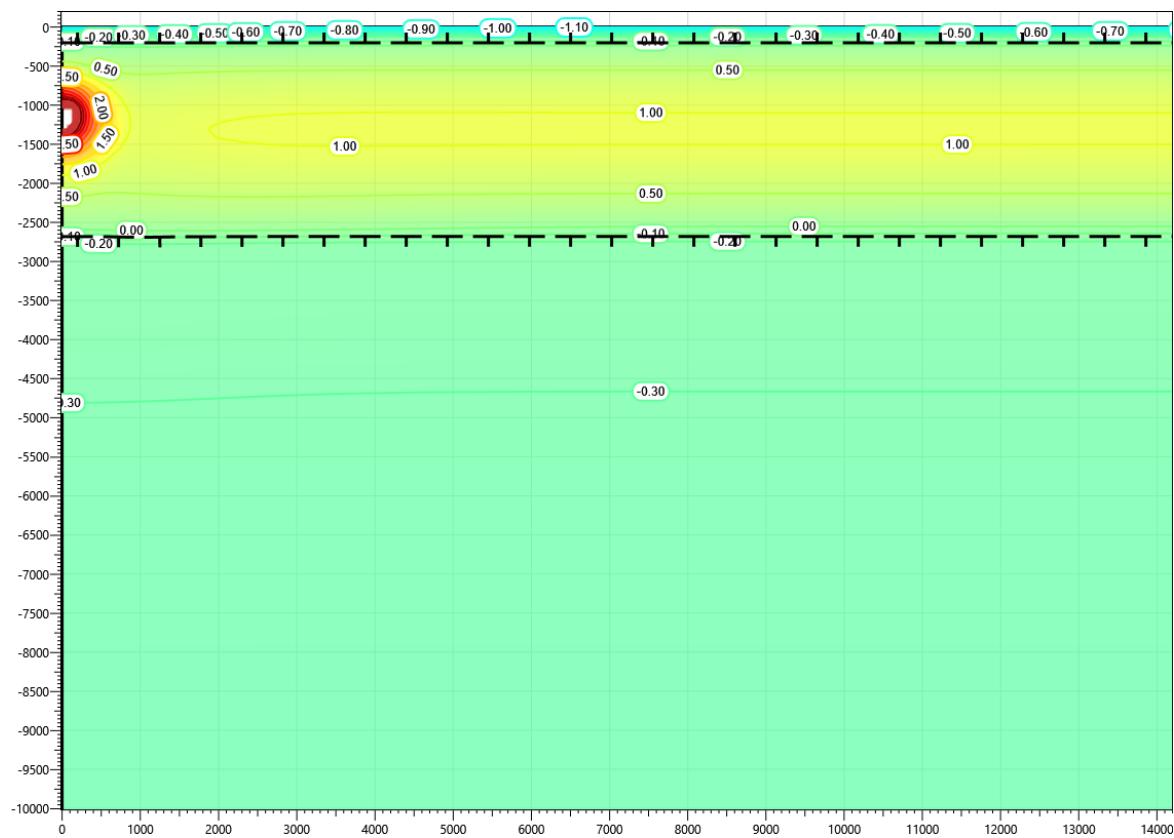


Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

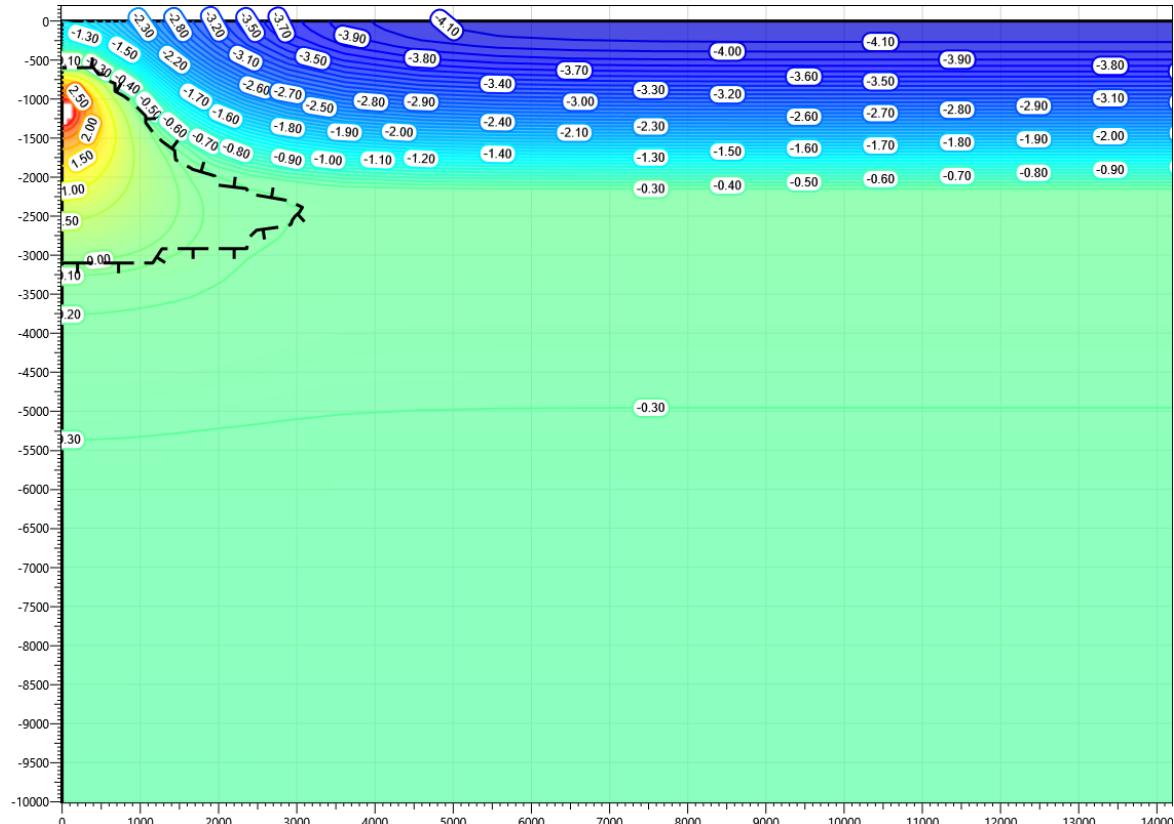


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

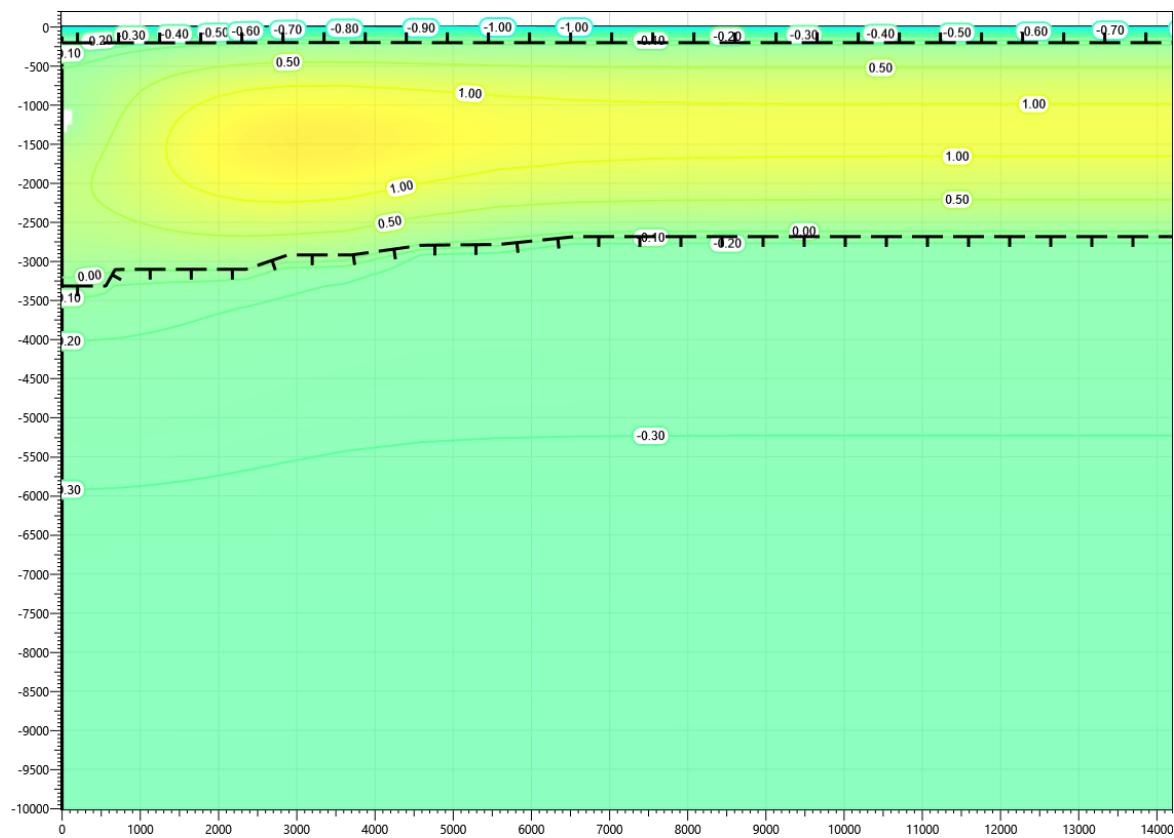


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

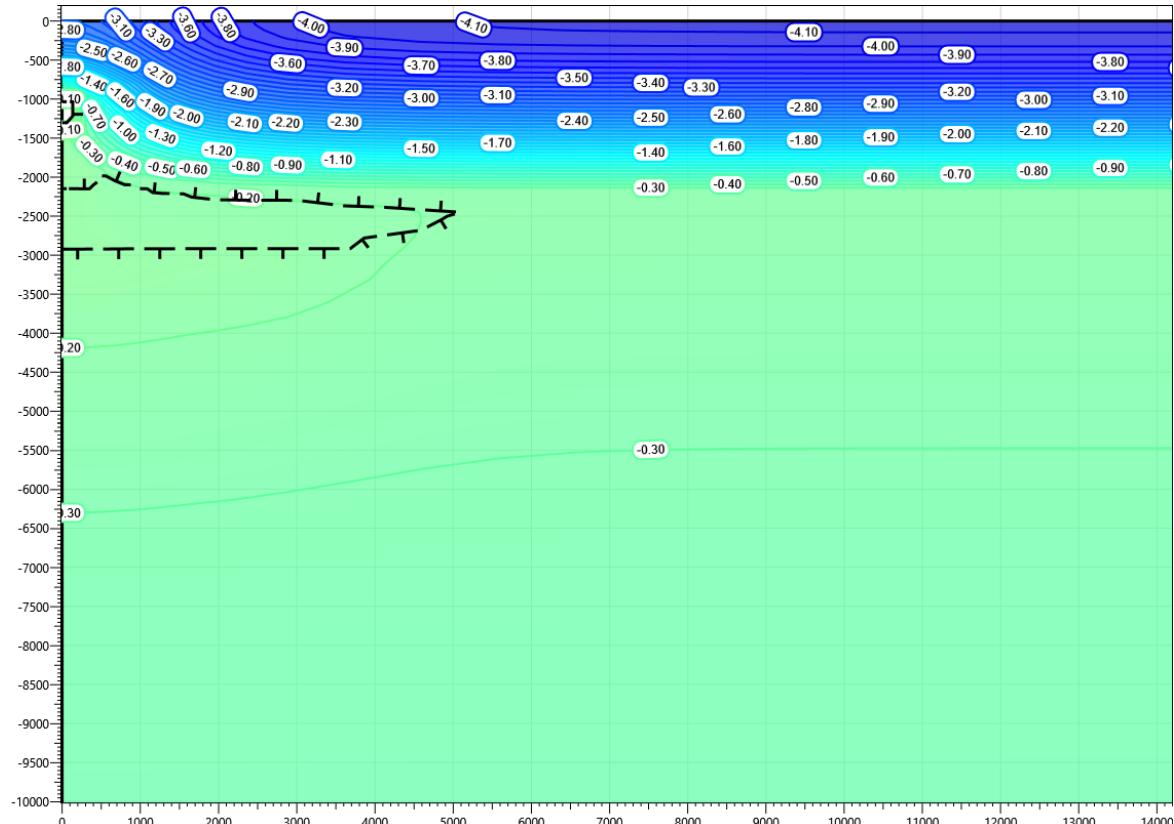


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

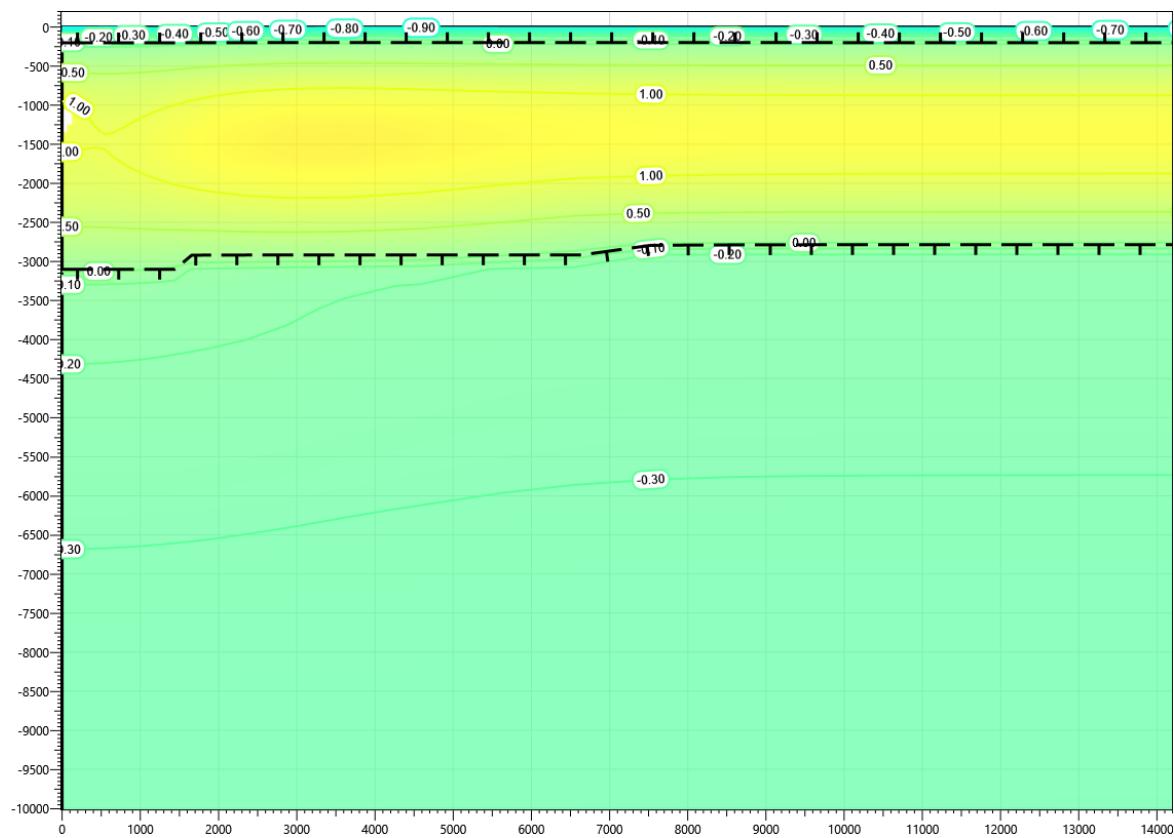


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

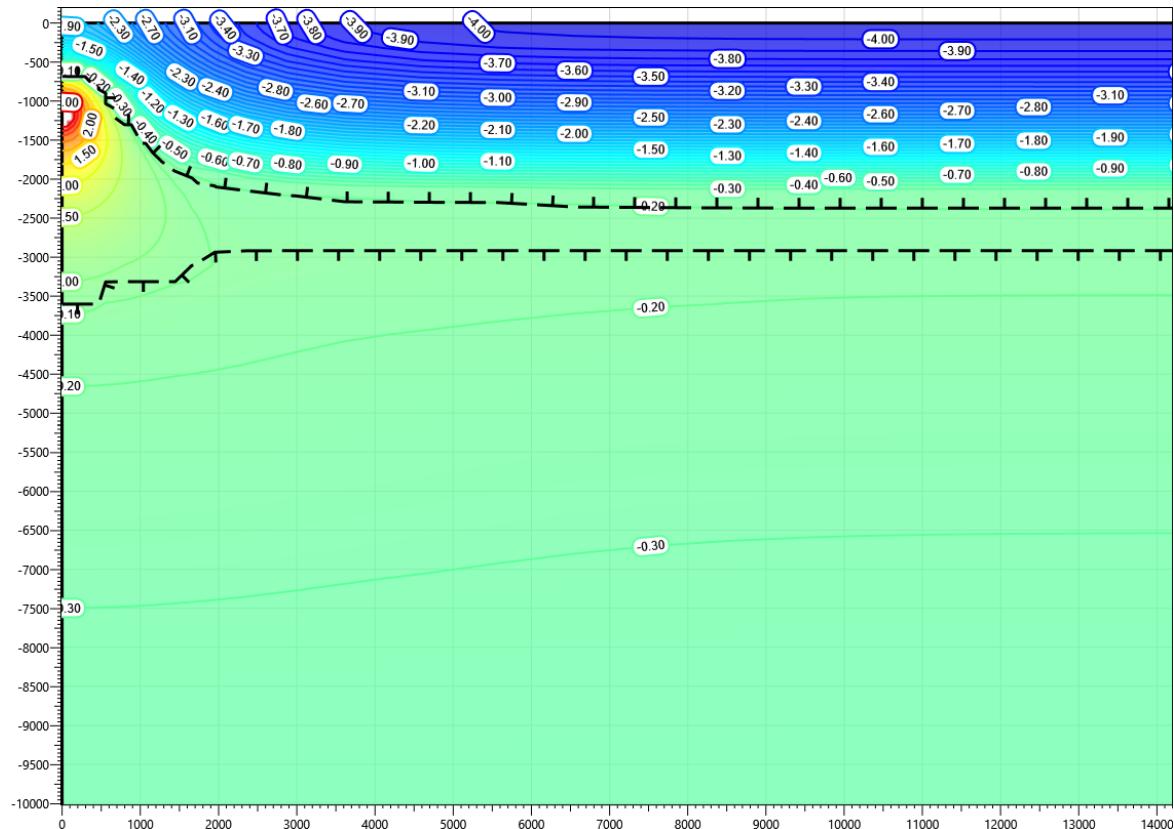


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

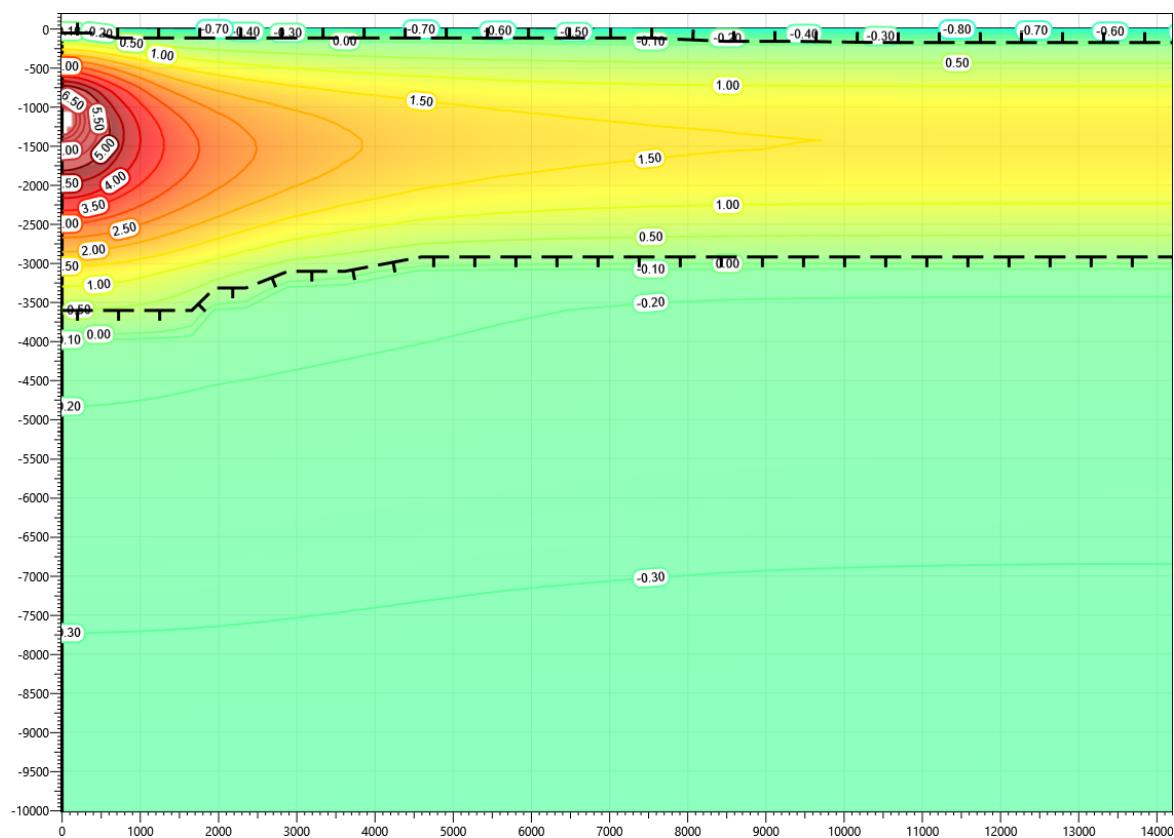


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

