ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00

Том 3.1

2025

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00

Главный инженер	**Н.П. Попов**
Руководитель направления	**Н.С. Ерофеева**
Главный инженер проекта	**Н.В. Володина**

2025

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-С-001	Титульный лист. Содержание тома	
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ТЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Обзорная схема напорного нефтепровода. Участок 3	
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода	
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Узлы запорной арматуры (УЗА-002, УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005, УЗА-006, УЗА-007, УЗА-008). Планы. Разрез 1-1, 2-2.	
ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-РР-001	Расчет на прочность подземного нефтепровода	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-С-001		
Разраб.		Вишневский			26.09.25	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Поликашина			26.09.25		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Ведущий инженер	М.В. Аширов
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Инженер I категории	А.А. Бородина
Ведущий инженер	О.А. Мелешко

ОМПР:

Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Заведующий группой	А.В. Елуферьев
Ведущий инженер	А.А. Ковров

ОАСУТП:

Начальник отдела	Э.А. Задохин
Главный специалист	С.И. Захаров

Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ....1–4

1.1 Исходные данные для проектирования....1–4
1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта....1–5
1.2.1 Топографические условия....1–5
1.2.2 Инженерно-геологические условия....1–5
1.2.3 Геокриологические условия....1–5
1.2.4 Свойства грунтов....1–7
1.2.5 Специфические грунты....1–13
1.2.6 Гидрогеологические условия....1–13
1.2.7 Климатические и метеорологические условия....1–14
1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)....1–16
1.4 Сведения о техногенных факторах при строительстве проектируемых сооружений....1–18
1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта....1–18
1.6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта....1–19
1.7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта....1–20
1.8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов....1–20
1.8.1 Напорный нефтепровод....1–20
1.8.2 Узлы запорной арматуры на напорном нефтепроводе....1–23
1.9 Переходы напорного нефтепровода через препятствия....1–24
1.9.1 Переходы напорного нефтепровода через водные преграды....1–24
1.9.2 Переходы напорного нефтепровода через автодороги....1–27
1.9.3 Переходы напорного нефтепровода через коммуникации....1–29
1.10 Знаки по трассе нефтепровода....1–31
1.11 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов....1–31
1.12 Теплогидравлический расчет напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения....1–37
1.12.1 Исходные данные....1–37
1.12.2 Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения....1–43
1.12.3 Анализ результатов теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения....1–58
1.12.4 Проверочный расчет трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения на гидравлический удар....1–58
1.13 Перечень мероприятий по энергосбережению....1–62
1.14 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта....1–62
1.15 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест....1–62
1.16 Полевой КИП....1–65
1.16.1 Объекты контроля....1–65
1.16.2 Объёмы контроля....1–65
1.16.3 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации....1–65
1.16.4 Решения по метрологическому обеспечению....1–66
1.16.4.1 Общие требования....1–66
1.16.4.2 Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию....1–66
1.16.4.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений....1–68

1.17 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях 1–68

2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ 2–1

2.1 Назначение 2–1
2.2 Общие положения 2–1
2.2.1 Промысловые трубопроводы 2–1
2.3 Характеристика района 2–1
2.4 Материальное исполнение 2–1
2.4.1 Трубы 2–1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы 2–3
2.4.3 Крепежные детали 2–3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура 2–3
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 трубопроводов 2–6
2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов 2–6
2.5.5 Расчёт прилегания 2–8
2.5.6 Выборка типоразмеров труб 2–9
2.6 Выбор материального исполнения футляров 2–10
2.7 Расчёт балластировки трубопроводов 2–10
2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов 2–12
2.9 Антикоррозионные покрытия 2–13

3 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ 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. Сбор и транспорт нефти и газа Б-1

Приложение В Письмо ООО 'Газпромнефть-Заполярье' №11/1/009992 от 30.08.2024 о направлении информации по разделению объекта В-1

Приложение Г Технические условия Г–1

1 Промысловые трубопроводы

1.1 Исходные данные для проектирования

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании следующих документов:

– Задание на проектирование «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть - Заполярье» Столяровым В.И. в 2025 г.;

– Приложение к заданию на проектирование «Реестр типовой документации»;

– Приложение к заданию на проектирование «Перечень законодательных актов и нормативно-технических документов РФ, локальных нормативных актов Компании, рекомендуемых к применению при разработке ПСД линейных объектов»;

– ТТТ-01.02.04-01 «Трубная продукция в том числе с внутренней и внешней изоляцией. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

– ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

– ТТТ-01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку соединительных деталей трубопроводов для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

– ТТТ-01.02.04-03 «Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

– Методические документы Заказчика;

– Нормативно-техническая документация, действующая на территории Российской Федерации (Приложение А).

– Письмо ООО «Газпромнефть - Заполярье» от 30.09.24 г. №11/1/009992 о направлении информации по разделению объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» на три отдельных проекта (Приложение В);

– Письмо ООО «Газпромнефть - Заполярье» от 10.09.24 г. №11/1/010358-02 о направлении исходных данных для гидравлического расчета;

– Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО "Технологии проектирования" в 2025 г.

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

1.2.1 Топографические условия

В административном отношении район работ расположен на территории Российской Федерации, Республика Саха (Якутия), Мирнинский улус, Месторождение – Тас-Юряхское.

Начало участка 3 напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения находится в 60,2 км к северо-западу от с. Дорожный, в 100.6 км к юго-западу от г. Мирный, в 134,9 км к северо-западу от г. Ленск.

Дороги на ближайших к Тас-Юряхскому месторождению территориях в основном лесные, проходят вблизи населенных пунктов и находятся в удовлетворительном состоянии лишь в сухое время года. В зимнее время функционирует зимник, также круглогодично осуществляется вертолетное сообщение.

1.2.2 Инженерно-геологические условия

В физико-географическом отношении район проведения работ расположен в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья на левобережье р. Лены (среднее течение).

Основной отпечаток в рельефе оставило среднечетвертичное оледенение, носившее полупокровный характер. Морфологически рельеф представляет собой волнистое плато на линейно-складчатых карбонатно-глинистых породах кембрия и юры. Это плато выработалось на основных синклинальных структурах с пологим или горизонтальным залеганием глинисто-карбонатных пород, неустойчивых к процессам эрозии и денудации. Затрудненный поверхностный сток и наличие островной многолетней мерзлоты обуславливают сильную переувлажненность грунтов сезоннодеятельного слоя.

По преобладанию рельефообразующих экзогенных факторов изучаемая территория расположена в пределах эрозионно-денудационного типа рельефа, сформировавшегося в результате воздействия агентов избирательной денудации в процессе неотектонических поднятий территории.

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

1.2.3 Геокриологические условия

Участок работ относится к провинции многолетнемерзлых пород юга Сибирской платформы и приурочен к области островного распространения многолетнемерзлых пород, району частых островов многолетнемерзлых пород на всех элементах рельефа.

Многолетнемерзлые грунты в процессе изысканий были вскрыты большей частью скважин, преимущественно в центральной и северной части участка работ.

Мощность деятельного слоя зависит от различных факторов - экспозиции склона, характера грунтов, растительности.

Среднегодовая температура верхнего горизонта многолетнемерзлых грунтов формируется под влиянием температуры воздуха, рельефа, характера снегонакопления, растительности, обводненности территории, состава и свойств грунтов сезонноталого слоя (СТС). Температура грунтов ниже слоя годовых колебаний температуры, судя по термометрическим наблюдениям в районе работ на глубине 10 м не превышает минус 0,2-0,8°.

В соответствии с отчетом по инженерно-геологическим изысканиям среднегодовая температура многолетнемёрзлых грунтов на глубине 10,0 м на участке работ в среднем равна минус 0,4°С.

Характер залегания кровли многолетнемерзлых пород изучаемой территории – неоднозначный. В южной части участка работ кровля ММГ либо не вскрыта вообще, либо фиксируется на глубинах от 5,0 до 8,0 м. В центральной и северной части участка работ кровля ММГ значительно «поднимается» и ее фактическое положение фиксируется на глубинах от 1,5 до 3,0 м. В северной части участка работ кровля ММГ фиксируется сразу же под слоем СТС (сезонно-талый слой).

Значения нормативных глубин сезонного промерзания и оттаивания приведено в таблицах 1.1 и 1.2 соответственно. Также граница промерзания и оттаивания отображена на профилях в Томе 2 (марка ППО).

Таблица 1.1 – Значения нормативных глубин сезонного промерзания

ИГЭ	330-2	420-2	5421-2	5423-2	6234-2	106-4
Глубина сезонного промерзания, м	3,1	3,3	4,4	3,9	4,6	5,5*

Таблица 1.2 – Значения нормативных глубин сезонного оттаивания

ИГЭ	14-1м	312-2м	330-2м	350-2м	5521-2м	5421-2м	143-5м	6234-2м
Глубина сезонного оттаивания, м	1,6	2,7	2,4	2,2	3,2	3,2	6,0*	3,0

Примечание: Глубина сезонного промерзания для скальных грунтов приведена по справочным материалам «Геокриология СССР Средняя Сибирь», Москва, «Недра», 1989 г.

При освоении территории возможно увеличение глубины оттаивания и деградация многолетней мерзлоты.

В соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 при строительстве на многолетнемерзлых грунтах в зависимости от конструктивных и технологических особенностей сооружений, инженерно-геокриологических условий и возможности целенаправленного изменения свойств грунтов основания применяется один из следующих принципов использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений: принцип I – многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения, или с допущением их промораживания в период строительства и эксплуатации; принцип II –

многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающим состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Ввиду инженерно-геологического и геокриологического строения участка изысканий рекомендован II принцип использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений.

При строительстве на многолетнемерзлых грунтах рекомендуется проводить геотехнический мониторинг, основанный на натурных наблюдениях за состоянием грунтов основания.

Применение и продолжительность мониторинга зависит от принципа использования ММГ при строительстве и должен производиться в течение 5 лет с использованием предварительно оттаивания грунтов, и в течение 10 лет с допущением оттаивания в период эксплуатации при II принципе использования ММГ и в течение всего периода эксплуатации сооружения при I принципе использования ММГ. Но при этом продолжительность мониторинга может быть сокращена при стабилизации изменений контролируемых параметров или увеличена при отсутствии стабилизации изменений контролируемых параметров. Рекомендации даны в соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 раздел 15, приложение "М" и выбором принципа строительства

1.2.4 Свойства грунтов

В результате анализа и обобщения данных, полученных лабораторными методами, грунты выделены в 1 слой и 15 инженерно-геологических элементов (ИГЭ), приведенных в Таблице 1.3.

Рекомендуемые нормативные и расчетные значения основных показателей физико-механических свойств выделенных ИГЭ представлены в таблице 1.4-1.6.

Степень агрессивности грунтов по отношению к бетонам и железобетонным конструкциям оценивалась по результатам химического анализа водной вытяжки, результаты по ИГЭ сведены в таблицы 1.7, 1.8.

В соответствии программой работ для определения показателей свойств морозной пучинистости выполнены определения относительной деформации пучения на образцах, отобранных в интервале сезонного промерзания. Результаты лабораторных определений показателя степени морозного пучения выполнены в соответствии с ГОСТ 28622-2012 и сведены в таблице 1.9.

Таблица 1.3 – Инженерно-геологические элементы

ИГЭ	Описание
0	Почвенно-растительный слой solQIV
14-1м	Торф мерзлый, среднеразложившийся, bQIV
106-4	Аллевролит малопрочный очень плотный, размягчаемый, слабовыветрелый, J1uk
106-4м	Аллевролит морозный, малопрочный, очень плотный, размягчаемый, слабовыветрелый, J1uk
143-5м	Песчаник морозный, средней прочности, плотный, неразмягчаемый, средневыветрелый, J1uk
312-2м	Суглинок со щебнем пластичномерзлый, при оттаивании твердый, нельдистый, d,eQIII-IV
330-2	Суглинок бурый, легкий, тугопластичный, d,eQIII-IV
330-2м	Суглинок пластичномерзлый, в талом состоянии, тугопластичный, слабольдистый, d,eQIII-IV
350-2м	Суглинок пластичномерзлый, при оттаивании текучий, льдистый, d,eQIII-IV
420-2	Супесь коричневая, пластичная, d,eQIII-IV
5421-2м	Песок мелкий пластичномерзлый, в талом состоянии средней плотности, средней степени водонасыщения, слабольдистый, с вкл. дресвы и щебня 10,4%, d,eQIII-IV
5423-2	Песок мелкий коричневый, средней плотности, водонасыщенный, с вкл. дресвы 0,8%, d,eQIII-IV
5421-2	Песок мелкий светло-коричневый, средней плотности, средней степени водонасыщения, с прослоями песка среднего, с вкл. дресвы и щебня 2,3%, d,eQIII-IV
5521-2м	Песок пылеватый пластичномерзлый, при оттаивании средней плотности, средней степени водонасыщения, слабольдистый, J1uk
6234-2	Дресвяный грунт средней прочности, сильновыветрелый, с заполнителем супесь пластичная, d,eQIII-IV
6234-2м	Дресвяный грунт нельдистый, средней прочности, сильновыветрелый, с заполнителем супесь в талом состоянии пластичная, d,eQIII-IV

Таблица 1.4 – Показатели физико-механических свойств талых грунтов и грунтов деятельного слоя (сезонноталое состояние)

№ ИГЭ ГПП	Генезис	Наименование грунта по ГОСТ25100-2020	Статистические показатели	Плотность грунта, ρ, г/см3	Плотность сухого грунта, pd, г/см^3	Плотность частиц грунта, ps, г/см^3	Влажность природная, W, %	Коэффициент водонасыщения, Sr	Коэффициент пористости грунта, e	Влажность на границе текучести, Wl, %	Влажность на границе раскатывания, Wp, %	Число пластичности, Ip	Показатель текучести, Il	Коэффициент истираемости, Kfr, д.е.	Коэффициент выветрелости, Kwr, д.е.	Предел прочности на одноосное сжатие, Rc, МПа	Удельное сцепление C, МПа	Угол внутреннего трения φ, град	Модуль деформации E, Мпа	Расчетные сопротивления по СП 22.1333.2016, R_0 кПа	Теплопроводность в мерзлом состоянии, Вт/(м°С)	Теплопроводность в талом состоянии, Вт/(м°С)	Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии, Тт/(м^3°С)	Объемная теплоемкость в талом состоянии, Дж/(м^3°С)
5421-2	d,eQIII-IV	Песок мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения, с вкл. дресвы и щебня 2,3%	Хн	1,81	1,60	2,64	12,5	0,51	0,65	-	-	-	-	-	-	-	0,002	32	27,4	200	1,86	1,66	1,93	2,34
			Ха=0.85	1,80													0,002	31						
			Ха=0.95	1,80													0,002	31						
5423-2		Песок мелкий, средней плотности, водонасыщенный, с вкл. дресвы 0,8%	Хн	1,94	1,60	2,64	20,7	0,84	0,65	-	-	-	-	-	-	-	0,002	32	26,8	200	2,44	2,22	2,18	2,87
			Ха=0.85	1,92													0,002	32						
			Ха=0.95	1,91													0,001	31						
330-2		Суглинок легкий, тугопластичный	Хн	1,95	1,62	2,71	20,6	0,82	0,68	25,7	17,0	8,7	0,41	-	-	-	0,026	21	18,0	200	1,55	1,36	2,18	2,86
			Ха=0.85	1,94													0,026	21						
			Ха=0.95	1,93													0,025	20						
420-2		Супесь пластичная	Хн	1,94	1,62	2,70	20,1	0,81	0,67	23,6	17,2	6,4	0,45	-	-	-	0,014	24	17,7	230	1,71	1,58	2,16	2,82
			Ха=0.85	1,93													0,013	23						
			Ха=0.95	1,92													0,013	23						
6234-2		Дресвяный грунт сильновыветрелый, средней прочности, с заполнителем супесь пластичная	Хн	2,01	1,73	2,65	16,6	0,81	0,54	20,0	15,9	4,05	0,17	0,25	0,92	-	0,014	31	35,3	450	1,76	1,65	2,21	2,76
			Ха=0.85	2,03													0,014	31						
			Ха=0.95	2,02													0,013	30						

Таблица 1.5 – Показатели физико-механических свойств многолетнемерзлых грунтов и грунтов деятельного слоя (сезонномерзлое состояние)

Генезис	ИГЭ	Наименование по ГОСТ 25100-2020	Статистические показатели	Плотность мерзлого грунта, г/см3	Плотность скелета мерзлого грунта, г/см3	Плотность частиц мерзлого грунта, г/см3	Коэффициент пористости мерзлого грунта	Влажность суммарная, %	Влажность за счет ледяных включений, %	Влажность за счет незамерзшей воды, %	Влажность между ледяными включениями, %	Влажность за счет льда-цемента, %	Льдистость суммарная, д.е.	Льдистость за счет видимых ледяных включений, д.е.	Льдистость грунта за счет льда-цемента (порового льда), д.е.	Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой,д.е.	Влажность на границе текучести, %	Влажность на границе раскатывания, %	Число пластичности, %	Показатель текучести	Коэф сжим при оттаивании состоянии, МПа-1	Коэффициент оттаивания, д.е.	Коэффициент сжимаемости в мерзлом состоянии, МПа-1	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления	Теплопроводность в мерзлом состоянии, Вт/(м°С)	Теплопроводность в талом состоянии, Вт/(м°С)	Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии, МДж/(м^3°С)	Объемная теплоемкость в талом состоянии, МДж/(м^3°С)
				p	p_d	p_s	ef	W_{tot}	W_i	W_w	W_m	W_{ic}	i_{tot}	i_i	i_{ic}	S_{rf}	W_L	W_p	I_p	I_L	M_{th}	A_{th}	mf	C_{eq}	λ_f	λ_{th}	C_f	C_{th}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24	25	27	38	39	40	41
d,eQIII-IV	14-1м	Торф среднеразложившийся мерзлый	Хн	1,07	0,42	1,68	2,97	153,2	0,0	134,5	153,2	18,6	0,087	0,0	0,087	0,87	-	-	-	-	-	-	-	-	1,36	0,93	3,26	3,42
			Ха=0,85	1,06																								
			Ха=0,95	1,06																								
	312-2м	Суглинок пластичномерзлый нельдистый, при оттаивании твердый, со щебнем	Хн	1,90	1,61	2,70	0,67	17,9	0,0	9,36	17,9	8,5	0,152	0,0	0,152	0,75	27,5	19,2	8,2	-0,16	0,091	0,061	0,046	0,118	1,45	1,27	2,27	2,70
			Ха=0,85	1,89																								
			Ха=0,95	1,88																								
	330-2м	Суглинок пластичномерзлый слабольдистый в талом состоянии тугопластичный	Хн	1,89	1,46	2,73	0,86	29,5	2,5	13,1	27,0	13,9	0,264	0,041	0,223	0,89	38,7	24,4	14,4	0,36	0,144	0,093	0,063	0,093	1,78	1,54	2,68	3,19
			Ха=0,85	1,89																								
			Ха=0,95	1,89																								
	5421-2м	Песок мелкий пластичномерзлый слабольдистый в талом состоянии средней плотности средней степени водонасыщения, с вкл. дресвы и щебня 10,4%	Хн	1,83	1,59	2,65	0,67	15,0	0,0	0,0	15,0	15,0	0,263	0,0	0,263	0,65	-	-	-	-	0,065	0,035	0,027	0,141	1,64	1,47	1,70	2,19
			Ха=0,85	1,83																								
			Ха=0,95	1,83																								
	350-2м	Суглинок пластичномерзлый льдистый, в талом состоянии текучий	Хн	1,76	1,16	2,71	1,328	50,4	20,0	14,4	30,4	16,0	0,474	0,247	0,227	0,66	40,3	28,0	12,2	1,83	0,356	0,302	0,051	0,110	1,87	1,71	2,71	3,60
			Ха=0,85	1,75																								
			Ха=0,95	1,75																								
	5521-2м	Песок пылеватый пластичномерзлый слабольдистый в талом состоянии средней плотности средней степени водонасыщения	Хн	1,91	1,64	2,68	0,64	16,6	0,0	0,0	16,6	16,6	0,302	0,0	0,302	0,77	-	-	-	-	0,069	0,040	0,036	0,134	1,77	1,61	1,81	2,37
			Ха=0,85	1,91																								
			Ха=0,95	1,91																								
	6234-2м	Дресвяный грунт сильновыветрелый средней прочности нельдистый с заполнителем супесь в талом состоянии пластичная	Хн	1,76	1,50	2,66	0,770	17,1	0,0	5,77	17,1	11,34	0,187	0,0	0,187	0,62	20,3	16,5	3,8	0,16	-	-	-	-	1,62	1,44	2,00	2,36
			Ха=0,85	1,75																								
			Ха=0,95	1,75																								

Таблица 1.6 – Показатели свойств скальных и полускальных талых и морозных грунтов

Геологический возраст	ИГЭ	Наименование по ГОСТ 25100-2020	статистические показатели	Влажность природная, %	Плотность грунта природного сложения, г/см^3	Плотность частиц грунта, г/см^3	Плотность сухого грунта, г/см^3	Сопротивление сжатию Rсж вдн, МПа	Коэффициент размягчаемости, д.е.	Коэффициент выветрелости, д.е.
				W	ρ	ρ_s	ρ_d	R_c	K_{sof}	K_{wrt}
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	15
106-4	J1uk	Алевролит малопрочный, очень плотный, слабовыветрелый, размягчаемый	Хн	5,0	2,82	2,76	2,68	13,1	0,66	0,91
			Ха=0.85		2,82					
			Ха=0.95		2,82					
106-4м		Алевролит малопрочный, очень плотный, слабовыветрелый, размягчаемый морозный	Хн	5,4	2,82	2,76	2,68	12,8	0,67	0,91
			Ха=0.85		2,82					
			Ха=0.95		2,82					
143-5м		Песчаник средней прочности, плотный, средневыветрелый, неразмягчаемый морозный	Хн	6,0	2,48	2,62	2,34	27,9	0,81	0,89
			Ха=0.85		2,46					
			Ха=0.95		2,45					

Таблица 1.7 – Степень агрессивности к бетонным и железобетонным конструкциям

ИГЭ/ИГС	Степень агрессивного воздействия сульфатов на бетоны различных марок				Степень агрессивного воздействия хлоридов на стальную арматуру железобетонных конструкций			Коррозионная агрессивность грунтов к свинцовой оболочке кабеля	Коррозионная агрессивность грунтов к алюминиевой оболочке кабеля	Коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой стали
	W4	W6	W8	W10-W14	W4-W6	W8-W10	более W10			
312-2м	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	средняя
330-2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	средняя
330-2м	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	средняя
350-2м	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	средняя
420-2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	средняя
5421-2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	низкая
5421-2м	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	низкая
5423-2	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	низкая
5521-2м	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	высокая	высокая	низкая

Таблица 1.8 – Результаты определений засоленности по ИГЭ

ИГЭ	Dsal,%
312-2м	0,054
330-2	0,063
330-2м	0,056
350-2м	0,068
420-2	0,045
5421-2	0,009
5423-2	0,009
5421-2м	0,012
5521-2м	0,010
6234-2	0,052
6234-2м	0,036

Таблица 1.9 – Результаты Оценка степени пучинистости

№ ИГЭ	Наименование грунта	Относительная деформация пучения д.е.	Классификация степени пучинистости по ГОСТ 25100-2020
330-2	Суглинок тугопластичный	0,063	Среднепучинистый
330-2м	Суглинок слабольдистый пластичномерзлый	0,062	Среднепучинистый
350-2м	Суглинок льдистый пластичномерзлый	0,060	Среднепучинистый
312-2м	Суглинок пластичномерзлый нельдистый	0,014	Слабопучинистый
420-2	Супесь пластичная	0,051	Среднепучинистый
5421-2	Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	0,006	Непучинистый
5421-2м	Песок мелкий пластичномерзлый слабольдистый	0,007	Непучинистый
5423-2	Песок мелкий средней плотности водонасыщенный	0,006	Непучинистый
5521-2м	Песок пылеватый пластичномерзлый слабольдистый	0,007	Непучинистый
6234-2	Дресвяный грунт с заполнителем супесь пластичная	0,021	Слабопучинистый
6234-2м	Дресвяный грунт нельдистый с заполнителем супесь	0,025	Слабопучинистый

1.2.5 Специфические грунты

Согласно СП 11-105-97, части III из специфических грунтов на данном участке встречены органические грунты.

Органические и органоминеральные грунты, занимают верхнюю часть разреза, распространены в пониженных участках рельефа, на некоторых водотоках и в местах с избыточным увлажнением, слагают заболоченные участки. Представлены торфом и суглинками с примесью органического вещества. Грунты сильно сжимаемы.

Органические грунты представлены торфом мерзлым среднеразложившимся (ИГЭ 14-1) черного цвета, мощностью от 0,2 до 4,6 м, имеющим локальное распространение. По прохождению строительной техники торф слагает болота типа I и II в соответствии с СП 86.13330.2014. Ведомость болот и заболоченных участков приведена в приложении G отчета по инженерно-геологическим изысканиям ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01.

Физико-механические свойства ИГЭ 14-1 приведены в таблице 1.5.

1.2.6 Гидрогеологические условия

По схеме гидрогеологического районирования территория относится к юго-западной части Якутского артезианского бассейна. Широким развитием здесь пользуются многолетнемерзлые породы.

В соответствии с литологическим составом, возрастом водоносных пород и условиями циркуляции в них подземных вод, выделен водоносный комплекс.

Водоносный комплекс четвертичных отложений распространен локально по трассе и приурочен в основном к деятельному слою.

Подземные воды развиты в зоне взаимодействия, по условиям их залегания являются первым от поверхности водоносным горизонтом, разделяются на основные два типа: воды зоны аэрации (верховодка) и грунтовые воды голоцен-плейстоценовых отложений. Формирование грунтовых вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка – в местную гидрографическую сеть по рельефу. Водовмещающими грунтами являются делювиально-элювиальные отложения с высокой проницаемостью. Водоупором для данного горизонта служат слабопроницаемые глинистые отложения.

В соответствии с пунктом 5.4.8 СП 22.13330.2016 по характеру подтопления большая часть территория находится в неподтопленном состоянии, с глубинами залегания уровня подземных вод более 3,0 м. Локальные участки находятся в подтопленном состоянии в естественных условиях, с глубинами залегания уровня поземных вод менее 3,0 м.

Согласно приложения И к СП 11-105-97 часть II исходя из уровней подземных вод и глубины заложения нефтепровода большая часть территория строительства, с глубинами залегания уровня поземных вод более 3 м относится к категории III-А-1 – по наличию подтопления к области неподтопляемые, по условиям развития процесса к району неподтопляемые в силу естественных причин, по времени развития - подтопление отсутствует. Участки с глубинами залегания уровня поземных вод менее 3.0 м имеют локальное распространение, относятся к категории II-Б1-1 – по наличию подтопления к области потенциально подтопляемые, по условиям развития процесса к району потенциально подтопляемых в результате ожидаемых техногенных воздействий. Данная информация отражена на карте районирования, схеме инженерно-геологических и геокриологических условий в книгах ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.02.05 и ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.02.06.

Максимальный уровень подземных вод, прогнозируемый на неблагоприятный период, следует ожидать на 1,0 м выше замеренного на период изысканий.

Следует учесть, что в связи с техногенным освоением территории при заглублении фундаментов ниже УГВ следует прогнозировать возможное изменение, сложившегося на данной территории гидрогеологического режима (подтопление фундаментов, повышение УГВ, перераспределение потока грунтовых вод и т.п.). Необходимо предусмотреть мероприятия инженерной защиты от подтопления в соответствии СП 116.13330.2016, в частности, обустройство дренажа, способного перехватывать инфильтрационные воды.

1.2.7 Климатические и метеорологические условия

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

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

Зима (октябрь—апрель) — самое продолжительное время года. В этот период преобладает антициклональный тип погоды — ясный, морозный и сухой. Число штилей при этом достигает 30—70 %, а средняя скорость ветра редко превышает 2 м/с. Безветрие в сочетании с небольшим притоком солнечного тепла приводит к выхолаживанию воздуха и его

застою, от чего температура его падает до −50...−60 °С. Частично столь низкие температуры обусловлены также мощными температурными инверсиями.

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

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

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

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

В течении года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей — в конце весны. Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм. Среднегодовая скорость ветра в районе изысканий составляет 2,0 м/с.

Таблица 1.10 – Повторяемость (%) направления ветра и штилей

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
-	11	9	5	3	14	30	20	8	12

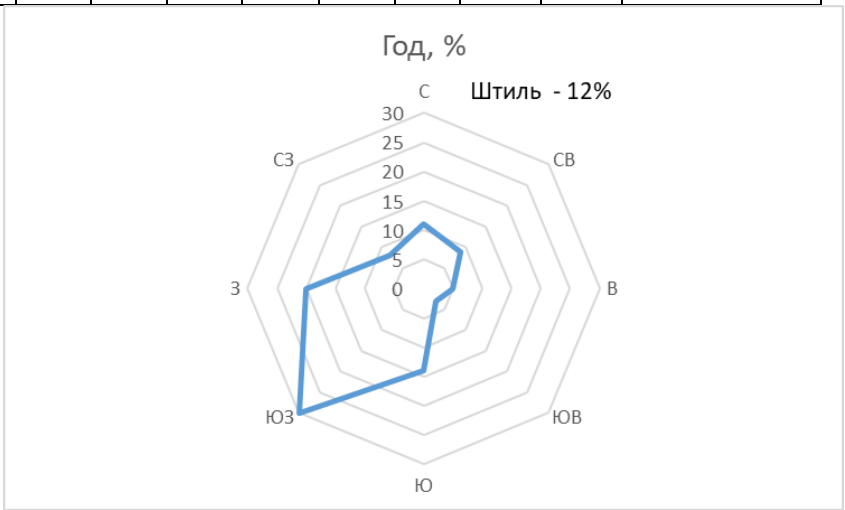


Рисунок 1.1 - Годовая повторяемость ветра и штилей, %

Скорость ветра 5% обеспеченности – 5 м/с.

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

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

по весу снегового покрова (Карта 1) – IV; нормативное значение веса снегового покрова – 2.0 кПа;

по давлению ветра (Карта 2) – Ia; нормативное значение ветрового давления – 0,17 кПа;

по толщине стенки гололеда (Карта 3) – II; толщина стенки гололеда - 5 мм;

по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °С (карта 4) – минус 50˚С

по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °С (карта 5) – плюс 32˚С

Для объектов электроснабжения согласно ПЭУ «Правила устройства электроустановок» территория подразделяется на районы:

по ветровому давлению* (Рис. 2.5.1) – II (500 Па);

по толщине стенке гололеда* (Рис. 2.5.2) – II (15 мм);

по среднегодовой продолжительности гроз (Рис. 2.5.3) – от 20 до 40 часов;

по пляске проводов (Рис. 2.5.4) – район с умеренной пляской проводов.

*Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет.

Для автодорог согласно СП 34.13330.2021 (СНиП 2.05.02-85* «Автомобильные дороги») (прил.Б) – I2.

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

На территории месторождения неблагоприятными экзогенными процессами являются криогенные процессы, связанные с наличием в районе многолетней мерзлоты и сезонным промерзанием-оттаиванием грунтов, морозное пучение, а также подтопление территории.

Морозное пучение грунтов. При строительстве важную роль будут играть грунты деятельного слоя, так как в силу специфичности минерального состава, дисперсности они обладают различной консистенцией и пучинистостью при промерзании/оттаивании.

Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности, увеличение влажности грунтов в период строительства может способствовать активизации процессов морозного пучения.

Для оценки свойств грунтов, залегающих выше глубины сезонного промерзания, была проведена комплексная оценка пучинистых свойств грунтов в соответствии с ГОСТ 28622-2012. Расчет нормативной глубины сезонного промерзания грунтов верхней части разреза приведен в приложении Ш отчета по инженерно-геологическим изысканиям.

В соответствии с программой работ для определения показателей свойств морозной пучинистости выполнены определения относительной деформации пучения на образцах,

отобранных в интервале сезонного промерзания. Результаты лабораторных определений показателя степени морозного пучения, представлены в приложении С отчета по инженерно-геологическим изысканиям.

Процесс подтопления территории. Поверхностный сток на рассматриваемой территории затруднен. Наличие водоупорных, а также многолетнемерзлых грунтов в период таяния снега или обильного выпадения осадков в теплый период года может способствовать появлению в верхней части разреза грунтовой воды типа «верховодка». Для таких участков характерны застой поверхностных вод в период снеготаяния и обильного выпадения осадков, а также распространения в верхней части разреза органо-минеральных грунтов.

В соответствии с пунктом 5.4.8 СП 22.13330.2016 по характеру подтопления большая часть территория находится в неподтопленном состоянии, с глубинами залегания уровня подземных вод более 3.0 м. Локальные участки находятся в подтопленном состоянии в естественных условиях, с глубинами залегания уровня поземных вод менее 3.0 м.

Согласно приложения И к СП 11-105-97 часть II исходя из уровней подземных вод и глубины заложения нефтепровода большая часть территория строительства, с глубинами залегания уровня поземных вод более 3 м относится к категории III-А-1 – по наличию подтопления к области неподтопляемые, по условиям развития процесса к району неподтопляемые в силу естественных причин, по времени развития - подтопление отсутствует. Участки с глубинами залегания уровня поземных вод менее 3.0 м имеют локальное распространение, относятся к категории II-Б1-1 – по наличию подтопления к области потенциально подтопляемые, по условиям развития процесса к району потенциально подтопляемых в результате ожидаемых техногенных воздействий.

Максимальный уровень подземных вод, прогнозируемый на неблагоприятный период, следует ожидать на 0,1-1,0 м выше замеренного на период изысканий.

Сейсмичность. Территория находится в зоне сейсмичности 5 баллов по карте ОСР-2015-В и 5 баллов по карте ОСР-2015-С (по СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» актуализированная редакция СНиП II-7-81*). В соответствии с табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности природных воздействий по землетрясению (интенсивность 5 баллов) оценивается как – умеренно опасная.

Карст. Применительно к оценке карстовой опасности район работ имеет следующие инженерно-геологические условия: при визуальном обследовании отсутствуют проявления карста на поверхности земли; в разрезе отсутствуют карстующиеся породы.

В связи с отсутствием карстующихся отложений в зоне возможного влияния развития процесса на эксплуатацию проектируемых инженерных сооружений и отсутствием проявления карста на земной поверхности, рекомендуемая категория устойчивости обозначенного выше участка размещения проектируемых сооружений, относительно провалообразования (СП 11-105-97 ч.2) - VI (провалообразование исключается), по СП 22.13330.2016 категория карстоопасности - неопасная.

Развитые на исследуемом участке территории инженерно-геологические процессы отражены на карте районирования, схеме инженерно-геологических и геокриологических условий в книгах ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.02.05, ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.02.06 отчета по инженерно-геологическим изысканиям.

1.4 Сведения о техногенных факторах при строительстве проектируемых сооружений

Техногенные условия рассматриваемой территории обусловлены хозяйственным освоением территории.

На современном этапе хозяйственного освоения месторождения техногенная нагрузка на природные комплексы связана как с эксплуатацией действующих промысловых объектов, так и расширением существующих, строительством новых промысловых объектов и инфраструктуры.

Техногенные нагрузки на территорию подразделяются на механические и технологические. Механическое воздействие связано с земляными работами, вызывает изменения грунтового стока, испарения, режима снегонакопления, снеготаяния и др. Технологические факторы оказывают влияние на природную среду: химическое, шумовое, радиационное, электромагнитное.

Антропогенные ландшафты территории формируются в специфических условиях, характерными чертами которых являются: использование тяжелой техники; поляризация и комплектность нагрузок. Эксплуатационные антропогенные ландшафты имеют очагово-линейно-площадной характер. Эти местности являются территориями долговременного пользования. Процессы самовосстановления сдерживаются большой нагрузкой тяжёлого оборудования.

Освоение территории сопровождается удалением или нарушением покровов (снежного, травяного), что приводит к изменению теплового режима верхнего слоя грунтов. В зимний период застройка территории сопровождается уплотнением, удалением снега, а также образованием снежных наносов, в результате чего тепловой режим этих участков будет различным.

Строительство может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке. При этом могут последовать необратимые явления. Почвенный покров видоизменяется, процессы почвообразования прерываются и появляются новые техногенно-преобразованные почвы – литоземы, особенно подверженные процессам водной и ветровой эрозии.

Результатом техногенного воздействия может является нарушение почвенно-растительного покрова, образование специфических грунтов (техногенных), нарушение естественного стока атмосферных осадков и инфильтрации.

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

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

Значения показателей физико-механических свойств грунтов, полученные по результатам статистической обработки результатов лабораторных испытаний, приводятся в ведомости результатов анализа физико-механических свойств грунтов и в таблице результатов статистической обработки лабораторных определений характеристик грунтов по ИГЭ отчета по инженерно-геологическим изысканиям (ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01, Приложения Г, Д, Е, Ж, И).

Нормативные и расчетные значения основных показателей физико-механических свойств, выделенных ИГЭ представлены в таблицах 1.4 - 1.6 п. 1.2.4 настоящего Тома.

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

На период проведения инженерно-геологических изысканий грунтовые воды вскрыты в интервале глубин 12,0-1,0 м, уровень установления изменяется от 12,0 до 0,2 м, на абсолютных отметках 454,40 до 329,10. Ведомость уровней грунтовых вод по скважинам приведена в приложении D инженерно-геологических изысканий (ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01).

Результаты определения химического состава воды для выделенного комплекса сведены в таблицы 1.10 и 1.11. Грунтовые воды по химическому составу характеризуются как натриево-магниево-кальцевые, нейтральные, мягкие.

Таблица 1.11 – Степень агрессивности воды к бетонам

Марка бетона	Степень агрессивности по ГОСТ 31384-2017		Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред по ГОСТ 31384-2017			Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, по ГОСТ 31384-2017		
			портланд-цемент	шлакопортцемент	сульфатостойкие	портланд-цемент	шлакопортцемент	сульфатостойкие
W4	нет		нет	нет	Нет	Нет	Нет	нет
W6	нет		нет	нет	Нет	Нет	Нет	нет
W8	нет		нет	нет	Нет	Нет	Нет	нет
W10-W12(14)	нет		нет	нет	Нет	Нет	Нет	нет
W16-W20	нет		нет	нет	Нет	Нет	Нет	нет

Таблица 1.12 – Степень агрессивности воды к металлическим и ж/б конструкциям

Степень агрессивного воздействия жидких сред по СП 28.13330.2017 табл. Г.1 к ж/б конструкциям при смачивании		Степень агрессивности пресных вод к металлическим конструкциям СП 28.13330.2017 в соответствии с таблицей Х.3
Постоянном	Периодическим	
не нормируется	Неагрессивная	среднеагрессивная

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

Максимальная пропускная способность проектируемого «Напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» принята в соответствии с предоставленными Заказчиком данными и составляет 2177,7 тыс. т/год.

Состав перекачиваемой продукции и гидравлический расчет представлен в п. 1.12.

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

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

1.8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

1.8.1 Напорный нефтепровод

Проектируемый «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» (далее по тексту «напорный нефтепровод») предназначен для транспорта углеводородной нефтяной смеси от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до точки подключения к проектируемым в отдельных проектах участкам напорного нефтепровода до УПН Чаяндинского месторождения.

Номинальный диаметр напорного нефтепровода DN300 выбран из учета максимальной производительности 2177,7 тыс. т/год.

Расчетное давление напорного нефтепровода 10,0 МПа. Максимальное рабочее давление в напорном нефтепроводе равно 9,7 МПа. Гидравлический расчет напорного нефтепровода представлен в п. 1.12.

Проектируемый напорный нефтепровод является промысловым, проектируется по ГОСТ Р 55990-2014. Категория транспортируемого продукта по ГОСТ Р 55990-2014 – 7.

В соответствии с п. 7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый нефтепровод относится к II классу, категории Н.

Рабочая температура и рабочее давление продукции по трассе нефтепровода приведены в п. 1.12.

Протяженность нефтепровода от начала участка №1 на ПК218+95,3 до ПК1174+63,4 95589,3 м.

Участки №1 и №2 напорного нефтепровода проектируются в отдельных проектах.

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 напорный нефтепровод прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода (надземные участки трубопровода – на УЗА-002…УЗА-008, описание приведено в п. 1.8.2).

Укладка нефтепровода в траншею описана в разделе 5 «Проект организации строительства».

Принятые фактические и нормативные расстояния до рядом расположенных объектов указаны в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Расстояния до рядом расположенных объектов

Объект/коммуникация	Фактическое расстояние от проектируемого нефтепровода, м	Нормативное расстояние от проектируемого нефтепровода по ГОСТ 55990-2014, табл.6, м
Ближайший населенный пункт (с. Дорожный)	60200	100
Озеро Си-Кюель	1015,2	70

По трассе напорного нефтепровода предусмотрен пропуск очистных/диагностических снарядов. Углы поворота по трассе трубопровода на участке прохождения СОД выполняются отводами с радиусом изгиба 5DN.

Согласно п. 9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрена охранная отключающая арматура с электроприводом DN300 PN100:

– в начале трассы напорного нефтепровода поз. XV-001, ZV-001, устанавливаемая на узле запуска СОД УЗ СОД-001 (участок 1 напорного нефтепровода, описание приведено в проекте 1513/37).

– в конце трассы напорного нефтепровода поз. XV-002, ZV-002, устанавливаемая на узле приема СОД КП СОД-001 (участок 2 напорного нефтепровода, описание приведено в проекте 1325/13).

Арматура XV-001, ZV-001 автоматически закрывается в случаях:

– снижения давления в трубопроводе ниже $0,8 \cdot P_{раб.}=0,8 \cdot 7,44=5,952$ МПа или превышения 10,0 МПа;

– пожара и/или отключения электроэнергии на УПНГ Тас-Юряхского месторождения или УПН Чаяндинского НГКМ.

Арматура XV-002, ZV-002 автоматически закрывается в случаях:

– снижения давления в трубопроводе ниже $0,8 \cdot P_{раб.}=0,8 \cdot 1,0=0,8$ МПа или превышения 10,0 МПа;

– пожара и/или отключения электроэнергии на УПНГ Тас-Юряхского месторождения или УПН Чаяндинского НГКМ.

По трассе проектируемого трубопровода в соответствии с требованиями п. 9.2 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрены узлы запорной арматуры не менее, чем через каждые 15 км (данные по запорной арматуре для экстренного вывода трубопровода из эксплуатации по всей трассе напорного нефтепровода представлены в таблице 1.14), в данном проекте запроектированы узлы запорной арматуры УЗА-002…УЗА-008 (описание приведено в п. 1.8.2).

Таблица 1.14 – Перечень запорной арматуры для вывода трубопровода из эксплуатации

Название площадки с установленной арматурой	Вид управления	Километр установки арматуры по трассе	Пикет установки арматуры по трассе	Расстояние между смежными ЗРА (не более), км	Проект шифр
Узел запуска СОД DN300 с электроприводной запорной арматурой (УЗ СОД-001)	электро-привод	0,2	-	-	1513/37
Узел запорной арматуры (УЗА-001.1)	ручное управление	1,9	ПК19а+00	1,7	1513/37
Узел запорной арматуры (УЗА-001)	ручное управление	16,9	ПК145+00	15,0	1513/37
Узел запорной арматуры (УЗА-002)	ручное управление	29,0	ПК290+00	12,1	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-003)	ручное управление	43,05	ПК430+50	14,05	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-004)	ручное управление	57,42	ПК574+20	14,37	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-005)	ручное управление	72,05	ПК720+50	14,65	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-006)	ручное управление	87,0	ПК870+00	14,99	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-007)	ручное управление	101,05	ПК1010+50	14,05	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-008)	ручное управление	116,0	ПК1160+00	14,97	1325/14
Узел запорной арматуры (УЗА-009)	ручное управление	130,5	ПК1305+00	14,43	1325/13
Узел приема СОД DN300 с электроприводной запорной арматурой (КП СОД-001)	Электро-привод	140,6	-	10,1	1325/13

Вид применяемого оборудования – новое.

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».

Материальное исполнение и антикоррозионная защита трубопроводов приведены в п. 2 тома 3.1. Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) подземных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием на основе

экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным покрытием на основе термоусаживающихся материалов и должна соответствовать ТТТ-01.02.04-01, ТТТ-01.02.04-02. Защита от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием предусмотрена термоусаживающимися манжетами.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Обзорная схема напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.8.2 Узлы запорной арматуры на напорном нефтепроводе

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемого напорного нефтепровода предусмотрены узлы запорной арматуры с ручным управлением, устанавливаемые на расстоянии не более, чем через 15 км.

Каждый узел запорной арматуры УЗА-002…УЗА-008 предусмотрен надземным, в ограждении высотой 2,5 м. В ограждении площадки предусмотрена калитка. Площадка не канализуемая, с щебеночным покрытием.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые 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 арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м с применением площадки обслуживания.

Вид применяемого оборудования – новое.

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.

Пикеты размещения узлов запорной арматуры приведены в п. 1.8.1 Таблица 1.14.

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 п.2 тома 3.1.

Испытания и объем контроля сварных швов трубопроводов приведены в п. 1.11.

Надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются матами из минеральной ваты толщиной 100 мм. Покровный слой - листы из оцинкованной стали. Фиксация теплоизоляционного слоя выполняется проволокой, фиксация покровного слоя выполняется самонарезающими болтами, а также холоднокатаной лентой 0,7х20 мм.

Надземные трубопроводы монтируются на технологических опорах по ТТТ-01.07.03-01 (аналог - ОСТ 36-146-88) на несгораемых стойках с высотой прокладки не менее 0,5 м до низа теплоизоляции.

Для компенсации осадок грунта, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 опоры под трубопроводы и арматуру на площадках УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005 и УЗА-008 приняты регулируемые по высоте. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок (ДМ). Деформационные марки расположить на расстоянии 10 метров

от границы подземная/надземная часть. Величина регулировки для каждой опоры составляет 50% относительно величины просадки соответствующей деформационной марки.

Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода приведена на листе ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Компоновка узлов запорной арматуры приведена на листе ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003.

1.9 Переходы напорного нефтепровода через препятствия

1.9.1 Переходы напорного нефтепровода через водные преграды

Напорный нефтепровод пересекает водные преграды – реки и ручьи. Ведомость пересечений напорного нефтепровода с водными преградами приведена в Таблице 1.15.

Переходы нефтепровода через водные преграды выполняется открытым (траншейным) способом.

В соответствии с требованиями п.891 Приказа №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» от 15.12.2020 на переходе через реки предусмотрены защитные футляры диаметром 720х10.

Ширина и глубина рек в местах пересечений нефтепроводом приведена в Таблице 1.15.

В соответствии с п. 9.2.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 концы защитного футляра должны быть выведены на расстояние не менее 50 м от границ меженного уровня воды. В данном проекте применяется укороченный футляр длиной 10 м, обосновывающий отчет представлен в томе 10.5.

Применяются следующие компенсирующие мероприятия:

- заглубление нефтепровода на переходе через реку составляет не менее, чем на 1,0 м ниже прогнозируемой отметки предельного размыва и не менее, чем на 2,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода;

- концы футляра выведены за урез воды, предусмотрена герметизация концов защитного футляра манжетами;

- для крепления береговых откосов предусматриваются мероприятия в соответствии с СП 425.1325800.2018; на участках применяются георешетки укладываемые на нетканый геотекстильный материал, с заполнением щебнем фракции 20-40 мм. Фракция щебня, толщина слоя заполнения, параметры георешетки выбраны в соответствии с п. 8.3 СП 425.1325800.2018 с учетом скорости движения воды;

- в местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок, швов приварки запорной арматуры предусмотрен двойной контроль сварных соединений неразрушающими методами: 100% визуально-измерительный, 100% ультразвуковой и 100% радиографический;

- предусмотрено повышение класса прочности трубопровода до К56;

- проведение гидравлических испытаний трубопровода на участке перехода осуществляется в 3 этапа (подробное описание испытаний в п.1.11).

На основании таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, для участков нефтепровода на переходах через поймы рек по ГВВ 10% протяженностью и 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности принимается категория С.

На обоих берегах водной преграды предусматриваются опознавательные знаки.

В целях обеспечения устойчивости положения подземного трубопровода, сохранности его от повреждений, для участков, прокладываемых в русловой и пойменной части рек,

предусмотрена балластировка. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в п.2.7 тома 3.1.

Таблица 1.15 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с водными преградами

№ п/п	КМ по трассе	ПК	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий	Географические координаты N, E	
1	25	241+83,20	р.Таас-Юрэх	315.90	0.79	8.34	0.3	14.04.2025	61°39'34.987"	113°17'0.603"
2	29	280+4,74	ручей б/н №1	–	–	–	–	14.04.2025	61°38'3.204"	113°15'19.730"
3	44	435+35,30	ручей б/н №2	–	–	–	–	14.04.2025	61°29'53.056"	113°12'41.715"
4	45	446+12,81	река б/н (р.Арга-Билир)	341.01	0.70	3.06	0.2	15.04.2025	61°29'19.197"	113°12'24.828"
5	46	458+21,79	р.Кудулаах	–	–	–	–	15.04.2025	61°28'41.207"	113°12'5.892"
6	52	518+70,23	ручей Хойуук	370.46	0.50	3.16	0.2	15.04.2025	61°25'31.126"	113°10'31.402"
7	57	565+29,49	р. Охсордох-Юрюе	362.20	0.50	2.70	0.3	15.04.2025	61°23'4.316"	113°9'22.189"
8	59	587+79,57	ручей б/н №3	–	–	–	–	15.04.2025	61°21'54.678"	113°8'39.649"
9	64	637+74,05	ручей б/н №4	–	–	–	–	15.04.2025	61°19'19.617"	113°7'7.793"
10	66	652+51,73	ручей б/н №5	–	–	–	–	15.04.2025	61°18'34.808"	113°6'33.557"
11	67	667+41,07	ручей б/н №6.1	–	–	–	–	15.04.2025	61°17'50.414"	113°5'58.735"
12	67	667+84,42	ручей б/н №6.2	–	–	–	–	15.04.2025	61°17'49.344"	113°5'56.857"
13	71	704+8,34	ручей б/н №7	–	–	–	–	15.04.2025	61°16'27.933"	113°3'0.386"
14	72	714+27,19	ручей б/н №8	–	–	–	–	15.04.2025	61°16'6.942"	113°2'7.732"
15	73	728+88,35	р.Тэлгэспит	–	–	–	–	15.04.2025	61°15'47.496"	113°0'40.663"
16	78	778+85,96	ручей б/н №9	–	–	–	–	16.04.2025	61°15'3.110"	112°55'18.501"
17	81	805+74,23	р.Таба-Сайылыга	–	–	–	–	16.04.2025	61°14'40.291"	112°52'24.676"
18	94	933+90,74	р.Улахан-Курунг-Юрюйэ	427.40	0.27	1.16	0.5	16.04.2025	61°9'26.689"	112°44'32.008"
19	101	1005+57,01	ручей Санга-Куду	–	–	–	–	16.04.2025	61°6'43.026"	112°39'2.131"
20	101	1071+81,00	р.Кудулаах-Юрэх	395.30	0.40	3.48	0.5	17.04.2025	61°4'33.682"	112°33'12.488"
21	112	1114+29,00	ручей б/н №10	–	–	–	–	17.04.2025	61°3'24.286"	112°29'8.178"
22	115	1149+86,39	ручей Бюк	437.15	0.70	6.94	0.3	17.04.2025	61°2'25.556"	112°25'44.930"

1.9.2 Переходы напорного нефтепровода через автодороги

Проектируемый нефтепровод пересекает автодорогу Среднеботуобинское НГКМ-Дорожный ПК334+43,45, Вдольтрассовый проезд нефтепровода СБНГКМ - ПСП ПК579+80,05, зимники и лесные дороги. Ведомость пересечений напорного нефтепровода с автодорогами представлена в таблице 1.16.

В соответствии с п. 724 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" проектируемый 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. 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.

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 и Техническим условиям владельцев автодорог (Приложение Г) при пересечении нефтепроводом автодороги концы защитного футляра выводятся на расстояние не менее, чем на 2,0 м от подошвы насыпи автодороги и на 5 м от бровки земляного полотна.

По результатам расчета, приведенным в док. ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-РР-001, для исключения просадки проезжей части и разрушения дорожного покрытия пересекаемой существующей автодороги на ПК ПК1363+74,19 предусмотрена теплоизоляция трубопровода внутри футляра, толщиной не менее 50 мм.

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

При прокладке нефтепровода через автодороги открытым способом через автодорогу Среднеботуобинское НГКМ-Дорожный на ПК334+43,45 и через Вдольтрассовый проезд нефтепровода СБНГКМ - ПСП на ПК579+80,05 предусмотрены устройства временного объезда для обеспечения беспрепятственного двустороннего движения транспорта.

После окончания работ по прокладке нефтепровода на пересечении вдольтрассового проезда нефтепровода СБНГКМ - ПСП ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча" на ПК579+80,05, необходимо выполнить работы по восстановлению насыпи автомобильной дороги, при этом с целью исключения просадок предусмотрено устройство покрытия из дорожных плит. По окончании комплекса работ выполняется рекультивация объездной дороги

Остальные требования приведены в Технических условиях владельцев автодорог (Приложение Г) и не противоречат требованиям НТД.

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".

Устройство пересечений проектируемого нефтепровода с действующими автодорогами допускается выполнять только в присутствии организации-владельца автодороги.

Таблица 1.16 – Ведомость пересечений напорного нефтепровода с автомобильными дорогами

Пикетажное значение	Плюсовка	Наименование дороги	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Категория, тип покрытия	Ширина проезжей части по линии перехода, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи по линии перехода, м	Владелец, адрес, телефон, факс
240	87,78	Лесная дорога	47°56'12"	грунт	3,46	3,46	–	Земли лесного фонда, Мирнинское участковое лесничество
244	33,59	Лесная дорога	71°17'06"		2,75	2,75	–	
334	43,45	а/д Среднеботуобинское НГКМ-Дорожный	87°41'7"	IV песок	10.17	10.17	20.93	АО "РНГ" ул.Тихонова, д.12, корп.А, г.Мирный, 678170. Телефон 8(495)287-95-19, факс:8(495)-287-95-18. E-mail: office@rngoil.ru
579	80,05	Вдольтрассовый проезд нефтепровода СБНГКМ - ПСП	88°21'24"	IV песок	10.85	10.85	21.12	ООО "ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗДОБЫЧА" ул.Первомайская, д.32а, г,Ленск, Ленский улус, Республика Саха (Якутия), 678144. Телефон: 8(3952)648-620; (41137)4-62-88, факс: 8(41137)4-62-96 e-mail: office@tyngd.rosneft.ru.
665	71,60	Лесная дорога	77°29'23"	грунт	2,67	2,67	–	Земли лесного фонда, Мирнинское участковое лесничество
780	76,35	Лесная дорога	64°22'41"	грунт	2,89	2,89	–	
856	38,88	Лесная дорога	59°28'11"	грунт	3,0	3,0	–	
932	80,19	Лесная дорога	74°24'09"	грунт	2,68	2,68	–	
993	11,55	Лесная дорога	61°09'11"	грунт	2,97	2,97	–	
1013	68,54	зимник	64°09'23"	грунт	2.93	2.93	–	ПАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ" ул.Григория Кукуевицкого, 1, корпус 1, г.Сургут, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Тюменская область, Российская Федерация, 628415. Телефон:(3462)42-61-33, 42-60-28, факс: (3462)42-64-94, 42-64-95.
1141	71,47	Лесная дорога	82°59'27"	грунт	2,62	2,62	–	Земли лесного фонда, Мирнинское участковое лесничество

1.9.3 Переходы напорного нефтепровода через коммуникации

Все пересечения проектируемого нефтепровода с коммуникациями выполняются подземно.

Ведомости пересечений напорного нефтепровода с действующими подземными коммуникациями приведены в таблице 1.17

При пересечении подземных коммуникаций, проектируемый нефтепровод прокладывается с расстоянием по вертикали в свету:

– между проектируемым и пересекаемым трубопроводами не менее 0,5 м.

– между проектируемым нефтепроводом и кабелем связи (ВОЛС) не менее 1,2 м.

Угол пересечения между проектируемым и пересекаемыми коммуникациями (нефтепровод, кабель связи и др.) соблюдается не менее 60˚.

В соответствии с ТУ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (Приложение Г) проектируемый нефтепровод прокладывается под подземными нефтепроводами Ø273 «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО. 1 очередь» на ПК579+38,84 и Ø530 «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО. 2 очередь» на ПК579+58,73, расстояние в свету между проектируемым нефтепроводом и действующими нефтепроводами ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» предусмотрено не менее 1 м.

Для беспрепятственного обслуживания действующих нефтепроводов ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» предусмотрено устройство переездов через проектируемый нефтепровод с левой и правой стороны от действующих нефтепроводов.

Для беспрепятственного обслуживания и проезда вдоль проектируемого нефтепровода предусмотрена защита действующих нефтепроводов ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» разрезными футлярами.

Для временного переезда через действующие нефтепроводы ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» на ПК579+38,84 – ПК579+58,73 предусмотрено устройство песчаной подушки высотой не менее 1 м и укладку не менее 3-х дорожных плит (ПДН 2х6). Стыковка плит над трубопроводами запрещается. В качестве подстилающего слоя для песчаной подушки дополнительно использовать лежневку из деревьев диаметром 200-250 мм связанных вязальной проволокой. В месте пересечения действующего нефтепровода с временным переездом установить щит указатель «Внимание нефтепровод! Проезд здесь!» и П-образные знаки на расстоянии от 1,5 до 2,0 м над поверхностью земли.

Место пересечения действующего нефтепровода ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» с проектируемым нефтепроводом обозначить информационными знаками с указанием эксплуатирующей организации.

В соответствии с ТУ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (Приложение Г) проектируемый нефтепровод прокладывается под подземным кабелем ВОЛС на ПК579+61,62.

Остальные требования приведены в Технических условиях владельцев действующих коммуникаций (Приложение Г) и не противоречат требованиям НТД.

Категория участков напорного нефтепровода в местах переходов через подземные коммуникации (трубопроводы, кабели связи), включая участки на длине 20 м в обе стороны от пересечения, в соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 - «С»;

Устройство пересечений проектируемого нефтепровода с действующими коммуникациями допускается выполнять только в присутствии организации-владельца коммуникации.

Таблица 1.17 Ведомость пересечений напорного нефтепровода с подземными коммуникациями

Пикетное значение пересечения		Наименование коммуникации	Владелец коммуникаций	Материал	Диаметр, мм	Глубина до верха коммуникации, м	Угол пересечения, градусы, мин, сек	Примечание
ПК	+							
334	22.09	каб.ВОЛС	АО "РНГ" 678144, Республика Саха (Якутия), Ленский улус, г. Ленск, ул. Первомайская, д. 32а, офис 1 8 (495) 662-71-33 доб. 3694, e-mail: office@rngoil.ru	-	-	1.20	89°20'42"	действ.
579	38,84	МН "Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО. 1 очередь"	ООО"Таас-Юрьяха Нефтегазодобыча" 678144, Республика Саха (Якутия), Ленский улус, г. Ленск, ул. Первомайская, д. 32а 8(3952)648-620 доб.41137, e-mail: office@tyngd.rosneft.ru	ст	273	1.50	87°40'39"	действ.
579	58,73	НВТ "Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО.2 очередь"		ст	530	1.80	87°50'35"	действ.
579	61,62	каб. ВОЛС		-	-	1.20	88°25'18"	действ.

1.10 Знаки по трассе нефтепровода

Трасса проектируемого напорного нефтепровода обозначается километровыми и опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м:

– на каждом километре трассы;

– на углах поворота трубопровода;

– на пересечениях с водными преградами (река - знаки с обеих сторон, ручей - знак с одной из сторон);

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

– на переходах через автодорогу по обе стороны от автодороги.

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

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

Согласно ТТР-01.02.04-13, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Согласно п.4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов» (утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92 г. №9, утверждены заместителем Министерства топлива и энергетики России 29.04.92 г.; внесены дополнения, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 23.11.94 №61) охранная зона для переходов через водную преграду принимается по 100 м в каждую сторону от оси трубопровода.

1.11 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов

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

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

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

Очистку полости трубопровода производят непосредственно в процессе монтажно-сварочных работ, а после их завершения – продувкой сжатым воздухом и пропуском поролоновых поршней. По завершению СМР на участке провести калибровку трубопровода скребком-калибром с калибровочным диском на 85% (276мм) от номинального 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°С 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. Сброс воды после гидравлического испытания трубопроводов предусматривается с вывозом на комплекс очистных сооружений (КОС) п. Витим.

Особо опасные участки трубопровода - на пересечениях с автодорогами, с подземными и надземными коммуникациями (трубопроводы, ВЛ) 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 – 100 м;

– радиус опасной зоны при очистке полости в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода – 1200 м.

Согласно п. 108 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» после окончания строительства промыслового трубопровода и всех технологических сооружений на нем, испытания его на прочность и герметичность проводится его комплексное опробование. Опробованием является заполнение промыслового трубопровода нефтью и работа его после заполнения в течение 72 часов. План мероприятий по комплексному опробованию включает следующие мероприятия:

– открытие запорной арматуры по всей трассе трубопровода;

– заполнение трубопровода продуктом (нефтью);

– перекачка продукта от технологических сооружений УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения;

– дистанционный контроль давления на электрифицированных узлах запорной арматуры по трассе трубопровода;

– контроль возможных утечек с использованием системы СОУ;

– объезд трассы трубопровода сотрудниками эксплуатирующей организации с целью обнаружения утечек продукта через фланцевые соединения запорной арматуры и другие разъемные соединения в местах установки приборов КИП на узлах ВТУ и узлах запорной арматуры;

– контроль поступления сигналов от всех дистанционных приборов КИП, установленных по трассе промыслового трубопровода;

– контроль проектного положения трубопровода на надземных участках, которые расположены на узлах ВТУ и узлах запорной арматуры.

Если по окончании опробования, которое проводится в течение 72 часов, все проектные параметры технологического процесса перекачки нефти соответствуют проектным значениям, а оборудование исправно и работает в штатном режиме, переходят к эксплуатации трубопровода.

Штаб комплексного опробования размещен на площадке УПНГ Тас-Юряхского месторождения. При комплексном опробовании задействована вездеходная техника на гусеничном ходу (гусеничный транспортер-тягач ГТТ) и на шинах сверхнизкого давления (ТРЭКОЛ).

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых трубопроводов представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Напорный нефтепровод	10,0 10,0	Н	100	100 Примеч. 3	В один этап одновременно с испытанием трубопровода: 1,1$Р_{раб}$=11,0, продолжительностью 12 ч (Прим. 3)	$Р_{раб}$=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Напорный нефтепровод на участке пересечения с подземными коммуникациями длиной 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	10,0 10,0	С	100		1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25$Р_{раб}$=12,5, продолжительностью 6 ч. гидравлическим способом; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1$Р_{раб}$=11,0, продолжительностью 12 ч. (Прим. 2,3)	$Р_{раб}$=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы через несудоходные водные преграды (реки) шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с поймами по ГВВ 10% обеспеченности	10,0 10,0	С	100	100	1 этап (после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции): 1,5Рраб=15,0, продолжительностью 6 ч. гидравлическим способом; 2 этап (после укладки, но до засыпки при гидравлических испытаниях и после укладки и засыпки при пневматических испытаниях): 1,25Рраб=12,5, продолжительностью 12 ч;	$Р_{раб}$=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
					3 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1Рраб=11,0, продолжительностью 12 ч.		
Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	10,0 10,0	С	100		1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25Рраб=12,5, продолжительностью 6 ч. гидравлическим способом; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1Рраб=11,0, продолжительностью 12 ч. (Прим. 2,3)	Рраб=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переходы напорного нефтепровода через автодороги, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	10,0 10,0	С	100	25 Примеч. 5	1 этап (после укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25$Р_{раб}$=12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1$Р_{раб}$=11,0, продолжительностью 12 ч. (Прим. 2,3)	$Р_{раб}$=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Узлы запорной арматуры УЗА-001...УЗА-008, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	10,0 10,0	С	100		1 этап (после крепления на опорах, укладки и засыпки, гидравлическим способом): 1,25$Р_{раб}$=12,5, продолжительностью 6 ч.; 2 этап (одновременно с испытанием трубопровода): 1,1$Р_{раб}$=11,0, продолжительностью 12 ч. (Прим. 2,3)	$Р_{раб}$=10,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Расчетное, МПа Рабочее, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, % не менее		Давление испытания, МПа		Нормативный документ
			Радиография	Ультразвук	На прочность гидравлическим или пневматическим способом	На герметичность	
Примечания: 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному. 2. Промысловый трубопровод допускается испытать в 1 этап в соответствии с примечанием 8 к таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014. 3. Участки трубопроводов категории Н и смежные с ними участки категории С допускается испытывать на прочность совместно в один этап в соответствии с примечанием 9 к таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014. 4. Согласно Таблицы 24 ТТР-01.02.04-13 версия 1.0, дублирующий ультразвуковой контроль в объеме 100% выполняется для специальных сварных соединений — захлестных (гарантийных) стыковых соединений, стыковых соединений вставок («катушек»), стыковых соединений разнотолщинных труб, запорной и распределительной арматуры, угловых и нахлесточных сварных соединений на трубопроводах категорий С, Н. 5. Согласно Таблицы 24 ТТР-01.02.04-13 версия 1.0, дублирующий ультразвуковой контроль в объеме 25% на переходах через автомобильные дороги IV, V, III-n, IV-n категорий и при пересечении трубопроводов между собой, с любыми коммуникациями наземной, подземной прокладки							

1.12 Теплогидравлический расчет напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения

В настоящем разделе представлен теплогидравлический расчет напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского местрождения до УПН Чаяндинского месторождения.

Гидравлический расчет напорного нефтепроводов произведен с целью:

- определения оптимального диаметра трубопровода,
- определения гидравлических потерь по трассе трубопровода,
- определения технологических параметров в точке подключения трубопровода;
- определения режимов течения в нефтепроводе;
- определения скорости движения потока в трубопроводе;
- определение максимальной пропускной способности нефтепровода.

Гидравлический расчет выполнен с использованием термодинамической модели уравнение состояния Пенг-Робинсона (PR).

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

1.12.1 Исходные данные

Напорный нефтепровод от УПНГ Тас-Юряхского местрождения до УПН Чаяндинского месторождения предназначен для транспортировки дегазированной обводненной нефти.

Теплогидравлический расчет нефтепровода выполнен в соответствии с Заданием на проектирование от 09.10.2024 г.

Расход и состав углеводородной смеси, поступающей в напорный нефтепровод (ННП) от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ, принят из результатов расчета материального баланса УПНГ Тас-Юряхского месторождения, выполненного ООО «Газпром проектирование». Максимальный показатель транспорта углеводородной нефтяной смеси по напорному нефтепроводу составляет 1867,1 тыс.тонн/год (2029 год). Максимальные и минимальные расчетные годовые показатели для напорного нефтепровода представлены в таблице 1.19.

Для выполнения теплогидравлического расчета напорного нефтепровода использовались следующие исходные данные:

- диаметр напорного нефтепровода DN300 (325х10);
- общая протяженность напорного нефтепровода 140,8 км;
- показатели транспорта углеводородной нефтяной смеси, приведенные в таблице 1.19, на расчетные периоды:
  - 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации);
  - 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации).
- обводненность продукции составляет в 2029 году – 0,23%, в 2051 – 0,22% масс;
- расчетное давление нефтепровода – 10,0 МПа (изб.);
- давление на входе УПН Чаяндинского месторождения 1,0 МПа(изб.);
- температура потока нефти по технологии на выходе с УПНГ составляет от плюс 0,99 °С до плюс 10,6 °С;

– тип трубопровода – стальной без теплоизоляции (теплопроводность трубы 51,0 Вт/м*К), в гидроизоляции толщиной 2,2 мм (коэффициент теплопроводности полиэтилена 0,38 Вт/м*К);

– коэффициент абсолютной шероховатости трубопровода 0,1 мм;

– тип прокладки – подземная;

– температура грунта на глубине заложения трубопровода 1,6 м принята по метеостанции Ленск и приведена в техническом отчете инженерных изысканий ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГМИ.01.01-ТЧ-001 Таблица 5,10:

- март минус $1,7^0$С;
- июнь плюс $1,6^0$С;
- август плюс$10,1^0$С;
- декабрь плюс $1,1^0$С.

– коэффициент теплопроводности грунта принят для суглинков:

- теплый период года 1,76 Вт/м*К;
- холодный период года 1,56 Вт/м*К.

– компонентный мольный состав транспортируемой продукции принят из результатов расчета материального баланса УПНГ Тас-Юряхского месторождения, выполненного ООО «Газпром проектирование», и представлен в таблице **1.20** на принятые расчетные периоды;

– физико-химические свойства нефти и пластовой воды Тас-Юряхского месторождения представлены в таблице **1.21**.

– принципиальная схема напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения представлен на рисунке 1.1;

– профиль трассы напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, заложенный в гидравлический расчет, построен по материалам инженерных изысканий и представлен на рисунке 1.2.

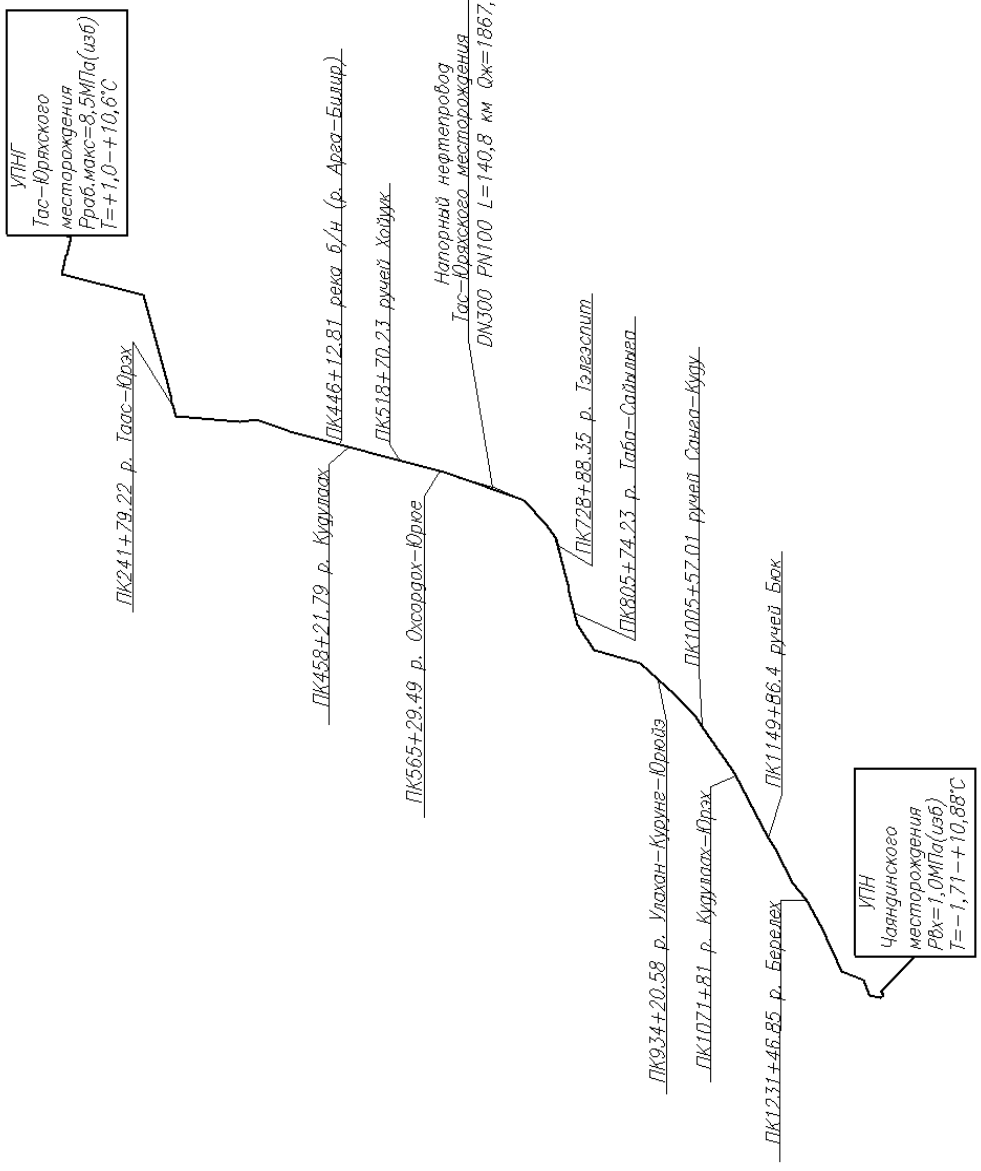


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, используемая в гидравлическом расчете

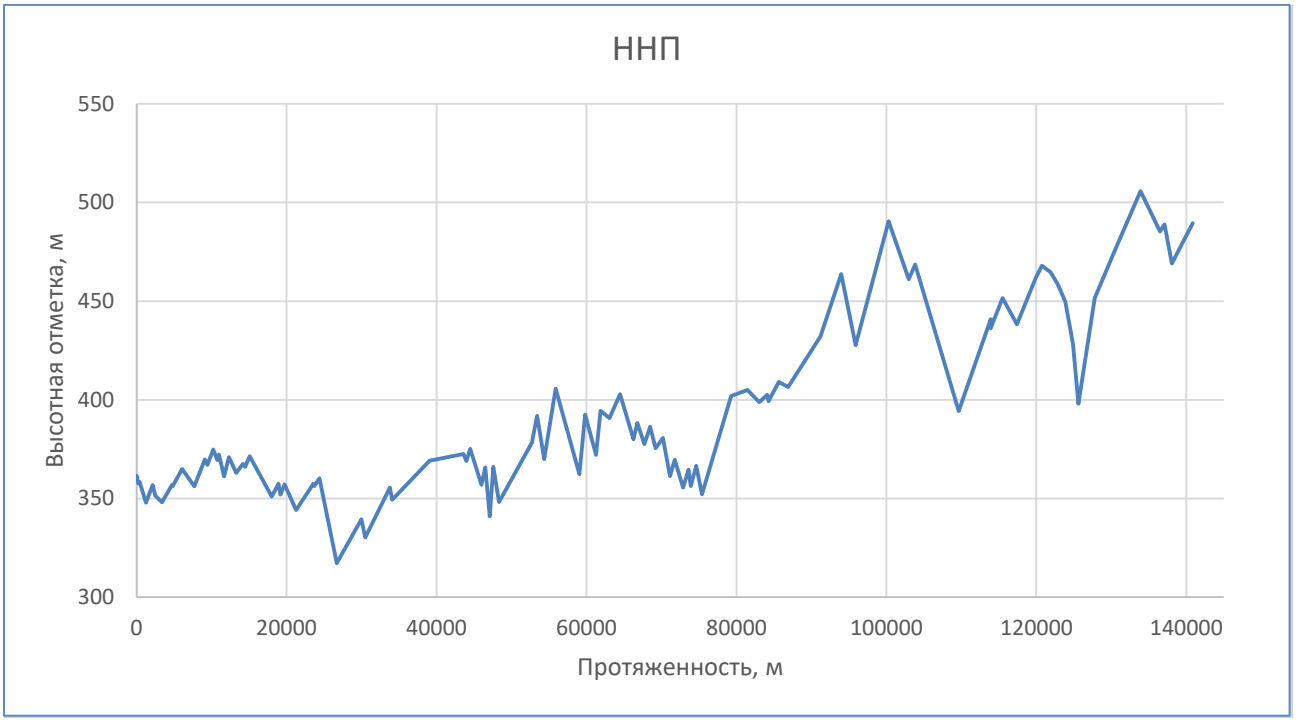


Рисунок 1.2 - Профиль трассы напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского до УПН Чаяндинского месторождения, заложенный в ПО гидравлического расчета

Таблица 1.19 - Показатели транспорта углеводородной нефтяной смеси по напорному нефтепроводу от УПНГ Тас-Юряхского месторождения

Источник	Период	Углеводородная нефтяная смесь, тыс.тонн/год	Количество воды, тыс.тонн/год	Общий поток, тыс.тонн/год
Матбаланс УПНГ Тас-Юряхского месторождения	2029 г Зима	1862,8	4,2	1867,1
	2029 г Лето	1849,4	4,5	1853,9
	2051 г Зима	275,8	0,6	276,4
	2051 г Лето	275,5	0,6	276,1

Таблица 1.20 - Компонентный состав и физико-химические свойства расчетного потока углеводородной нефтяной смеси, поступающего в напорный нефтепровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения

Компоненты	Углеводородная нефтяная смесь			
	Мольные %			
	2029 год, зима	2029 год, лето	2051 год, зима	2051 год, лето
Helium	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Nitrogen	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CO2	0,0006	0,0008	0,0003	0,0003
Methane	0,0123	0,0212	0,0293	0,0294
Ethane	0,2085	0,2458	0,4845	0,4878
Propane	1,9302	1,7330	1,6917	1,6884
i-Butane	1,5922	1,3025	0,1865	0,1838
n-Butane	5,8839	4,8410	5,4343	5,3741
i-Pentane	0,7547	0,6774	0,2193	0,2162
n-Pentane	1,6355	1,5205	0,5076	0,5018
FRC1*	1,0539	0,9990	0,2136	0,2117
FRC2*	2,5554	2,4809	0,5787	0,5754
FRC3*	4,2582	4,2592	1,0860	1,0837
FRC4*	6,4624	6,5751	71,9598	72,0129
FRC5*	8,8836	9,0789	2,3437	2,3469
C6*	2,4736	2,4939	0,4602	0,4605
C7*	3,2953	3,3596	0,6007	0,6014
C8*	4,1846	4,2736	0,6942	0,6952
C9*	4,4915	4,5888	0,6420	0,6430
C10*	4,2622	4,3546	0,6445	0,6455
C11*	3,4819	3,5574	0,5823	0,5833
C12*	3,1217	3,1894	0,5177	0,5185
C13+*	36,9801	37,7822	9,6064	9,6216
Methanol	0,0123	0,0107	0,0778	0,0781
H_2O	2,4655	2,6543	1,4388	1,4407
Суммарно	100,00	100,00	100,00	100,00
Массовый часовой расход потока, кг/час	213135,4	211627,3	31554,5	31522,7
Молекулярная масса, г/моль	195,3	198,1	119,0	119,1
Расчетная плотность в ст.усл, кг/м^3	819,3	821,2	759,8	759,9

Таблица 1.21 - Физико-химические свойства нефти и пластовой воды Тас-Юряхского месторождения

Параметр	Показатель
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание смол и асфальтенов, % масс.	12,5
Содержание мехпримесей, % масс.	0,0-0,17
Температура застывания нефти, ^{0}C	-37,0
Плотность пластовой воды, кг/м^3	1,287
pH пластовой воды	4,11-5,05
Массовая концентрация в воде, мг/дм^3	Ca2+ - 90681-98196 Mg2+ - 11848,7-12456,3 HCO3- -443,9-767,3 Cl- - 227702,4-250560,6 общего железа - 1073-2973 SO4 2- - 127,5-317,1 Na++K+ - 12945,7-40999,5
Общая минерализация воды, мг/дм^3	352052-395354,3

1.12.2 Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения

Теплогидравлический расчет напорного нефтепровода DN300 от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения выполнен на следующие периоды:

– 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации);

– 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации).

Результаты теплогидравлического расчета трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского представлен в таблицах 1.22 – 1.23. После таблиц приведены графики изменения температуры продукта по трассе трубопровода (рисунки 1.3 – 1.10).

Также был проведен расчет остывания трубопровода при условии его остановки на 72 часа в холодный период. Температуры, до которых остынет продукт в трубопроводе в начале и в конце трубопровода, приведены в таблице 1.24. После таблицы приведены графики падения температуры по трассе трубопровода при его останове (рисунки 1.11 – 1.12).

В соответствии с Заданием на проектирование был произведен расчет максимально возможной загрузки нефтепровода. Граничащим фактором подбора часовой производительности служило давление в начале напорного нефтепровода 10,0 МПа (изб) и в конце нефтепровода 1,0 МПа (изб). Результаты расчета подбора максимальной производительности нефтепровода на зимний и летний периоды представлены в таблице 1.25.

Таблица 1.22 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2029 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	**Март, температура грунта -1,7^{0}С**						
			8,514	1,00	0,99	-0,78	0,97	турбулентный	213135,4
			Июнь, температура грунта +1,6^{0}С						
			8,300	1,00	8,50	2,54	0,96	турбулентный	211627,3
			Август, температура грунта +10,1 ^{0}С						
			8,070	1,00	8,50	10,88	0,97	турбулентный	211627,3
			Декабрь, температура грунта +1,1 ^{0}С						
			8,430	1,00	0,99	1,96	0,97	турбулентный	213135,4

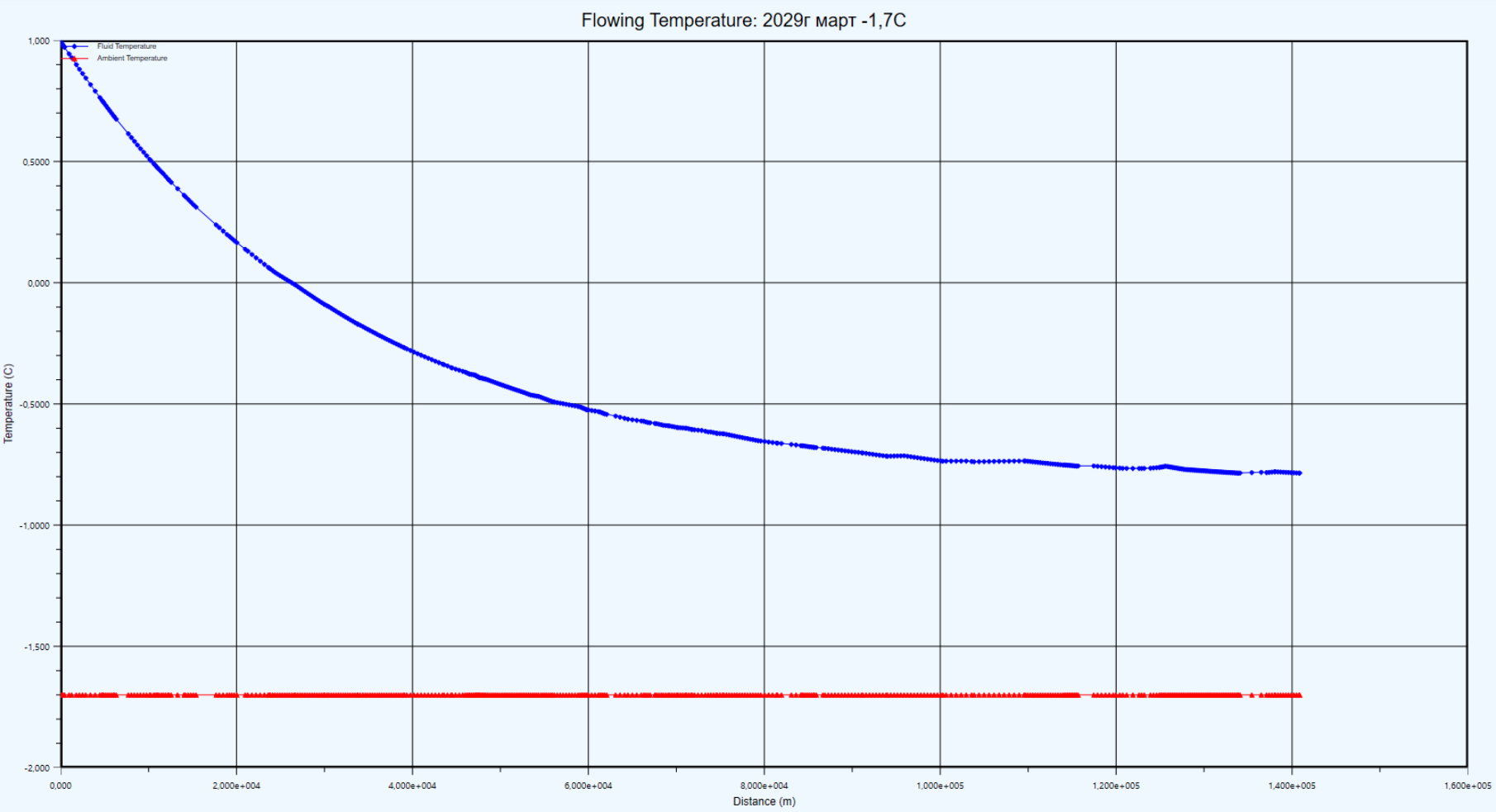


Рисунок 1.3 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УППГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., март. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

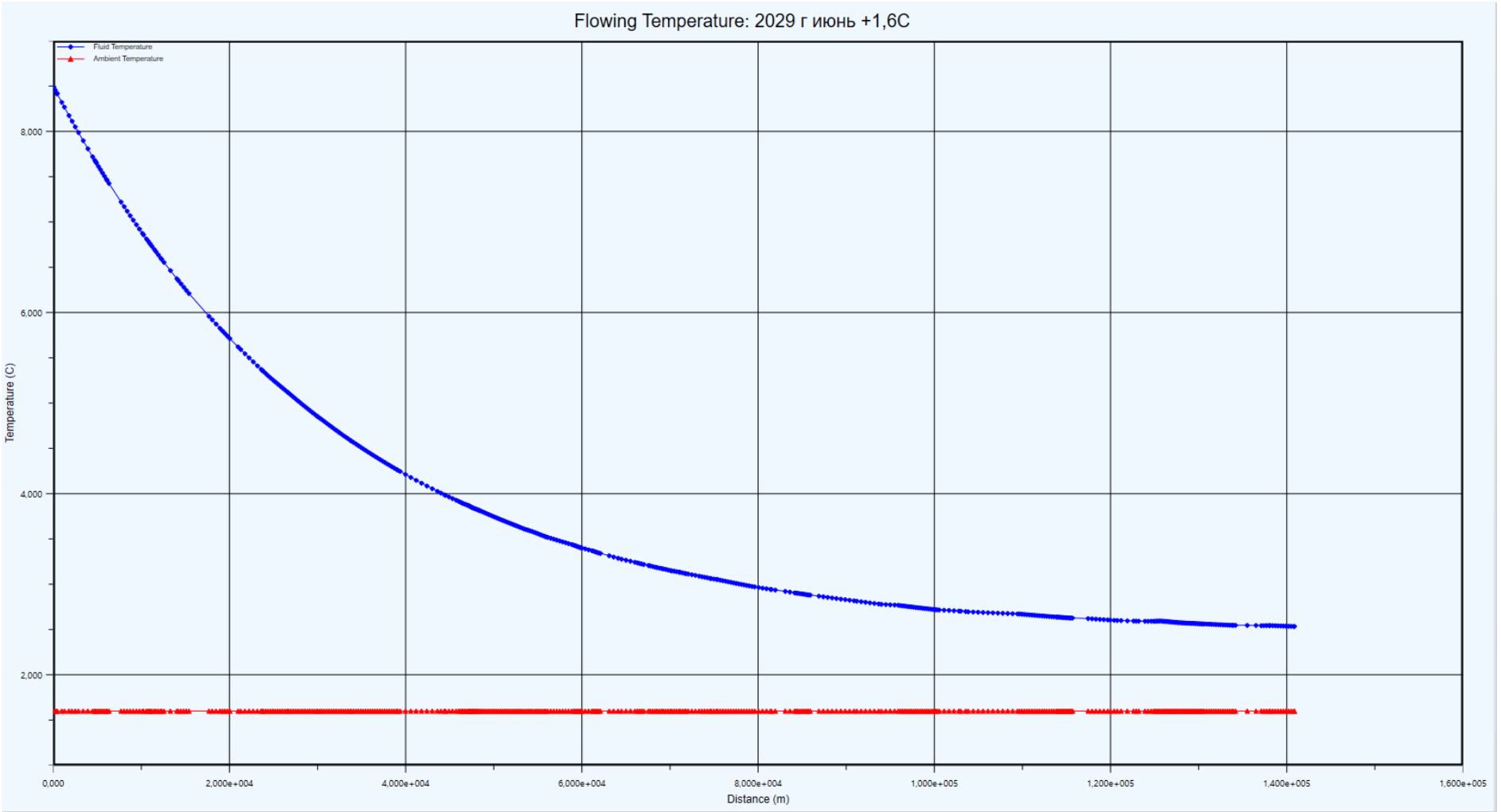


Рисунок 1.4 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УППГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., июнь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

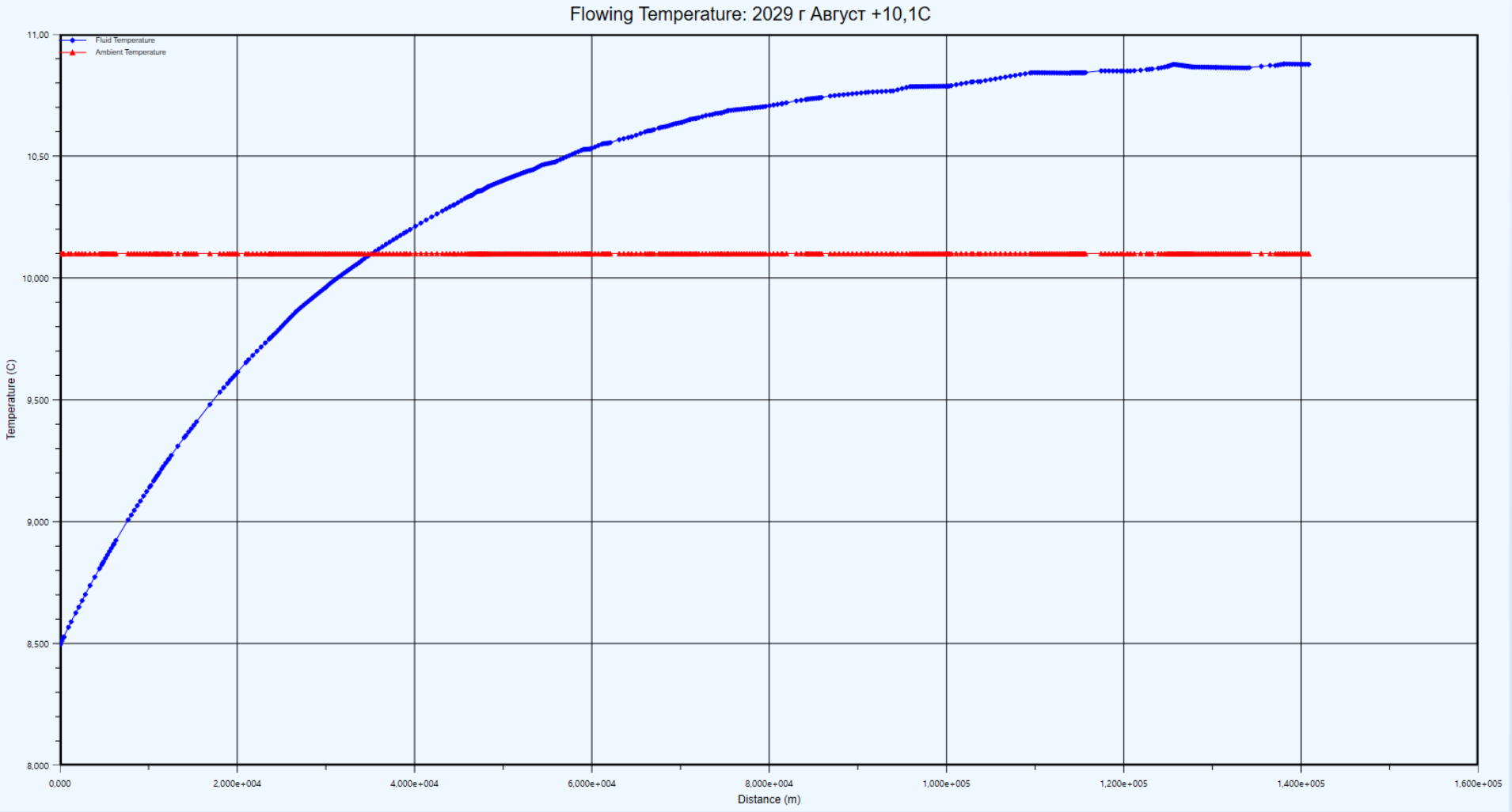


Рисунок 1.5 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., август. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

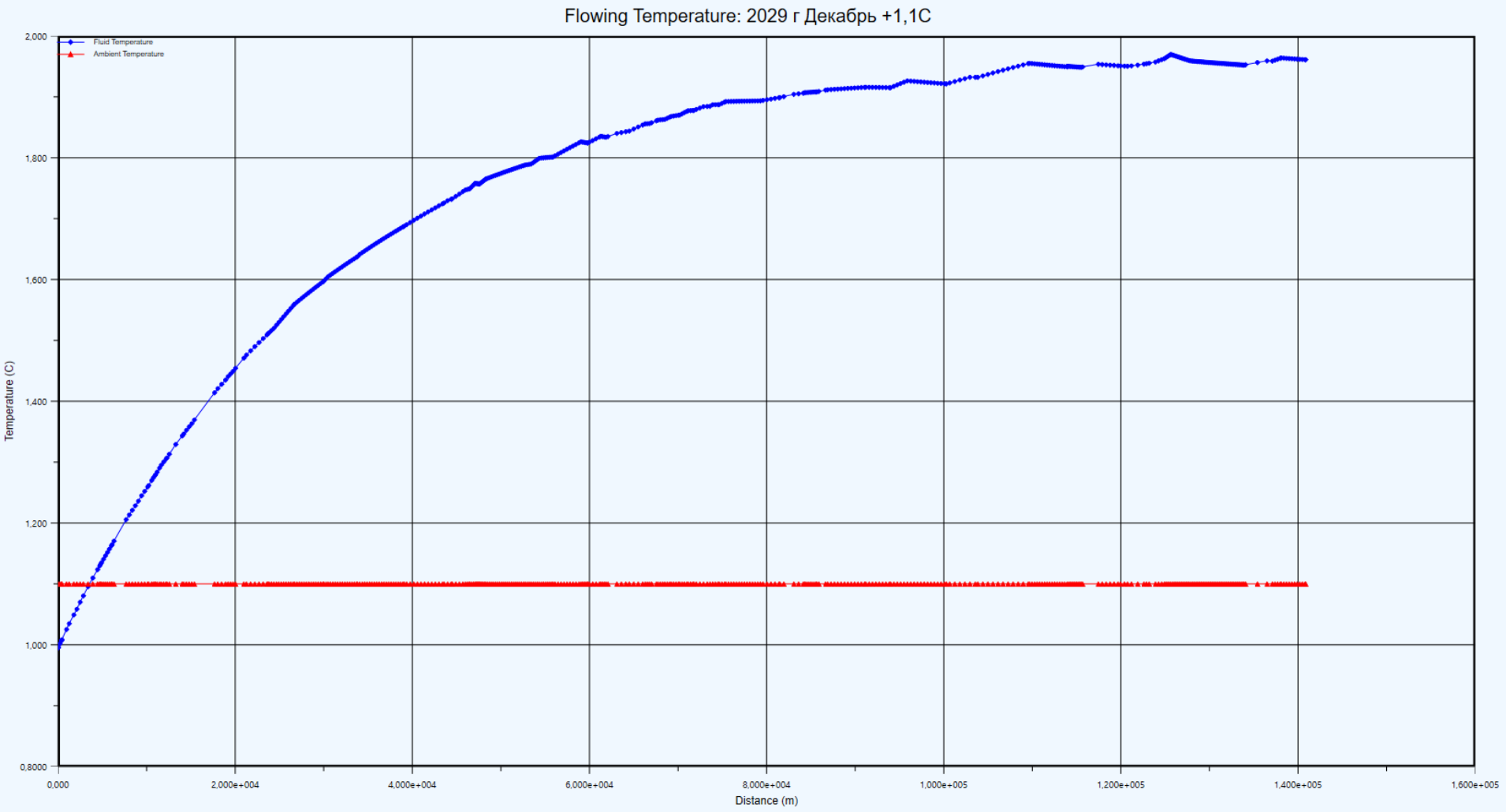


Рисунок 1.6 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2029 г., декабрь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

Таблица 1.23 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2051 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	**Март, температура грунта -1,7^{0}С**						
			2,165	1,00	10,59	-1,71	0,15	турбулентный	31554,5
			Июнь, температура грунта +1,6^{0}С						
			2,162	1,00	10,60	1,59	0,15	турбулентный	31522,7
			Август, температура грунта +10,1 ^{0}С						
			2,154	1,00	10,60	10,09	0,16	турбулентный	31522,7
			Декабрь, температура грунта +1,1 ^{0}С						
			2,162	1,00	10,59	1,09	0,15	турбулентный	31554,5

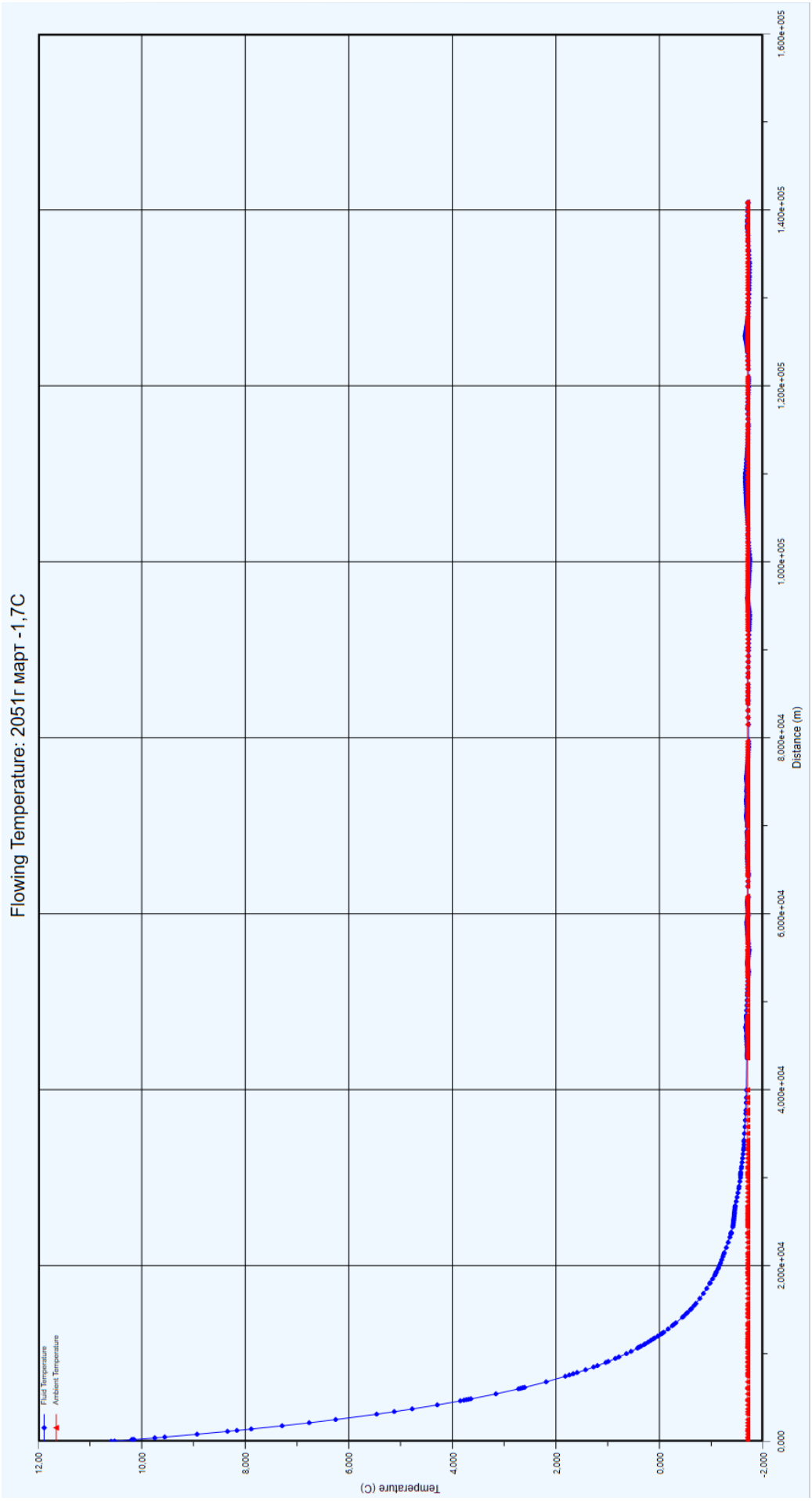


Рисунок 1.7 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УППГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., март. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

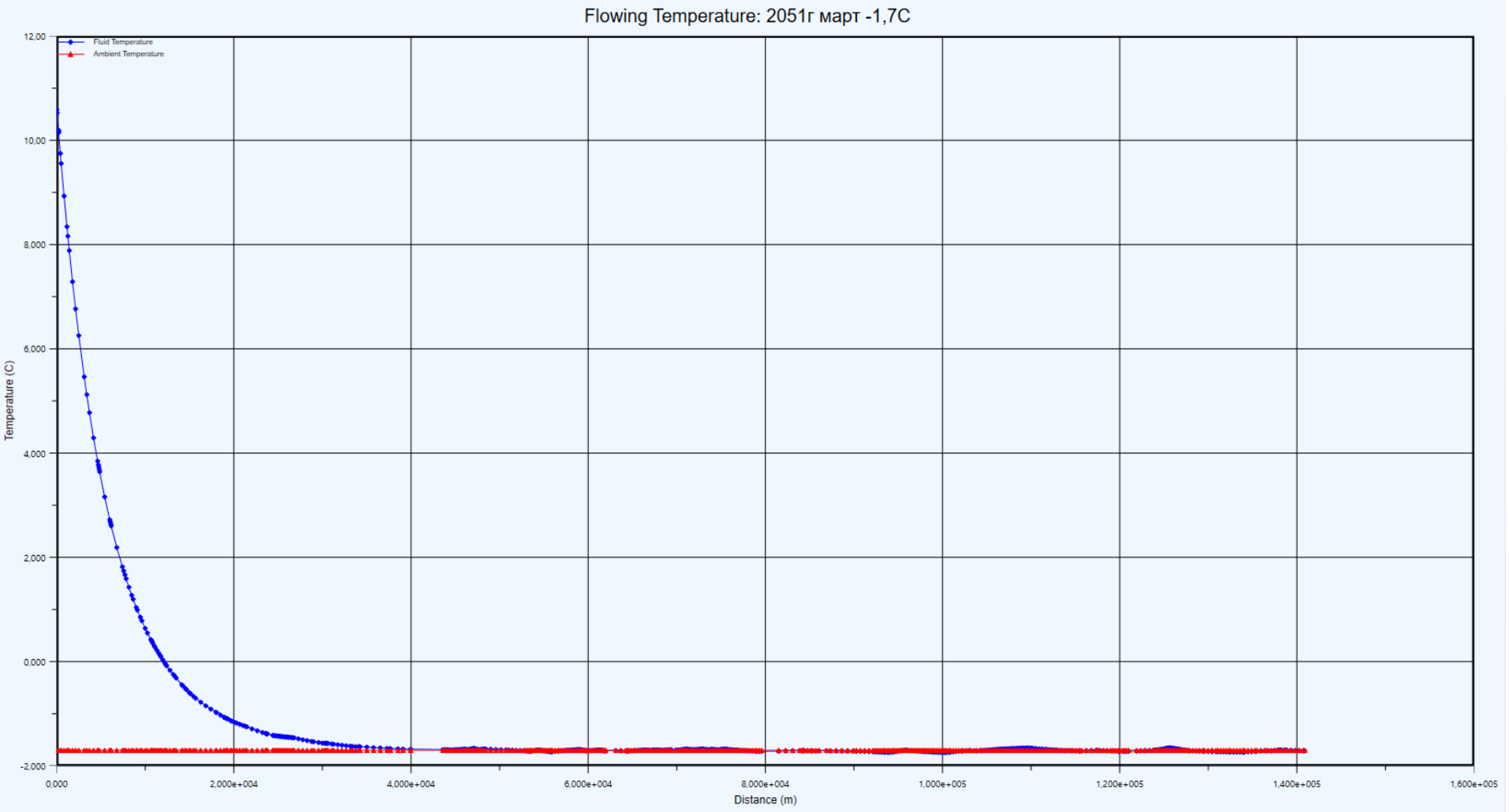


Рисунок 1.8 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., июнь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

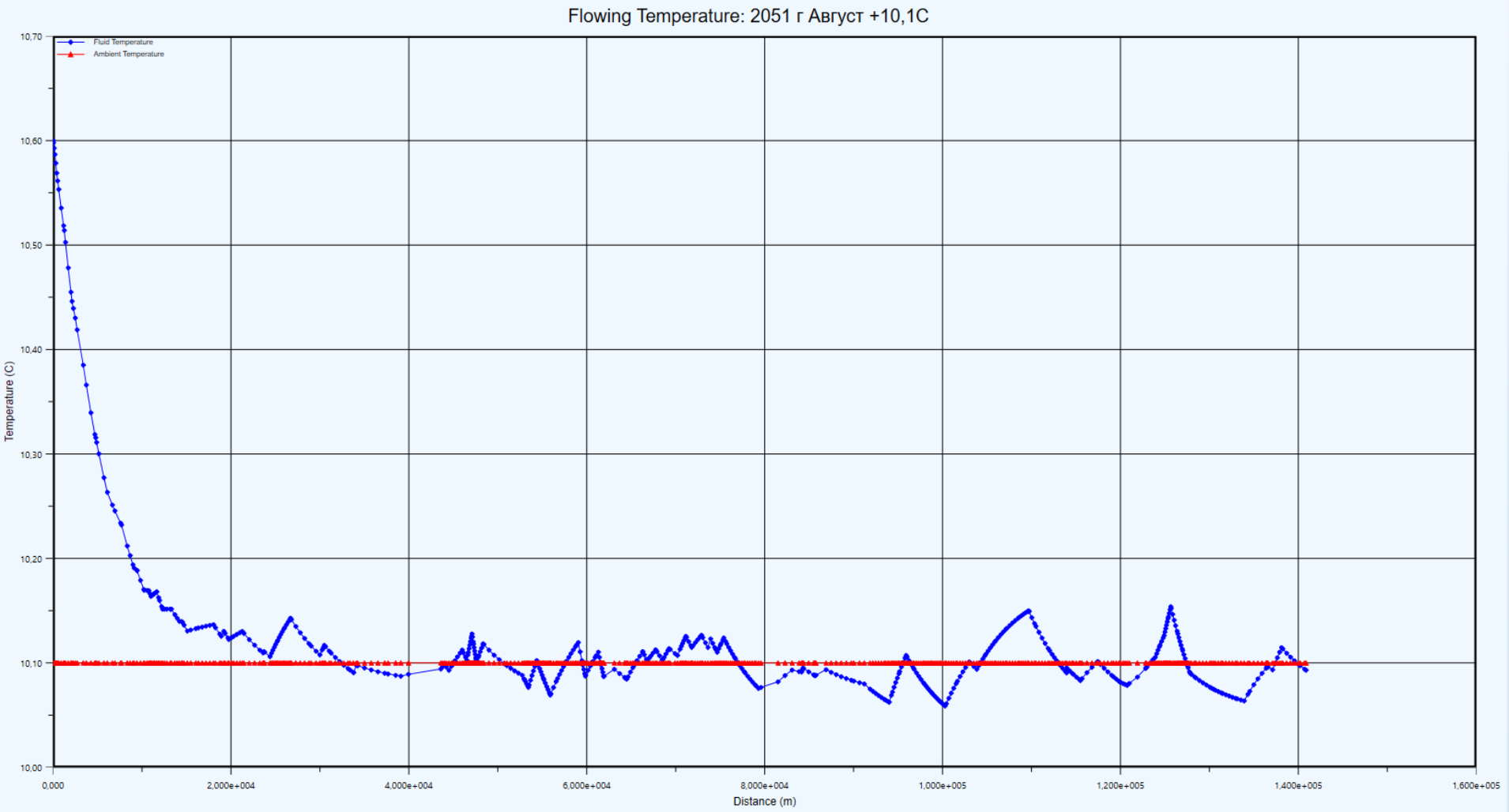


Рисунок 1.9 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., август. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

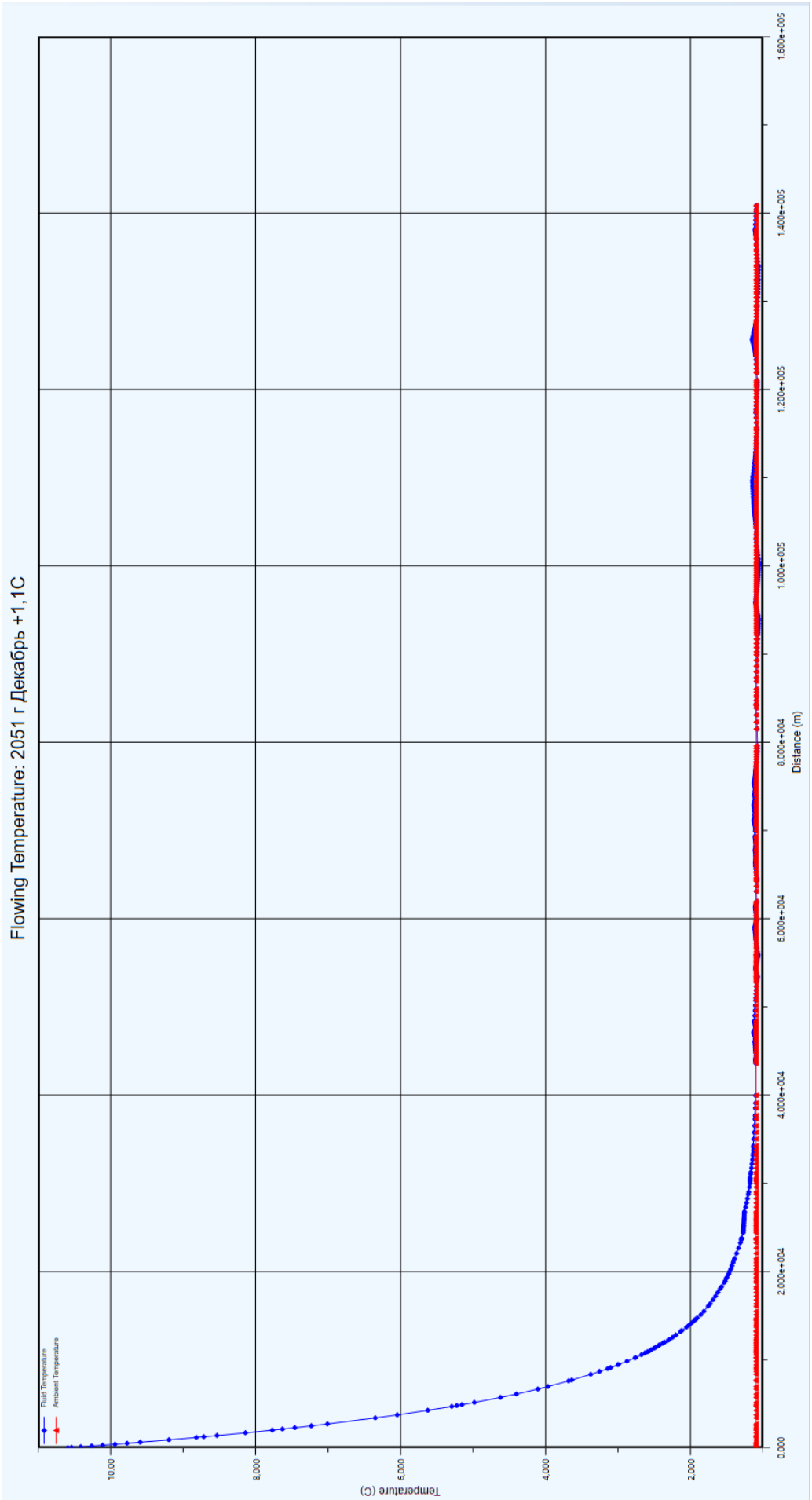


Рисунок 1.10 - График изменения температуры продукта по трассе трубопровода от УППНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения, 2051 г., декабрь. Синяя линия – температура продукта, красная линия – температура грунта.

Таблица 1.24 - Результаты расчета остывания нефтепровода DN300 без теплоизоляции при остановке перекачки на 72 часа (температура грунта принята на март месяц, минус 1,7^{0}С)

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Температура до останова, ^{o}С		Температура после останова, ^{o}С		Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце	
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	**2029г**				
			0,99	-0,78	-1,0	-1,5	213135,4
			2051 г				
			10,59	-1,71	1,6	-1,7	31554,5

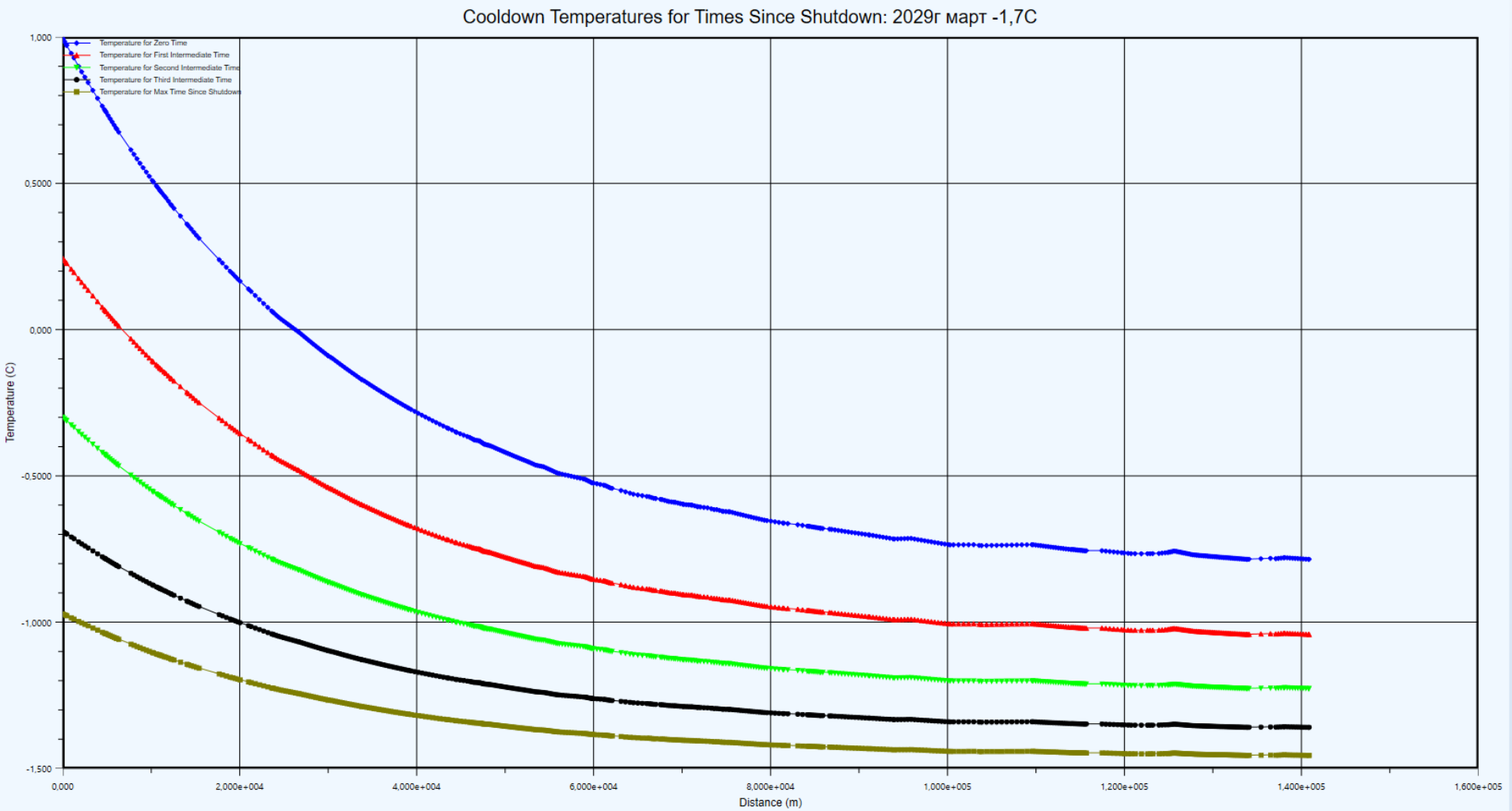


Рисунок 1.11 - График остывания трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при условии его остановки на 72 часа (темно-зеленая линия), при производительности на 2029 г.

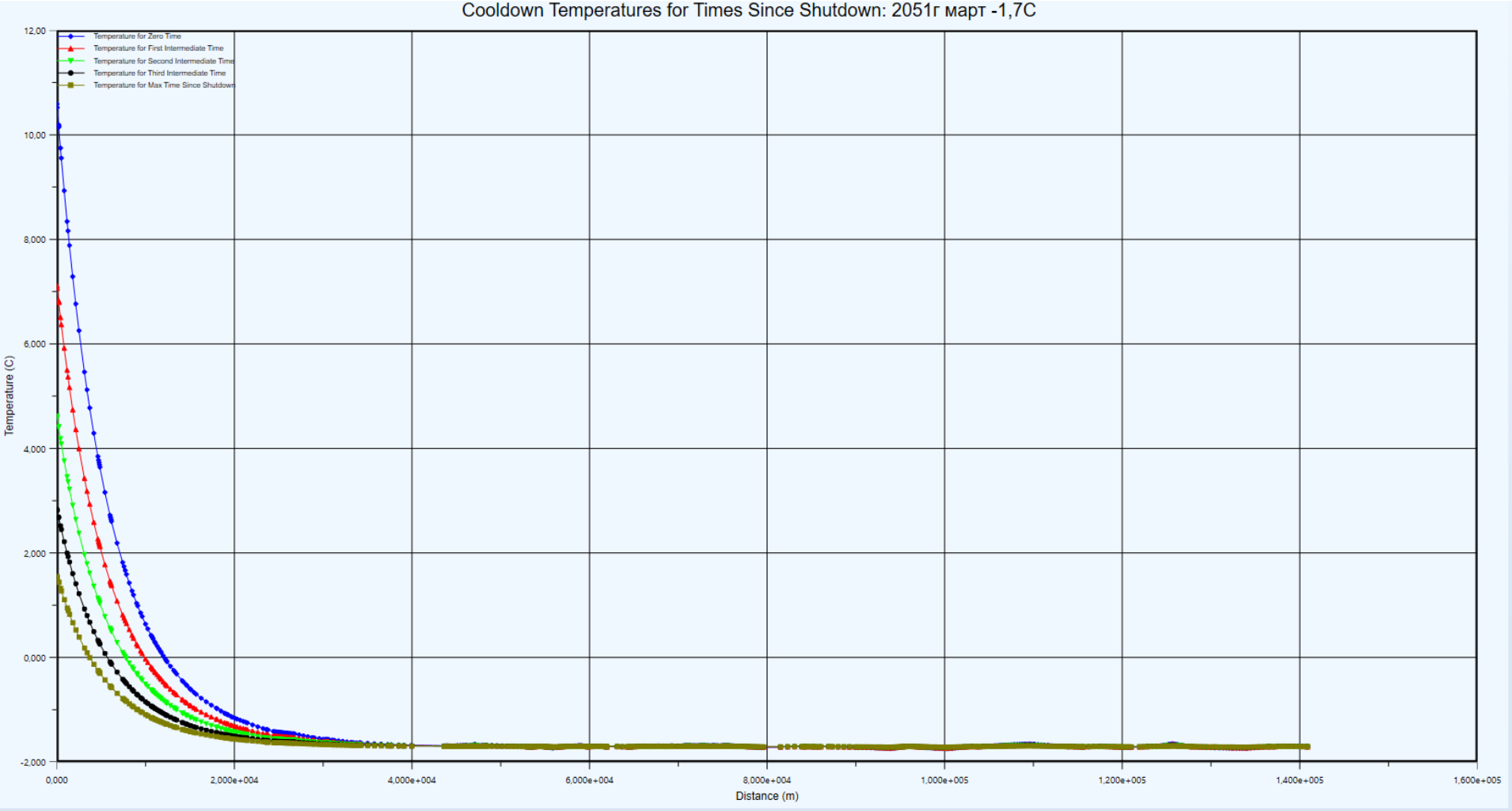


Рисунок 1.12 - График остывания трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при условии его остановки на 72 часа (темно-зеленая линия), при производительности на 2051 г.

Таблица 1.25 - Результаты гидравлического расчета подбора максимальной пропускной способности напорного нефтепровода DN300

Наименование трубопровода	DN	Длина, км	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч/, тыс.т/год
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Трубопровод от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения	300	140,8	Зимний период						
			10,0	1,0	0,99	-0,43	1,10	турбулентный	240500,0/ 2106,8
			Летний период						
			10,0	1,0	8,50	11,28	1,14	турбулентный	248600,0/ 2177,7

1.12.3 Анализ результатов теплогидравлического расчета напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения

По результатам гидравлического расчета напорного трубопровода DN300 можно сделать следующие выводы:

– при соблюдении условий поддержания давления в конце напорного нефтепровода 1,0 МПа (изб.) давление в начале трубопровода DN300 варьирует от 2,154 МПа (изб.) до 8,514 МПа (изб.) и не превышает расчетное давление трубопровода до 10,0 МПа(изб);

– температура потока в начальной точке подключения трубопровода составляет плюс 0,99 ºС в 2029 г и плюс 10,6 ºС в 2051 г.;

– температура потока в конечной точке подключения трубопровода колеблется в пределах от минус 1,71 ^{0}С до плюс 10,88 ºС;

– скорость водонефтяной смеси в проектируемом трубопроводе составляет 0,15 – 0,97 м/с.;

– режим течения в трубопроводе турбулентный, газовая фаза в рабочих условиях не образуется;

– максимальная пропускная способность напорного нефтепровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения при максимальном давлении на выходе с УПНГ 10,0МПа(изб.) на летний, зимний периоды составляет от 2106,8 тыс.т/год до 2177,7 тыс.т/год, скорость смеси при этих производительностях составляет 1,1-1,14 м/с, режим течения турбулентный;

– при условии останова напорного нефтепровода в холодный период года на 72 часа в 2029 году поток остынет до минус 1,5 ºС, а в 2051 году поток примет температуру грунта минус 1,7 ºС;

– применение депрессорных присадок в полость трубопровода не требуется в ввиду транспорта обводненной продукции;

– в связи с повышенной минерализацией пластовой воды Тас-Юряхского НГКМ, сниженными скоростями течения продукта в нефтепроводе существуют технологические риски при транспорте нефти, а именно: язвенная коррозия металла трубопровода, увеличение шероховатости трубопровода, потенциальному снижению пропускной способности, а также выпадению из жидкости кристаллов солей. Для исключения данных рисков рекомендовано применение системы подачи ингибитора коррозии и солеотложения. Фактическая скорость коррозии в реальных условиях технологического объекта определяется по фактическим данным на основании проведения коррозионного мониторинга;

– по содержанию парафина 0,15-1,2% (масс.) нефть является малопарафинистой, риски осложнений в части парафинообразования отсутствуют.

1.12.4 Проверочный расчет трубопровода от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения на гидравлический удар

Расчет ННП от УПНГ Тас-Юряхского месторождения до УПН Чаяндинского месторождения на гидроудар проведен в соответствии с приложением 5 РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов». Максимальная производительность принята на 2029 год – 1867,1 тыс.т/год.

В связи с отсутствием научно-исследовательских рекомендаций по нефти Тас-Юряхского месторождения для расчета гидроудара ННП на стадии ПД был использован модуль упругости смеси, рассчитанный по средневзвешенному значению трех жидкостей в ННП согласно их массовым долям в смеси. Для нефти использовался аналог - нефть Среднеботуобинского НГКМ, модуль упругости которой составляет $1,3*10^9$ Па. Значение модуля упругости нефти Тас-Юряхского месторождения будет уточнено после получения результатов исследования проб нефти.

Расчет гидравлического удара при закрытии ZV-001 на напорном нефтепроводе в районе камеры запуска СОД

Углеводородная нефтяная смесь от УПНГ Тас-Юряхского месторождения по трубопроводу DN300 поступает на камеру запуска СОД, с установленной на ней электроприводной задвижкой ZV-001 с временем закрытия 142 сек.

Гидравлический удар рассчитан на ситуацию, возникающую при закрытии задвижки на камере запуска СОД ZV-001.

Исходные данные для проверочного расчета трубопровода на гидравлический удар:

- Длина трубопровода - 209 м;
- Объем транспортируемой нефти – 253,8 $м^3$/час;
- Внутренний диаметр трубопровода $Д_{вн}$=305 мм;
- Толщина стенки трубопровода s=10 мм;
- Модуль упругости нефти к=$1,3*10^9$ Па;
- Модуль упругости воды к=$2,2*10^9$ Па;
- Модуль упругости с углеводородной меси к=$1,53*10^9$ Па;
- Модуль упругости материала трубы, для стали Е=$206*10^9$Па;
- Время закрытия электроприводной задвижки τ_s =142 сек;
- Плотность потока (углеводородная нефтяная смесь) $\rho_н$=839,7 кг/$м^3$;
- Расчетное давление трубопровода – 10,0 МПа (изб).

Гидравлический удар или скачок давления - ΔР, который может возникнуть в трубопроводной системе при быстром закрытии или открытии арматуры зависит от времени закрытия арматуры - τ_s (чем меньше время, тем больше скачок давления в трубопроводе), длины участка трубопровода.

Прямой гидравлический удар: $\Delta Р_{уд}=\alpha\cdot\rho\cdot\omega$, возникает при $\tau_s<\frac{2\cdot L}{\alpha}$

Непрямой гидравлический удар: $\Delta Р_{уд}=\frac{\alpha\cdot\rho\cdot\omega_0}{\frac{\alpha\tau_s}{L}-1}$, возникает при $\tau_s>\frac{2\cdot L}{\alpha}$

где ω_0 - первоначальная скорость потока в трубопроводе, м/с

$$\omega_0=\frac{V_н}{3600\cdot f_{тр}\cdot D_{вн}{}^2}=\frac{253,8}{3600\cdot 0,785\cdot 0,305^2}=0,97 м/с,$$

Определяем скорость распространения ударной волны в продукте - α, м/с

α - скорость распространения ударной волны в продукте, м/с

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot (\frac{1}{k} + \frac{D}{s \cdot E})}} = \frac{1}{\sqrt{839,7 \cdot (\frac{1}{1,53 \cdot 10^9} + \frac{305}{10 \cdot 206 \cdot 10^9})}} = 1218\, м/с$$

Проверка условия возникающего гидравлического удара (прямой, непрямой):

$\frac{2 \cdot L}{\alpha} = \frac{2 \cdot 209}{1218}$ =0,34 сек

По исходным данным τ_s - 142 сек

При $\tau_s > \frac{2 \cdot L}{\alpha}$ - гидравлический удар непрямой.

Сила (давление) гидравлического удара при не прямом гидравлическом ударе:

$$\Delta P_{уд} = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot \omega_0}{\frac{\alpha \tau_s}{L} - 1} = \frac{1218 \cdot 839,7 \cdot 0,97}{\frac{1218 \cdot 142}{209} - 1} = 1194,6 Па \text{ (0,0012 МПа(изб))}$$

Рабочее давление на выходе с УПНГ при производительности на 2029 г 1867,1 тыс.т/год, составляет 8,514 МПа(изб).

Суммарное давление в начале трубопровода с учетом гидравлического удара при закрытии электроприводной задвижки ZV-001 в течение 142 секунд, составит 8,514+0,0012 = 8,515 МПа(изб), что не превышает максимально допустимое расчетное давление трубопровода, которое составляет 10,0 МПа(изб).

Рекомендуемое время закрытия ZV-001 не менее 142 сек.

Расчет гидравлического удара при закрытии ZV-002 на напорном нефтепроводе в районе камеры прима СОД

Углеводородная нефтяная смесь от УПНГ Тас-Юряхского месторождения от камеры запуска СОД по ННП протяженностью 140,8 км поступает на камеру приема СОД в районе УПН, с установленной на ней электроприводной задвижкой **ZV-002,** с временем закрытия 204 сек.

Гидравлический удар рассчитан на ситуацию, возникающую при закрытии задвижки на камере приема СОД **ZV-002**.

Исходные данные для проверочного расчета трубопровода на гидравлический удар:

- Длина трубопровода - 140800 м;
- Объем транспортируемой нефти – 253,8 м^3/час;
- Внутренний диаметр трубопровода $Д_{вн}$=305 мм;
- Толщина стенки трубопровода s=10 мм;
- Модуль упругости нефти к=1,3*10^9 Па;
- Модуль упругости воды к=2,2*10^9 Па;
- Модуль упругости углеводородной смеси к=1,53*10^9 Па;
- Модуль упругости материала трубы, для стали Е=206*10^{9}Па;
- Время закрытия электроприводной задвижки τ_s =204 сек;

- Плотность потока (углеводородная нефтяная смесь) $\rho_н$=839,7 кг/м^3;
- Расчетное давление трубопровода – 10,0 МПа (изб).

Гидравлический удар или скачок давления - ΔР, который может возникнуть в трубопроводной системе при быстром закрытии или открытии арматуры зависит от времени закрытия арматуры - τ_s (чем меньше время, тем больше скачок давления в трубопроводе), длины участка трубопровода.

Прямой гидравлический удар: $\Delta P_{уд}=\alpha\cdot\rho\cdot\omega$, возникает при $\tau_s<\frac{2\cdot L}{\alpha}$

Непрямой гидравлический удар: $\Delta P_{уд}=\frac{\alpha\cdot\rho\cdot\omega_0}{\frac{\alpha\tau_s}{L}-1}$, возникает при $\tau_s>\frac{2\cdot L}{\alpha}$

где ω_0 - скорость потока в трубопроводе, м/с

$$\omega_0=\frac{V_н}{3600\cdot f_{тр}\cdot D_{вн}^{\ 2}}=\frac{253,8}{3600\cdot 0,785\cdot 0,305^2}=0,97\,м/с,$$

α - скорость распространения ударной волны в продукте, м/с

$$\alpha=\frac{1}{\sqrt{\rho\cdot(\frac{1}{k}+\frac{D}{s\cdot E})}}=\frac{1}{\sqrt{839,7\cdot(\frac{1}{1,53\cdot 10^9}+\frac{305}{10\cdot 206\cdot 10^9})}}=1218\,м/с$$

Проверка условия возникающего гидравлического удара (прямой, непрямой):

$\frac{2\cdot L}{\alpha}=\frac{2\cdot 140800}{1218}$=231сек

По исходным данным τ_s - 204 сек

при $\tau_s<\frac{2\cdot L}{\alpha}$ - гидравлический удар прямой

Сила (давление) гидравлического удара при прямом гидравлическом ударе:

$\Delta P_{уд}=\alpha\cdot\rho\cdot\omega=1218\cdot 839,7\cdot 0,97=987589,4Па=0,988МПа(изб)$

Рабочее давление на выходе с УПНГ при производительности на 2029 г 1867,1 тыс.т/год, составляет 8,514 МПа(изб).

Суммарное давление в начале трубопровода с учетом гидравлического удара при закрытии электроприводной задвижки на камере приема СОД ZV-002 перед УПН в течении 204 секунд, составит 8,514+0988=9,502 МПа(изб), что не превышает максимально допустимое расчетное давление трубопровода, которое составляет 10,0МПа(изб), и не превышает давление испытания трубопровода, которое составляет 11,1 МПа в соответствии с таблицей 21 ГОСТ Р 55990-2014 (п.3, испытание в 1 этап) и согласно ТТР-01.02.04-13 п.4.3.20.

Рекомендуемое время закрытия ZV-002 не менее 204 сек.

1.13 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Выбор диаметра проектируемого нефтепровода 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 промыслового нефтепровода по кратчайшему расстоянию;

– теплоизоляция надземных трубопроводов для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводов, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов;

1.14 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции 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».

1.15 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.

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 продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

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

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

Производство огневых работ 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 нефтепровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Индивидуальные средства защиты персонала. Для защиты персонала от опасных факторов необходимо применять средства индивидуальной защиты, выдаваемые обслуживающему персоналу, которые должны отвечать требованиям ТУ или ГОСТ. Следить за исправным состоянием и своевременной проверкой средств индивидуальной защиты эксплуатационного и обслуживающего персонала, а также комплекта аналогичных средств в аварийных шкафах

Защита человека осуществляется спецодеждой, спецобувью, рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками, изолирующими подставками, резиновыми ковриками и дорожками, щитками, диэлектрическими перчатками, галошами и ботами, предохранительными поясами.

Спецодежда и индивидуальные средства защиты обслуживающему персоналу выдаются согласно нормам, принятым в ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Защита органов дыхания обеспечивается применением фильтрующих, изолирующих и шланговых противогазов.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

− фильтрующие, применяются при содержании кислорода в воздухе более 20% объемных, для эксплуатационного персонала применяются противогазы с коробками марки «ИЗОД», «ДОТ-460». Срок действия фильтрующей коробки в соответствии с ее паспортными данными;

− маска-самоспасатель.

Применение изолирующих противогазов необходимо в тех случаях, когда фильтрующие использовать нецелесообразно, то есть очистки и фильтрации зараженного воздуха недостаточно для обеспечения его пригодности для дыхания. Изолирующие противогазы используются вне зависимости от состава и концентрации вредных примесей так как они полностью изолируют органы дыхания от загрязненной среды.

Для защиты органов дыхания при работе внутри емкостей, в канализационных колодцах при содержании кислорода в воздухе менее 20% и при наличии больших концентраций вредных газов (более 0,5% об.) должны применяться шланговые ПШ-1, ПШ-2 или изолирующие противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается.

Шланговые противогазы являются изолирующими, но применяются только в местах с малой площадью загрязнения, например, колодцах, цистернах или любых замкнутых пространствах. Использование такого рода противогазов предполагает наличие источника чистого воздуха не дальше 40 метров – аппараты оснащены шлангами для передачи воздуха, длина которых может быть 10, 20 и 40 метров. Существуют и комбинированные варианты шланговых дыхательных аппаратов, в которых основная подача воздуха осуществляется по шлангу, а на случай непредвиденных аварий противогаз оснащается запасным автономным баллоном с воздухом.

Коллективные средства защиты работающих.

Для снижения опасности производства на объектах системы сбора и транспорта предусматривается:

– автоматическое отключение двигателей ЭЦН при отклонениях давления в выкидных трубопроводах;

– применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;

– применение в системе сбора запорной арматуры класса герметичности А;

– сбор дренажа от оборудования и трубопроводов в дренажные емкости;

– контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков ДВК в блоках и на площадках;

– молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;

– применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях.

Контроль состояния воздушной среды на объекте проектирования осуществляется стационарными датчиками загазованности и переносными газоанализаторами. Планы расстановки датчиков загазованности на открытых площадках приведены в Томе 3.2. Датчики устанавливаются на высоте 0,5-1,0 м от нулевой отметки. Радиус обслуживания одного датчика не превышает 10 м.

При проведении газоопасных работ на открытых технологических площадках применяются переносные газоанализаторы.

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».

1.16 Полевой КИП

1.16.1 Объекты контроля

Объектом, предусматривающим оснащение местными приборами, является напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3.

Ниже приведен перечень технологического оборудования и установок, подлежащих оснащению местными приборами в рамках данного проекта:

- - Узел запорной арматуры УЗА-001.1;
- Узел запорной арматуры УЗА-001;
- Узел запорной арматуры УЗА-002;
- Узел запорной арматуры УЗА-003;
- Узел запорной арматуры УЗА-004;
- Узел запорной арматуры УЗА-005;
- Узел запорной арматуры УЗА-006;
- Узел запорной арматуры УЗА-007;
- Узел запорной арматуры УЗА-008;
- Узел запорной арматуры УЗА-009.

1.16.2 Объёмы контроля

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.02.00-ГЧ-001, Том 3.2.2.

Проектом предусматривается следующий объём контроля:

– местный контроль давления на узлах запорной арматуры до и после ЗРА (УЗА).

1.16.3 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

В проекте использованы контрольно-измерительные приборы, серийно изготавливаемые промышленностью. Выбор приборов контроля и управления произведен с учетом технологического процесса, свойств контролируемой среды.

Предусмотрены местные показывающие манометры, оборудованные разделителями сред и/или трехходовыми вентильными сборками.

Степень защиты приборов, размещаемых на открытых площадках, предусматривается не ниже IP65.

Все приборы, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды.

Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

1.16.4 Решения по метрологическому обеспечению

1.16.4.1 Общие требования

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Перечень измерений, относящихся к сферам государственного регулирования обеспечения единства измерений указанных в Федеральном законе № 102-ФЗ с указанием обязательных метрологических требований к измерениям, в том числе показателей точности измерений, устанавливается Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

1.16.4.2 Требования к средствам измерений, их поверке/калибровке и техническому обслуживанию

Все применяемые средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с описанием типа к ним.

Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие сведения о поверке, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверка средств измерений проводится в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными методиками поверки.

Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки, причем остаточный срок действия свидетельств о

поверке СИ должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ (ПНР).

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений, в добровольном порядке могут подвергаться поверке или калибровке.

Все СИ должны иметь заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.

Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Все СИ должны иметь разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

– сертификат (свидетельство) об утверждении типа СИ с описанием типа;

– сертификат соответствия (декларация) ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (для СИ, применяемых во взрывоопасных зонах);

– сведения о результатах поверки СИ, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и свидетельство о поверке СИ, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки с остаточным сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки ПНР;

– методика поверки;

– заводской паспорт, руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке и техническому обслуживанию на русском языке.

При необходимости, в комплект поставки СИ должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование и программное обеспечение для конфигурации и настройки.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования. Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

Манометры должны быть выбраны с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Все СИ должны соответствовать климатическим условиям эксплуатации оборудования с учетом абсолютного минимума и максимума температур.

Во время эксплуатации СИ должна поддерживаться температура не ниже минимально допустимой рабочей. СИ должны обеспечивать работоспособность в указанном температурной диапазоне, либо должны быть обеспечены термочехлами/термошкафами с электрообогревом.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ. Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

1.16.4.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти.

Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом локальных нормативных документов, отраслевых методических и руководящих документов, локальных нормативных документов Заказчика.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации должны быть учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Рекомендуемые значения погрешностей СИ приведены ниже.

Манометры:

– класс точности должен быть не более 1,5 для технического использования, не более 0,6 для сферы государственного регулирования;

– рабочий диапазон измерения манометра должен быть в пределах 2/3 шкалы.

При выборе средств измерений необходимо руководствоваться требованиями документов ОСК-15.05.01.01 «Методический документ. Концепция промышленной автоматизации БРД. Группа компаний ГПН», М-15.05.02.01.01-01 «Методический документ. Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД». Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

Типы применяемых СИ должны быть выбраны в соответствии с КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД» ПАО «Газпром нефть» и быть согласованы с Заказчиком и АО «Гипровостокнефть».

1.17 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

Нефтепровод 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), скальных, полускальных гравийно-галечниковых, щебенистых 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.

Использование ММГ в качестве основания для трубопровода принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокрилогических условий (см. ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-РР-001).

На основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокриологических условий предусматривается подземная прокладка трубопровода на глубине не менее 0,8 метра до верхней образующей трубы в заводском покрытии. Эксплуатация данного трубопровода проводится с использованием ММГ в качестве основания по II принципу согласно СП 25.133330.2020. При этом многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаивающем состоянии с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала строительства или с допущением их оттаивания в процессе эксплуатации. Строительство производить в зимнее время.

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 использовании грунтов по II принципу и при выполнении вышеперечисленных рекомендаций предполагаемая техногенная нагрузка от строительства данного объекта не повлечет за собой формирование новых форм рельефа и глобального преобразование условий залегания, состава и свойств грунтов, в процессе строительства может претерпеть незначительные изменения лишь техногенный рельеф.

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

На участках распространения просадочных при оттаивании ММГ значительной мощности, для сохранения устойчивости основания требуется применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной не менее 50 мм с защитной металлической оболочкой с антикоррозионным изоляционным покрытием.

На следующих участках трассы требуется монтаж наклонных термостабилизаторов с длиной подземной части 6,0 м для охлаждения высокотемпературных ММГ и исключения недопустимых осадок основания:

– ПК579+24-ПК579+90 – установка термостабилизаторов с двух сторон от трубопровода с шагом 6,0 м в количестве 24 штуки;

– ПК878+60-ПК881+60 – установка термостабилизаторов с двух сторон от трубопровода с шагом 10,0 м.

Дополнительными мероприятиями будет являться замена торфа, текучих при оттаивании грунтов в основании трубопровода на следующих участках трассы:

– ПК240+20-ПК249+80 – замена ИГЭ 350-2м в основании трубопровода на глубину до 3,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК358+20-ПК359+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 4,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК573+80-ПК574+60 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 3,0 м от уровня земли;

– ПК614+80-ПК619+40 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 2,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 330-2м) от уровня земли;

– ПК710+40-ПК712+80 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,5 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК771+60-ПК780+40 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 2,2 м (в зависимости от толщи ИГЭ 330-2м) от уровня земли;

– ПК845+00-ПК852+20 – замена торфа, ИГЭ 330-2м, ИГЭ 350-2м на глубину до 2,0 м от уровня земли;

– ПК864+20-ПК867+20 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК878+40-ПК881+80 – замена торфа и ИГЭ 350-2м на глубину до 2,7 м от уровня земли;

– ПК907+20-ПК909+20 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1005+30-ПК1010+80 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,5 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1056+40-ПК1058+80 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1070+80-ПК1072+85 – замена торфа и ИГЭ 350-2м на глубину до 3,7 м (в зависимости от толщи торфа и ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1073+60-ПК1075+20 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1091+00-ПК1092+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,9 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– ПК1163+20-ПК1167+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли.

На участке ПК586+20-ПК588+80 в виду высокой глубины залегания грунтов теряющих при оттаивании несущую способность (мерзлый торф ИГЭ 14-1м до глубины 4,8 м) предусмотрено опирание трубопровода на подземные свайные опоры с шагом 10 м с передачей нагрузки на нижележащие скальные породы на глубине 6…8 метров. Данное мероприятия исключает необходимость теплоизоляции трубопровода и замены грунта.

Опоры трубопроводов на площадках перед опуском под землю после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа, в качестве компенсации нерасчетных осадок грунта при уплотнении после строительства.

Нефтепровод проложен ниже глубины промерзания. Производится его выемка при разработке траншеи.

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

При строительстве переходов через водные преграды предусматриваются технические решения по укреплению берегов от размыва и предотвращению эрозии грунта в границах подводного перехода вследствие русловых процессов и техногенного воздействия на берега при строительстве.

Для крепления береговых откосов предусматриваются мероприятия в соответствии с СП 425.1325800.2018. На участках применяются георешетки укладываемые на нетканый геотекстильный материал, с заполнением щебнем фракции 20-40 мм.

Фракция щебня, толщина слоя заполнения, параметры георешетки выбраны в соответствии с п. 8.3 СП 425.1325800.2018 с учетом скорости движения воды.

В целях обеспечения устойчивости положения подземного трубопровода, сохранности его от повреждений, для участков, прокладываемых в русловой и пойменной части рек, предусмотрена балластировка. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в п.2.7 тома 3.1.

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

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

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

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

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

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

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» 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 (pH), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S, CO_2, O_2). Коррозионная агрессивность нефти и стабильного конденсата от ДНС Тас-Юряхского месторождения согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

– за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

– для трубопроводов DN300 трубы из стали группы 4 класса прочности К56 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;

– для трубопроводов обвязки узлов запорной арматуры DN80÷DN300 трубы из стали группы 4 класса прочности К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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

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

– номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;

– номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;

– марка или тип стали;

– химический состав;

– результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);

– сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

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

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ТТТ 01.02.04-01, ТТР-01.02.04-13 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 59 Дж/см^2 при температуре минус 60°С для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см^2 при температуре минус 20 °С (подземная прокладка) и минус 60 °С (для надземных трубопроводов) 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 или К56 соответственно, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

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

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

Для трубопроводов с давлением выше 6,3 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

2.4.3 Крепежные детали

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

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с

гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 24,5 Дж/см^2. 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 промысловых трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H_2S	CO_2
300	Н	Подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения	10,0	-4,918…+10,69	–	–
	С					
80	С	Обвязка узлов запорной арматуры	10,0	-4,918…+10,69	–	–
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 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	К52	372	510
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	К56	392	549

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 γ_{fp} = 1,15 – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);

P – рабочее давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетные сопротивления по прочности и текучести определяются по формулам (12.1), (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

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

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

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P, МПа	γ_d,	Класс прочности	R_y, МПа	R_u, МПа	Толщина стенки, мм			
D, мм	Категория						t_y	t_u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
89	С	10,0	0,767	К52	225,55	254,01	2,27	2,01	4,27	6
325	Н	10,0	0,921	К56	285,40	328,33	6,55	5,69	8,55	10
325	С	10,0	0,767	К56	237,68	273,43	7,86	6,83	9,86	10

2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки должна быть не менее расчетной согласно ГОСТ Р 55990-2014 (согласно п.3.55 толщина стенки учитывает в себе допуск на утонение).

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

$$W = \frac{t_{nom} - t_{\text{отб}}}{V_{\text{кор}}};$$

где t_{nom}– номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

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

$V_{\text{кор}}$– расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W, лет
89	6	10,0	372	510	0,1	3,00	30
325	10	10,0	392	549	0,1	6,55	34
325	10	10,0	392	549	0,1	7,86	21

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

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

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

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

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

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

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

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

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

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

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

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

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

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

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

α – коэффициент линейного температурного расширения, °C^{-1};

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

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

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо-провод	Р, МПа	σ_y, МПа	ΔT, °С	R, м	σ_h, МПа	$\sigma_l{}^+$, МПа	$\sigma_l{}^-$, МПа	σ_{eq}, МПа	$f\sigma_y$
325×10	10,0	392	40,69	300	186,9	67,0	-155,1	296,6	352,8

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

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

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

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости

Трубопровод	D, мм	w, кг/м	Н, м	Р, МПа	ΔT, °С	ρ_0, м	γ, кг/м^3	S МН	N_{cr}, МН	$k_{u,b,}$	Условие устойчивости
325×10	525	160,0	1,0	10,0	40,69	600	1700	1,326	2,677	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
325×10	325	150,7	1,0	10,0	40,69	600	1700	1,326	1,912	1,1	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 DN300 – 600 метров углов выпуклостью вверх, 300 метров для остальных углов.

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

2.5.5 Расчёт прилегания

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

Расчёт радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи на вогнутом 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, м^4;

α_k – угол поворота трубопровода, радиан.;

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

Результаты расчёта радиуса поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи указаны в таблице 2.6.

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

Наружный диаметр, мм	$\delta_{ном}$, мм	I, м^4	q_{mp}, Н/м	α_k, рад.	$\rho_{вог}$, м	$\rho_{вып}$, м
325	10	1,229×10^{-4}	762,1	0,017	1015,3	955,5
				0,052	488,1	459,3
				0,105	307,5	289,4

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

2.5.6 Выборка типоразмеров труб

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

Таблица 2.8 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	*DN*, мм	*P*, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Подземный напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения	300	10,0	-4,918…+10,69	Н	325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
				С		
Обвязка узлов запорной арматуры	80	10,0	-4,918…+10,69	С	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)
	300				325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К56, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)

2.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах трубопроводов под дорогами, представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
300	720×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

На нефтепроводах 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:

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

где
- n_{bal} =0,9 для железобетонных пригрузов.

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

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 γ_{bal} = 2300 кг/м^3.

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

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

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

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

I – момент инерции сечения трубопровода, см^4;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

При проектировании радиус упругого изгиба составляет для DN300 – 600 м; для футляров DN700 – 1000DN (700 м).

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).

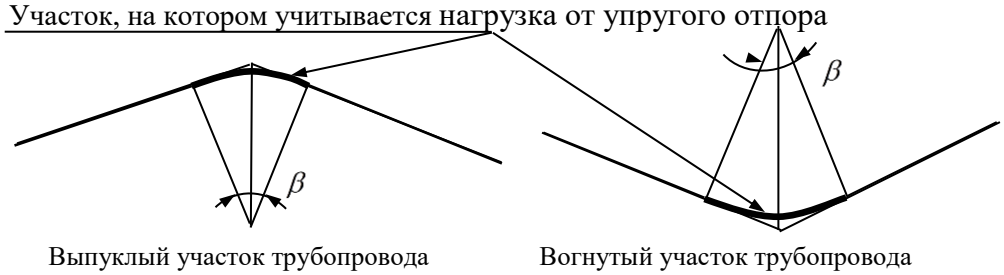


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка нефтепровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и грунтовых утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м^3	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
УБО-530 ТУ 102-300-81	Бетон	1,0	-	-	834
УБО-720 ТУ 102-300-81	Бетон	1,5	-	-	3378
2-УТК325-12 ТУ 102-300-81	Бетон	1,2		0,4	560
2-УТК720-24 ТУ 102-300-81	Бетон	2,4		0,8	2760

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

$$L = \frac{Q^H}{q^n_{bal}},$$

где Q^H – вес груза на воздухе, Н.

Рассчитанные шаги L приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Угол, град	Тип пригруза	L, м		
			вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
Заболоченные области, пойменные, обводненные и заливаемые участки, текучие при оттаивании ММГ					
720×10 (футляр)	–	УБО-720 ТУ 102-300-81	–	–	6,3
		2-УТК720-24 ТУ 102-300-81	–	–	4,9
325×10	2	УБО-530 ТУ 102-300-81	8,4	18,2	29,8
		2-УТК325-12 ТУ 102-300-81	5,2	10,3	15,4

Указанные шаги расстановки пригрузов будут уточнены после получения инженерных изысканий и разработки профиля трассы нефтепровода.

2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

– ручной электродуговой штучными электродами;

– ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);

– автоматической под флюсом;

– автоматической и механизированной в защитных газах;

– автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;

– автоматической дугоконтактной.

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

– для сварки труб из стали 10Г2, 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

– для сварки труб класса прочности К52 из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018;

– для сварки труб класса прочности К56 – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75, марки УОНИ13/55 или аналогичные по ГОСТ 9466-75 для сварки корневого шва и подварки изнутри трубы и электроды типа Э60 по ГОСТ 9467-75, марки ВСФ-65У или аналогичные по ГОСТ 9466-75 для сварки и ремонта заполняющих и облицовочных слоев шва.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

– ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см^2 на образцах KCV или не менее 30 Дж/см^2 на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см^2 на образцах KCV или не менее 50 Дж/см^2 на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV_{10} 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

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

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

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

Нанесение антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей трубопроводов выполняется в условиях кустовой площадки после окончания сварочных работ перед монтажом теплоизоляции. Нанесение антикоррозионного покрытия трубопроводной арматуры, емкостного оборудования, трубопроводных элементов блочной поставки выполняется на Заводе-Изготовителе.

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

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

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

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

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

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

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

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

- Грунтовочный слой: грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- Промежуточный слой: лента полимерно-битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);

– Покрывной слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

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

Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований таблицы 17 ТТТ-01.02.04-01 и п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода методом катодной поляризации п.6.2.10 ГОСТ Р 51164-98.

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 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

Настоящий раздел объекта по обустройству Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3». 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, в разрезе

выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017– неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица Х.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

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

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

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

3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

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



1. Начало участка 3 находится в 60,2 км к северо–западу от с. Дорожный, в 100.6 км к юго–западу от г. Мирный, в 134,9 км к северо–западу от г. Ленск.
2. Чертеж представлен в масштабе 1:100 000

						ТЮ–ННП.УЗ–П–ТКР.01.00–ГЧ–001		
						Напорный нефтепровод Тас–Юряхского месторождения. Участок 3		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Вишневский			26.06.2025		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лопатин			26.06.2025		П		1
Гл.спец.		Дрынкина			26.06.2025				
Рук.направл.		Ерофеева			26.06.2025	Обзорная схема напорного нефтепровода. Участок 3	ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.		Поликашина			26.06.2025				
ГИП		Володина			26.06.2025				

Формат А1 Файл ТЮ–ННП.УЗ–П–ТКР.01.00–ГЧ–001_0.dwg

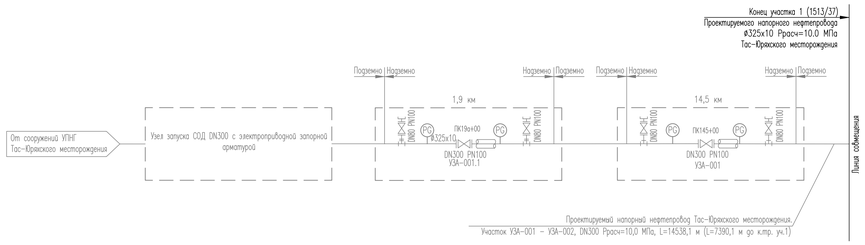
Согласовано

Согласовано

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Обозначение	Наименование
	Быстроразъемное соединение
	Задвижка клиновая фланцевая с ручным управлением
	Направление потока (нефть)
PG	Манометр
	Тройник
	Трубопровод в теплоизоляции

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НАЗНАЧЕНИЯ ЛИНИЙ

Обозначение	Наименование
Н	Нефть

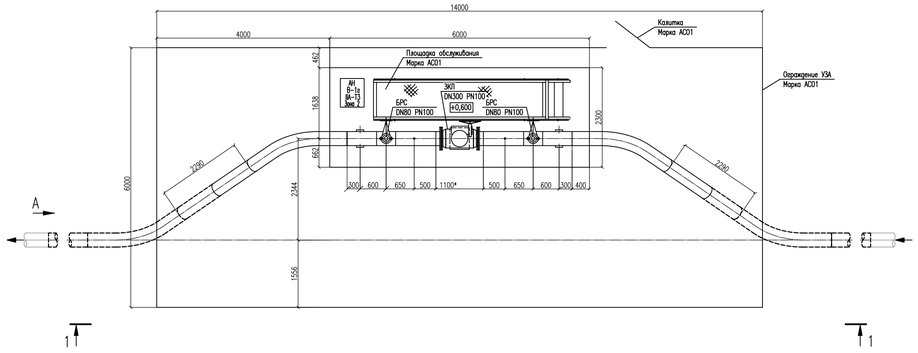
						ТЮ–ННП.УЗ–П–ТКР.01.00–ГЧ–002	
						Напорный нефтепровод Тас–Юряхского месторождения. Участок 3	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Вишневский			26.09.25	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лопатин			26.09.25	П		1
Гл.спец.		Дранкина			26.09.25			
Рук.направ.		Ерофеева			26.09.25	Схема принципиальная технологическая напорного нефтепровода		
Н.контр.		Позикашина			26.09.25		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
ГИП		Возодина			26.09.25			

Согласовано | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

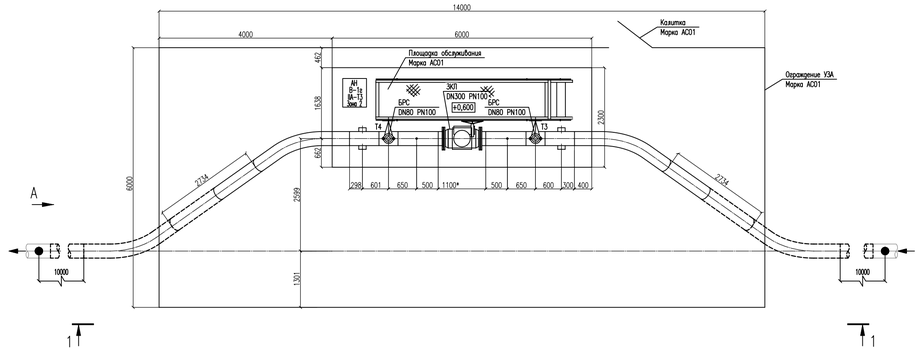
Формат А0 Файл ТЮ–ННП.УЗ–П–ТКР.01.00–ГЧ–002_0.dwg

0 1 2 3 4 МЕТРЫ
1:50

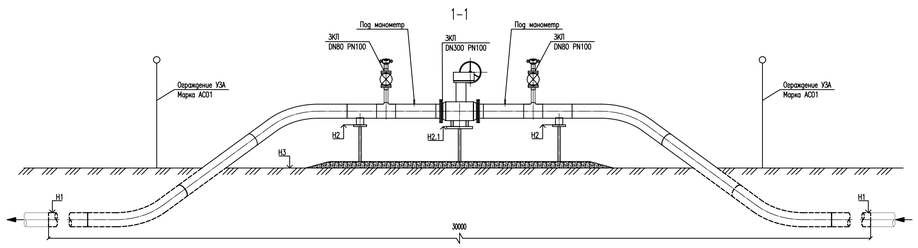
УЗА-002, УЗА-006, УЗА-007



УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005, УЗА-008



1-1



2-2

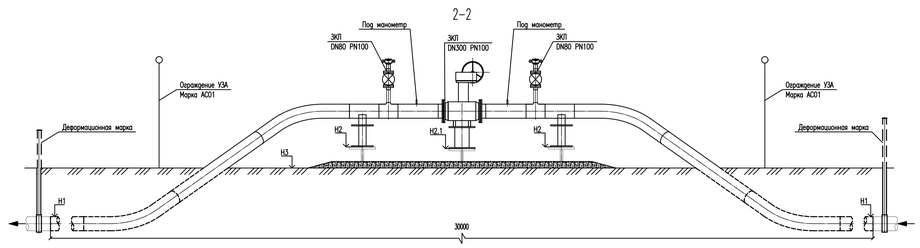


Таблица применимости для площадок УЗА с нерегулируемыми опорами

ПК установки арматуры	Номер УЗА	Абсолютная отметка верха трубы, Н1	Абсолютная отметка верха строит. конструкции, Н2	Абсолютная отметка верха строит. конструкции, Н2.1	Абсолютная отметка земли, Н3	ПК примыкающего участка
290+00	УЗА-002	345,388	347,419	347,378	346,420	ПК289+85 – ПК290+15
870+00	УЗА-006	426,815	426,620	426,579	425,621	ПК869+85 – ПК870+15
1010+50	УЗА-007	463,944	466,032	465,991	465,033	ПК720+35 – ПК720+65

Таблица применимости для площадок УЗА с регулируемыми опорами

ПК установки арматуры	Номер УЗА	Абсолютная отметка верха трубы, Н1	Абсолютная отметка верха строит. конструкции, Н2	Абсолютная отметка верха строит. конструкции, Н2.1	Абсолютная отметка земли, Н3	ПК примыкающего участка
430+50	УЗА-003	362,580	364,194	346,153	363,705	ПК430+35 – ПК430+65
574+20	УЗА-004	390,160	392,244	392,203	391,755	ПК574+05 – ПК574+35
720+50	УЗА-005	365,557	366,896	366,855	366,407	ПК720+35 – ПК720+65
1160+00	УЗА-008	440,972	442,813	442,772	442,324	ПК1159+85 – ПК1160+15

1. Опоры под трубопроводы и под задвижку на УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005, УЗА-008 регулируемые по высоте. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок (ДМ). Деформационные марки расположить на расстоянии 10 метров от нижней точки поперечного отбора.
2. На разрезе 1-1 площадка обслуживания и лестница условно не показаны.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Разраб.		Вишневский			26.09.25
Проверил		Лопатин			26.09.25
Н.контр.		Дроженко			26.09.25
Рук.направл.		Ерофеева			26.09.25
Н.контр.		Поликашина			26.09.25
ГИП		Волошина			26.09.25

ТЮ-ННПУЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003

Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3

Стадия	Лист	Листов
П		1

Узлы запорной арматуры (УЗА-002, УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005, УЗА-006, УЗА-007, УЗА-008). Планы. Разрез 1-1, 2-2.

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Формат А0 Файл ТЮ-ННПУЗ-П-ТКР.01.00-ГЧ-003_0.dwg

Согласовано
Взам. инв. N
Подп. и дата
Инв. N подл.

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 Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия.

10 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

11 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.

12 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.

13 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.

14 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.

15 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.

16 ГОСТ 23208-2022 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.

17 ГОСТ 30732-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия.

18 ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

19 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

20 ГОСТ 4640-2011 Вата минеральная. Технические условия.

21 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

22 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.

23 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

24 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.

25 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

26 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

27 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.

28 ГОСТ 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования.

29 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

30 Правила устройства электроустановок. Издание 7.

31 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.

32 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

33 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.

34 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

35 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.

36 СП 45.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87) Земляные сооружения, основания и фундаменты.

37 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

38 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

39 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

40 СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ.

41 ТТР-01.02.04.01-01 «Проектирование и строительство напорных нефтепроводов» (ПАО «Газпром нефть»).

42 ТТТ 01.02.04-01 «Типовые технические требования на трубную продукцию, в том числе с внутренней и внешней изоляцией» (ПАО «Газпром нефть»).

43 ТТР-01.02.04-09 «Типовые технические решения по применению камер запуска и приема СОД на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

44 ТТР-01.02-03 «Типовые технические решения по применению запорной и регулирующей арматуры на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

45 ТТР-01.07.03-05 «Типовые технические решения на применение опор на трубопроводах» (ПАО «Газпром нефть»).

46 ТТТ-01.07.03-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Опоры трубопроводов» (ПАО «Газпром нефть»).

47 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».

48 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ от 15 декабря 2020 года N 534.

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

50 Требования Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов».

51 ПБ 03-584-03 «Правила проектирования, изготовления и приёмки сосудов и аппаратов стальных сварных», утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 №81.

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», введён в действие 01.01.1977 г.

Приложение Б

Ведомость оборудования, изделий и материалов. Сбор и транспорт нефти и газа

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго-тови-тель	Ед. изм.	Коли-чество
Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 2				
1. Напорный нефтепровод DN300 $P_{расч.}$ = 10,0 МПа			м	95589,3
Узлы запорной арматуры УЗА-002, УЗА-003, УЗА-004, УЗА-005, УЗА-006, УЗА-007, УЗА-008				
9. Задвижка клиновая, DN300, PN100, с ручным управлением			компл	7
10. Задвижка клиновая, DN80, PN100, с ручным управлением			компл	14

Приложение В

Письмо ООО "Газпромнефть-Заполярье" №11/1/009992 от 30.08.2024 о направлении информации по разделению объекта

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

Юридический адрес:
Россия, 629305, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 30 «А»,
помещ. 10, кабинет 207
ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448,
Адрес для корреспонденции:
Россия, 625048, Тюмень, ул.50 лет Октября, д. 8 «Б», кабинет 2001
Тел.: +7 (3452) 53-90-27
e-mail: GPN-Zapolarie@yamal.gazprom-neft.ru
www.gazprom-neft.ru

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

30.08.2024 № 11/1/009992

На № _____ от _____

О направлении информации

Уважаемый Николай Павлович!

В связи с разделением объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» на три отдельных проекта, при проектировании участков необходимо учесть следующее:

1. Разместить на входе/выходе нефтепровода охранные отключающие арматуры на расстоянии менее 300 м от границы территории площадки ДНС, КС, УПН и разработать обосновывающий отчет в части отступления от требований п. 9.2.1 (б) ГОСТ Р 55990-2014;
2. Ввод в эксплуатацию планируется одновременно по всем участкам со строительством в разные периоды.

С уважением,

Начальник управления по ПИР и взаимодействию с надзорными органами **Е.О. Гельман**

Приложение Г

Технические условия

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolarie@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728728448, КПП 890401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

28.03.2025 № 11/1/004465
На № от

Об учете в РД футляров

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» в связи с плановой перспективой реализации зимних автомобильных дорог (зимников) на Тас-Юряхском НГКМ, которые будут пересекать напорный нефтепровод, прошу учесть в рабочей документации футляры длиной 21 метр в местах пересечений на ПК 1012+00 и ПК 1318+00.

С уважением,

Начальник управления по ПИР и взаимодействию с надзорными органами **Е.О. Гельман**

Богер А.М.
+7 (3452) 53-90-27 (78586)
Boger.AM@gazprom-neft.ru

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ»

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

ул.Григория Кукуевицкого, 1, корпус 1, г.Сургут,
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,
Тюменская область, Российская Федерация, 628415

Тел.: (3462) 42-61-33, 42-60-28
Факс: (3462) 42-64-94, 42-64-95

«21» апреля 2025 г. № 01-02-02-952

RX = 33264479

Начальнику управления по ПИР и
взаимодействию с надзорными органами
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
Е.О.Гельману

О направлении технических условий

На №11/1/005780 от 24.04.2025 направляю Вам технические условия на пересечение трассы перевозки бурового оборудования к поисково-оценочной скважине №353-4П Хоронохского участка недр ПАО «Сургутнефтегаз» с объектом «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Приложение: на 2 л. в 1 экз.

Начальник производственного
отдела по подготовке нефти С.И.Дейнега

Рахимов Ильсур Ринатович
43-72-09

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель начальника
управления технологического
транспорта, спецтехники и
автомобильных дорог
ПАО «Сургутнефтегаз»-
главный инженер
А.Н.Марков
«15» 05 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на пересечение трассы перевозки бурового оборудования объектом «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» в границах Хоронохского участка недр ПАО «Сургутнефтегаз»

1. Пересечение проектируемого объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения» (далее - Нефтепровод) с трассой перевозки бурового оборудования ПАО «Сургутнефтегаз» к поисково-оценочной скважине 353-4П (далее - Трасса) выполнить согласно СП 284.1325800.2016 открытым способом в защитном футляре, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше номинального диаметра трубопровода не менее, чем на 200 мм.
2. Угол пересечения Нефтепровода с Трассой должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60°.
3. Ширину вскрытия полос Трассы при разработке траншеи следует принять на 25-30 см больше ширины траншеи по верху с каждой стороны с учетом креплений.
4. Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 2 м от подошвы насыпи.
5. Кабель связи Нефтепровода на участке его перехода через Трассу должен прокладываться в отдельной трубе или совместно с трубопроводом в защитном футляре.
6. Заглубление Нефтепровода, прокладываемого под Трассой принять не менее 1,4 м от верха Трассы до верхней образующей защитного футляра.
7. Конструкция защитного футляра должна быть запроектирована таким образом, чтобы исключить попадание продукта на полотно дороги и минимизировать площадь растекания транспортируемого продукта в окружающей среде.
8. Защитный футляр, уложенный на дно траншеи, следует засыпать в пределах насыпи Трасс грунтом с послойным уплотнением. За пределами земляной насыпи грунт под футляром должен быть уплотнен до величины не менее 0,9 естественной плотности грунта. Степень уплотнения грунта рабочего слоя автодороги должна соответствовать требованиям СП 34.13330.
9. При прокладке защитного футляра в мерзлых грунтах открытым способом должна быть выполнена подсыпка и обсыпка футляра талым минеральным грунтом с уплотнением его в основании траншеи во избежание просадки, а также в пазухах во избежание овализации при окончательной засыпке. Работы должны производиться при отрицательных температурах.
10. На пересечении Нефтепровода с Трассой предусмотреть установку опознавательных знаков.
11. До начала работ проектную (рабочую) документацию согласовать с ПАО «Сургутнефтегаз».
12. При необходимости производства работ в границах земельных

участков, предоставленных ПАО «Сургутнефтегаз», до начала выполнения работ, оформить земельно-правовые отношения с ПАО «Сургутнефтегаз».

13. По всем вопросам обращаться в Управление поисково-разведочных работ ПАО «Сургутнефтегаз» по адресу: 628404, Россия, Тюменская обл., г.Сургут, ул.Энтузиастов, 38/1, тел.: (3462) 41-50-00, факс: (3462) 42-30-11.

14. Контактные телефоны Управление поисково-разведочных работ ПАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха (Якутия): Пересыпкин Юрий Анатольевич, тел: (4047)51219.

15. Срок действия технических условий - 2 года от даты подписания.

Ведущий инженер
управления
технологического
транспорта, спецтехники и
автомобильных дорог
ПАО «Сургутнефтегаз» Р.И.Сулейманов

Согласовано

Заместитель начальника управления
поисково-разведочных работ
ПАО «Сургутнефтегаз» по
подготовительным работам П.В.Моров

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»
(ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»)

Почтовый/Юридический адрес: ул. Первомайская, д. 32а, г. Ленск, Ленский улус, Республика Саха (Якутия), 678144
Телефон: 8(3952) 648-620; (41137) 4-62-88, факс: 8(41137) 4-62-96
e-mail: office@tyngd.rosneft.ru
ОКПО 52501651, ОГРН 1021400967532, ИНН/КПП 1433015633/ 141401001

от 10.04.2025 № И-2025-04974
11/004777 04.04.2025 г.
на № _____ от _____

Руководителю проекта «Трубопроводный транспорт Тас-Юряхского НГКМ»
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
А.И. Гою
GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

О согласовании прокладки ВОЛС

Уважаемый Андрей Игоревич!

В ответ на письмо исх. № 11/004777 от 04.04.2025 сообщаем Вам, что в случае прокладки ВОЛС совместно с трубопроводом в одном футляре и соблюдением требований технических условий (письмо исх. №И-2025-03413 от 10.03.2025) выдача дополнительных требований к прокладке ВОЛС не требуется.

Первый заместитель генерального директора
по производству – главный инженер А.Н. Демочкин

Исп. Блинов Александр Николаевич
8 (3952) 648-620, доб. 3772
AN_Blinov@tyngd.rosneft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 8FC5233166602701DFDB435533C8B 79F8AE3727
Владелец: Демочкин Артем Николаевич
Действителен: с 20.06.2023 по 20.06.2025

Газпромнефть-Заполярье, ООО Вх. № 004864 от 10.04.2025

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»
(ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»)

Почтовый/Юридический адрес: ул. Первомайская, д. 32а, г. Ленск, Ленский улус, Республика Саха (Якутия), 678144
Телефон: 8(3952) 649-620; (41137) 4-62-88, факс: 8(41137) 4-62-96
e-mail: office@tyngd.rosneft.ru
ОКПО 52501651, ОГРН 1021400967532, ИНН/КПП 1433015633/ 141401001

от 10.03.2025 № И-2025-03413

на № 11/1/002200 от 14.02.2025

Начальнику управления по ПИР и взаимодействию с надзорными органами
Е.О. Гельману
GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ИНН 7728720448

О подготовке ТУ

Уважаемый Евгений Олегович!

В ответ на Ваше письмо от 14.02.2025 № 11/1/002200 о запросе технических условий на пересечение проектируемой трассы объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» с коммуникациями, направляем запрашиваемые технические условия.

Приложение: 1. Письмо ООО «Газпромнефть – Заполярье» от 14.02.2025 № 11/1/002200 в формате *.pdf;
2. Технические условия от 07.03.2025 на пересечение проектируемого «напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» с действующей автодорогой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в формате *.pdf;
3. Технические условия от 06.03.2025 № 172 на пересечение проектируемого объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» с действующим магистральным нефтепроводом «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» Ду 273, нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» Ду 530 ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в формате *.pdf;
4. Технические условия от 06.03.2025 № 71 на пересечение подземной кабельной линии связи в районе 23,8км. Магистрального нефтепровода 530мм ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» с проектируемым напорным нефтепроводом по объекту «Напорный нефтепровод Тас-

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

2

Юряхского месторождения. Участок 3» в формате *.pdf.

И. о. заместителя генерального директора
по перспективному планированию и
развитию производства А. В. Бубновский

Исп. Кузнецов Вячеслав Александрович
☎ +7 (3952) 648-620 (доб. 3614)
VA_Kuznetsov21@tyngd.rosneft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 3869EFF5A31A003BEDE724191D51
6722DA684D
Владелец: Бубновский Алек Викторович
Действителен: с 17.06.2024 по 17.06.2026

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746823740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

Врио генерального директора
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

Манаенкову С.С.

14.02.2025 № 11/1/002200
На № от

О запросе ТУ на пересечения

Уважаемый Сергей Сергеевич!

В рамках выполнения проектно-изыскательских работ по объекту «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» просим Вас выдать технические условия на пересечение проектируемой трассы напорного нефтепровода с коммуникациями, находящимися в ведении Вашей организации с указанием характеристик, для учета при проектировании и строительстве.

Коммуникации, пересекаемые проектируемой трассой напорного нефтепровода:

- Нефтепровод, действующий, диаметр 273 мм (ПК 579+41,10);
- Автодорога Среднеботуобинское НГКМ – ПСП «Ленск», щебень (ПК 579+52,48);
- Нефтепровод, действующий, диаметр 530 мм (ПК 579+59,42);
- ВОЛС, действующая (ПК 579+64,32).

Приложения:

1. Ситуационный план в формате pdf;
2. Обзорные схемы в формате pdf;
3. Ведомости пересечений в формате pdf.

С уважением,

Начальник управления по ПИР и взаимодействию с надзорными органами **Е.О. Гельман**

Богер А.М.
+7 (3452) 53-90-27 (78586)
Boger.AM@gazprom-neft.ru

ООО «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»
№ В-2025-03013 от 17.02.2025 Г.

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ ЗАПОЛЯРЬЕ»

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
по капитальному строительству
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

_____ М.А. Белянский
«07» марта 2025г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №

на пересечение проектируемого «напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» с действующей автодорогой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

Запрос ООО «Газпромнефть-Заполярье»
№ 11/1/002200 от 14.02.2025

1. Пересечение проектируемого нефтепровода «Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» с действующей автодорогой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» выполнить на км 24 (уточнить по результатам изысканий) вдольтрассового проезда (далее по тексту ВТП).
2. Переход нефтепровода через существующую автодорогу запроектировать траншейным способом в защитном футляре либо методом горизонтально-направленного бурения под углом близким к 90 градусам.
3. В случае прокладки нефтепровода открытым способом необходимо предусмотреть устройство участка временного объезда для обеспечения беспрепятственного двустороннего движения транспорта по ВТП. После окончания работ по прокладке нефтепровода выполнить работы по восстановлению насыпи автомобильной дороги при этом с целью исключения просадок предусмотреть устройство покрытия из дорожных плит. По окончанию комплекса работ выполнить рекультивацию объездной дороги.
4. В соответствии с действующей нормативно-технической документации РФ принять на участках пересечения с действующими, строящимися и проектируемыми промысловыми автодорогами подземную прокладку нефтепровода в защитном футляре. Футляры предусмотреть из стальных труб, диаметр которых больше наружного диаметра трубопровода не менее, чем на 200 мм. Концы футляров вывести на 5 метров от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи
5. Для герметизации концов футляра применить герметизирующие резинотканевые манжеты» и защитное укрытие герметизирующих манжет

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

6. Заглубление нефтепровода под автодорогой принять не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа
7. Пересечение нефтепровода с автодорогой должен быть оснащен с двух сторон опознавательно-предупредительными знаками, а также знаками приоритета. Для предотвращения аварийных съездов техники предусмотреть установку П-образного металлического ограждения и информационных табличек с указанием:
   - местоположение оси нефтепровода от основания знака;
   - привязка знака на трассе (километр или пикет трассы (ПК);
   - охранная зона нефтепровода;
   - телефон, наименование организации, эксплуатирующей нефтепровод.
8. Не допустить нарушение существующего водоотвода автомобильной дороги.
9. Проектную документацию, в части пересечения проектируемого нефтепровода с действующими автодорогой согласовать официальной перепиской с ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».
10. Исключить проведение работ по строительству пересечения, до согласования проектной документации и получения от ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» разрешения на строительство.
11. Технические условия выдаются сроком на 3 года с учетом возможного пересмотра в связи актуализации нормативной базы.

Главный специалист
Сектора по капитальному ремонту А.С. Матвеев

Начальник управления
организации капитального строительства С.А. Маштанов

Руководитель проекта В.А. Паньков

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

УТВЕРЖДАЮ
И.о. первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
_____ А.П. Сексяев
«06» 03 2025г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 172

на пересечение проектируемого объекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3»» с действующим магистральным нефтепроводом «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» Ду 273, нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» Ду 530 ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

Запрос ООО «Газпромнефть-Заполярье»
№ 11/1/002200 от 14.02.2025г.

1. Устройство пересечения трубопроводов выполнить согласно СП 36.1330.2012 «Магистральные трубопроводы», ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
2. Проектируемый нефтепровод проложить под магистральным нефтепроводом «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск. Первая очередь» Ду 273, нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск. Вторая очередь» Ду 530 на 23,8 км. (уточнить по результатам изысканий). Расстояние между трубопроводами в свету принять не менее 0,5 м.
3. Пересечение проектируемого нефтепровода с действующими нефтепроводами выполнить под углом 90°.
4. Исключить расположение узлов камер запуска и приема средств очистки и диагностики, узлов запорной арматуры, вантузов, продувочных свечей крановых узлов в радиусе 500 м от места пересечения проектируемого нефтепровода с действующими нефтепроводами Ду 273, Ду 530 ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».
5. Для беспрепятственного обслуживания действующих нефтепроводов Ду 273, Ду 530 ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» проектом предусмотреть устройство переездов через проектируемый нефтепровод с левой и правой стороны от действующих нефтепроводов. Способ защиты проектируемого нефтепровода (защитный футляр или плиты ПДН) определить проектом.
6. Для беспрепятственного обслуживания и проезда вдоль проектируемого нефтепровода проектом предусмотреть защиту действующих нефтепроводов Ду 273, Ду 530 разрезными футлярами.
7. При необходимости устройства временного переезда через действующие нефтепроводы, при проведении строительно-монтажных работ в месте пересечения коммуникаций, для временного переезда предусмотреть устройство песчаной подушки высотой не

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

менее 1 м. и укладку не менее 3-х дорожных плит (ПДН 2х6). Стыковка плит над трубопроводом запрещается. В качестве подстилающего слоя для песчаной подушки дополнительно использовать лежневку из толстоствольных деревьев Ø 200-250 мм связанных вязальной проволокой. В месте пересечения действующего нефтепровода с временным переездом установить щит-указатель «Внимание нефтепровод! Проезд здесь!» и П-образные знаки на расстоянии от 1,5 до 2,0 м над поверхностью земли (отступ стоек знака от трубопровода не менее 0,5 м с каждой стороны).

8. Проектную документацию в части пересечения с действующими коммуникациями согласовать официальной перепиской с ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

9. Проект производства работ по прокладке нефтепровода в части пересечения с коммуникациями ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» согласовать официальной перепиской с ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», в проекте предусмотреть оборудованные места переездов через действующие коммуникации, место расположения стоянки техники.

10. Производителю работ не позднее чем за 5 суток до начала производства работ пригласить телефонограммой представителя цеха эксплуатации и ремонта трубопроводов ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (далее ЦЭиРТ) на место производства работ.

11. Перед началом работ ЦЭиРТ уточнить положение действующих нефтепроводов, восстановить поврежденные или отсутствующие опознавательные знаки закрепления трассы, при необходимости установить дополнительные.

12. Перед производством работ силами строительной организации в присутствии представителей ЦЭиРТ выполнить контрольные шурфы на границах разрытия грунта по обе стороны действующих нефтепроводов для контроля их положения.

13. Работы по вскрытию нефтепроводов должны проводиться в светлое время суток.

14. Проектируемый нефтепровод в месте пересечения с коммуникациями покрыть изоляцией усиленного типа, не менее 20 метров по обе стороны от оси пересекаемого нефтепровода и обеспечить электрохимическую защиту (ЭХЗ).

15. Подключение средств ЭХЗ производить в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Схема подключения средств ЭХЗ приведена в Приложении 1 к данным ТУ.

16. Работы по подключению средств ЭХЗ на действующие нефтепроводы проводить в присутствии представителя участка ЭХЗ цеха эксплуатации энергетического оборудования ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

17. Все работы в охранной зоне нефтепроводов ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» производить в присутствии представителя ЦЭиРТ.

18. Работу механизмов над действующими нефтепроводами запретить, проезд техники, незадействованной в производстве работ, допускается вдоль действующих нефтепроводов на расстоянии не менее 10 м от оси крайнего нефтепровода.

19. Трассу строящегося нефтепровода в местах пересечения с действующими нефтепроводами обозначить информационными знаками с указанием эксплуатирующей организации.

20. Все работы в охранной зоне проводить с соблюдением требований ВСН-31-81, "Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных нефтепроводов министерства нефтяной промышленности" и "Правил охраны магистральных трубопроводов".

21. По окончанию строительства участки в пределах расстояний 150 м в каждую сто-

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

рону от места пересечения сдать по акту представителю ЦЭиРТ на предмет благоустройства и освобождения от строительных остатков.

22. По окончанию прокладки нефтепровода составить акт на выполненные работы за подписью исполнителя и представителя ЦЭиРТ. Один экземпляр акта представить в ЦЭиРТ для внесения соответствующих изменений в эксплуатационную документацию.

23. Работы по устройству пересечения проектируемого нефтепровода с действующими коммуникациями, обозначению мест пересечения проводятся за счет средств и силами Исполнителя работ.

24. Срок действия технических условий – 3 года.

Приложение: 1. Схема подключения средств ЭХЗ– 1 лист.
2. Схема устройства временного переезда – 1 лист.