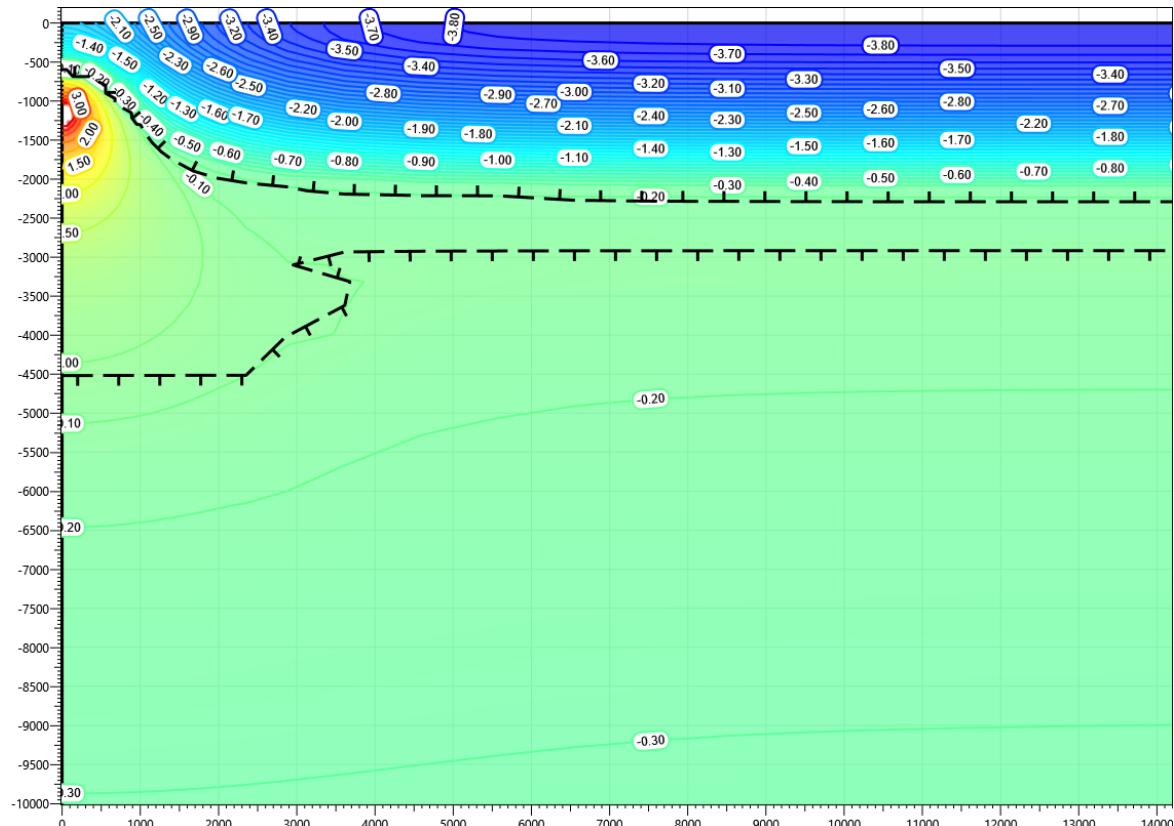


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

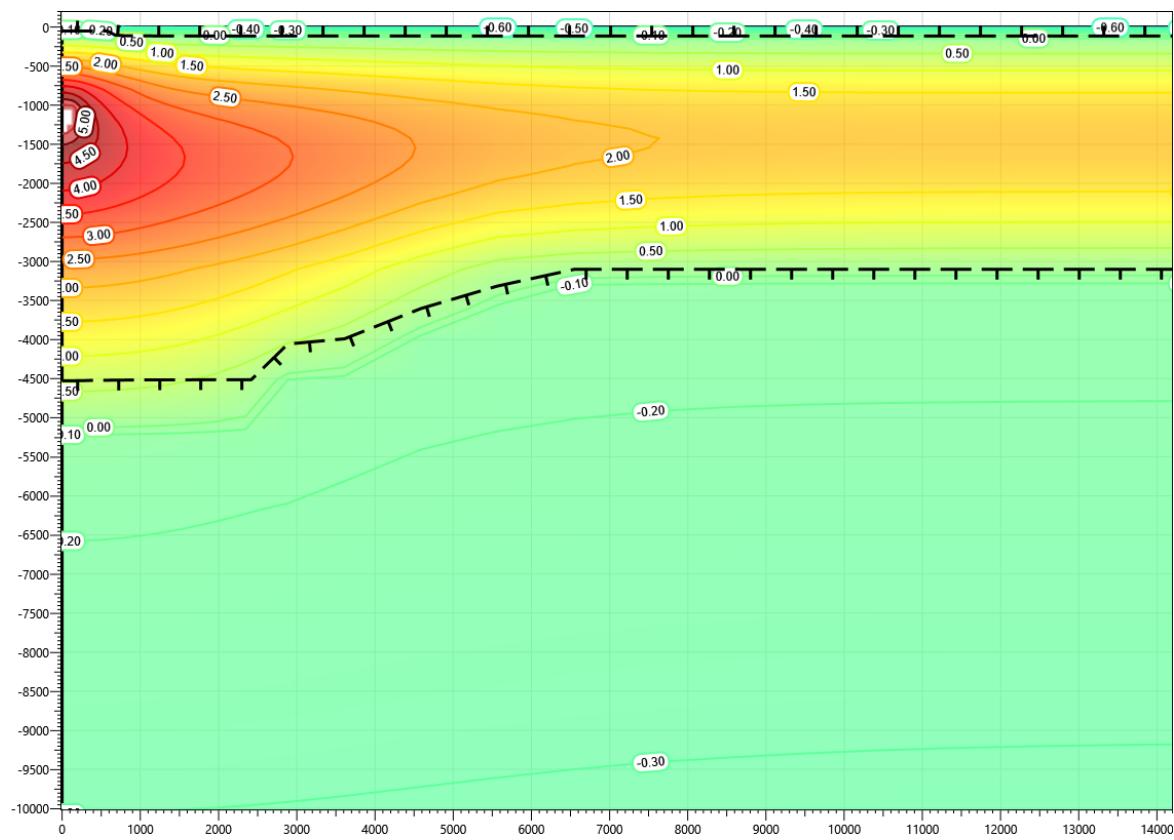


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

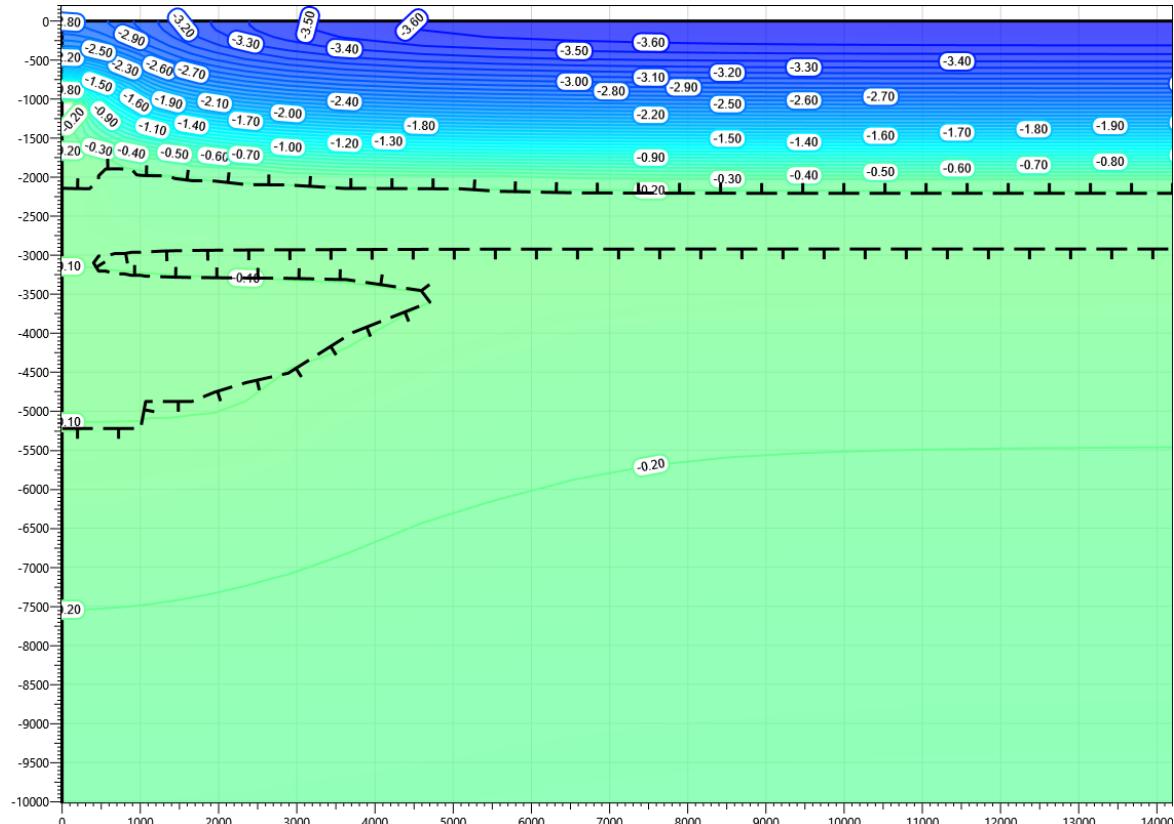


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

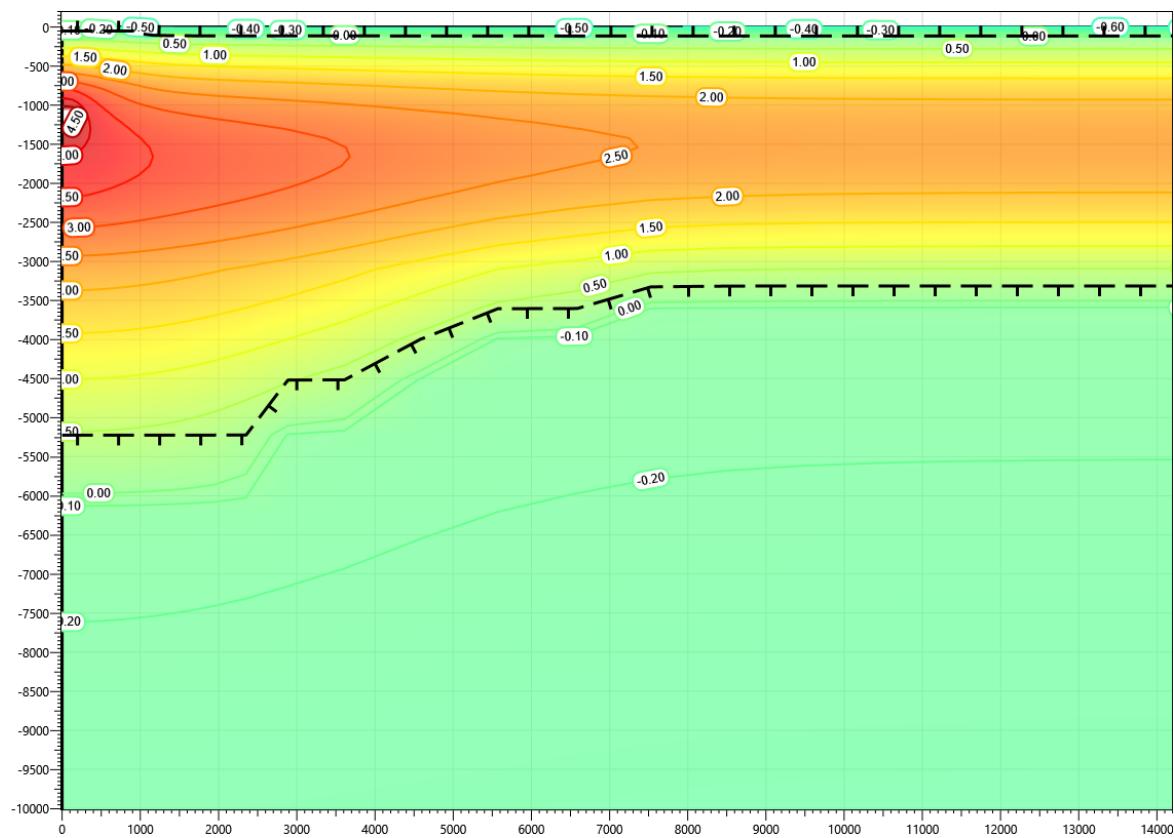


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

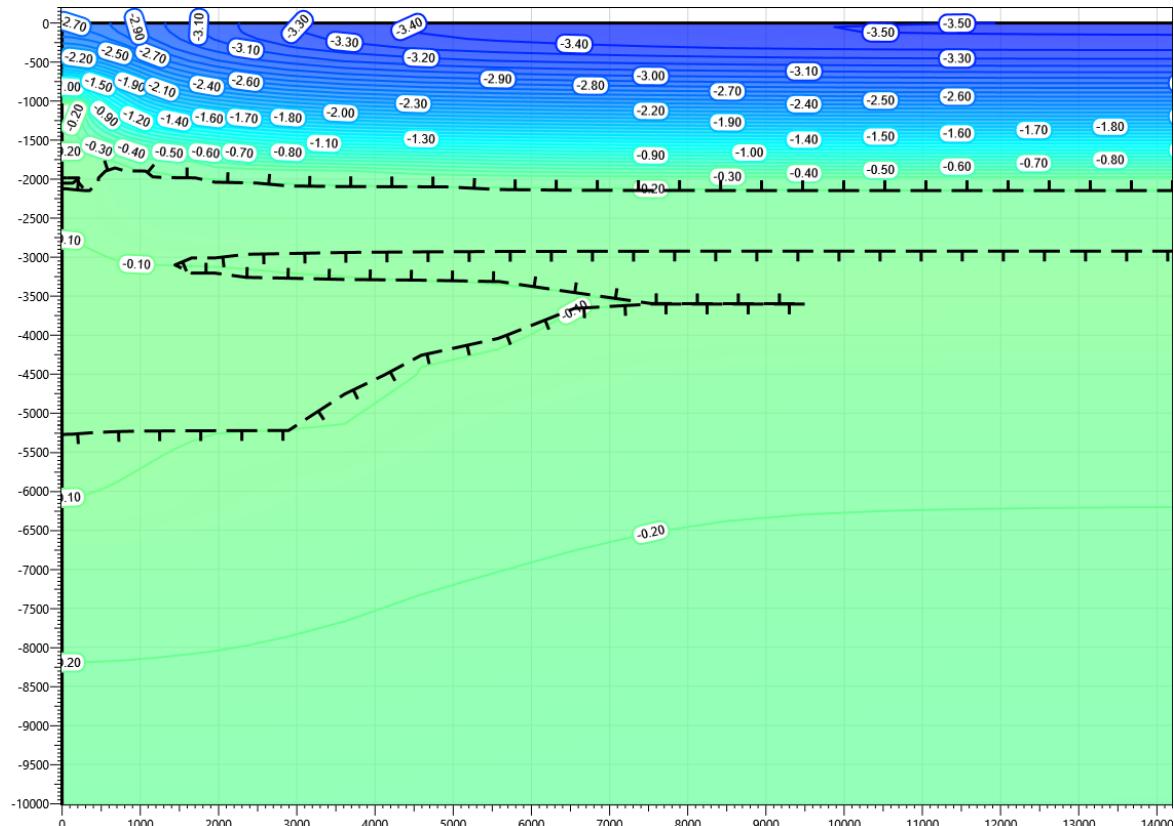


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

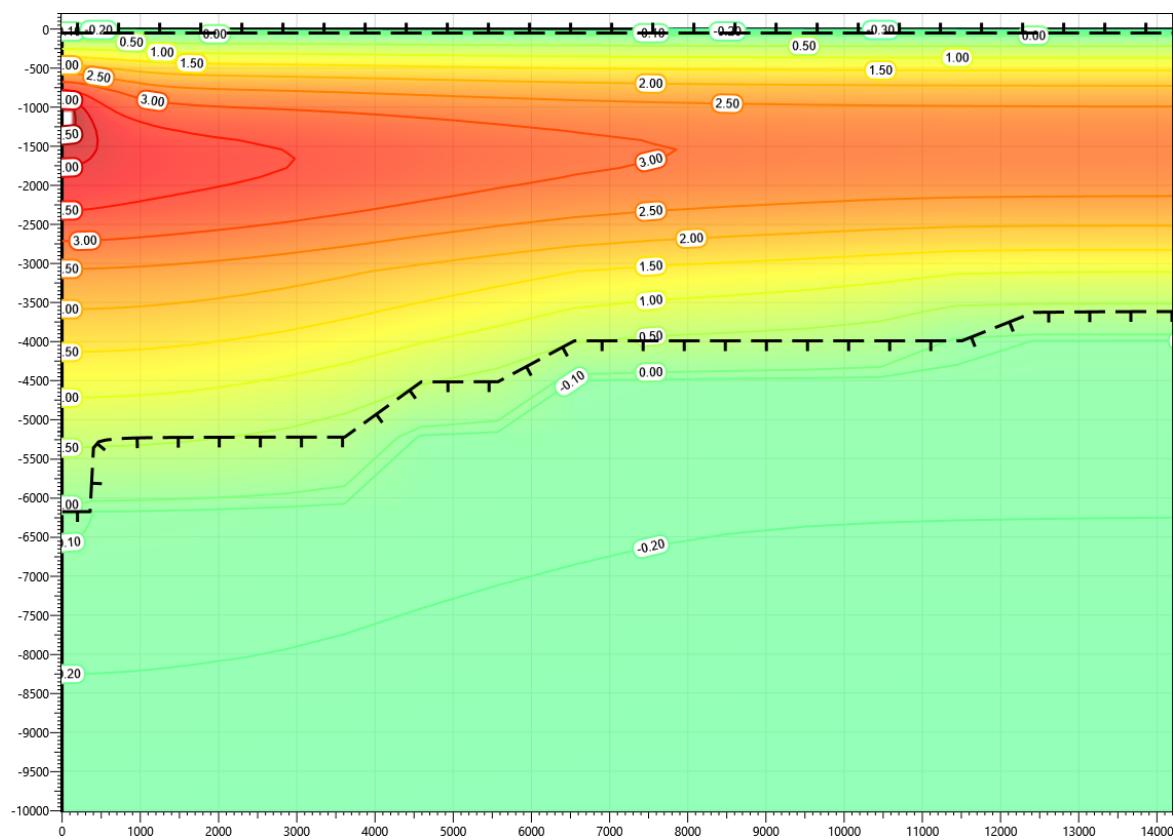


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК0+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