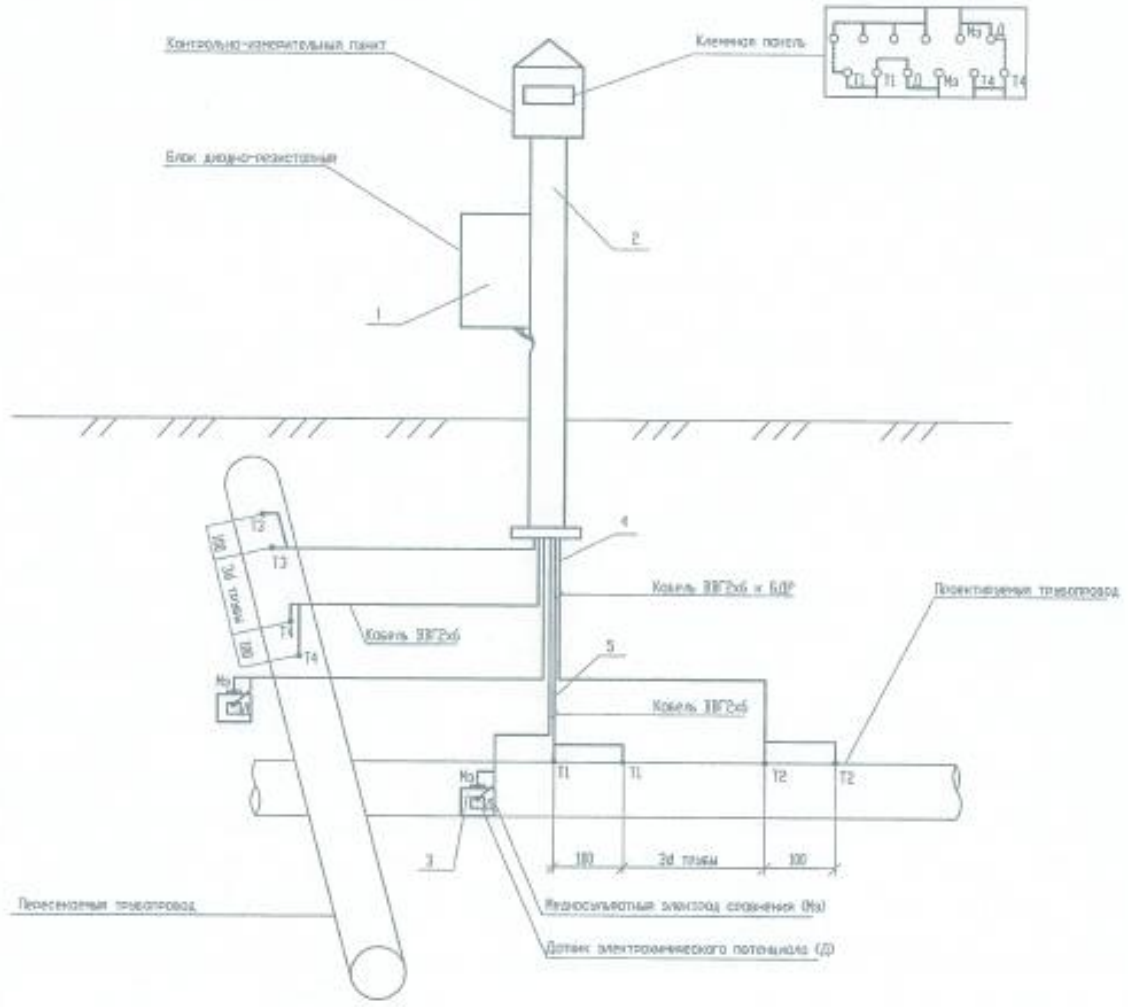
Заместитель главного инженера
по энергетике – главный энергетик Д.Ю. Чусовитин

Начальник ОЭТ Е.С. Тобоев

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

Приложение 1

Схема подключения средств ЭХЗ на пересечении проектируемого трубопровода с действующими нефтепроводами Ду 273 и Ду 530 ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	
1		Блок диодно-резистивный БДРН-10-2-11-К-У0,Л	1	
2		Контрольно-измерительный пункт КИП-15-0-0-2,0-У0,Л	1	
3	ТУ 4213-004-00214915-05	Неполяризующиеся неполяризуемые электроды сравнения ЭНЕС-1 с кабелем 5м	2	
4	ГОСТ 31996-2012	Кабель ВВГ2х6	25	

МАРКИРОВКА КЛЕММ ПАНЕЛИ КИП

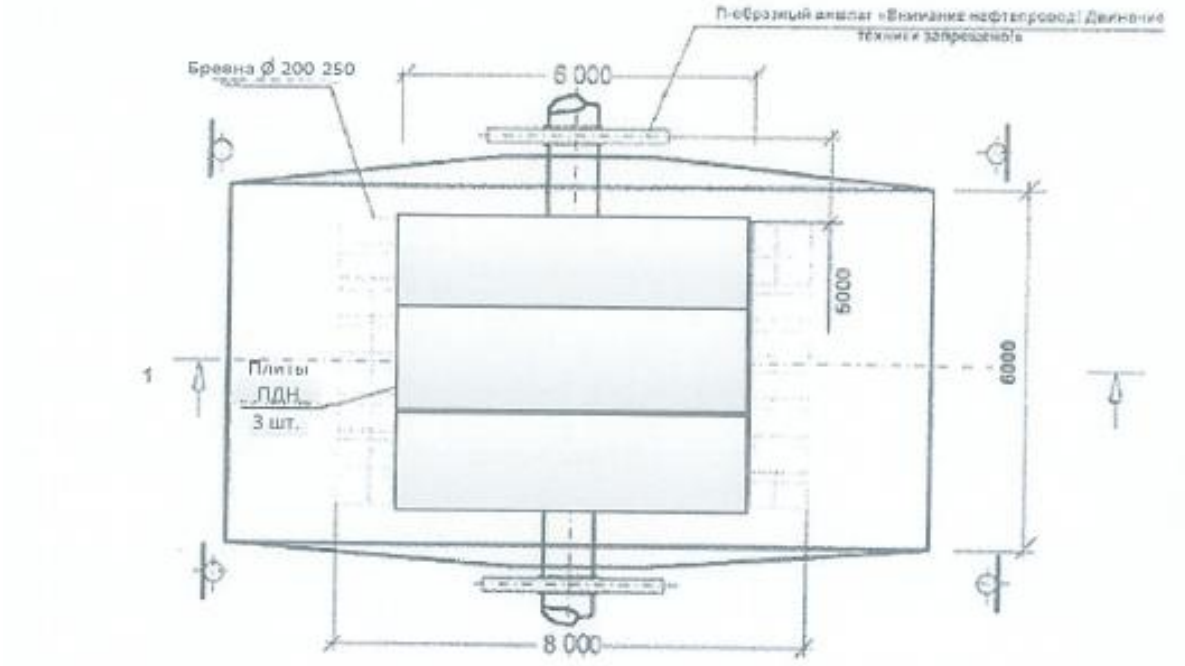
Обозначение	Наименование
Т1, Т2	Пересекаемый трубопровод
Нэ	Неполяризуемый электрод сравнения
Д	Датчик электрохимического потенциала
Т3, Т4	Проектируемый трубопровод

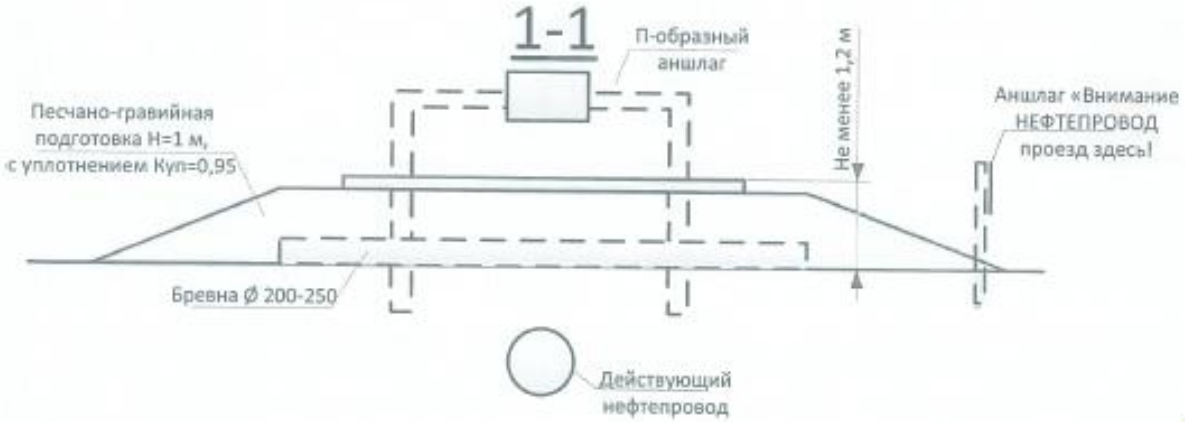
1. Для исключения возможного вредного влияния электрохимзащиты проектируемого трубопровода на пересекаемые трубопроводы предусматривается установка перемычек через блок диодно-резистивный, устанавливаемый на стойке контрольно-измерительного пункта (КИП).
2. *Расстояние от точек подключения КИП до точек подключения БДР должно быть не менее трех диаметров трубопровода.
3. По результатам наладочных работ системы ЭХЗ установить корректность протекания тока между потенциально-образующими электродами между трубопроводами.

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

Приложение 2

Схема устройства временного переезда через действующий нефтепровод





Начальник ОЭТ
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» Е.С. Тобоев

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

Утверждаю:
И.о. первого заместителя генерального
директора по производству –
главного инженера
ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча"

_____/А.П. Сексяев/
"06" марта 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №71

На пересечение подземной кабельной линии связи в районе 23,8км. магистрального нефтепровода 530мм ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» с проектируемым напорным нефтепроводом по объекту «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

В ответ на запрос
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
№11/1/002200 от 14.02.2025
«О запросе ТУ на пересечение»

ООО «Газпромнефть-Заполярье» (далее – Заказчик) выполнить работы по пересечению подземной кабельной линии связи ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (далее – Общество) в соответствии с разработанным проектом.

Организационные мероприятия:

1. Разработать проектно-сметную документацию (далее – ПСД) и согласовать с Обществом.
2. При проведении работ предварительно вскрыть грунт над кабелем ВОК ручным способом, избегая механических воздействий на кабель. Разработку грунта вести ручным способом. При разработке грунта принять во внимание, что фактическая глубина залегания ВОК Общества может отличаться от проектного.
3. При пересечении ВОК Общества проектируемым напорным нефтепроводом проложить под ВОК Общества открытым способом, на расстоянии по вертикали не менее 1,2 метра от нижней образующей ВОК Общества.
4. Участок проектируемого напорного нефтепровода проходящего под коммуникациями Общества должен быть прямым не менее 10 м. в стороны от ВОК Общества.
5. Технические решения по пересечению согласовать с Обществом. Для исключения возможности повреждений на пересечениях должны быть предусмотрены открытые шурфы и приняты меры для защиты пересекаемых сооружений, кабелей.
6. В течение всего периода работ, еженедельно, представлять в Общество отчет о ходе выполнения строительно-монтажных работ по установленной форме. Форму согласовать с Обществом.
7. Не позднее, чем за 10 дней до начала работ (исключая выходные и праздничные дни) вызвать письменно или телефонограммой представителя Общества для указания трассы прохождения кабелей связи и контроля за производством работ в охранной зоне линейно-кабельных сооружений (ЛКС).
8. По результатам работы по уточнению трассы кабельной линии связи составить «Акт передачи на сохранность кабельной магистрали, замерных столбиков и предупредительных знаков» с участием представителя заказчика, представителя Общества и представителя

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

предприятия - подрядчика, ведущего работы в охранной зоне. В результате работ по уточнению трассы инженерных коммуникаций, и в том числе линейно-кабельных сооружений связи, заказчику оформить «Акт-допуск» с участием представителей организации - подрядчика выполняемых работ и Общества.

9. Проектную документацию по пересечению согласовать с Обществом.

10. Проектную и исполнительную документацию на работы по пересечению кабеля связи передать в Общество в полном объеме в 1 экз. на электронном носителе в формате *.pdf, dwg, doc, xls.

11. План производства работ, списки производителей работ согласовать с Обществом за 5 (пять) календарных дней до начала выполнения работ.

12. Производители работ (мастера, прорабы, машинисты строительных машин и механизмов) до начала работ в охранной зоне кабелей связи Общества должны быть ознакомлены с расположением кабелей и проинструктированы о порядке производства работ ручным и механизированным способом.

13. Перед началом выполнения работ предоставить следующие документы:

13.1. Приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;

13.2. Список лиц, участвующих в производстве работ;

13.3. Документы, подтверждающие квалификацию ИТР и рабочих;

14. Все работы осуществлять исключительно под контролем представителя Общества.

15. На месте производства работ у производителя работ должны быть в наличии проект и данные технические условия.

Технические мероприятия:

16. До прибытия представителя Общества, эксплуатирующего кабельную линию связи, обозначения трассы, определения точного местоположения кабеля связи, документального оформления разрешений на производство работ, проведение земляных работ, которое может нарушить нормальную эксплуатацию подземной кабельной линии связи или привести к ее повреждению – не допускается.

17. Трасса кабеля связи в месте пересечения и на расстоянии 10 м в каждую сторону от пересечения в обязательном порядке обозначается предупредительными знаками, которые представляют собой окрашенный в светлый тон металлический прямоугольник размером 400х300 миллиметров с изображением молнии красного цвета, с надписью: «Копать запрещается, охранная зона кабеля». С указанием размеров охранной зоны, адреса (названия населенного пункта) и номера телефона (черного цветом) Общества, эксплуатирующего кабельную линию связи. Знак устанавливается на столбе на высоте 1,7 метра над поверхностью земли.

18. Совместно с представителем Общества определить места проезда спецтехники.

18.1. При проведении строительно-монтажных работ исключить нагрузки на волоконно-оптический кабель (ВОК): трения ВОК о элементы подъемных механизмов, механические удары, механические воздействия на узлы крепления кабеля связи.

19. При производстве работ не допускать приближения движущихся машин и механизмов ближе двух метров к ВОК Общества.

20. В охранной зоне кабеля связи запрещается:

- Устройство технологических проездов вдоль оси кабелей связи;
- Планировка, срезка и выборка грунта с помощью землеройной техники;
- Складирование стройматериалов;

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

- Стоянка спецтехники, жилых вагончиков;
- Разведение открытого огня;
- Загромождение трассы кабеля поваленными деревьями, кустарниками, порубочными остатками, выбранным грунтом;
- Производство работ в выходные, праздничные дни и в темное время суток.

21. Обеспечить на время работ выноску и сохранность информационных знаков, шлагбаумов. После окончания работ средства фиксации трассы установить на место. В местах пересечений с КЛС установить информационные знаки.

22. После завершения работ выполнить рекультивацию территории охранной зоны ВОК и прилегающих совместных участков пересечения.

23. Затраты по обеспечению сохранности линейно-кабельных сооружений производятся за счет средств Заказчика.

24. В случае повреждения кабеля связи его ремонт и простой системы связи полностью оплачивается за счет средств Заказчика.

25. Общество оставляет за собой право изменять настоящие технические условия в зависимости от проектных решений и изменений, произошедших в процессе эксплуатации ВОК.

26. Все работы по техническому обслуживанию, аварийно-восстановительные работы проектируемыми объектами Заказчика в месте пересечения производить только по предварительному согласованию с Обществом.

27. Все остальные вопросы, не отмеченные в настоящих Технических условиях, выясняются и решаются на стадии проектирования и строительства, оформляются в письменной форме за подписью обеих сторон и являются неотъемлемой частью настоящих Технических условий.

28. Срок действия настоящих технических условий 2 (два) года с момента выдачи.

Начальник управления МАСИТИБ Р.Р. Хакимов
ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча"

Газпромнефть-Заполярье, ООО
Вх. № 003182 от 11.03.2025

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»
(ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»)

Почтовый/Юридический адрес: ул. Первомайская, д. 32а, г. Ленск, Ленский улус, Республика Саха (Якутия), 678144
Телефон: 8(3952) 648-620; (41137) 4-62-88, факс: 8(41137) 4-62-86
e-mail: office@tyngd.rosneft.ru
ОКПО 52501651, ОГРН 1021400967532, ИНН/КПП 1433015633/ 141401001

от 19.05.2025 № И-2025-06738

на № Исх. № 1114/ТФ от 29.04.2025

Управляющему
ООО «Уралгеопроект»
В.В. Аверьянову
ural.geo@mail.ru

О направлении информации
по согласованию коммуникаций
(ш. ТЮ-ННП.УЗ)

Уважаемый Владислав Валерьевич!

В ответ на Ваше письмо от 29.04.2025 № 1114/ТФ (Приложение 1) направляем согласованную схему пересечения трасс ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» с инженерными коммуникациями проектируемого линейного объекта с указанием категории автодороги (Приложение 2).

Приложение: 1. Письмо ООО «Уралгеопроект» от 29.04.2025 Исх. № 1114/ТФ в формате *.pdf;
2. Схема пересечений в формате *.pdf.

Врио генерального директора С. С. Манаенков

Исп. Каблуков Андрей Валерьевич
☎ (3952) 648-620, доб. 3841
AV_Kablukov@tyngd.rosneft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 5AA871DEA86AE6034E1362D7F9BD57F3F60CBD89
Владелец Манаенков Сергей Сергеевич
Действителен с 14.06.2024 по 14.06.2026

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

Схема пересечения трасс с инженерными коммуникациями

Приложение 1

Кабель ВОЛС

КИП 24

ст.273
гл. 1,5

Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 2.

WGS84 N=61°22'20.372" E=113°8'57.978"

N=61°22'19.762" WGS84 E=113°8'57,555"

N=61°22'20.312" WGS84 E=113°8'57.936"

КИП

ООО "Таас-Юрьяха Нефтегазодобыча" МН "Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО"

ООО "Таас-Юрьяха Нефтегазодобыча"

Южная часть Среднеботуобинского месторождения

песок

N=61°22'19.109" WGS84 E=113°8'57.101"

НПС-17

Вдольтрассовый проезд нефтепровода СБНГКМ - ПСП
Категория:IV-в
Ширина земляного полотна - 6,5м
Материал - грунт

Полнота и правильность отображения коммуникаций согласована:

Лист 2

Формат А3

Расчет на прочность подземного нефтепровода

Согласовано

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Данилина			26.08.25
Проверил		Симонова			26.08.25
Гл.спец.		Федотенко			26.08.25
Рук.направл.		Мирошников			26.08.25
Н.контр.		Поликашина			26.08.25
ГИП		Ерофеева			26.08.25

ТЮ-ННП.УЗ-П-ТКР.01.00-РР-001

«Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3»

Стадия	Лист	Листов
П	1	275

Расчет на прочность подземного нефтепровода

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ 3

2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3

3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ 3

3.1 Параметры трубопроводов 3
3.2 Инженерно-геологические условия 4
3.3 Климатические условия района 6
3.4 Термостабилизаторы грунта 7

4 РАСЧЁТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ 10

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт 10
4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт 13
4.3 Механическая модель грунта 14

5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ 14

5.1 Описание расчетной методики 14
5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода 16
5.3 Расчет просадки грунта 17

6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ 19

7 ВЫВОД 36

Приложение А. Список использованных источников 41
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов 43
Приложение В. Результаты расчетов растепления 46
Приложение Г. Результаты теплогидравлического расчета напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения 271

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в основании подземных трубопроводов проекта 1325/14 «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

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 К56 для подземной линейной части и класса прочности К52 для обвязки площадок узлов СОД и запорной арматуры.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно гидравлическому расчёту, представленному в Томе 3.1. проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

На участках распространения ММГ принято два варианта устройства трубопровода:

1. трубопровод выполняется без теплоизоляции, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;
2. трубопровод выполняется в теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм в стальной изолированной оболочке, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;

На талых грунтах в основании трубопровод прокладывается без теплоизоляции.

На участках пересечения автодорог рассмотрено два варианта устройства трубопровода:

1. трубопровод выполняется без теплоизоляции, в футляре 720х10;
2. трубопровод выполняется в теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной не менее 50 мм в металлополимерной оболочке, в футляре 720х10;

На талых грунтах в основании трубопровод прокладывается без теплоизоляции.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, *D*, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, ˚С	Рабочий продукт
325х10	Группа 4 К56 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01	10,0	-1,7…+10,69 (см. приложение Г)	нефть

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно Тома 3.1 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

В районе площадок УЗА, расположенных на ММГ опоры надземных трубопроводов перед опуском под землю приняты регулируемыми, домкратного типа, согласно требованиям п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014.

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талик, участки залегания наиболее просадочных при оттаивании ММГ (торф, ИГЭ 350-2м). На основании наличия максимальной толщи наиболее просадочных

грунтов, а также наличия пограничных зон ММГ/талик, пересечений с существующими сооружениями (нефтепровод внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО»), границ надземной/подземной прокладки в качестве расчетных участков приняты:

- ПК237+80 (геол. скв. ННПЗ-11)
- ПК516+20 – ПК520+40 (геол. скв. ННПЗ-155…ННПЗ-158);
- Узел запорной арматуры УЗА-004 на ПК574+20+00 (геол. скв. ННПЗ-186);
- Пересечение нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» (геол. скв. ННПЗ-189, ННПЗ-190а);
- ПК615+60 (геол. скв. ННПЗ-207);
- ПК623+60 (геол. скв. ННПЗ-211);
- ПК712+00 – ПК714+00 (геол. скв. ННПЗ-246, ННПЗ-247);
- ПК724+00 – ПК726+00 (геол. скв. ННПЗ-253, ННПЗ-254);
- Узел запорной арматуры УЗА-005 на ПК720+50 (геол. скв. ННПЗ-251а);
- ПК769+00 (геол. скв. ННПЗ-276);
- ПК827+60 (геол. скв. ННПЗ-308);
- ПК865+60 (геол. скв. ННПЗ-327);
- ПК879+60 (геол. скв. ННПЗ-334);
- Узел запорной арматуры УЗА-008 на ПК1160+00 (геол. скв. ННПЗ-478).

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГИ.01.01 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
ННПЗ-11	-1,6	-0,9	-0,8	-0,7	-0,5	-0,3	-0,3	-0,4	-0,6	-0,6	-0,6	-0,4	-0,2	-0,2	-0,1	-	-	-	-
ННПЗ-157	-1,0	-1,0	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-	-	-	-
ННПЗ-186	-1,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-	-	-	-

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
ННПЗ-190а	-2,3	-1,2	-0,8	-0,7	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-	-
ННПЗ-207	-1,9	-1,7	-1,1	-1,0	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-	-	-	-
ННПЗ-211	-1,7	-0,9	-0,6	-0,6	-0,5	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-	-	-	-
ННПЗ-247	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,4	-0,2	-	-	-	-
ННПЗ-254	-3,0	-1,6	-0,8	-0,7	-0,4	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-	-	-	-
ННПЗ-251а	-2,0	-1,3	-0,9	-0,8	-0,9	-0,9	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6
ННПЗ-276	-0,7	-0,6	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-	-	-	-
ННПЗ-308	-1,3	-0,9	-0,8	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,3	-	-	-	-
ННПЗ-327	-1,1	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,7	-0,6	-0,6	-	-	-	-
ННПЗ-334	-1,1	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	-	-	-	-
ННПЗ-478	-3,6	-2,7	-2,4	-2,2	-2,1	-1,8	-1,6	-1,3	-0,8	-0,8	-0,7	-0,9	-0,8	-0,6	-0,5	-	-	-	-

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-ННП.УЗ-ИИ-ИГМИ.01.01 проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» 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

3.4 Термостабилизаторы грунта

Характеристики СОУ представлены в таблице 4 по ТУ 3642-001-17556598-2014 или аналогичному.

Таблица 4 – Характеристики термостабилизатора грунта длиной 7метров с углом наклона 30 градусов

Наименование параметра		**Значение или определяющий параметр**
Основные характеристики и требования		
Тип, материал корпуса		Труба бесшовная из стали 09Г2С ГОСТ 8732-78
Тип оребрения		Алюминиевое накатное
Габаритные размеры, мм	Длина	7000±100
	Наружный диаметр корпуса	Не менее 30
	Толщина стенки корпуса	Не менее 3,0
	Длина конденсатора	Не менее 940
	Длина подземной части	5400±100
	Длина теплоизоляции	2000±100
	Длина испарителя не менее	Не менее 3700
	Высота от нижней части конденсатора до дневной поверхности	Не менее 700
Гарантийный срок эксплуатации (не менее), год		2
Полный установленный срок службы, не менее, лет		30
Параметры хладагента		
Название		Углекислота/Аммиак и другие разрешенные озонобезопасные хладоны
Токсичность		Малотоксичен

Наименование параметра	Значение или определяющий параметр
Эксплуатационные характеристики	
Коэффициент теплоотдачи от конденсатора к воздуху при скорости ветра 3 м/с не менее, Вт/(м²·°С)	24
Термическое сопротивление термостабилизатора (от радиатора к воздуху и внутреннее) не более, °С/ Вт	0,026
Дополнительные требования	
1. Оребрение конденсаторной части алюминиевое накатное. 2. Антикоррозионное покрытие термостабилизатора грунта должно обеспечивать установленный срок службы. Степень агрессивного воздействия подземных вод и грунтов - слабоагрессивная выше уровня подземных вод и слабоагрессивная ниже уровня подземных вод в соответствии с указаниями СП 28.13330.2017, табл. Х5. 3. Комплект поставки полной заводской готовности без дополнительных элементов. 4. При изменении технических характеристик (характеристик ТМЦ) согласовать с Заказчиком и проектном институтом.	

Схема расстановки термостабилизаторов грунта показана на рисунке 1.

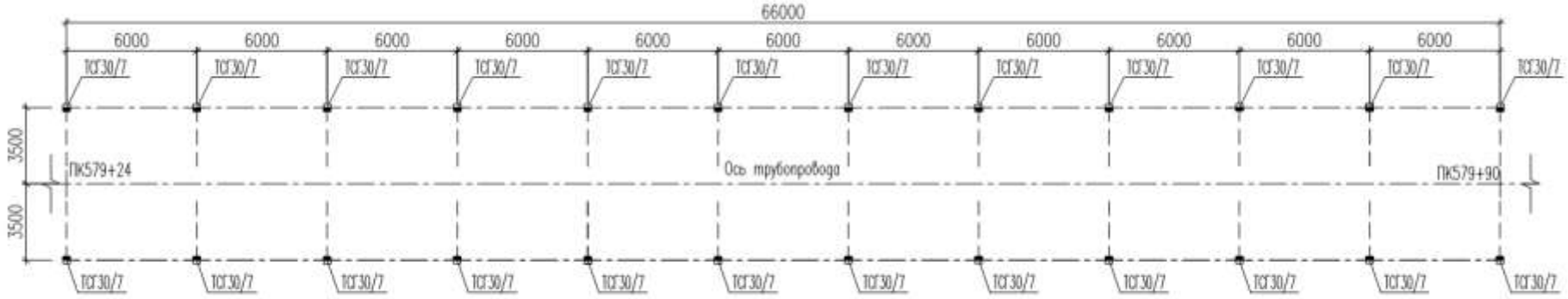


Рисунок 1 – Схема расстановки термостабилизаторов грунта для трубопровода (ПК579+24-ПК579+90)

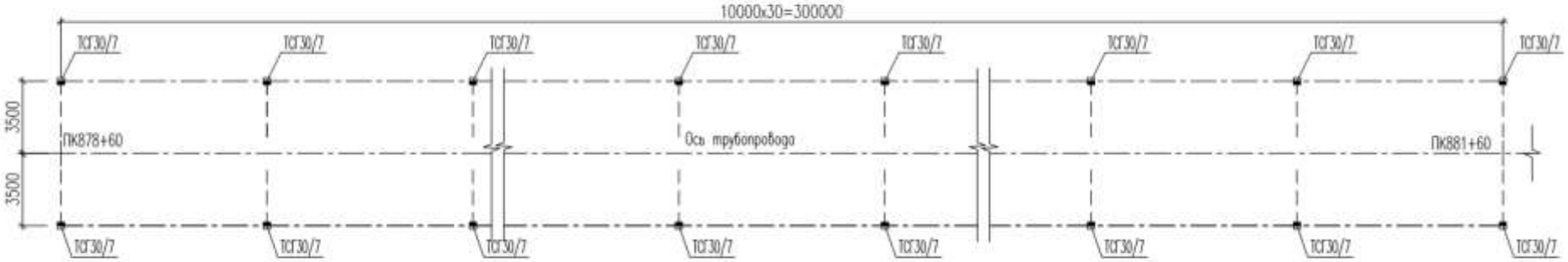


Рисунок 2 – Схема расстановки термостабилизаторов грунта для трубопровода (ПК878+60-ПК881+60)

4 Расчётные параметры

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

R_i – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м^2,равный:

$(0{,}61\Phi_{s,i} - 20)$ – для песчаных, щебеночных и асфальтовых поверхностей;

$(0{,}61\Phi_{s,i} - 40)$ – для бетонных и железобетонных поверхностей;

$Q_i = 0{,}49\Phi_{s,i} - 60$ – потери тепла дневной поверхности насыпи за счет испарения, нагрева подстилающих слоев и фазовых переходов, Вт/м^2;

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

α_t– коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

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

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

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 5.

Таблица 5 – 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.№ННПЗ-11, Вт/м^2 К	1,2	1,04	0,98	1,2	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,1	2,02	1,44
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-157, Вт/м^2 К	1,07	0,93	0,87	1,06	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,68	1,8	1,29
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-186, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-190а, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-207, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-211, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-246, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-247, Вт/м^2 К	0,93	0,81	0,76	0,93	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,21	1,58	1,12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-251а, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-276, Вт/м^2 К	1,01	0,88	0,83	1,01	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,5	1,72	1,22
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-308, Вт/м^2 К	0,97	0,84	0,79	0,97	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,35	1,65	1,17

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-327, Вт/м^2 К	1,3	1,13	1,07	1,3	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,4	2,18	1,56
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-334, Вт/м^2 К	0,88	0,76	0,72	0,88	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,04	1,5	1,06
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№ННПЗ-478, Вт/м^2 К	1,05	0,91	0,86	1,05	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,63	1,78	1,27

4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

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

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

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

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

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

$\mathrm{Re} = \rho \cdot \nu \cdot d / \lambda$ – критерий Рейнольдса;

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м^3;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

Данные необходимые для определения температурного влияния трубопровода приняты по результатам гидравлических расчетов и сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	46 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300 в теплоизоляции 50 мм	0,526 Вт/м^2 °С
Коэффициент теплопроводности воздушного зазора между стенкой трубопровода и футляра	0,24 Вт/м °С
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN300 в теплоизоляции 50 мм внутри футляра	0,355 Вт/м^2 °С

4.3 Механическая модель грунта

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

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

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

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

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

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- теплофизические параметры грунтов согласно отчетам по инженерно-геологическим изысканиям;
- 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 °С каждое десятилетие (0,07 °С/год);
– расчетный период составляет 20 лет.

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

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

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

где T – температура, °С;

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

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

ρ – плотность грунта, кг/м^3;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

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

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м^3°С;

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

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

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

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

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

Пример расчетной сетки в районе пересечения проектируемого нефтепровода с нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ВСТО» представлен на рисунке 3.

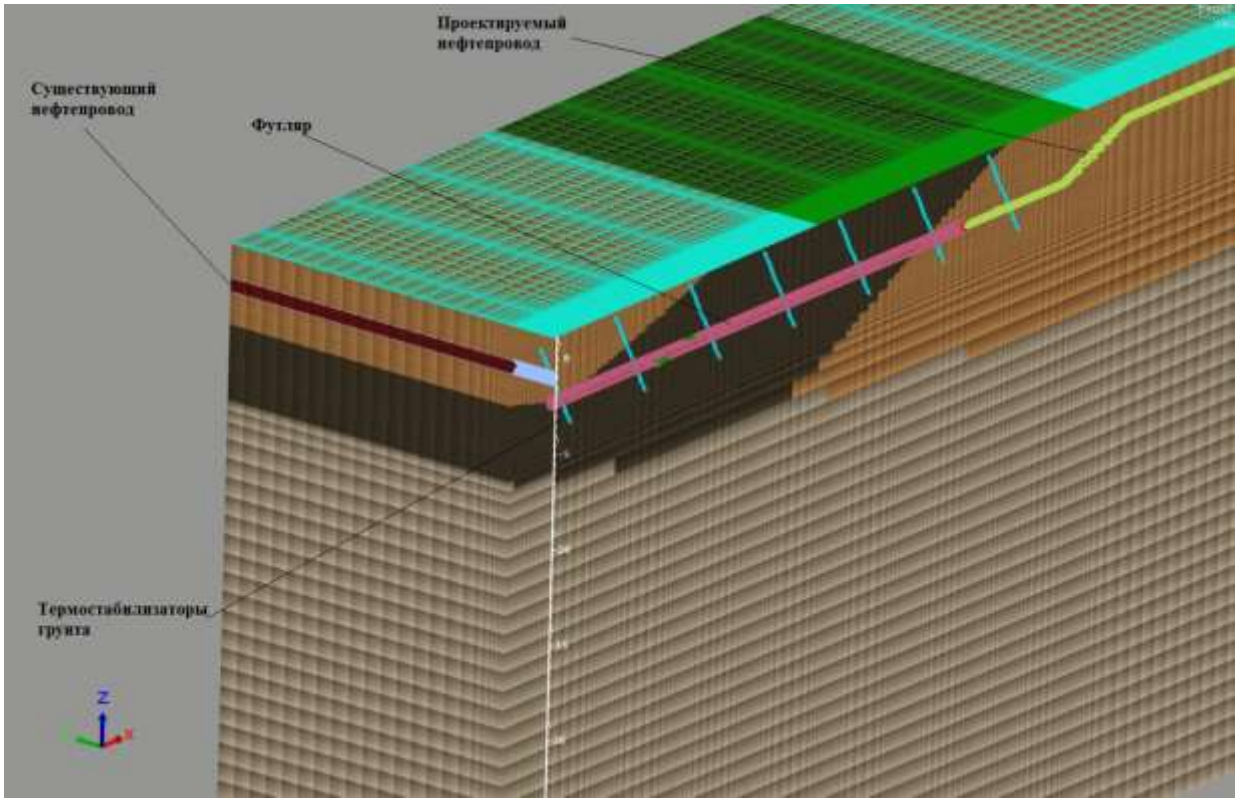


Рисунок 3 – Пример конечно-разностной сетки модели

5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

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

5.3 Расчет просадки грунта

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

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

$$S = \bar{A}h + \bar{a}hp_д,$$

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;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета просадки грунта представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета просадки грунта

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Принятые мероприятия	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
ПК237+80	ННП3-11	ПК237+80	Тепло-изоляция	2,2 (4,6*)	208 (435*)
ПК516+20-ПК520+40	ННП3-155…ННП3-158	ПК516+80	-	7,0	- (просадочные при оттаивании ММГ отсутствуют)
		ПК517+20	Тепло-изоляция	5,3	378
		ПК517+40	Тепло-изоляция	3,3	312
Узел запорной арматуры УЗА-004 на ПК574+20+00	ННП3-186	ПК573+90	Тепло-изоляция, регулируемые опоры	7,3	329
		ПК574+14	Тепло-изоляция, регулируемые опоры	7,3	383
Пересечение нефтепровода внешнего транспорта «Средне-ботуобинское НГКМ – ВСТО»	ННП3-189 ННП3-190а	ПК579+58,73 (пересечение)	Тепло-изоляция, ТСГ	0,2 (>10*)	10 (>500*)
		ПК579+61	Тепло-изоляция, ТСГ	- (>10*)	0 (>500*)
		ПК579+97 – ПК580+00 (конец зоны установки ТСГ)	Тепло-изоляция, ТСГ	0,2 (>10*)	25 (>500*)
		ПК580+04	-	3,5	125
ПК615+60	ННП3-207	ПК615+60	Тепло-изоляция, замена грунта (до 2,0м)	4,3 (6,3*)	298 (424*)
ПК623+60	ННП3-211	ПК623+60	Тепло-изоляция	4,9 (6,7*)	261 (340*)
ПК712+00-ПК714+00	ННП3-246 ННП3-247	ПК712+20-ПК712+69	Тепло-изоляция, замена грунта (до 2,5м)	2,2	281…313
		ПК712+80	Тепло-изоляция	3,7	132
		ПК712+90-ПК714+00	-	5,3	189

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Принятые мероприятия	Глубина оттаивания ММГ в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
ПК724+00-ПК726+00	ННПЗ-253 ННПЗ-254	ПК724+00	Тепло-изоляция	5,8	506
		ПК724+97	Тепло-изоляция	4,3	308
		ПК725+00	-	5,3	189
Узел запорной арматуры УЗА-005 на ПК720+50	ННПЗ-186	ПК720+00 – ПК720+50	регулируемые опоры	4,8	171
ПК769+00	ННПЗ-276	ПК769+00	-	6,3	290
ПК827+60	ННПЗ-308	ПК827+60	-	5,9	221
ПК865+60	ННПЗ-327	ПК865+60	Тепло-изоляция, замена грунта (до 3,0 м)	2,2 (4,1*)	190 (739*)
ПК879+60	ННПЗ-334	ПК879+60	Тепло-изоляция, ТСГ	- (2,5**)	0 (403**)
Узел запорной арматуры УЗА-008 на ПК1160+00	ННПЗ-478	ПК1160+00	регулируемые опоры	3,0	283
* Результаты в скобках приведены для варианта расчета без проектных мероприятий по сохранению ММГ; ** Результаты в скобках приведены для варианта расчета трубопровода в теплоизоляционном слое, без применения ТСГ.					

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

6 Проверка условий прочности трубопроводов

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

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

Температура замыкания принята равной t=минус 20 °С. В качестве температуры замыкания принимается температура воздуха при которой производится фиксация схемы – приварка «неподвижных» опор, подключение к оборудованию, засыпка трубопровода.

Для участков прокладки трубопровода в просадочных грунтах вне зон изменения геокриологических условий, переходов через коммуникация и иных известных зон резкого изменения состояния основания, в расчет принимается риск неравномерной деформации основания и наличие непросадочных участков не выявленных на профиле. В качестве расчетной длины участка изменения просадки основания от максимального значения до непросадочного участка принята длина 20 метров.

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 4… 31.

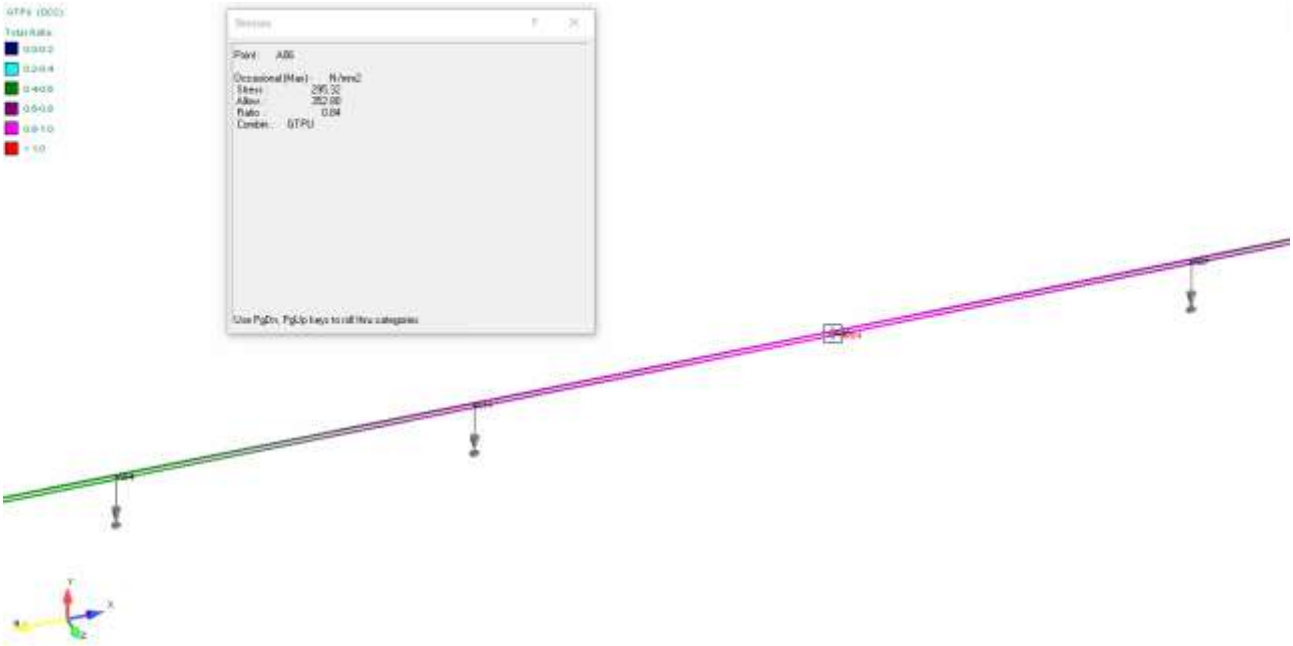


Рисунок 4 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК238+80

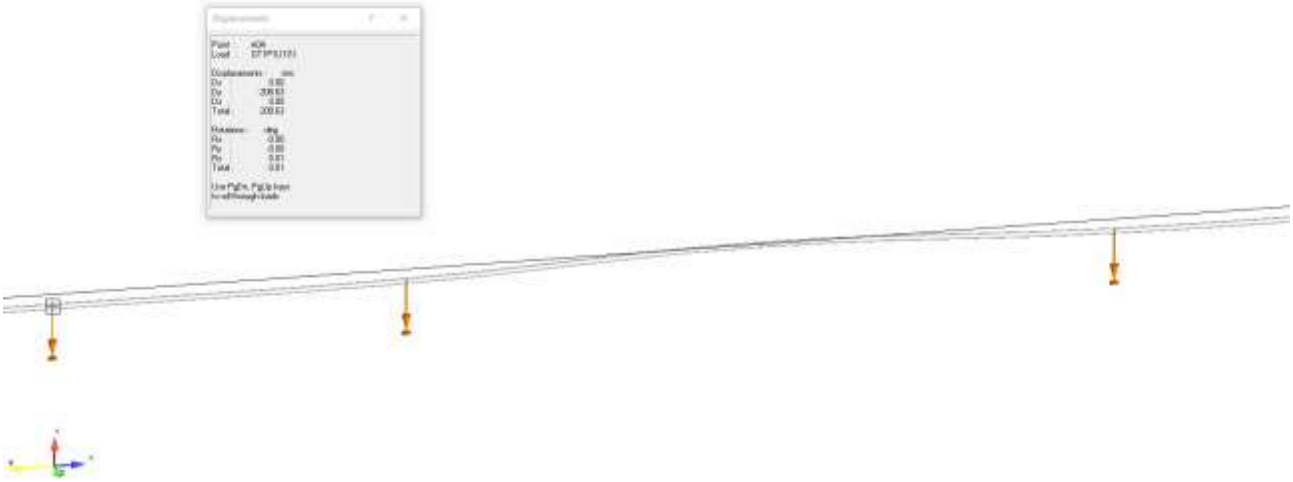


Рисунок 5 – Картина просадки в районе ПК238+80

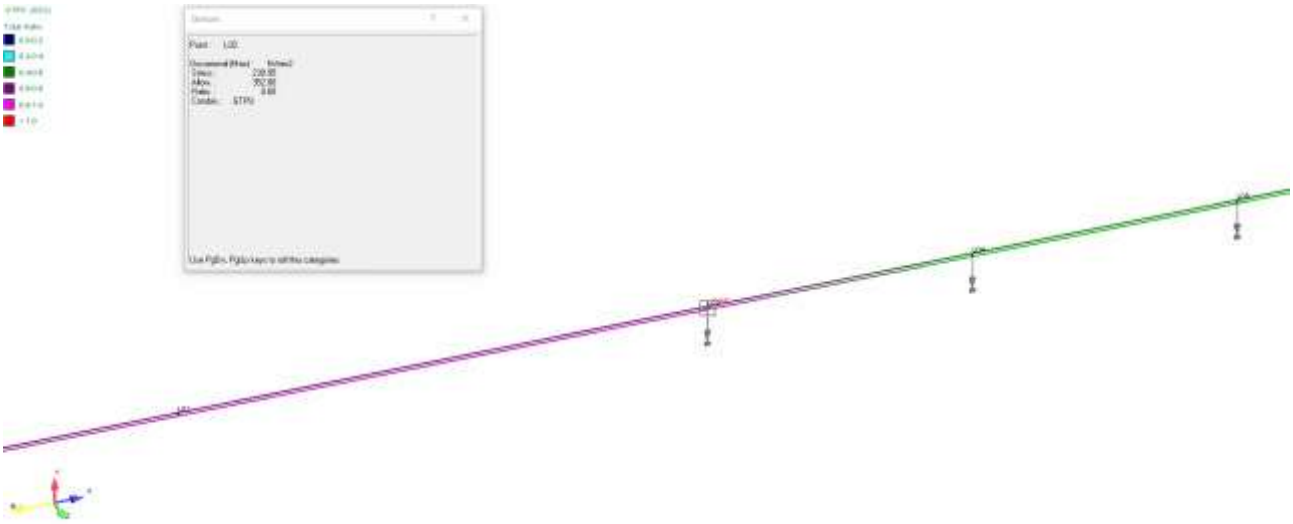


Рисунок 6 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК516+20-ПК520+40

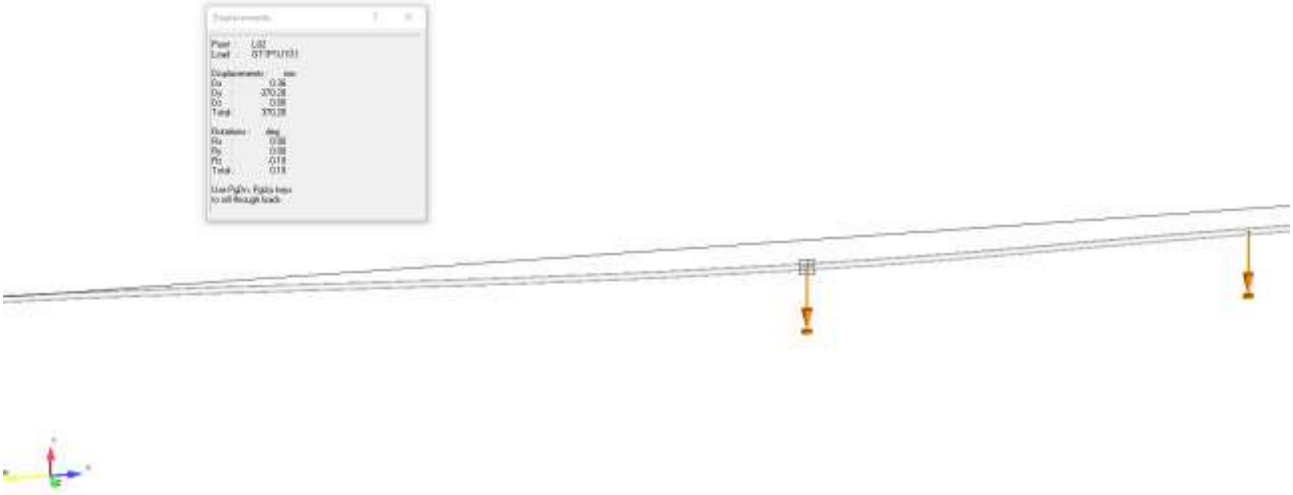


Рисунок 7 – Картина просадки в районе ПК516+20-ПК520+40

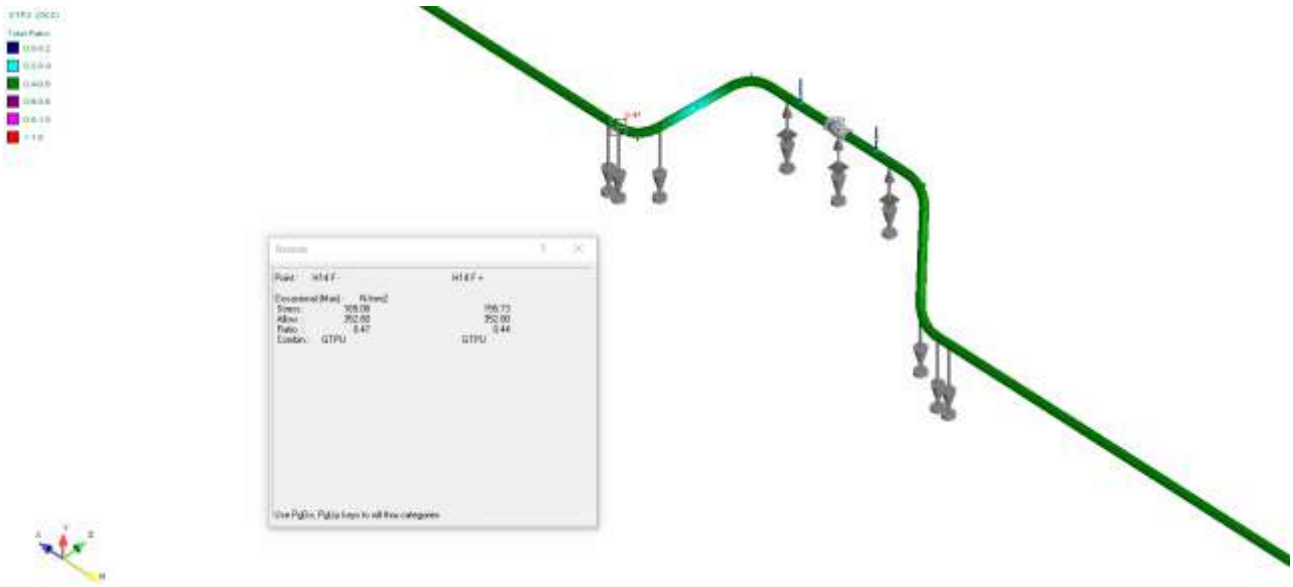


Рисунок 8 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе УЗА-004



Рисунок 9 – Картина просадки в районе УЗА-004

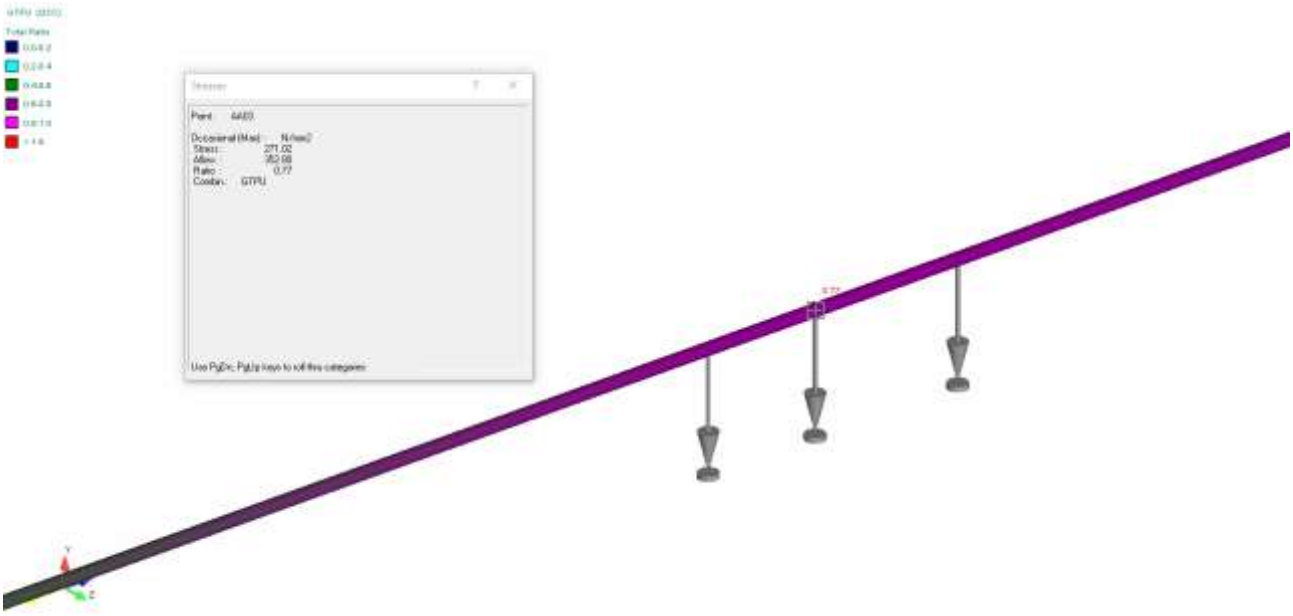


Рисунок 10 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе пересечения с нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ВСТО»

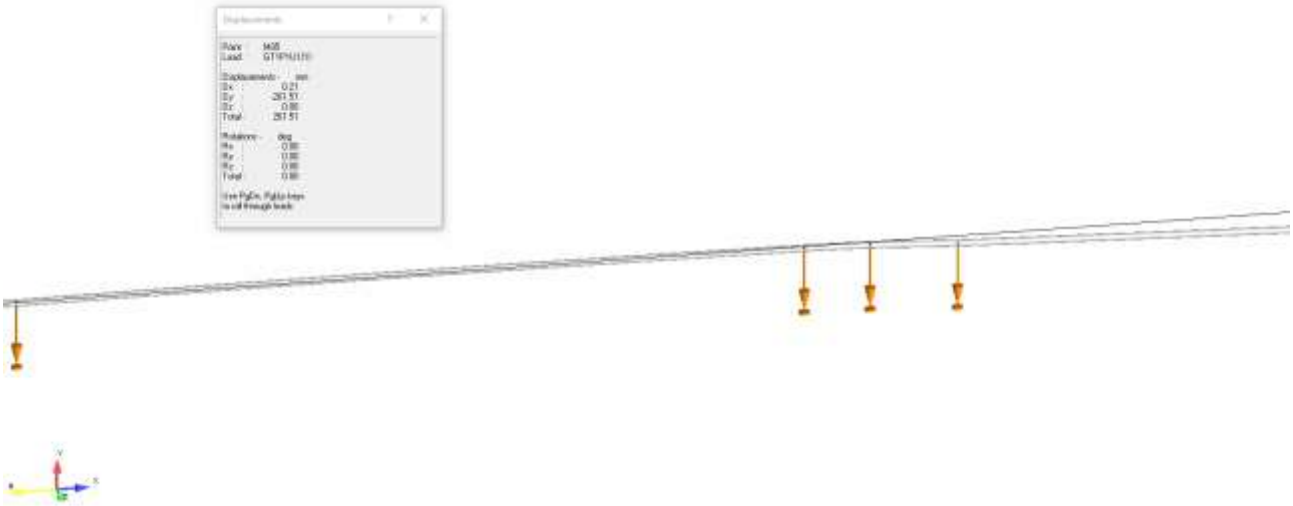


Рисунок 11 – Картина просадки в районе пересечения с нефтепроводом внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ – ВСТО»

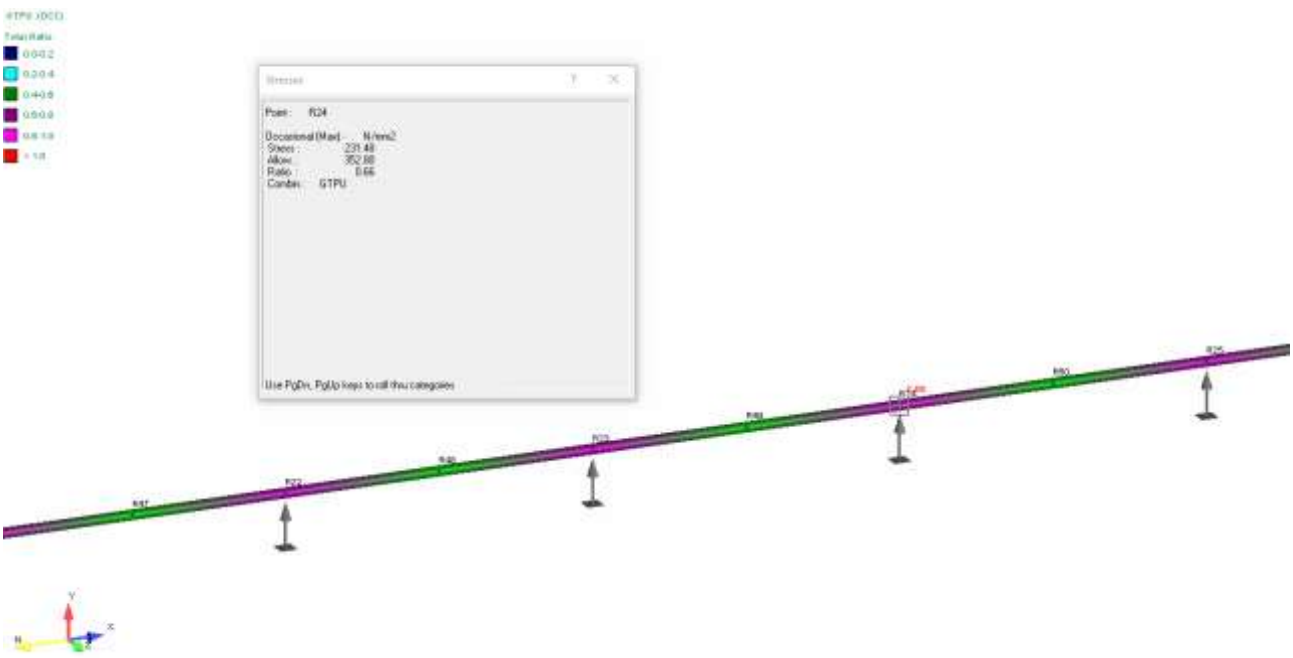


Рисунок 12 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК586+20 – ПК5866+80

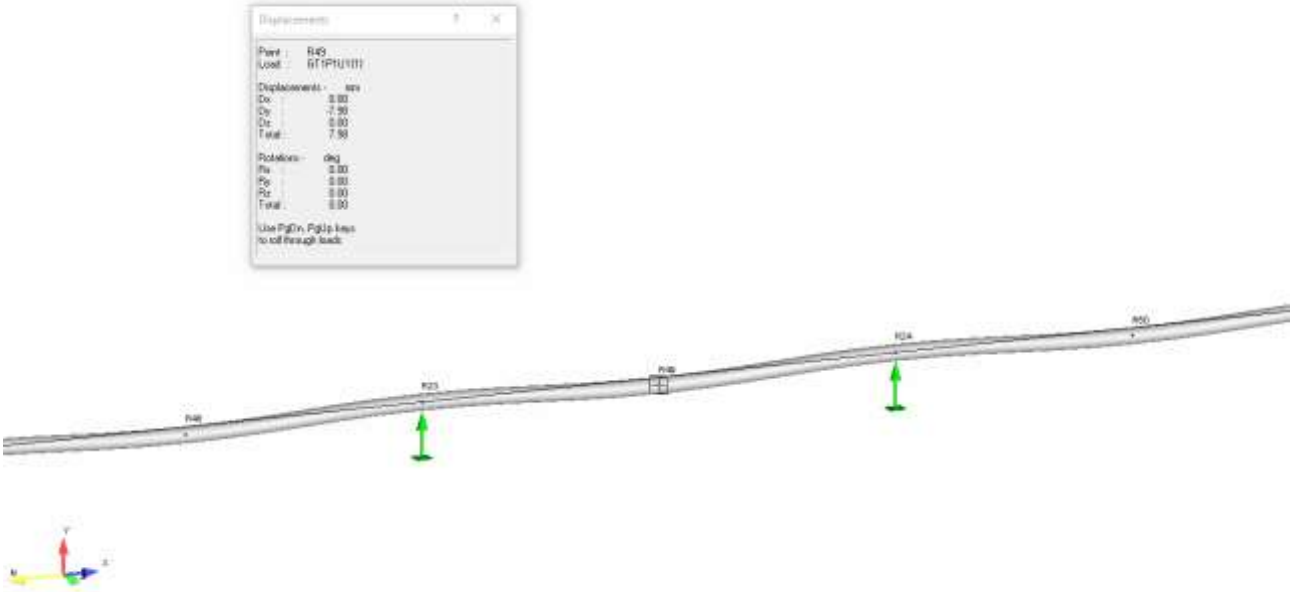


Рисунок 13 – Картина просадки в районе ПК586+20 – ПК5866+80

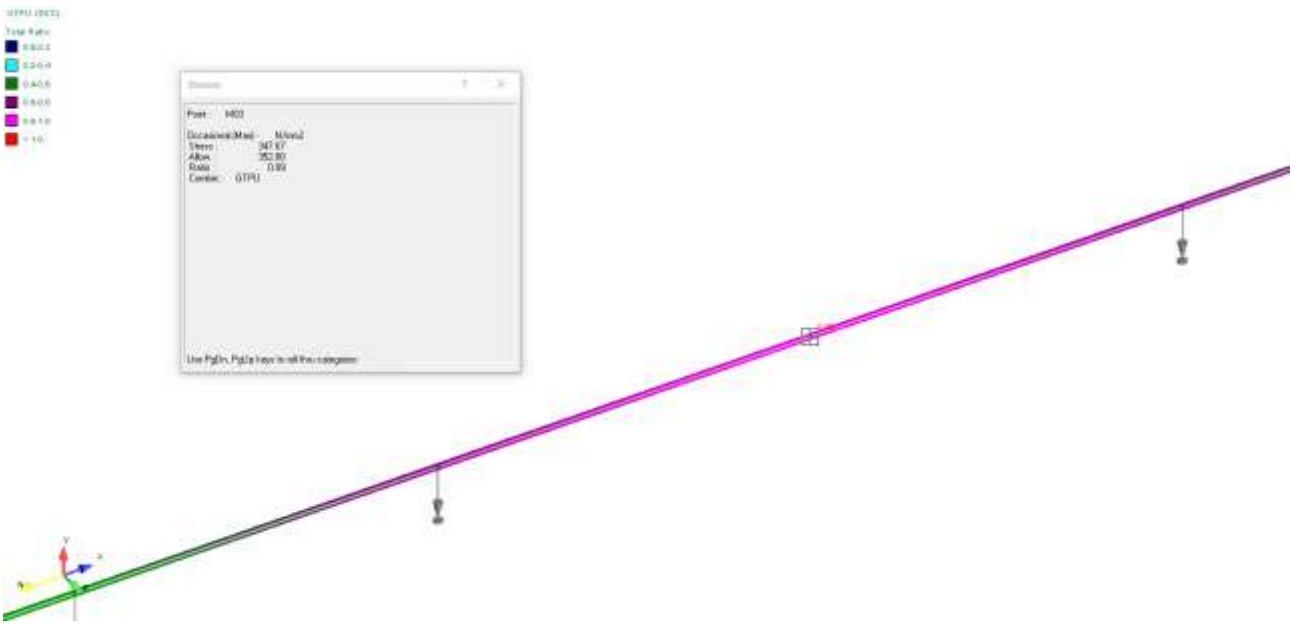


Рисунок 14 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК615+60

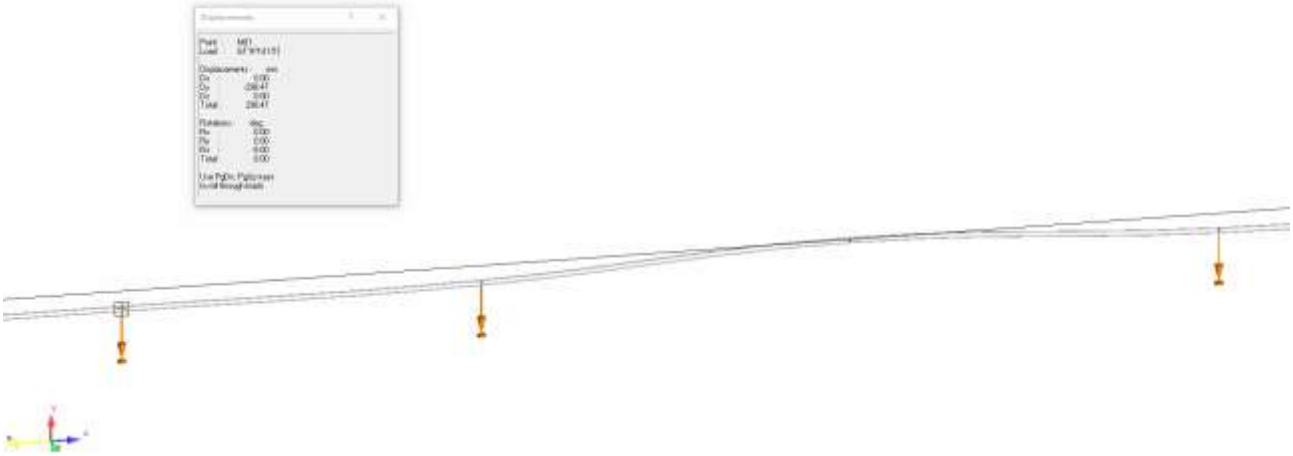


Рисунок 15 – Картина просадки в районе ПК615+60

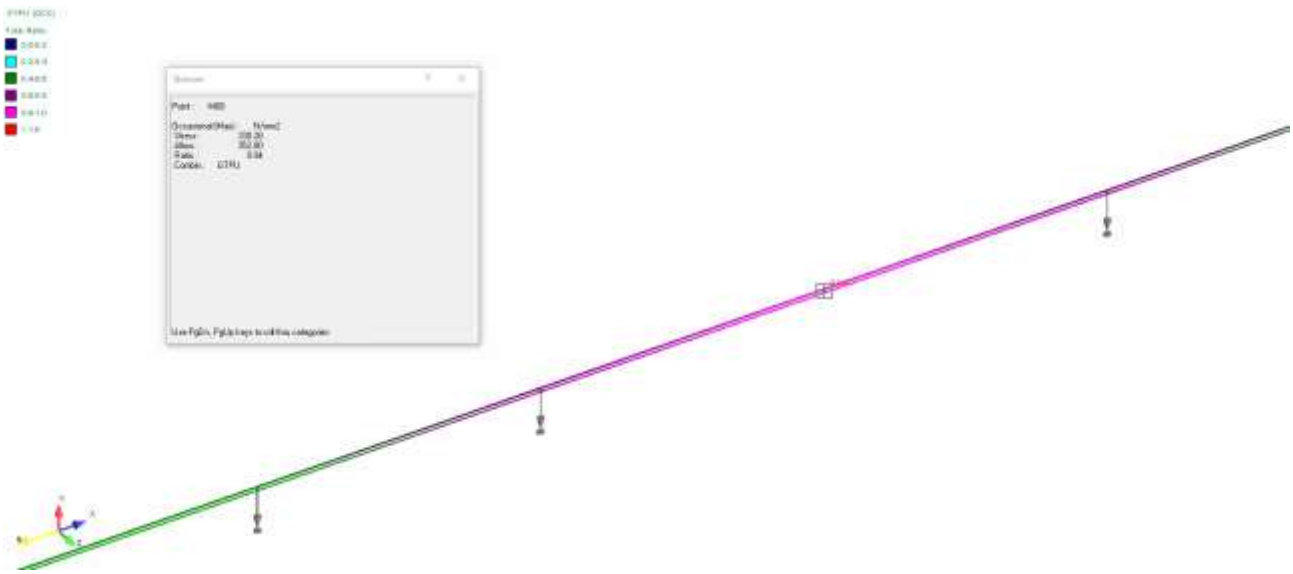


Рисунок 16 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК623+60

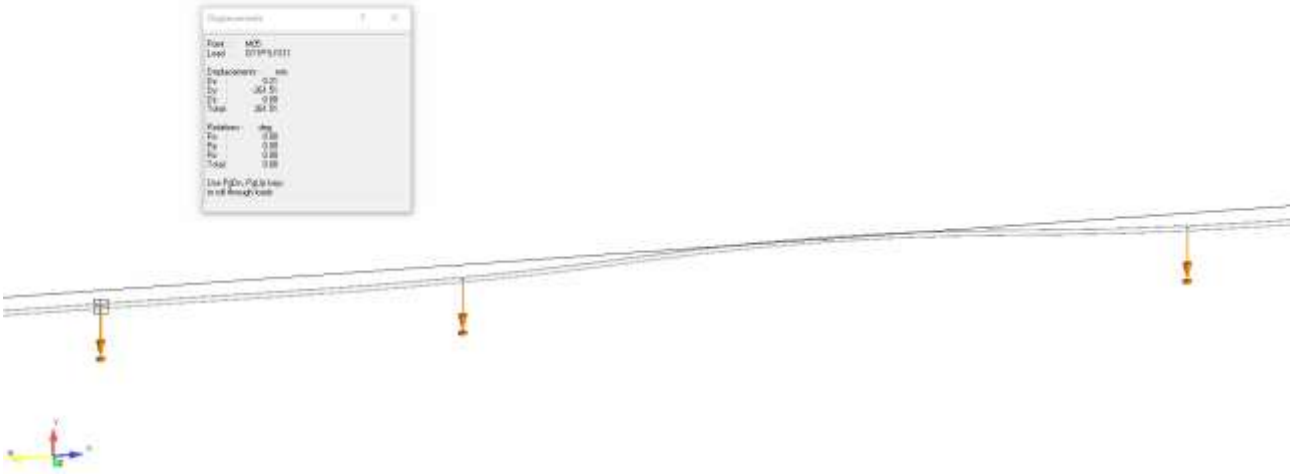


Рисунок 17 – Картина просадки в районе ПК623+60

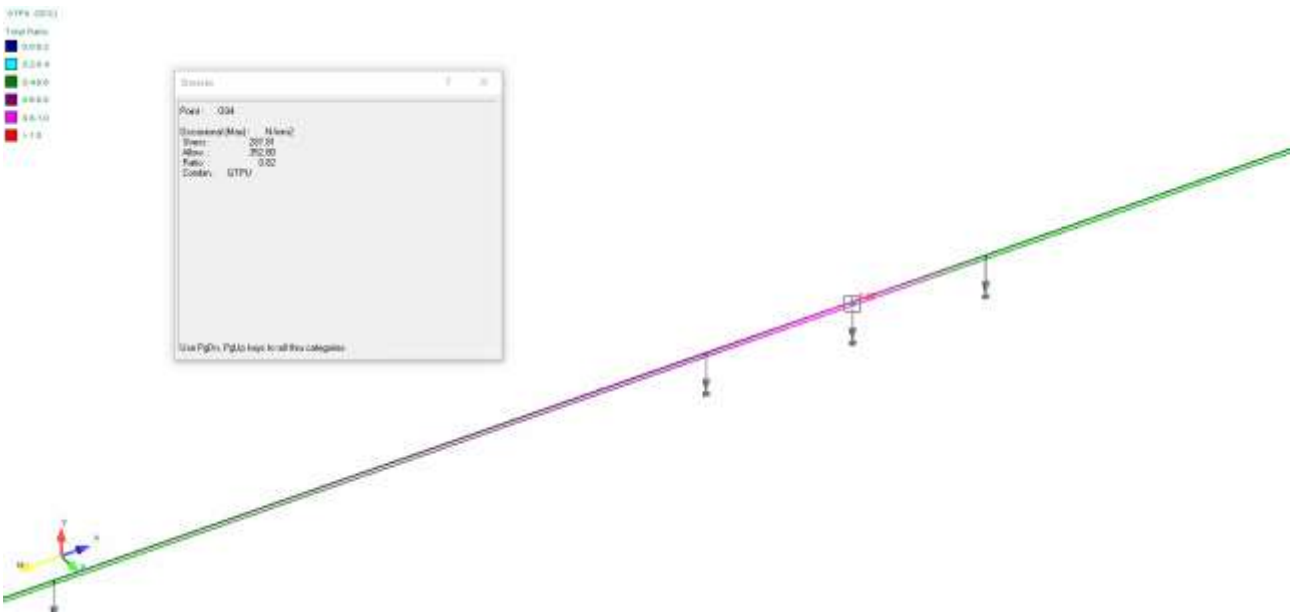


Рисунок 18 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК712 – ПК714

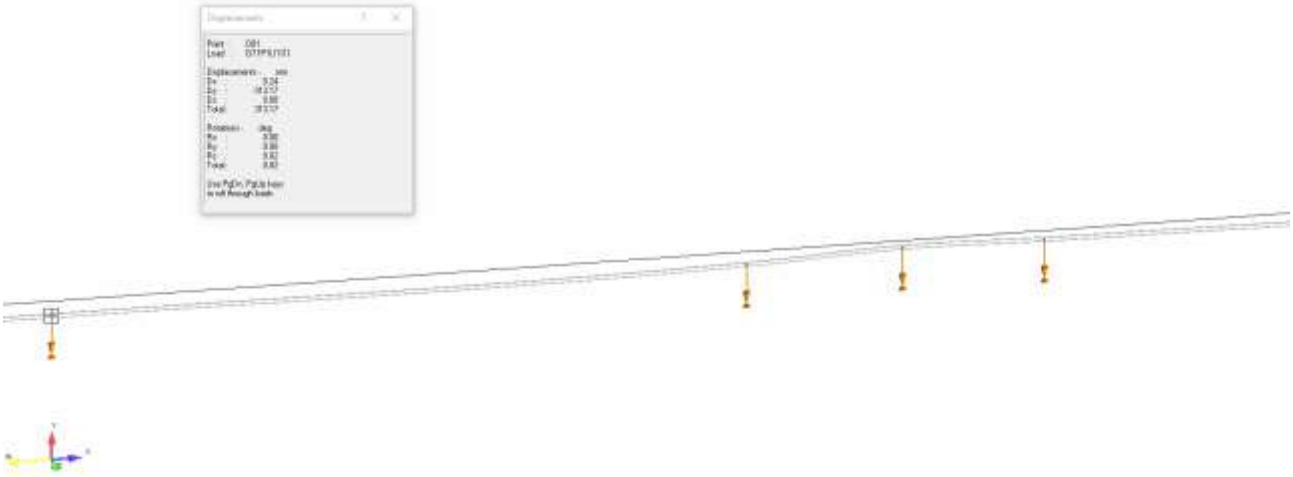


Рисунок 19 – Картина просадки в районе ПК712 – ПК714

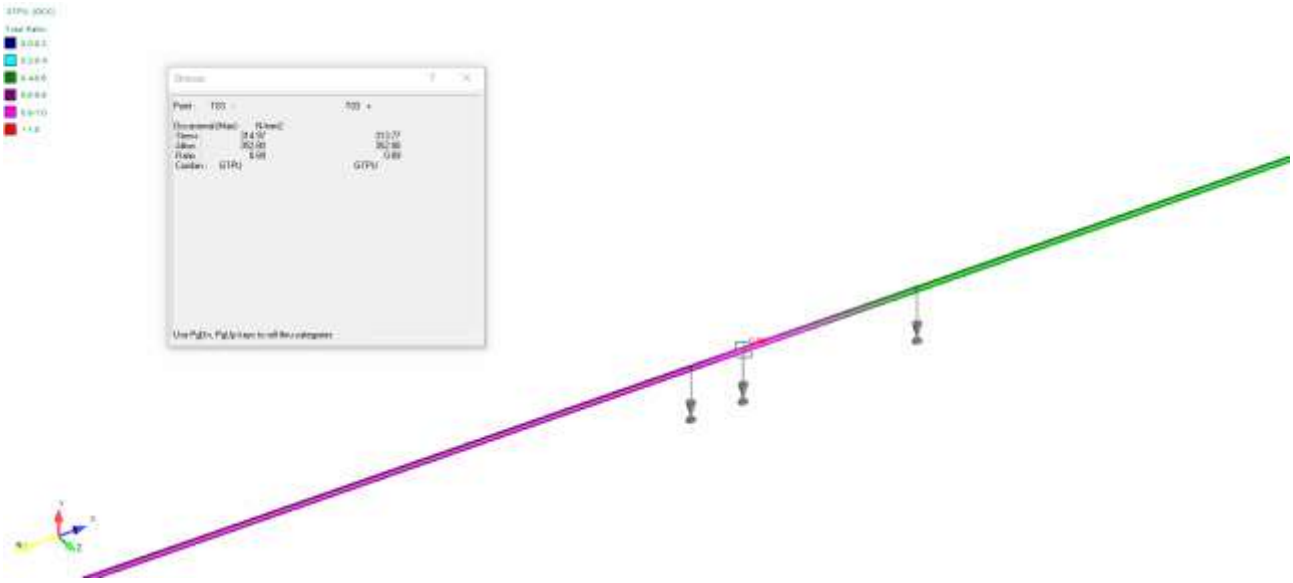


Рисунок 20 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК724 – ПК726



Рисунок 21 – Картина просадки в районе ПК724 – ПК726



Рисунок 22 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе УЗА-005



Рисунок 23 – Картина просадки в районе УЗА-005

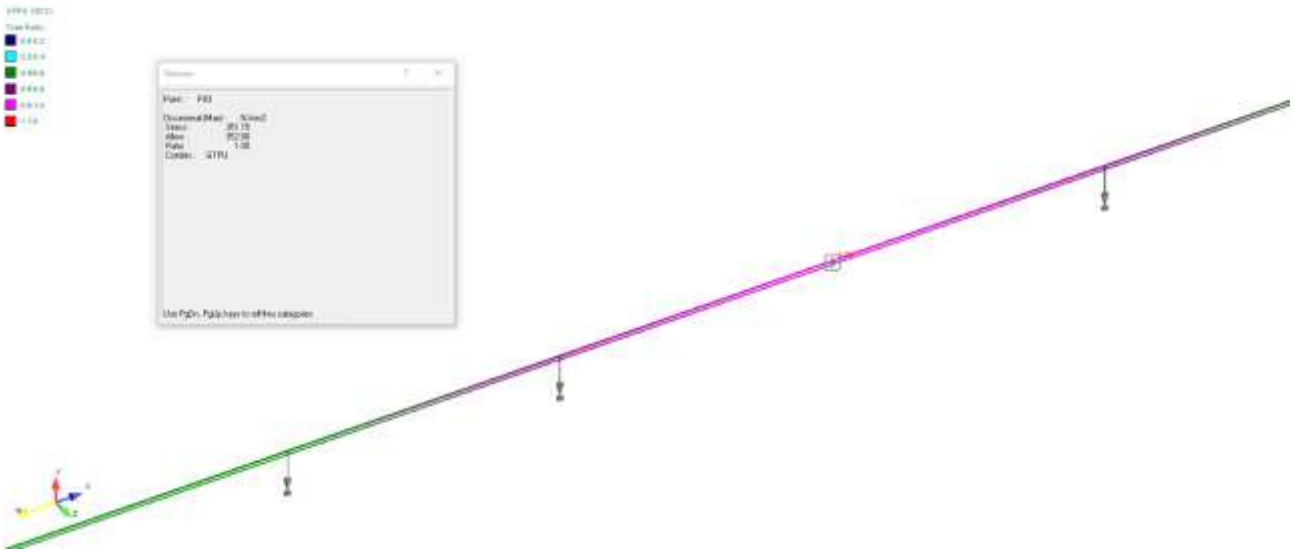


Рисунок 24 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК769+00

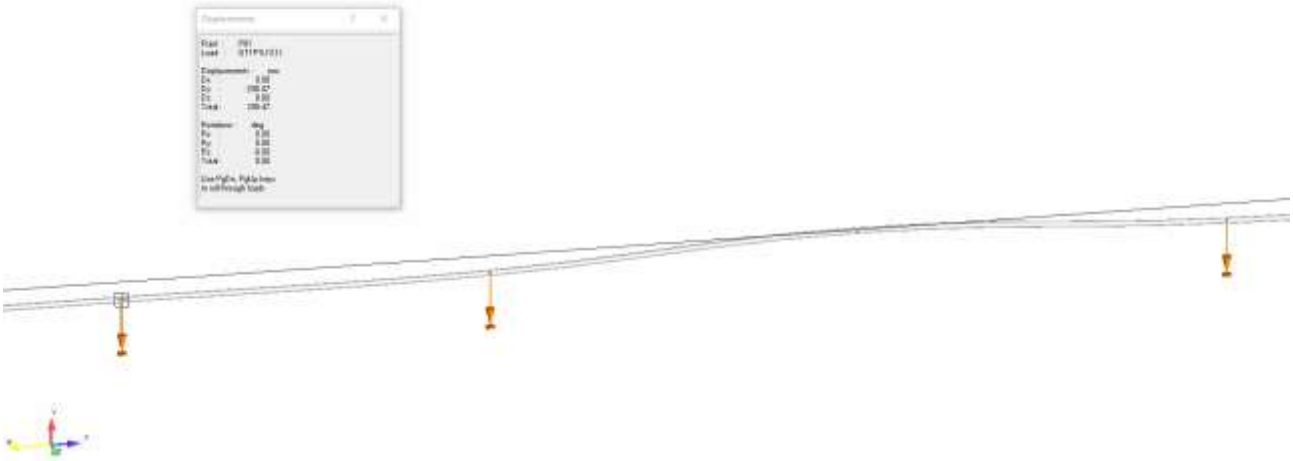


Рисунок 25 – Картина просадки в районе ПК769+00

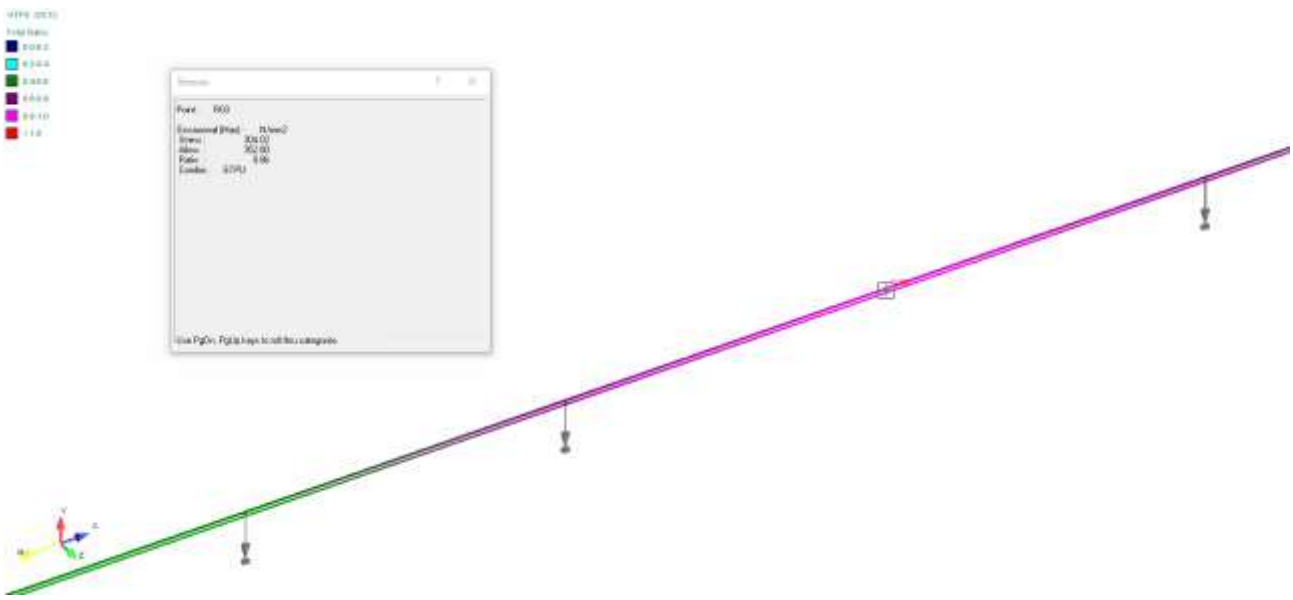


Рисунок 26 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК827+60



Рисунок 27 – Картина просадки в районе ПК827+60

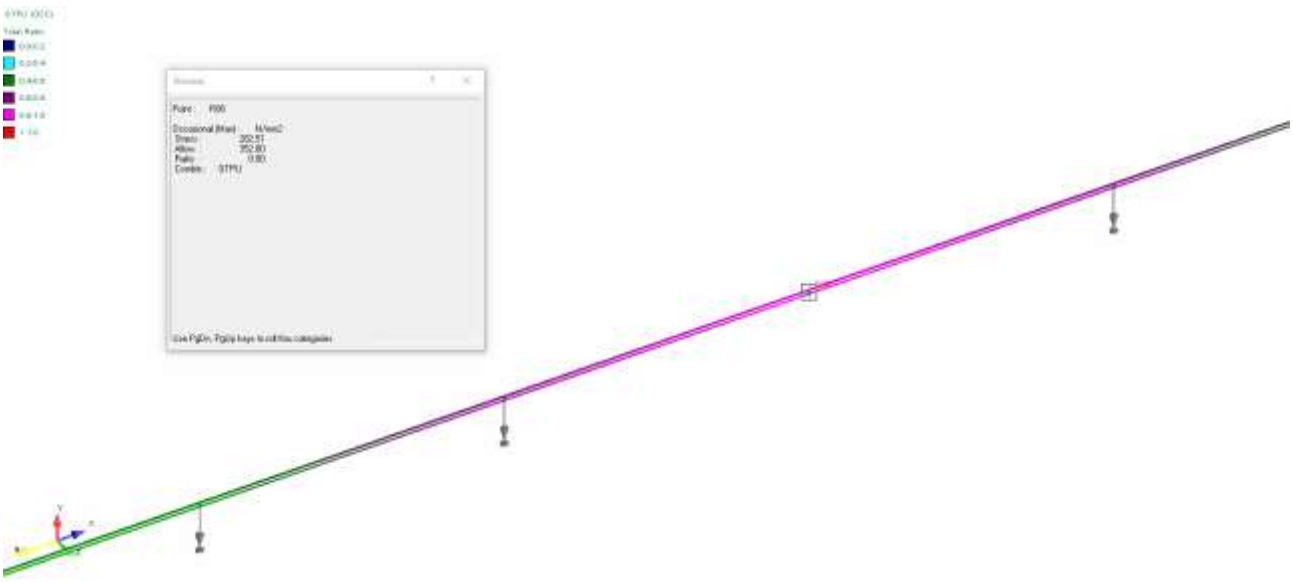


Рисунок 28 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе ПК865+60



Рисунок 29 – Картина просадки в районе ПК865+60

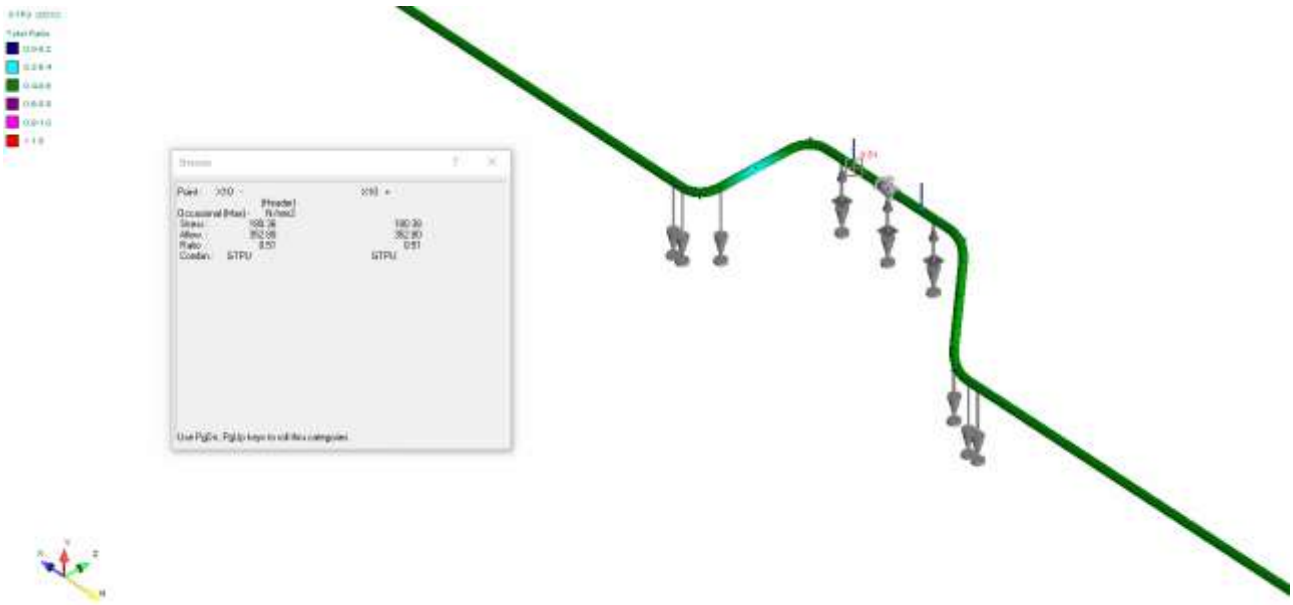


Рисунок 30 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе УЗА-008

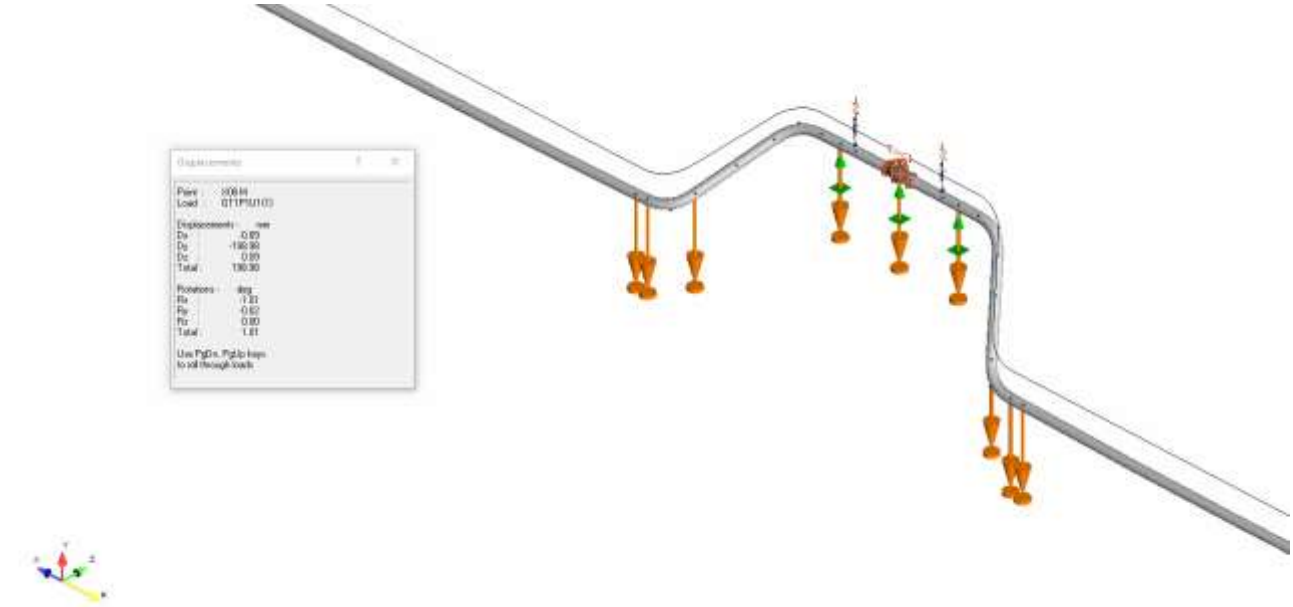


Рисунок 31 – Картина просадки в районе УЗА-008

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 8.

Таблица 8 - Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности

Участок трубопровода	Принятые мероприятия	Просадка, мм	σ_l, МПа	σ_{eq}, МПа	$f\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
ПК237+80	Теплоизоляция	До 208 (435*)	183,0	295,3 (452,7*)	352,8	ДА (НЕТ*)
ПК516+20-ПК520+40	Теплоизоляция	0…378	107,6	231,0	352,8	ДА
Узел запорной арматуры УЗА-004 на ПК574+20	Теплоизоляция, регулируемые опоры	329…383	203,6	185,1	352,8	ДА
Пересечение нефтепровода внешнего транспорта «Средне-ботуобинское НГКМ – ВСТО»	Теплоизоляция, ТСГ	0…125 (125…>500*)	155,4	271,0 (529,6*)	352,8	ДА (НЕТ*)
ПК586+20-ПК586+80	Прокладка на подземных опорах	-	107,8	231,5	352,8	ДА
ПК615+60	Теплоизоляция, замена грунта (до 2,0м)	До 298 (424*)	240,8	347,7 (444,9*)	352,8	ДА (НЕТ*)
ПК623+60	Теплоизоляция	До 261 (340*)	221,8	330,3 (384,6*)	325,8	ДА (НЕТ*)
ПК712+00-ПК714+00	Теплоизоляция, замена грунта (до 2,5м)	132…313	174,6	287,8	352,8	ДА
ПК724+00-ПК726+00	Теплоизоляция	189…506	203,8	315,0	352,8	ДА
Узел запорной арматуры УЗА-005 на ПК720+50	регулируемые опоры	171	167,8	165,7		ДА
ПК769+00	-	До 290	244,6	351,2	352,8	ДА

Участок трубопровода	Принятые мероприятия	Просадка, мм	σ_l, МПа	σ_{eq}, МПа	$f\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
ПК827+60	-	До 221	192,8	304,0	352,8	ДА
ПК865+60	Теплоизоляция, замена грунта (до 3,0 м)	До 190 (739*)	168,5	282,5 (673,2*)	352,8	ДА (НЕТ*)
ПК879+60	Тепло-изоляция, ТСГ	0 (до 403**)	75,7	165,1 (429,0**)	352,8	ДА (НЕТ**)
Узел запорной арматуры УЗА-008 на ПК1160+00	регулируемые опоры	283	195,7	180,4	352,8	ДА

* Результаты в скобках приведены для варианта расчета без проектных мероприятий по сохранению ММГ;
** Результаты в скобках приведены для варианта расчета трубопровода в теплоизоляционном слое, без применения ТСГ.

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов, проверочного расчета на прочность напорного нефтепровода проекта «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 3» сделаны следующие выводы:

- ММГ имеет островной характер распространения. Участки ММГ имеют высокие температуры (близкие к температуре таяния грунта на значительной протяженности трассы). Наиболее опасными являются участки распространения многолетнемерзлых суглинков ИГЭ 330-2м (к-т оттаивания 0,093) и ИГЭ-350-2м (к-т оттаивания 0,302) и торфа ИГЭ 14-1м с высокой осадкой при оттаивании;
- Использование ММГ в качестве основания принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокрилогических условий (см. Приложение В) для подземной части;
- На участках распространения просадочных при оттаивании ММГ значительной мощности, для сохранения устойчивости основания требуется применение теплогидроизоляционного слоя трубопровода на основе пенополиуретана толщиной не менее 50 мм с защитной металлической оболочкой с антикоррозионным изоляционным покрытием. Общая протяженность участков под теплоизоляцию 11,85 км. Перечень участков:
    1) ПК229+40-ПК232+80;

2) ПК236+60-ПК240+20;
3) ПК247+20-ПК249+80;
4) ПК249+80-ПК253+40;
5) ПК276+40-ПК278+40;
6) ПК400+00-ПК404+00;
7) ПК459+40-ПК461+00;
8) ПК517+00-ПК518+20;
9) ПК569+20-ПК579+24;
10) ПК579+24-ПК579+90;
11) ПК589+40-ПК591+00;
12) ПК594+40-ПК597+00;
13) ПК614+80-ПК619+40;
14) ПК622+60-ПК628+60;
15) ПК709+60-ПК712+80;
16) ПК715+80-ПК719+00;
17) ПК722+00-ПК725+00;
18) ПК771+60-ПК779+30;
19) ПК779+30-ПК784+00;
20) ПК820+00-ПК823+60;
21) ПК843+80-ПК852+80;
22) ПК864+20-ПК867+20;
23) ПК876+20-ПК878+60;
24) ПК878+60-ПК881+60;
25) ПК881+60-ПК885+00;
26) ПК886+20-ПК890+80;
27) ПК1081+80-ПК1093+20;
28) ПК1126+80-ПК1129+40;
29) ПК1154+80-ПК1157+20.

– Из указанных выше участков, приоритетными для применения изоляции заводского нанесения, являются участки прохождения через наиболее просадочные грунты, где имеет место риск развития недопустимых деформаций даже при небольшом превышении расчетных глубин оттаивания. Общая протяженность 3,4 км. Перечень участков:
    1) ПК236+60-ПК240+20 (360 метров);
    2) ПК247+20-ПК249+80 (260 метров);

3) ПК517+00-ПК518+20 (120 метров);
4) ПК709+60-ПК712+80 (320 метров);
5) ПК722+00-ПК725+00 (300 метров);
6) ПК771+60-ПК779+30 (770 метров);
7) ПК843+80-ПК852+80 (900 метров);
8) ПК864+20-ПК867+20 (300 метров);
9) ПК878+60-ПК881+60 (300 метров).

– Дополнительными мероприятиями будет являться замена торфа, текучих при оттаивании грунтов в основании трубопровода на следующих участках трассы:
1) ПК240+20-ПК249+80 – замена ИГЭ 350-2м в основании трубопровода на глубину до 3,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
2) ПК358+20-ПК359+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 4,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
3) ПК573+80-ПК574+60 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 3,0 м от уровня земли;
4) ПК614+80-ПК619+40 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 2,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 330-2м) от уровня земли;
5) ПК710+40-ПК712+80 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,5 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
6) ПК771+60-ПК780+40 - замена ИГЭ 330-2м на глубину до 2,2 м (в зависимости от толщи ИГЭ 330-2м) от уровня земли;
7) ПК845+00-ПК852+20 – замена торфа, ИГЭ 330-2м, ИГЭ 350-2м на глубину до 2,0 м от уровня земли;
8) ПК864+20-ПК867+20 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
9) ПК878+40-ПК881+80 – замена торфа и ИГЭ 350-2м на глубину до 2,7 м от уровня земли;
10) ПК907+20-ПК909+20 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
11) ПК1005+30-ПК1010+80 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,5 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
12) ПК1056+40-ПК1058+80 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
13) ПК1070+80-ПК1072+85 – замена торфа и ИГЭ 350-2м на глубину до 3,7 м (в зависимости от толщи торфа и ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

14) ПК1073+60-ПК1075+20 – замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,8 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
15) ПК1091+00-ПК1092+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 2,9 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;
16) ПК1163+20-ПК1167+60 - замена ИГЭ 350-2м на глубину до 3,0 м (в зависимости от толщи ИГЭ 350-2м) от уровня земли;

– На следующих участках трассы требуется монтаж наклонных термостабилизаторов с длиной подземной части 6,0 м для охлаждения высокотемпературных ММГ и исключения недопустимых осадок основания:
  1) ПК579+24-ПК579+90 – установка термостабилизаторов с двух сторон от трубопровода с шагом 6,0 м в количестве 24 штуки;
  2) ПК878+60-ПК881+60 – установка термостабилизаторов с двух сторон от трубопровода с шагом 10,0 м в количестве 62 штук.

– На участке ПК586+20-ПК588+80 в виду высокой глубины залегания грунтов теряющих при оттаивании несущую способность (мерзлый торф ИГЭ 14-1м до глубины 4,8 м) применить опирание трубопровода на подземные свайные опоры с шагом 10 м с передачей нагрузки на нижележащие скальные породы на глубине 6…8 метров. Данное мероприятия исключает необходимость теплоизоляции трубопровода и замены грунта.
– Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 506 мм при принятых проектных решениях;
– Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях. Осадка (деформация при оттаивании) грунтового основания является допустимой, т.к. не вызывает превышения допустимого уровня напряженно-деформированного состояния трубопроводов согласно раздела 12 ГОСТР Р 5599-2014 с учетом усилий и деформаций трубопровода, вызванных неравномерной осадкой основания;
– Для исключения просадки проезжей части и разрушения дорожного покрытия пересекаемой существующей автодороги на ПК 1363+74,19 применить теплоизоляцию трубопровода внутри футляра, толщиной не менее 50 мм;
– В соответствии с требованиями п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014 и в качестве компенсации осадок грунта опоры трубопроводов на площадках УЗА-003, УЗА-

004, УЗА-005, УЗА-008 перед опуском под землю/ после выхода из-под земли принять 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. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;

11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.

12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами»;

13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

14) СП 22.13330.2016. СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;

15) СП 25.13330.2020. СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;

16) СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция. «Строительная климатология»;

17) Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: Учебное. пособие. – М.: «Высш. школа». 1973. – 448 с.

Приложение Б

Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

Таблица Б.1 - Показатели физико-механических свойств талых грунтов и грунтов деятельного слоя (сезонноталое состояние) по данным лабораторных исследований

№ ИГЭ ГПП	Генезис	Наименование грунта по ГОСТ25100-2020	Статистические показатели	Плотность грунта, р, г/см3	Плотность сухого грунта, pd, г/см^3	Плотность частиц грунта, ps, г/см^3	Влажность природная, W, %	Коэффициент водонасыщения, Sr	Коэффициент пористости грунта, е	Влажность на границе текучести, Wl, %	Влажность на границе раскатывания, Wp, %	Число пластичности, Ip	Показатель текучести, Il	Коэффициент истираемости, Kf, д.е.	Коэффициент выветрелости, Kwr, д.е.	Предел прочности на одноосное сжатие, Rc, МПа	Удельное сцепление С, МПа	Угол внутреннего трения φ, град	Модуль деформации Е, Мпа	Расчетные сопротивления по СП 22.1333.2016, R_0 кПа	Теплопроводность в мерзлом состоянии, Вт/(м°С)	Теплопроводность в талом состоянии, Вт/(м°С)	Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии,	Объемная теплоемкость в талом состоянии, Дж/(м^3°С)
5421-2	d,eQIII-IV	Песок мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения	Хн	1,80	1,59	2,64	12,5	0,51	0,65	-	-	-	-	-	-	-	0,002	32	27,4	200	1,86	1,66	1,93	2,34
			Ха=0.85	1,80													0,002	31						
			Ха=0.95	1,80													0,002	31						
5423-2		Песок мелкий, средней плотности, водонасыщенный	Хн	1,94	1,60	2,64	20,7	0,84	0,65	-	-	-	-	-	-	-	0,002	32	26,8	200	2,44	2,22	2,18	2,87
			Ха=0.85	1,92													0,002	32						
			Ха=0.95	1,91													0,001	31						
330-2		Суглинок тяжелый, тугопластичный, , среднепучинистый	Хн	1,95	1,62	2,71	20,6	0,82	0,68	25,6	17,0	8,7	0,41	-	-	-	0,026	21	18,0	200	1,55	1,36	2,18	2,86
			Ха=0.85	1,94													0,026	21						
			Ха=0.95	1,93													0,025	20						
420-2		Супесь, пластичная, слабопучинистая	Хн	1,94	1,62	2,70	20,1	0,81	0,67	23,6	17,2	6,4	0,45	-	-	-	0,014	24	17,7	230	1,71	1,58	2,16	2,82
			Ха=0.85	1,93													0,013	23						
			Ха=0.95	1,92													0,013	23						
6234-2		Дресвяный грунт средней степени водонасыщения, с заполнителем супесь пластичная	Хн	2,01	1,80	2,69	13,8	0,73	0,49	25,1	14,8	10,3	-0,10	0,22	0,55	-	0,014	31	35,3	450	1,76	1,65	2,21	2,76
			Ха=0.85	2,03													0,014	31						
			Ха=0.95	2,02													0,013	30						

Таблица Б.2 - Показатели физико-механических свойств многолетнемерзлых грунтов и грунтов деятельного слоя (сезонномерзлое состояние) по данным лабораторных исследований

Генезис	ИГЭ	Наименование по ГОСТ 25100-2020	Статистические показатели	Плотность мерзлого грунта, г/см3	Плотность скелета мерзлого грунта, г/см3	Плотность частиц мерзлого грунта, г/см3	Коэффициент пористости мерзлого грунта	Влажность суммарная, %	Влажность за счет ледяных включений, %	Влажность за счет незамерзшей воды, %	Влажность между ледяными включениями, %	Влажность за счет льда-цемента, %	Льдистость суммарная, д.е.	Льдистость за счет видимых ледяных включений, д.е.	Льдистость грунта за счет льда-цемента (порового льда), д.е.	Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой,д.е.	Влажность на границе текучести, %	Влажность на границе раскатывания, %	Число пластичности, %	Показатель текучести	Коэф сжим при оттаивании состоянии, МПа-1	Коэффициент оттаивания, д.е.	Коэффициент сжимаемости в мерзлом состоянии, МПа-1	Предельно длительное значение эквивалентного сцепления	Теплопроводность в мерзлом состоянии, Вт/(м°С)	Теплопроводность в талом состоянии, Вт/(м°С)	Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии, Дж/(м^3°С)	Объемная теплоемкость в талом состоянии, Дж/(м^3°С)
				p	p_d	p_s	ef	W_{tot}	W_i	W_w	W_m	W_{ic}	i_{tot}	i_i	i_{ic}	S_{rf}	W_L	W_p	I_p	I_L	M_{th}	A_{th}	mf	C_{eq}	λ_f	λ_{th}	C_f	C_{th}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24	25	27	38	39	40	41
d,eQII-IV	14-1м		Хн	1,07	0,42	1,68	2,97	153,2	0,0	134,5	153,2	18,6	0,087	0,0	0,087	0,87	-	-	-	-	-	-	-	-	1,36	0,93	3,26	3,42

| Генезис | | |

Таблица Б.3 - Показатели свойств скальных и полускальных талых и морозных грунтов по данным лабораторных исследований

Геологический возраст	ИГЭ	Наименование по ГОСТ 25100-2020	статистические показатели	Влажность природная, %	Плотность грунта природного сложения, г/см^3	Плотность частиц грунта, г/см^3	Плотность сухого грунта, г/см^3	Сопротивление сжатию Rсж вдн, МПа	Коэффициент размягчаемости, д.е.	Коэффициент выветрелости, д.е.
				W	ρ	ρ_s	ρ_d	R_c	K_{sof}	K_{wrt}
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	15
106-4	J1uk	Алевролит малопрочный, очень плотный, слабовыветрелый, размягчаемый	Хн	5,0	2,82	2,76	2,69	12,7	0,66	0,92
			Ха=0.85	5,2	2,82					
			Ха=0.95	5,3	2,82					
106-4м		Алевролит малопрочный, очень плотный, слабовыветрелый, размягчаемый морозный	Хн	5,4	2,82	2,76	2,68	12,9	0,67	0,91
			Ха=0.85	5,5	2,82					
			Ха=0.95	5,6	2,82					
143-5		Песчаник средней прочности, плотный, средневыветрелы, неразмягчаемый	Хн	6,0	2,48	2,62	2,34	27,9	0,81	0,89
			Ха=0.85	6,1	2,46					
			Ха=0.95	6,2	2,45					

Приложение В

Результаты расчетов растепления

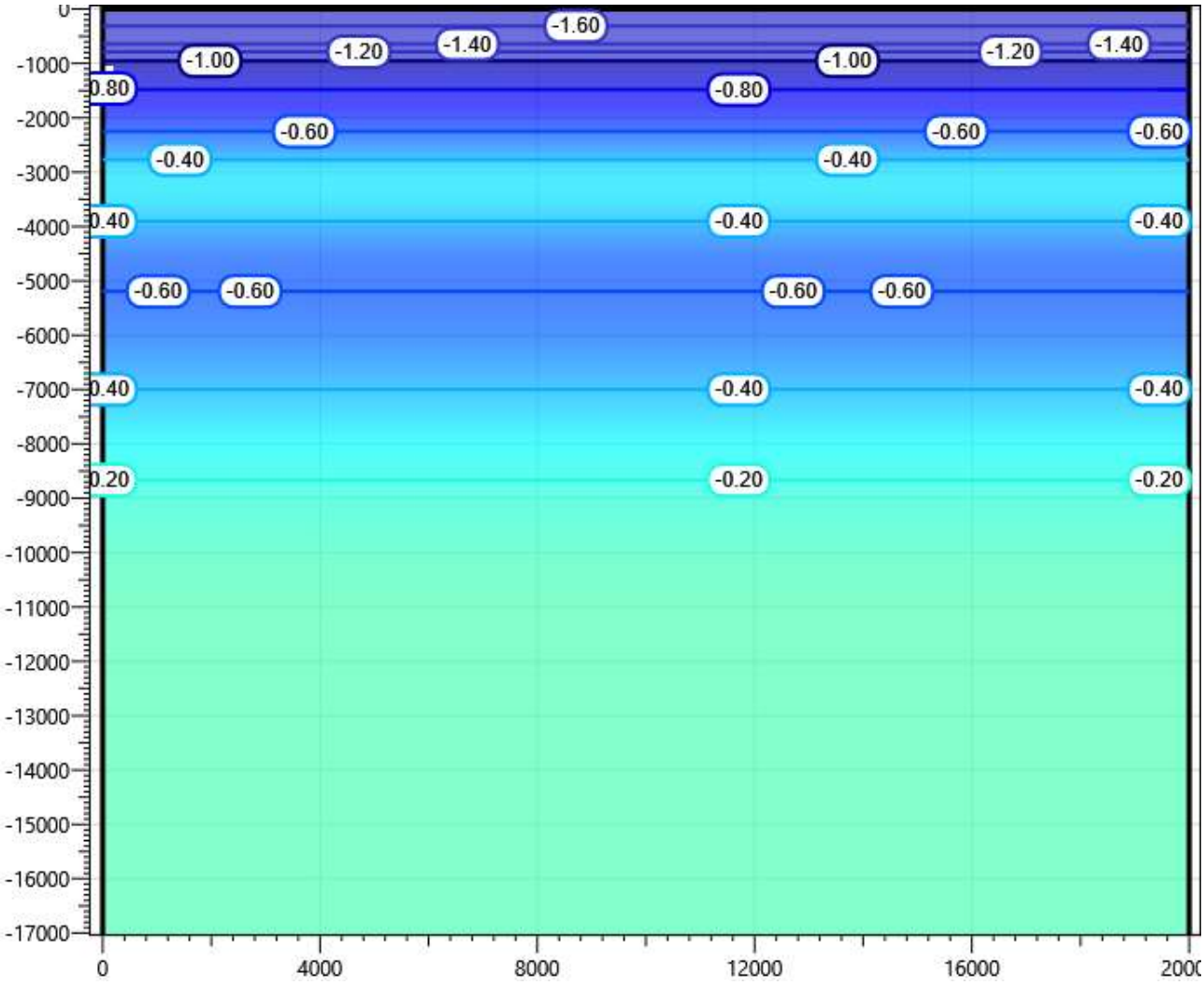


Рисунок В.1 – Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11.