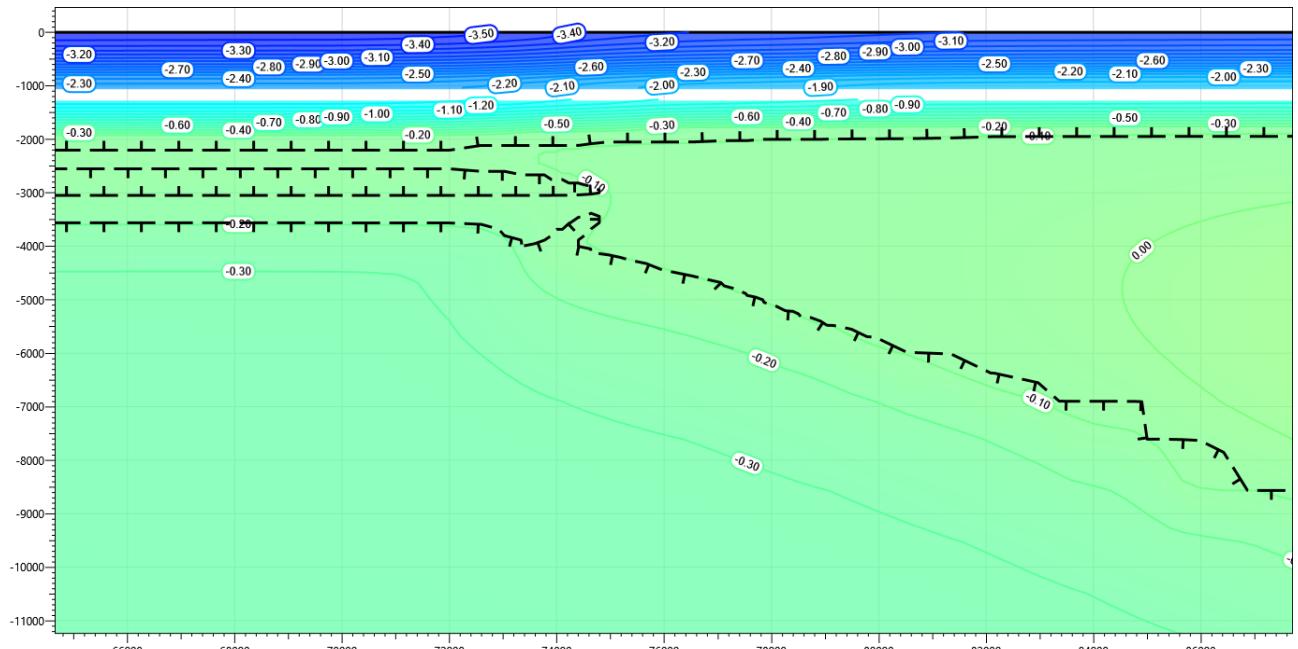


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

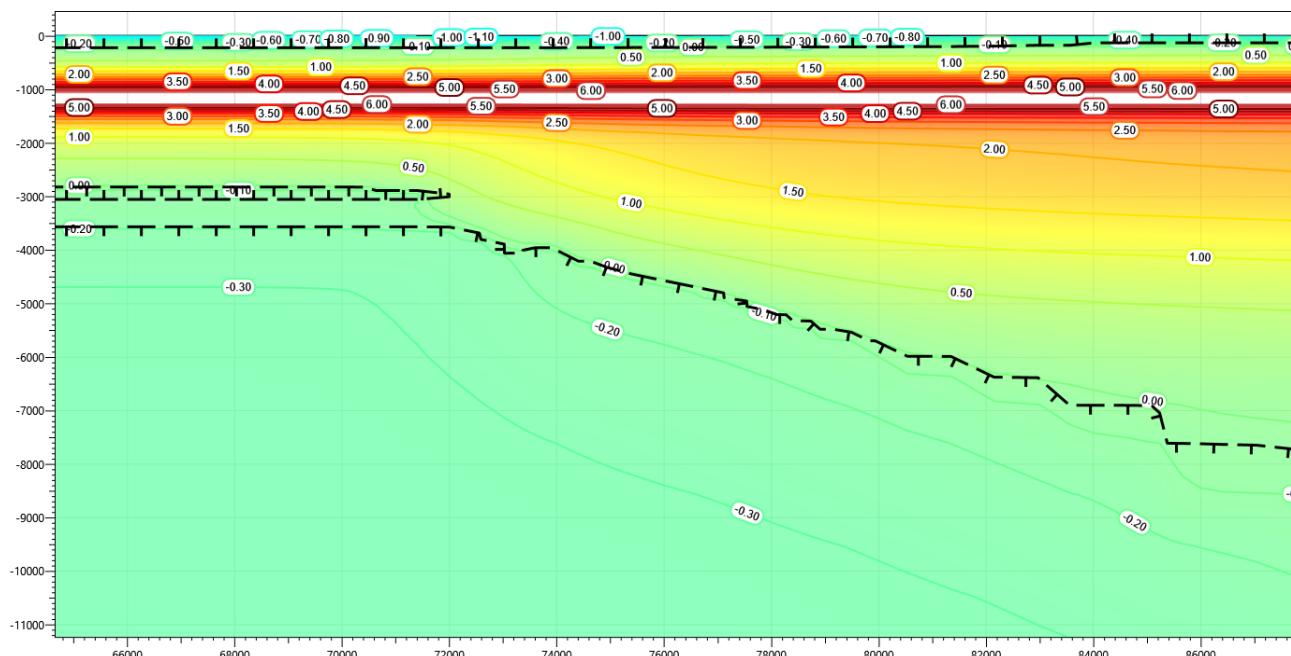


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

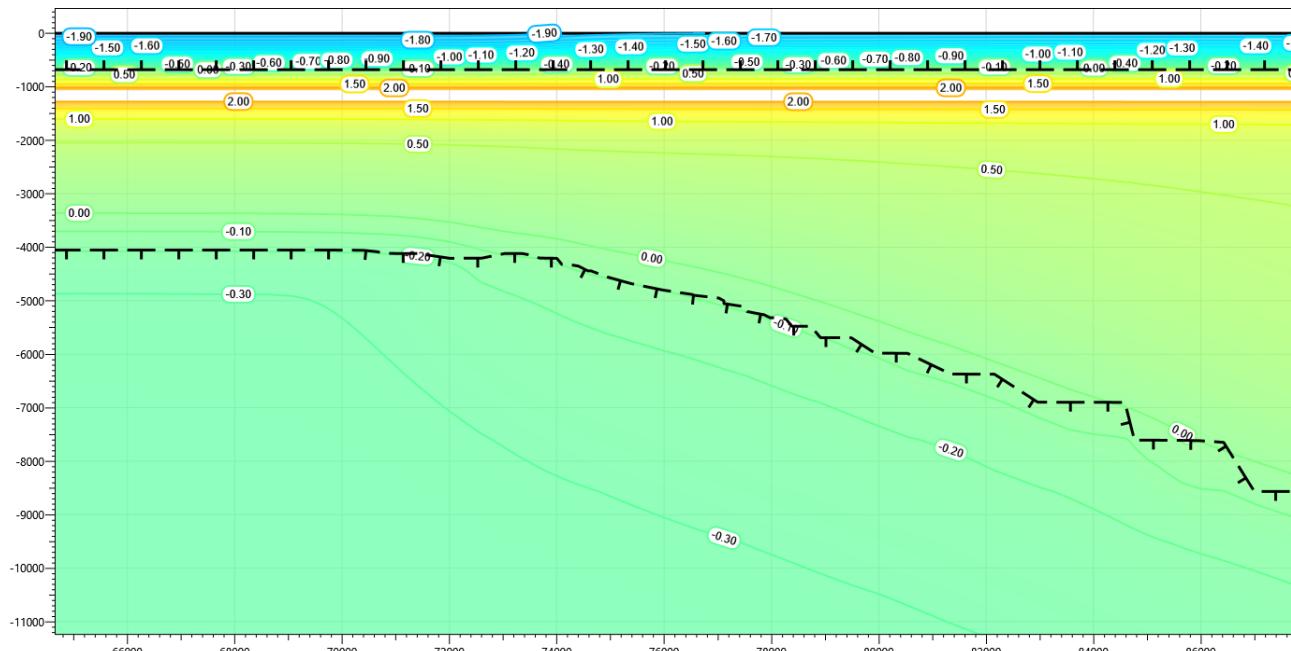


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

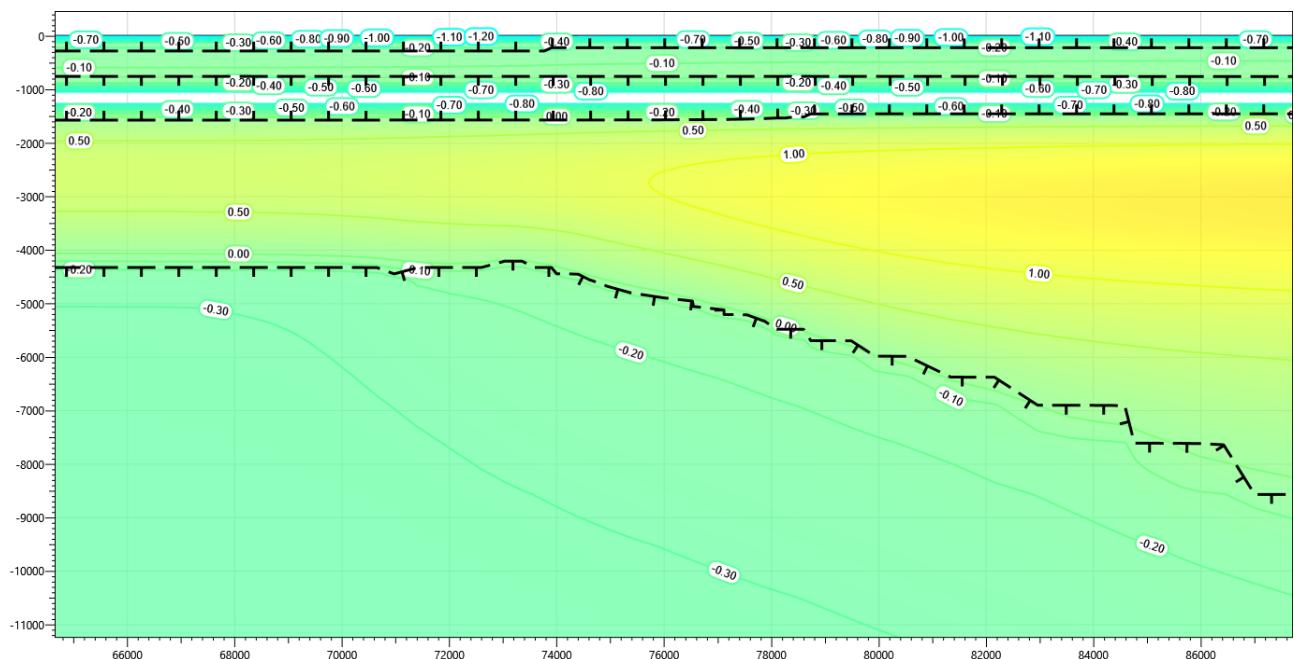


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

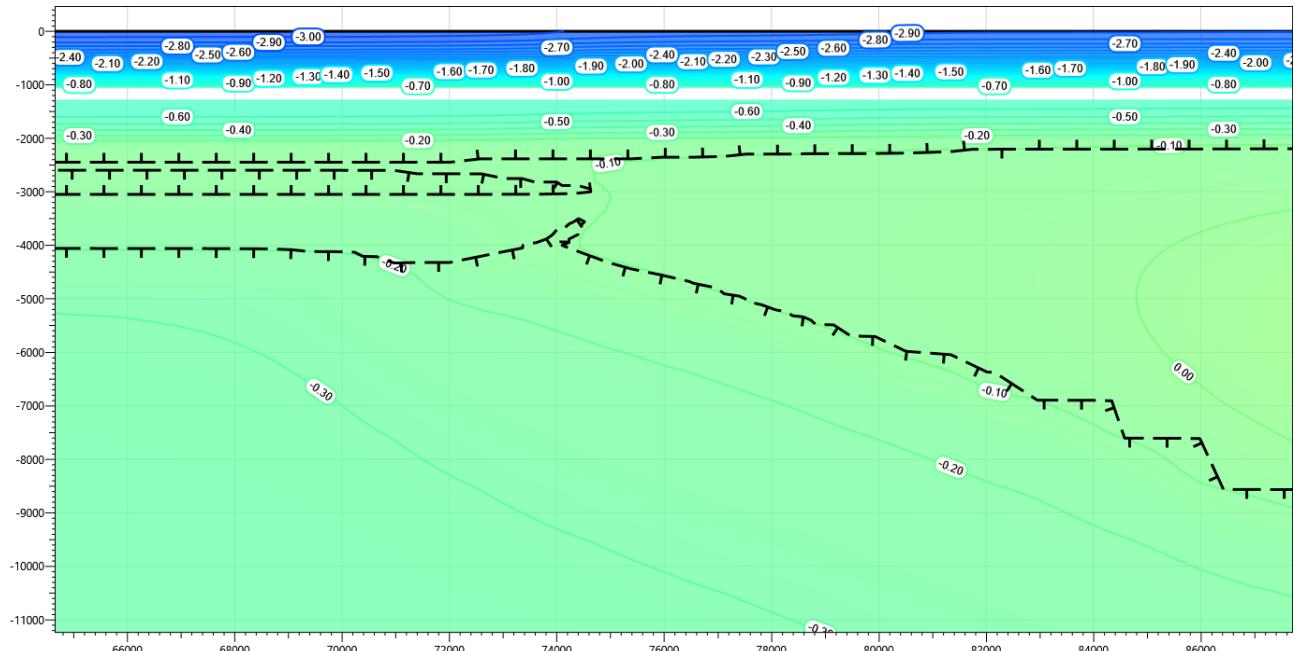
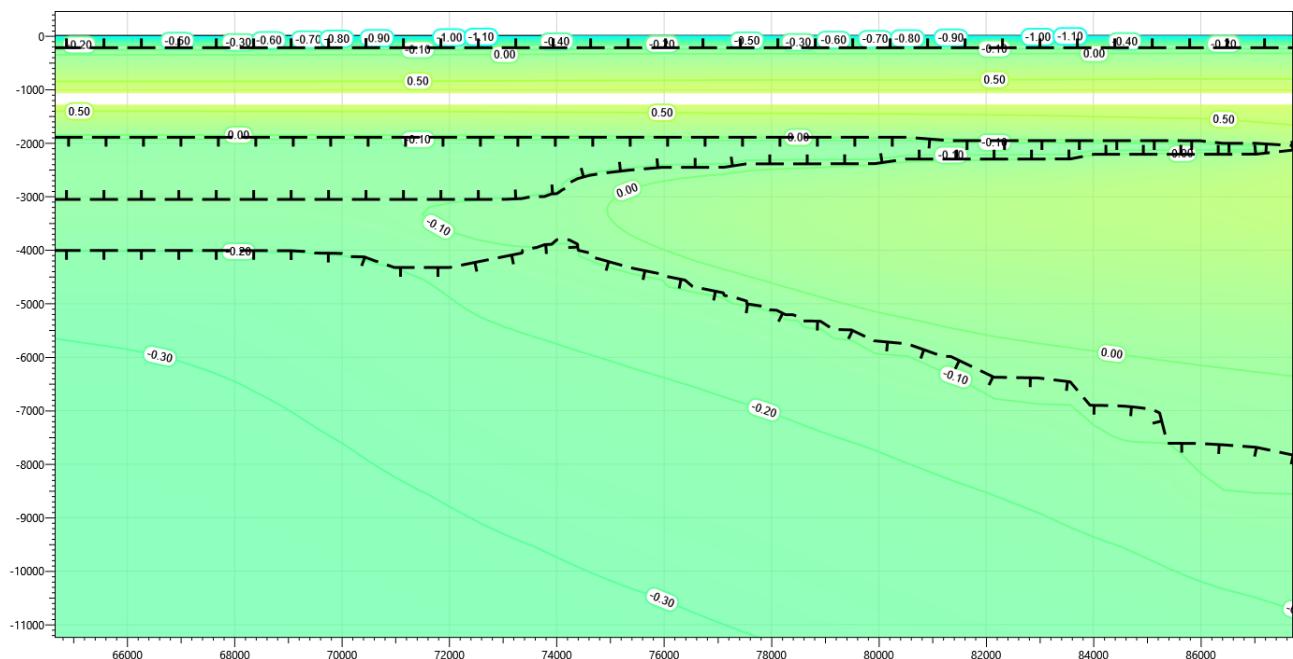
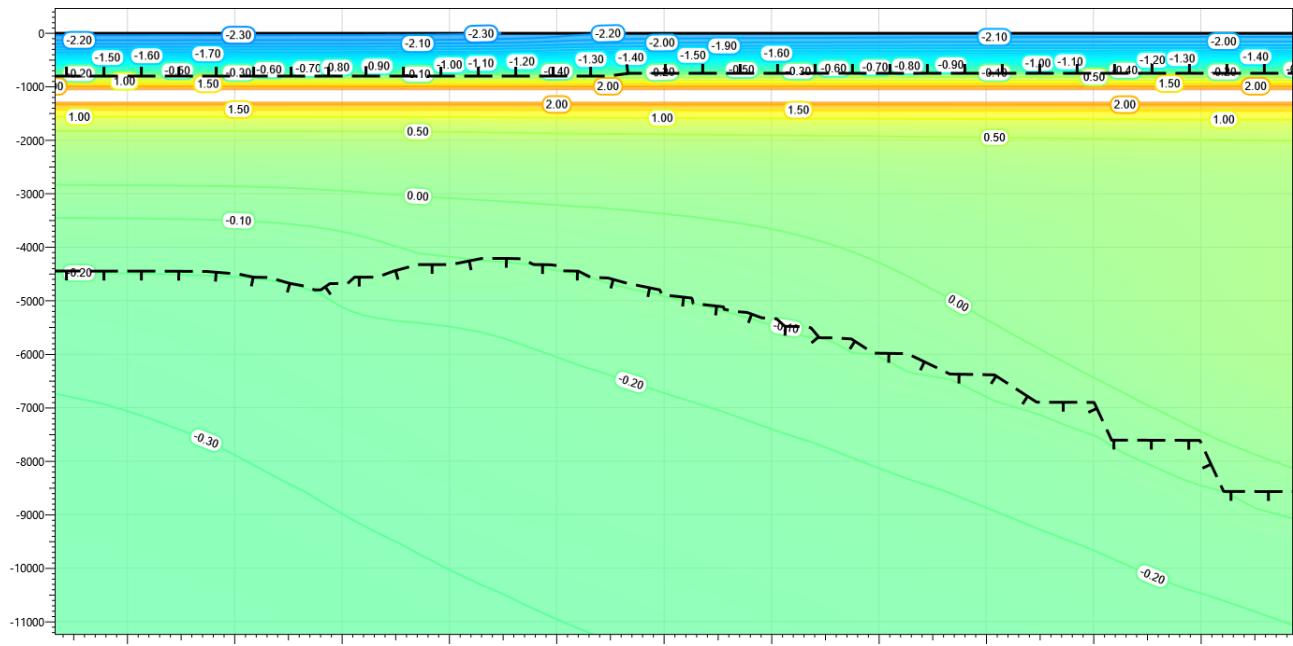


Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.



**Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона третий год эксплуатации.**



**Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.**

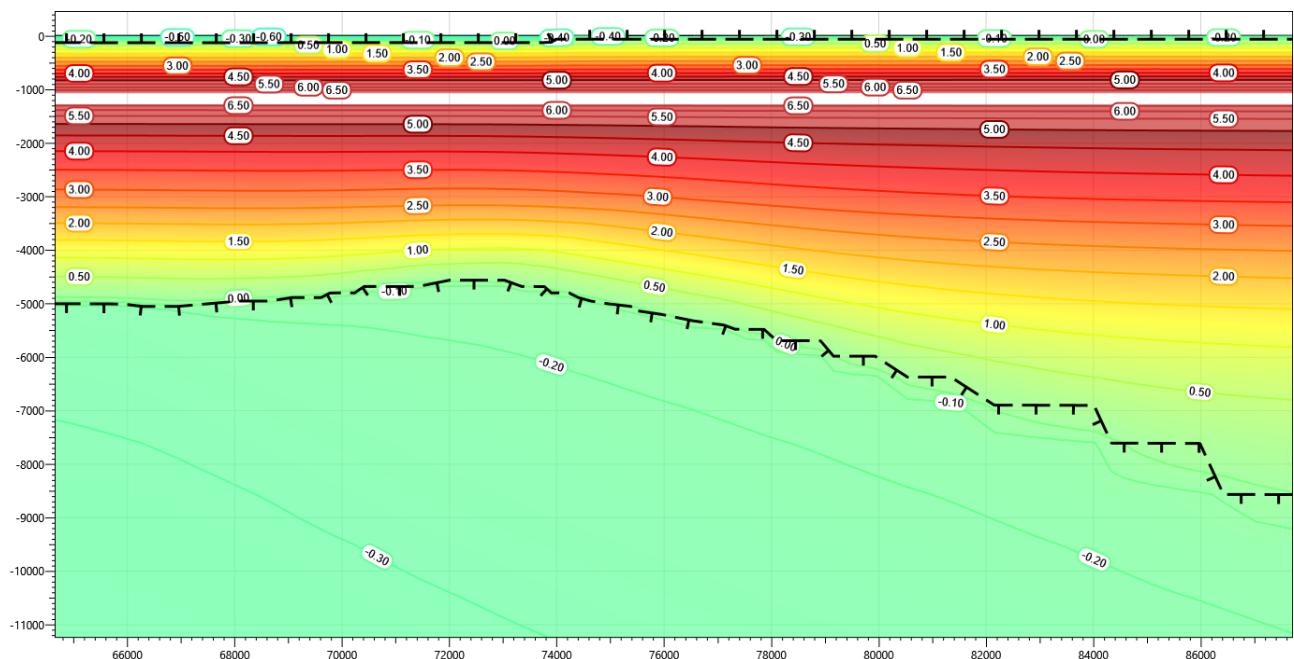


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

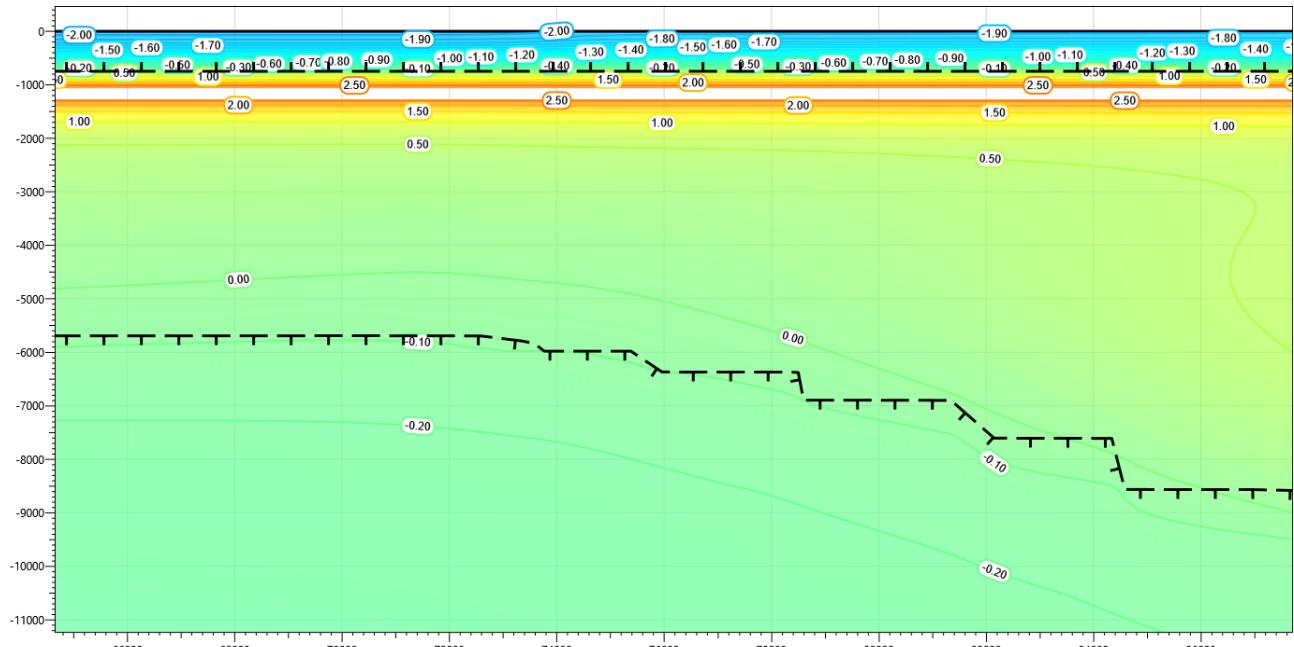


Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

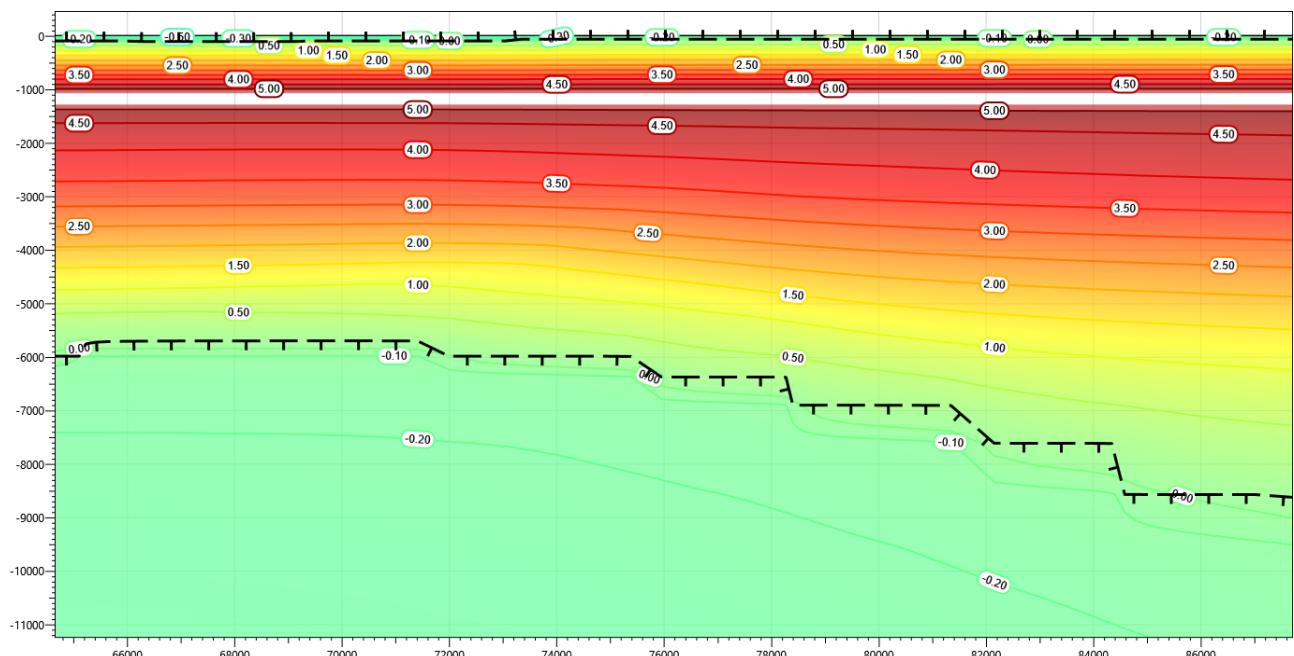


Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

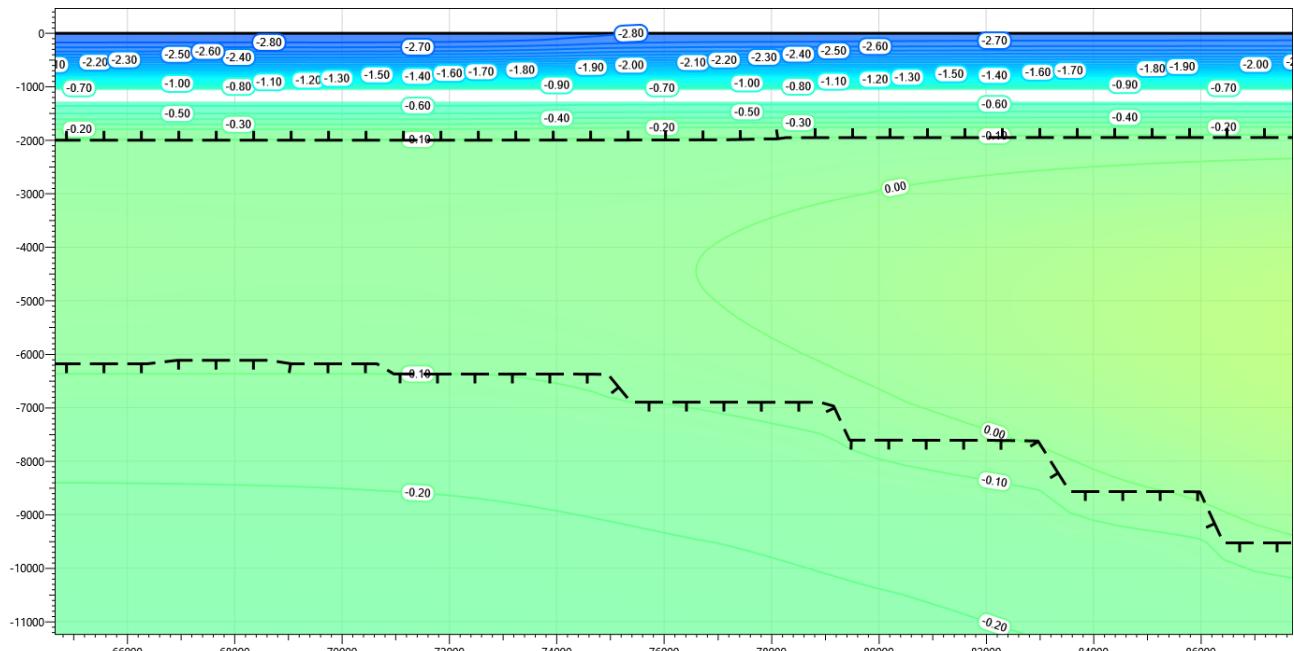
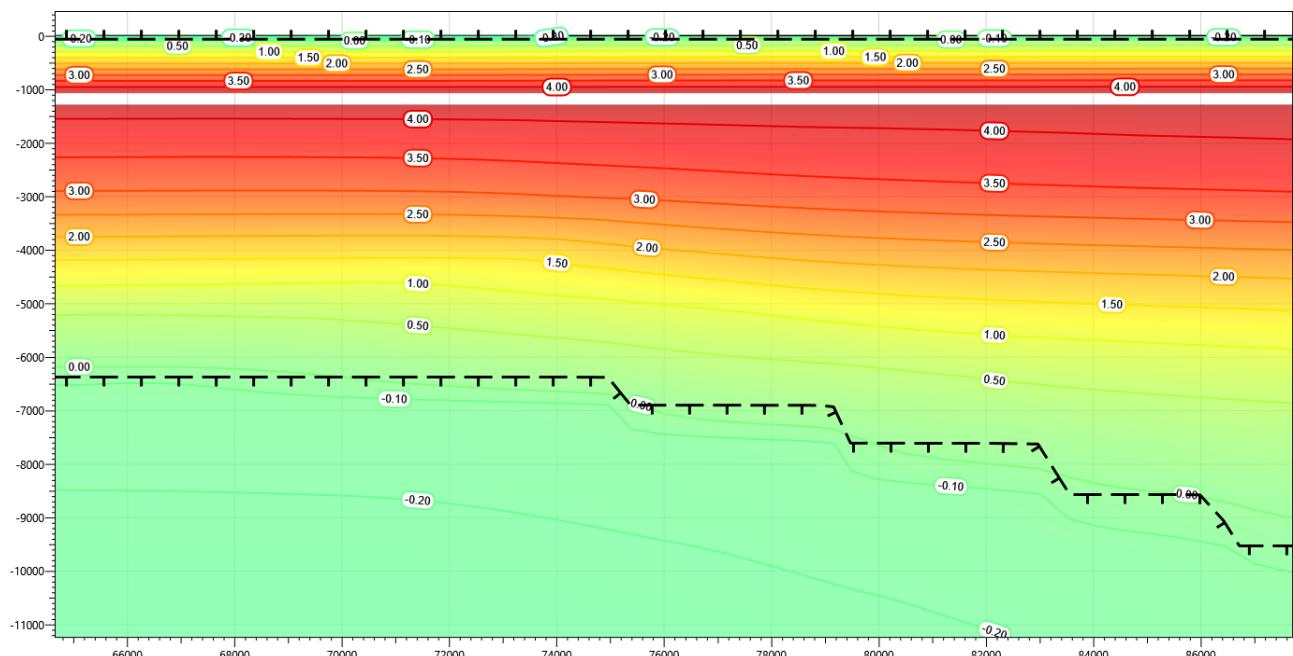
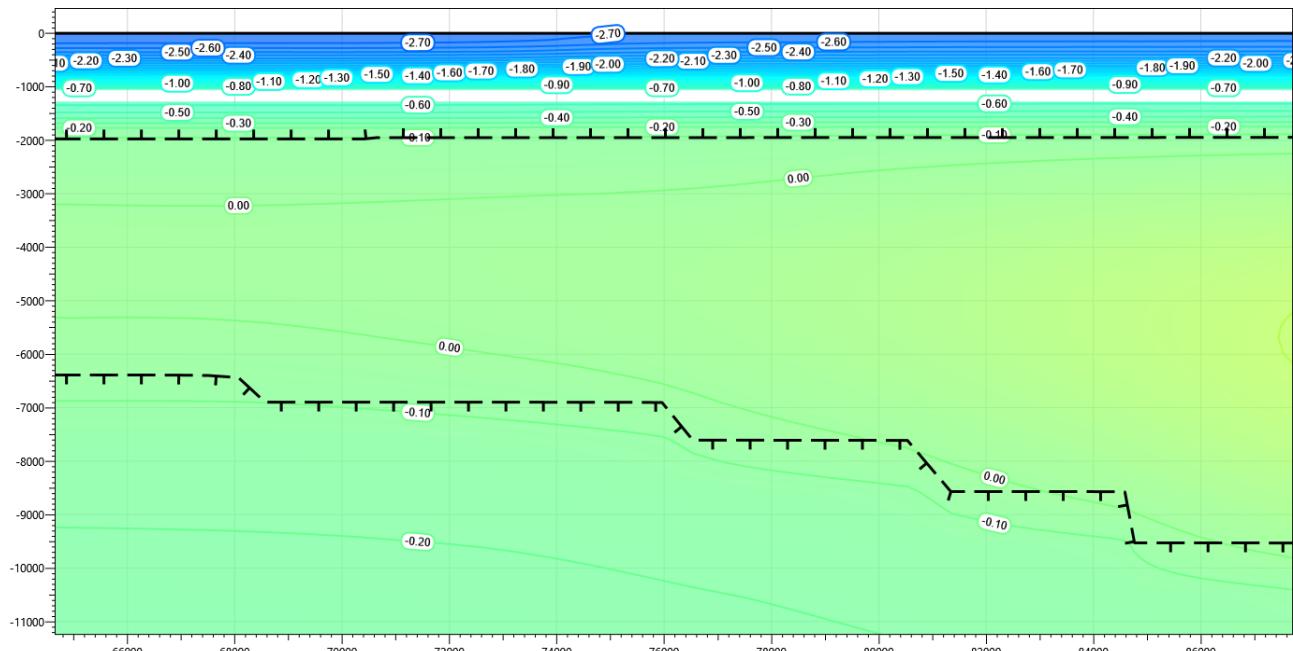


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.



**Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.**



**Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00.
Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.**

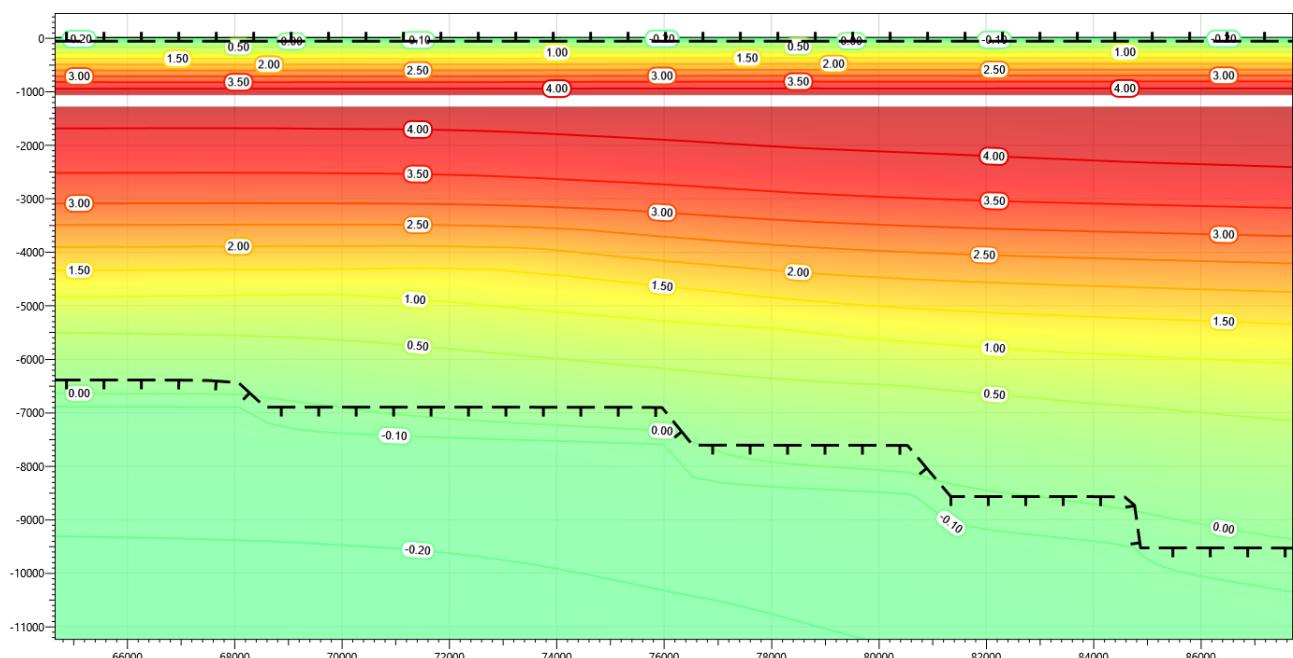


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК14+00-ПК15+00. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