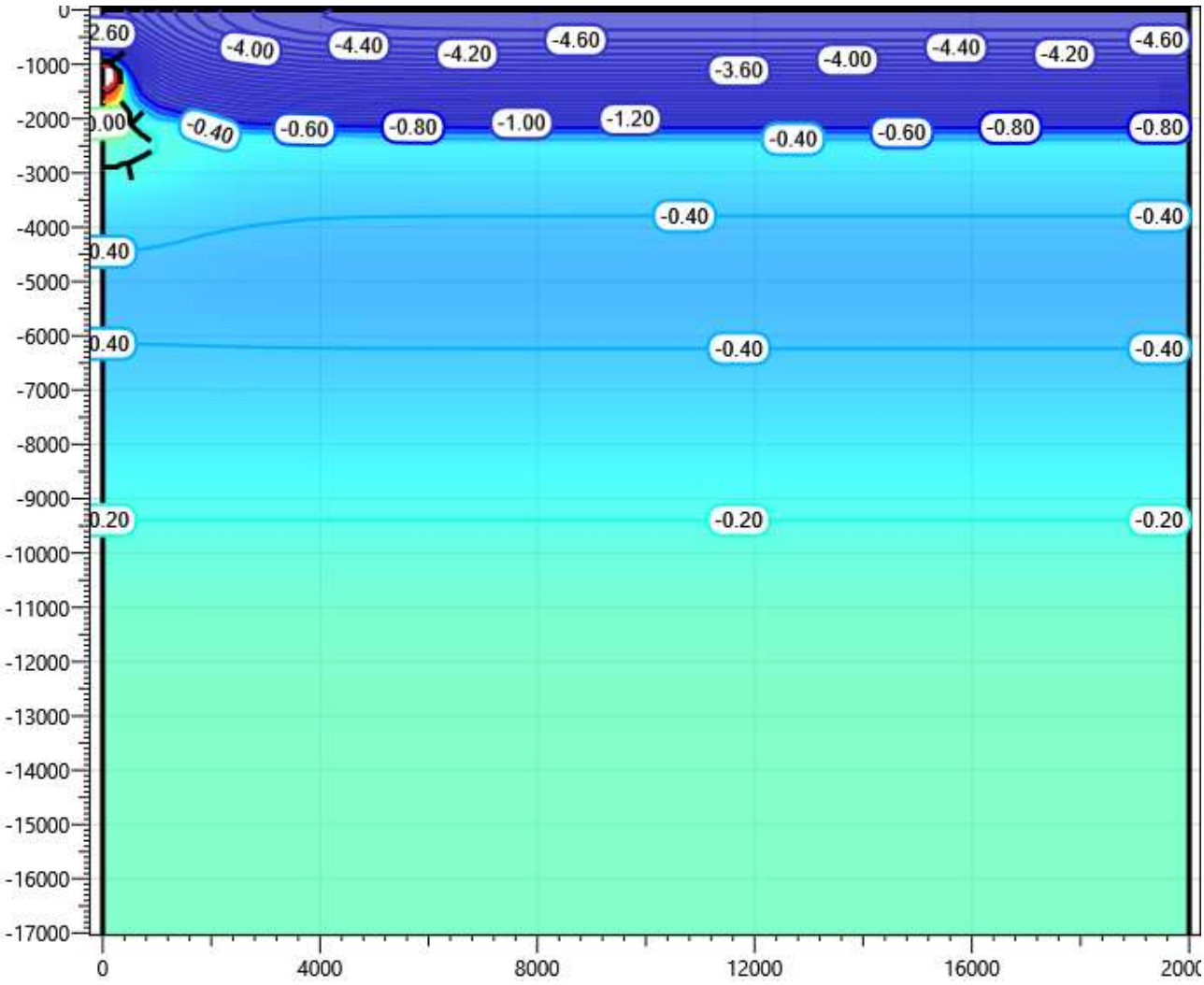


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

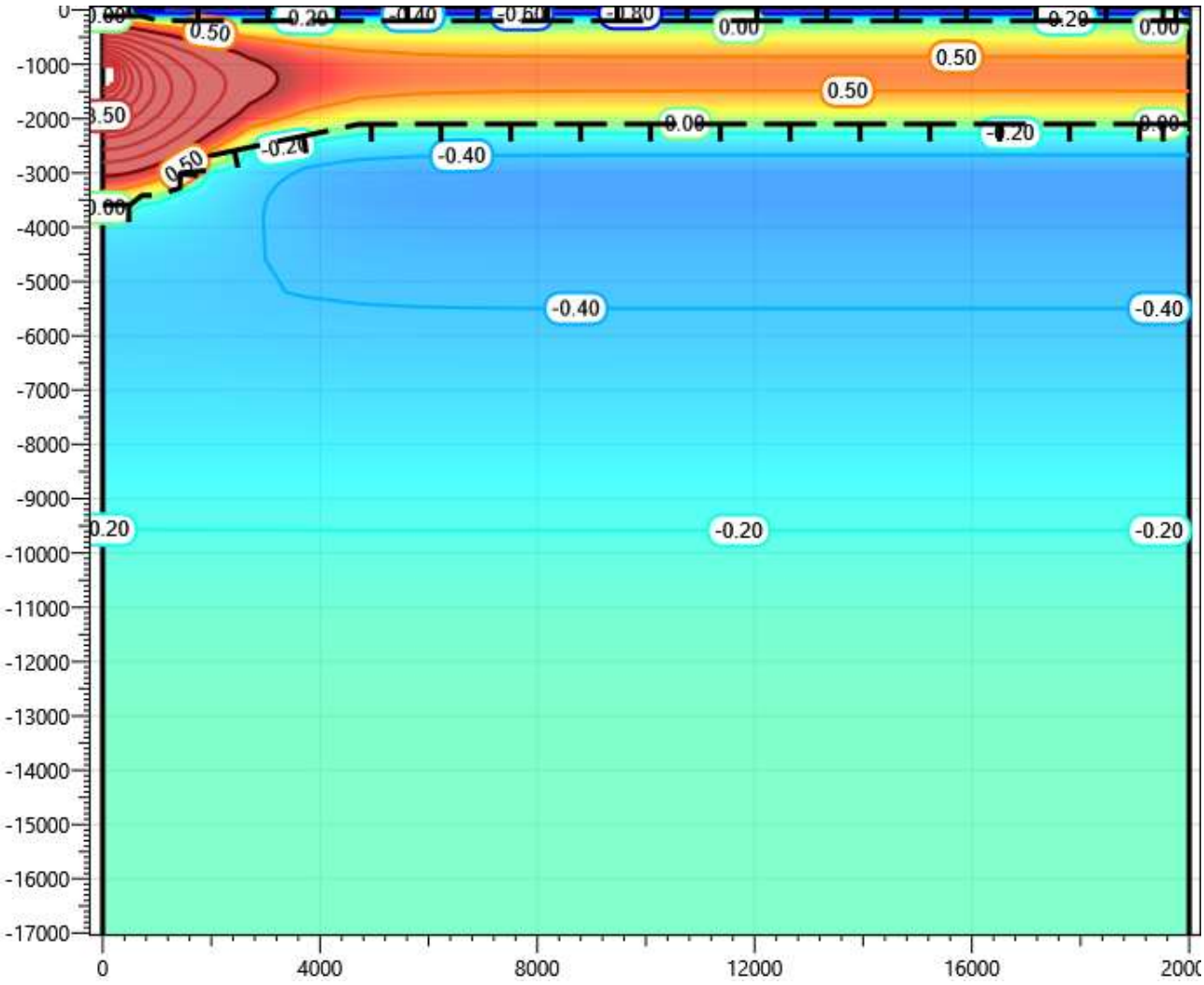


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

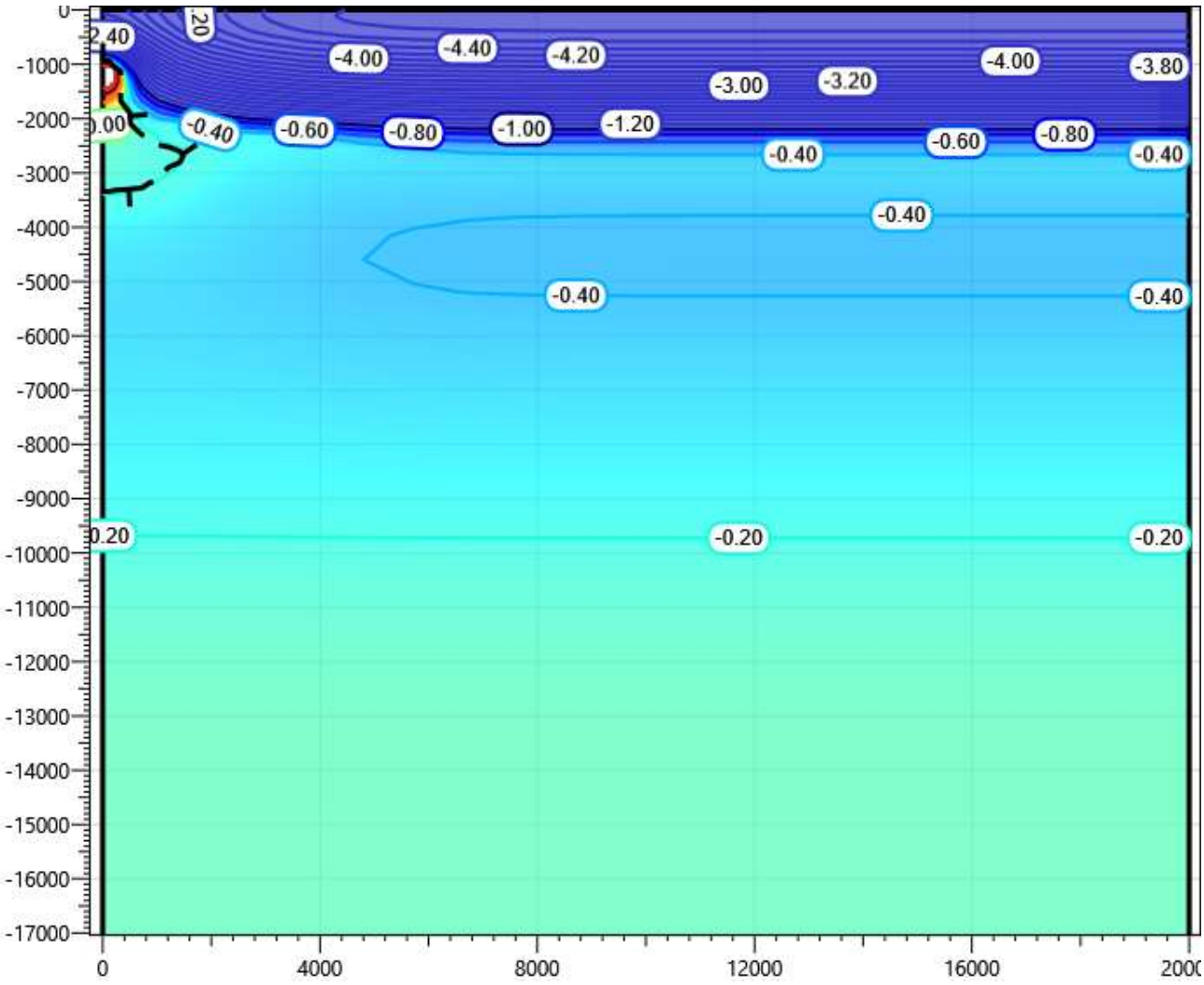


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

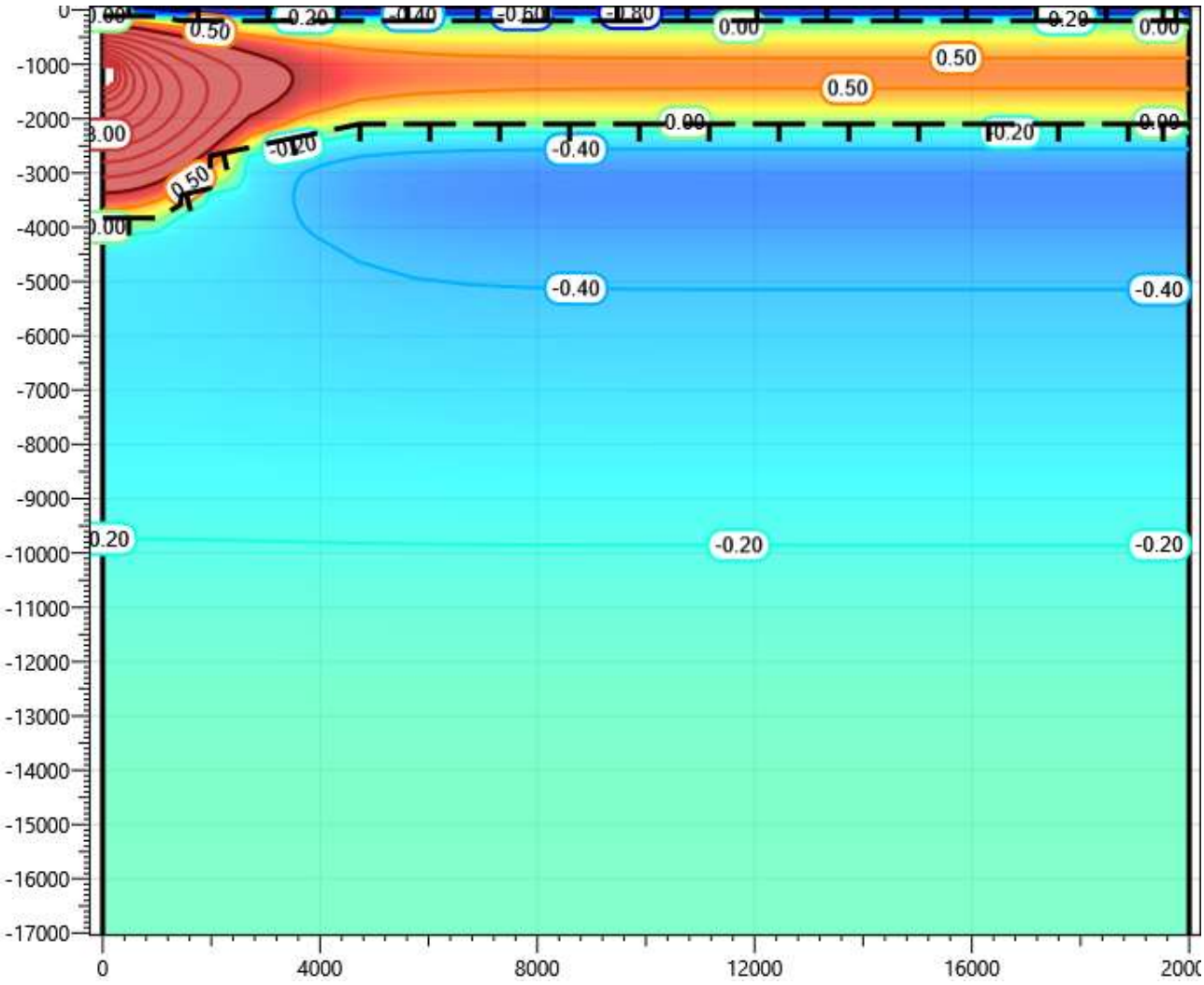


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

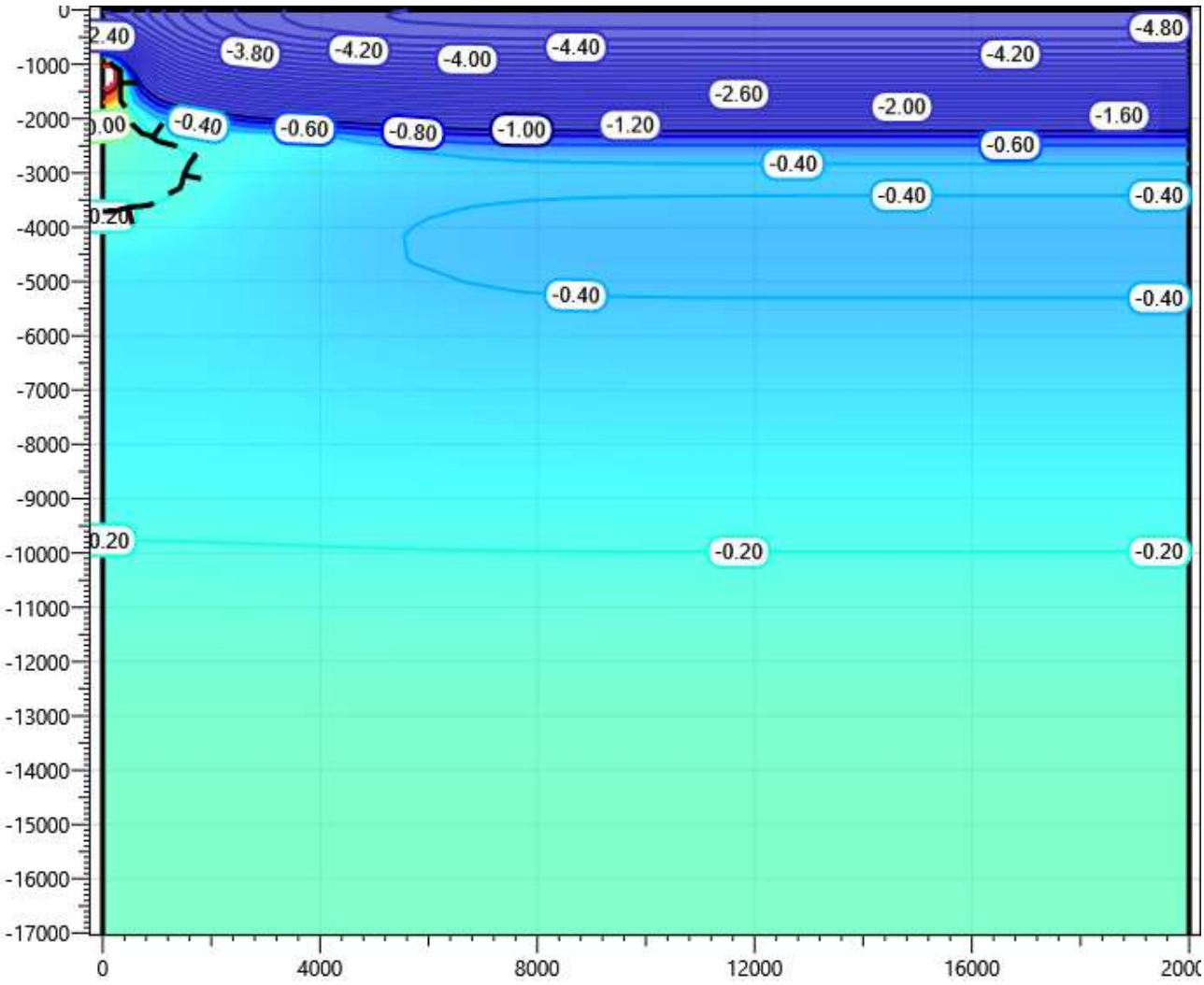


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

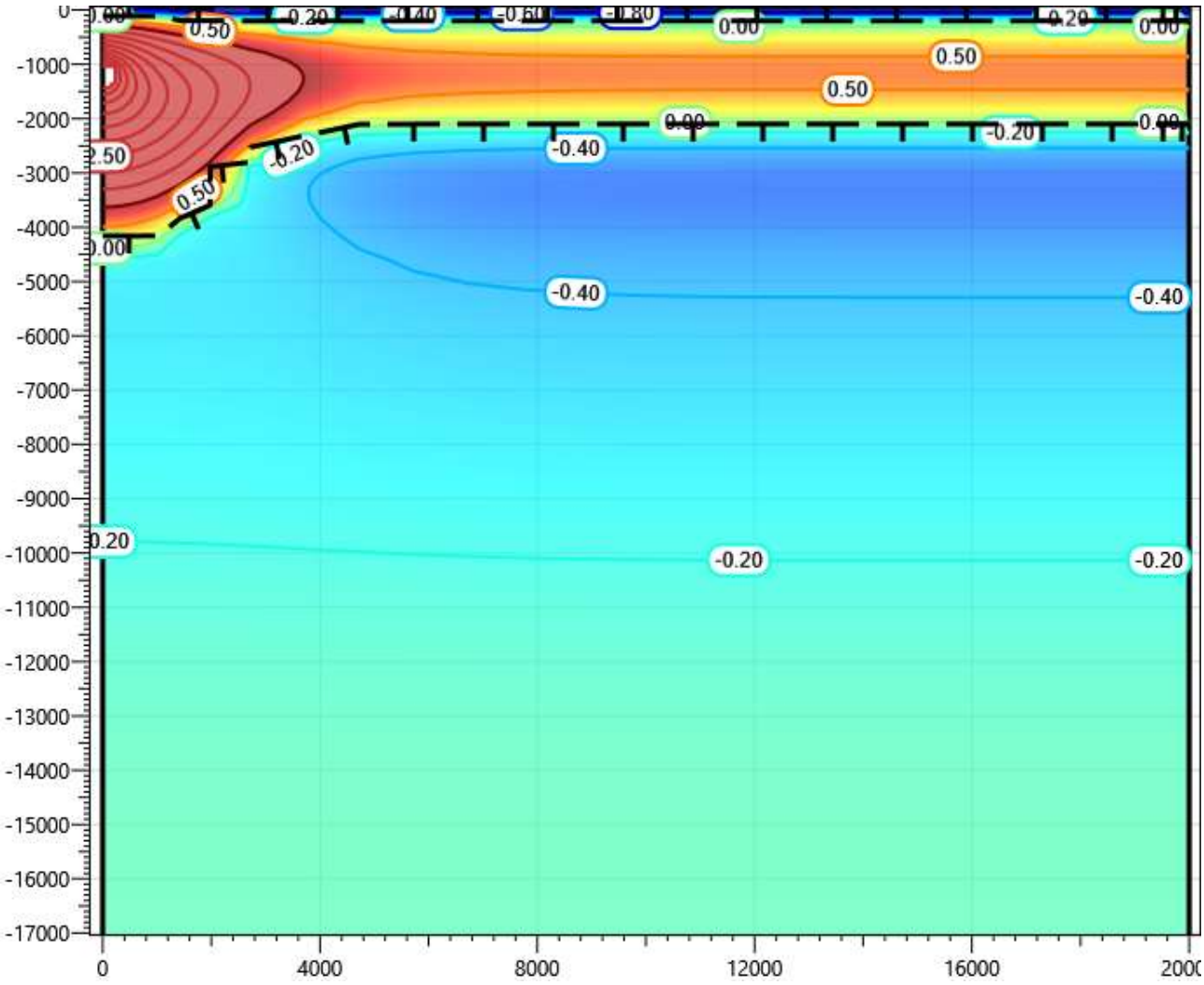


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

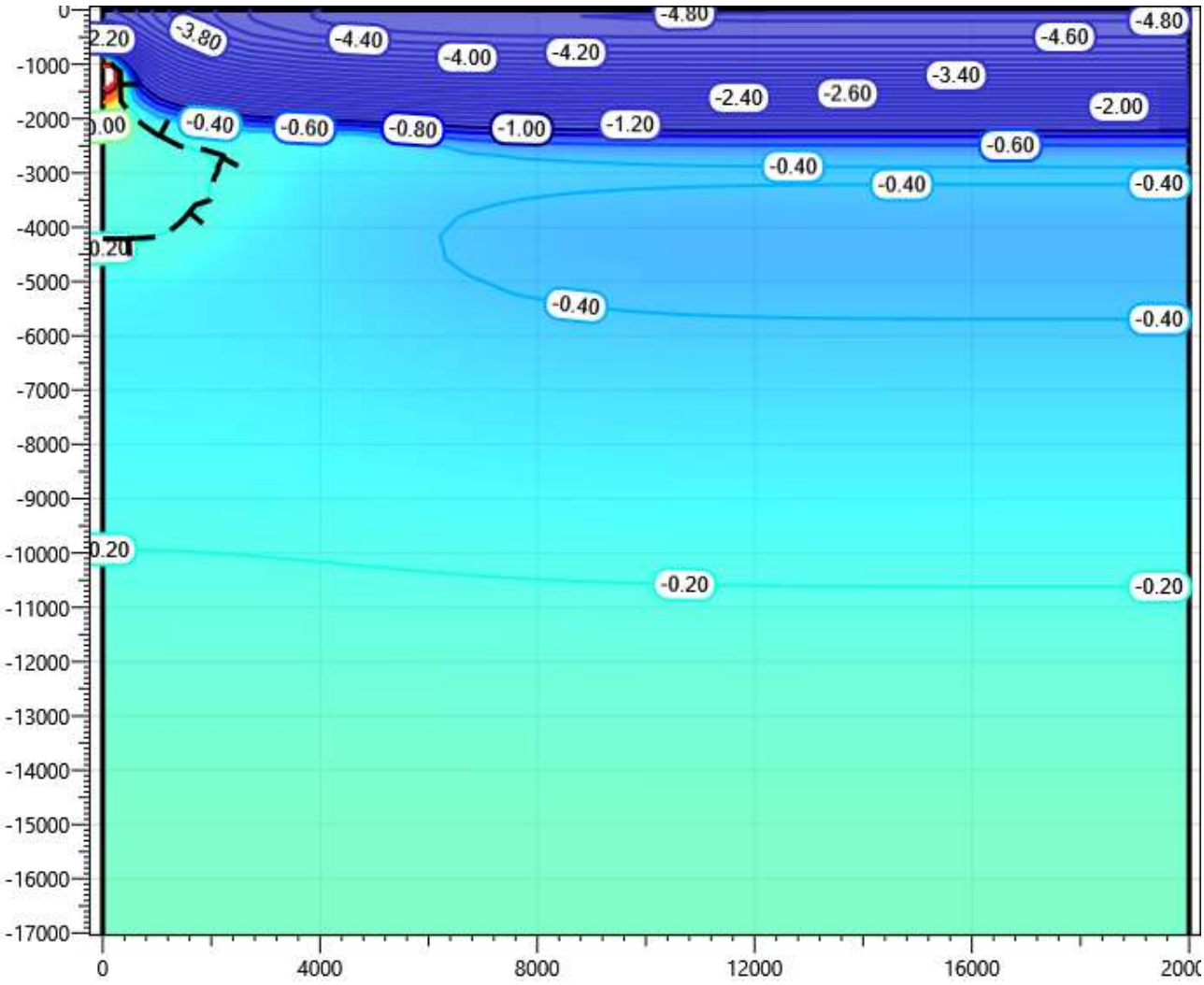


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

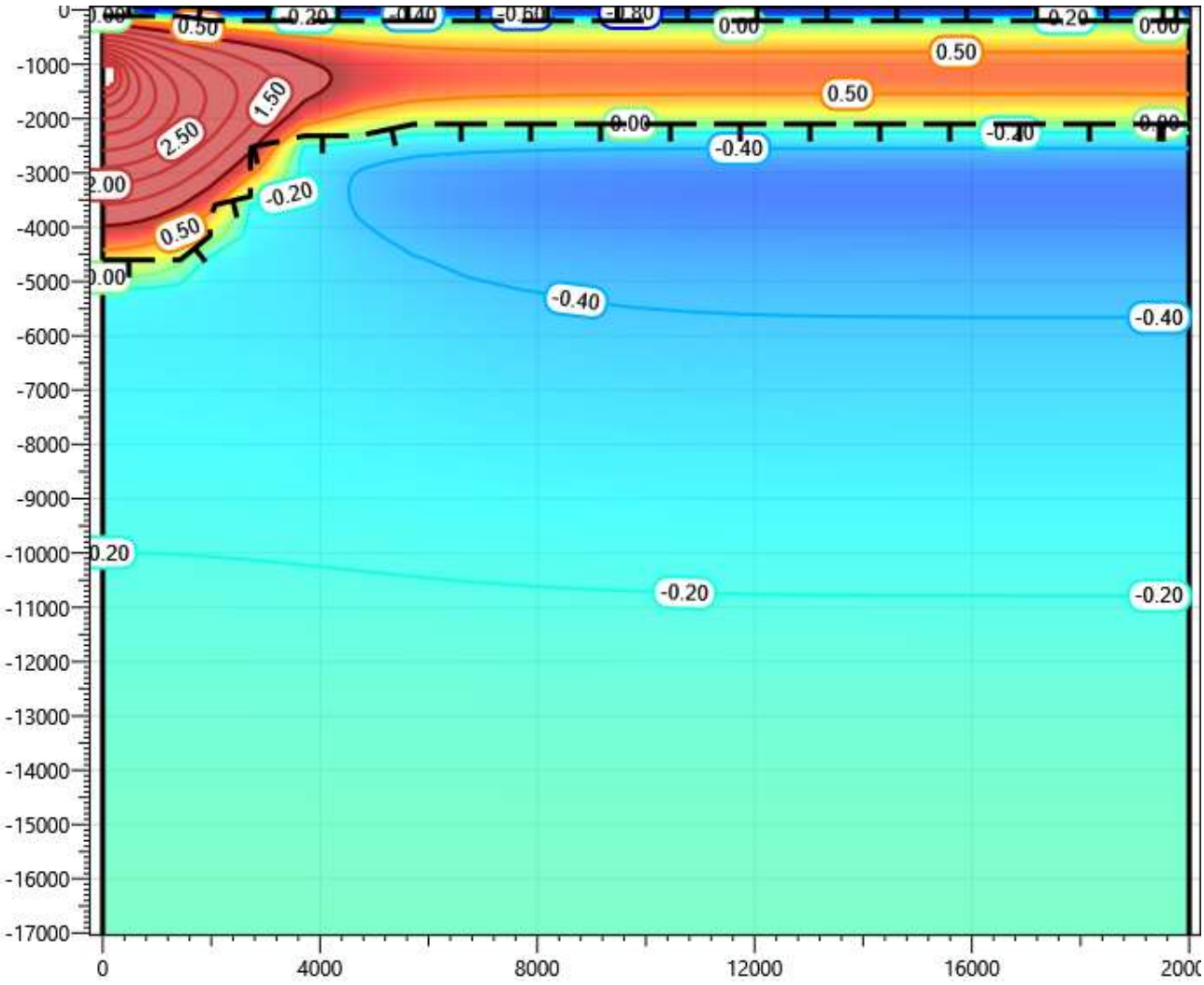


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

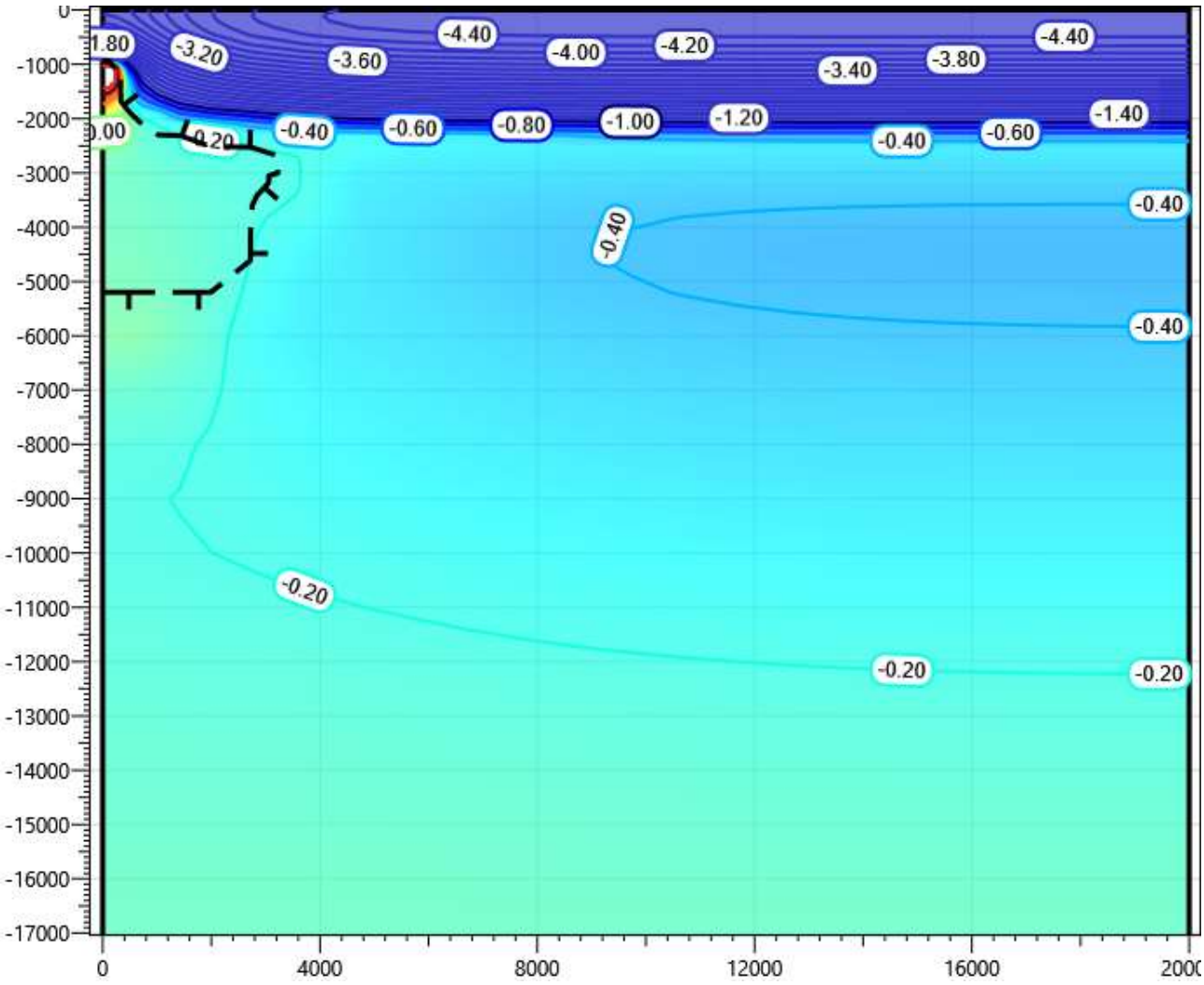


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

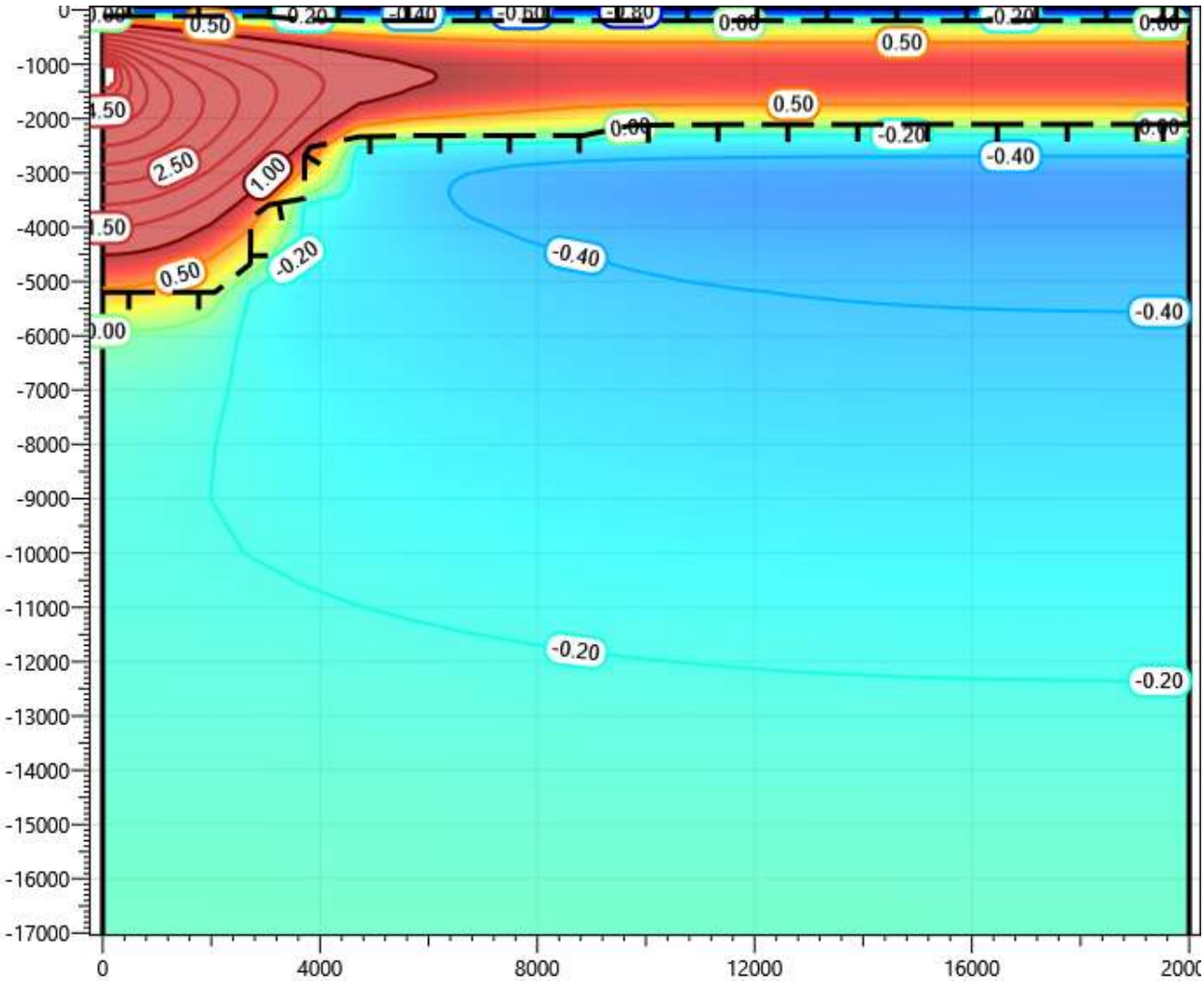


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

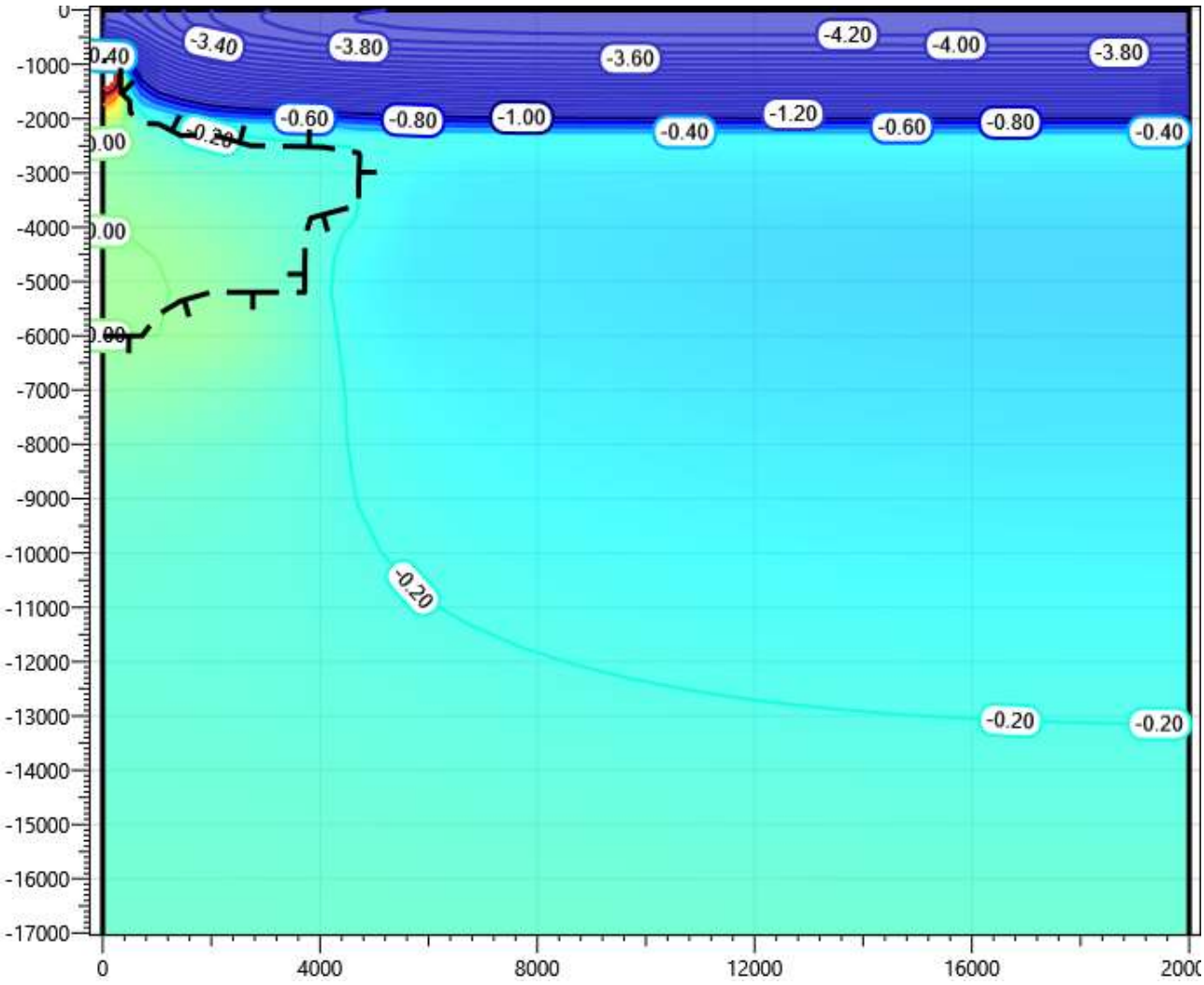


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

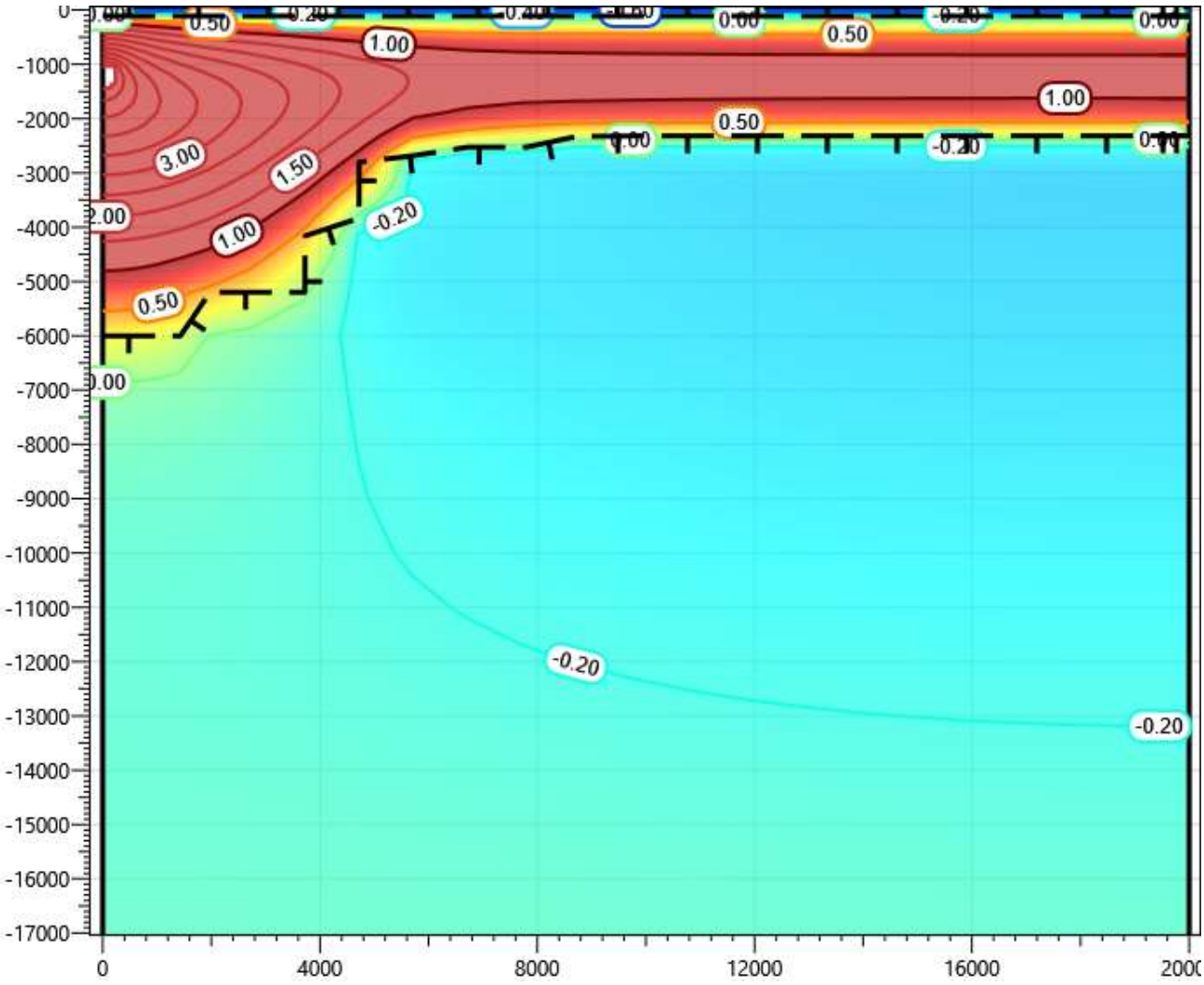


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

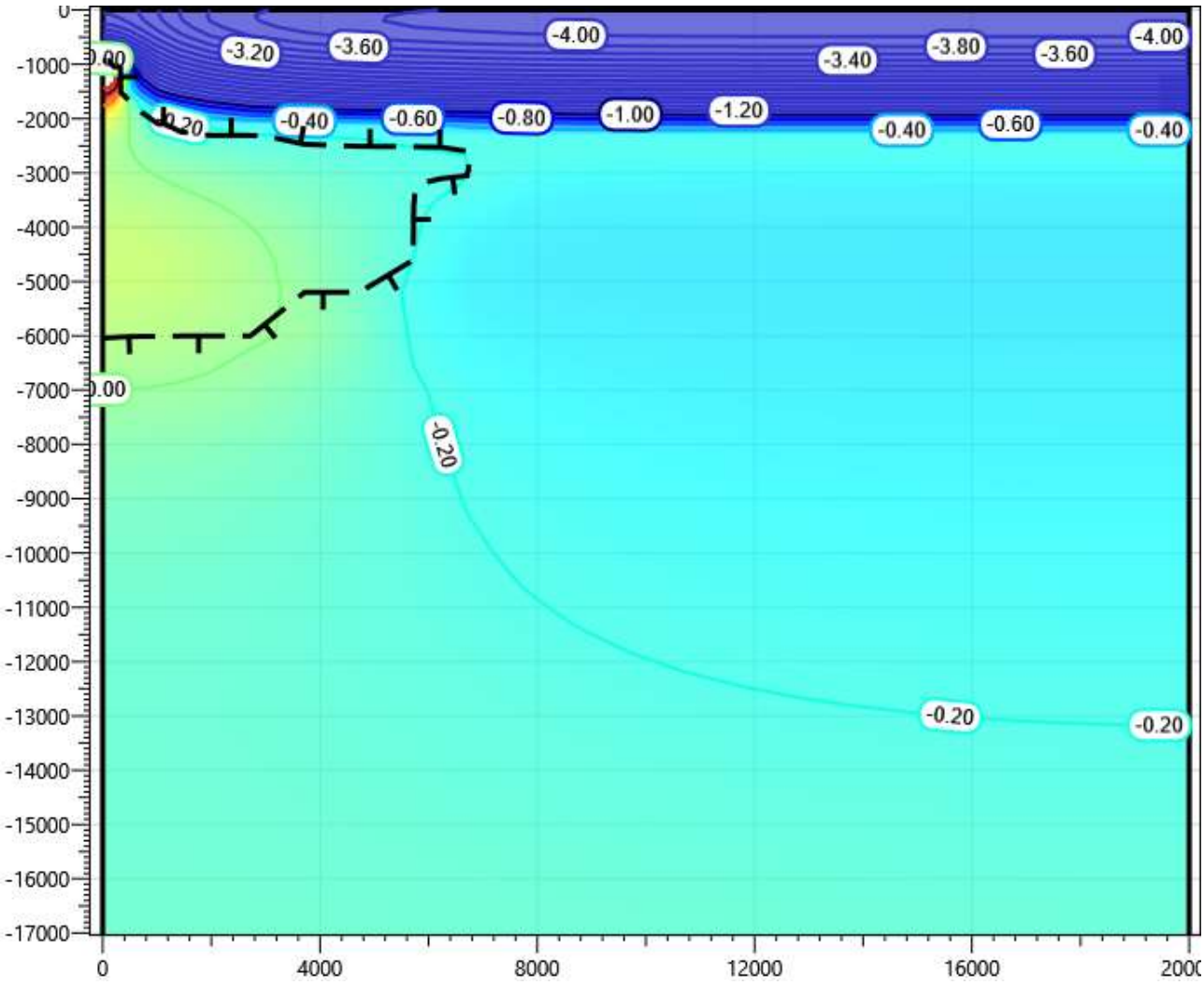


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

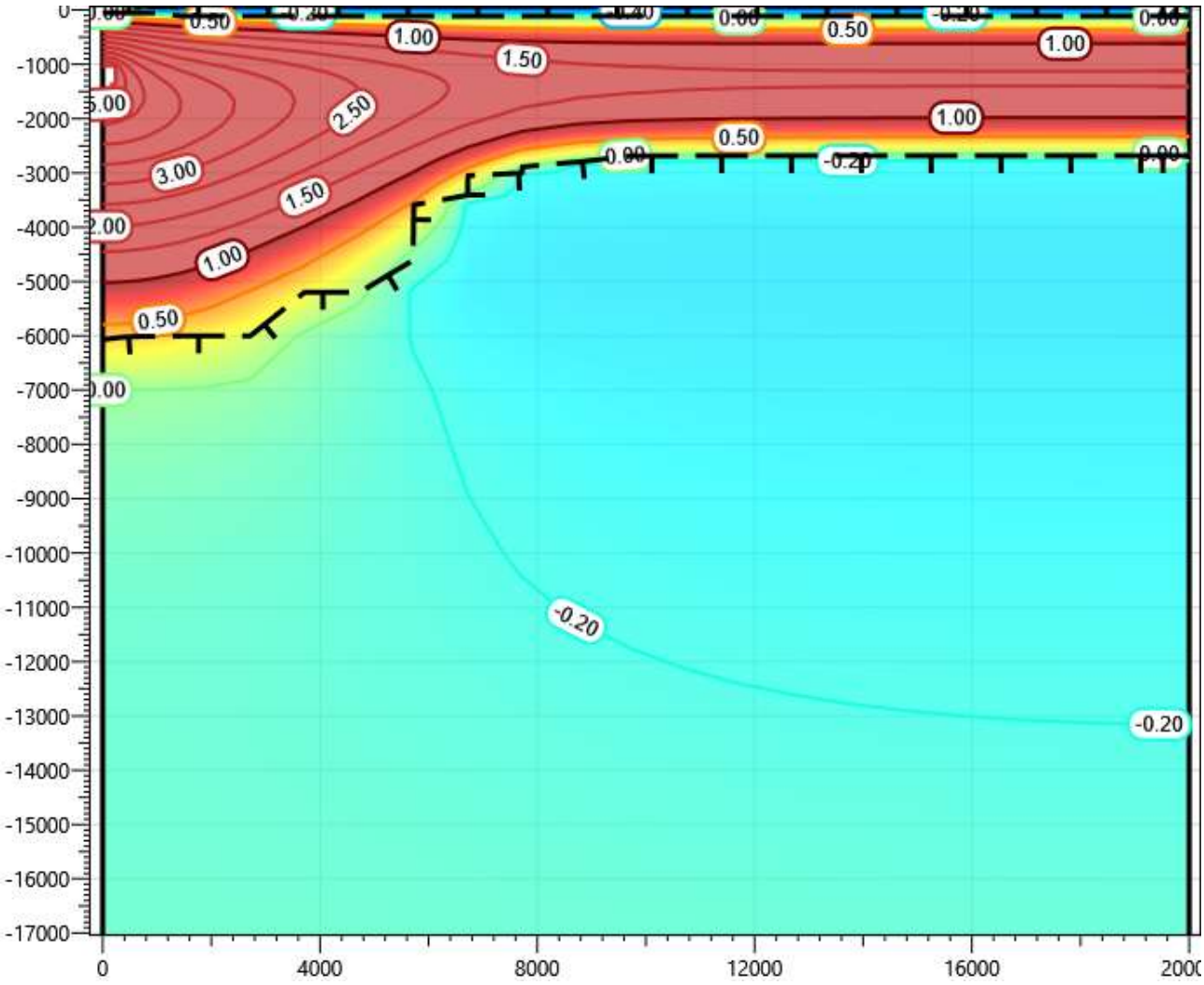


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

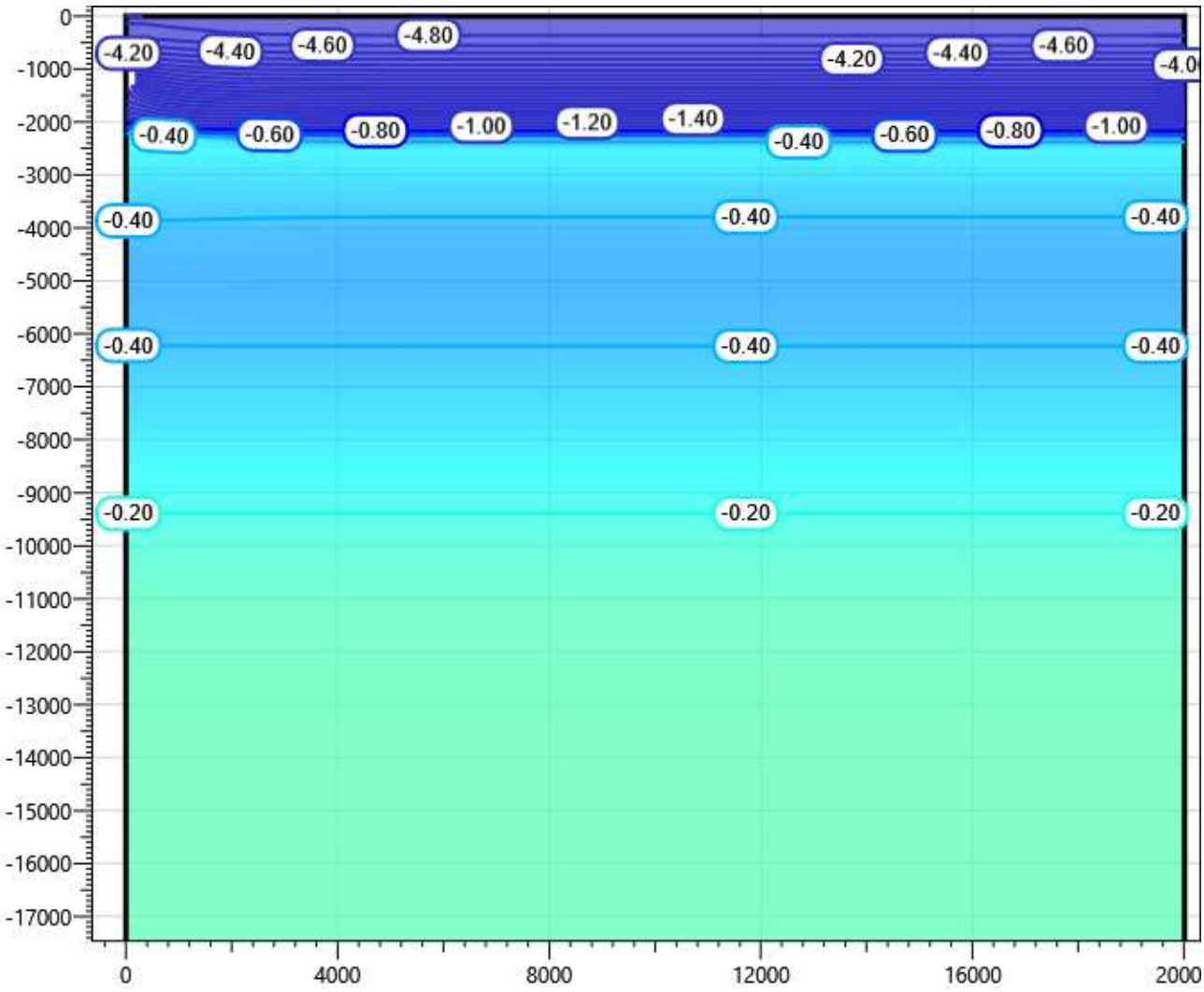


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

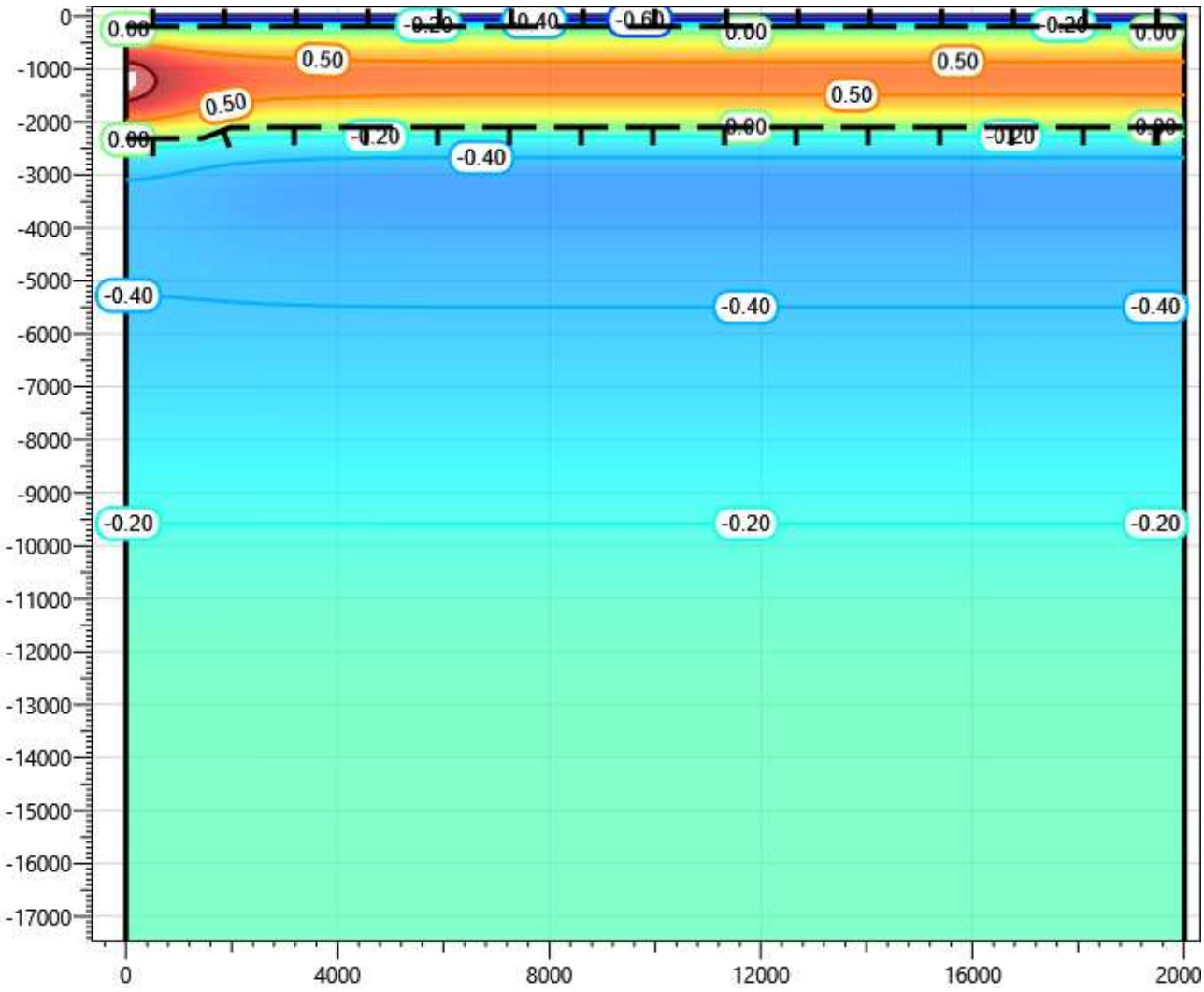


Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

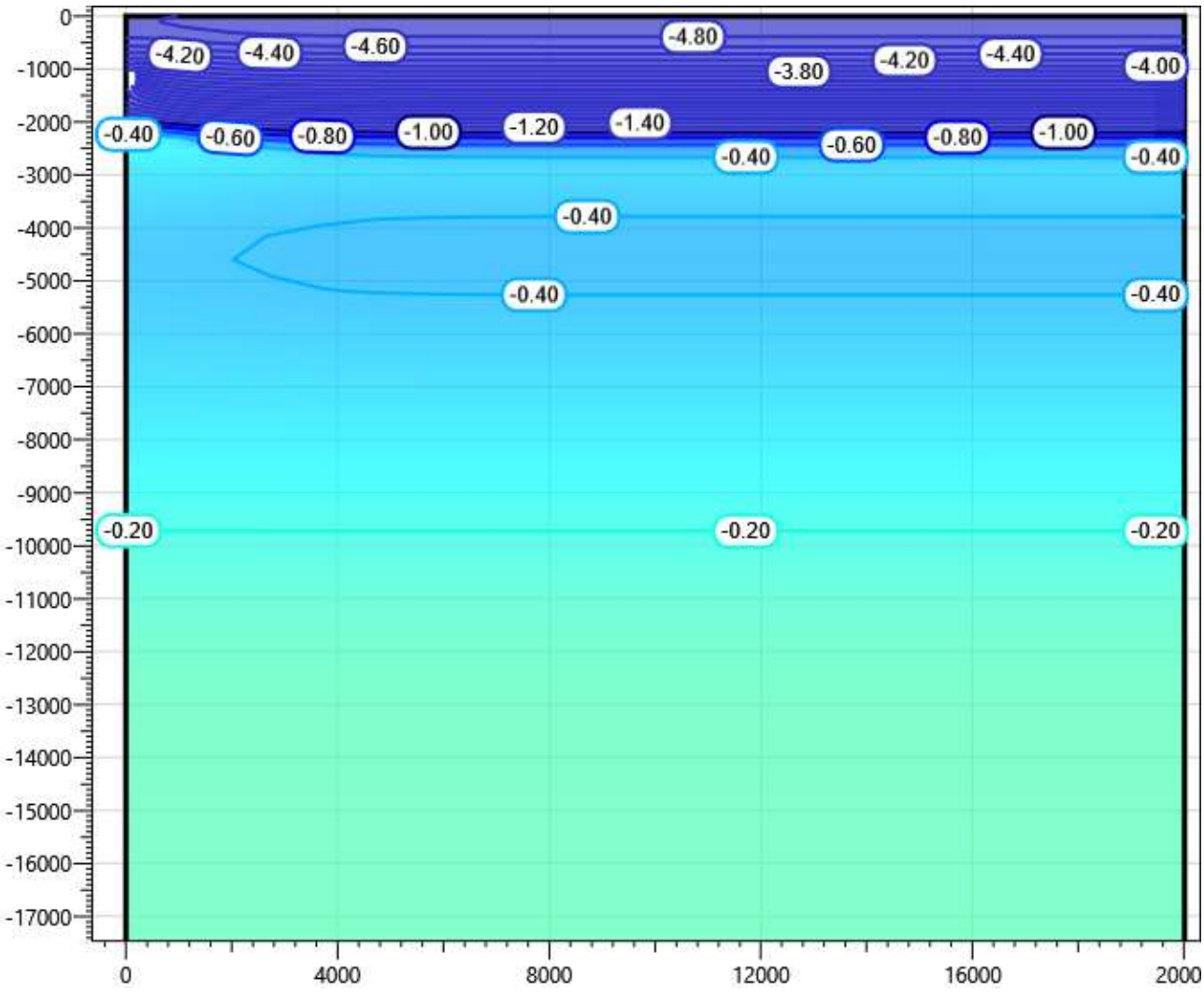


Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

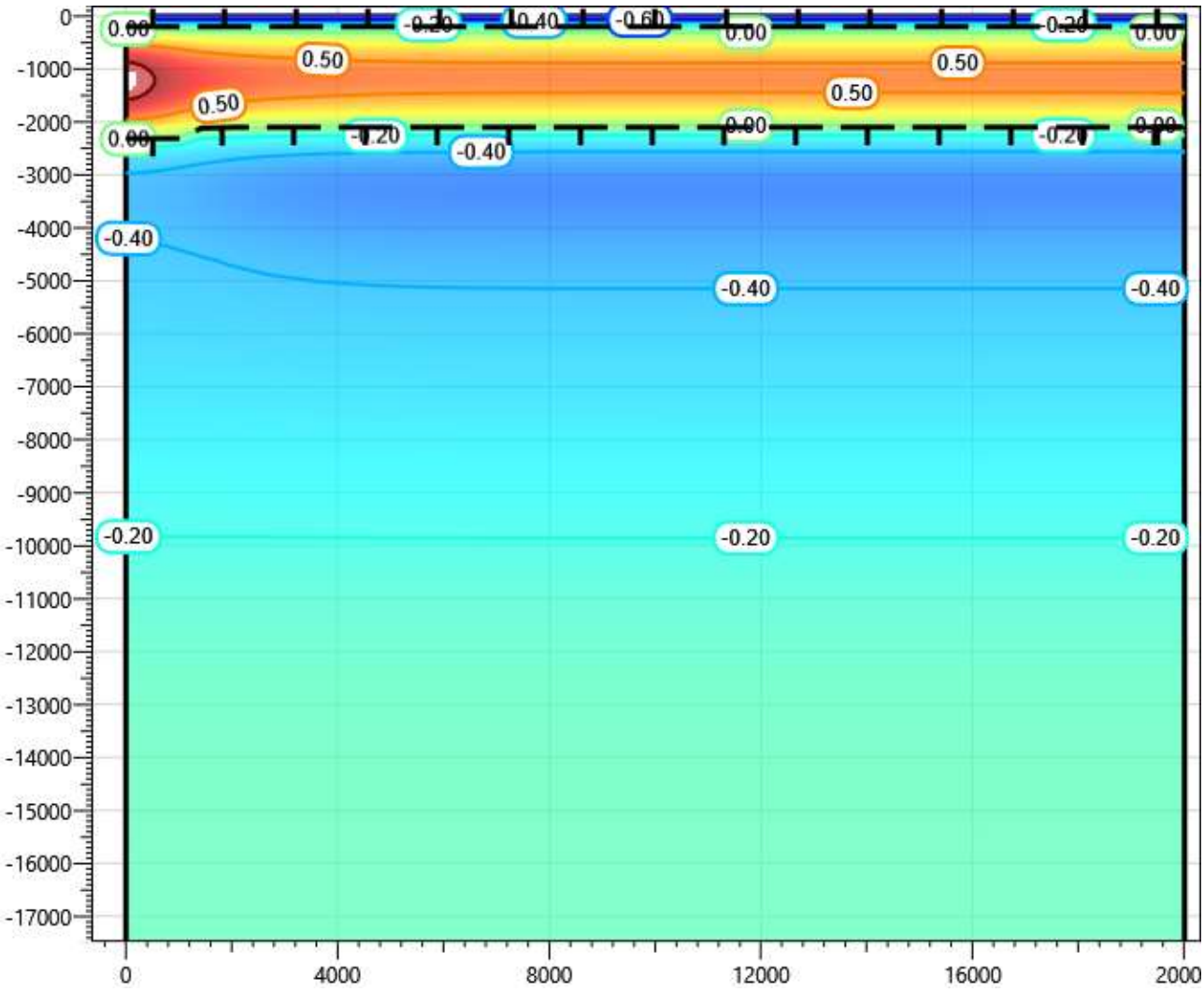


Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

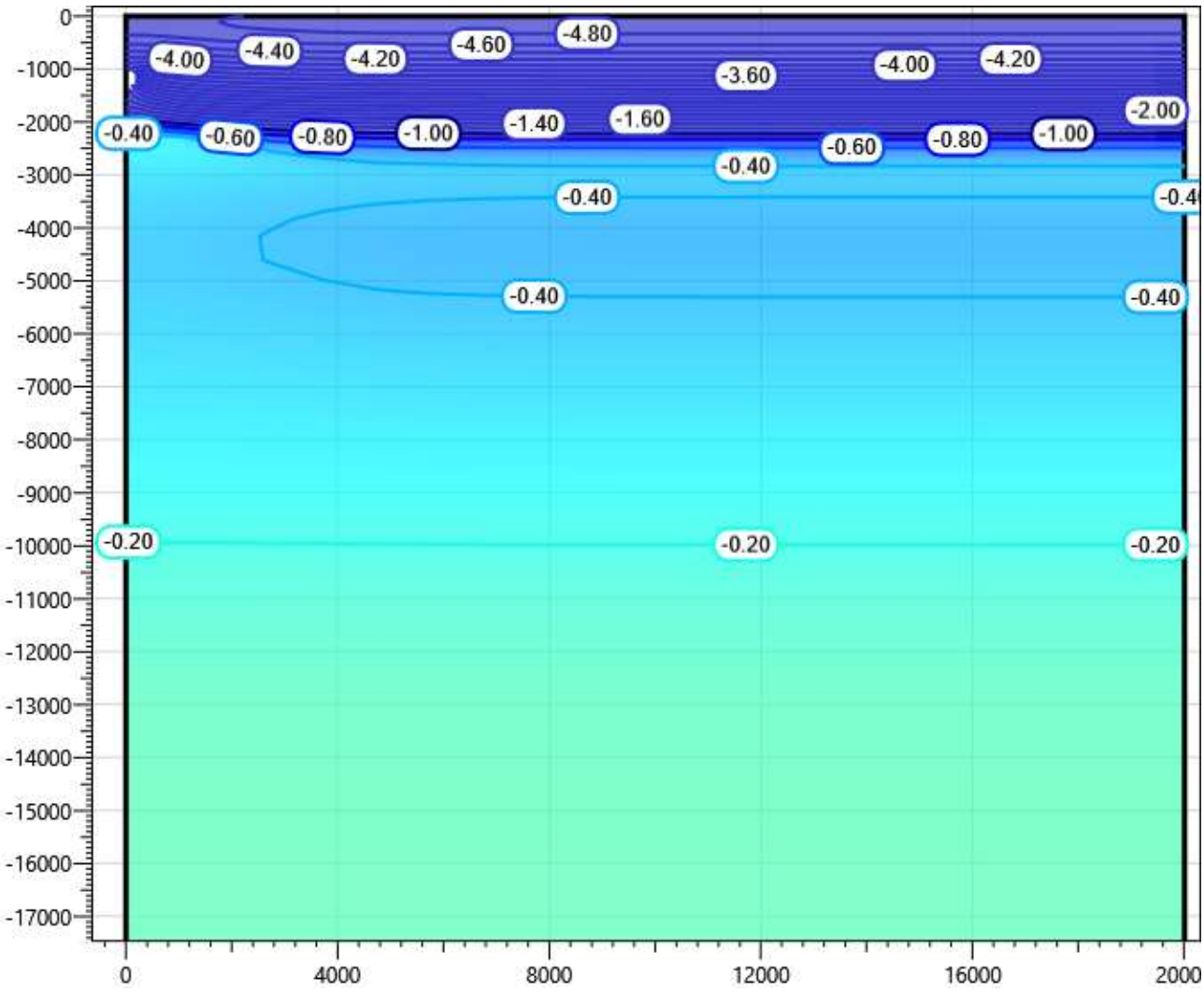


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

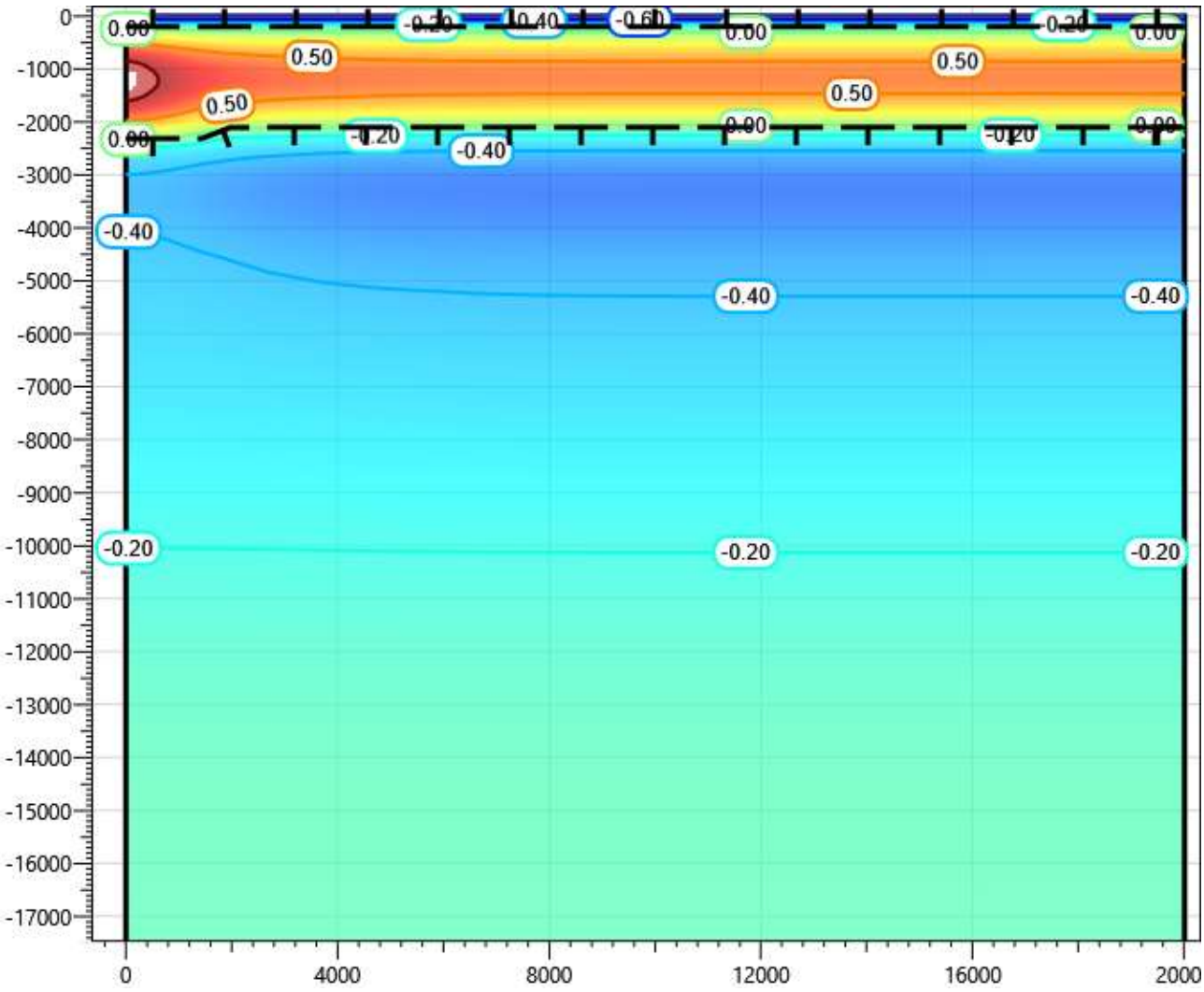


Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

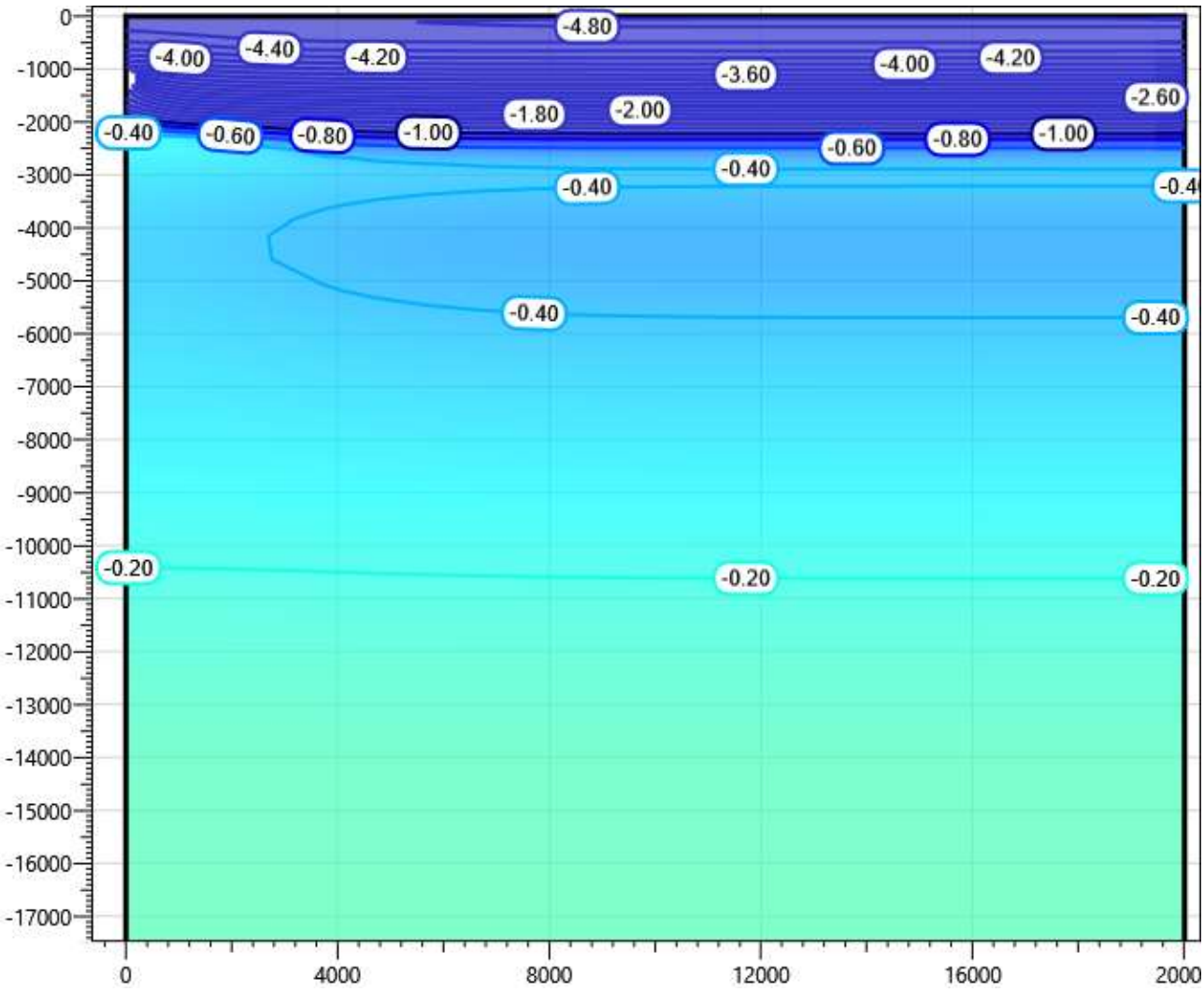


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

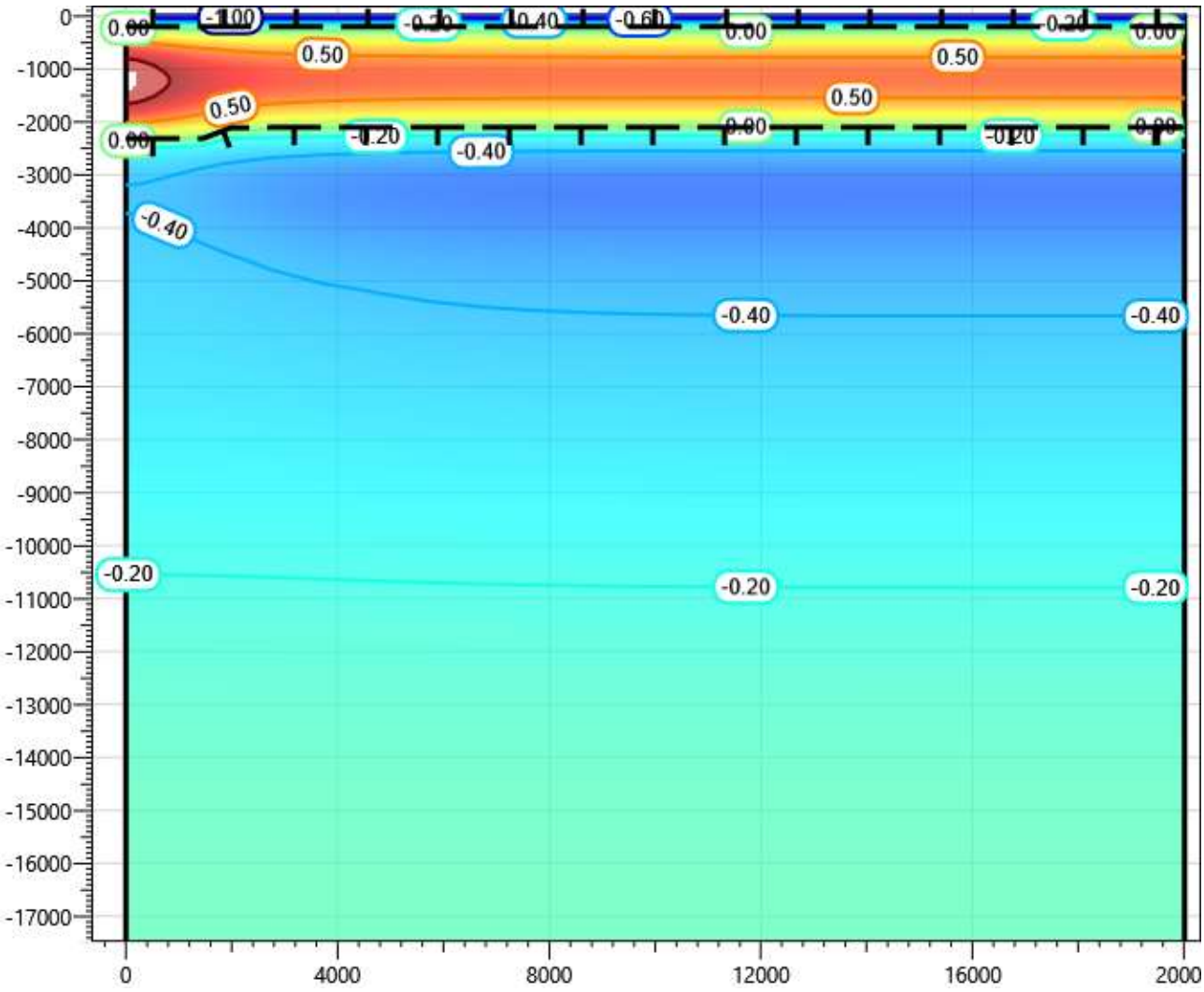


Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

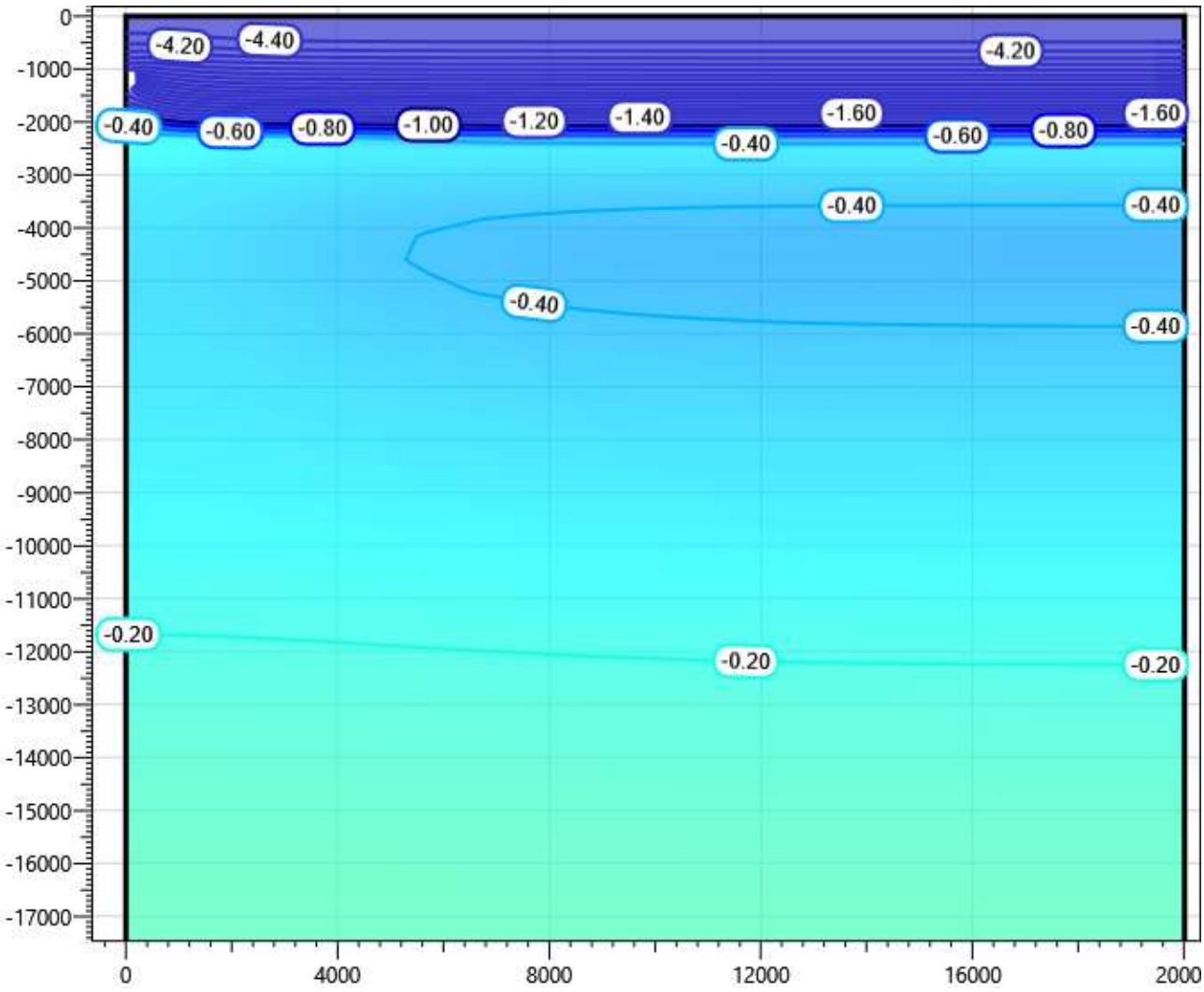


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

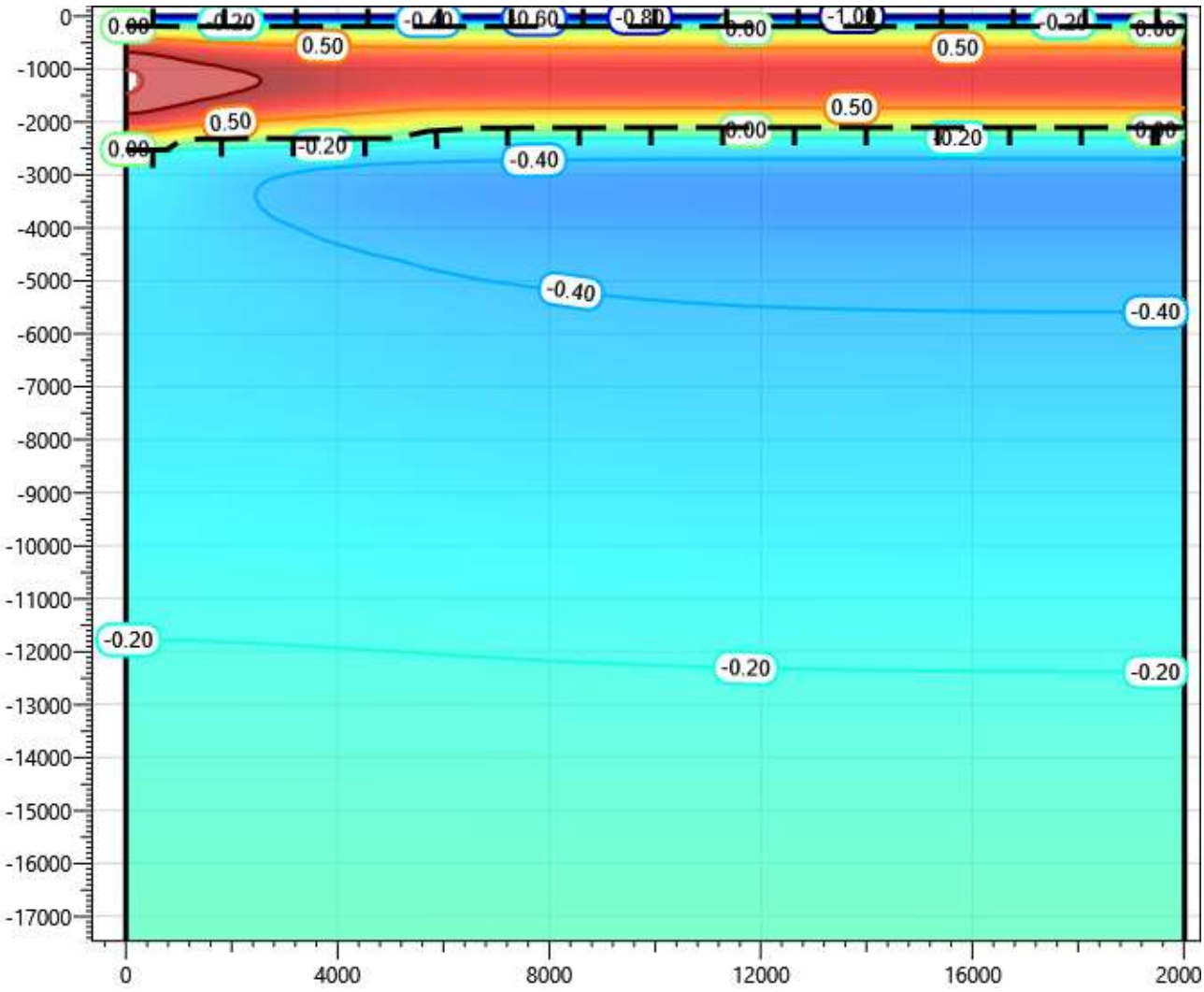


Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

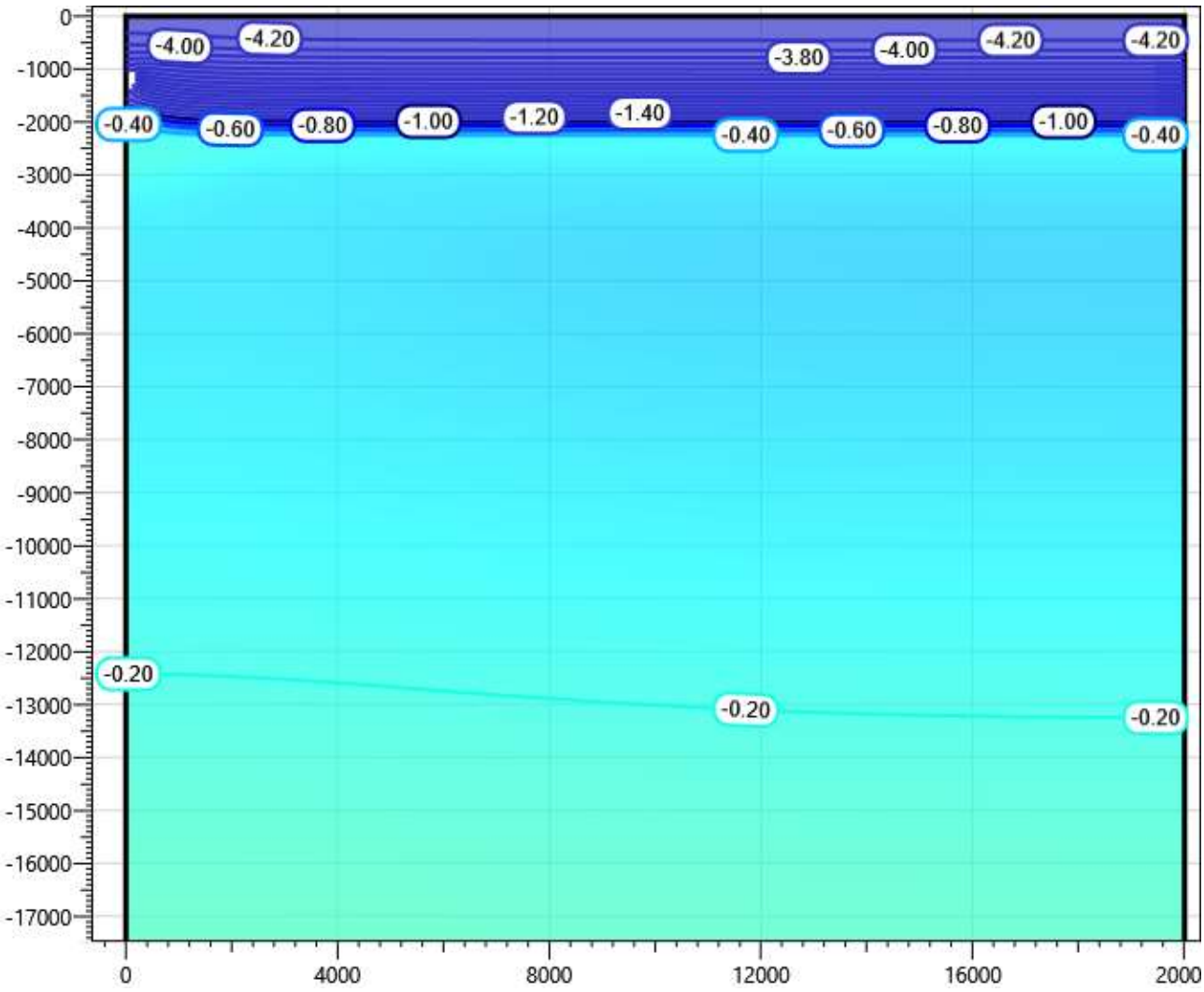


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

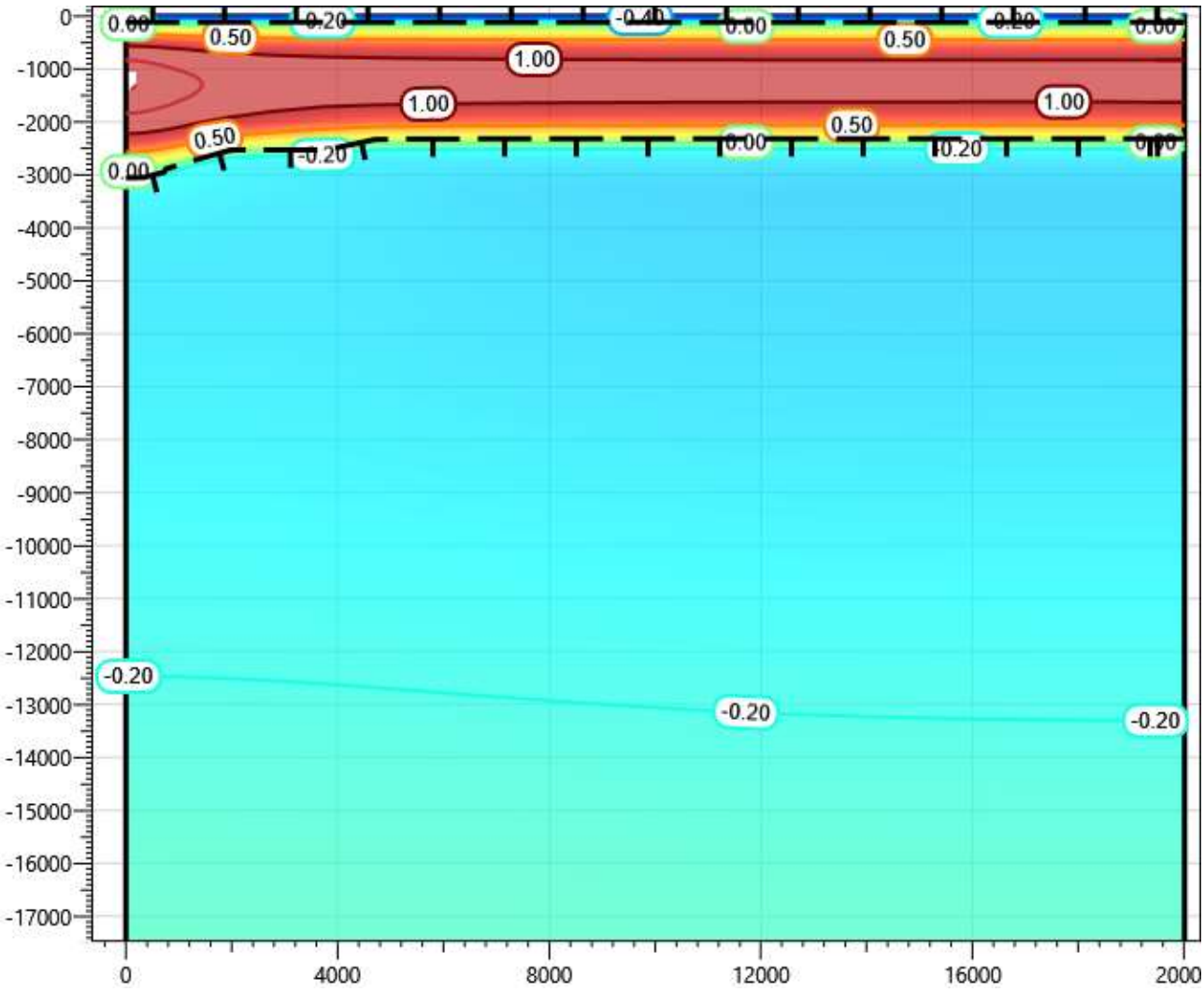


Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

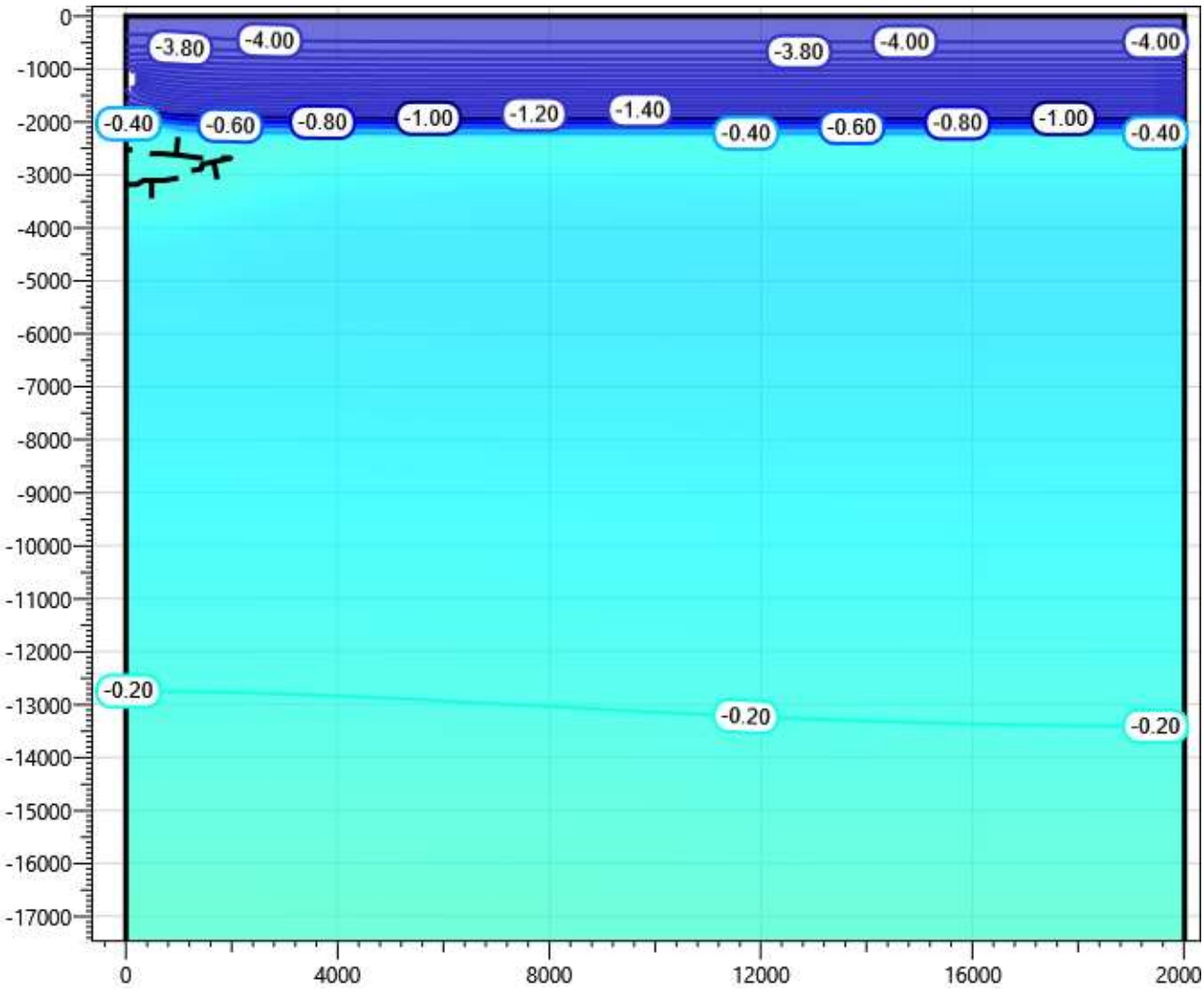


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

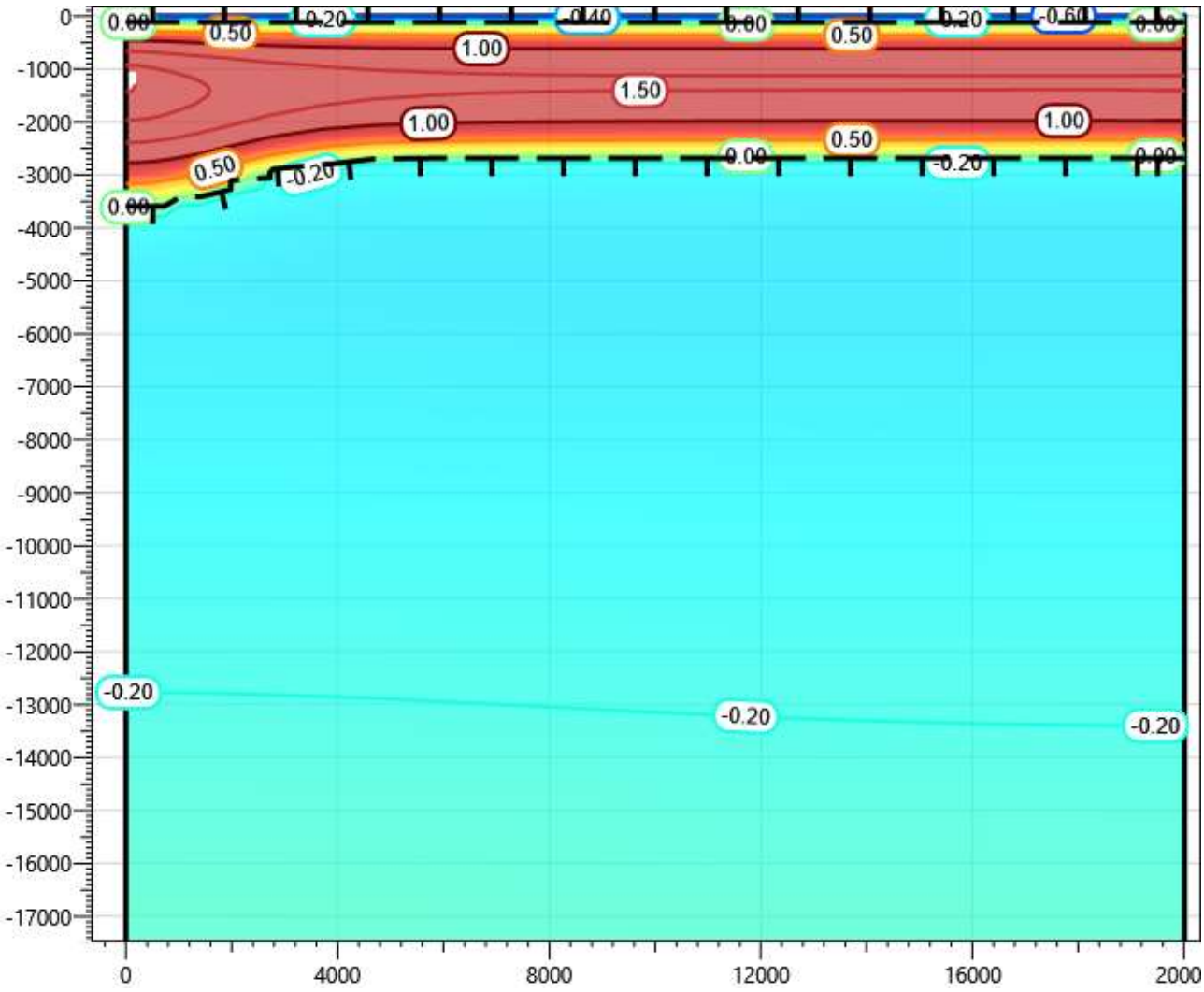


Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК237+80 скважина ННПЗ-11. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

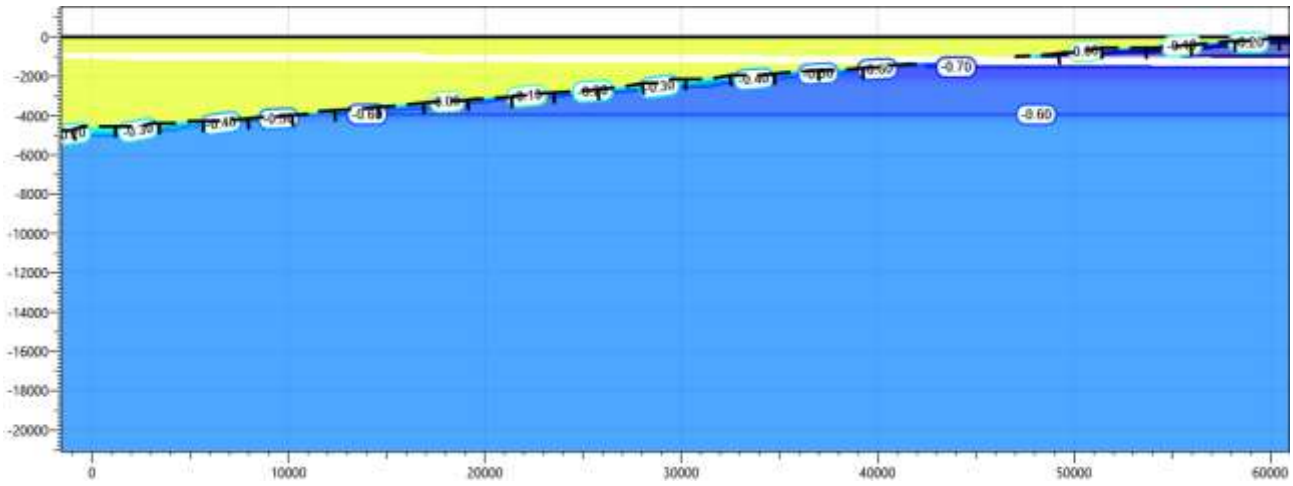


Рисунок В.30 – Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158.

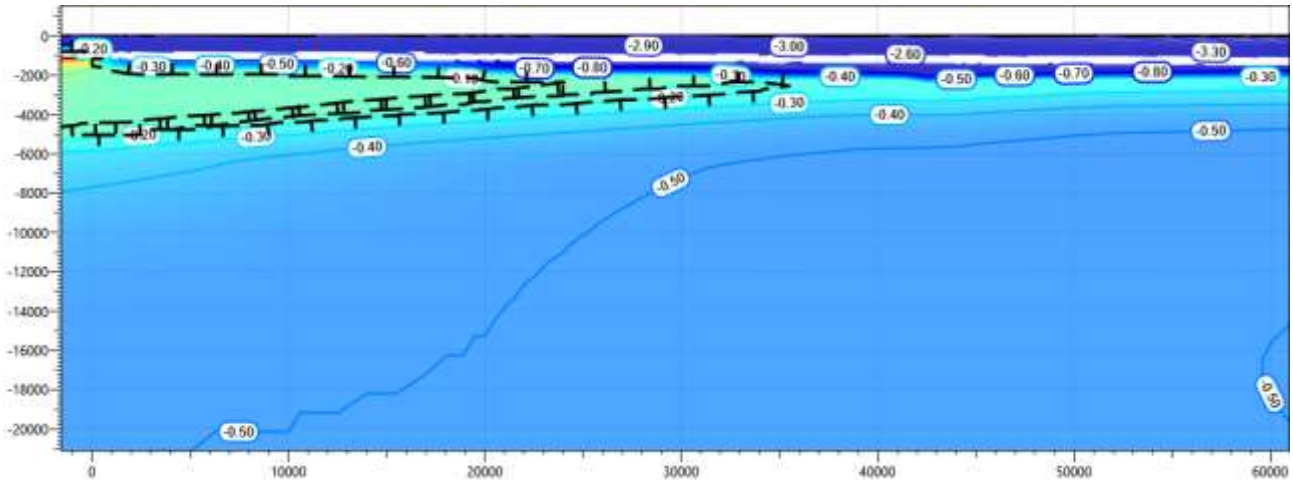


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

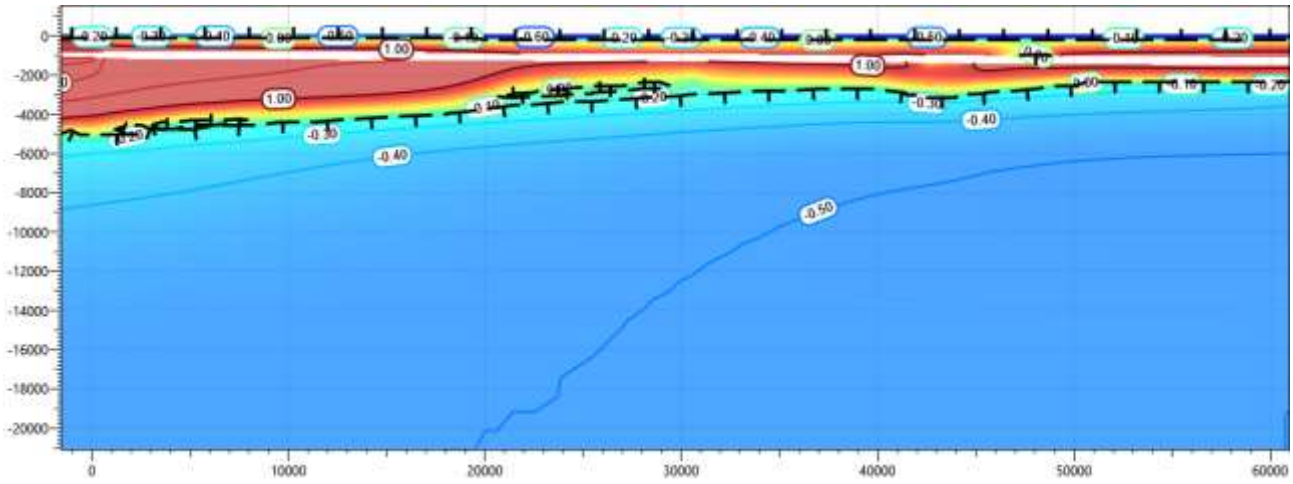


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

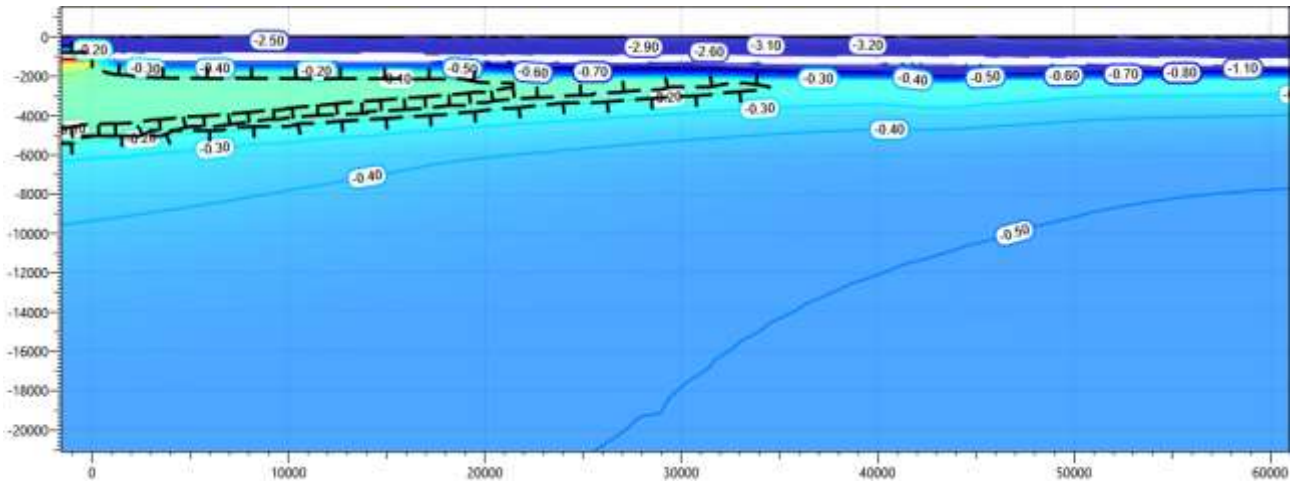


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

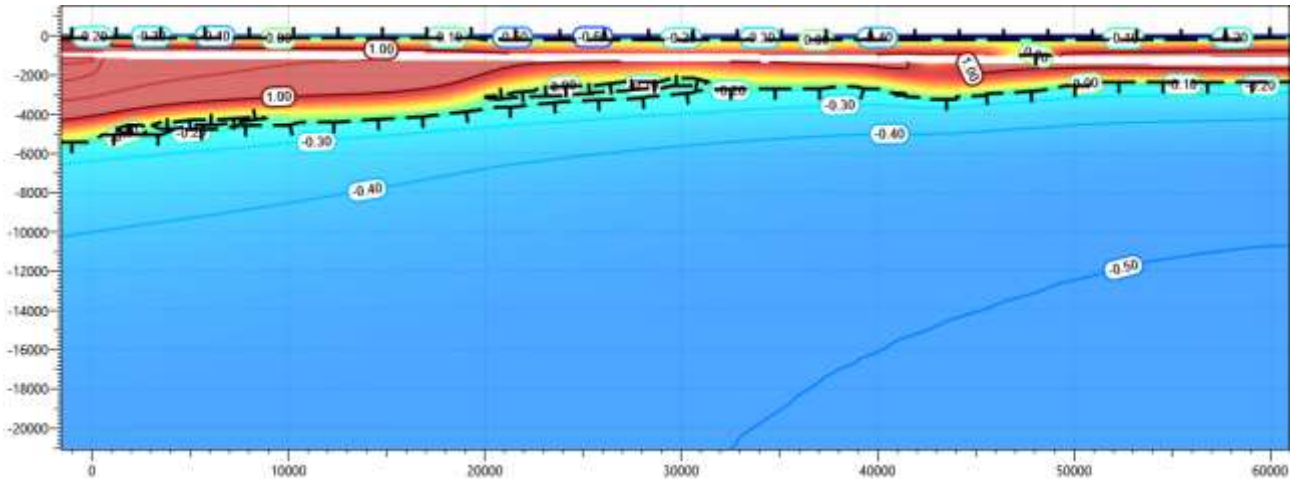


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

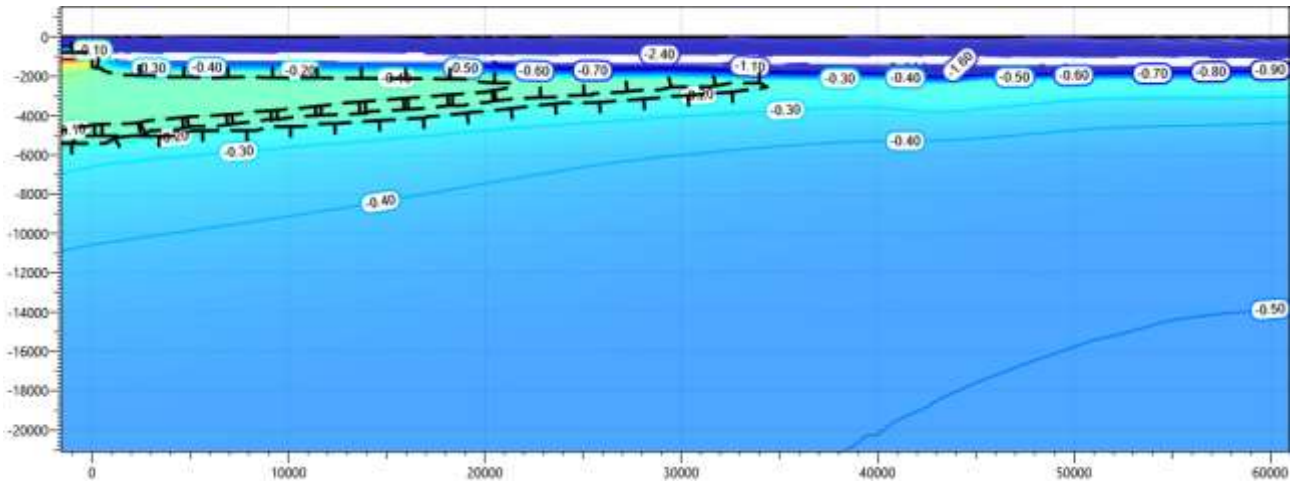


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

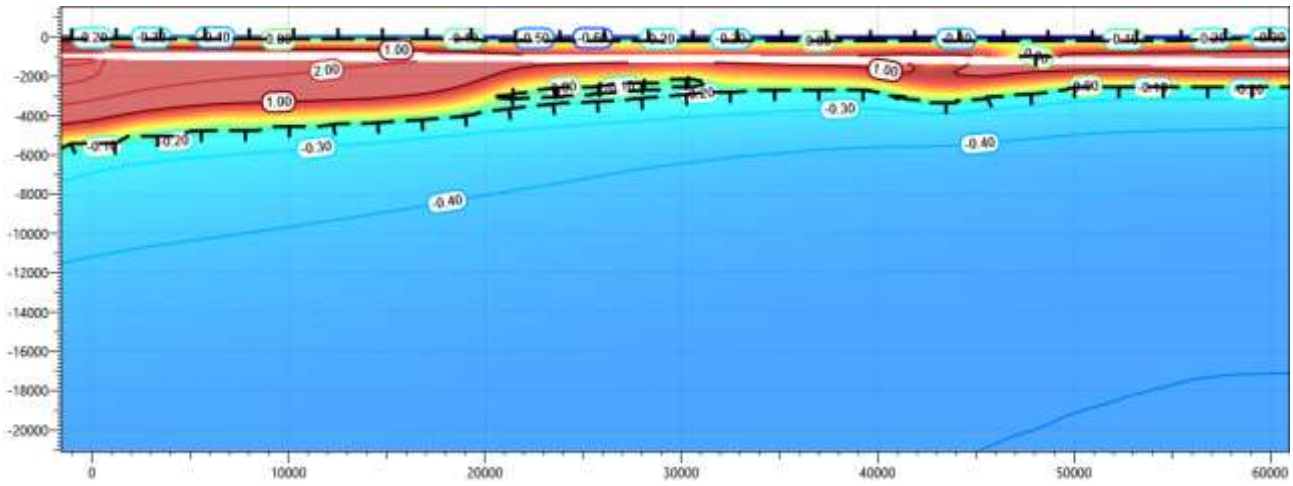


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

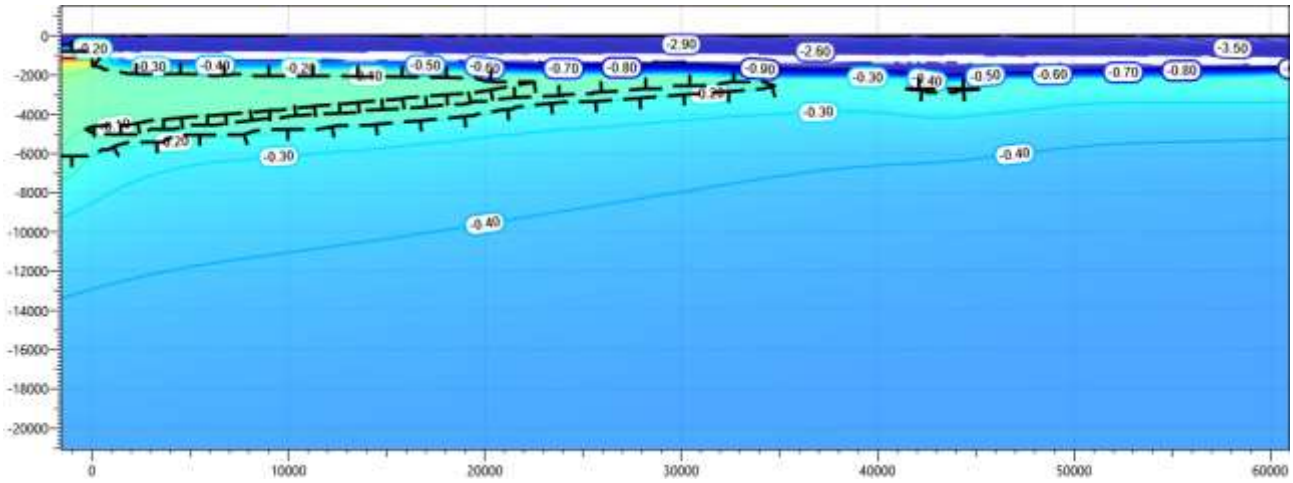


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

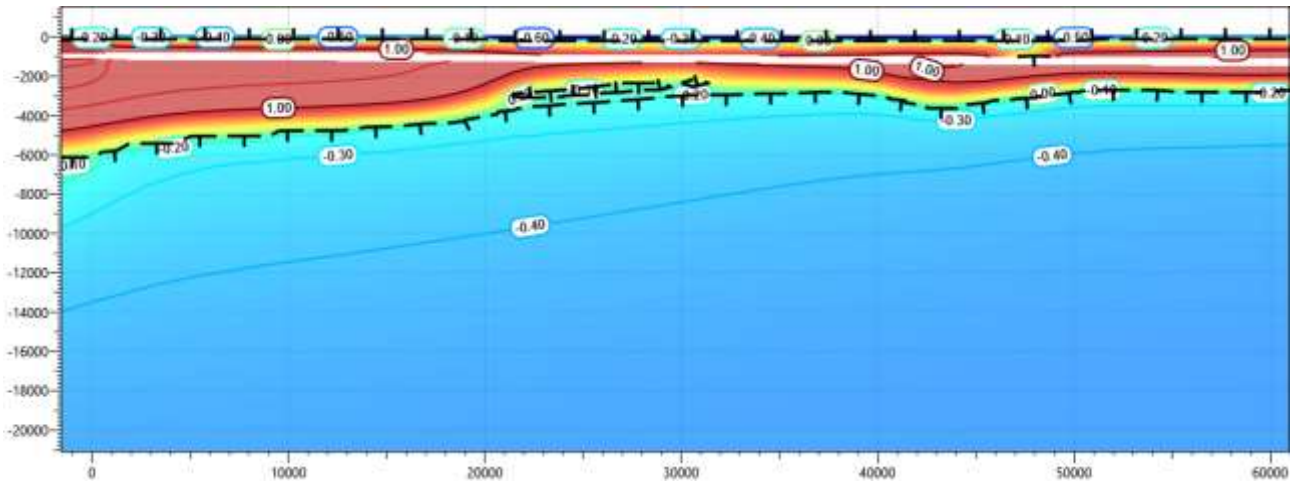


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

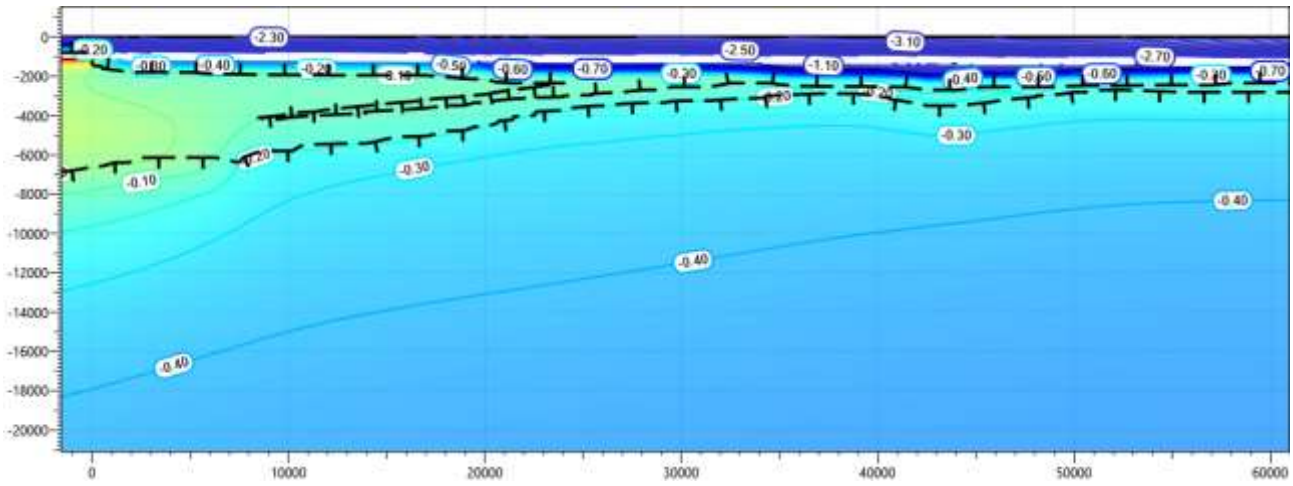


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

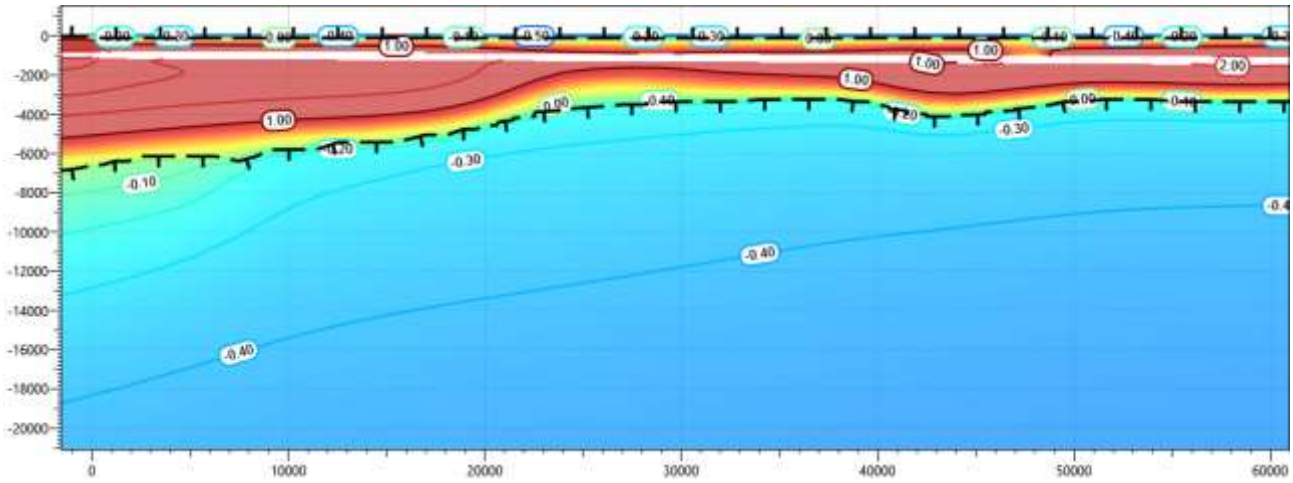


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

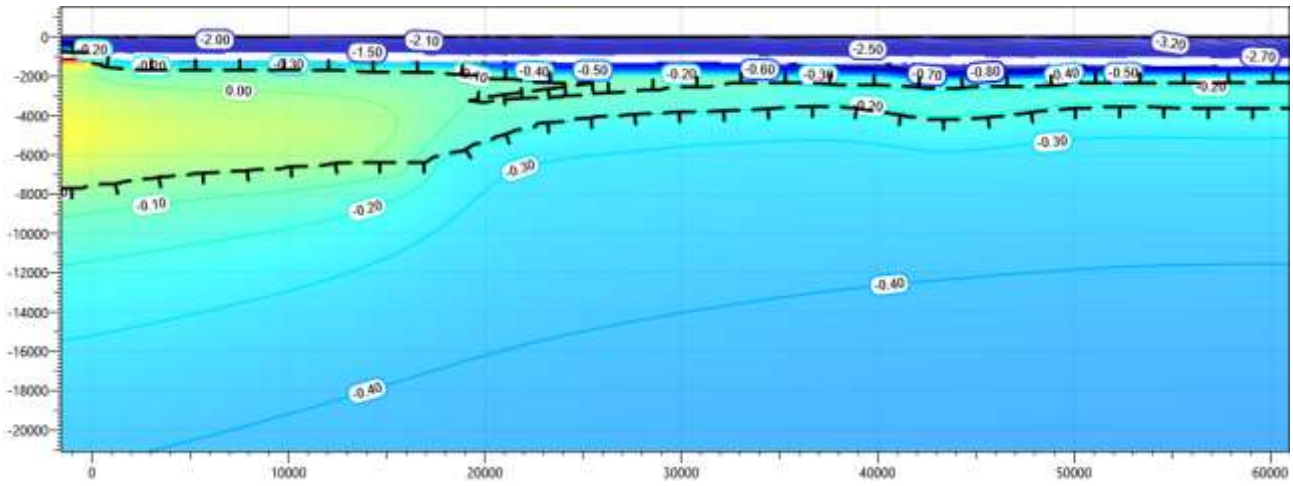


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

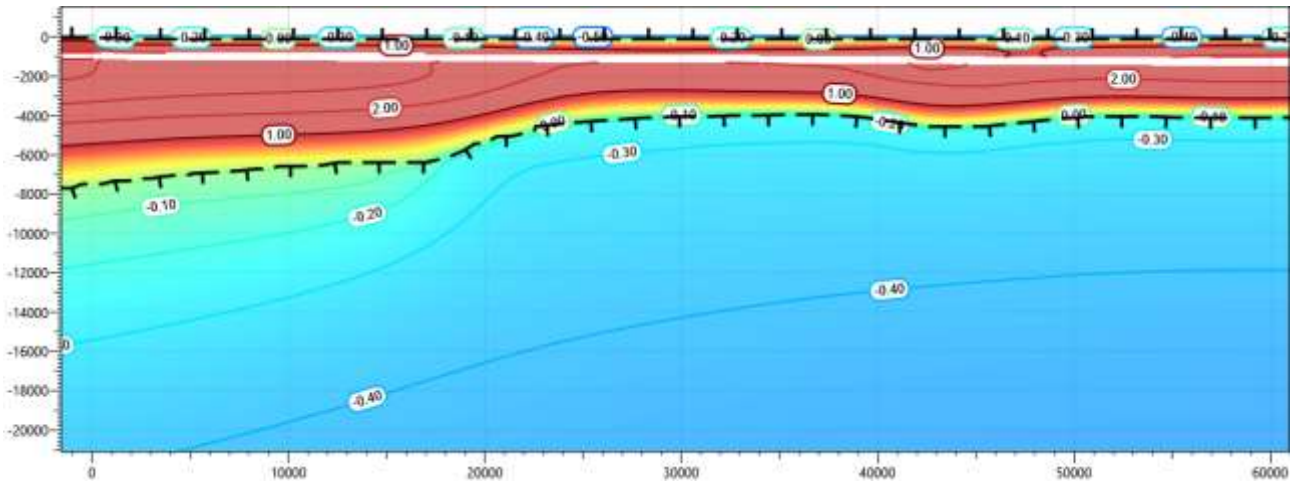


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

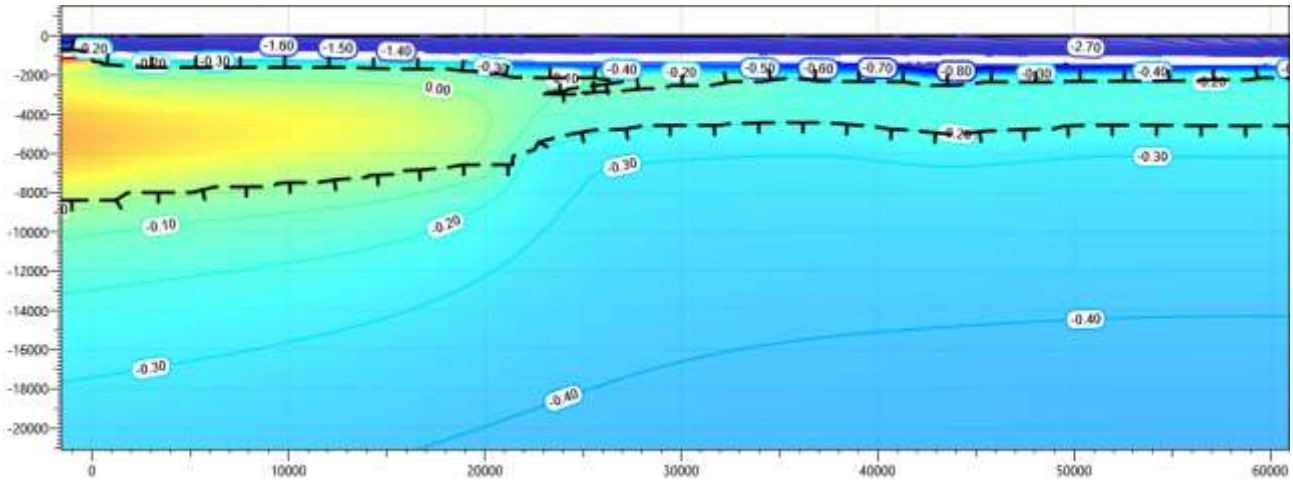


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

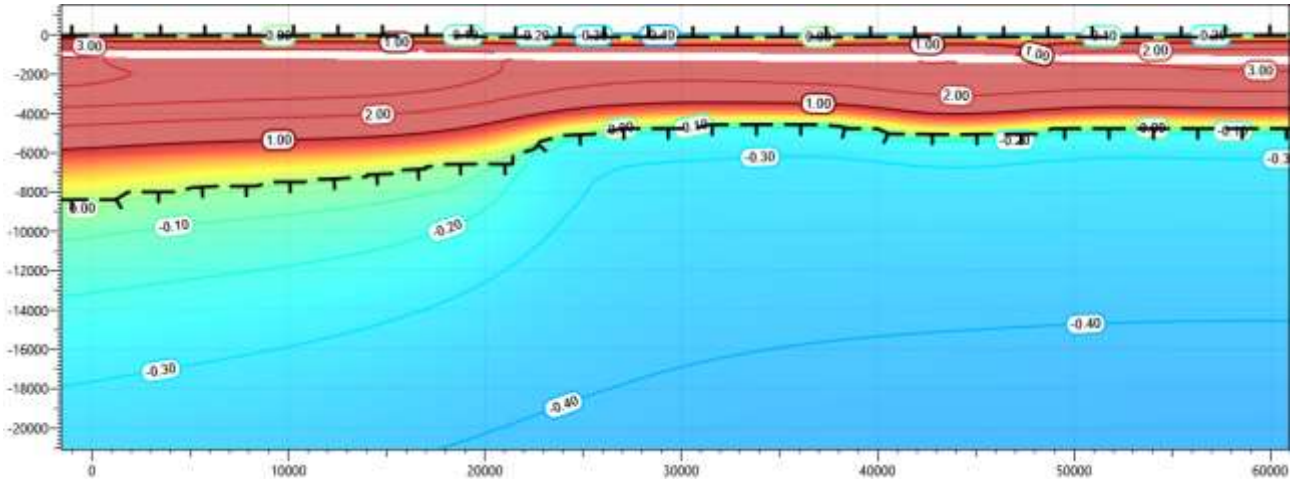


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК516+20 – ПК520+40 скважины ННПЗ-155…ННПЗ-158. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

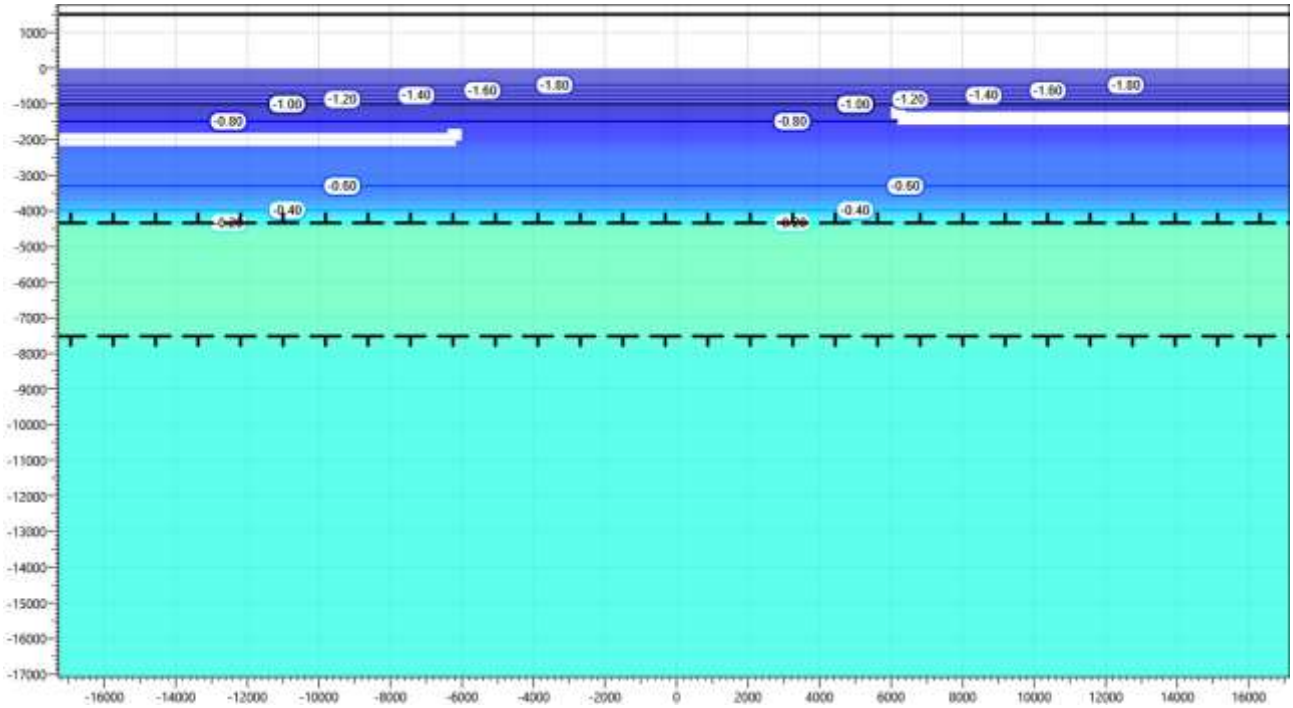


Рисунок В.45 – Начальное температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 в районе ПК574+20.

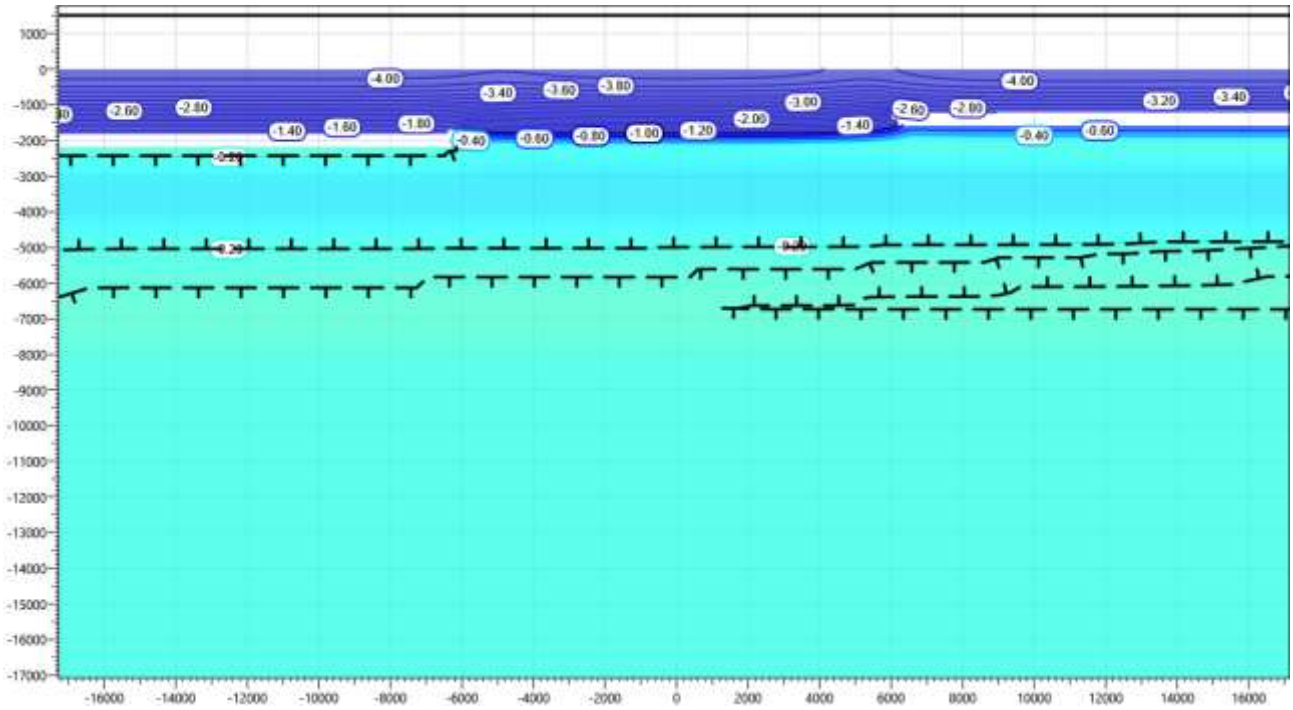


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

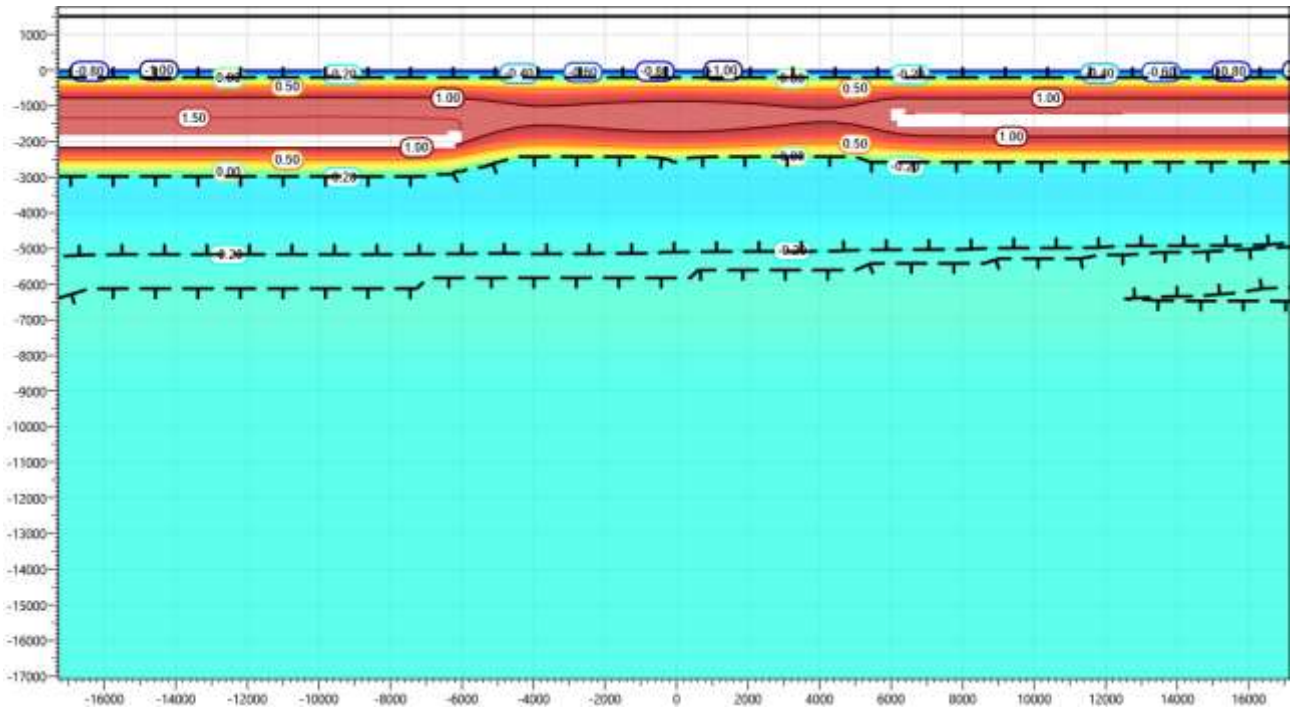


Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

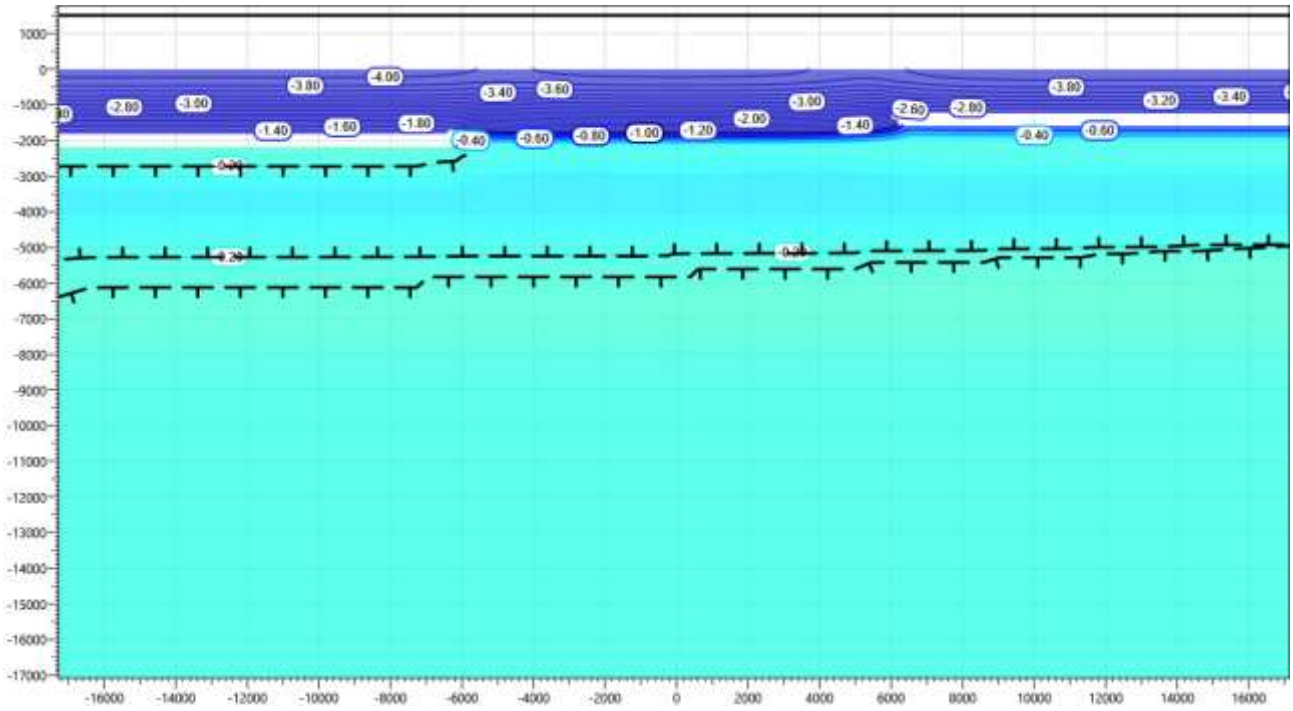


Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

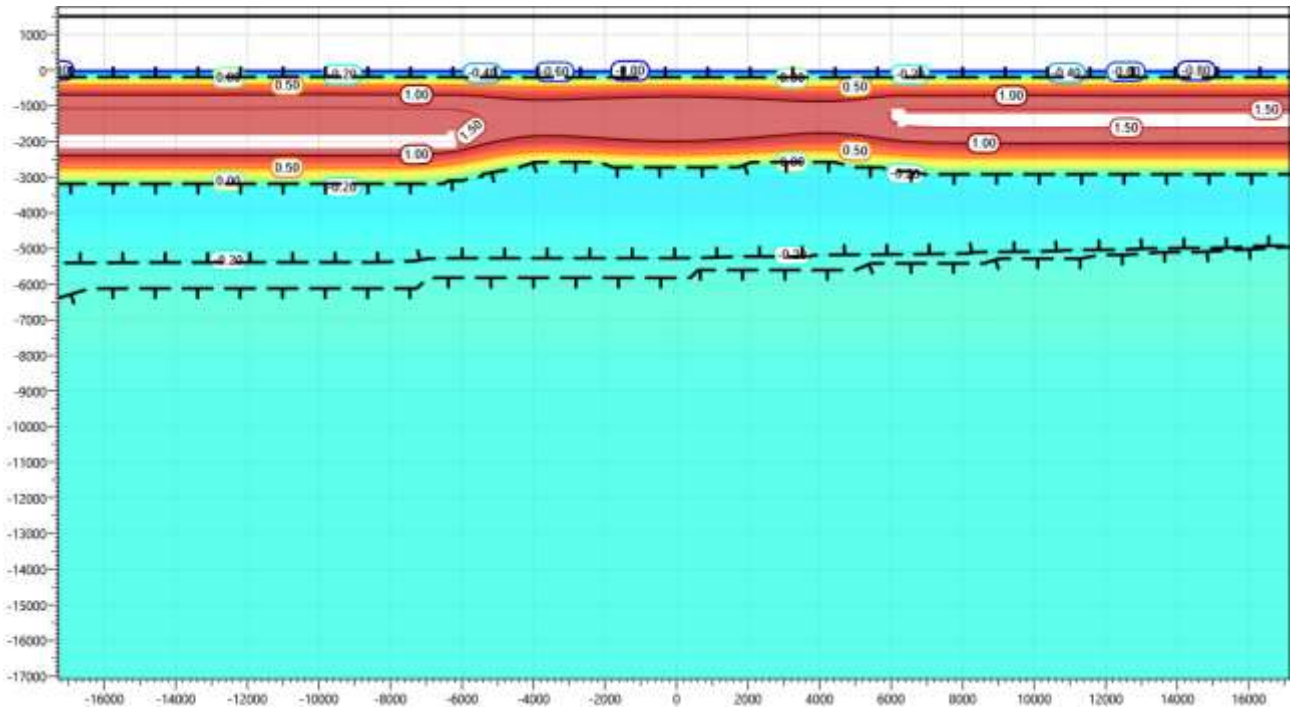


Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

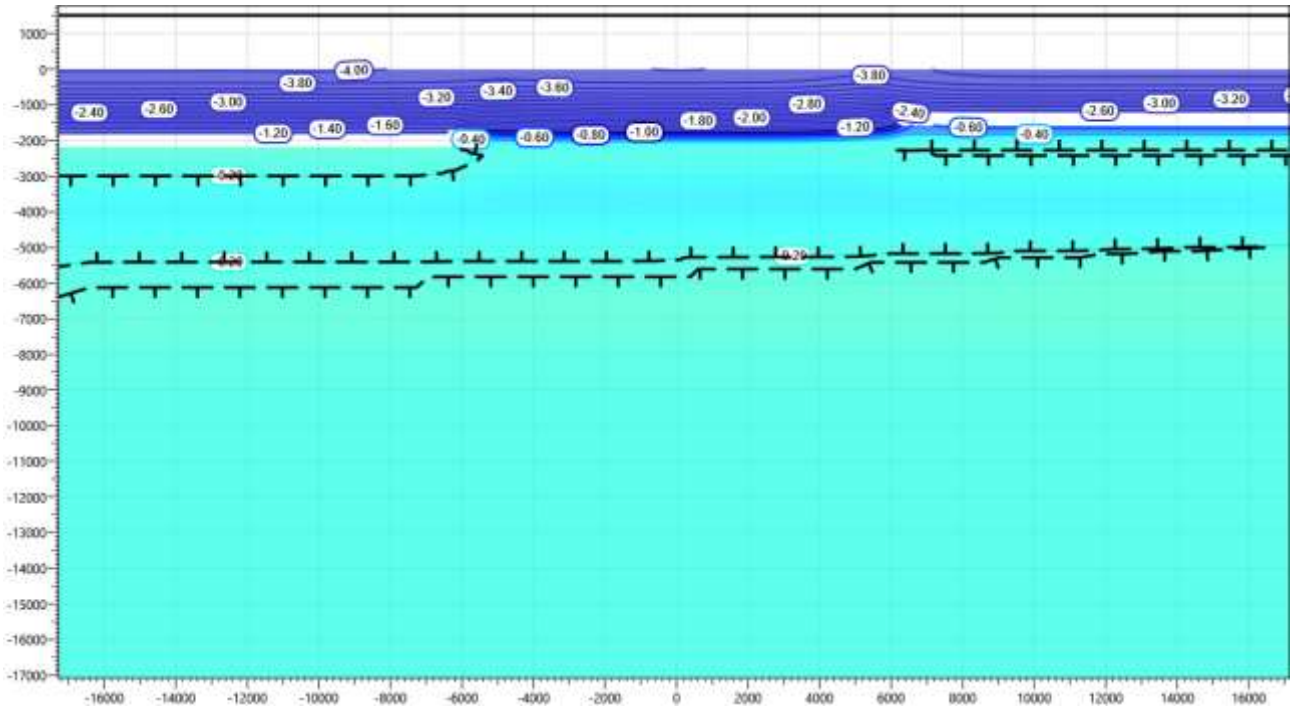


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

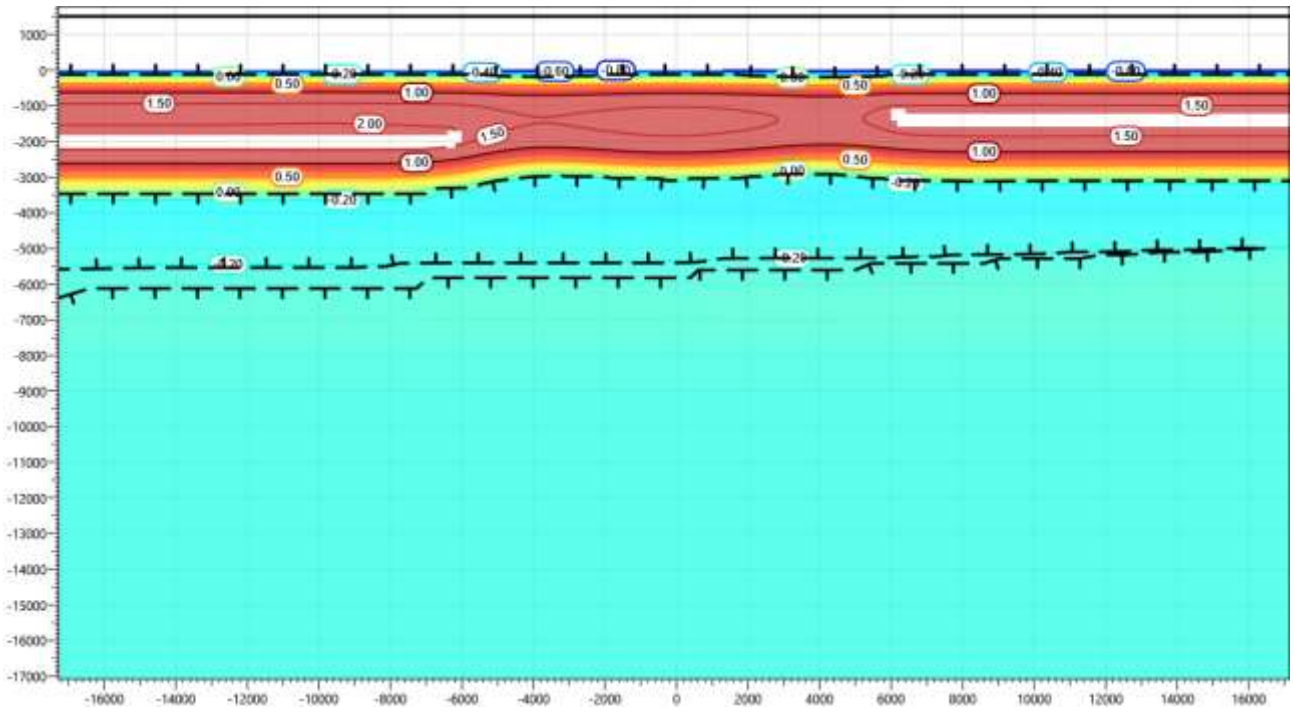


Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

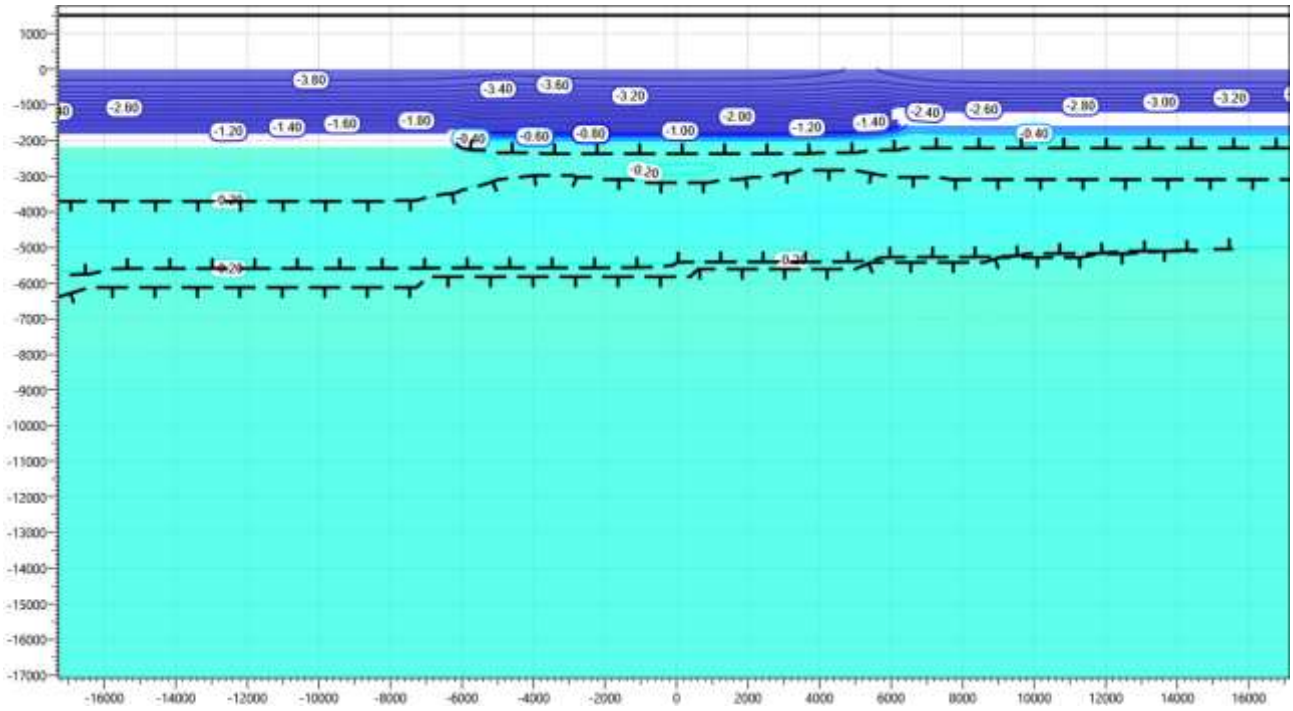


Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

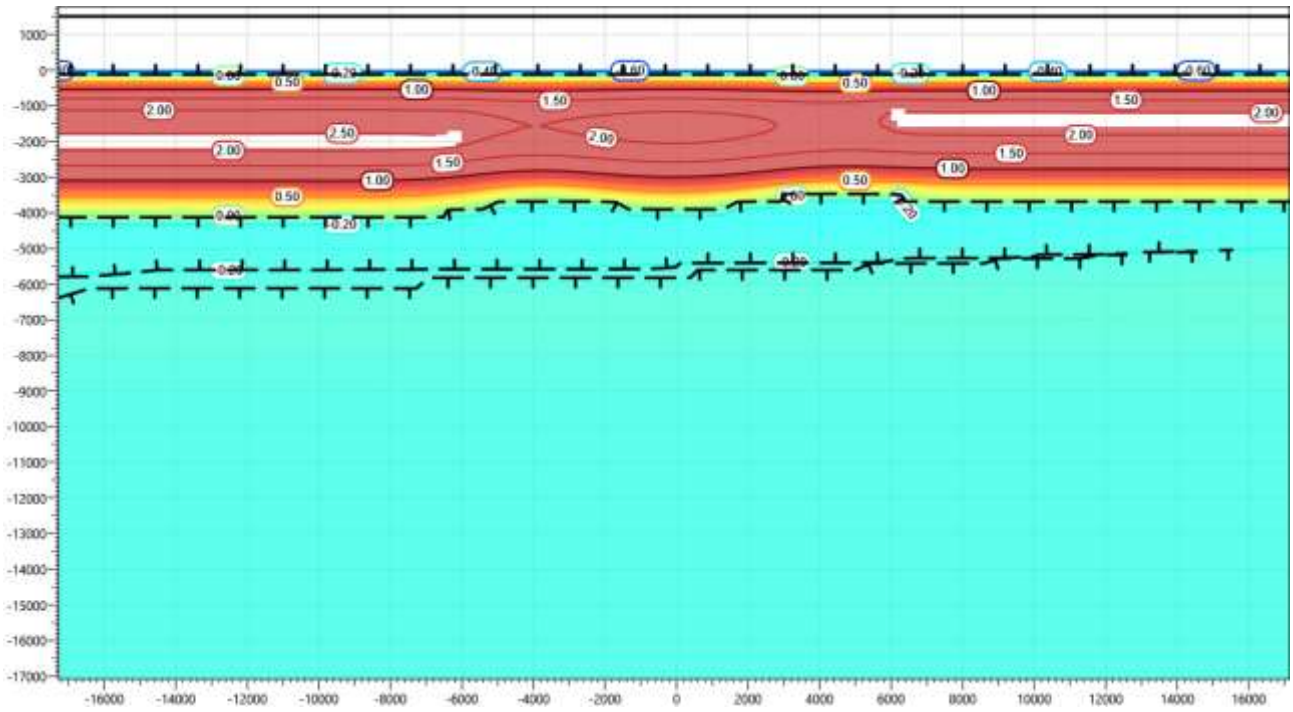


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

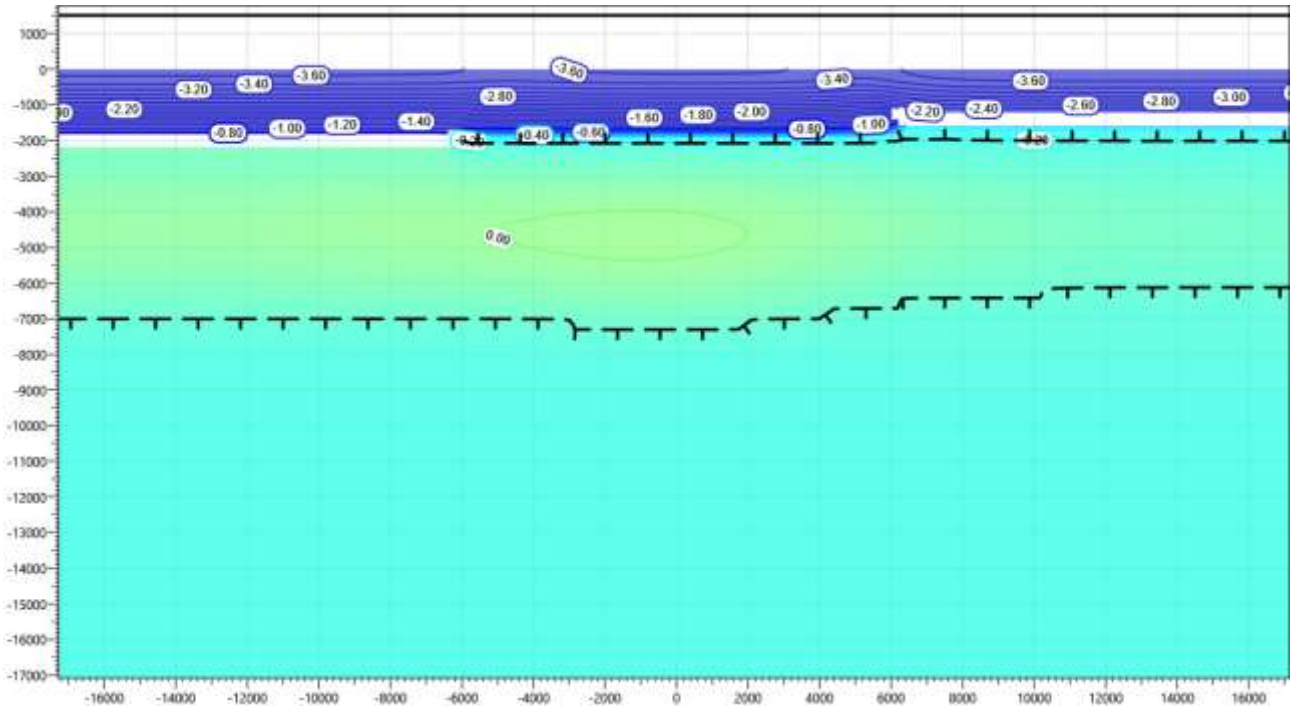


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

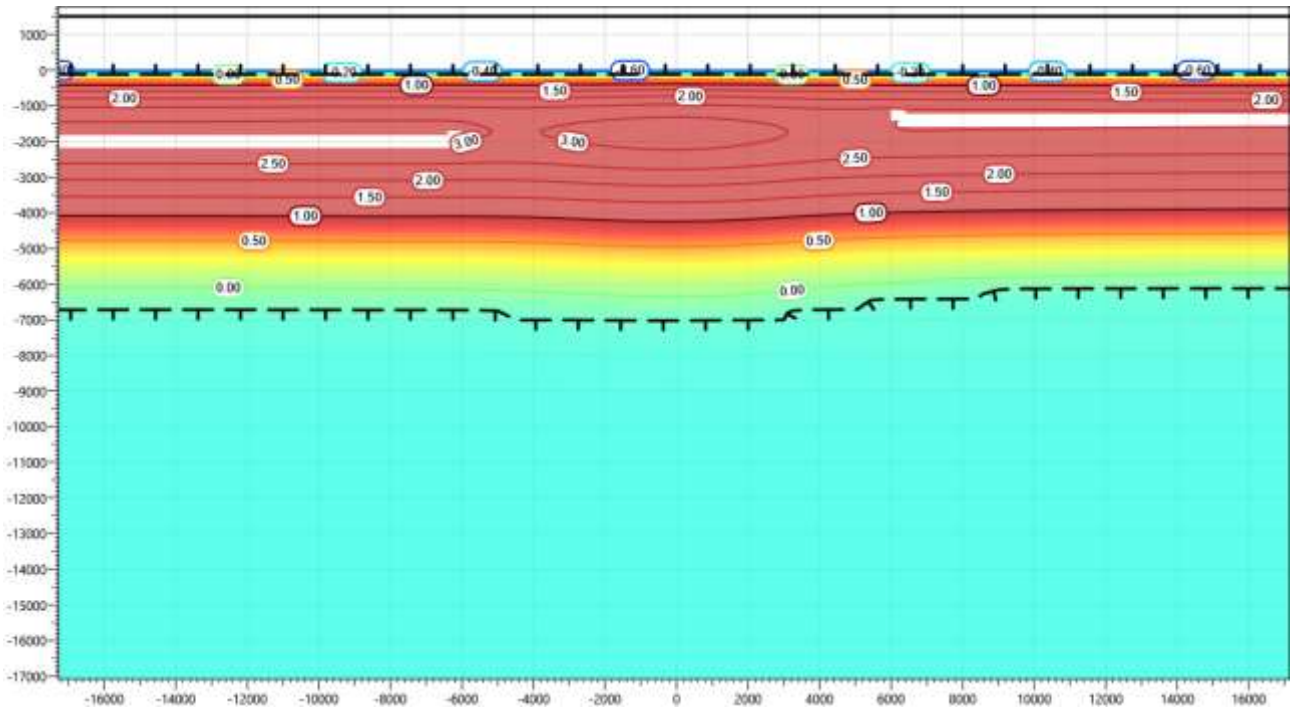


Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

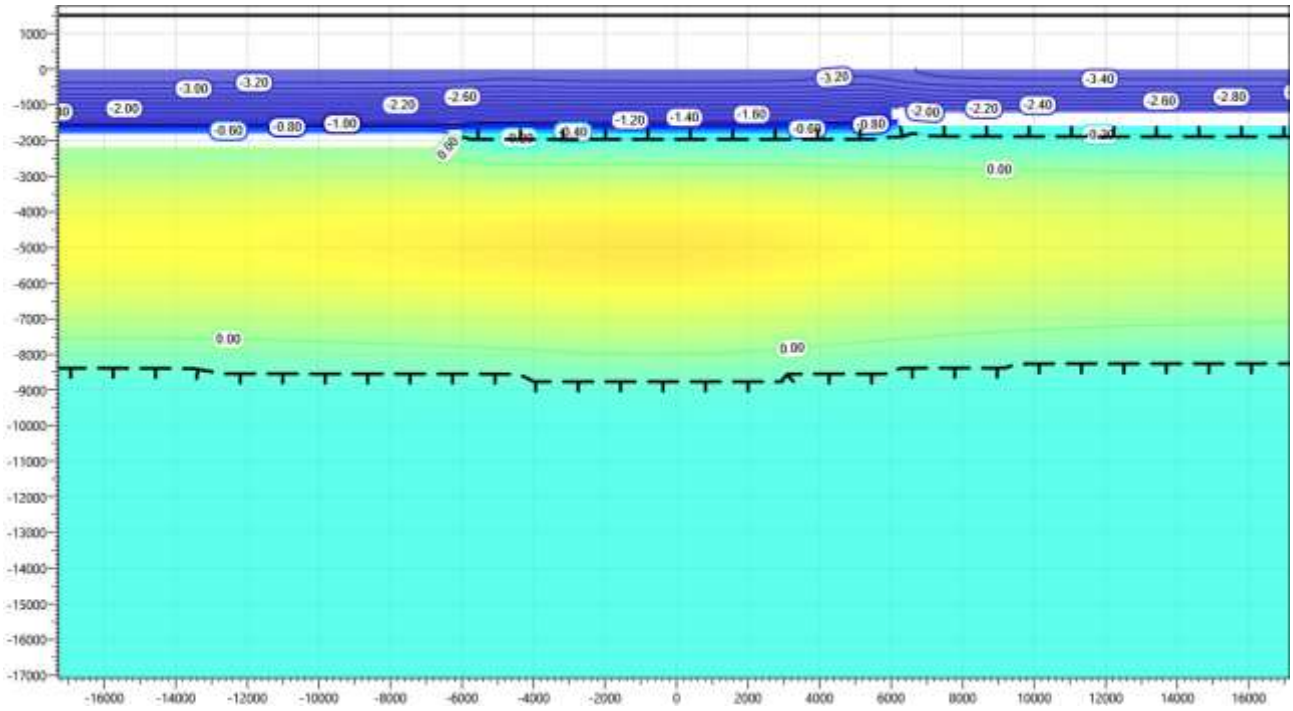


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

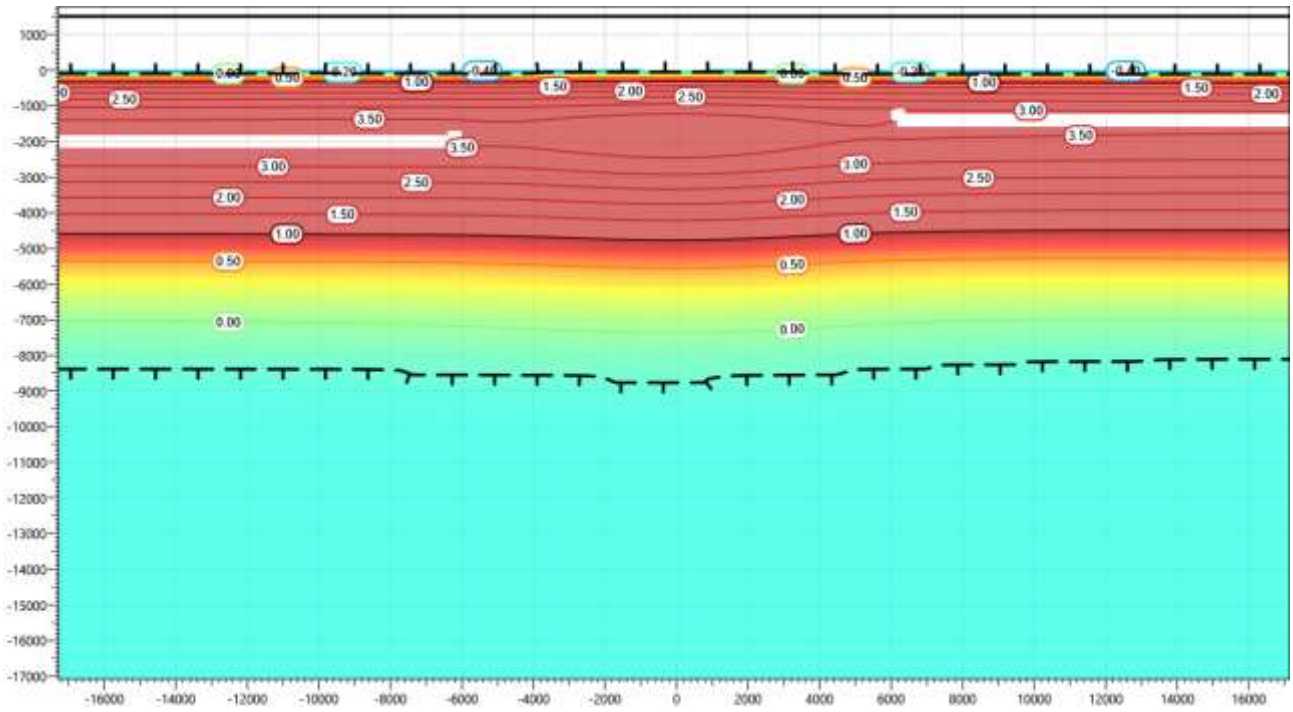


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

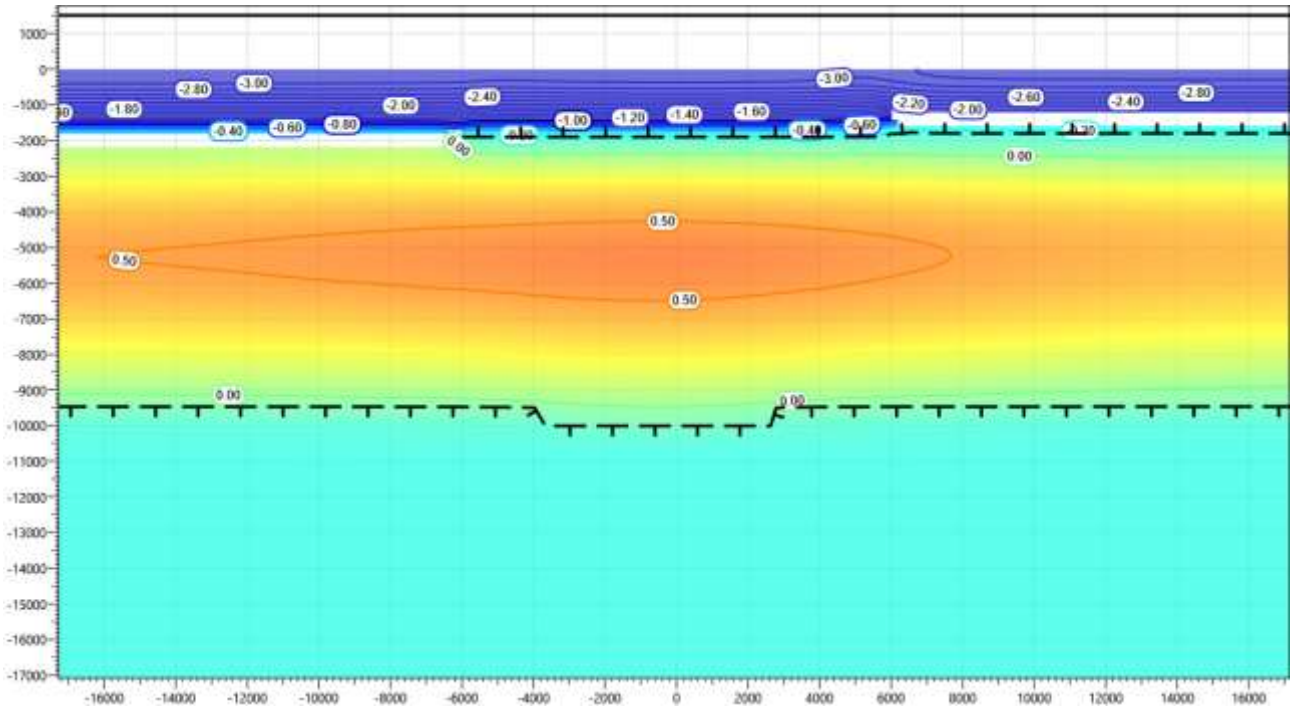


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

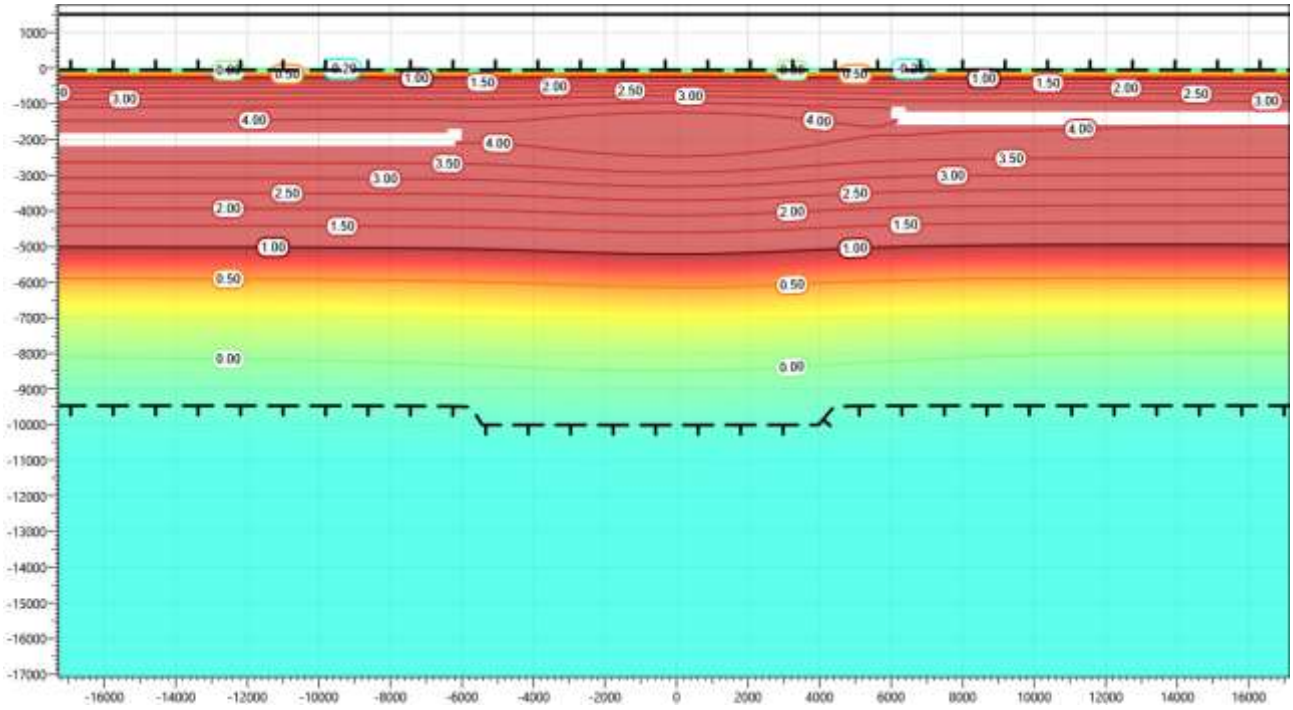


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-004 без теплоизоляции в районе ПК574+20. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

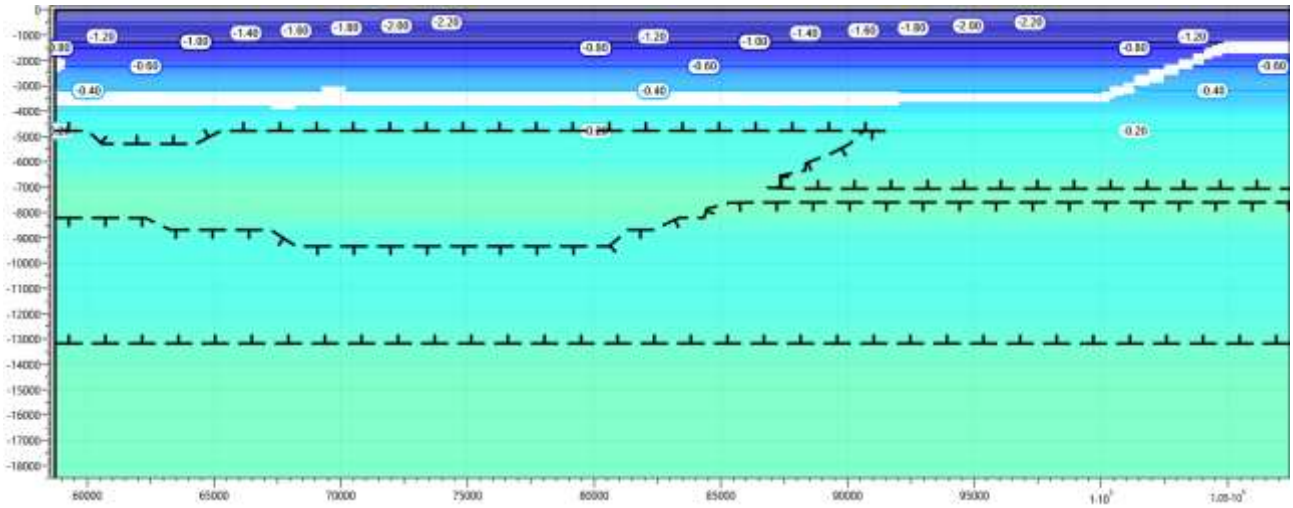


Рисунок В.60 – Начальное температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННП-190а.

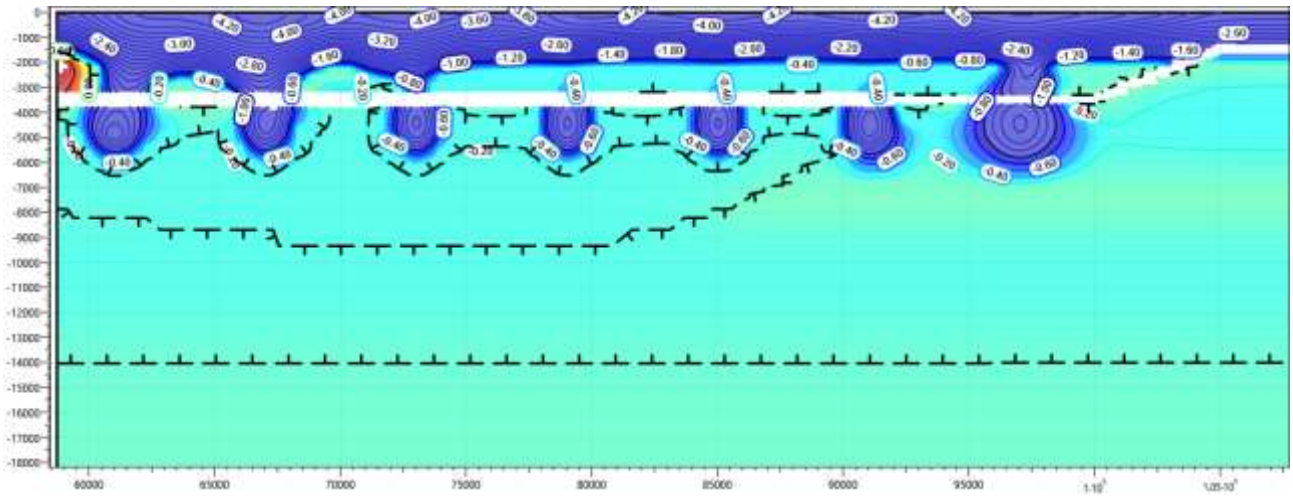


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННП-190а. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

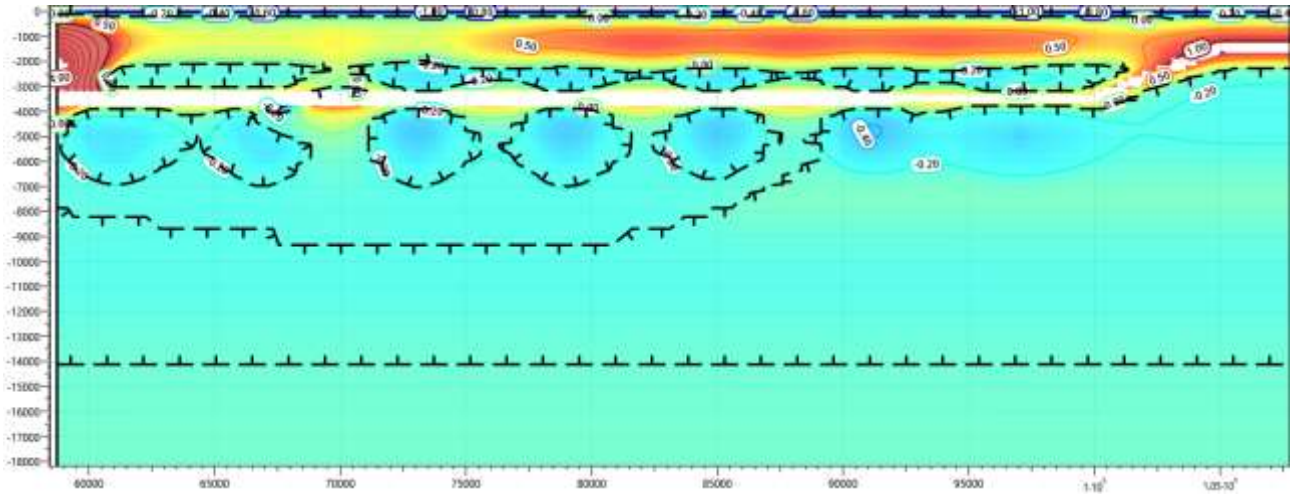


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

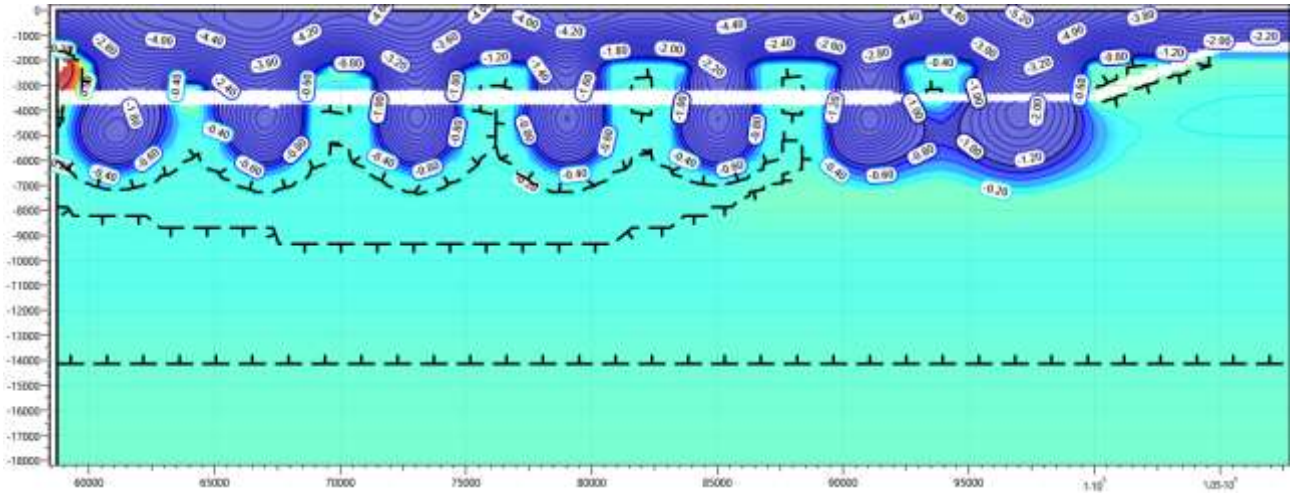


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе

ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

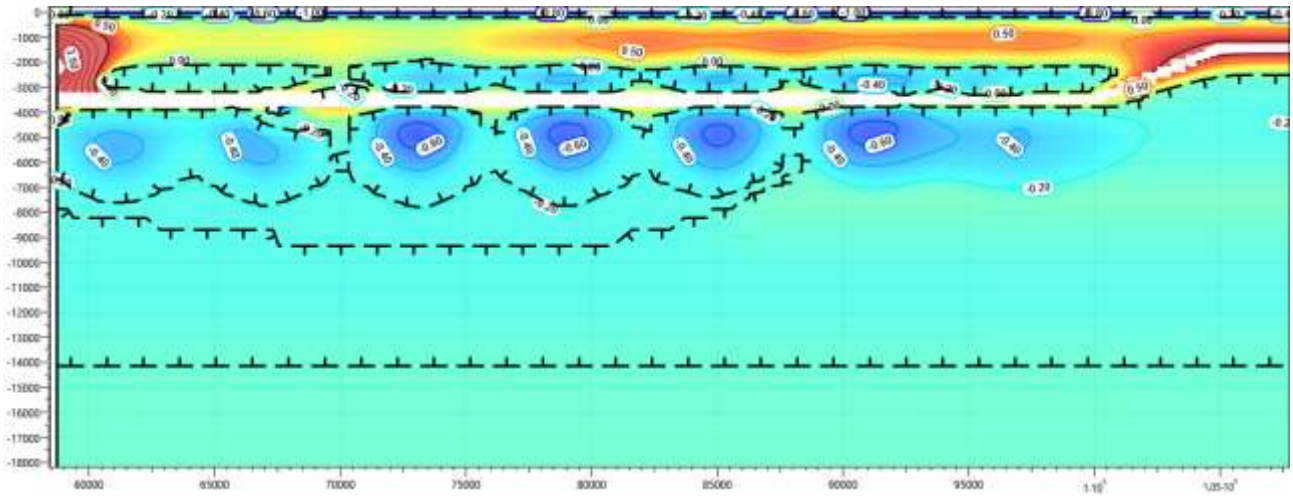


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

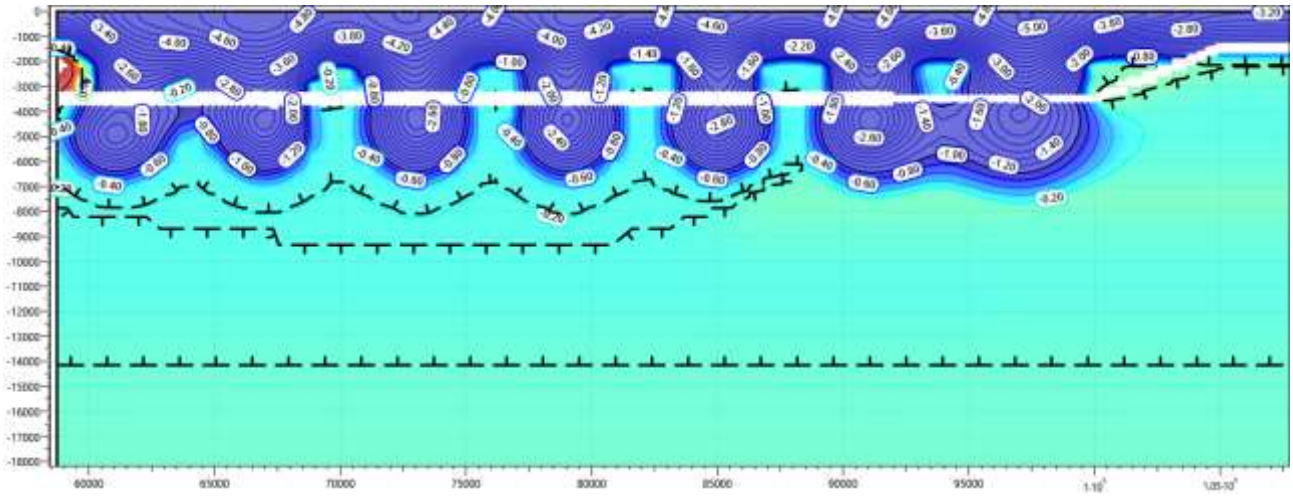


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

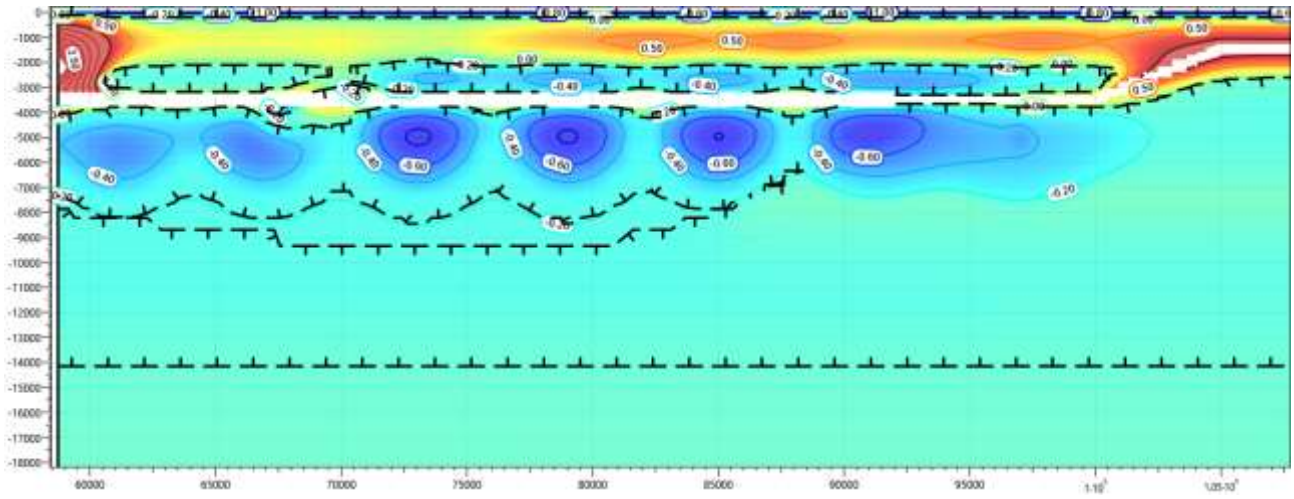


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

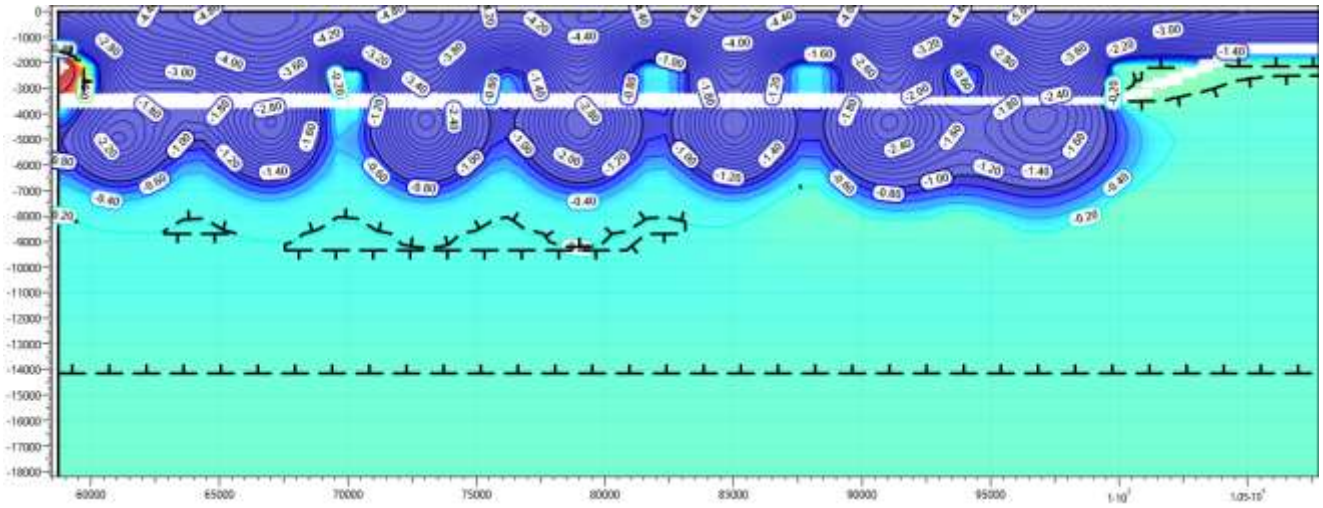


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

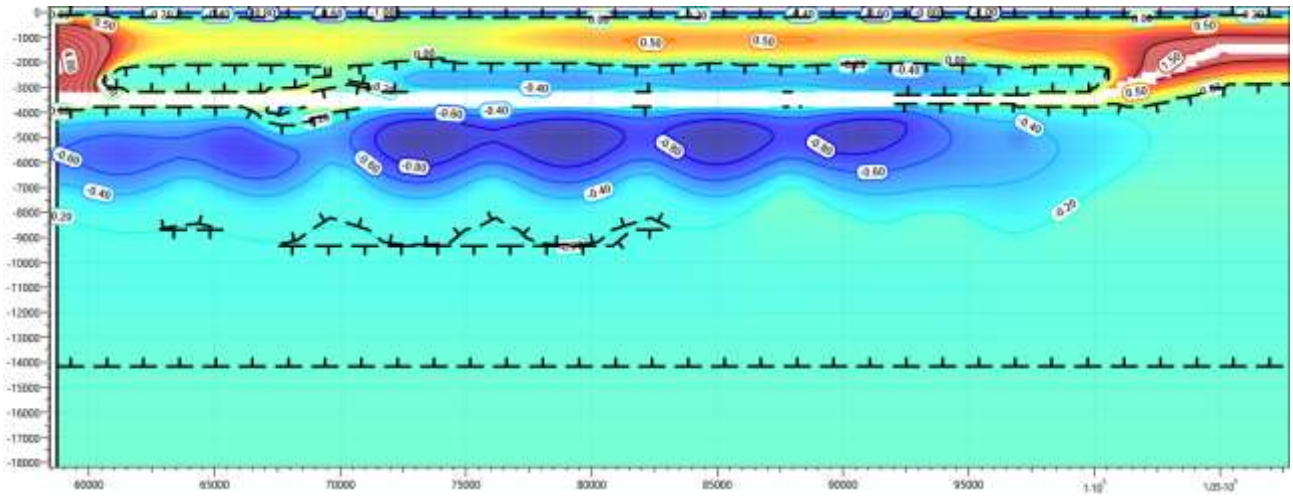


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

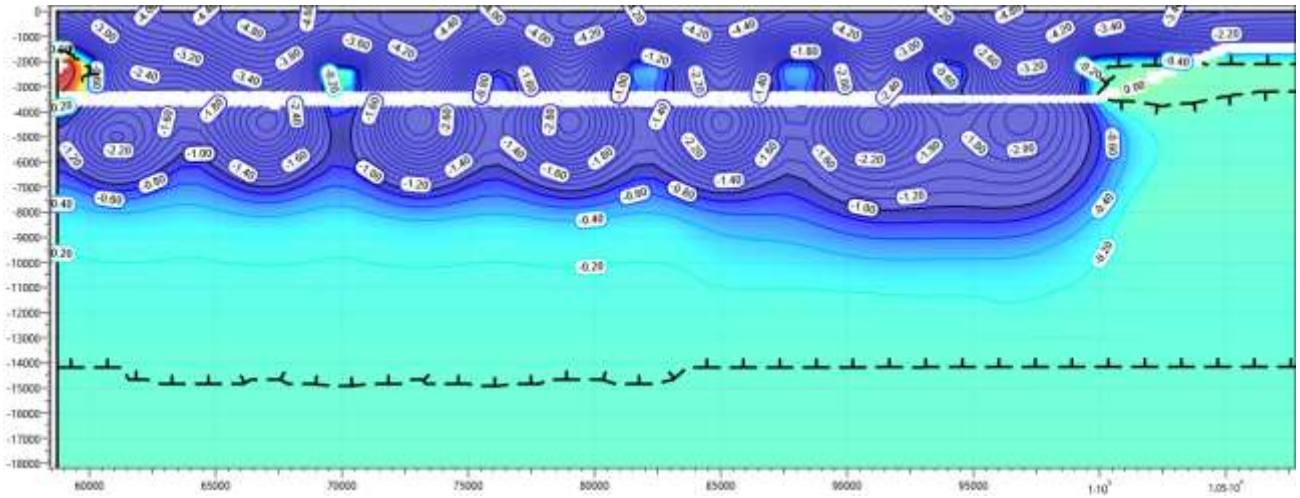


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

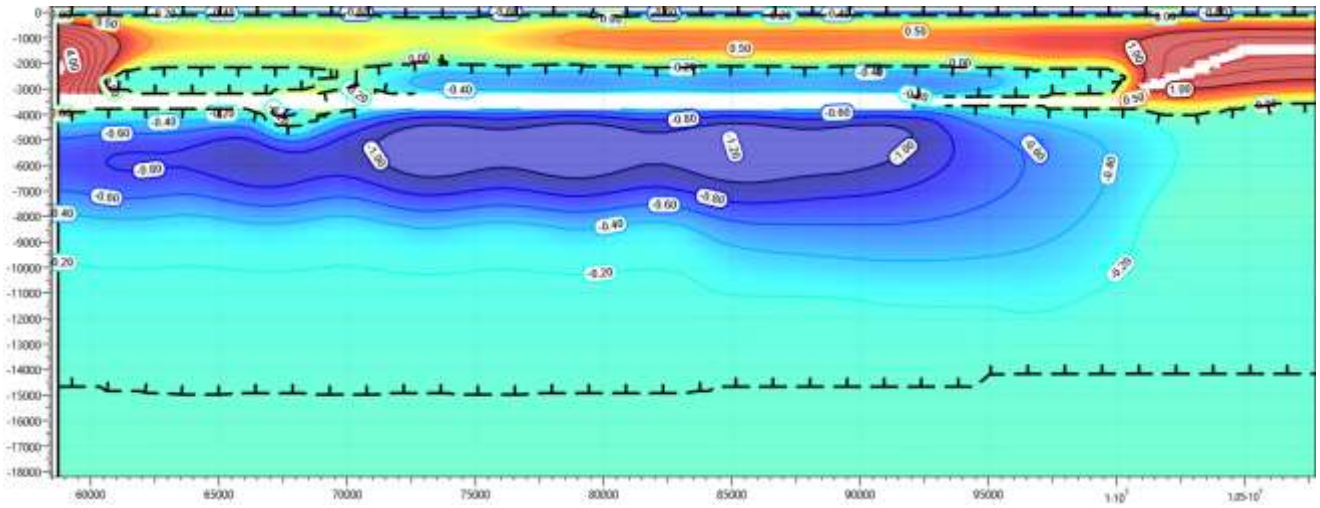


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

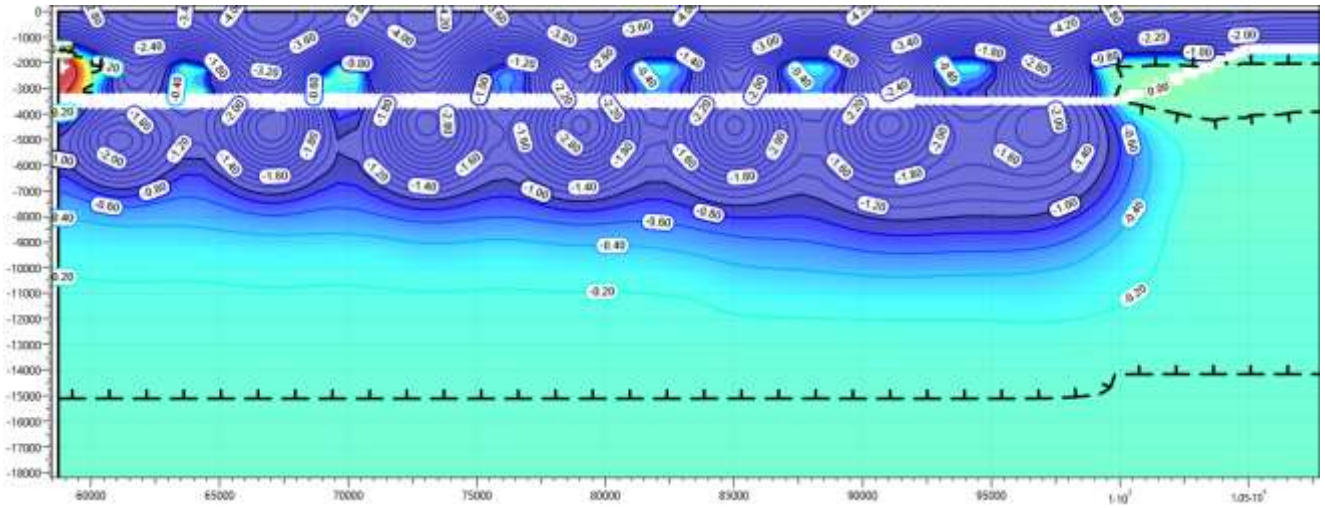


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

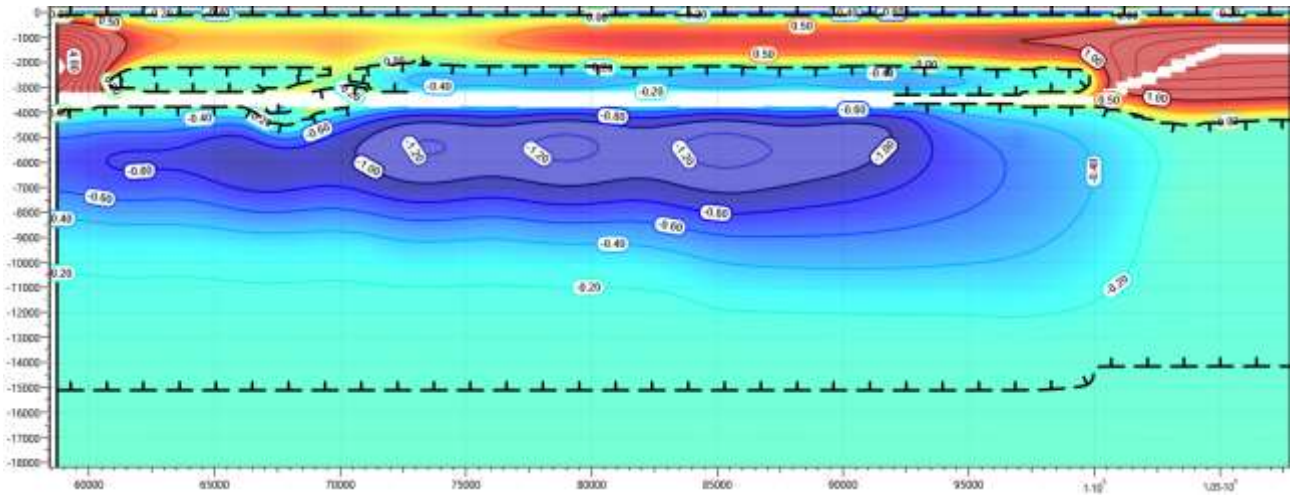


Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

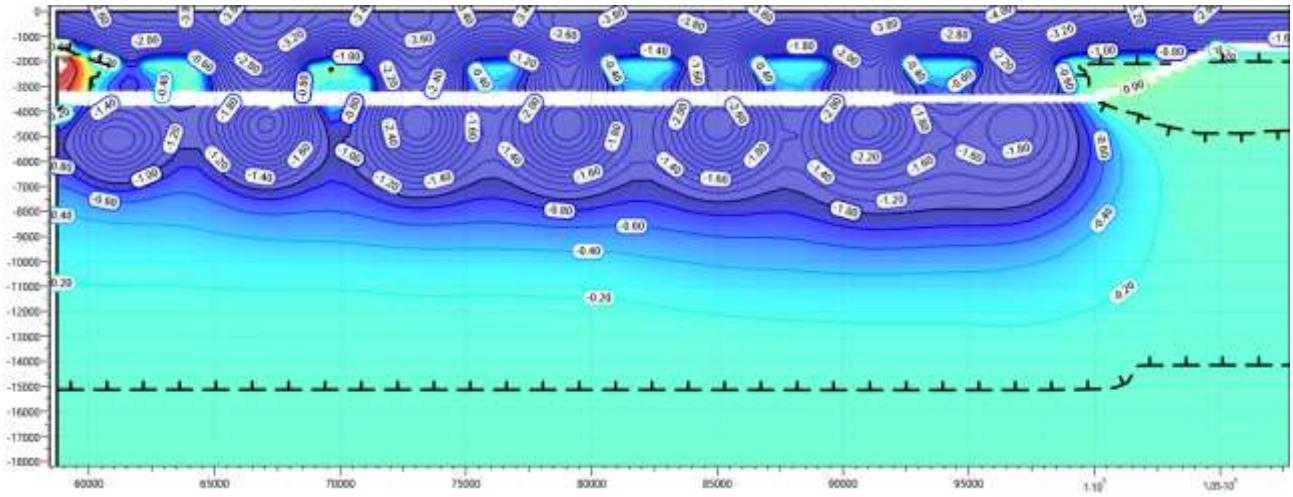


Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

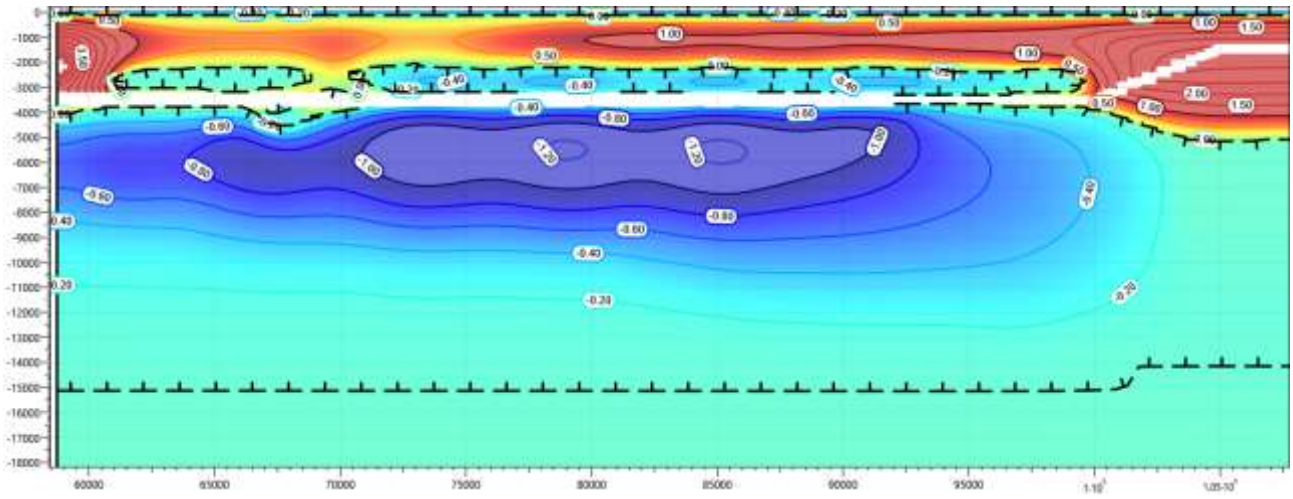


Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе пересечения нефтепровода внешнего транспорта «Среднеботуобинское НГКМ-ВСТО» с теплоизоляцией в районе ПК579+70 – ПК580+00 скважина ННПЗ-190а. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

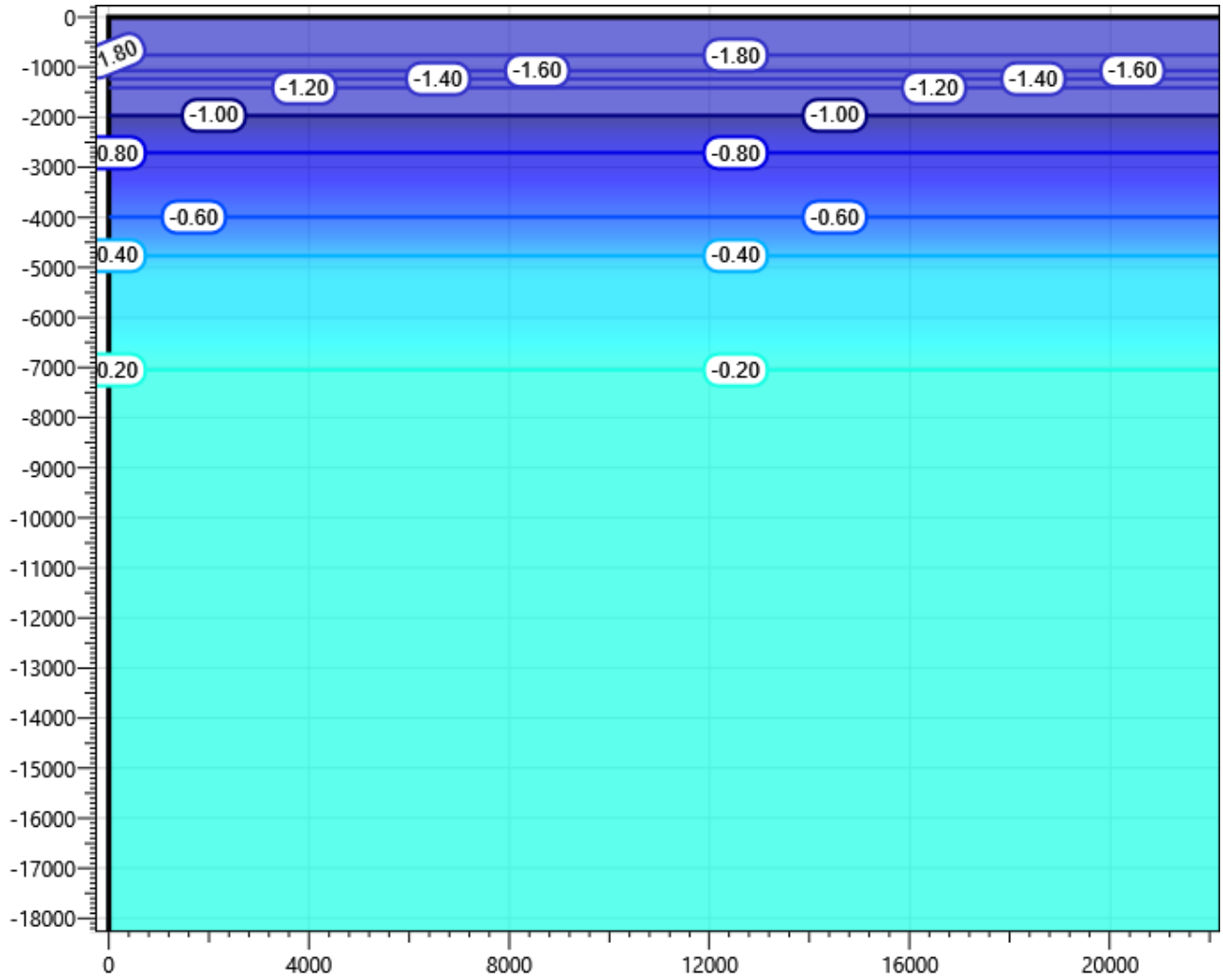


Рисунок В.75 – Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207.

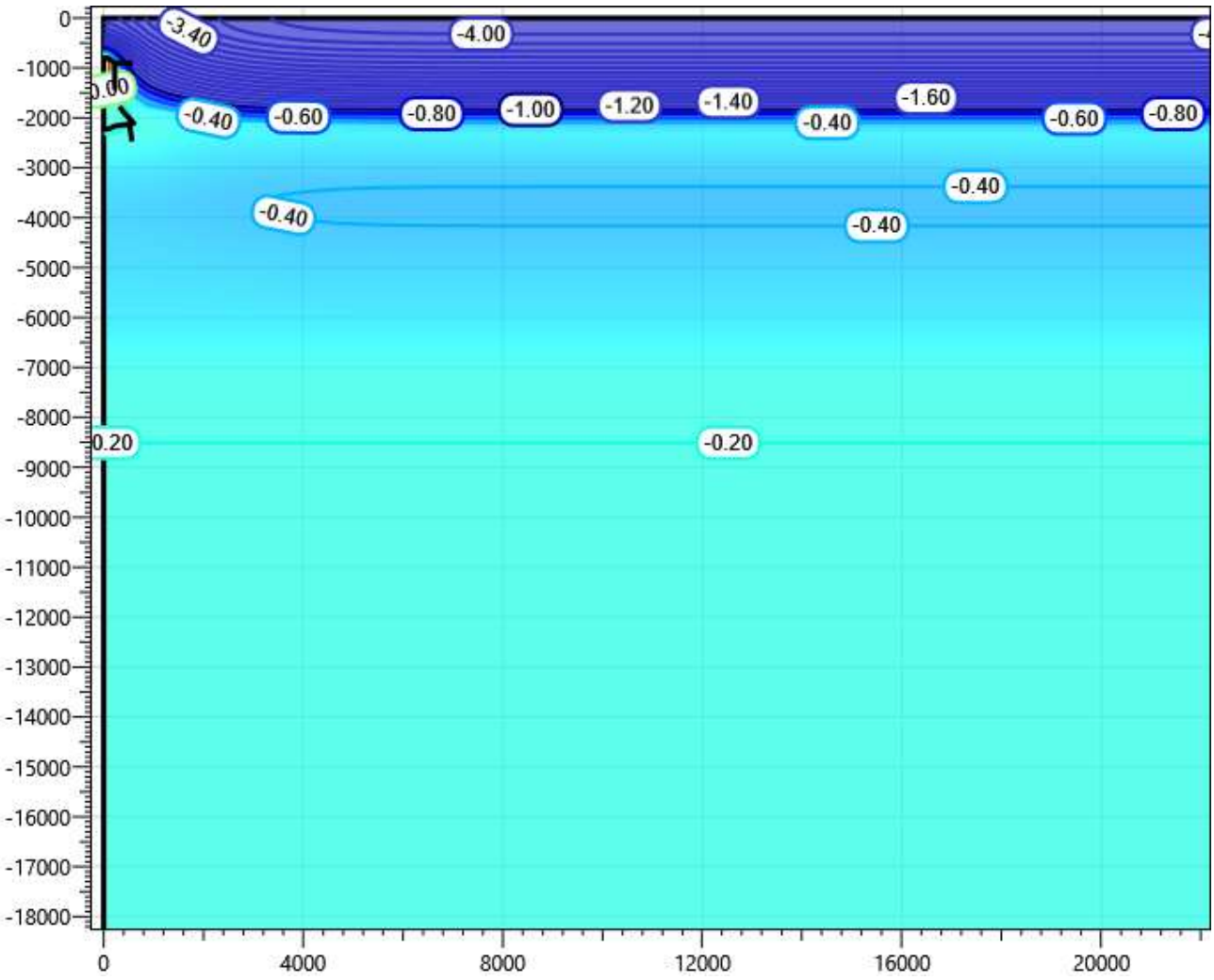


Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

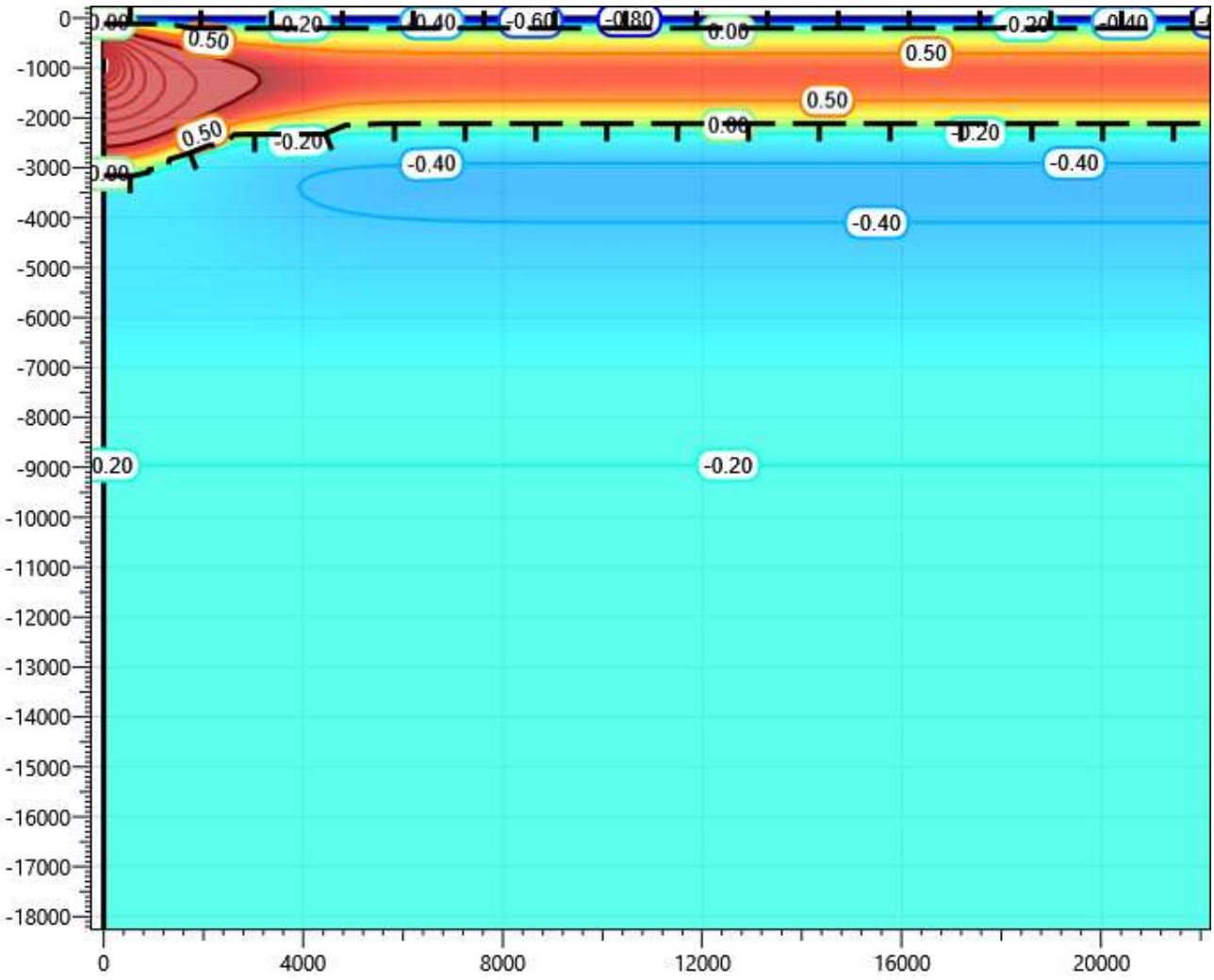


Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Без теплоизоляции. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