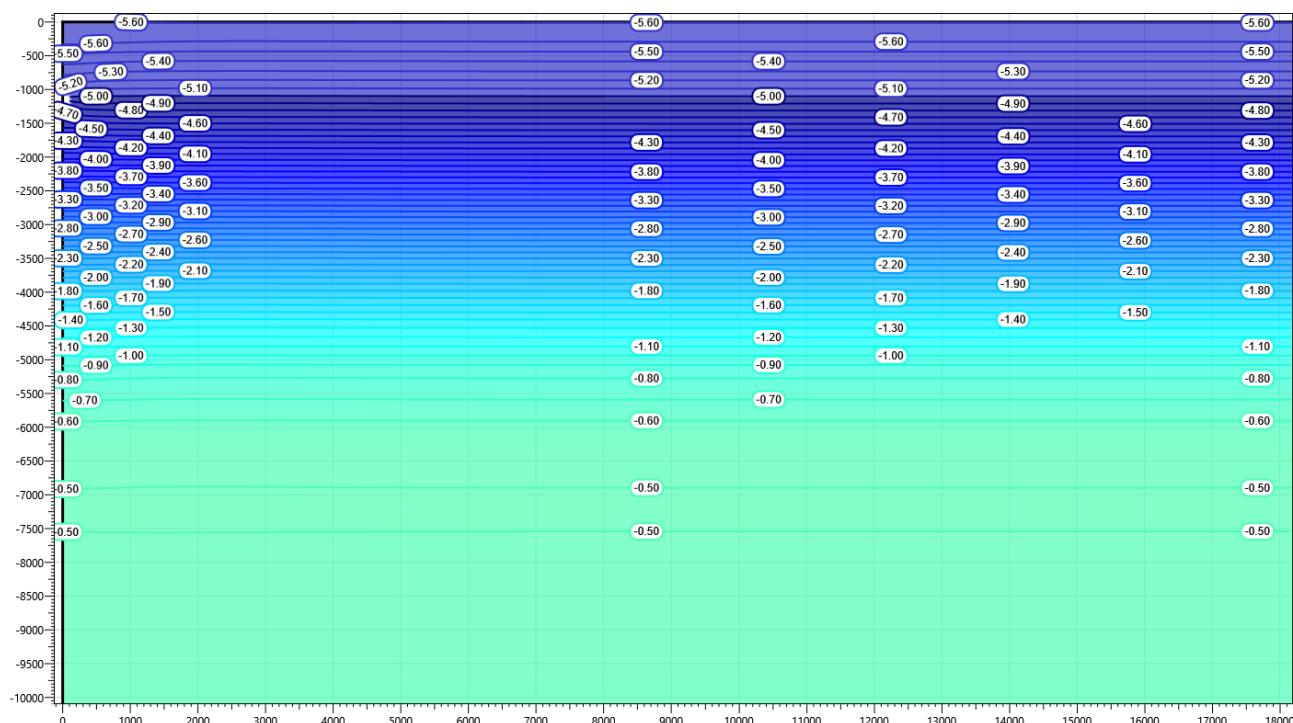


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

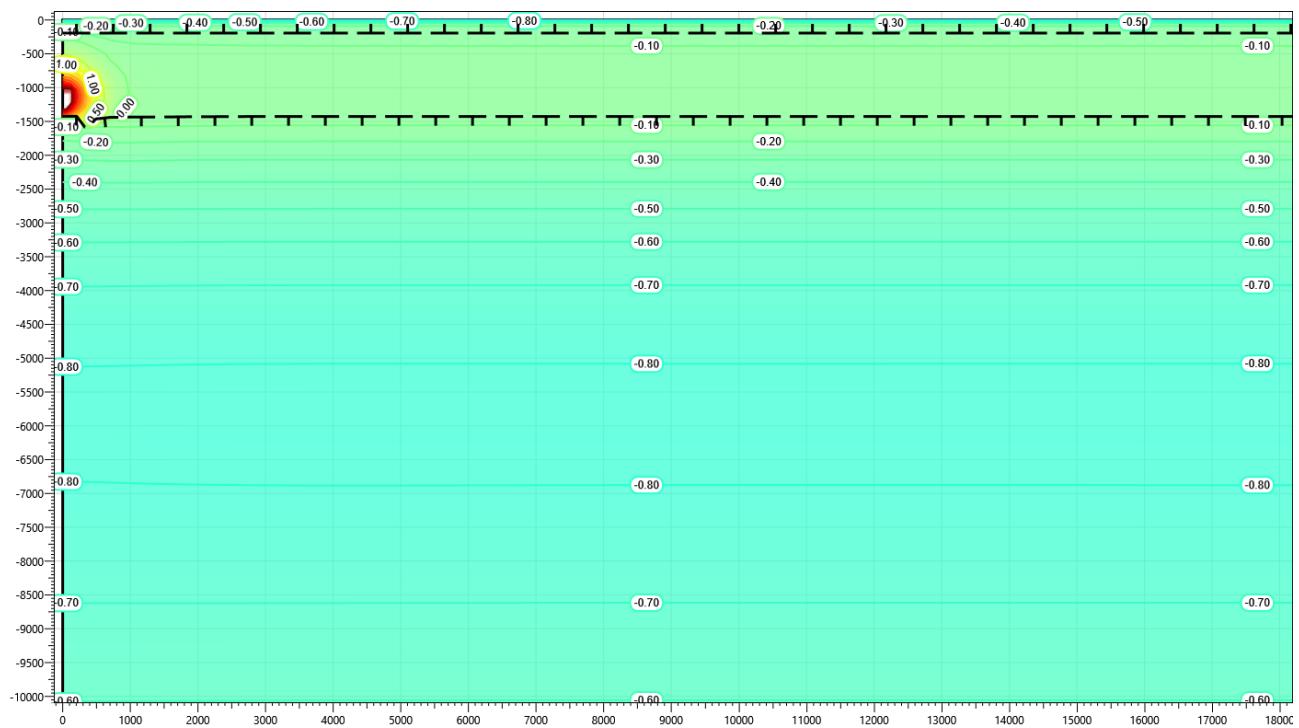


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

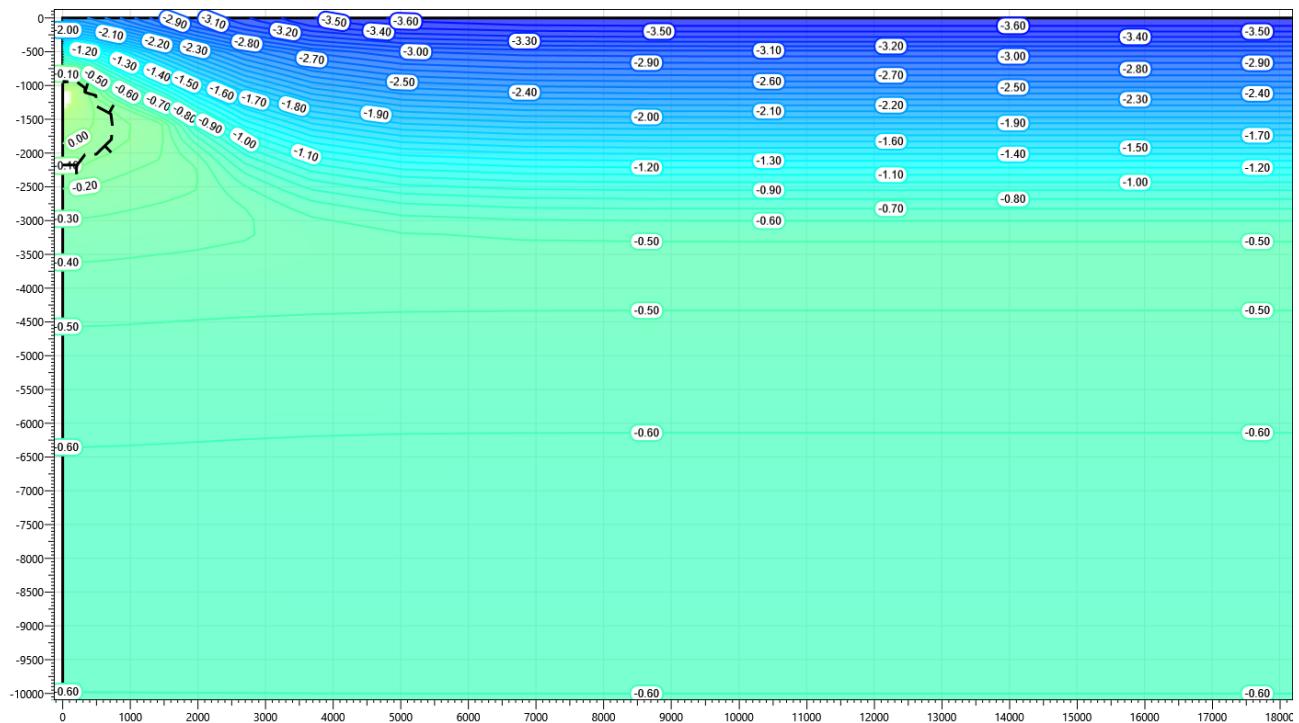


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

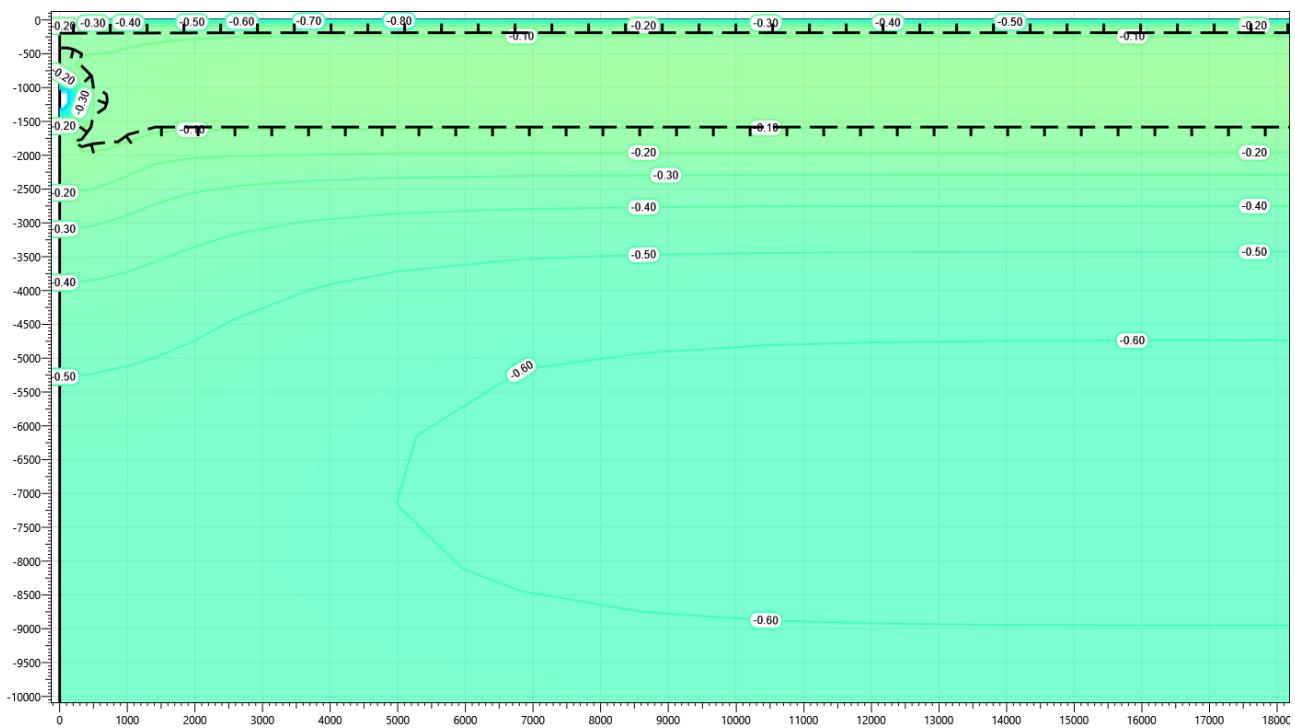


Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

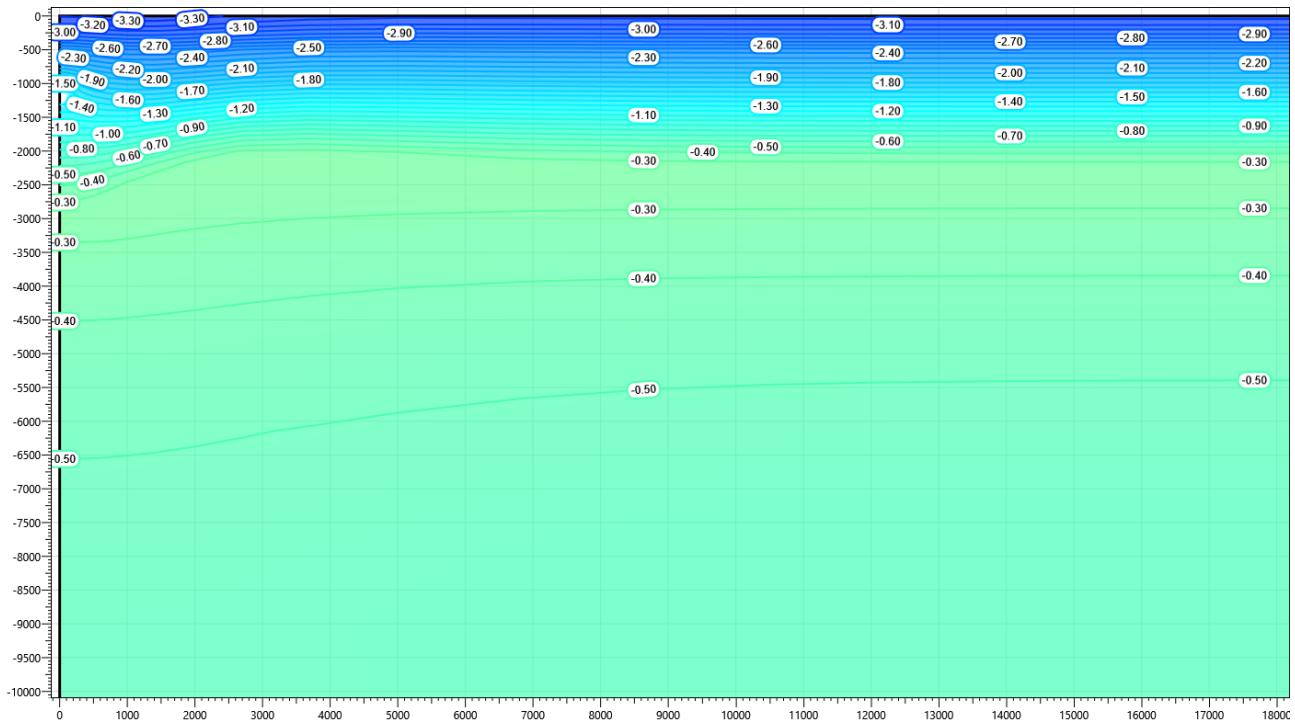


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

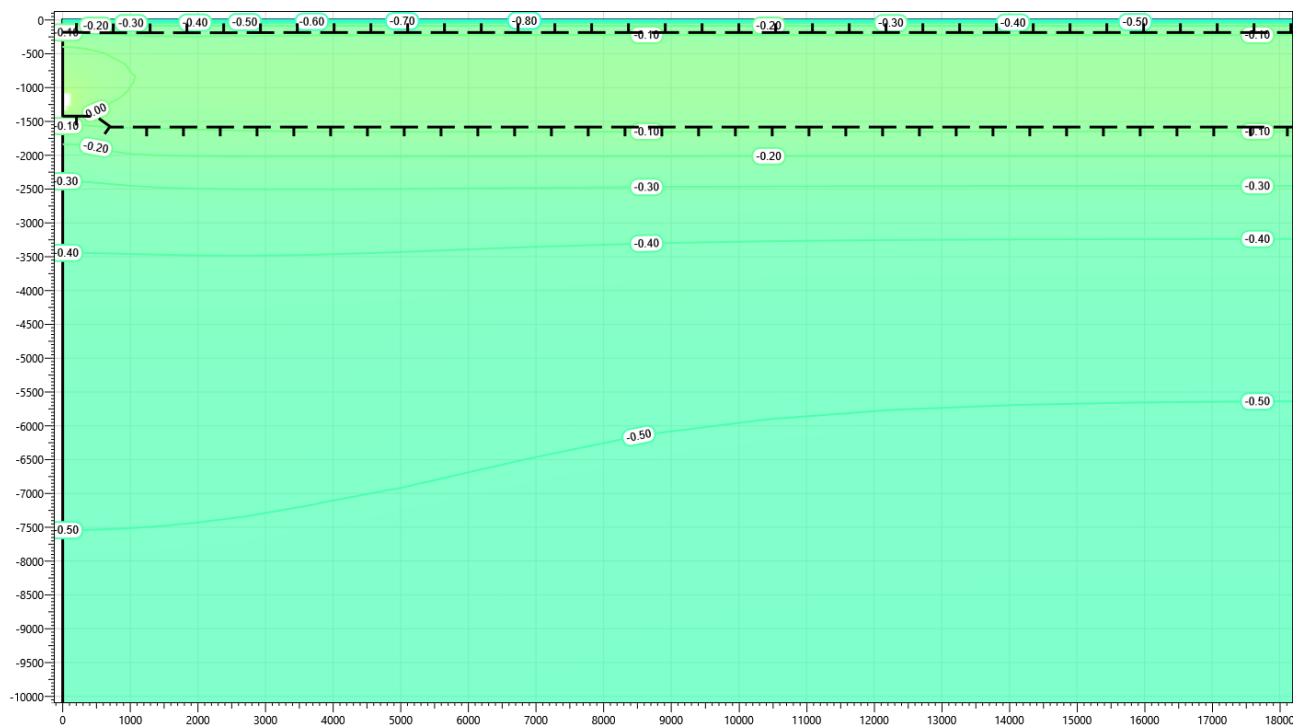


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

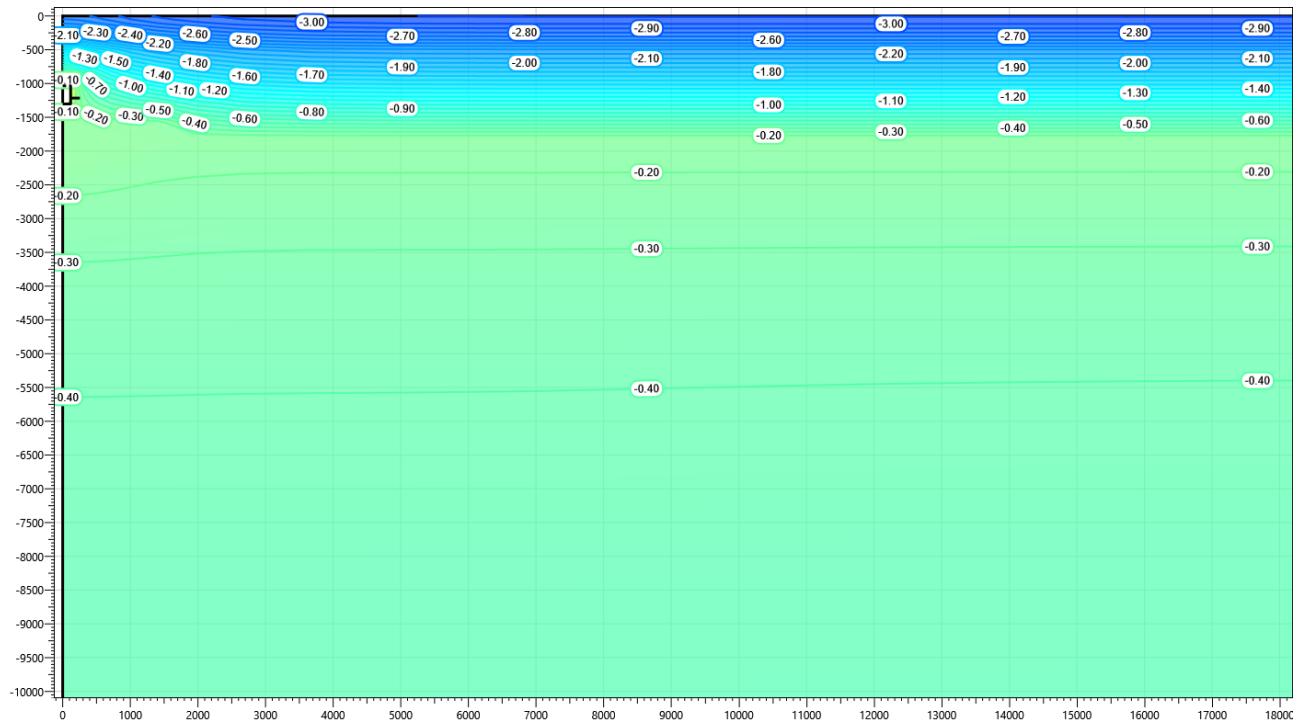


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

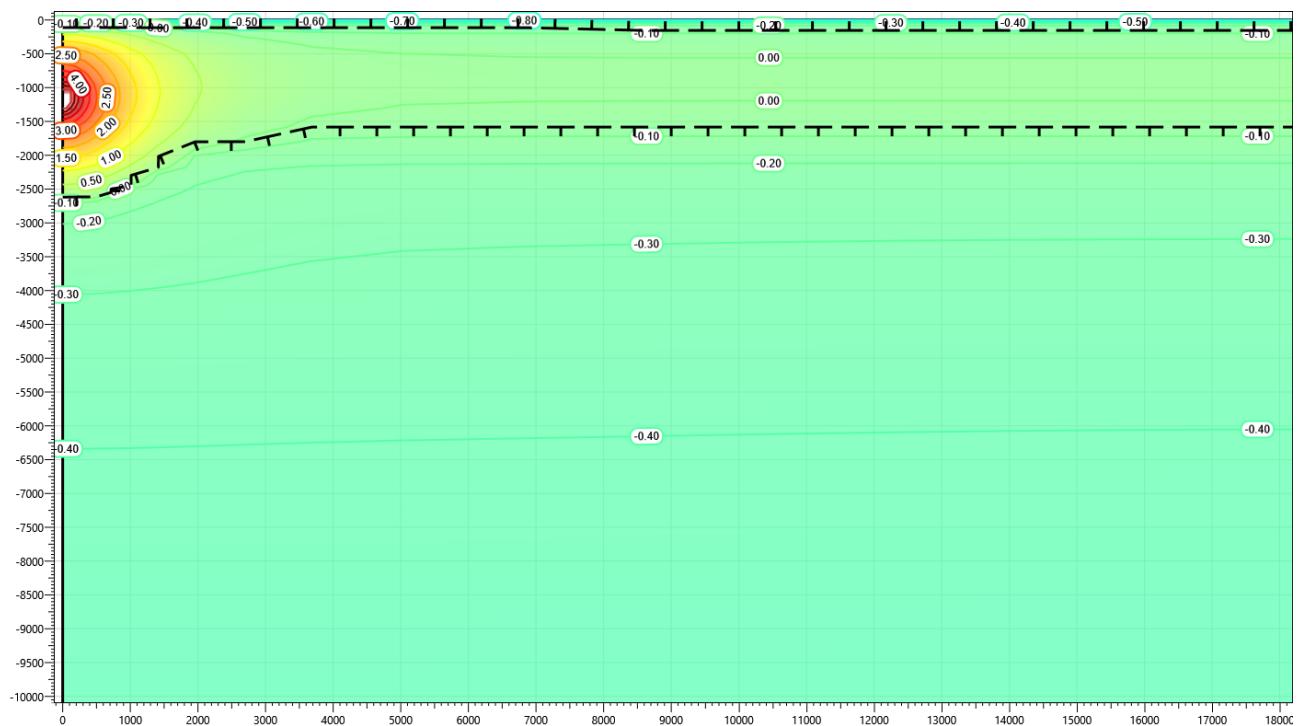