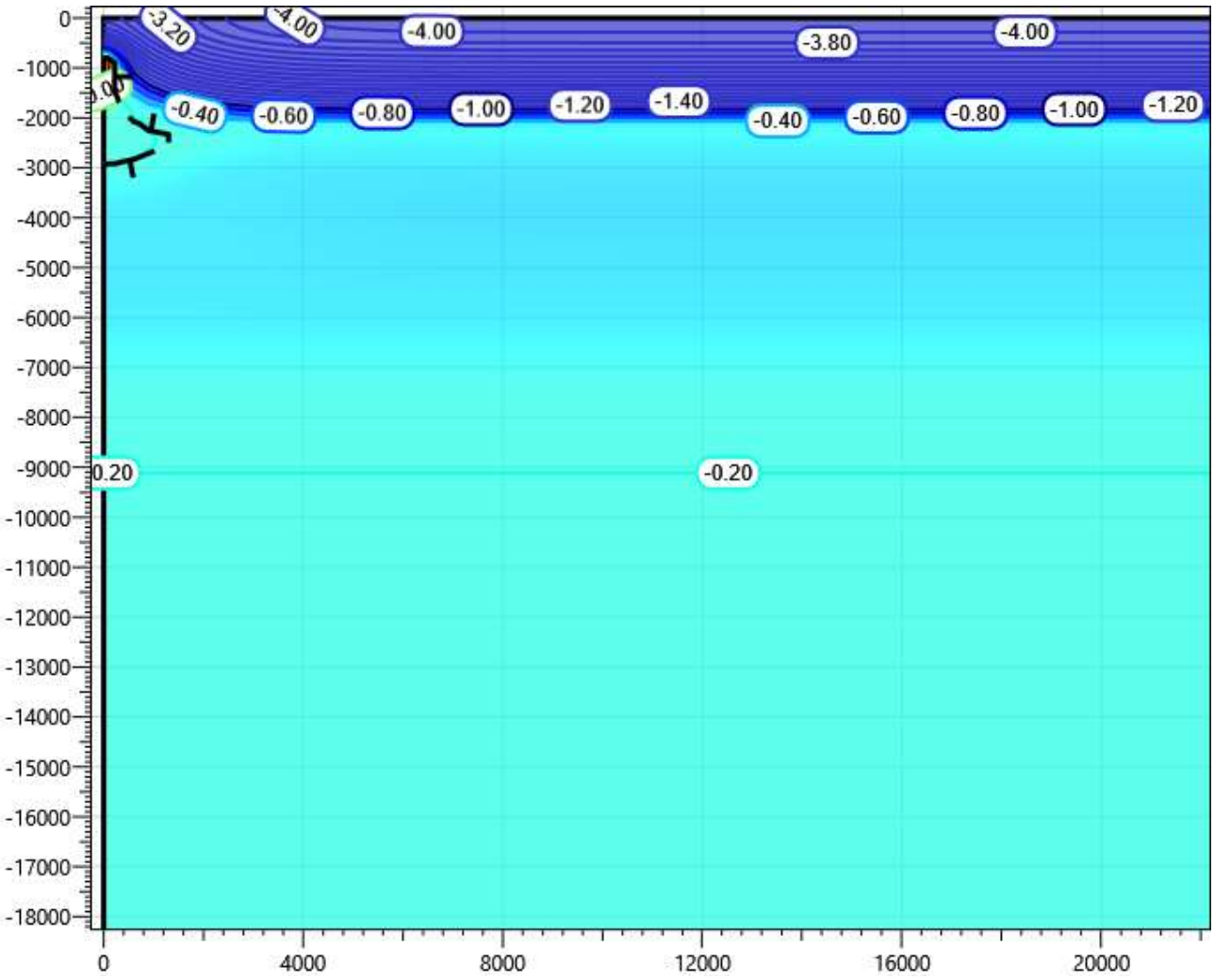


Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

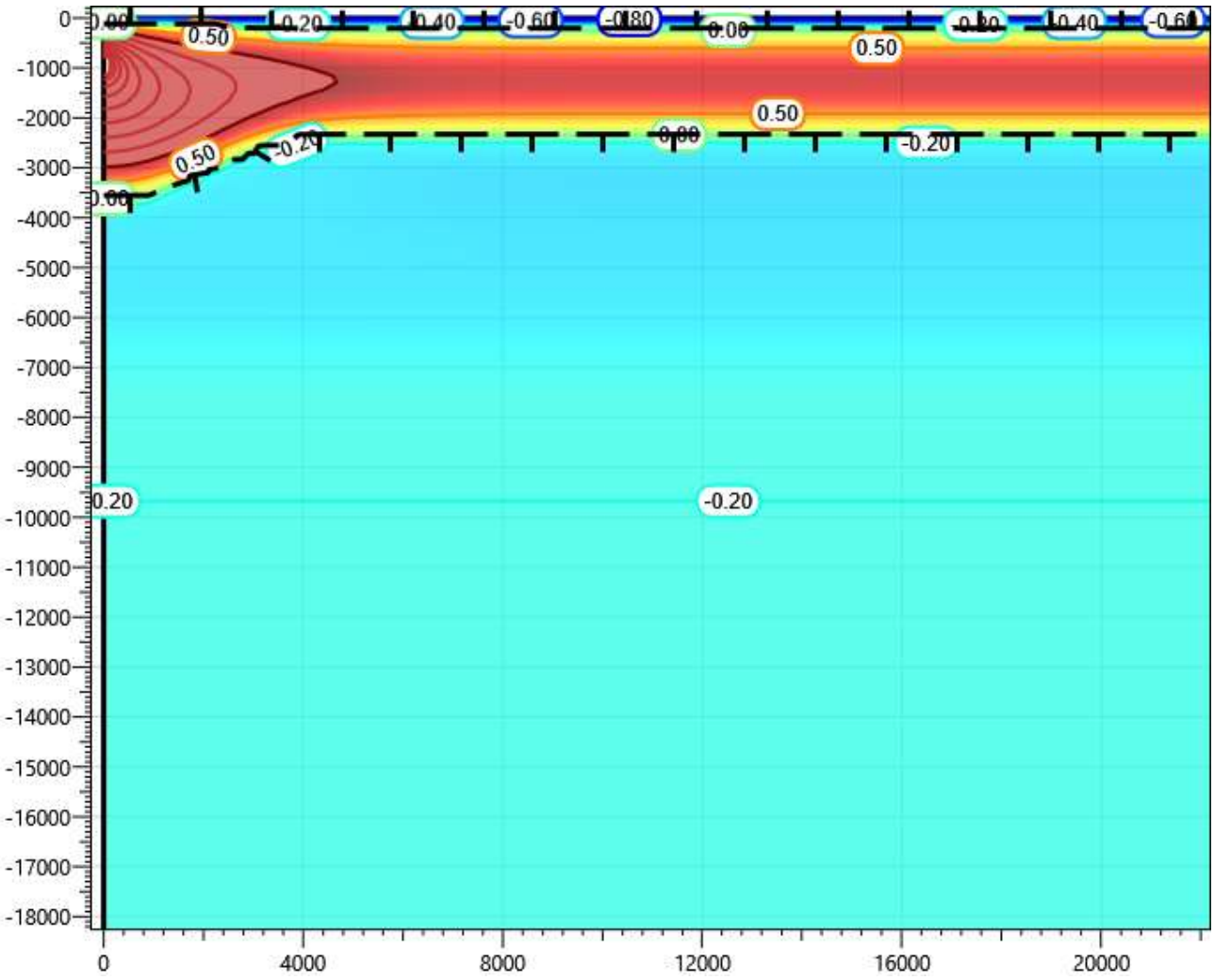


Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

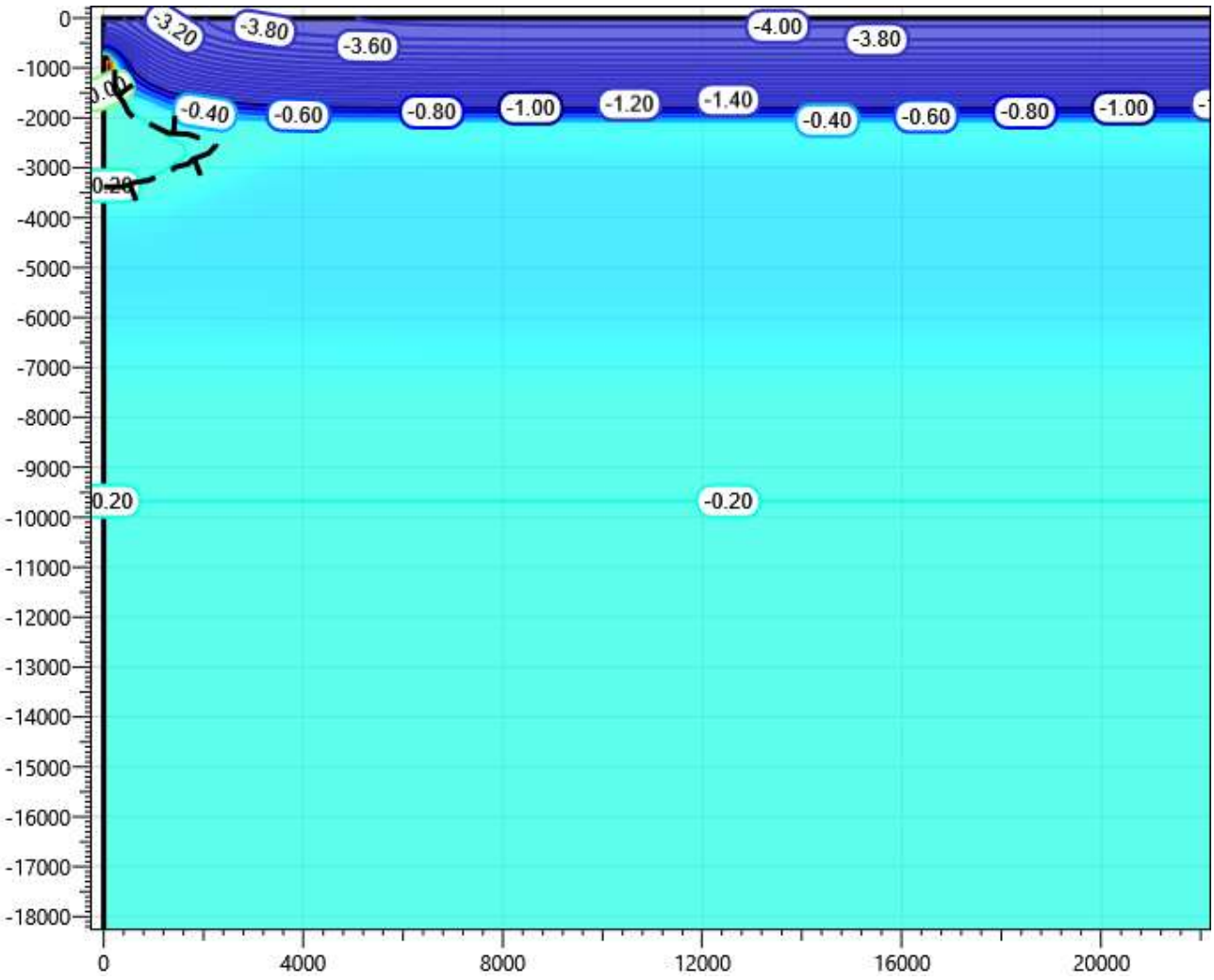


Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

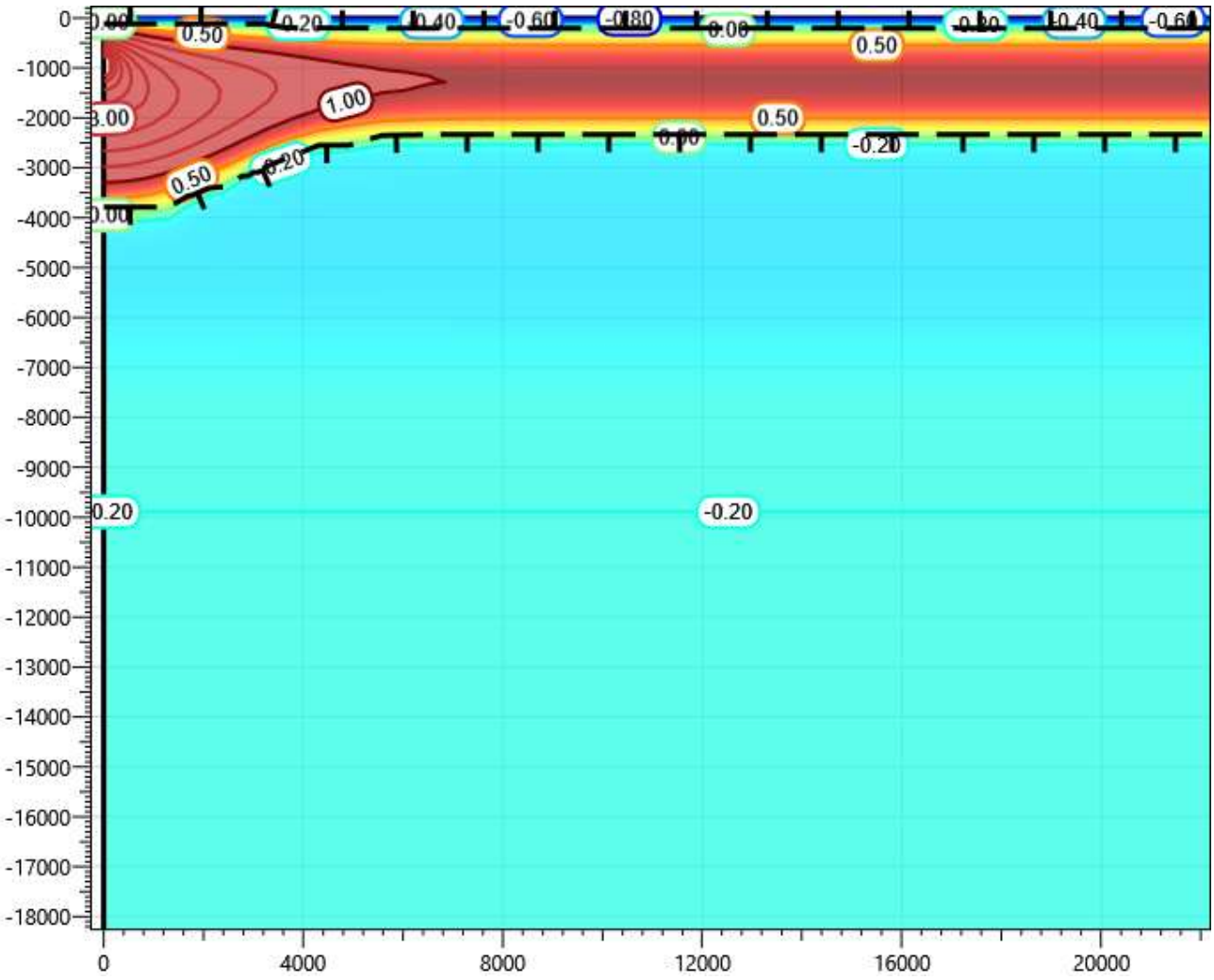


Рисунок В.81 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

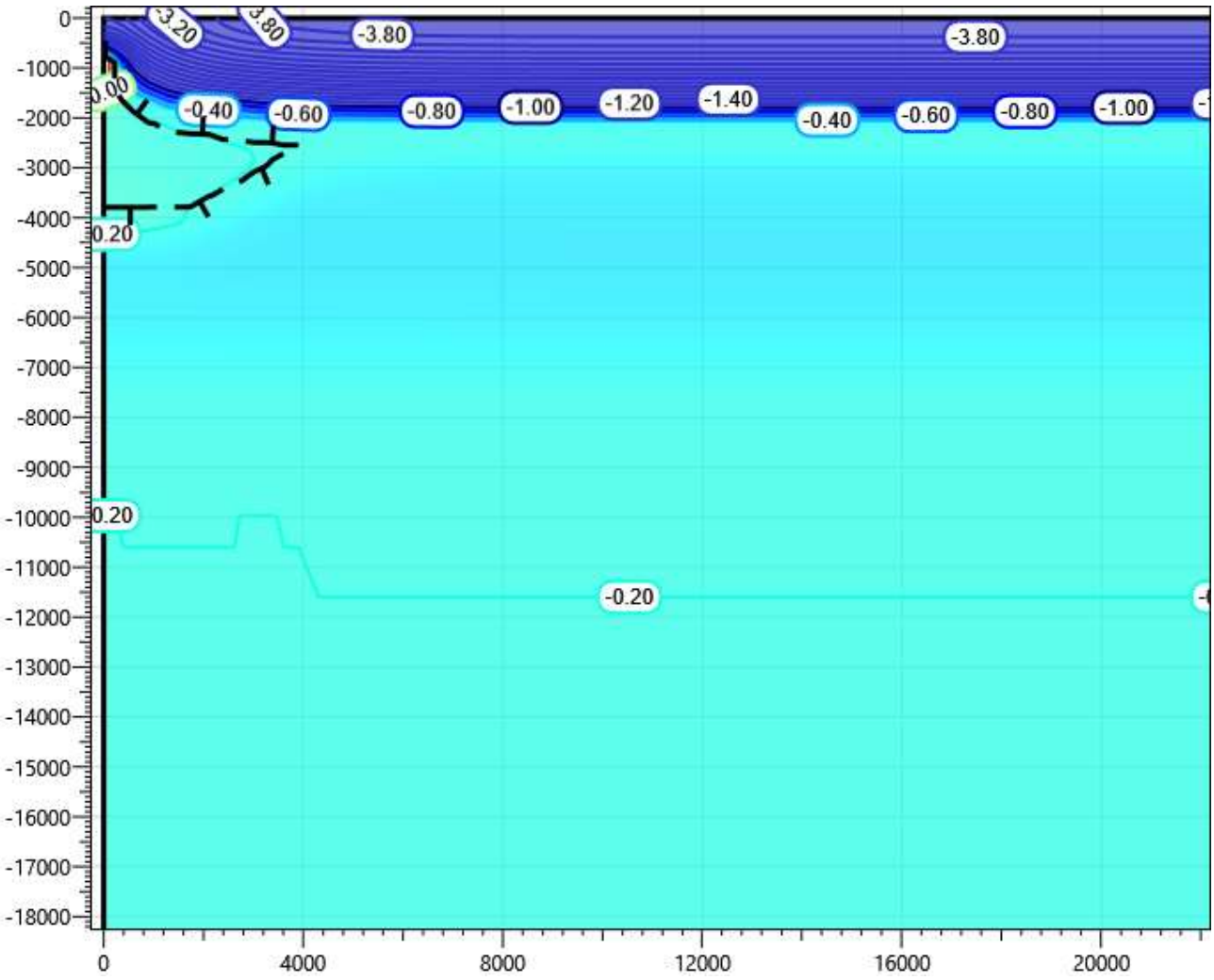


Рисунок В.82 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

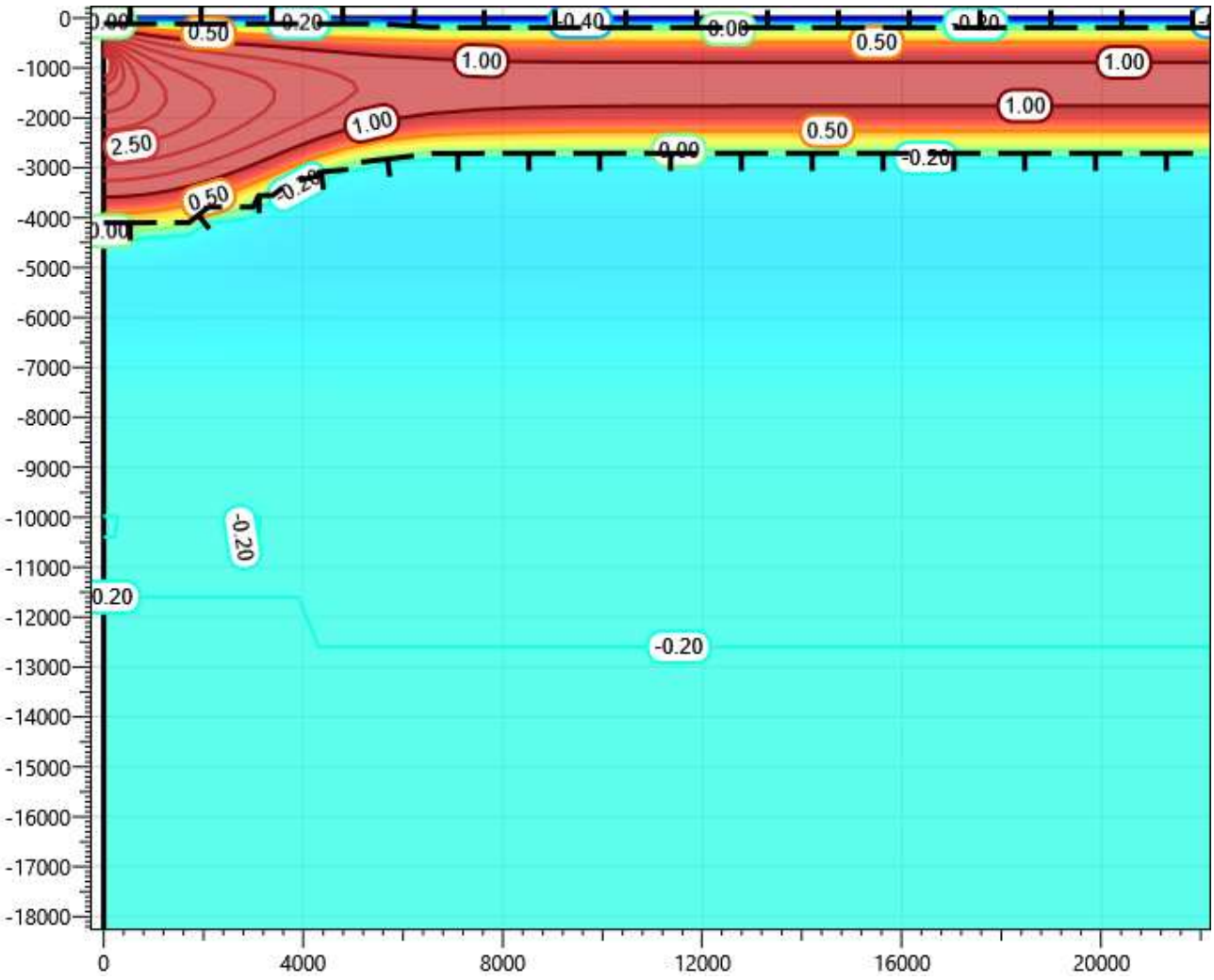


Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

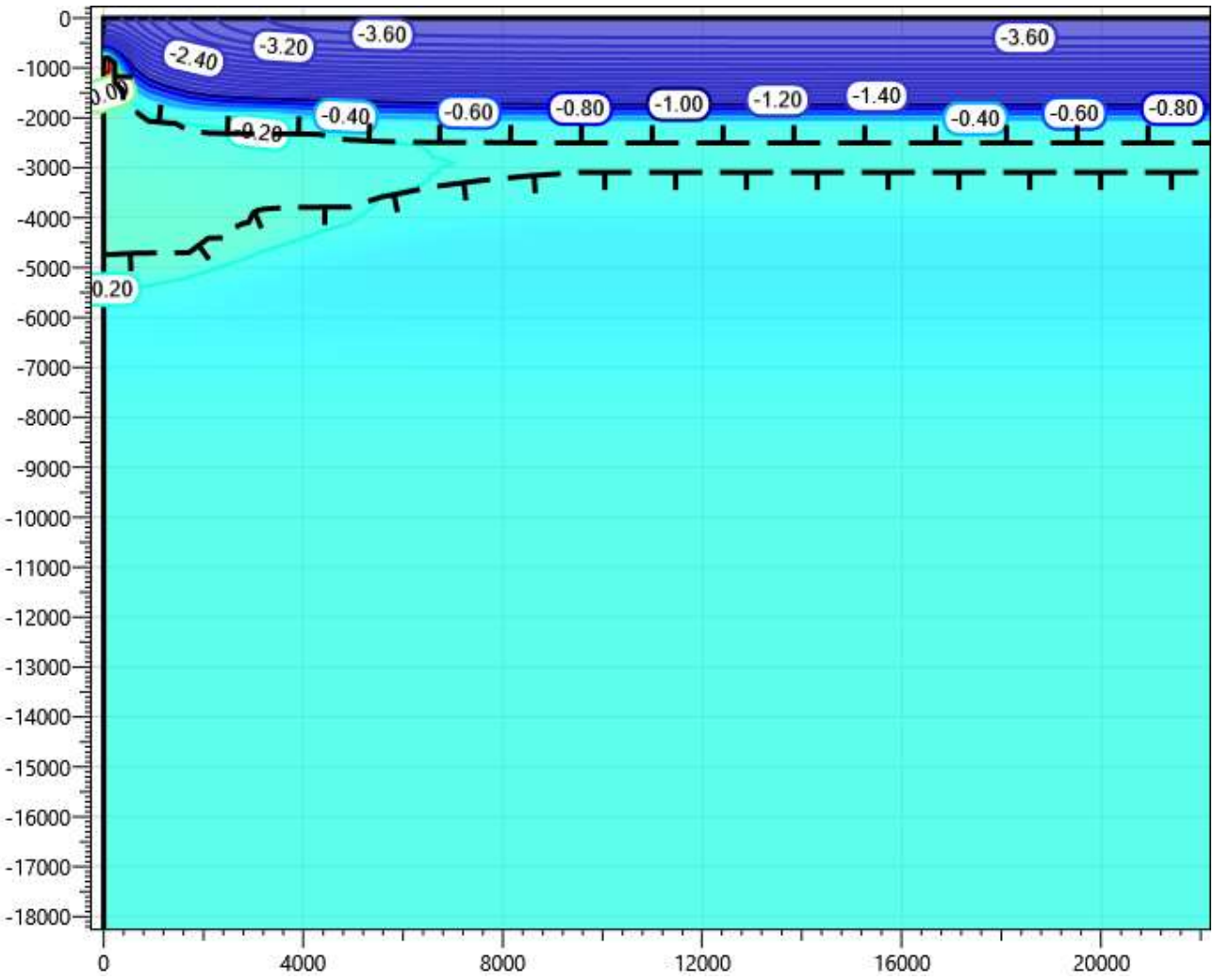


Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

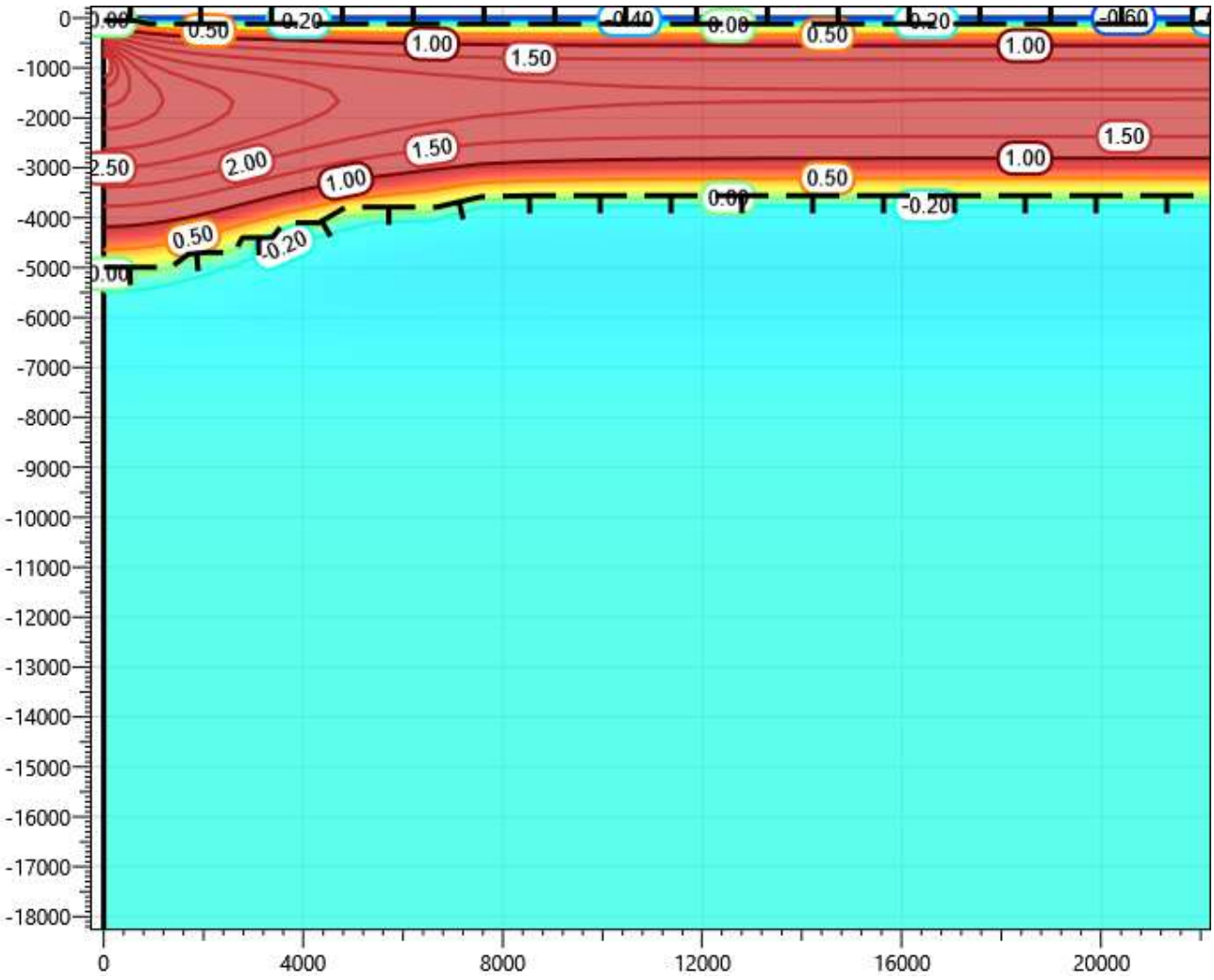


Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

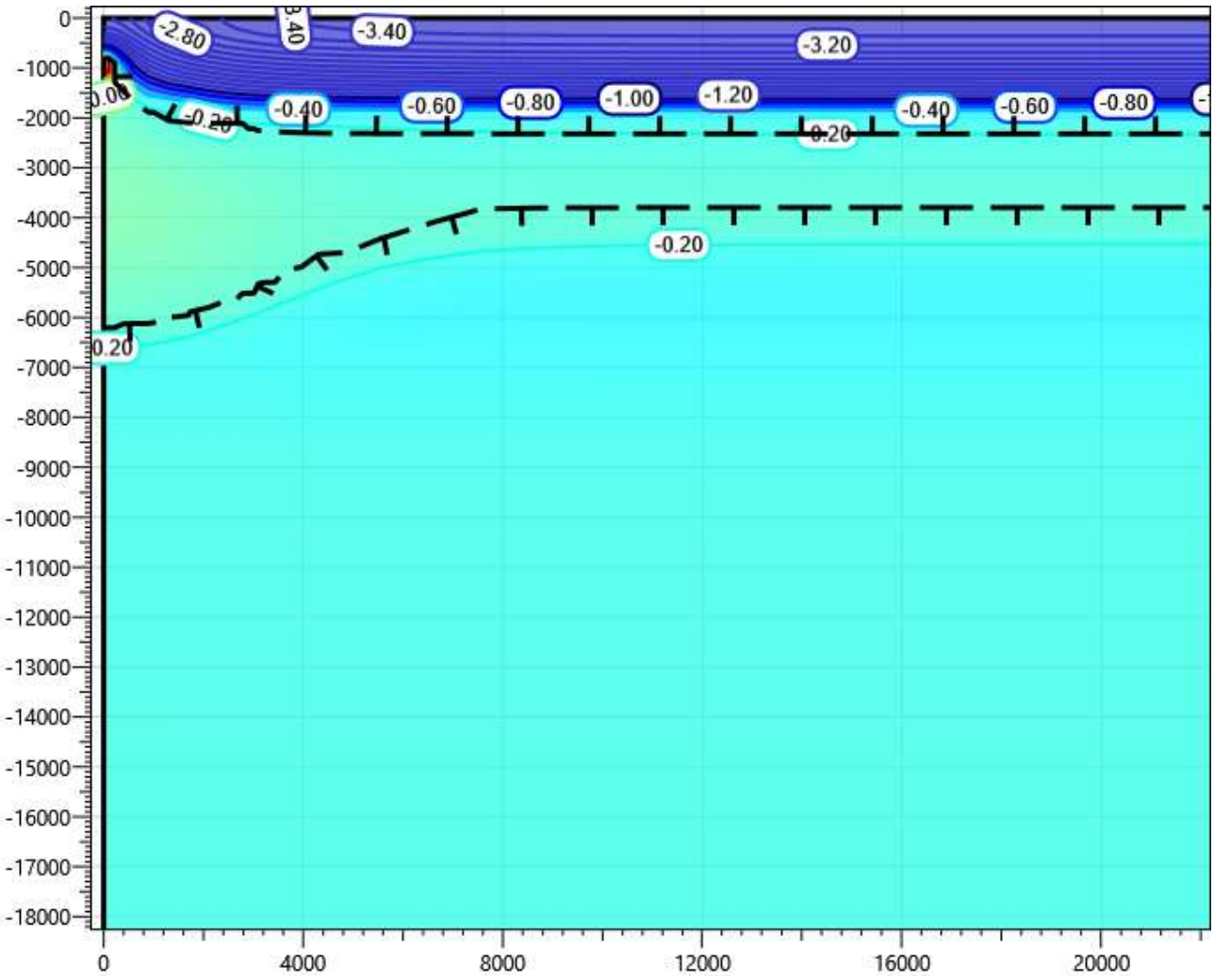


Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

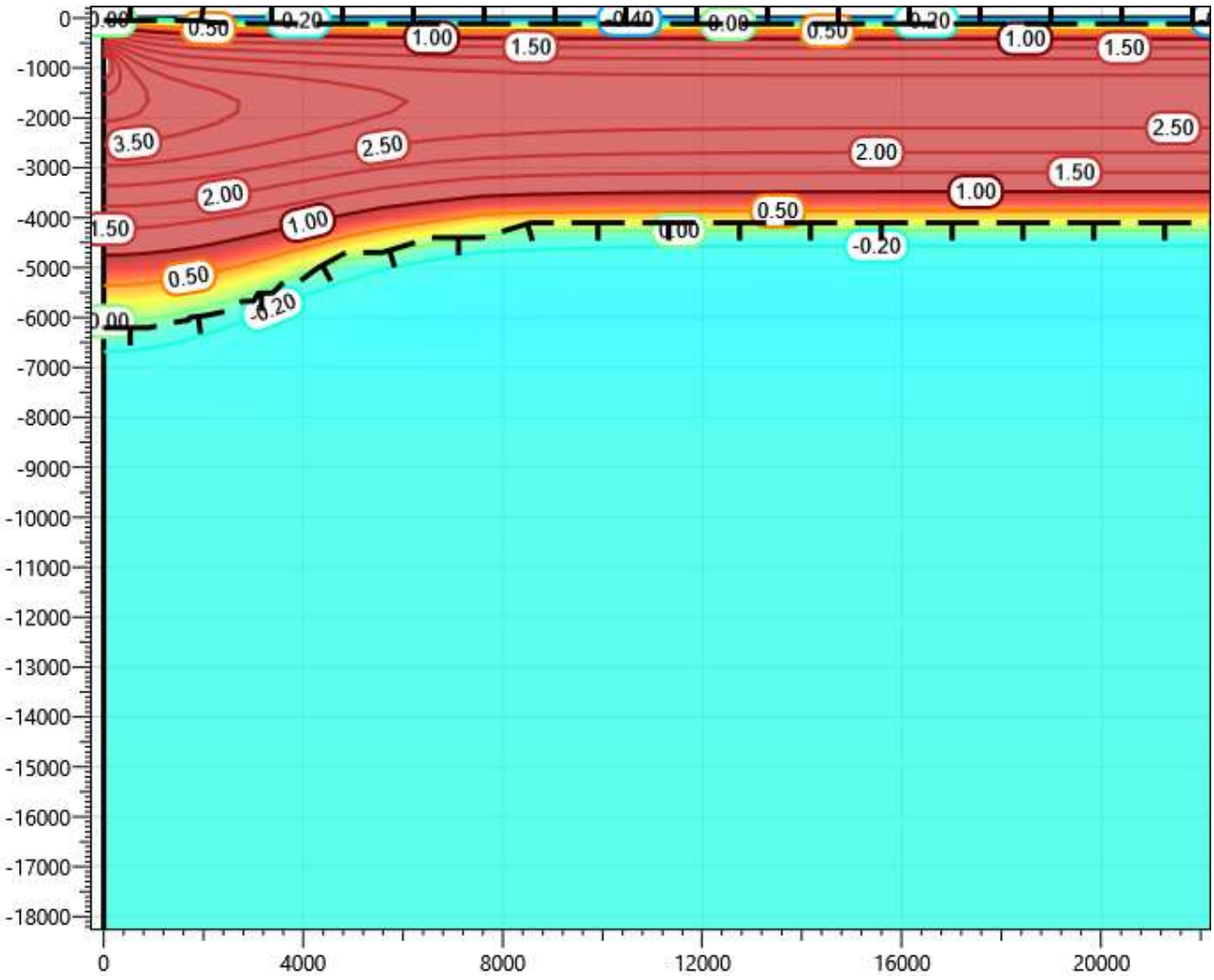


Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

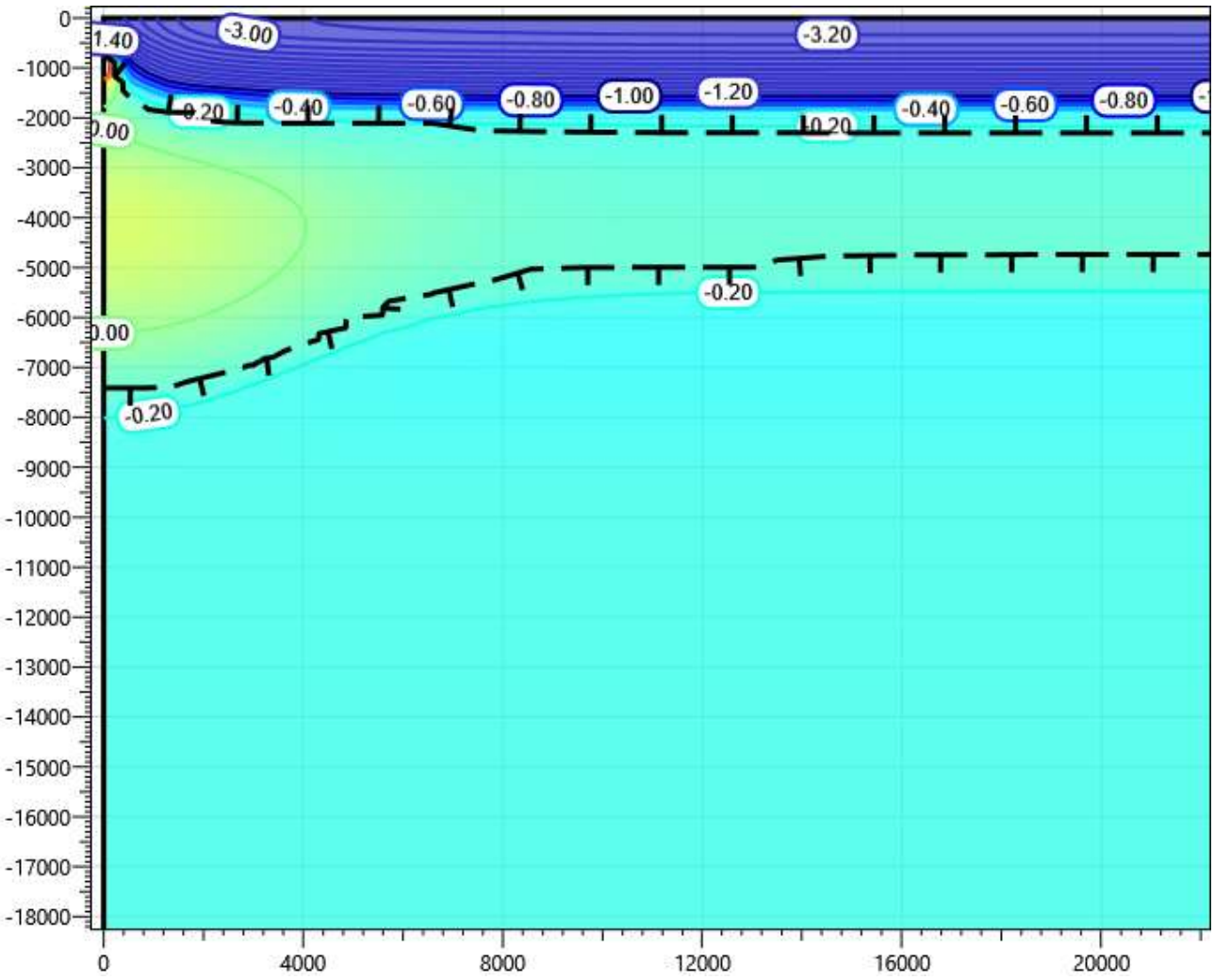


Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

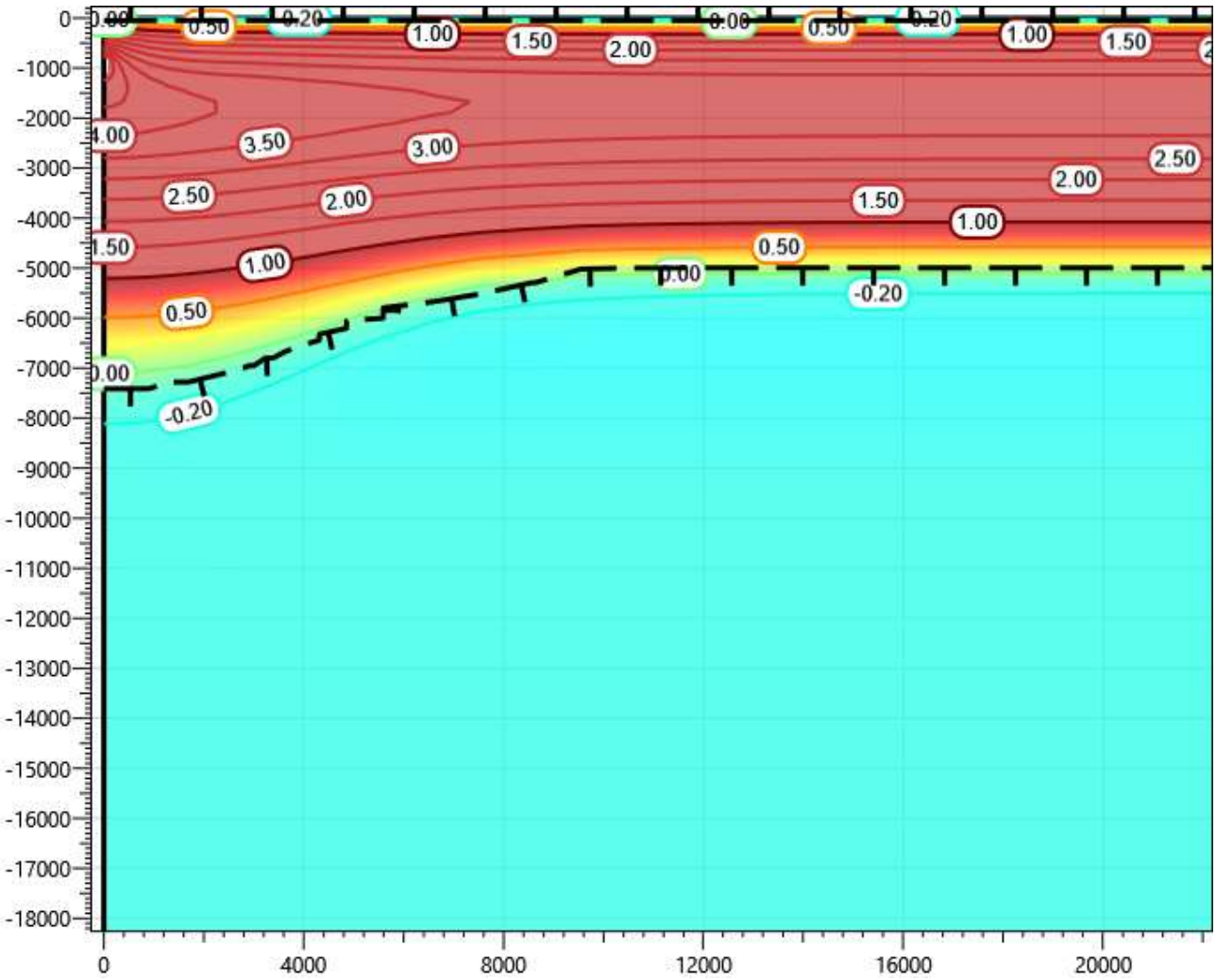


Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

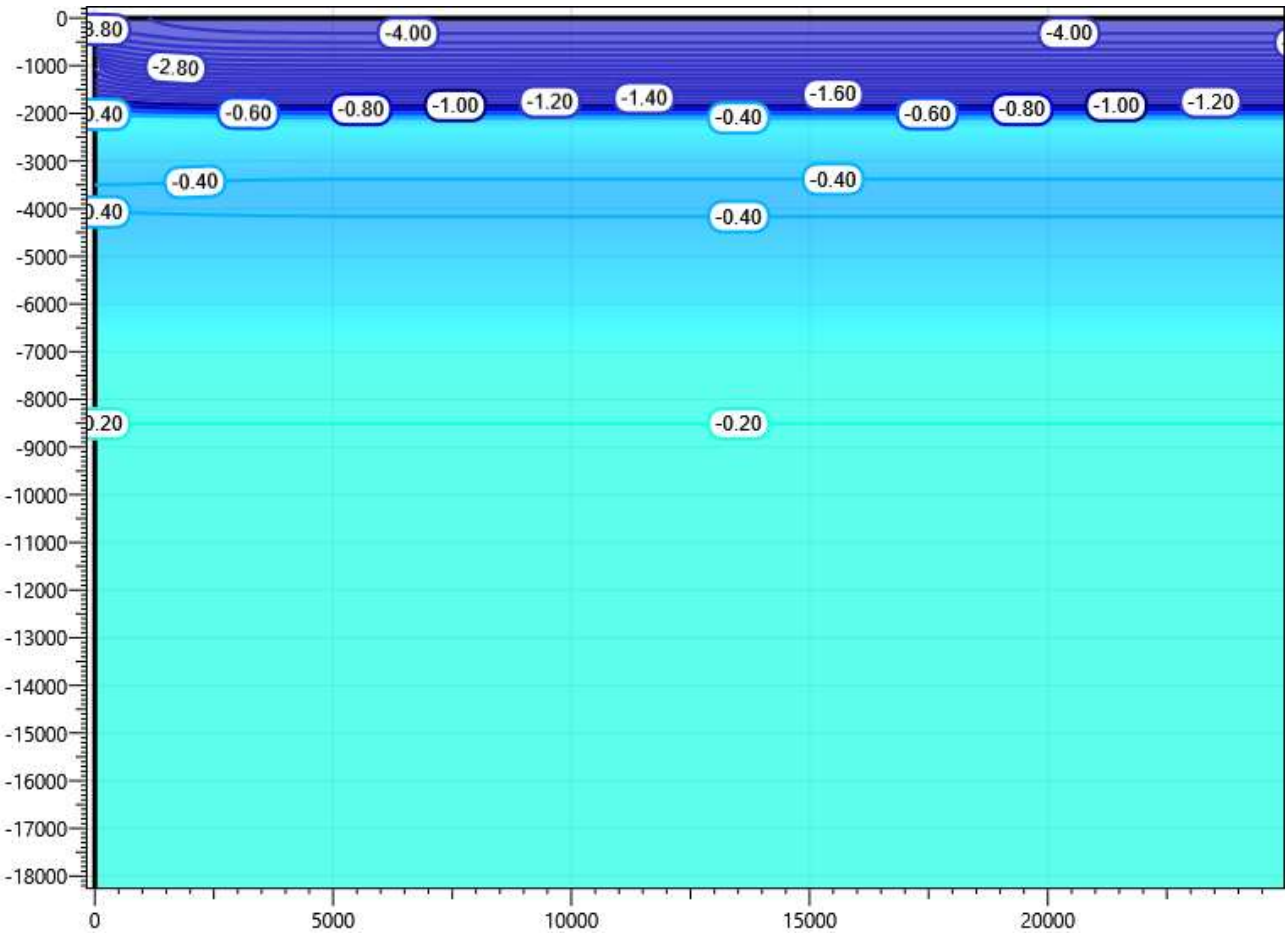


Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

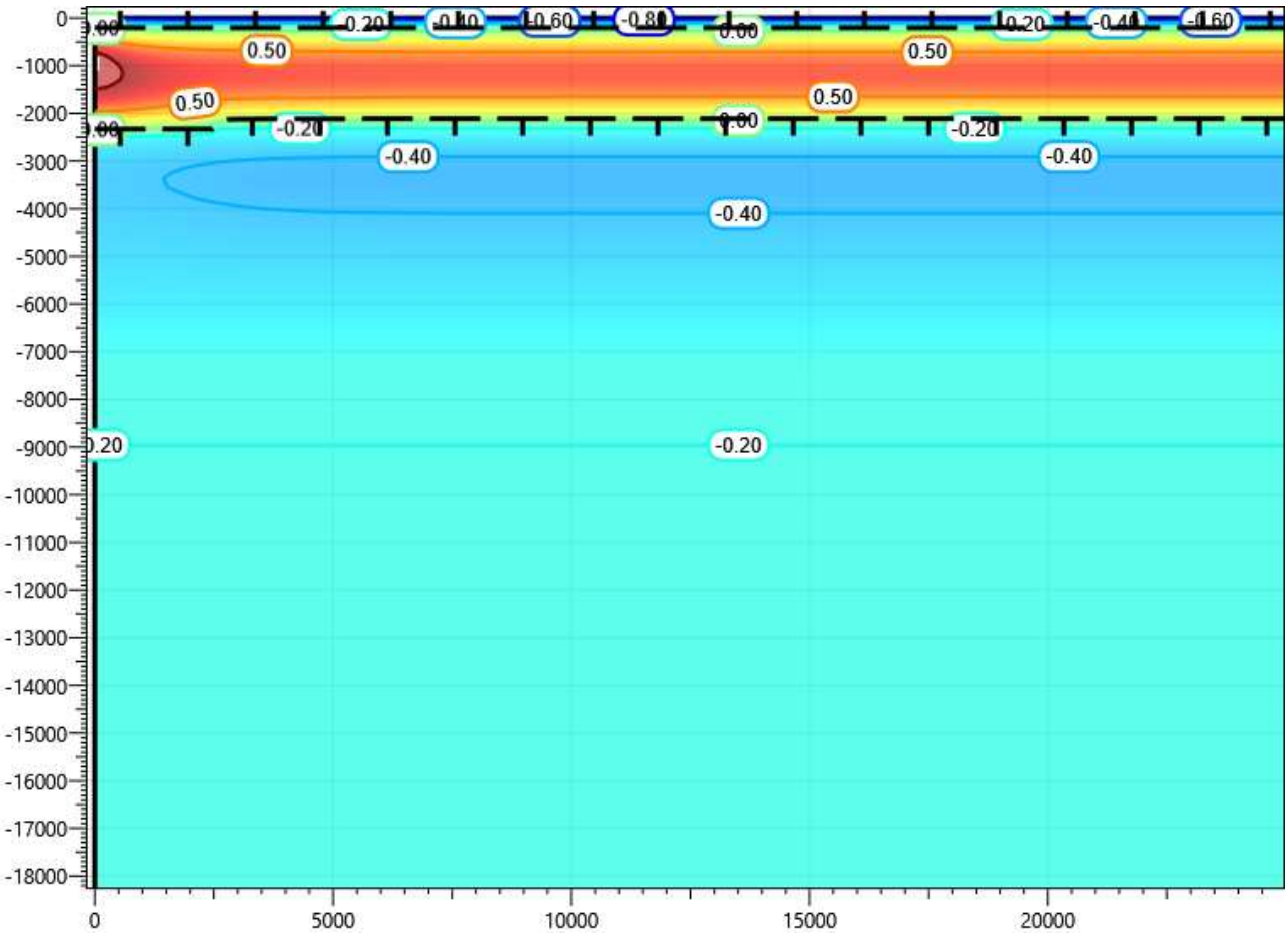


Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. С теплоизоляцией. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

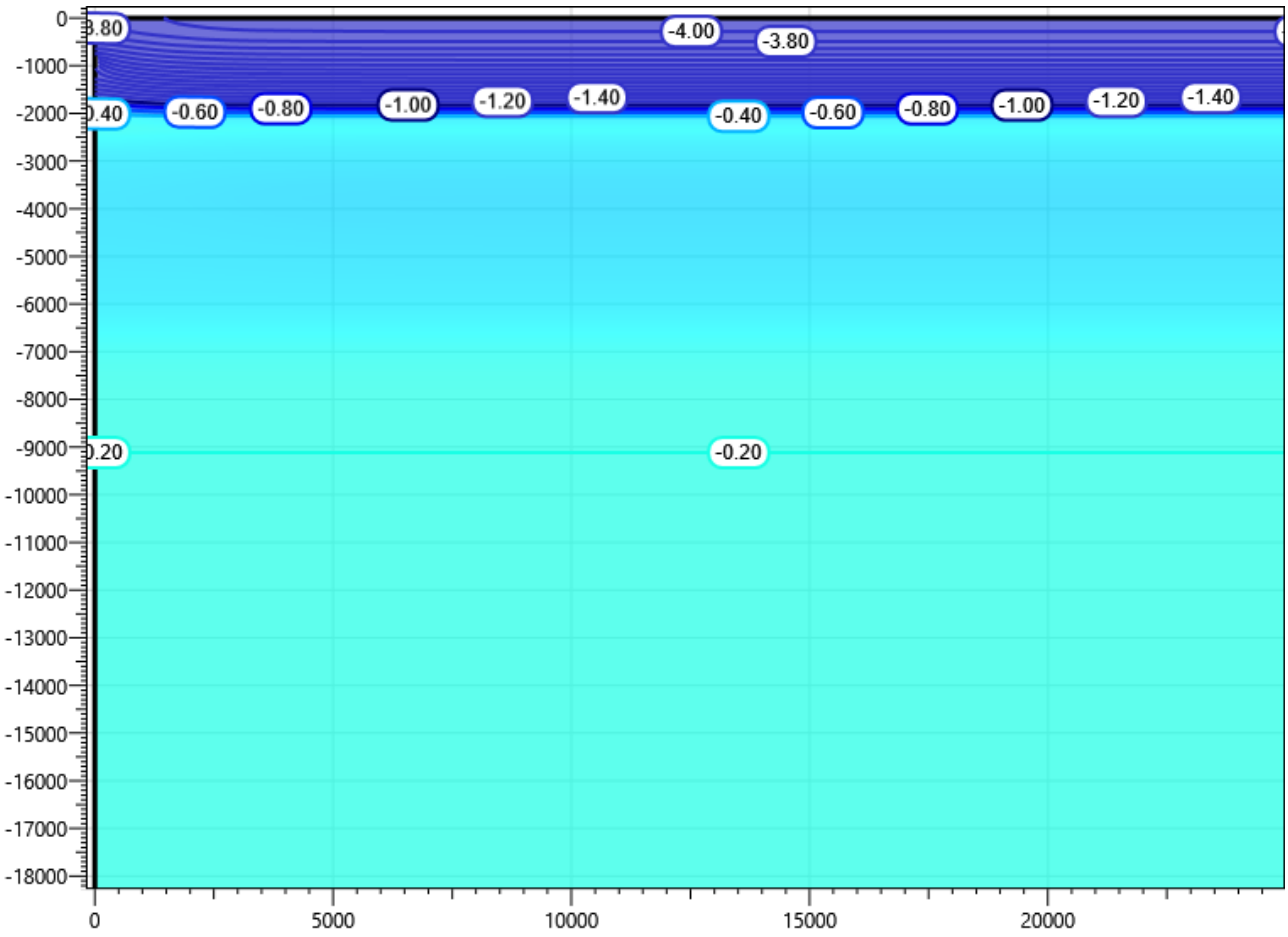


Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

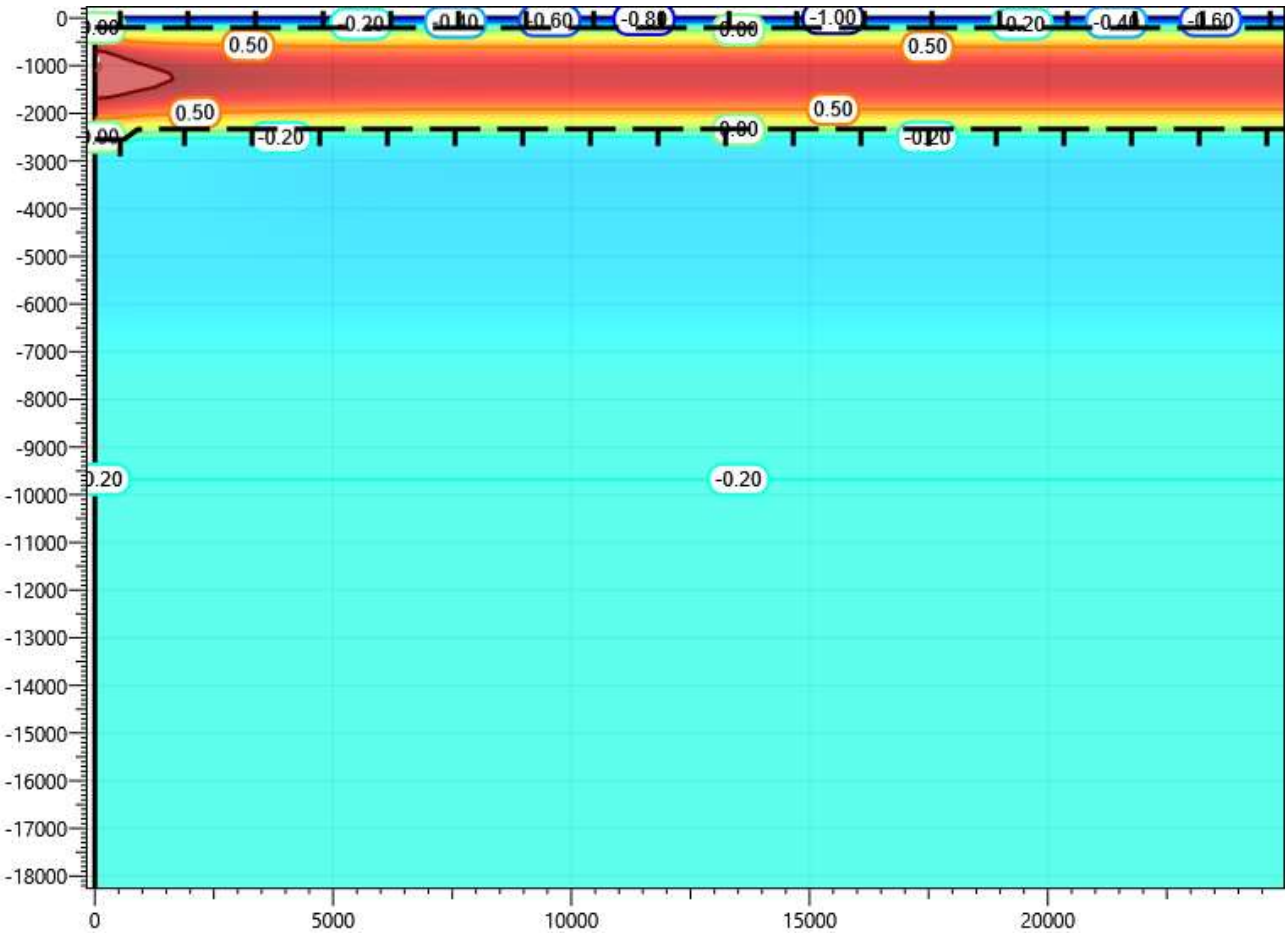


Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

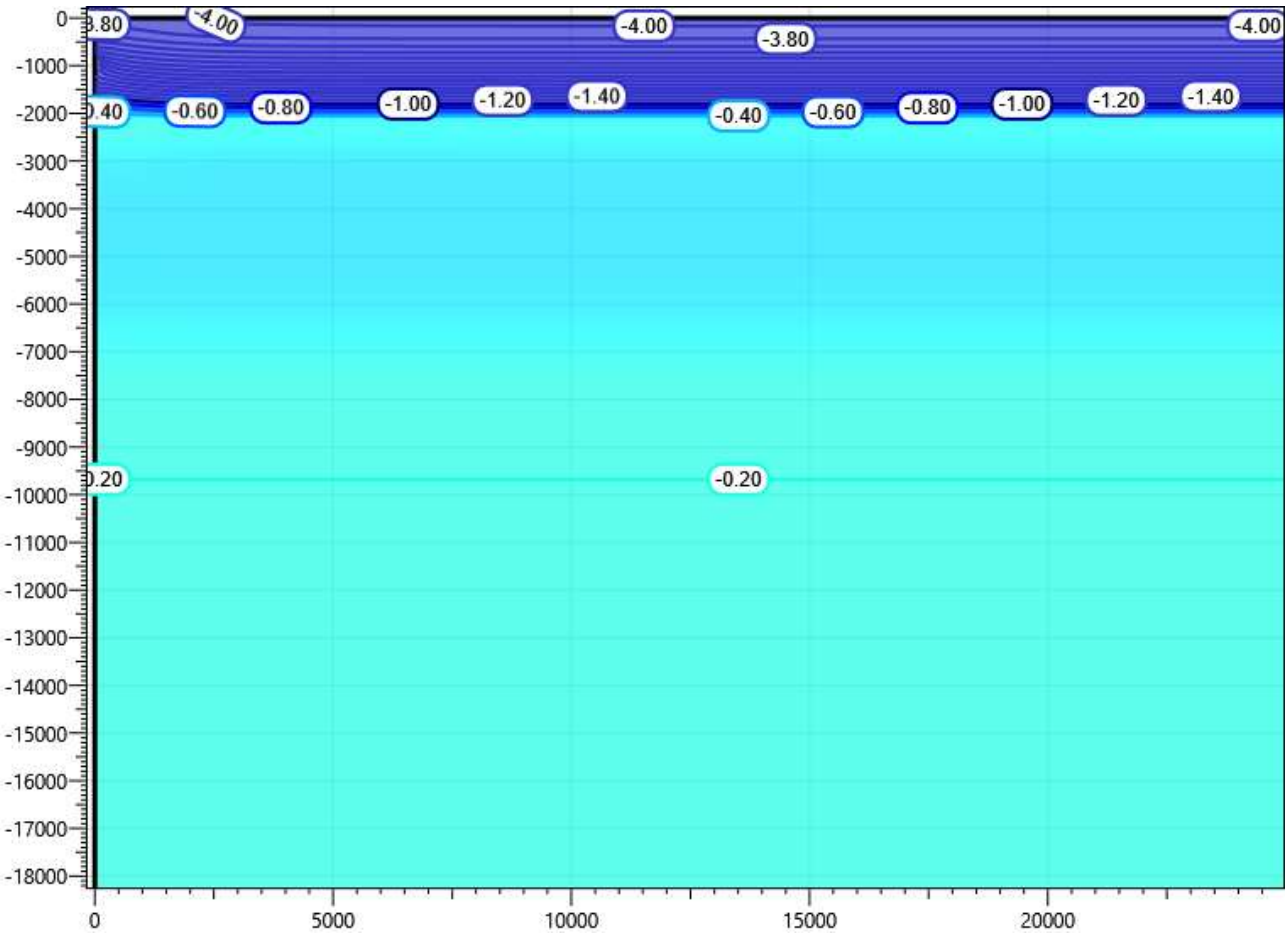


Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

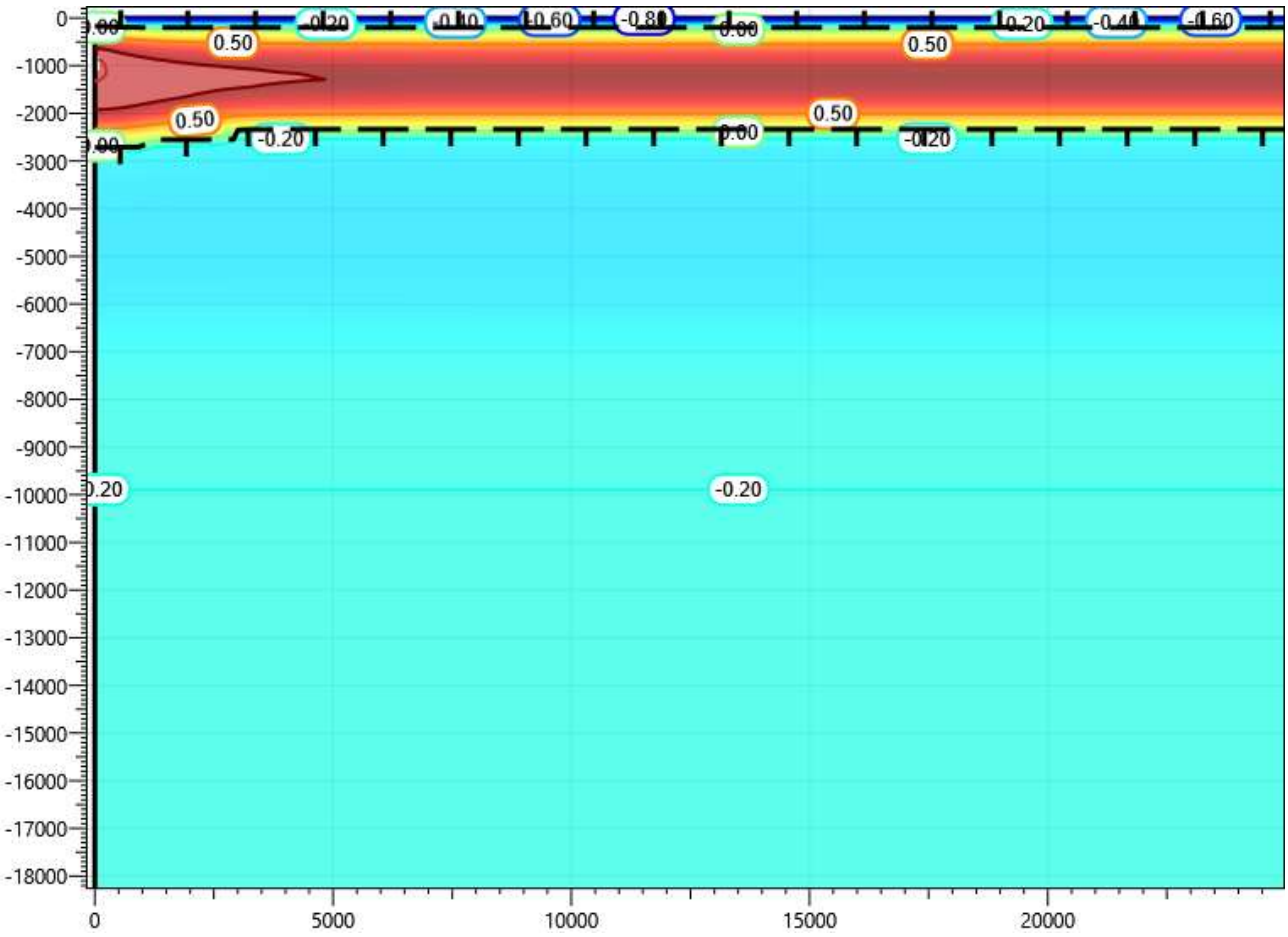


Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

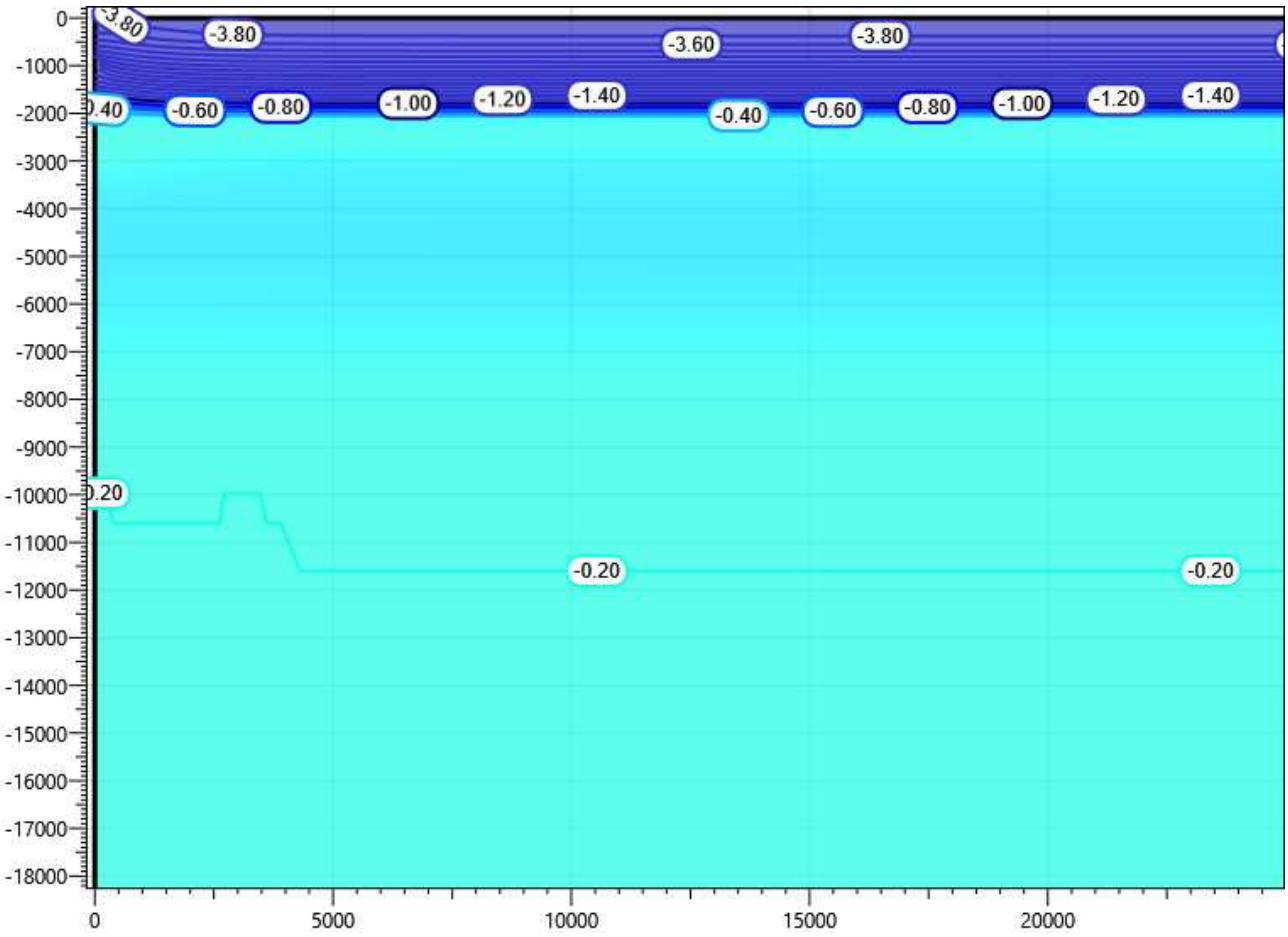


Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

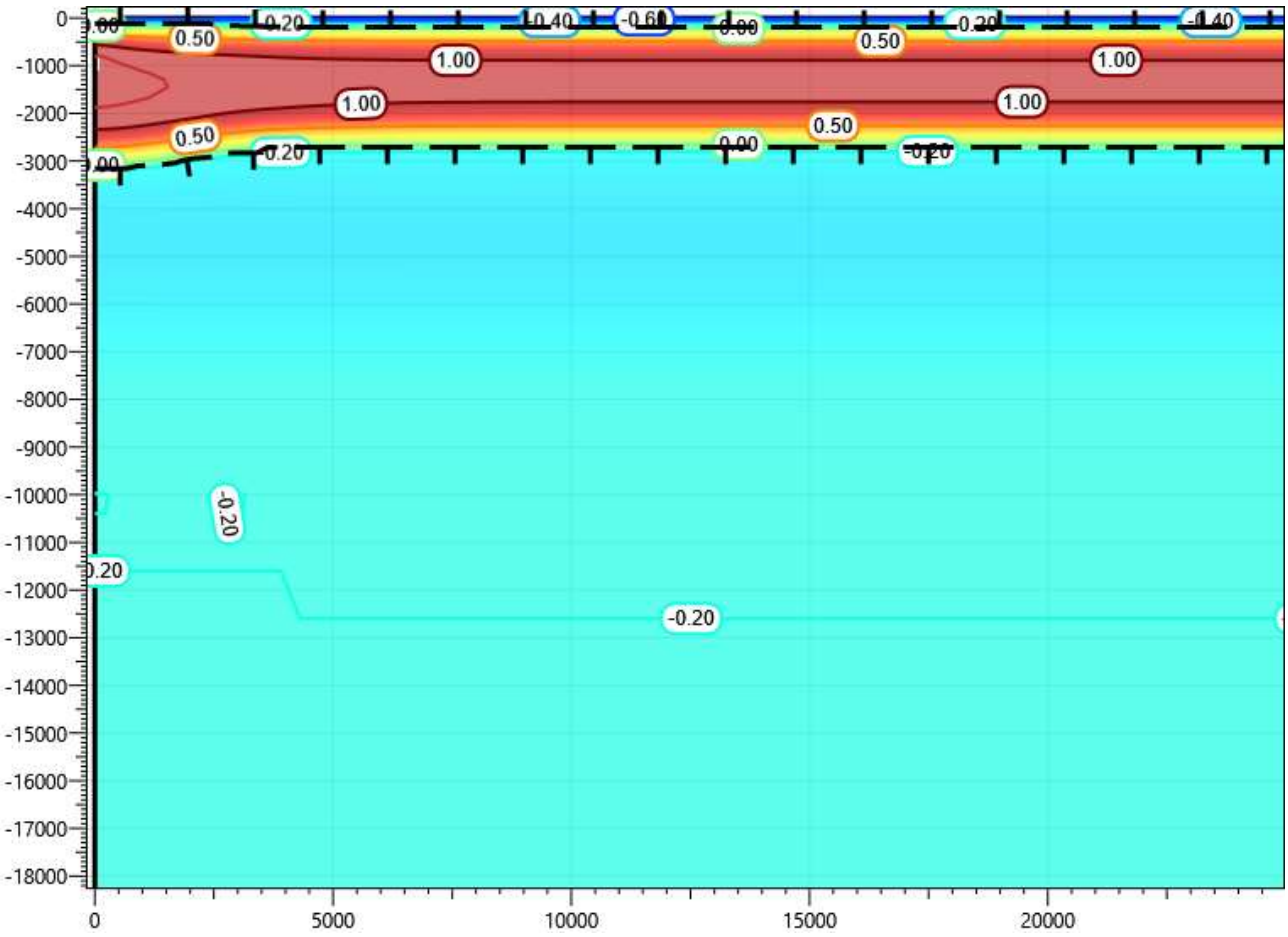


Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

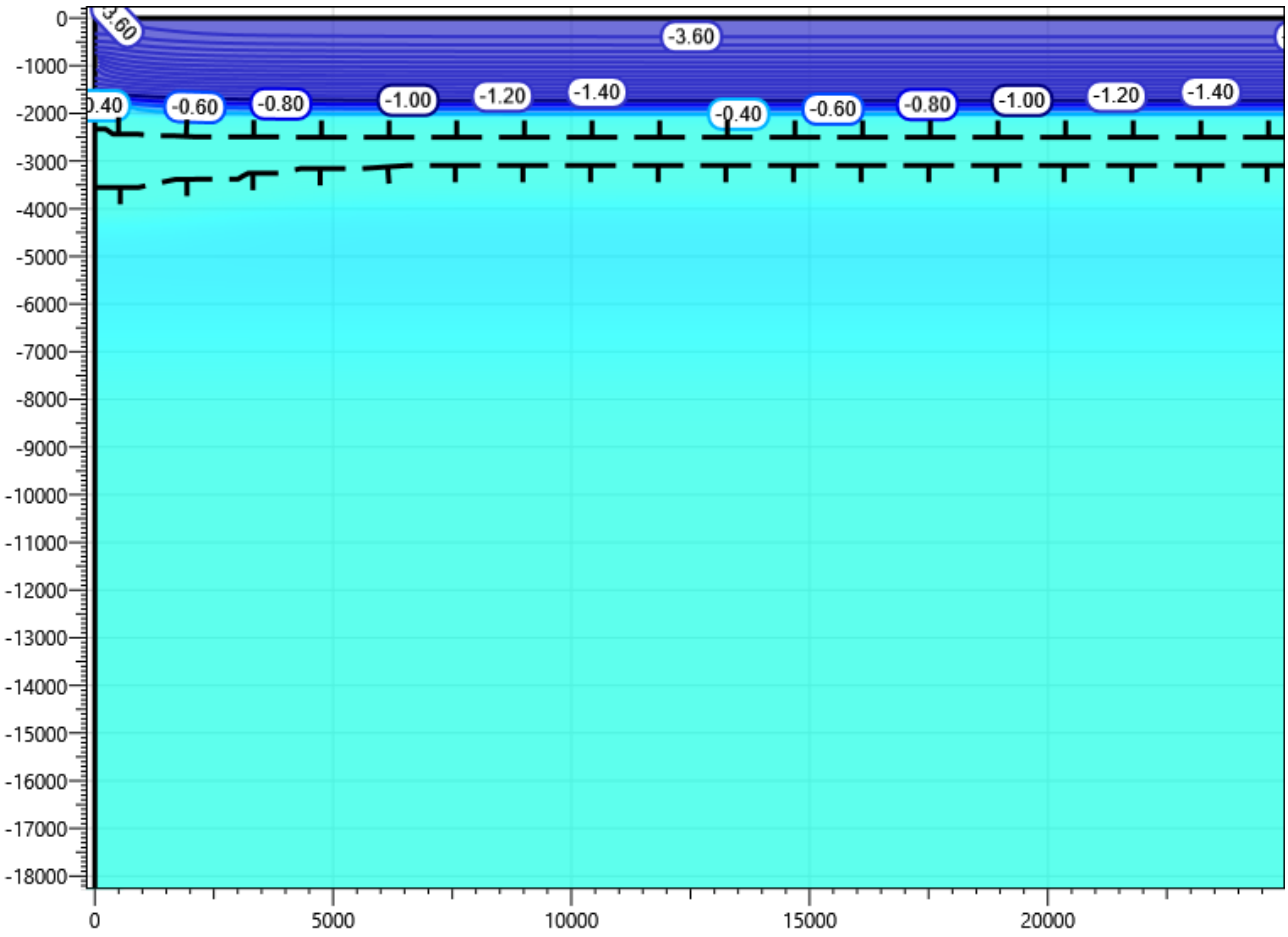


Рисунок В.98 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

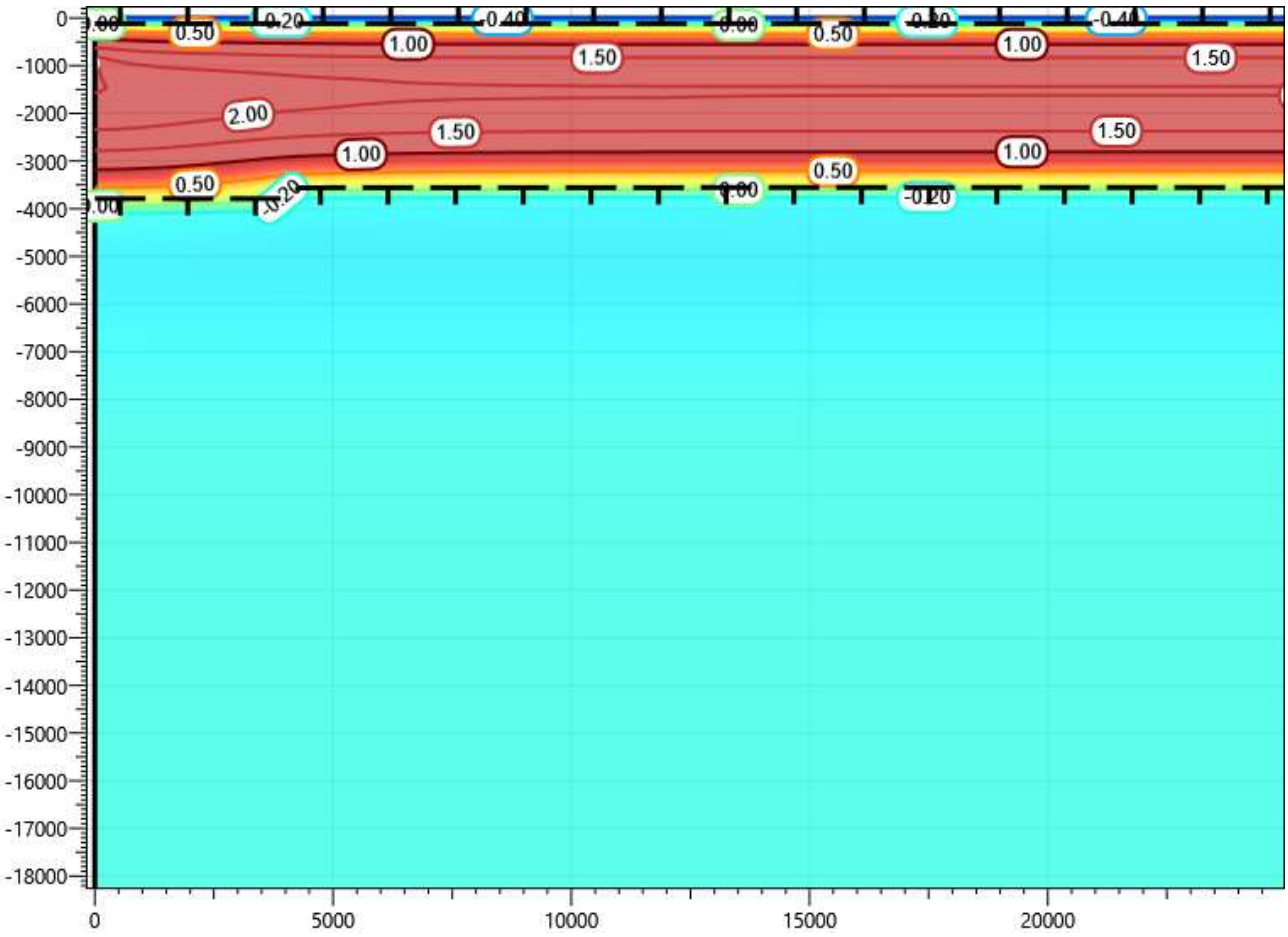


Рисунок В.99 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

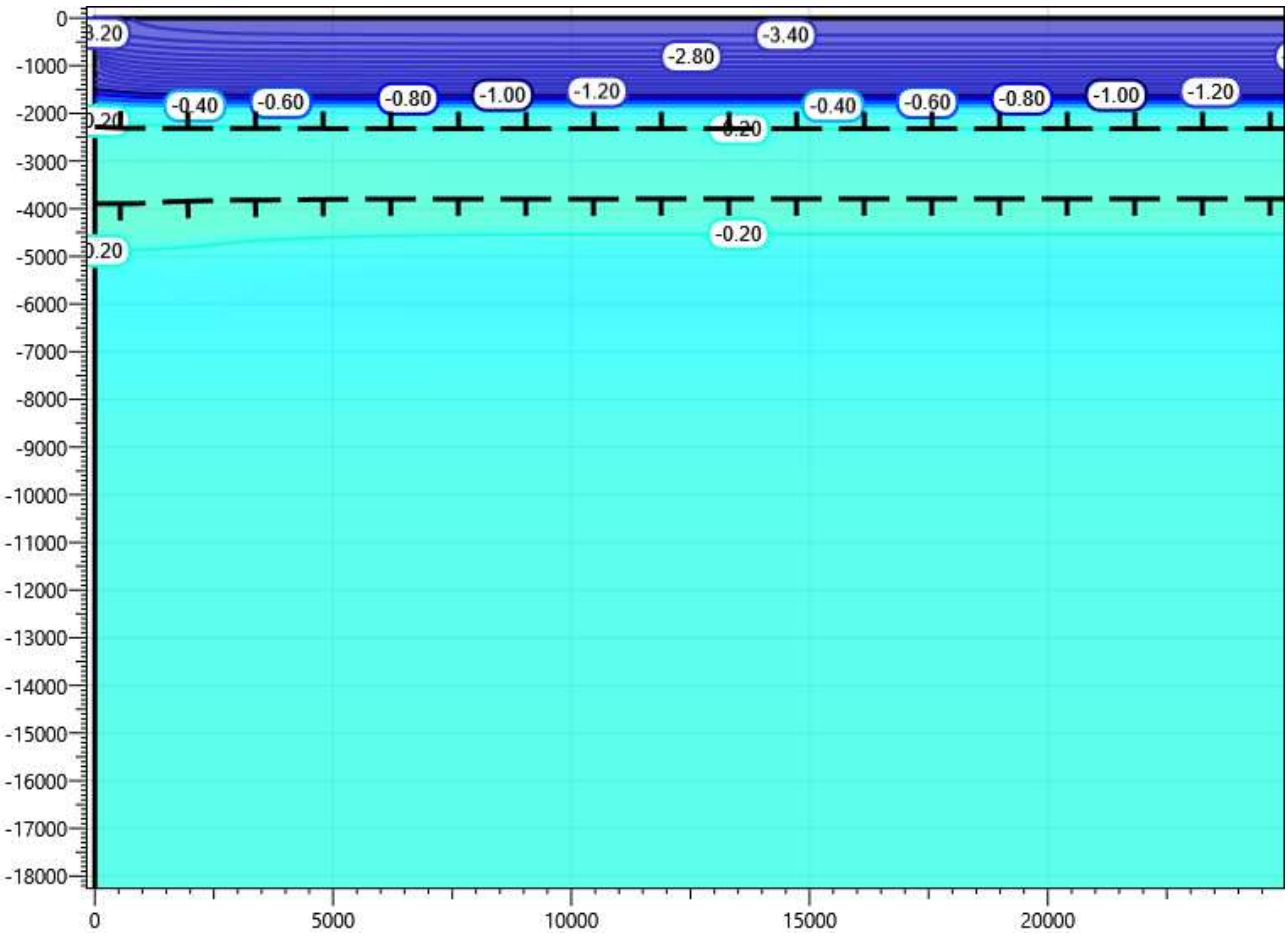


Рисунок В.100 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

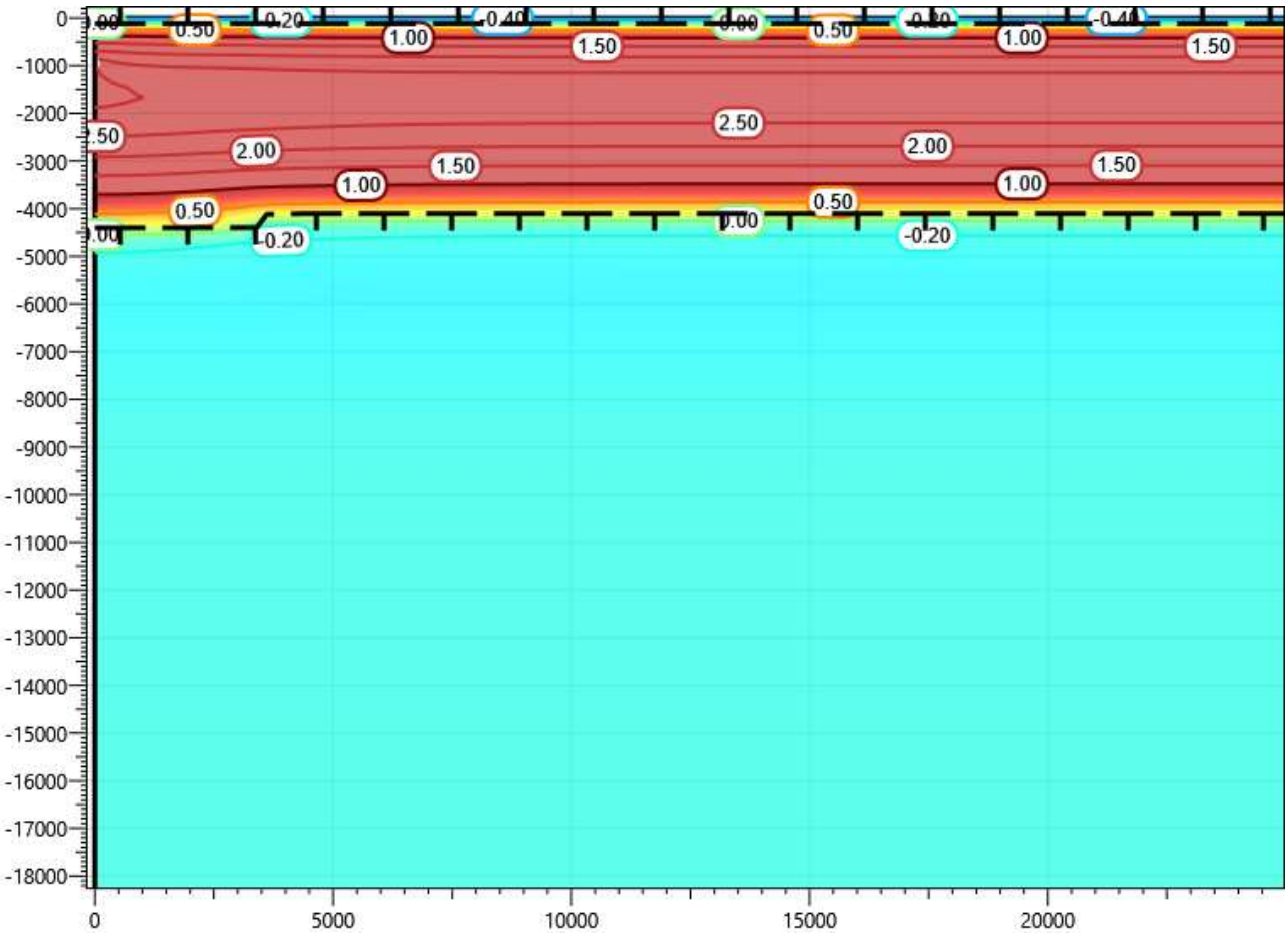


Рисунок В.101 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

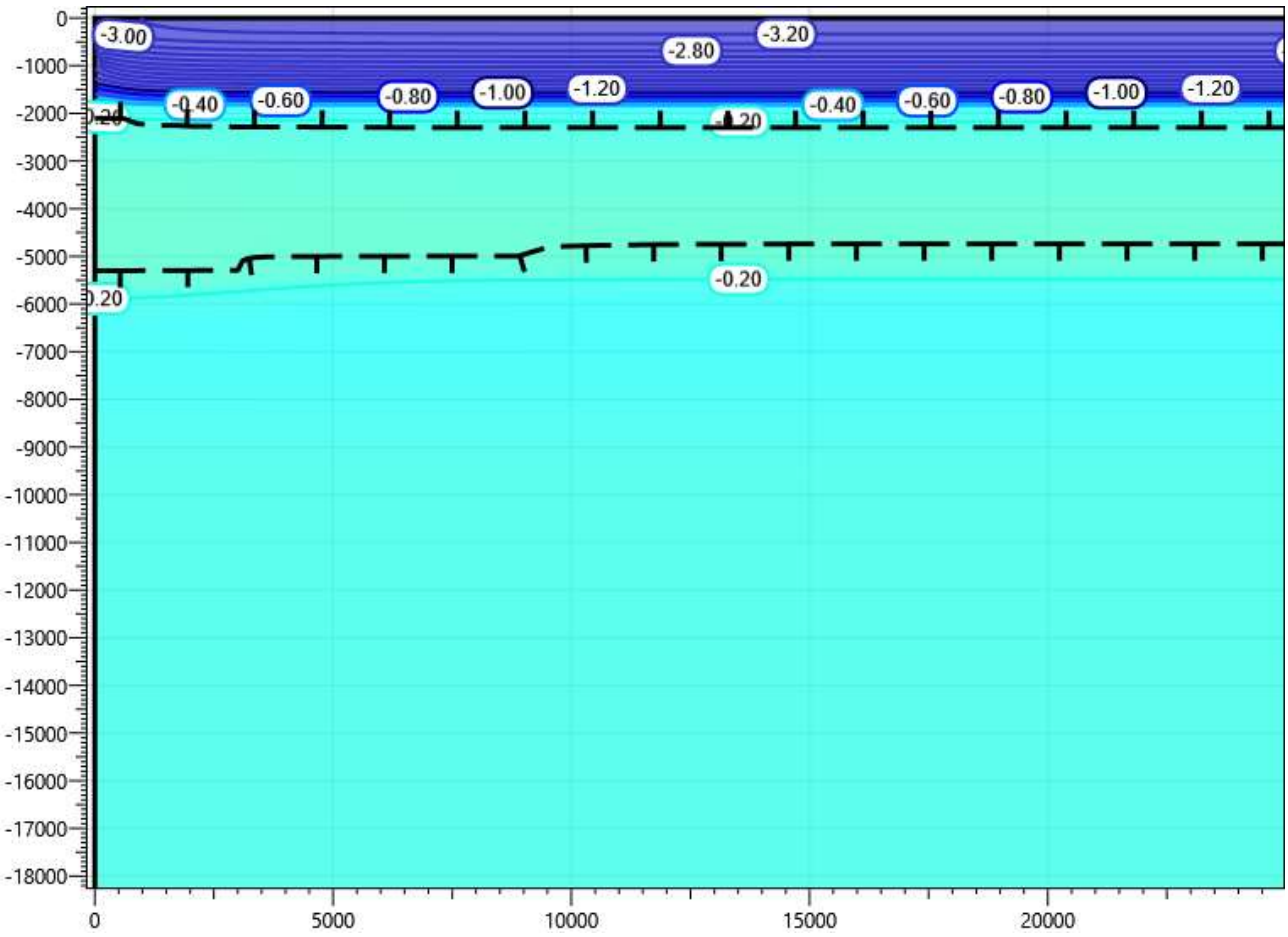


Рисунок В.102 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

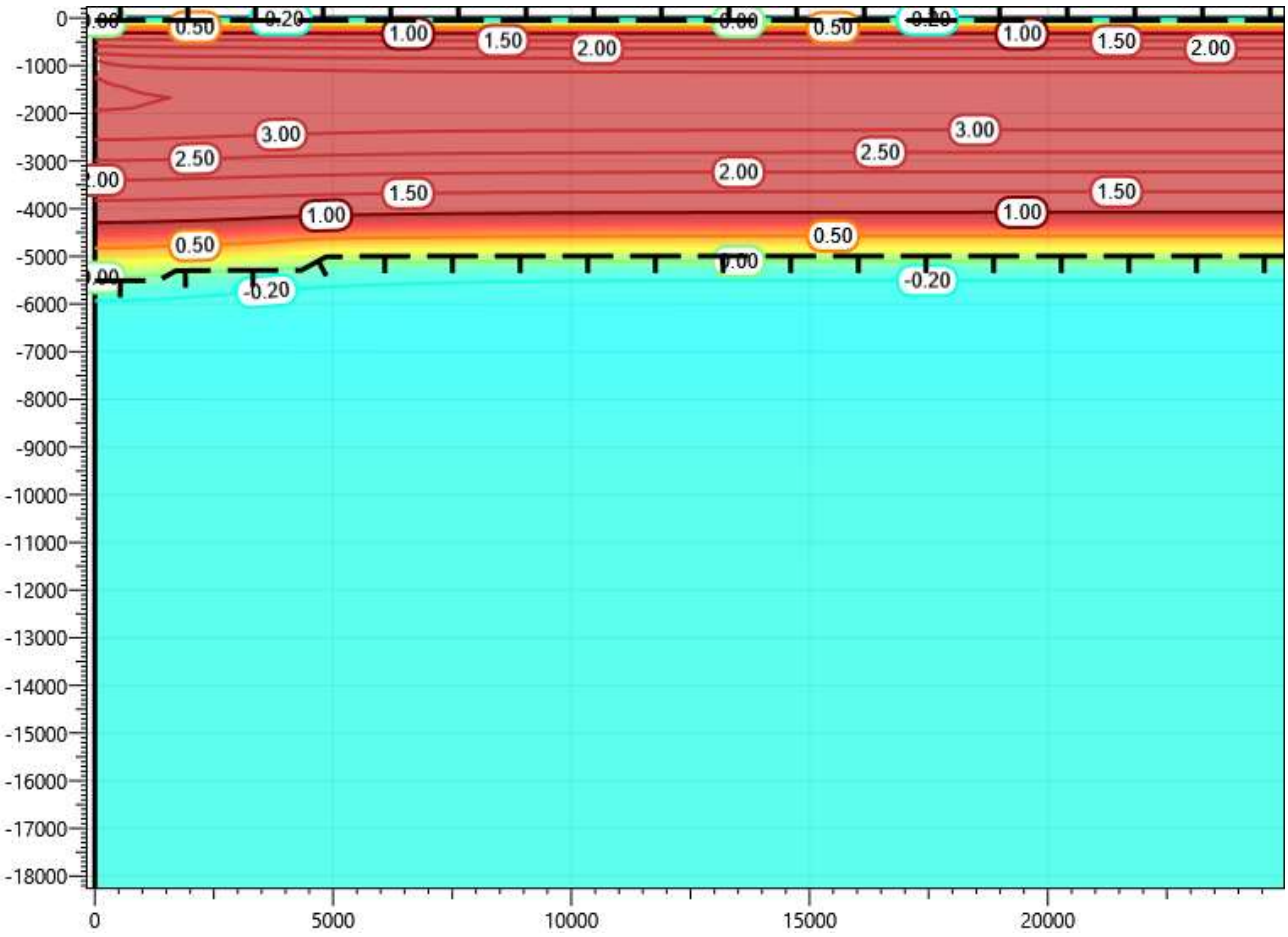


Рисунок В.103 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК615+60 скважина ННПЗ-207. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

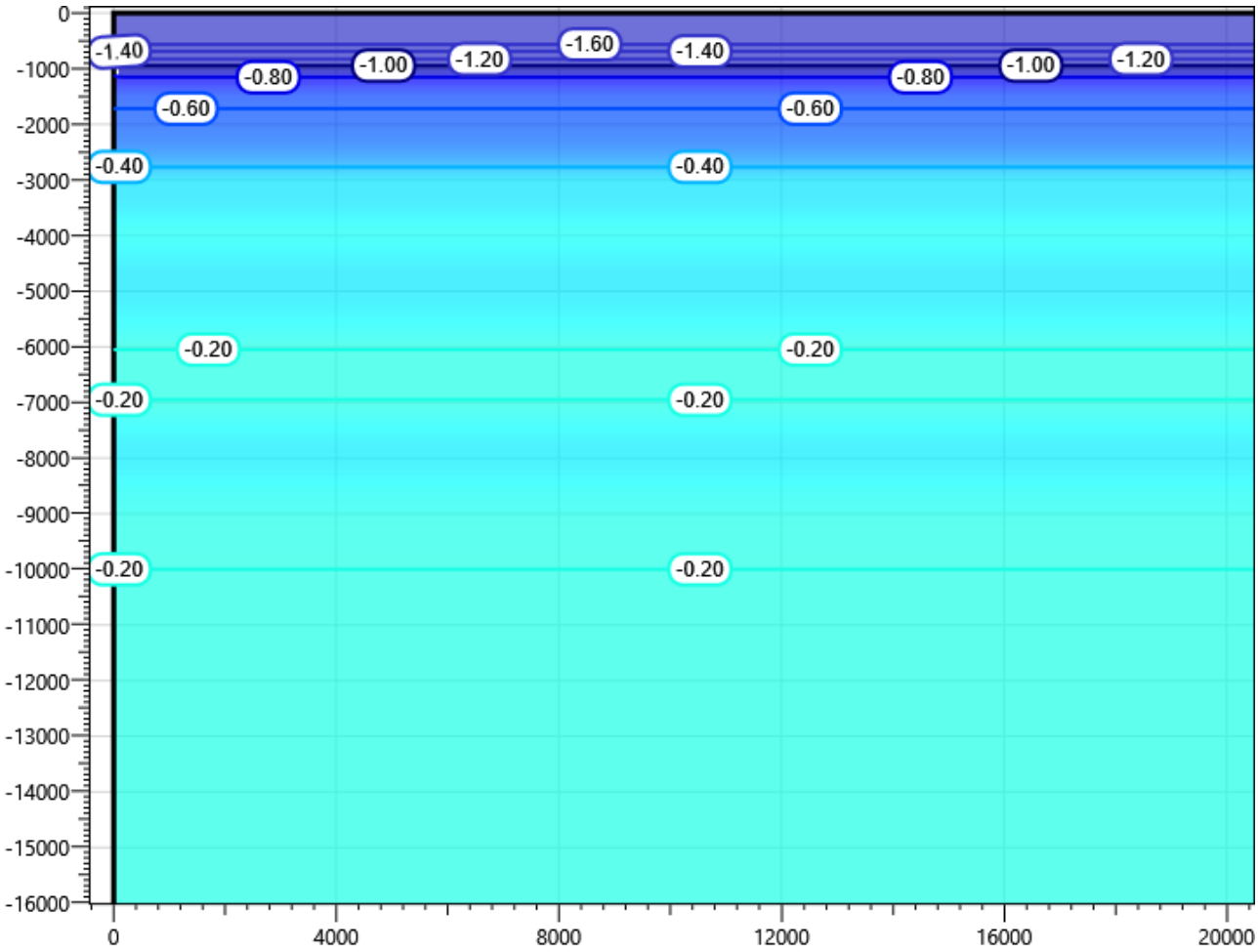


Рисунок В.104 – Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211.