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

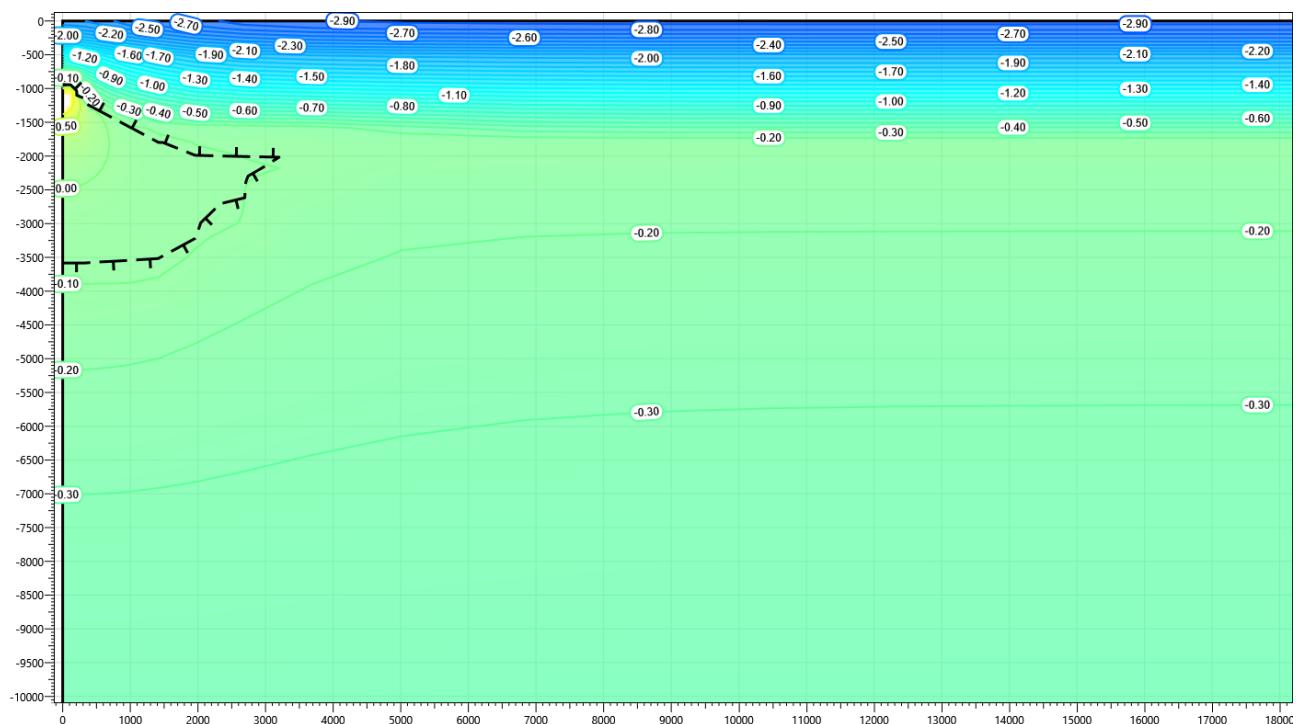


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

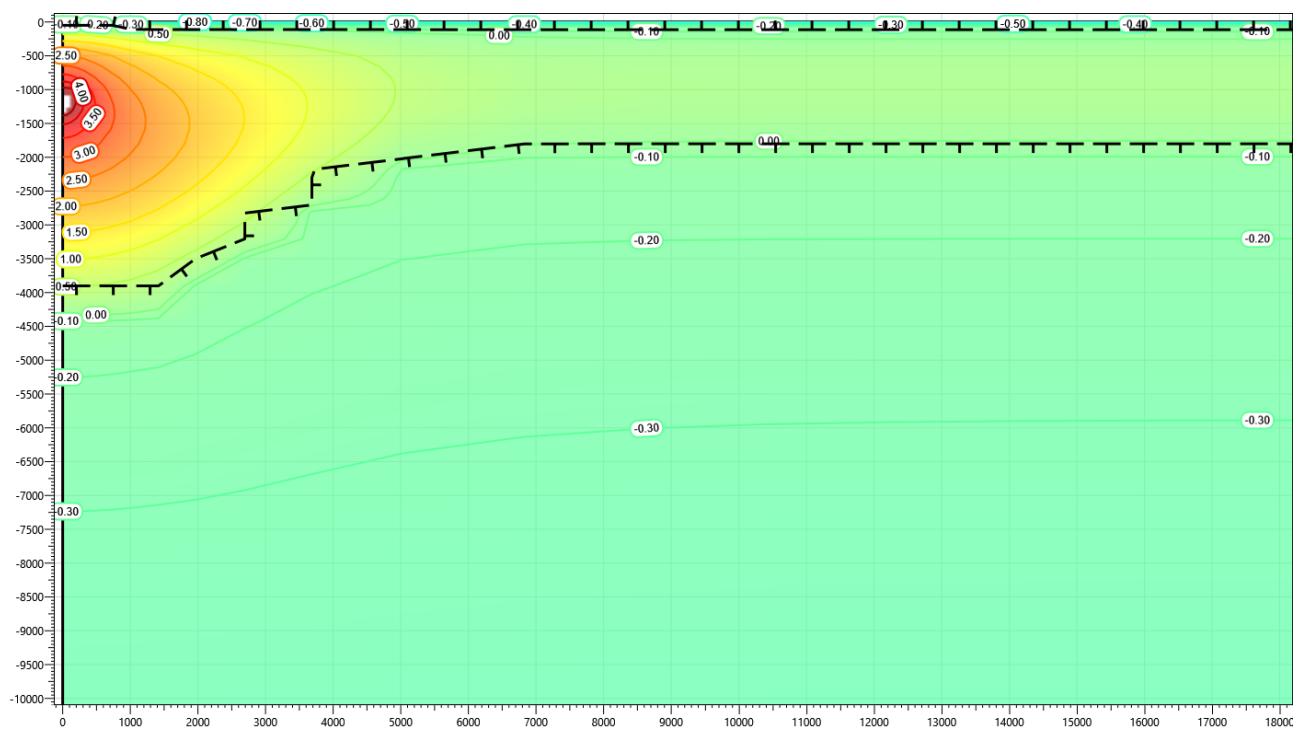


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

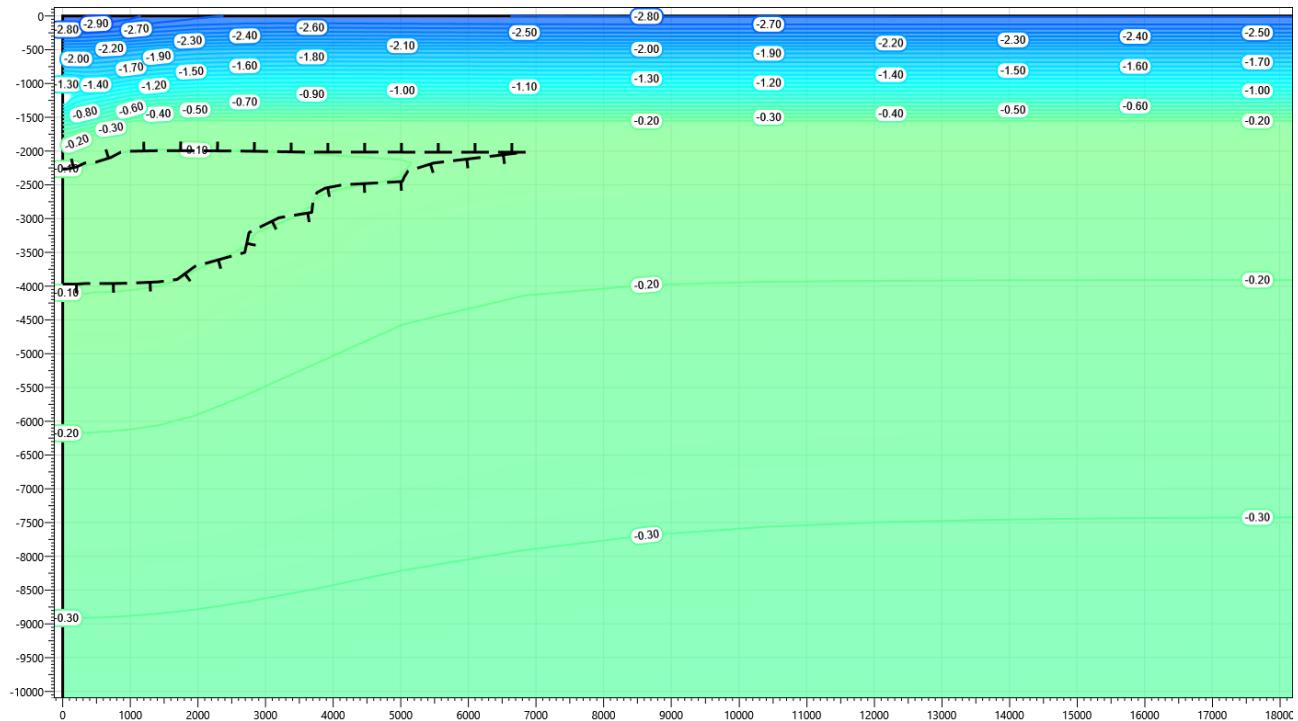


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

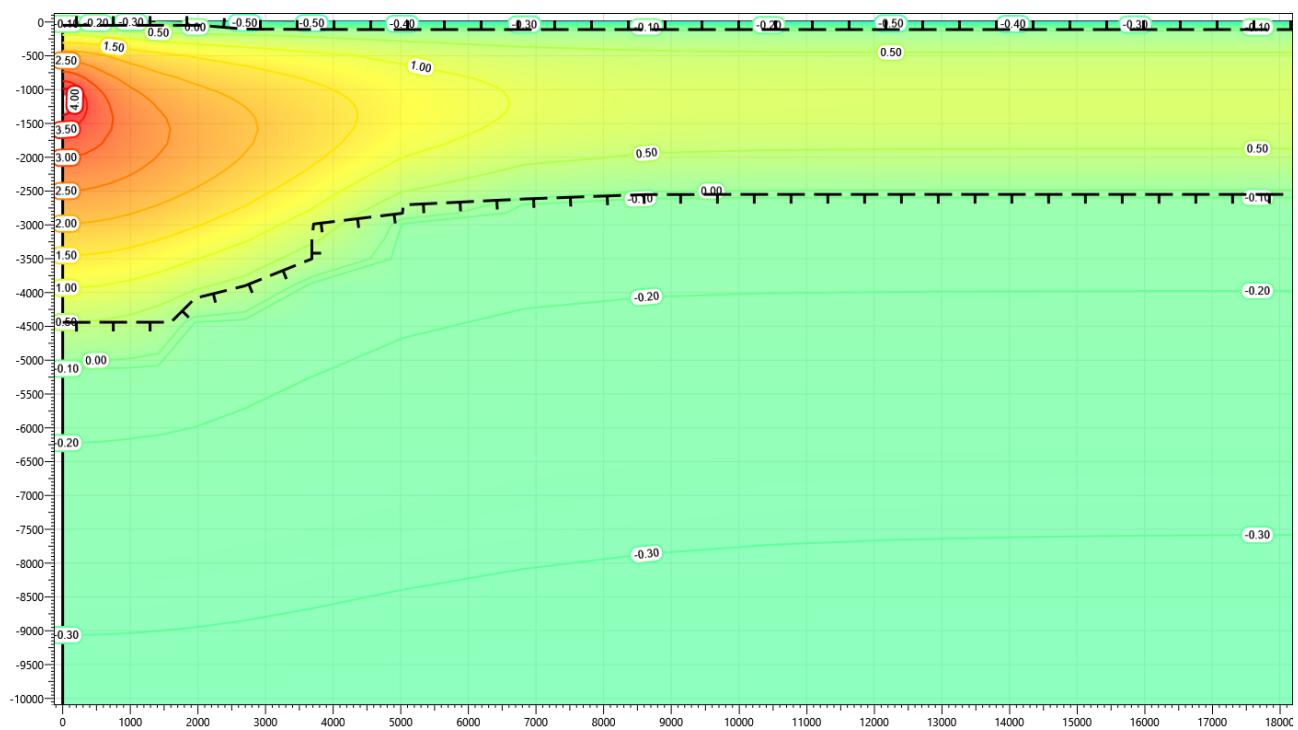


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

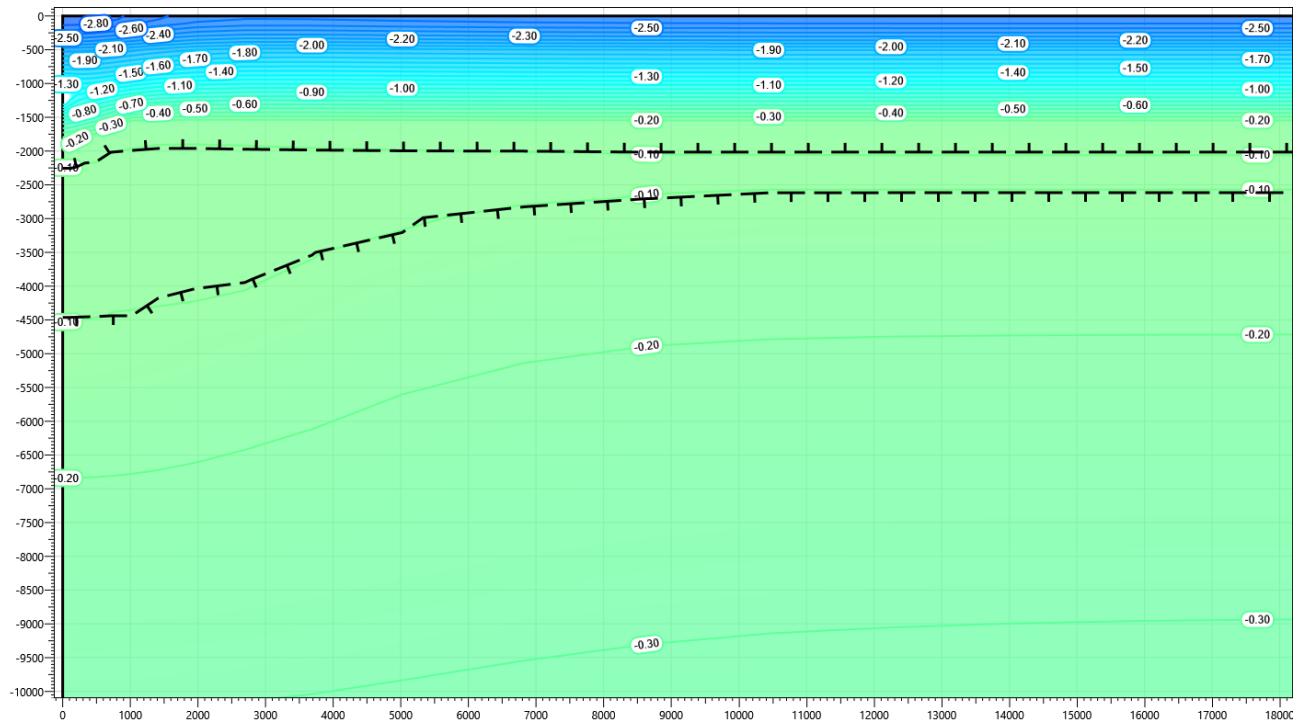


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

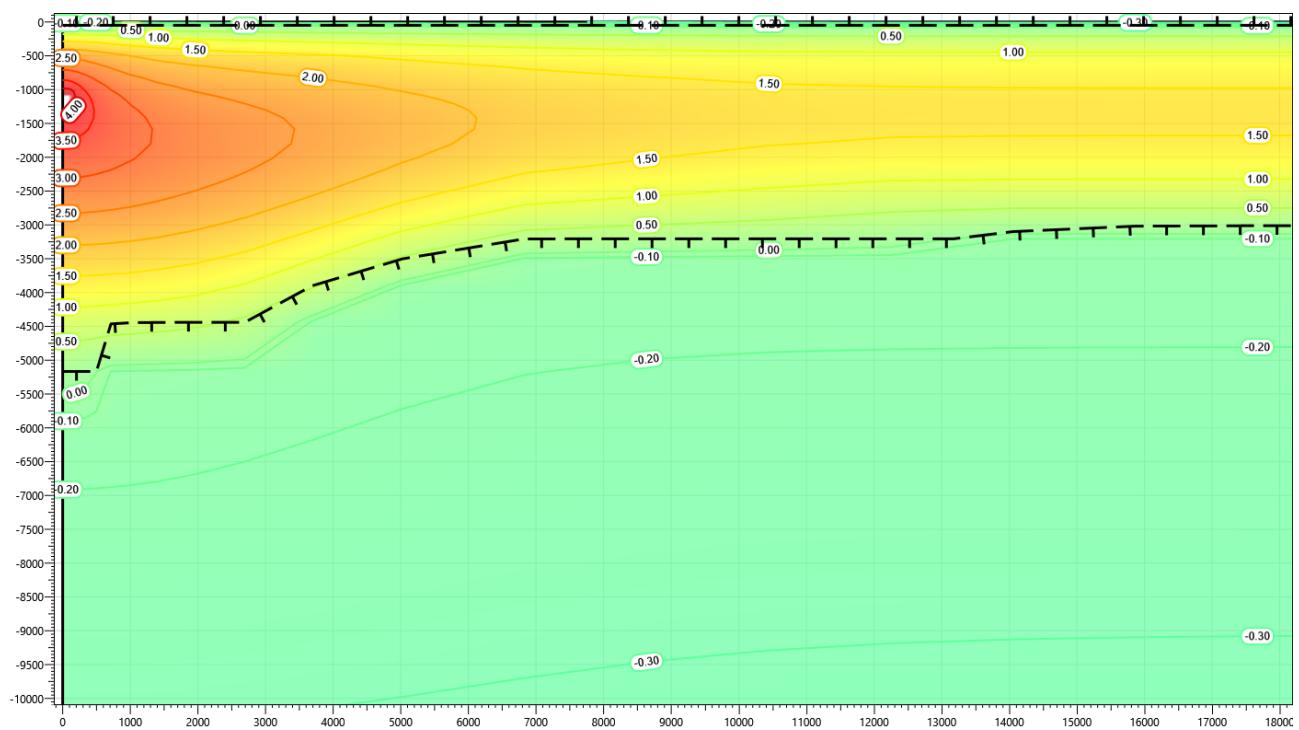


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+01. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

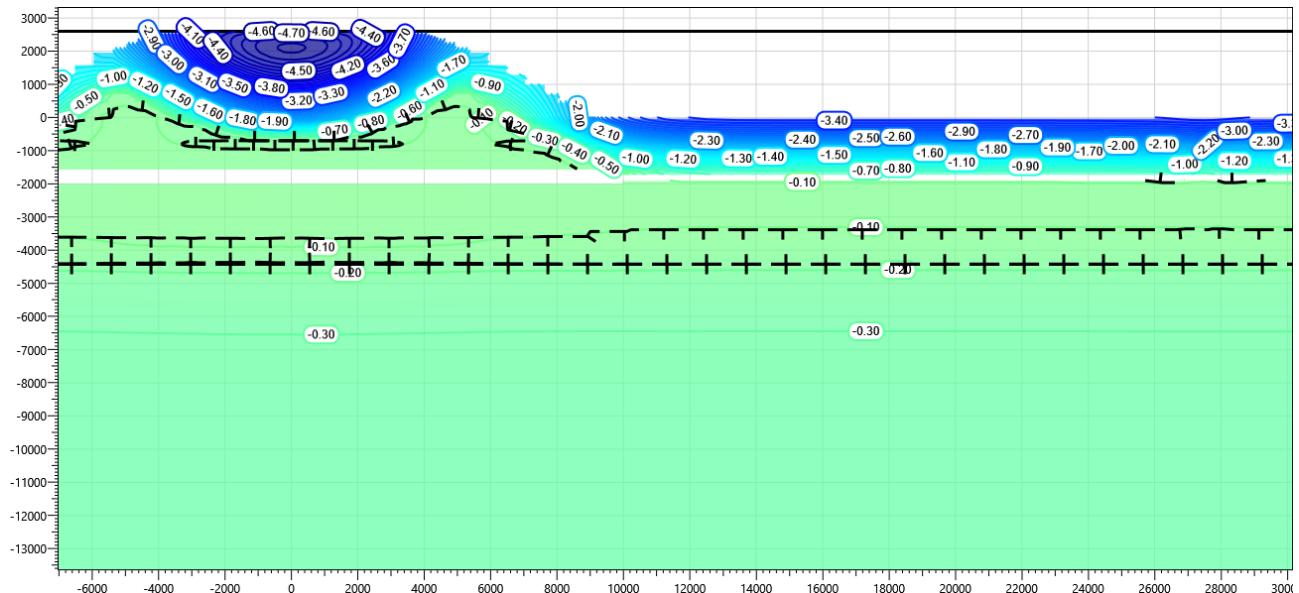


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

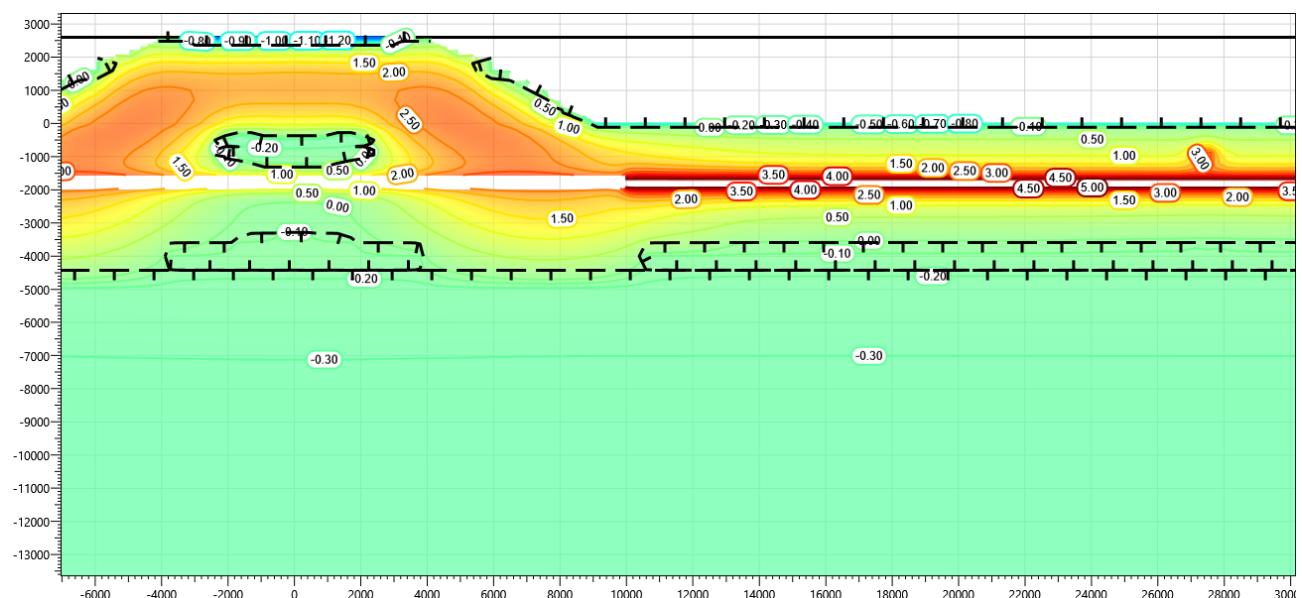


Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

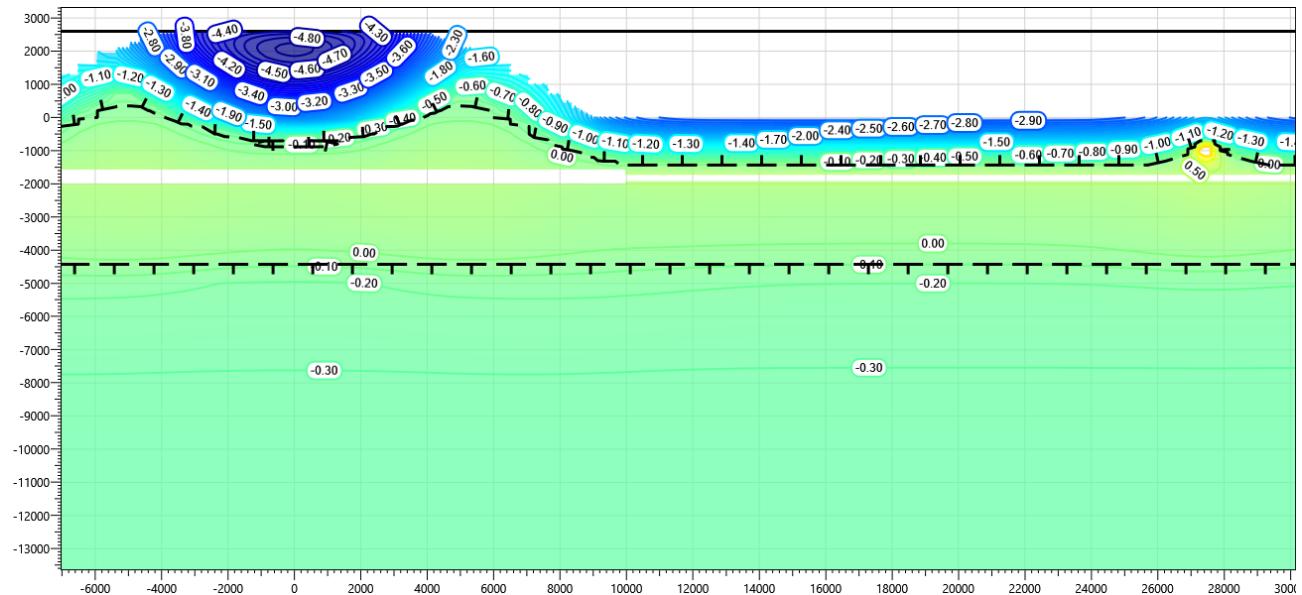


Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

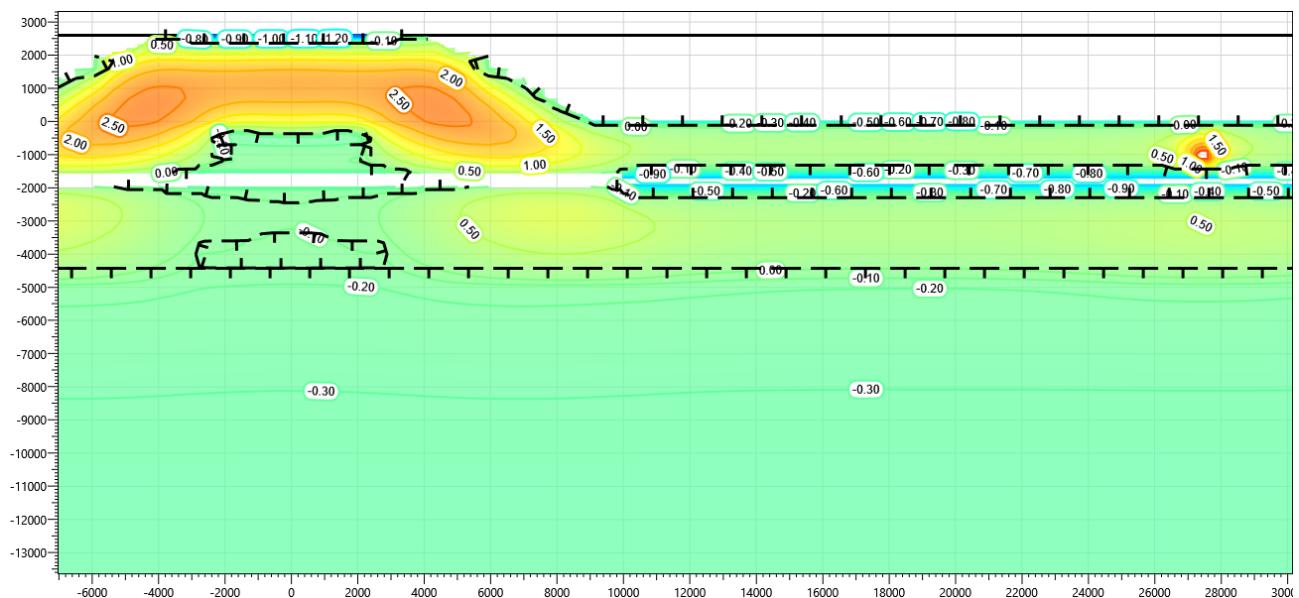


Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

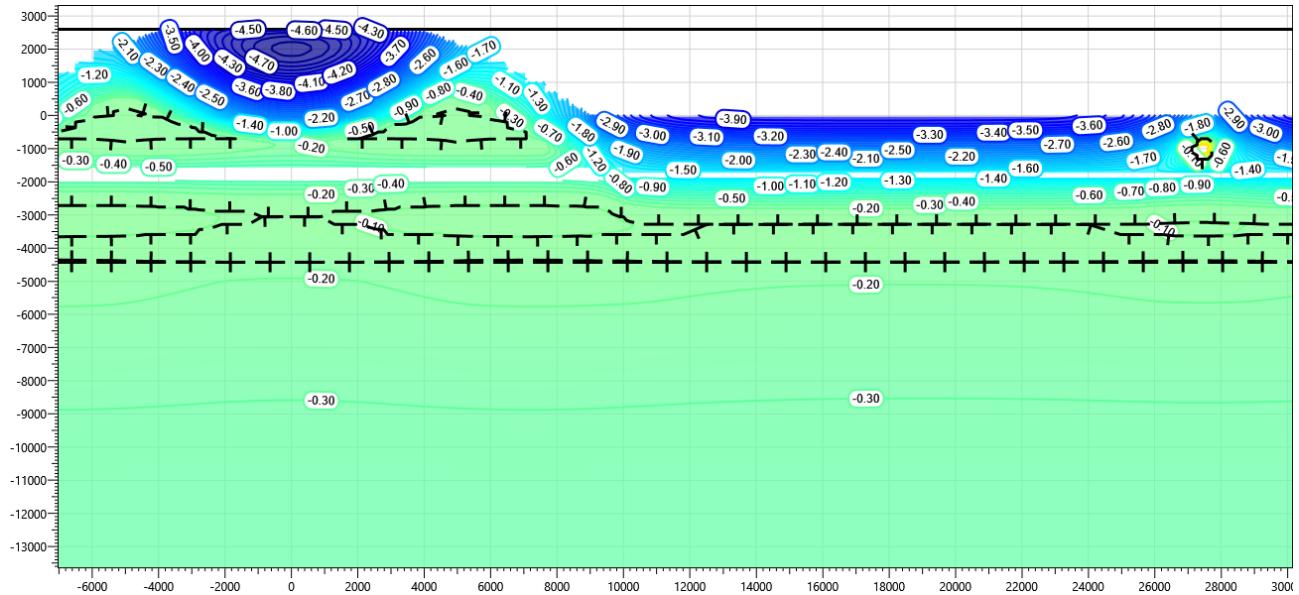


Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

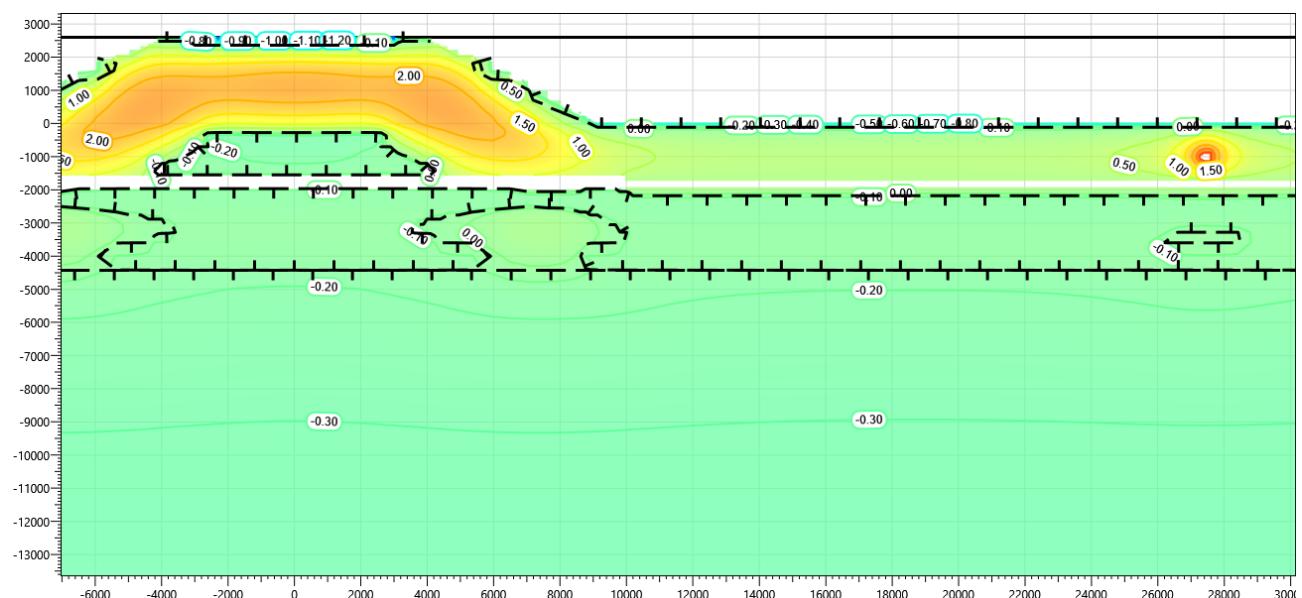


Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

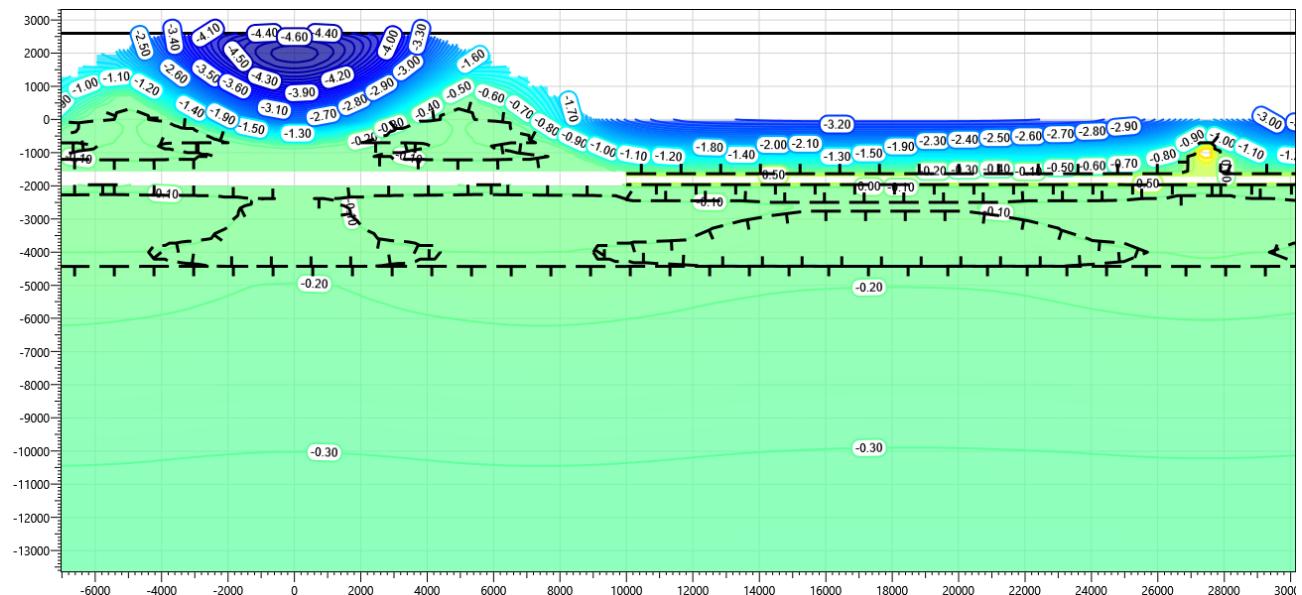


Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

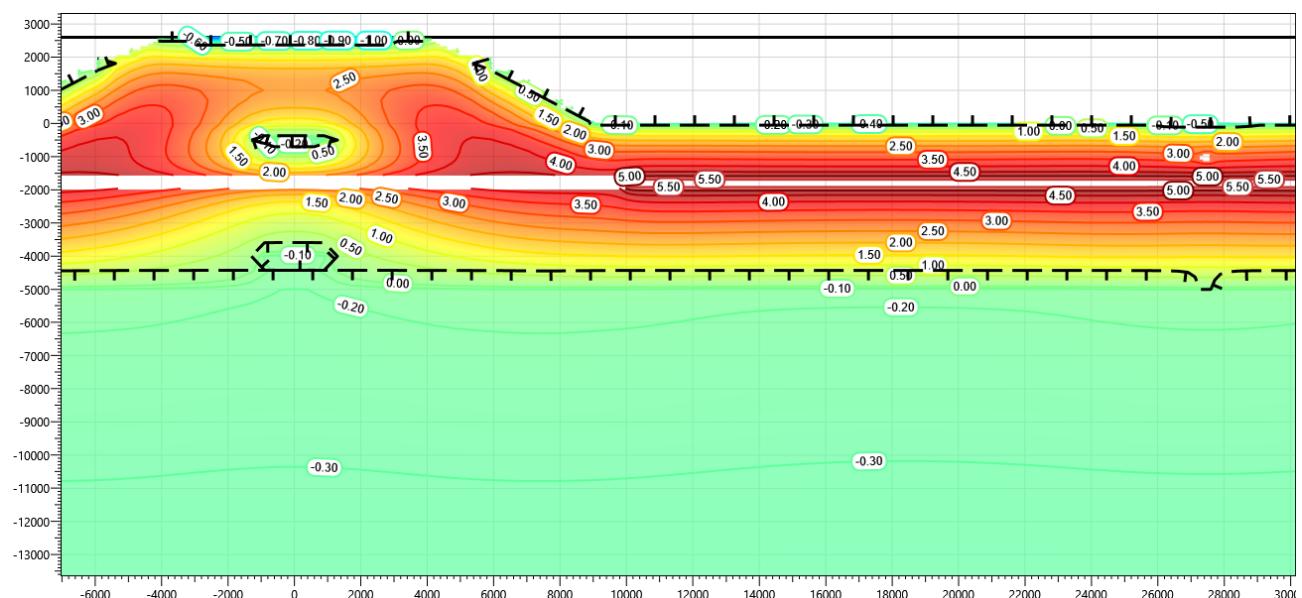


Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

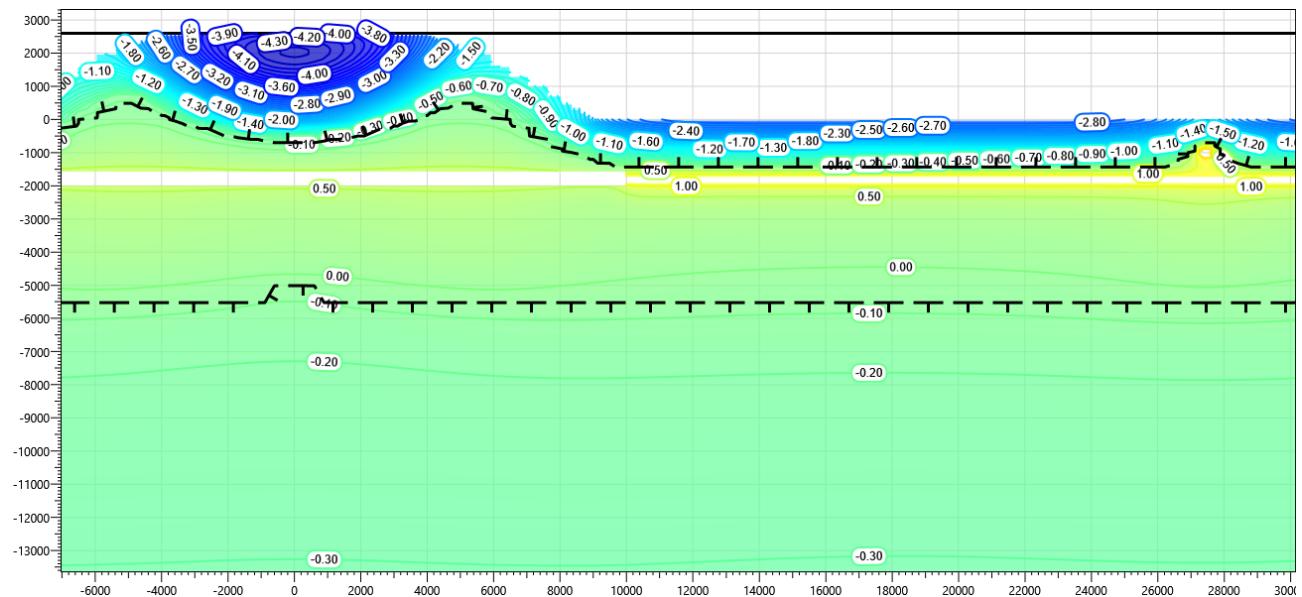


Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

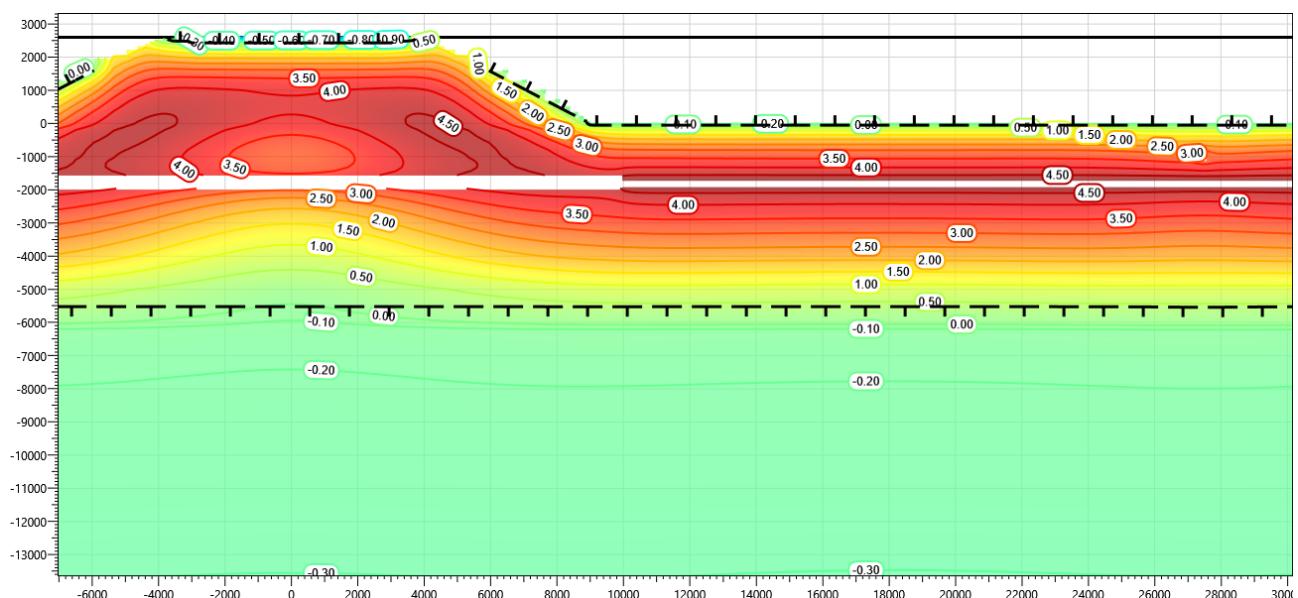


Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

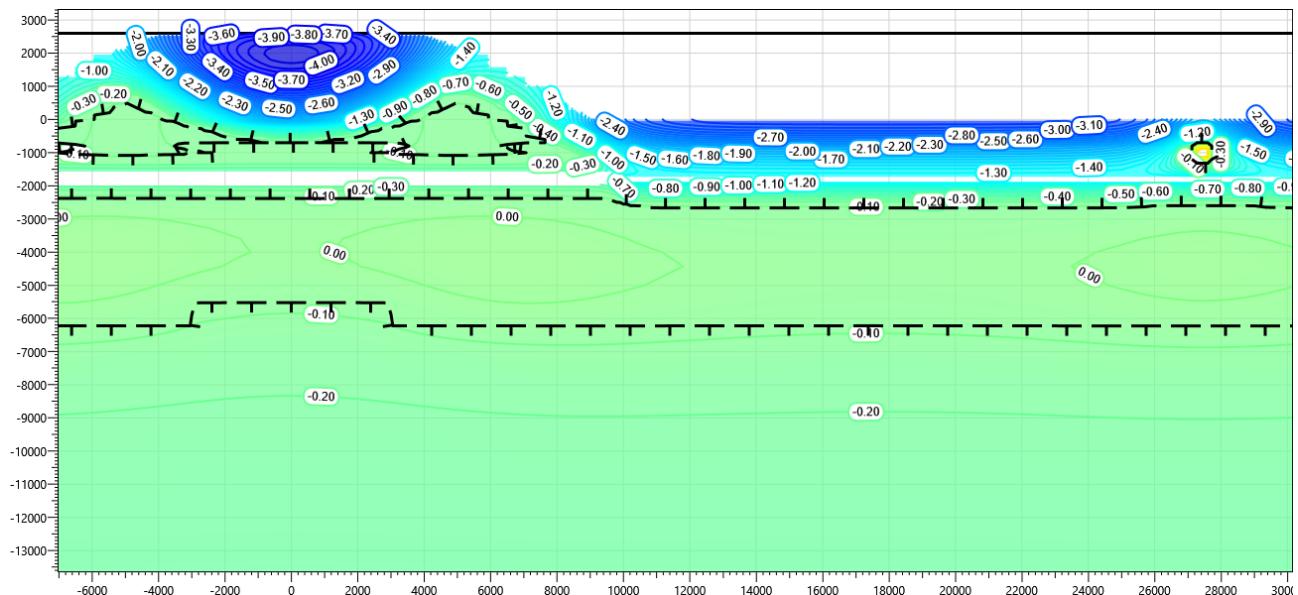


Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

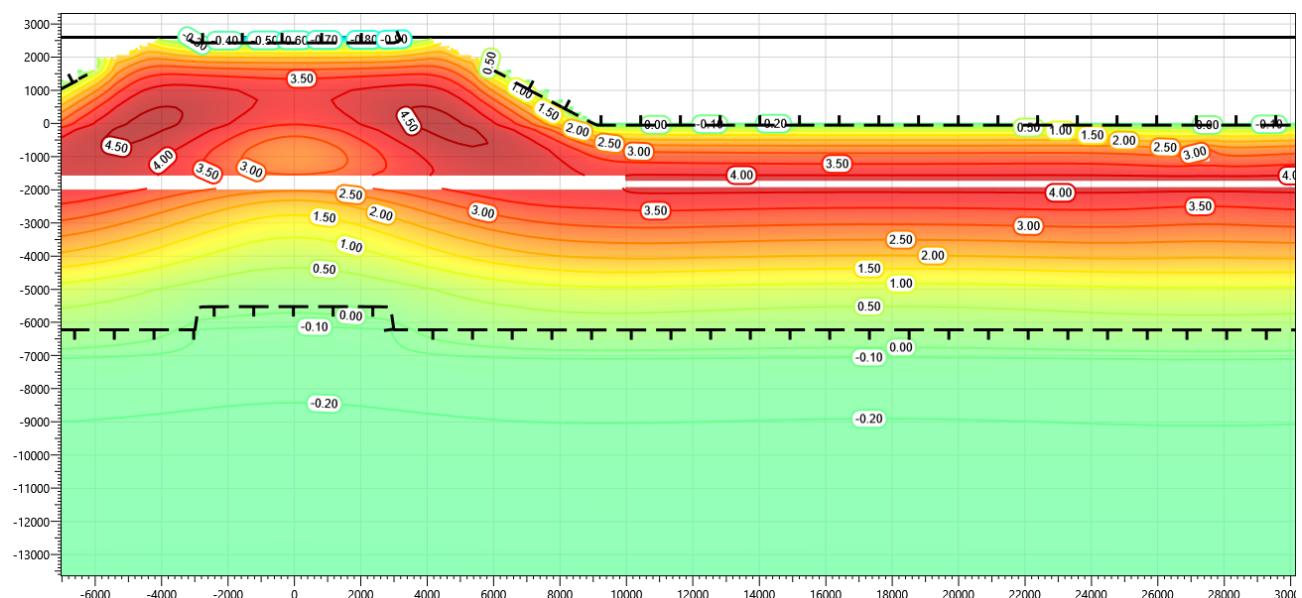


Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

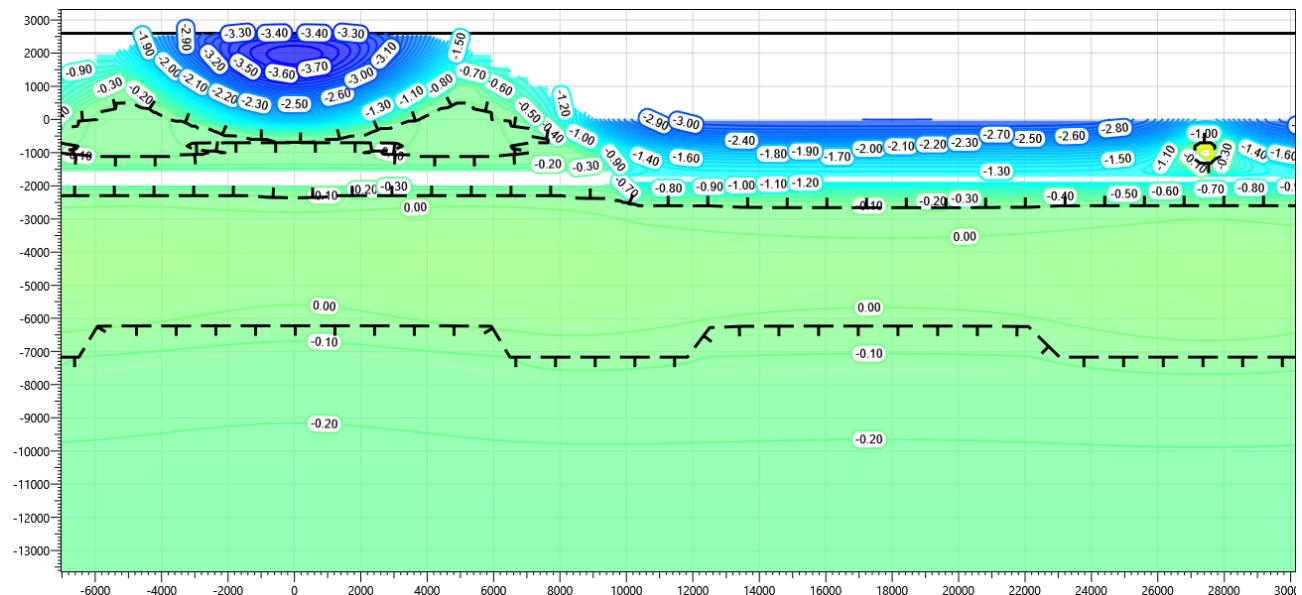


Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

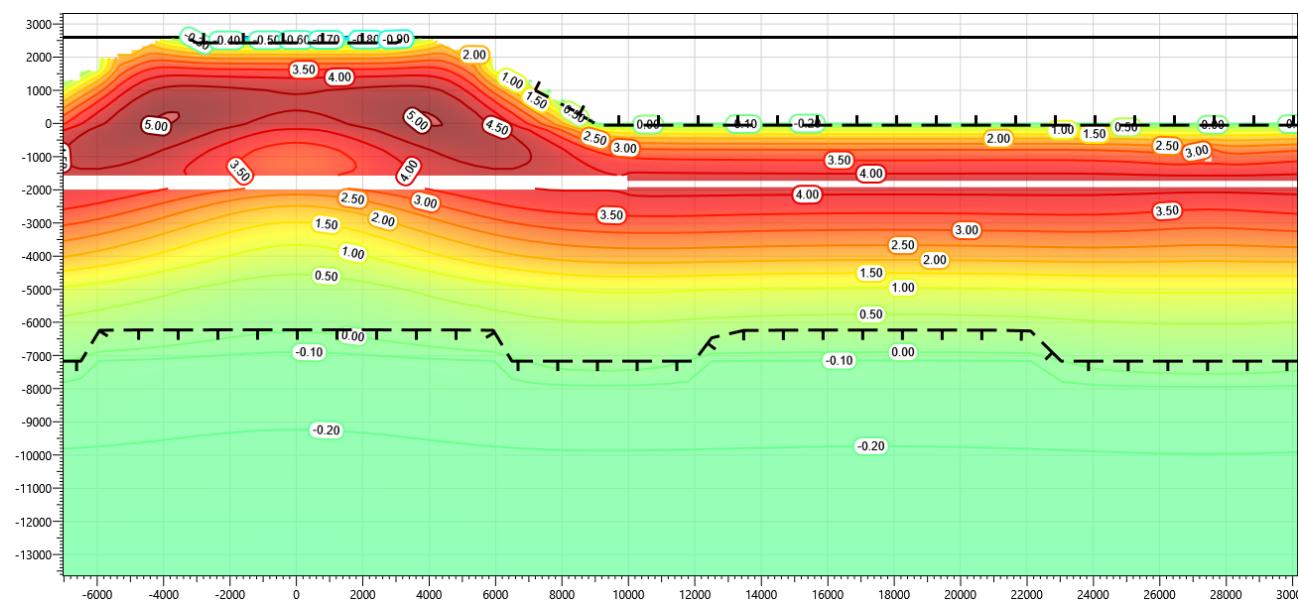


Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода от КП№9 до т.в.р. 4 в районе ПК30+98. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

Приложение Г

Таблица Г.1 -Температура границы куста 9 - т.в.4, DN250, L=3100м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
окт.27	7.20	5.46
дек.27	8.64	4.54
апр.28	3.78	0.42
июн.28	2.04	0.34
сен.28	-0.53	-1.06
окт.28	0.04	-1.70
ноя.28	-0.61	-2.79
дек.28	-0.56	-3.04
сен.29	0.94	0.65
мар.30	2.01	-1.59
авг.30	4.58	3.63
мар.31	3.25	-0.83
авг.31	8.28	6.74
мар.32	7.13	2.67
авг.32	7.80	7.14
мар.33	6.42	2.16
авг.33	7.27	7.38
мар.34	5.70	1.56
мар.35	4.86	0.87
мар.36	3.39	-0.21
мар.37	2.10	-1.12
мар.38	0.55	-2.16
мар.39	-1.89	-3.43

Таблица Г.2 - Температура границы куста 8 - т.в.5, DN300, L=500м

	Температура, °C	
	в начале	в конце
окт.27	6.34	5.53
дек.27	7.95	6.55
апр.28	-7.31	-7.99
июн.28	-7.69	-8.11
сен.28	-7.76	-7.92
окт.28	-9.12	-9.40
ноя.28	-8.60	-8.92
дек.28	-8.51	-8.85
сен.29	-5.74	-5.57
мар.30	-2.74	-3.15
авг.30	0.23	0.19
мар.31	5.28	4.52
авг.31	8.46	8.09
мар.32	6.65	5.88
авг.32	6.27	6.24
мар.33	5.60	4.91
авг.33	6.31	6.45
мар.34	4.81	4.14
мар.35	2.85	2.26
мар.36	1.34	0.80
мар.37	0.14	-0.37
мар.38	-1.62	-2.02
мар.39	-3.61	-3.67