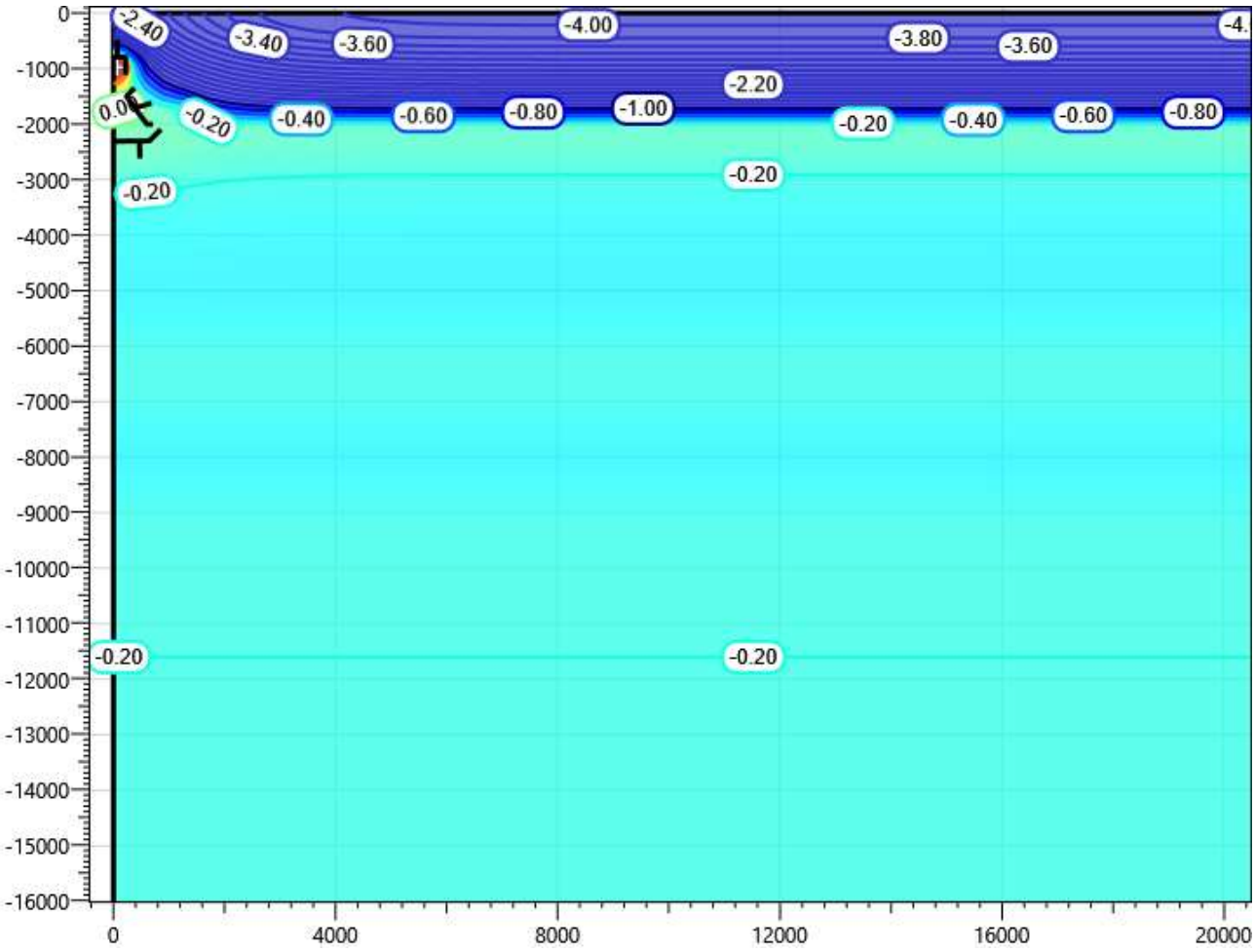


Рисунок В.105 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

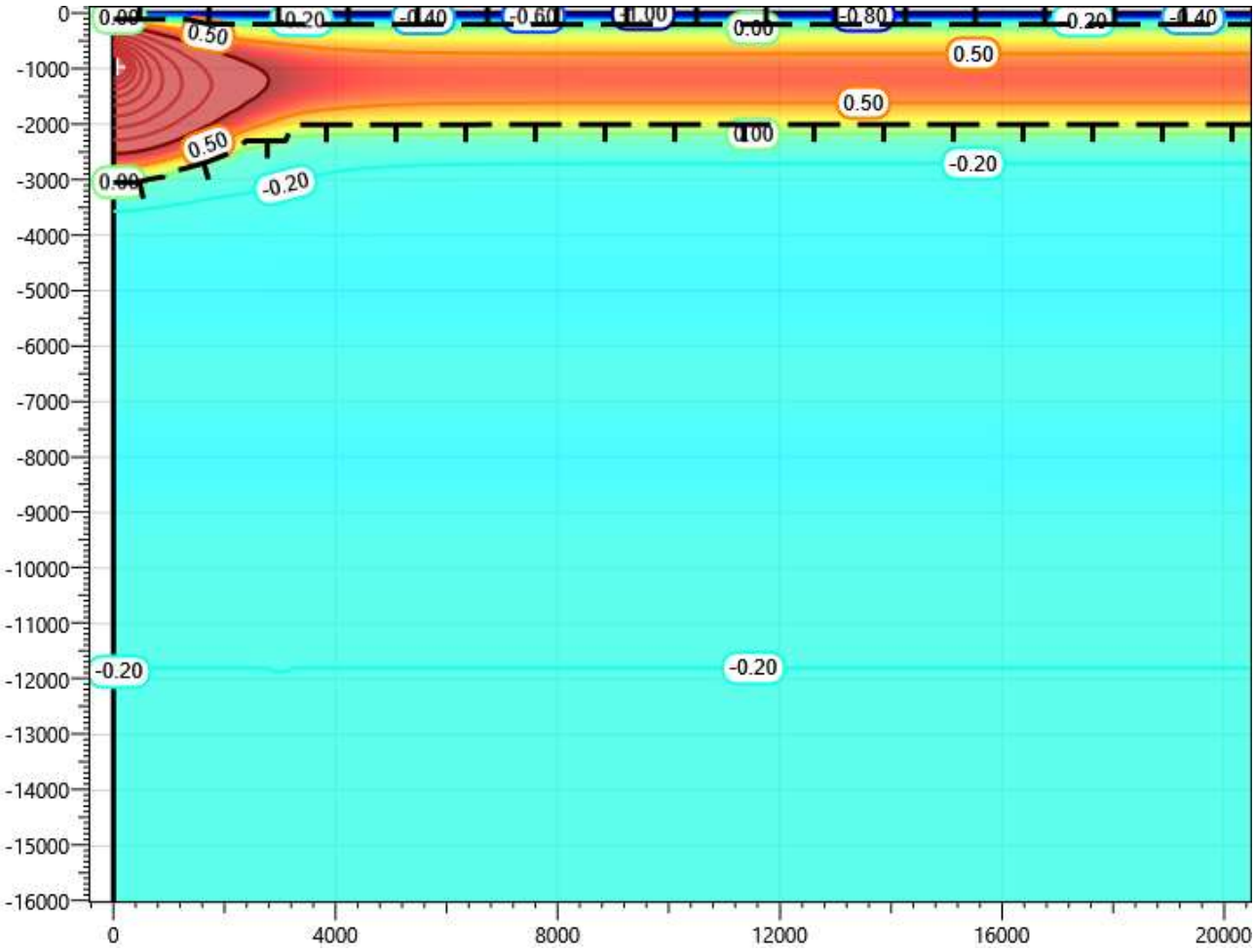


Рисунок В.106 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

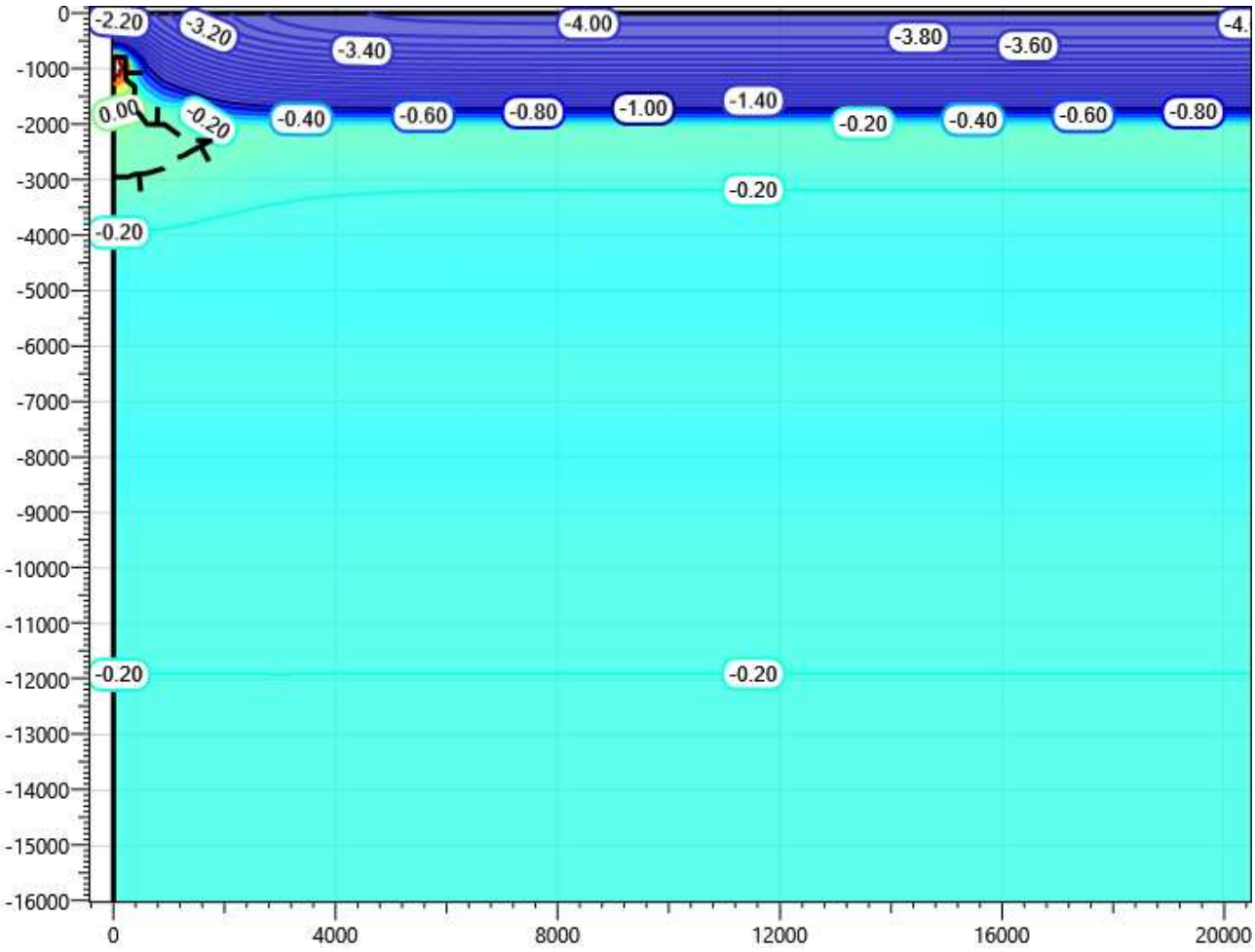


Рисунок В.107 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

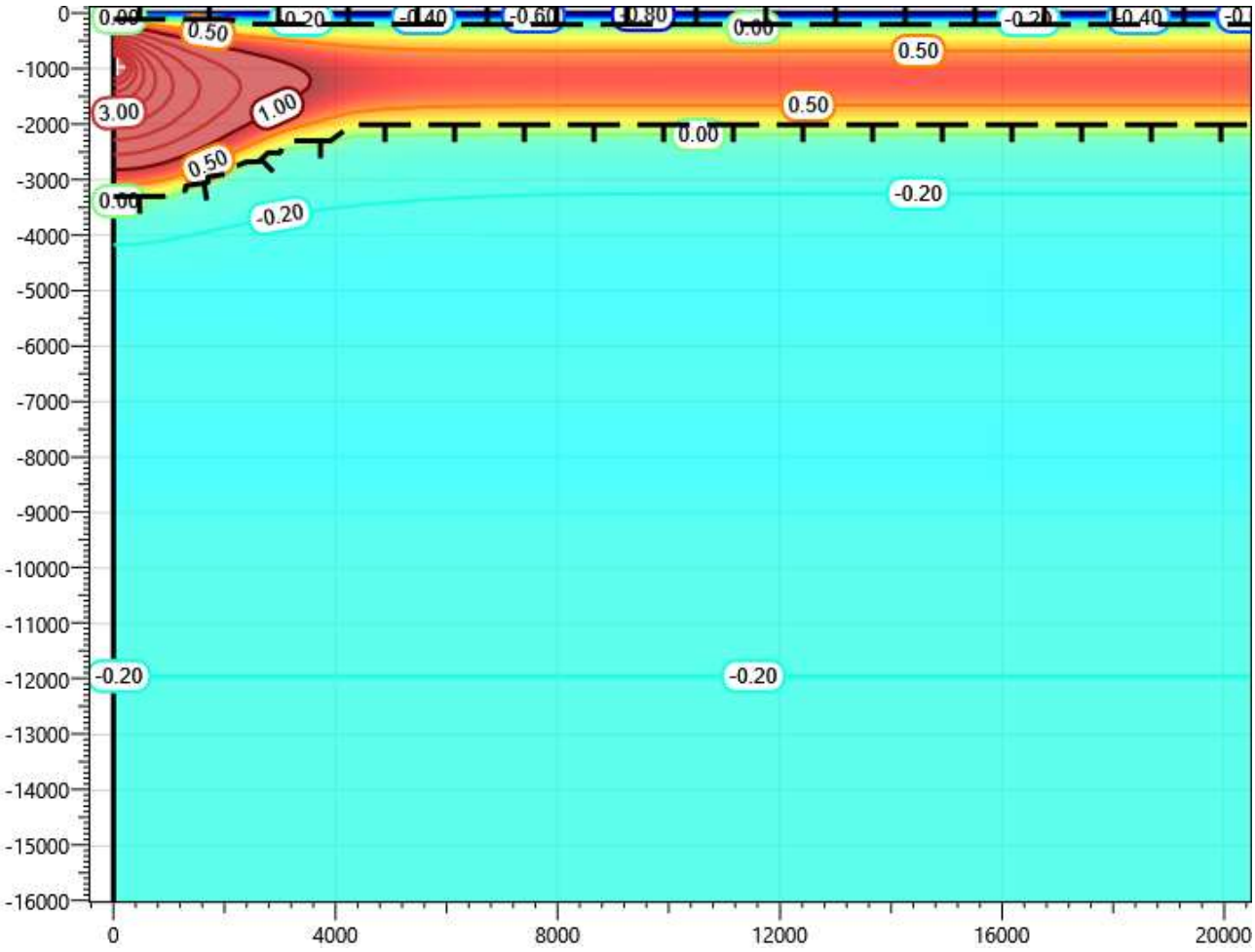


Рисунок В.108 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

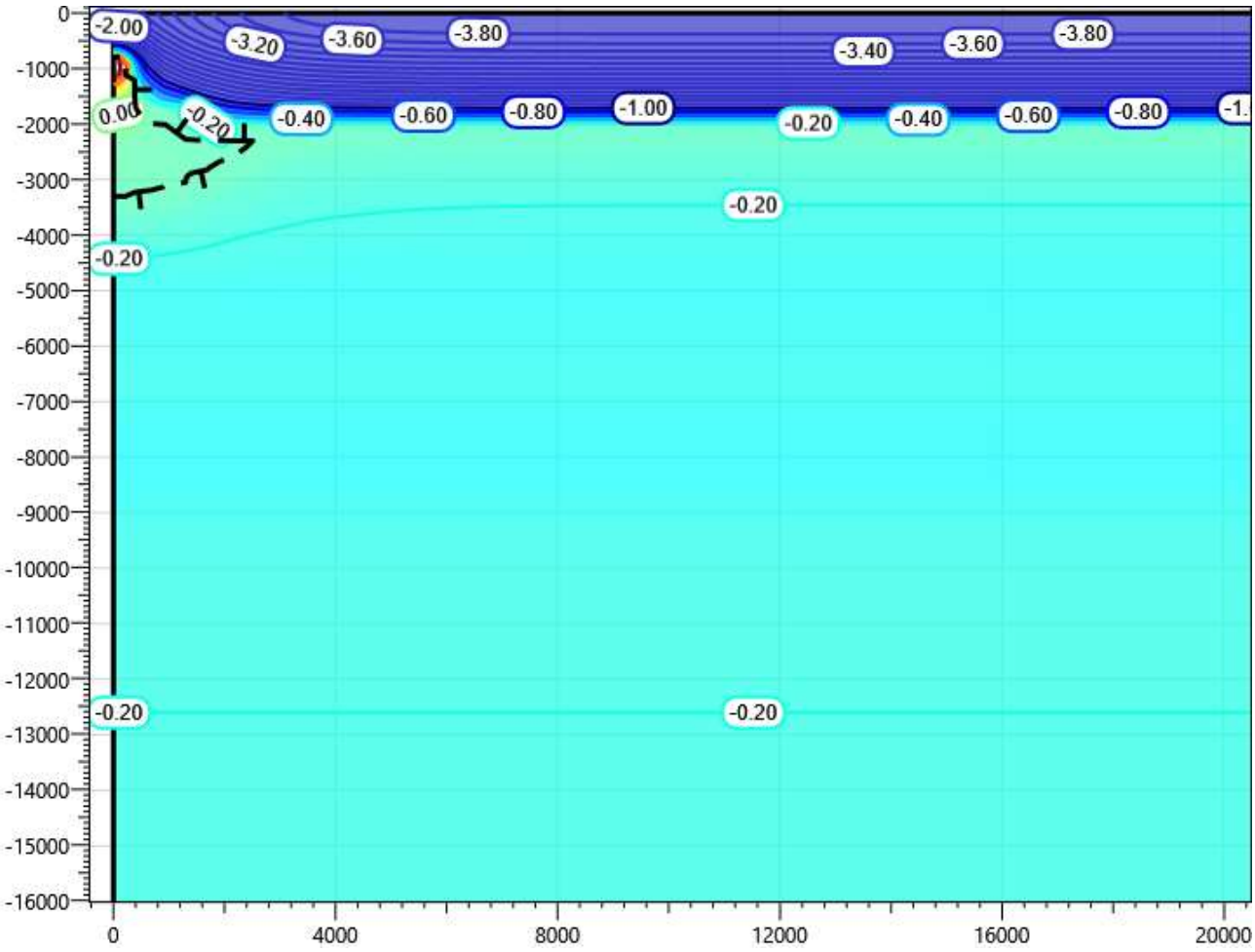


Рисунок В.109 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

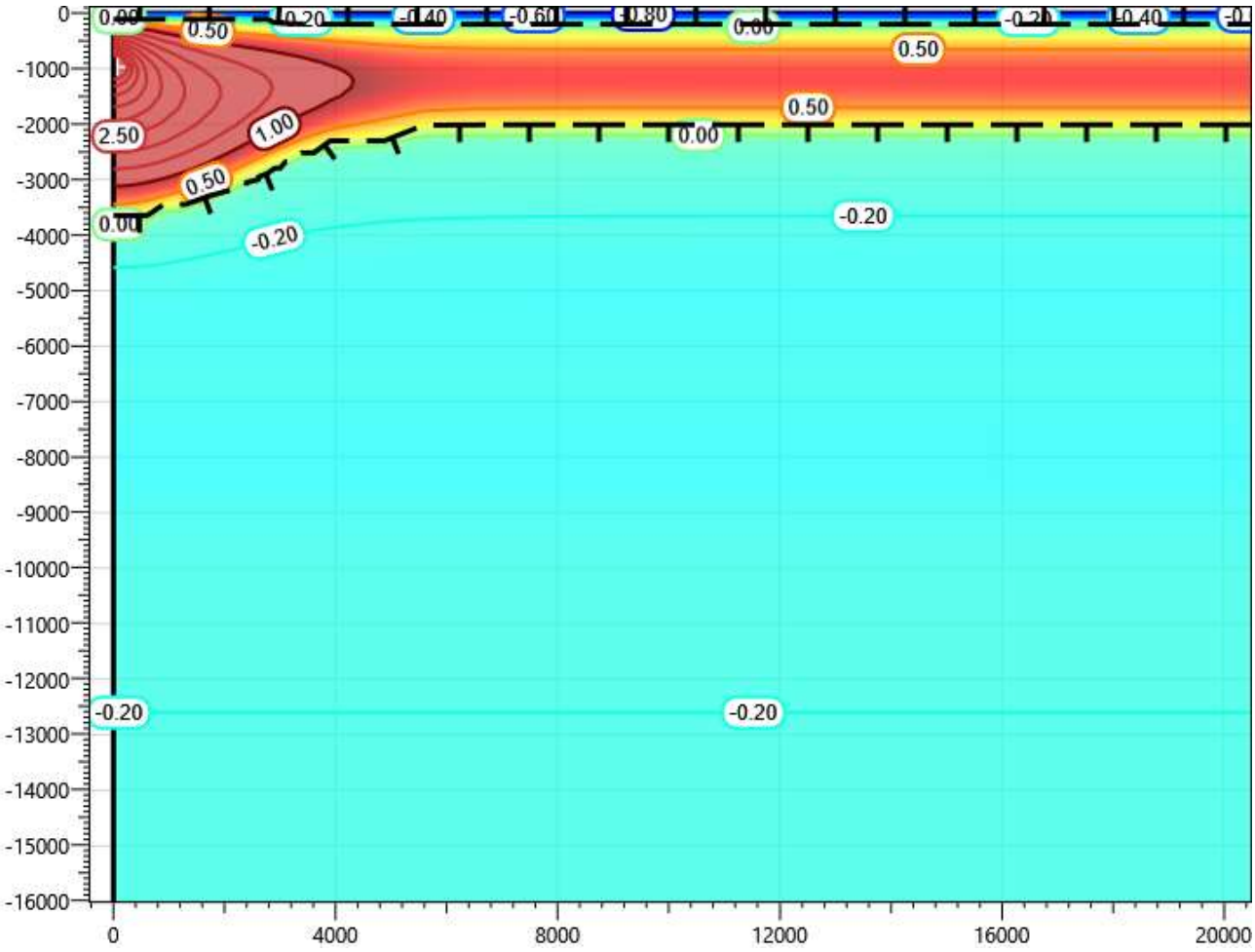


Рисунок В.110 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

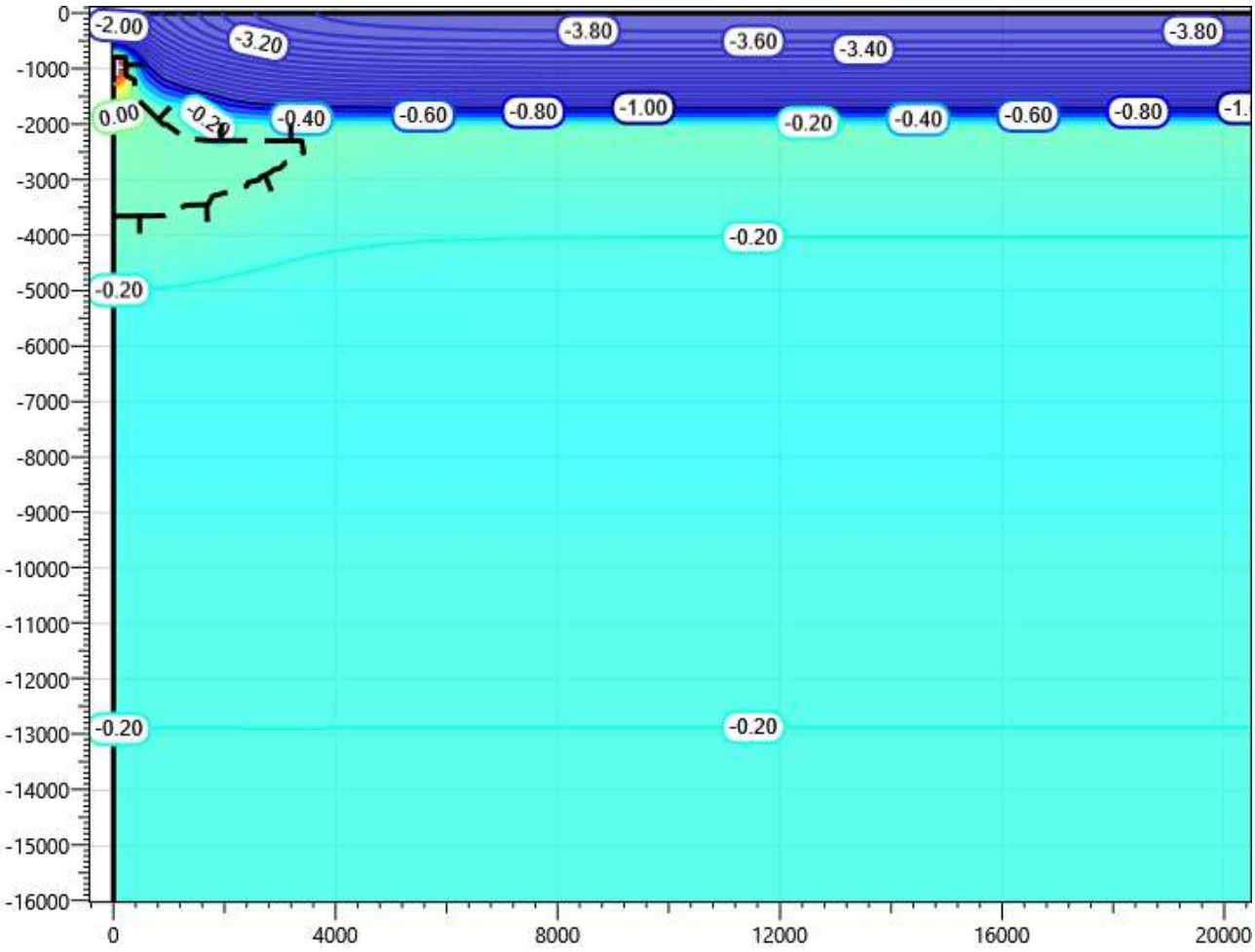


Рисунок В.111 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

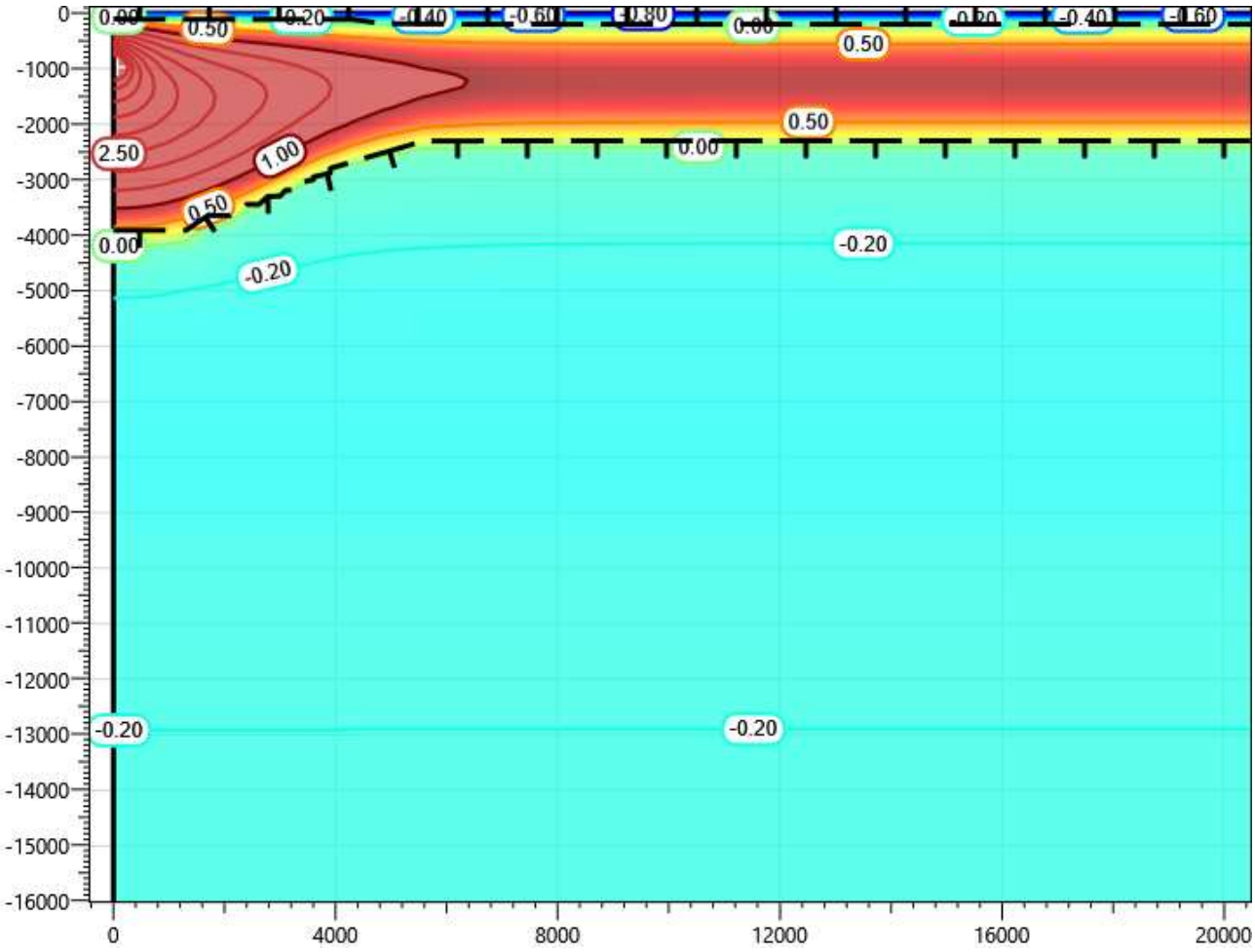


Рисунок В.112 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

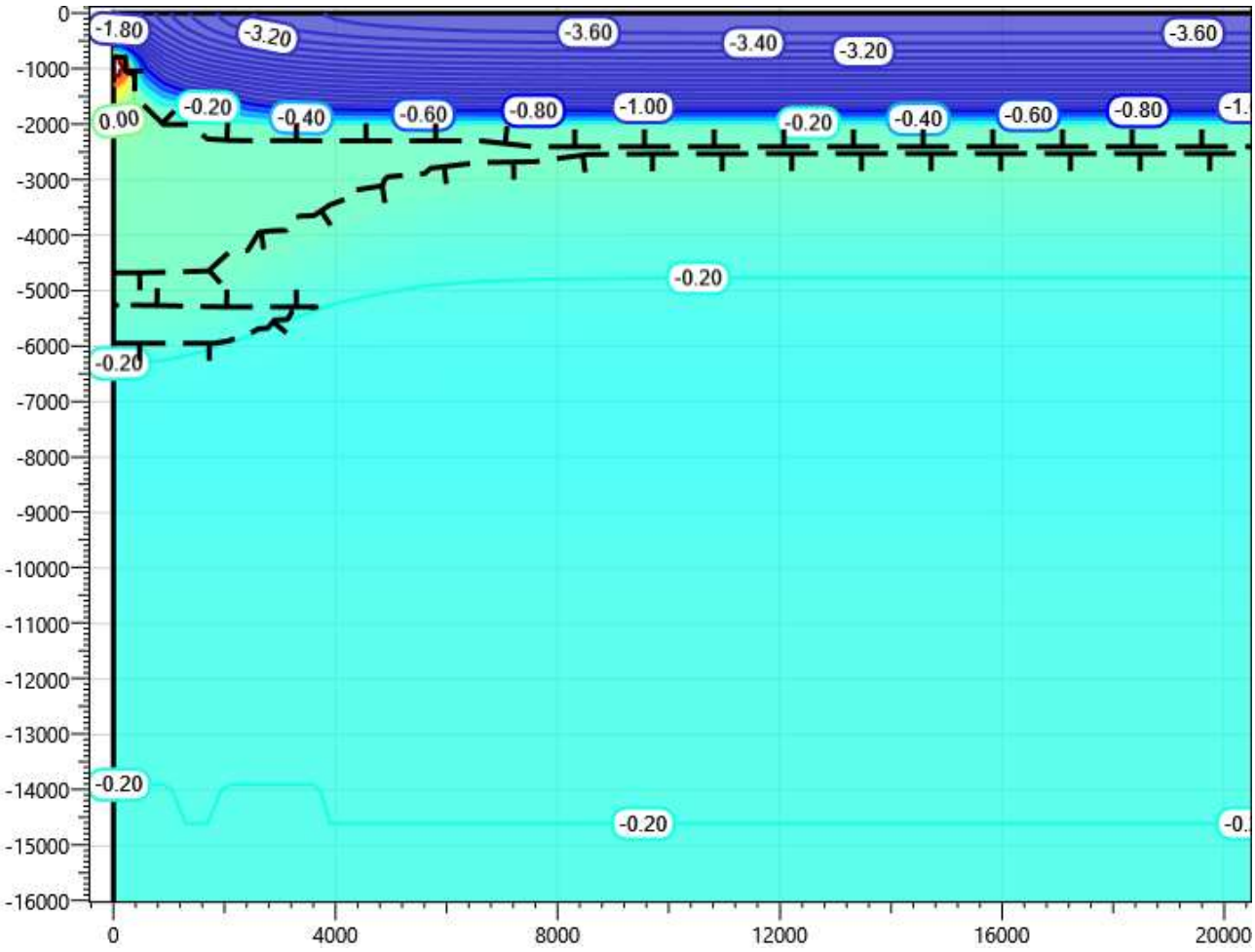


Рисунок В.113 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

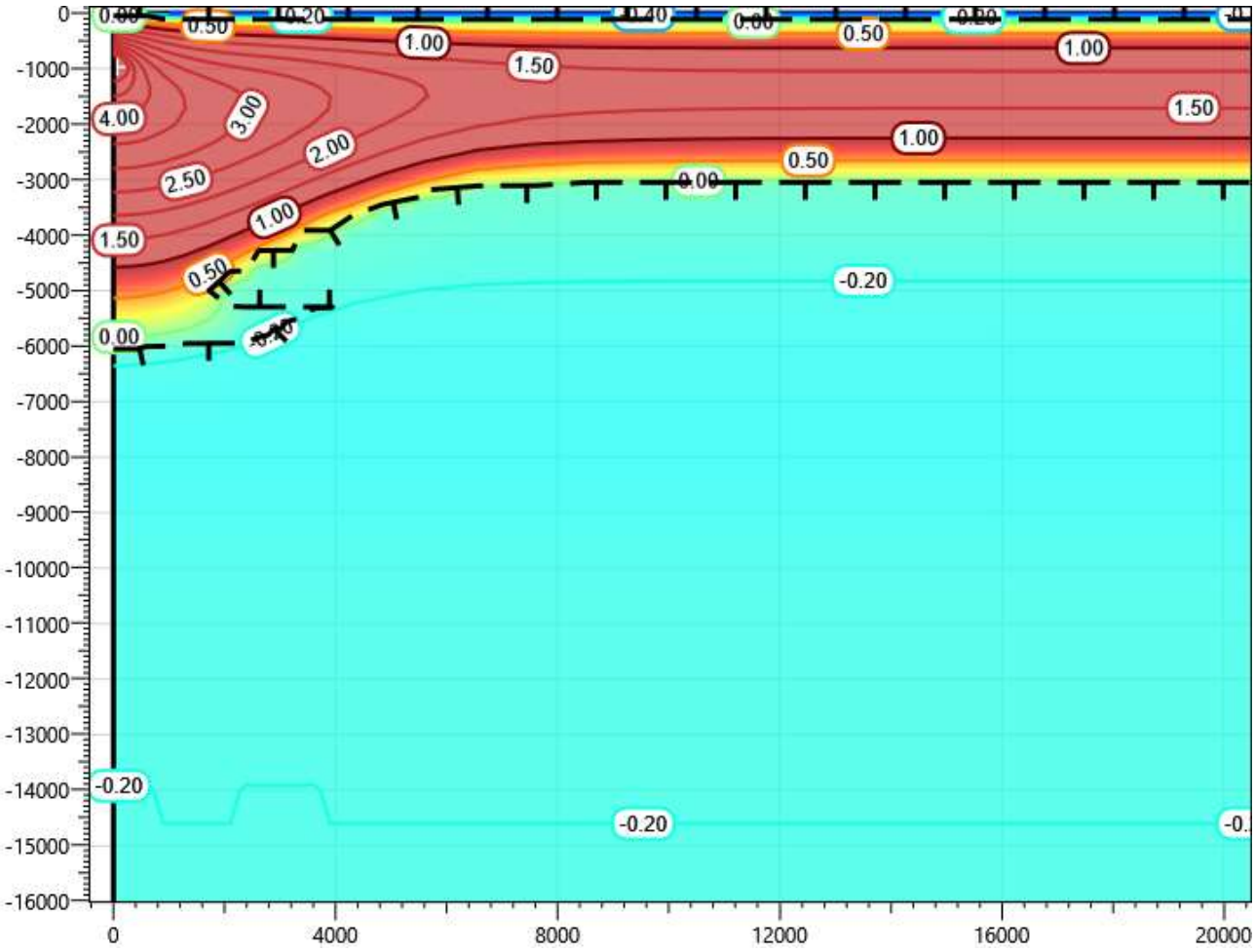


Рисунок В.114 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

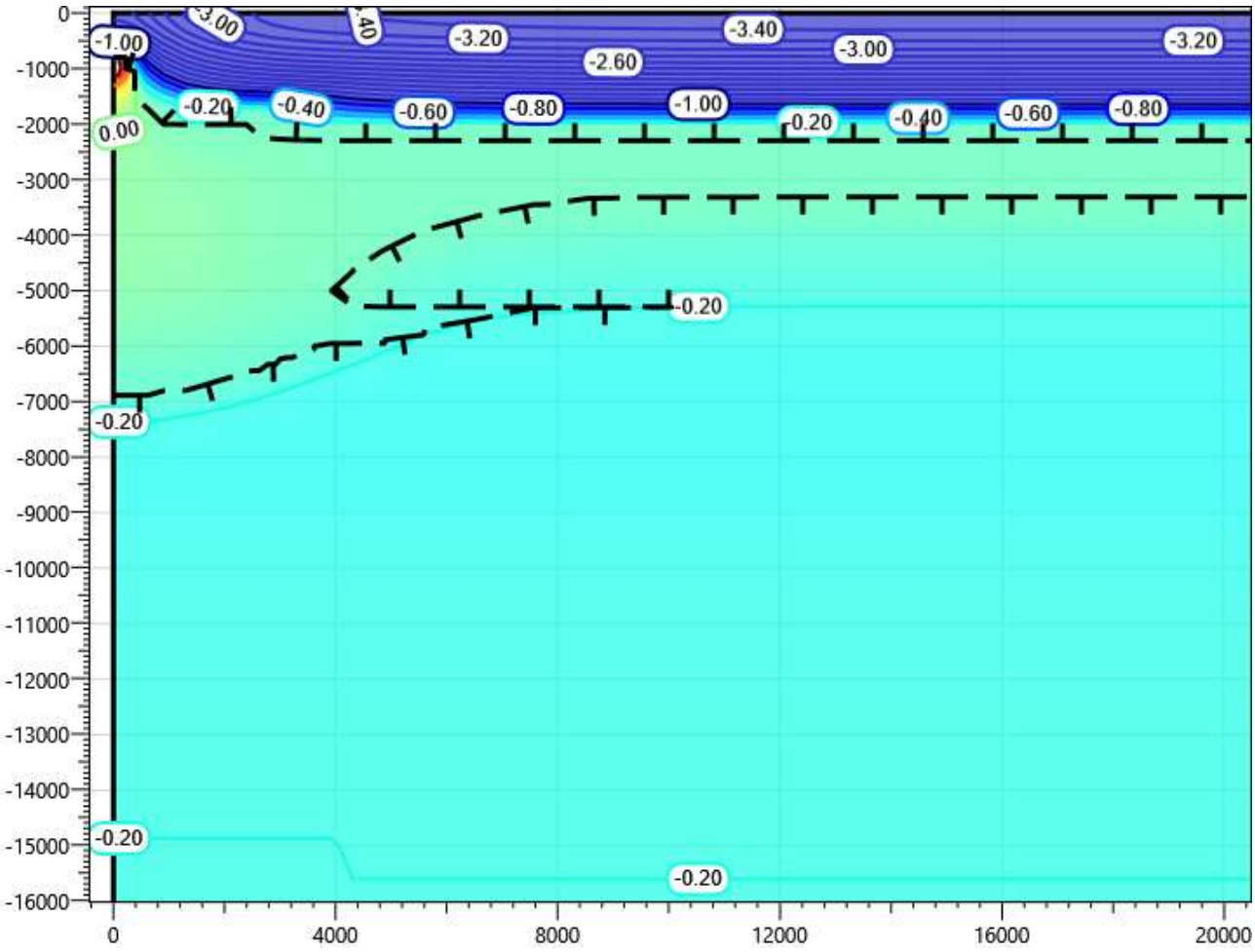


Рисунок В.115 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

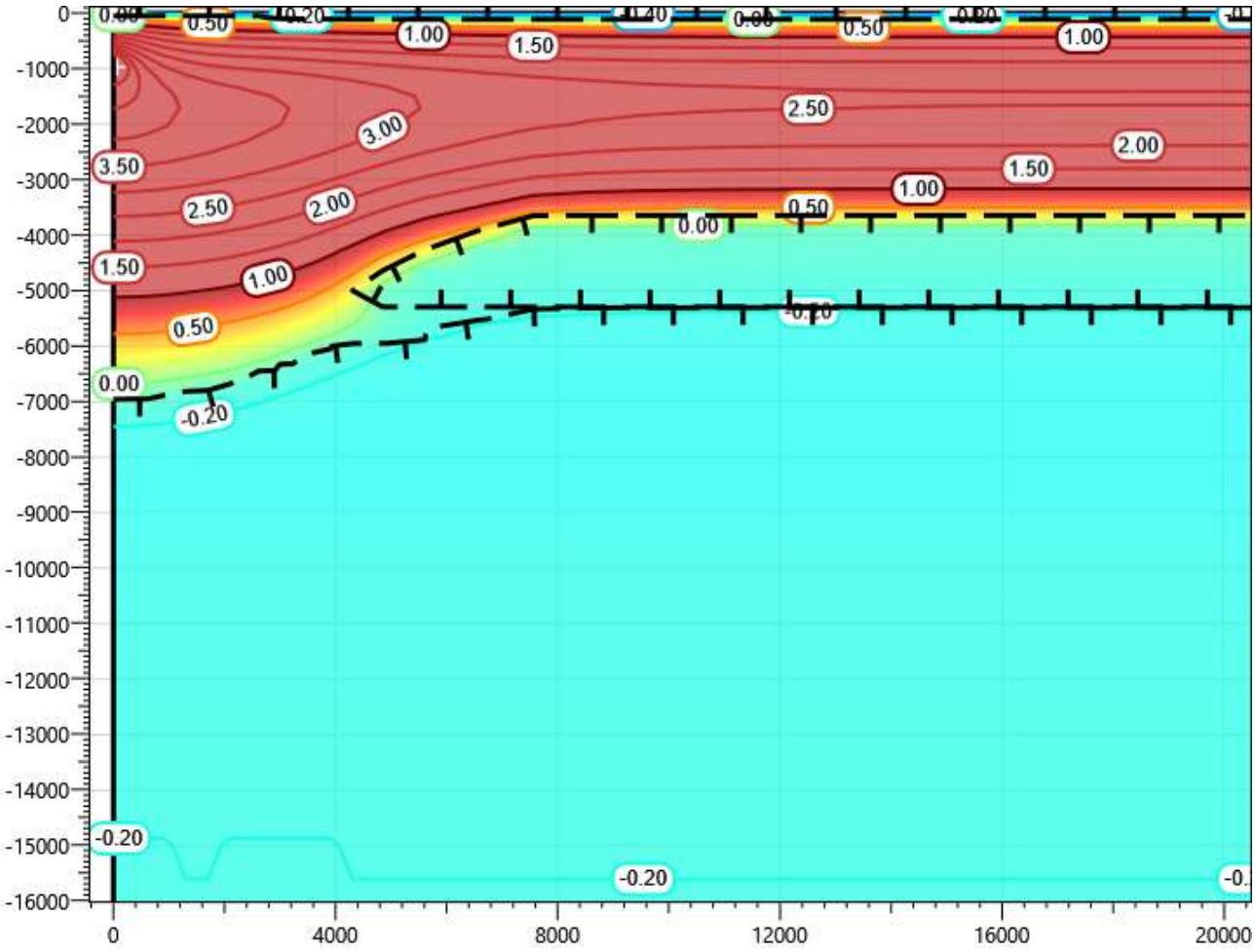


Рисунок В.116 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

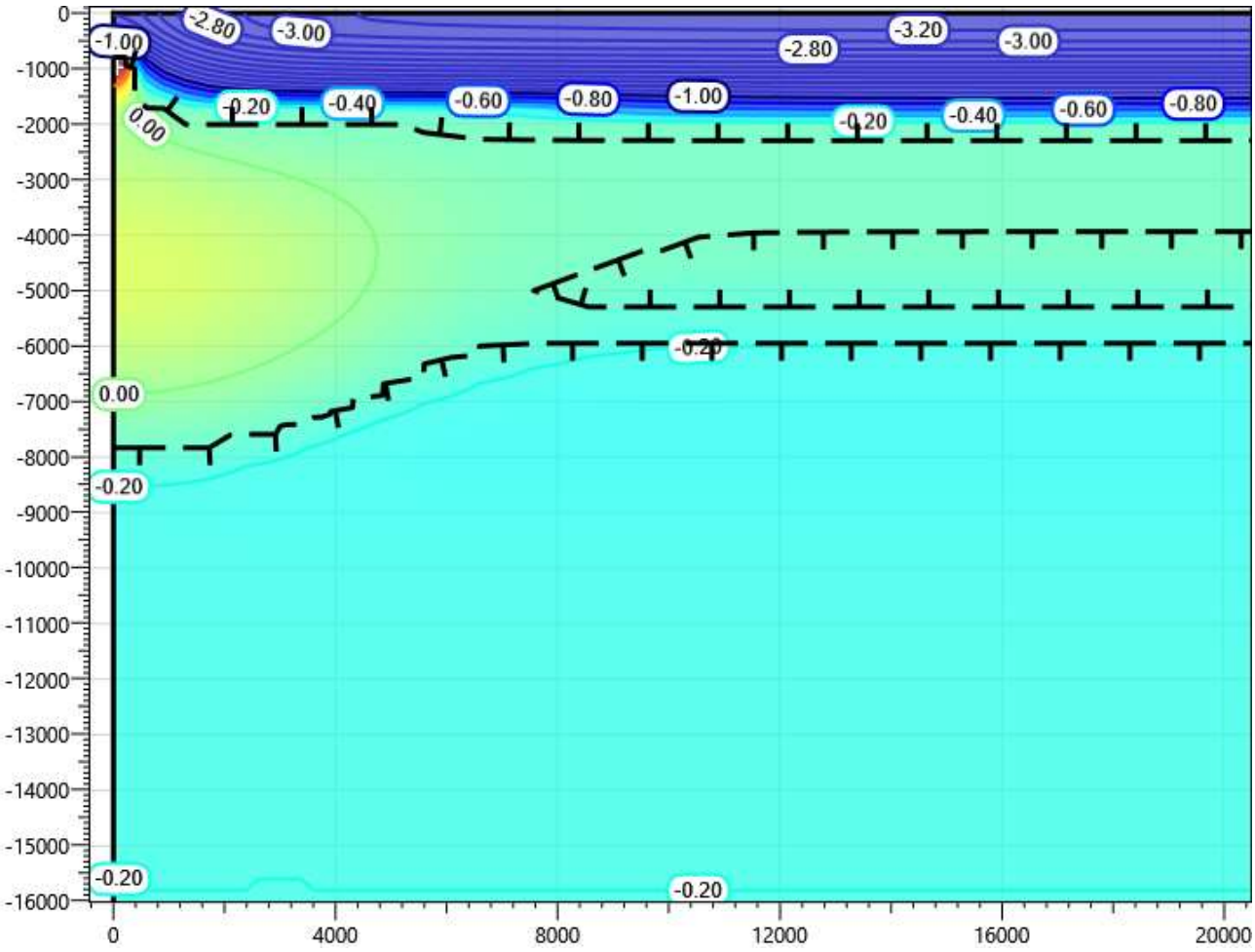


Рисунок В.117 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

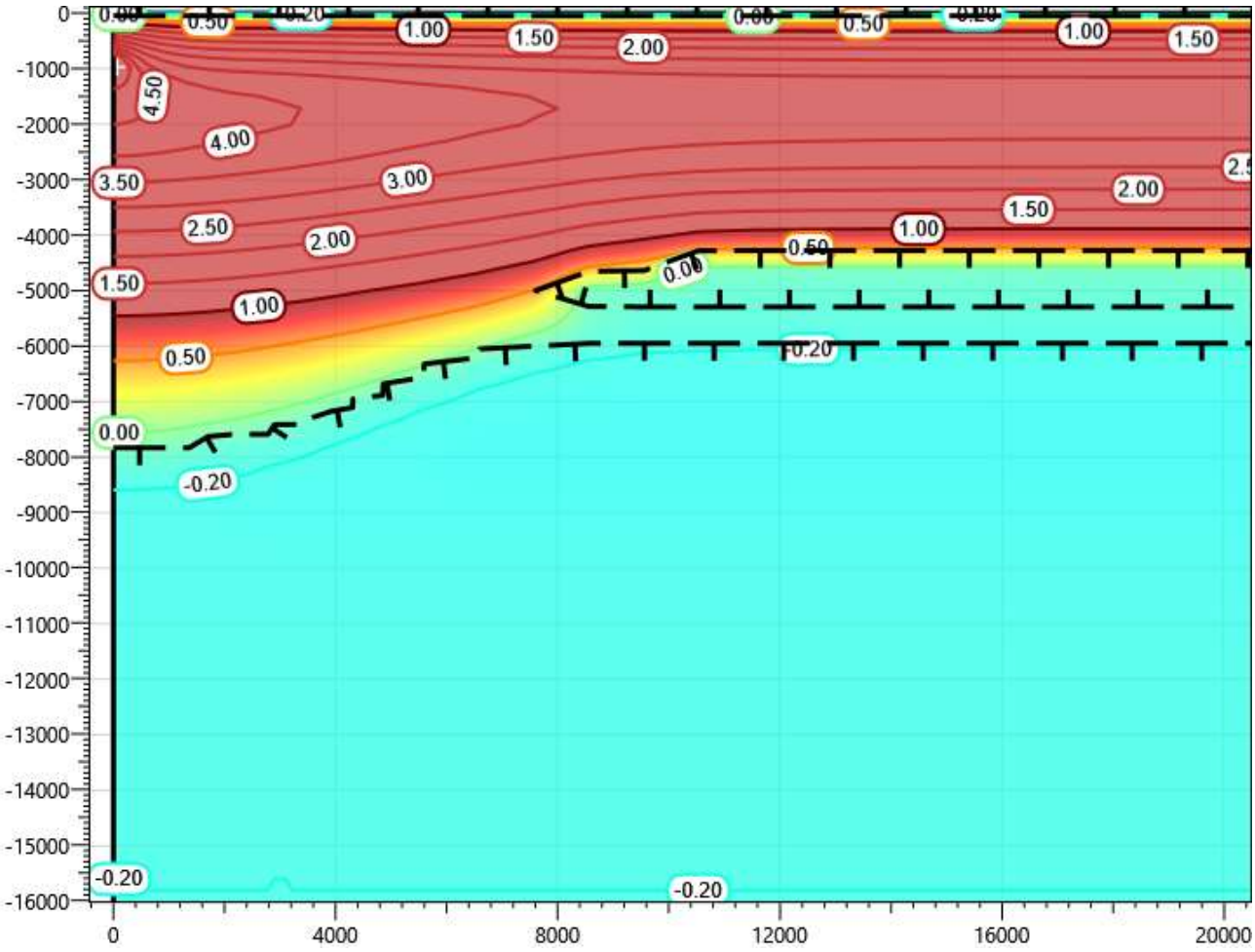


Рисунок В.118 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

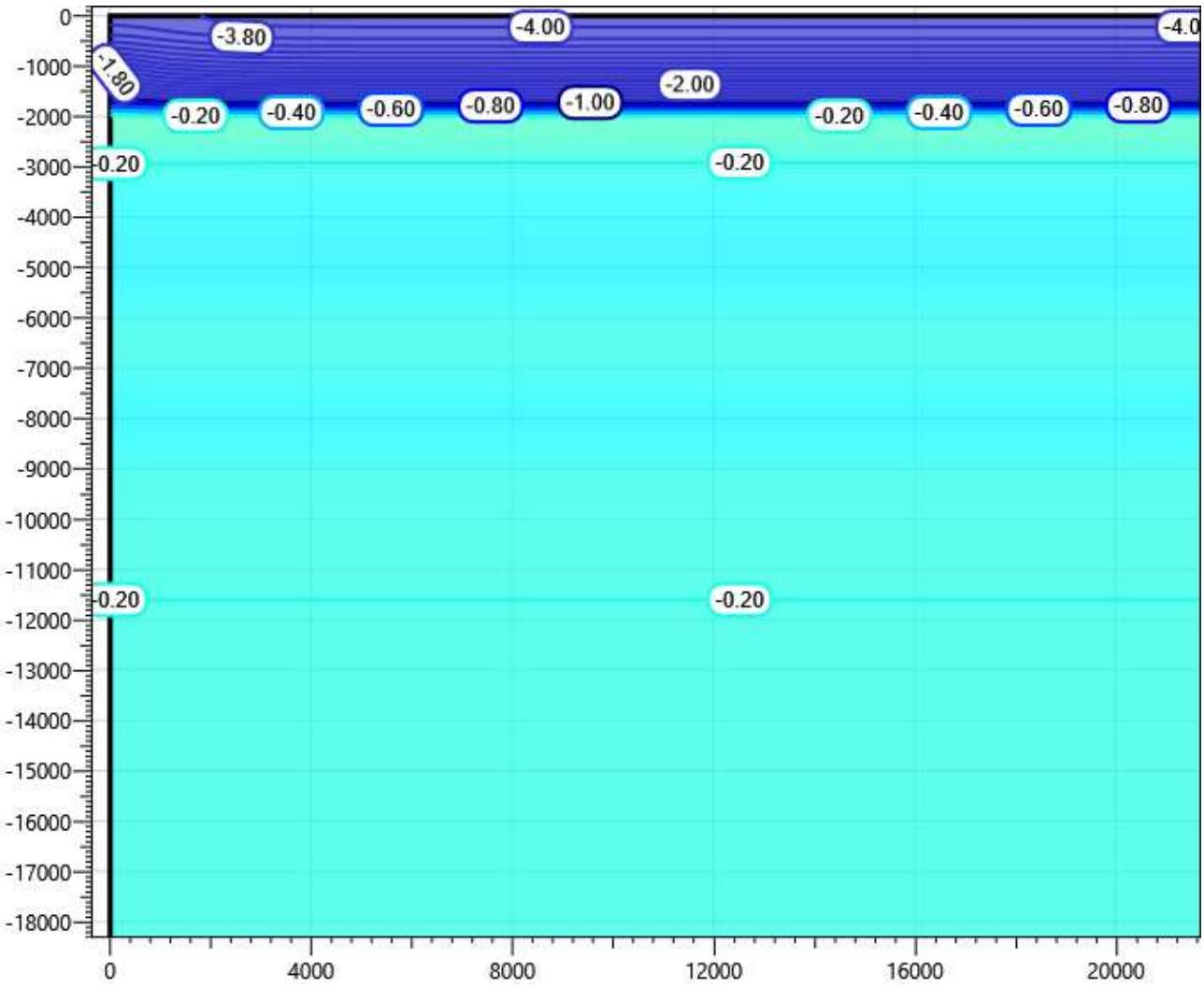


Рисунок В.119 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. С теплоизоляцией. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

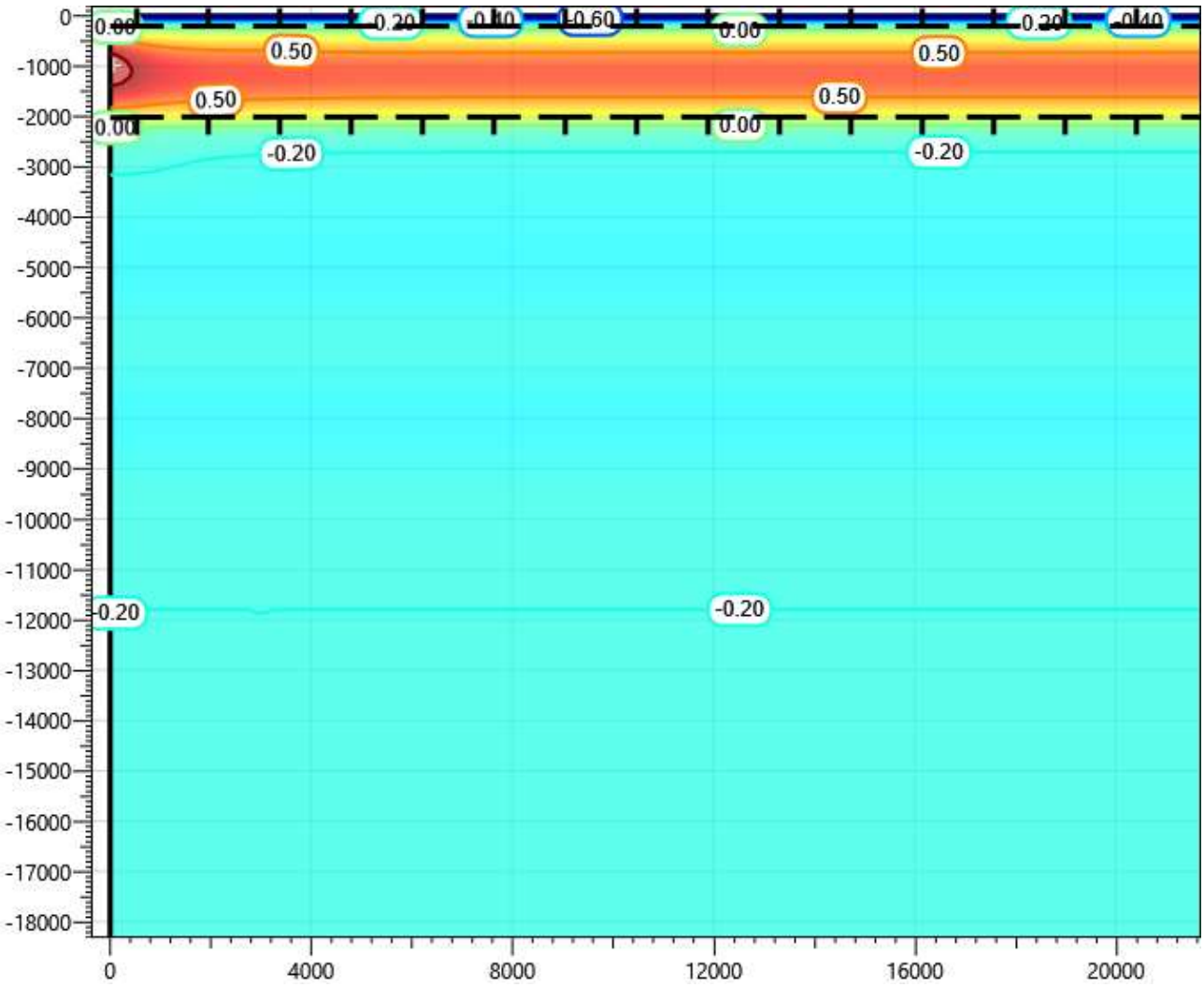


Рисунок В.120 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. С теплоизоляцией. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

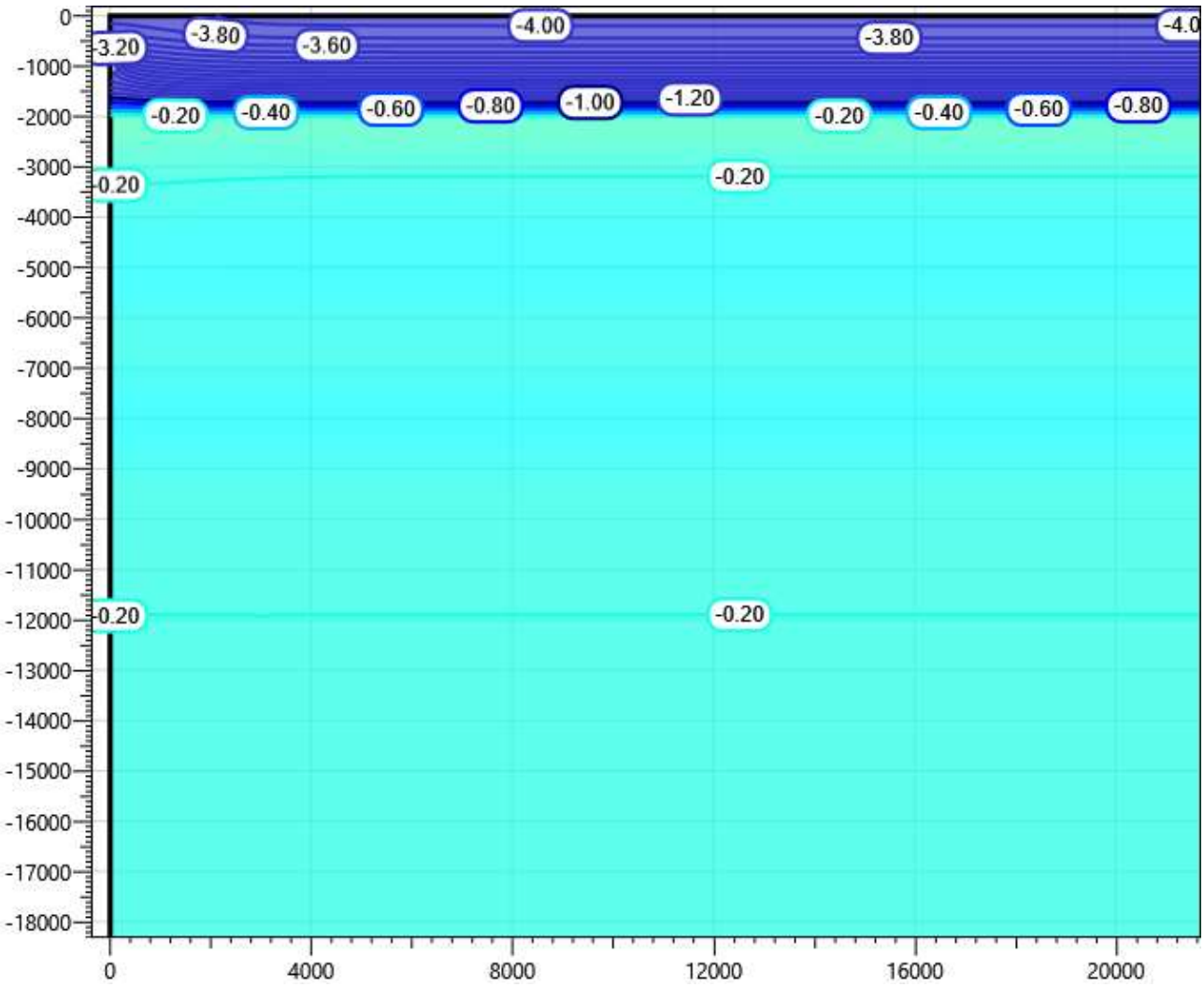


Рисунок В.121 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

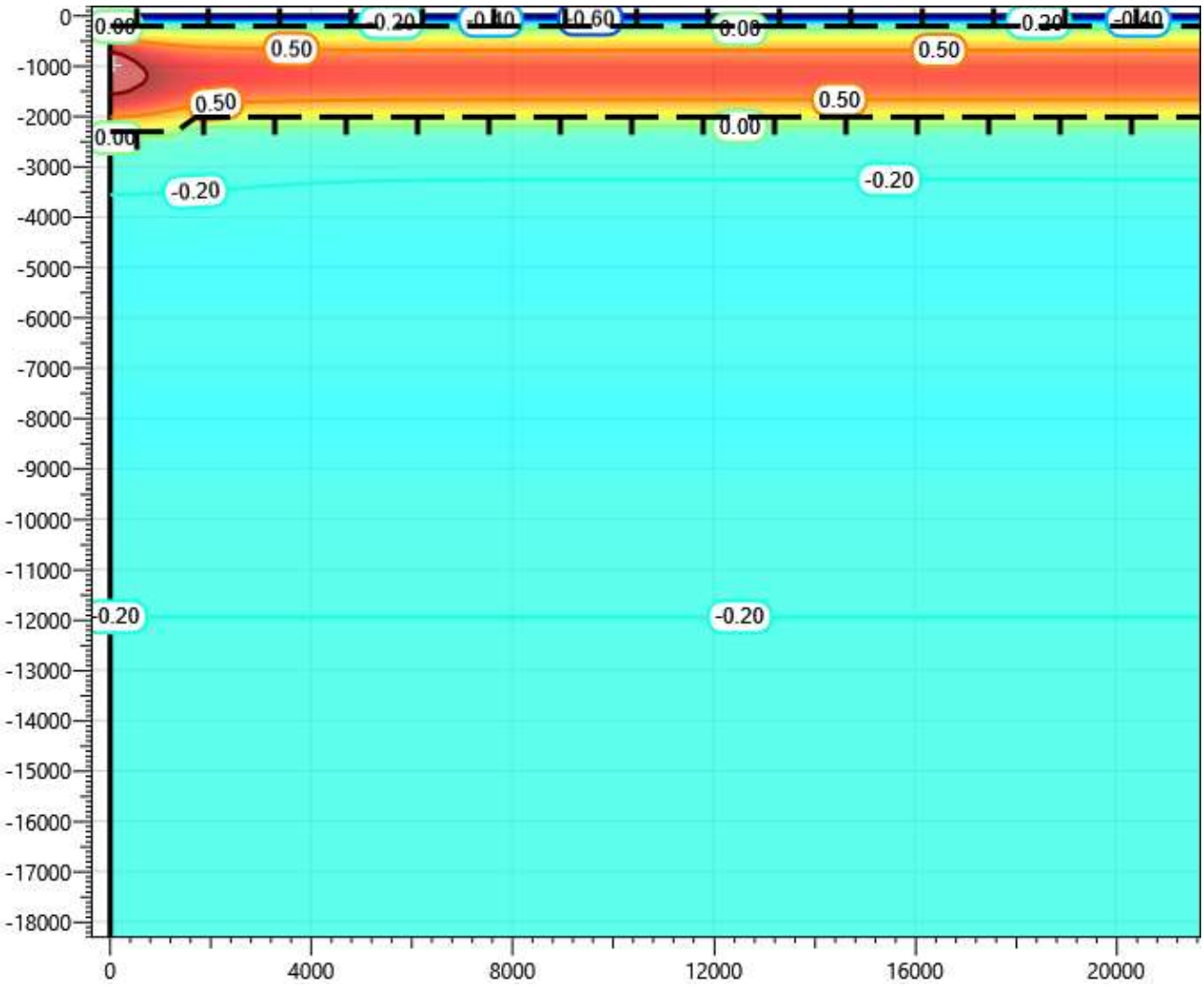


Рисунок В.122 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

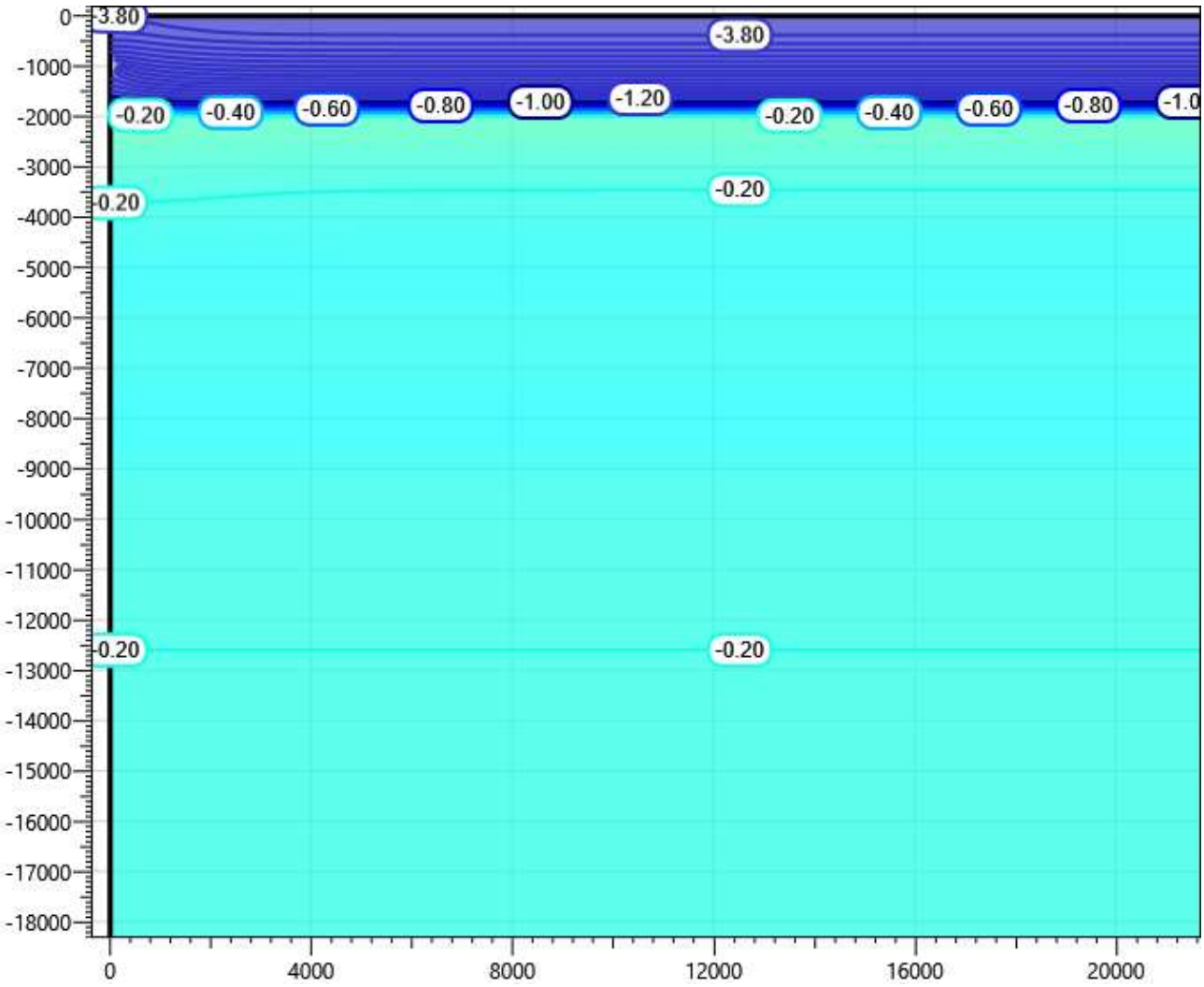


Рисунок В.123 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

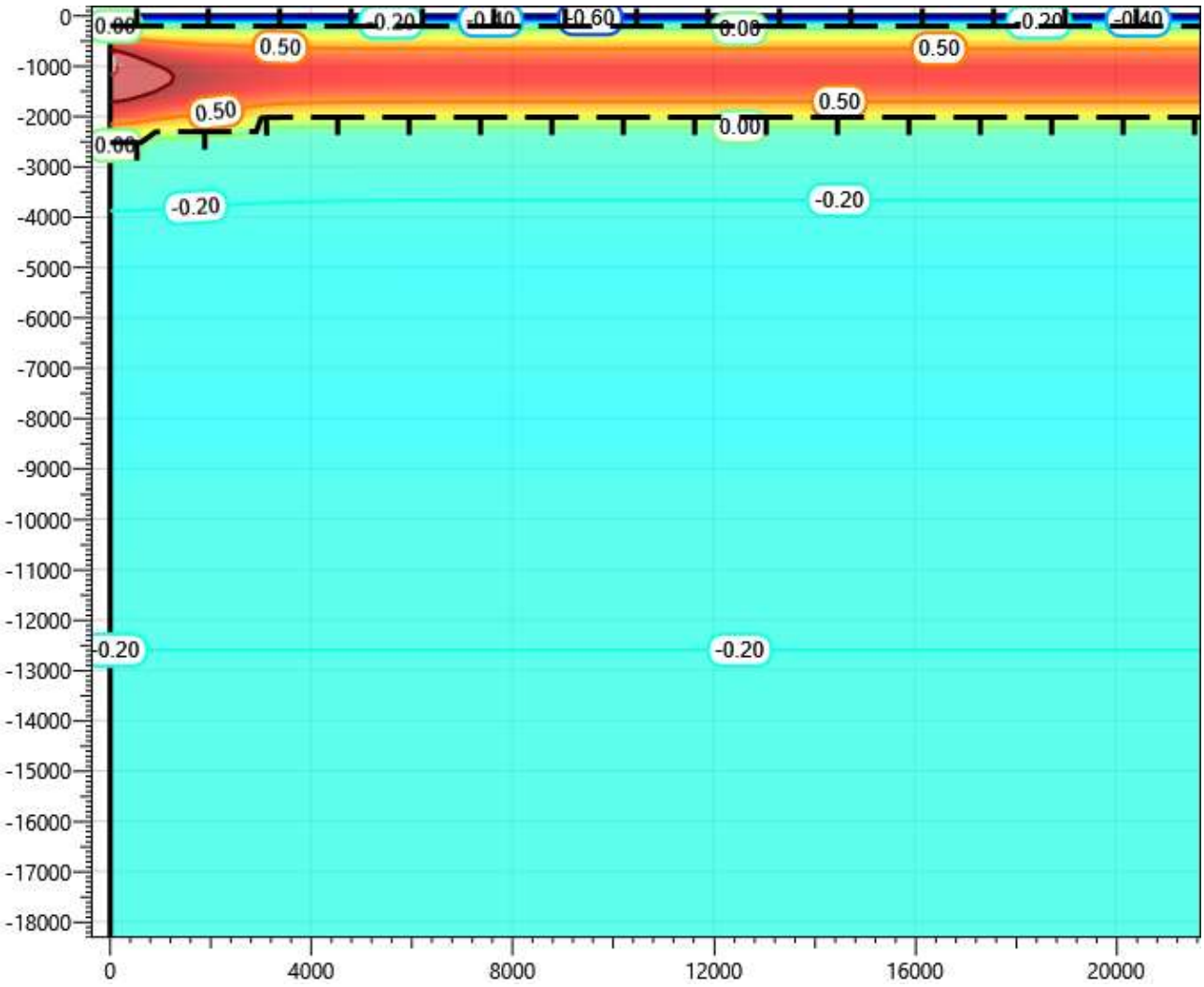


Рисунок В.124 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

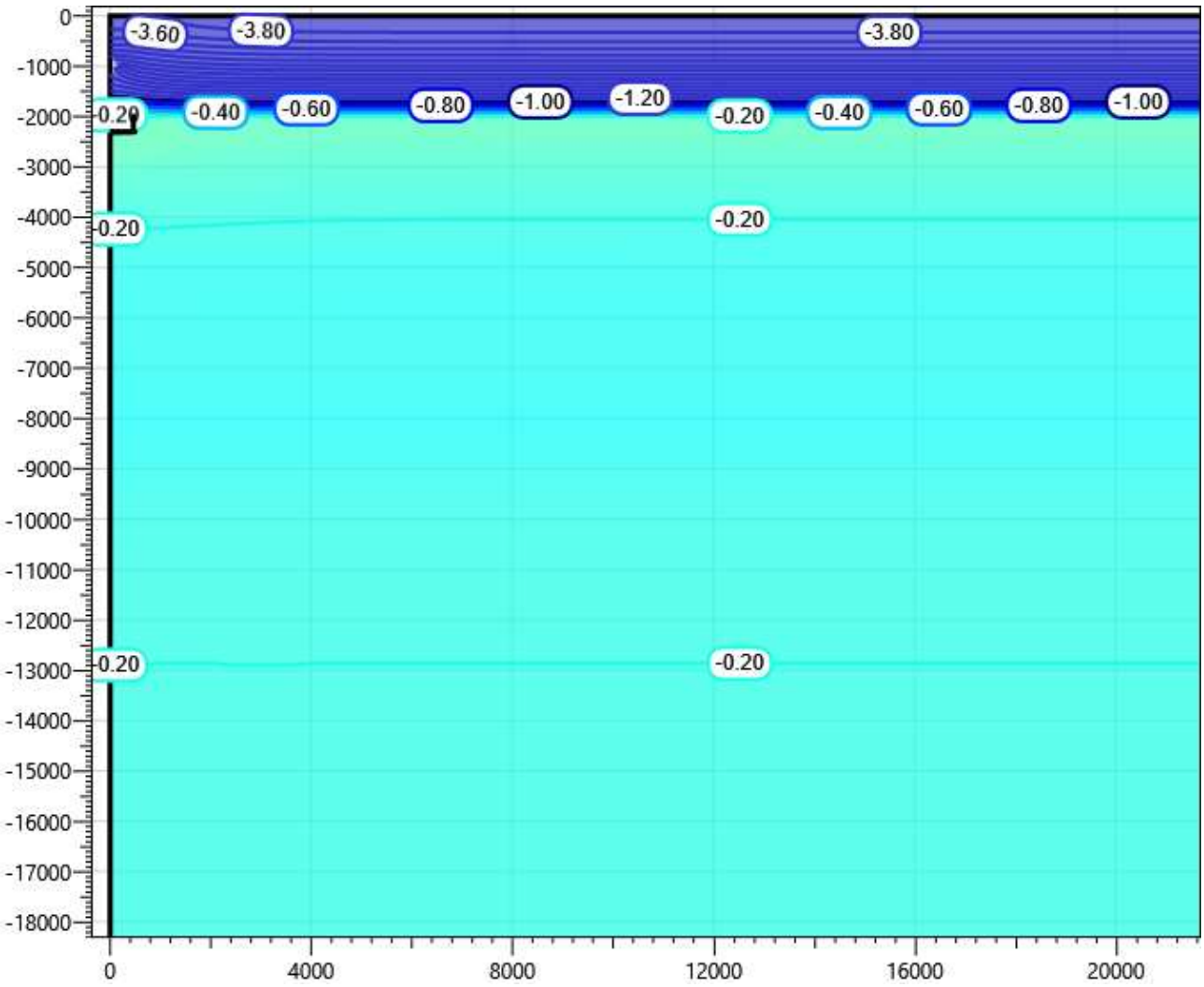


Рисунок В.125 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

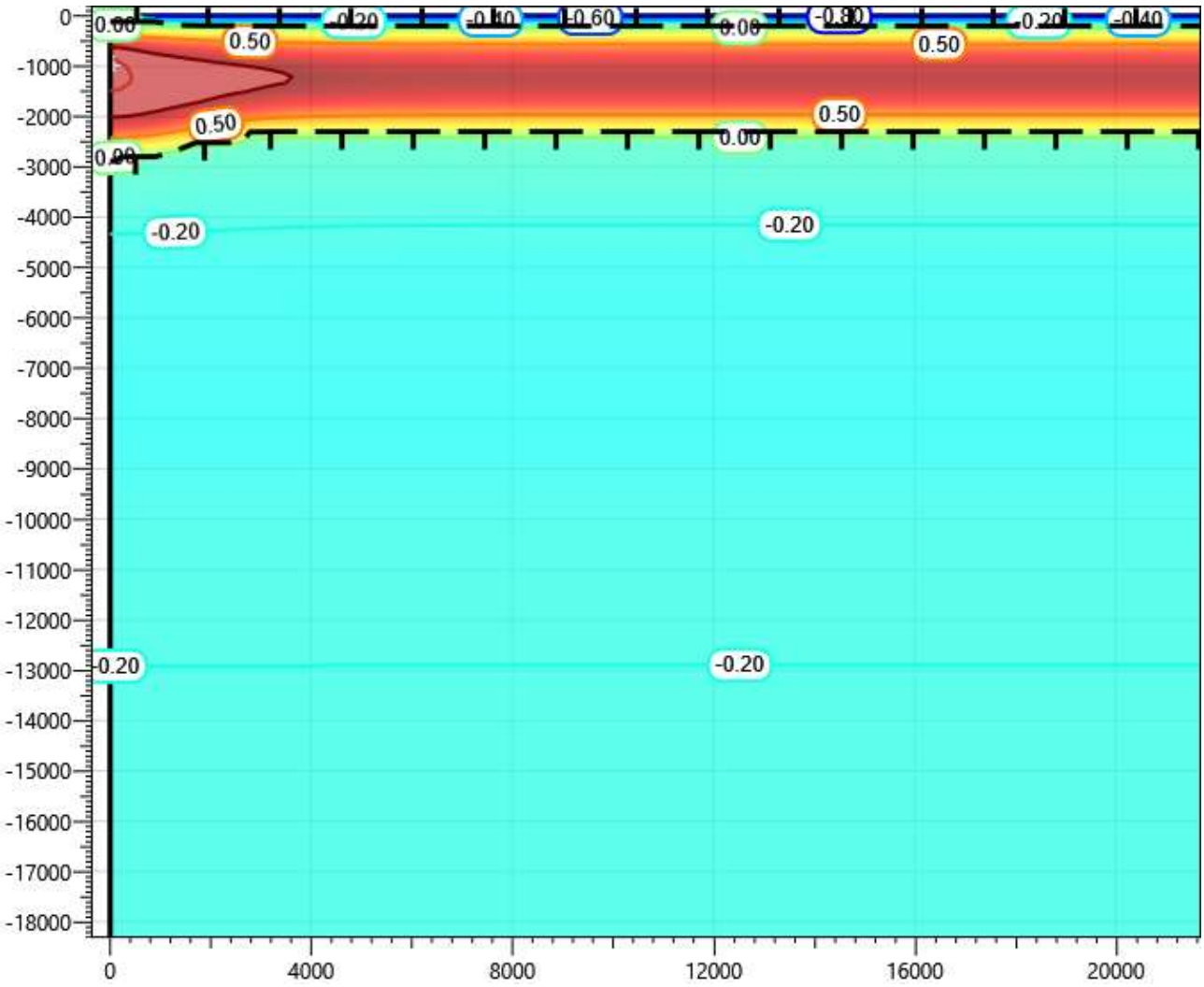


Рисунок В.126 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

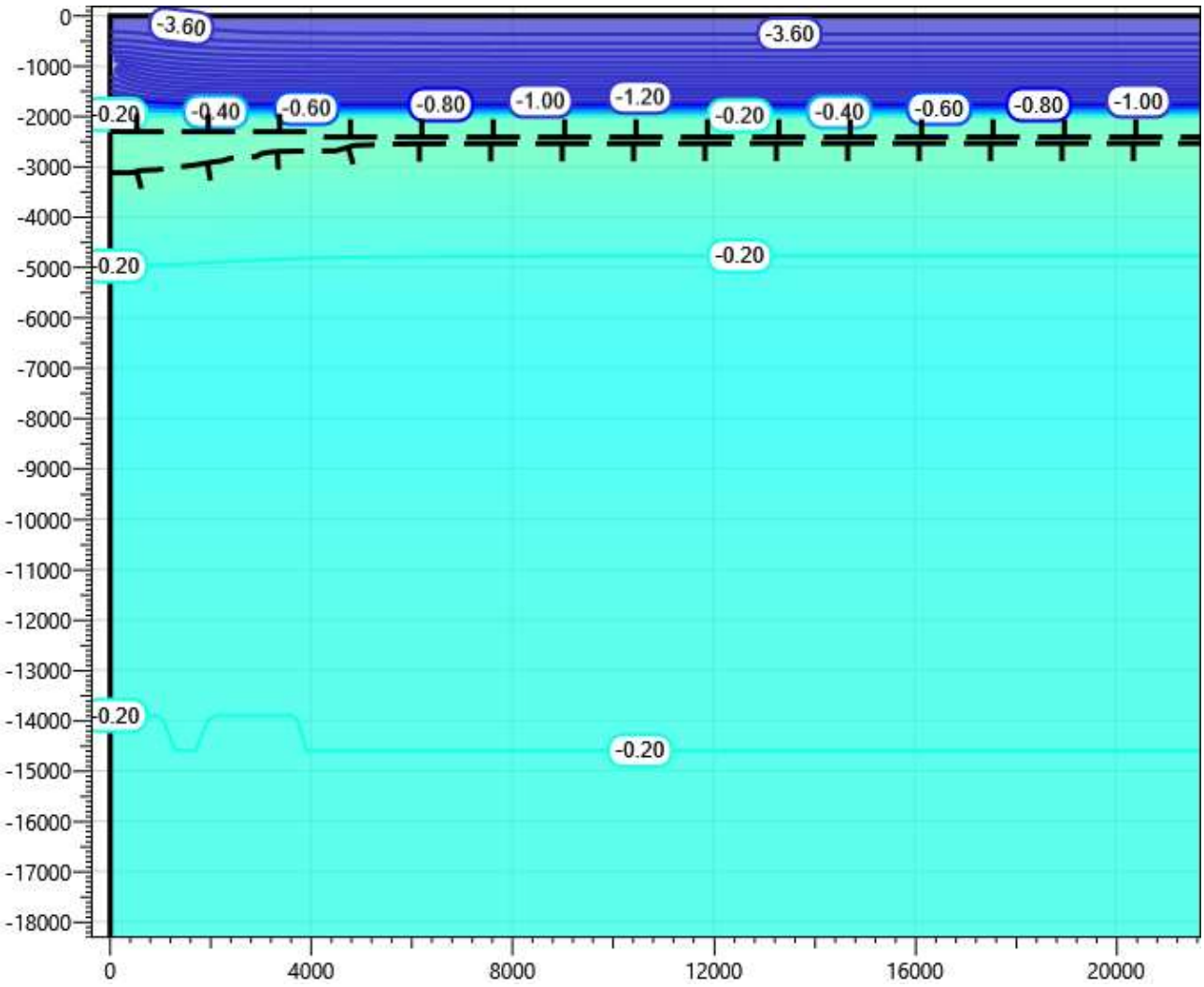


Рисунок В.127 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

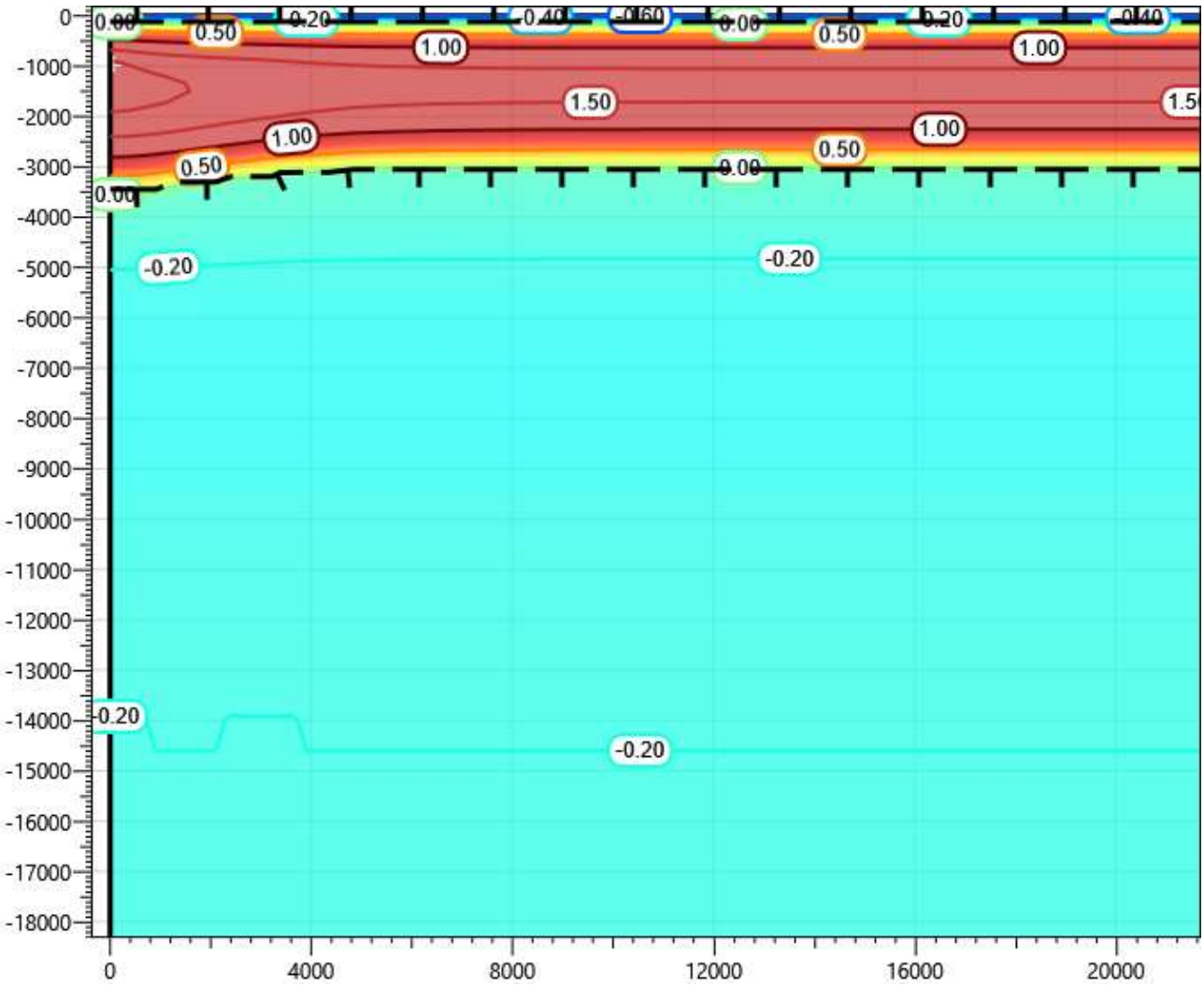


Рисунок В.128 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

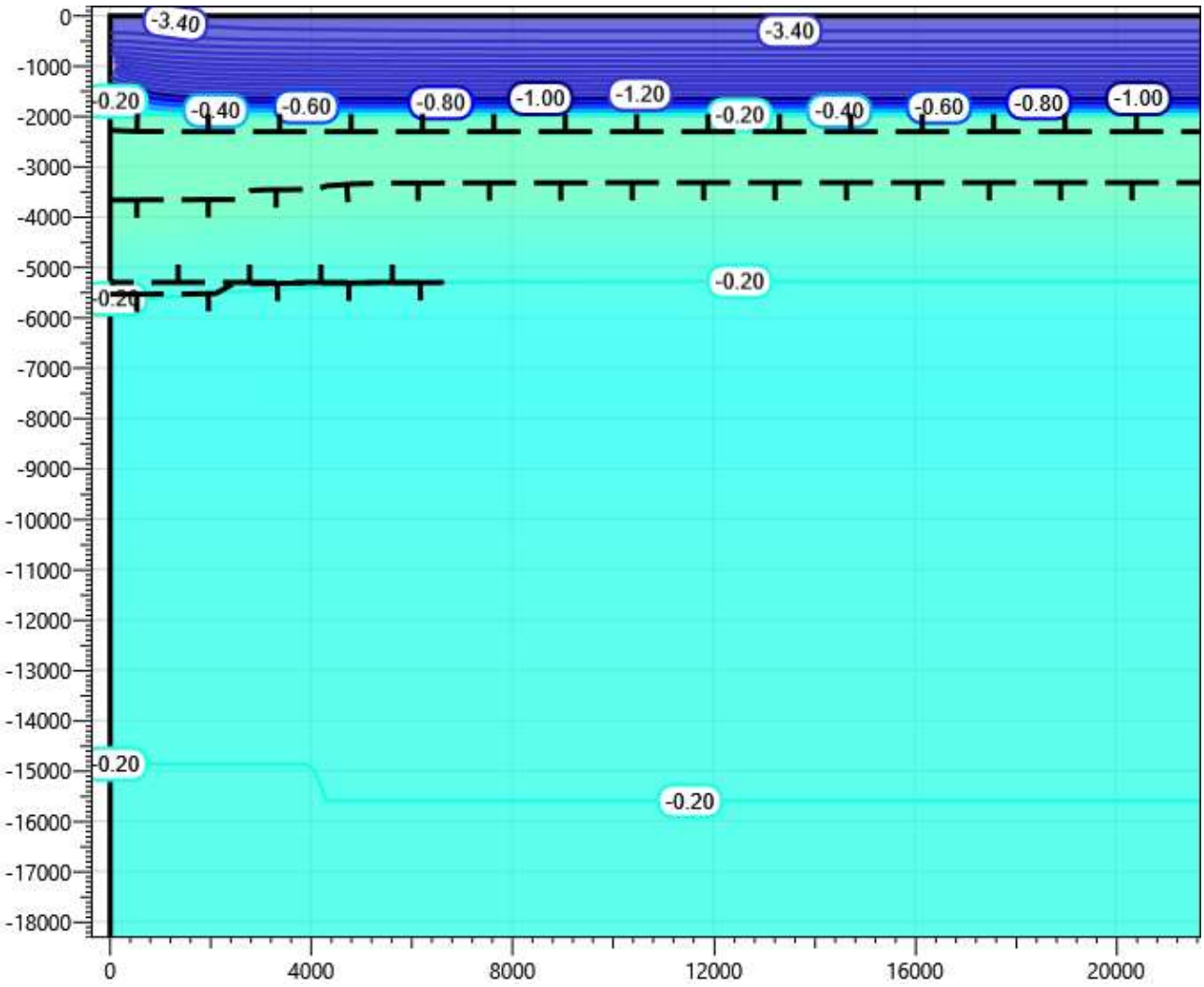


Рисунок В.129 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

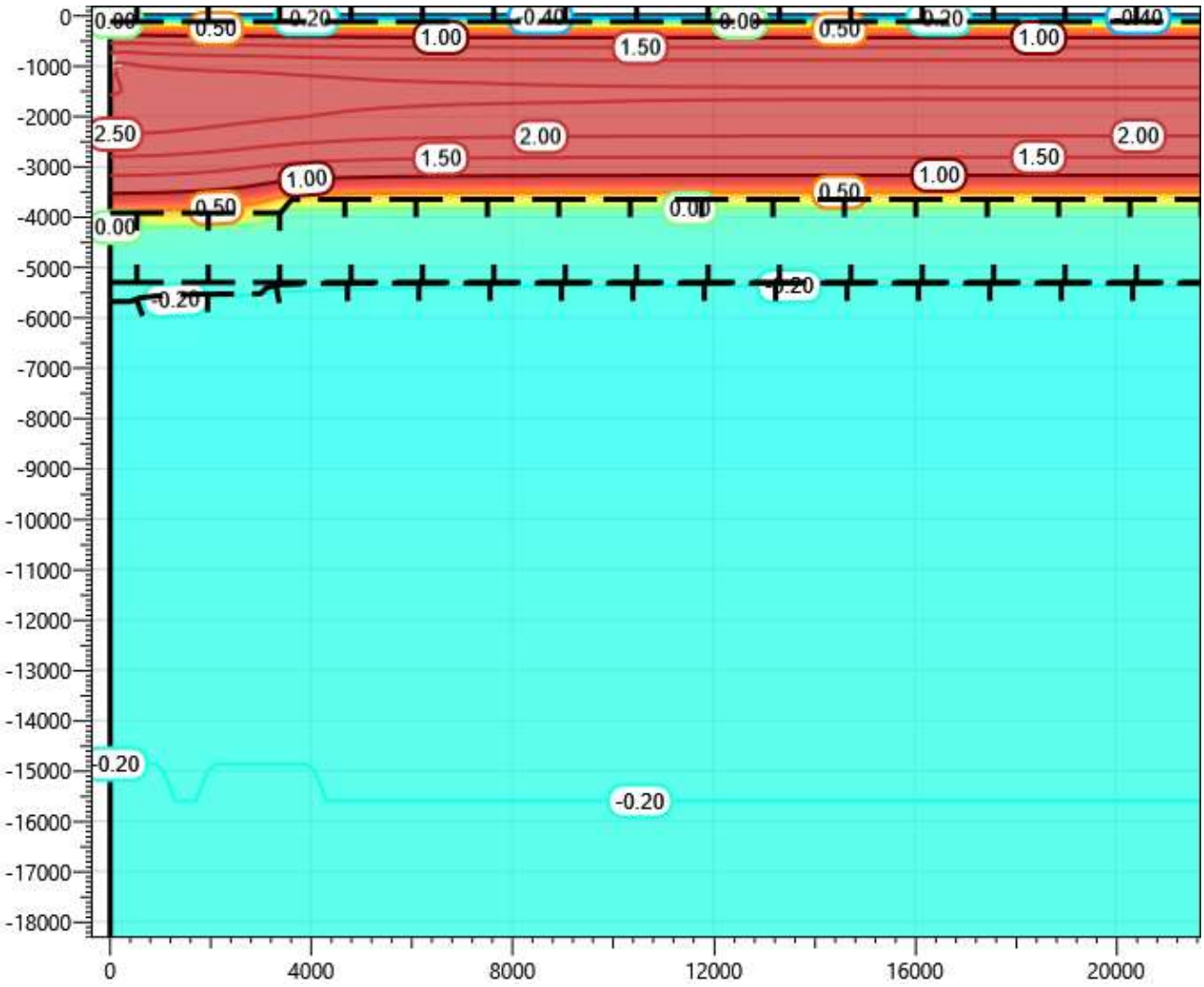


Рисунок В.130 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

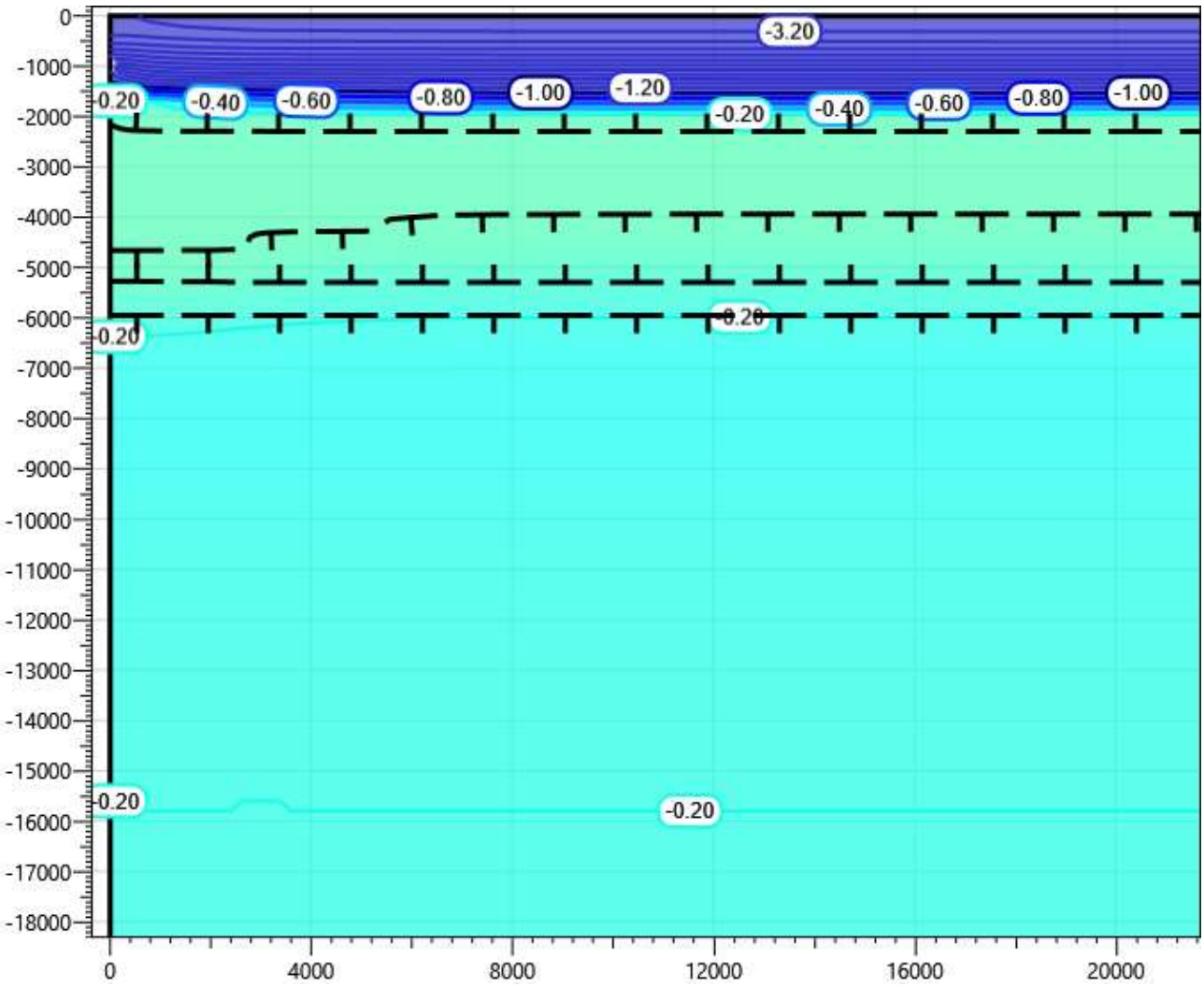


Рисунок В.131 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

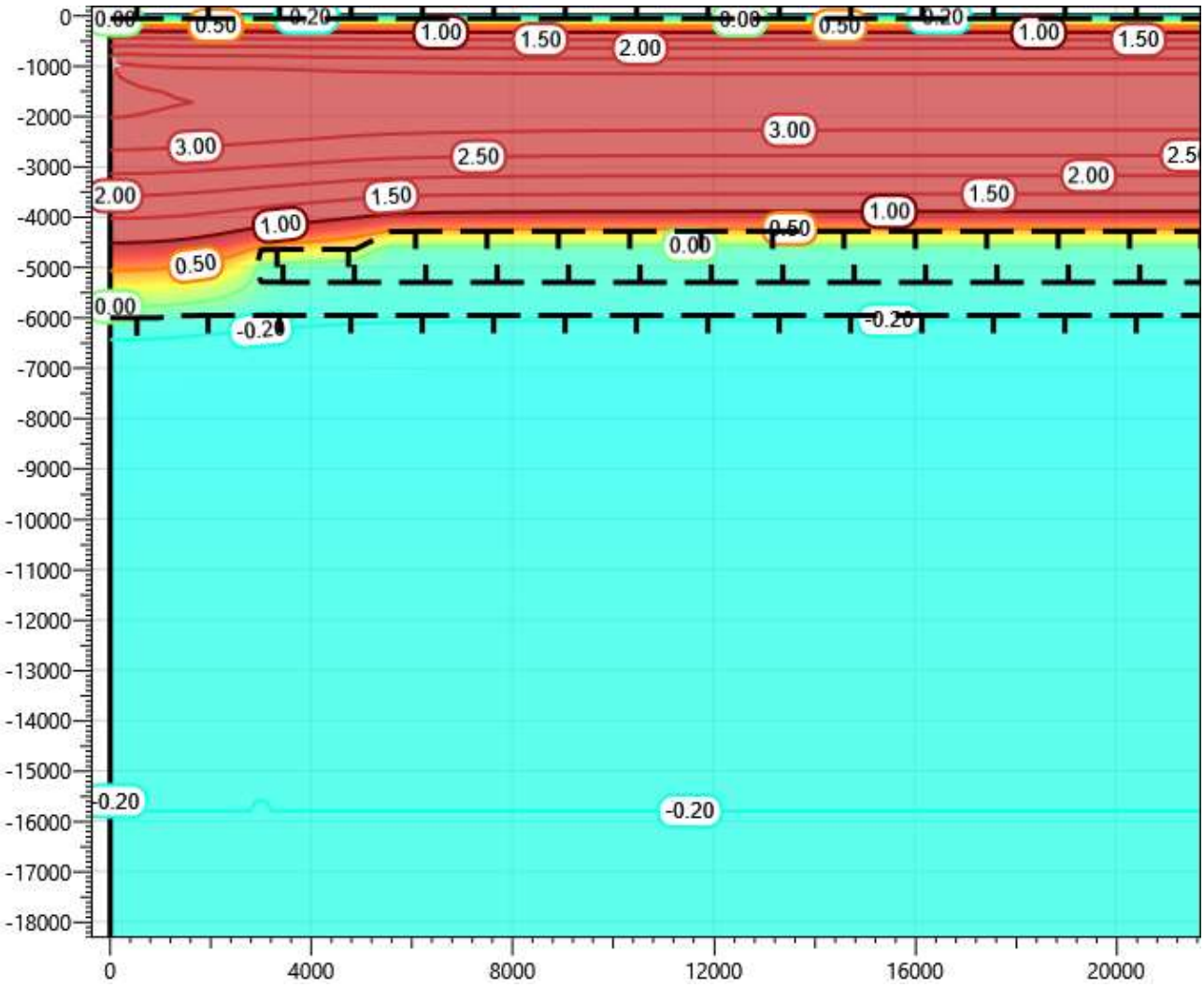


Рисунок В.132 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК623+60 скважина ННПЗ-211. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.



Рисунок В.133 –Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247.

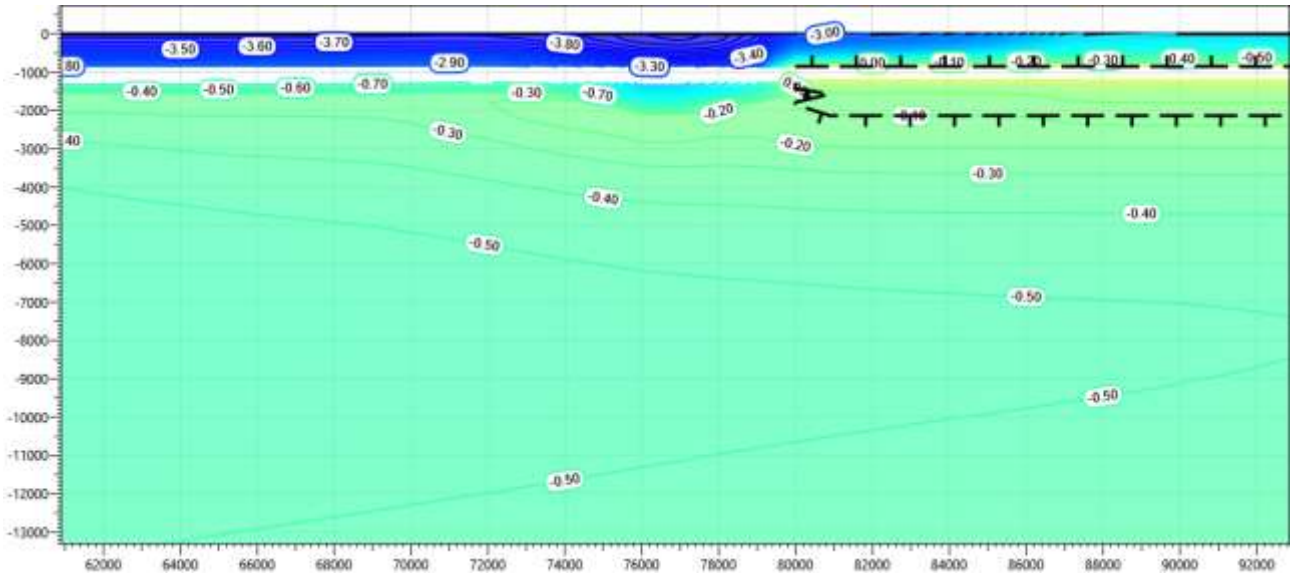


Рисунок В.134 –Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

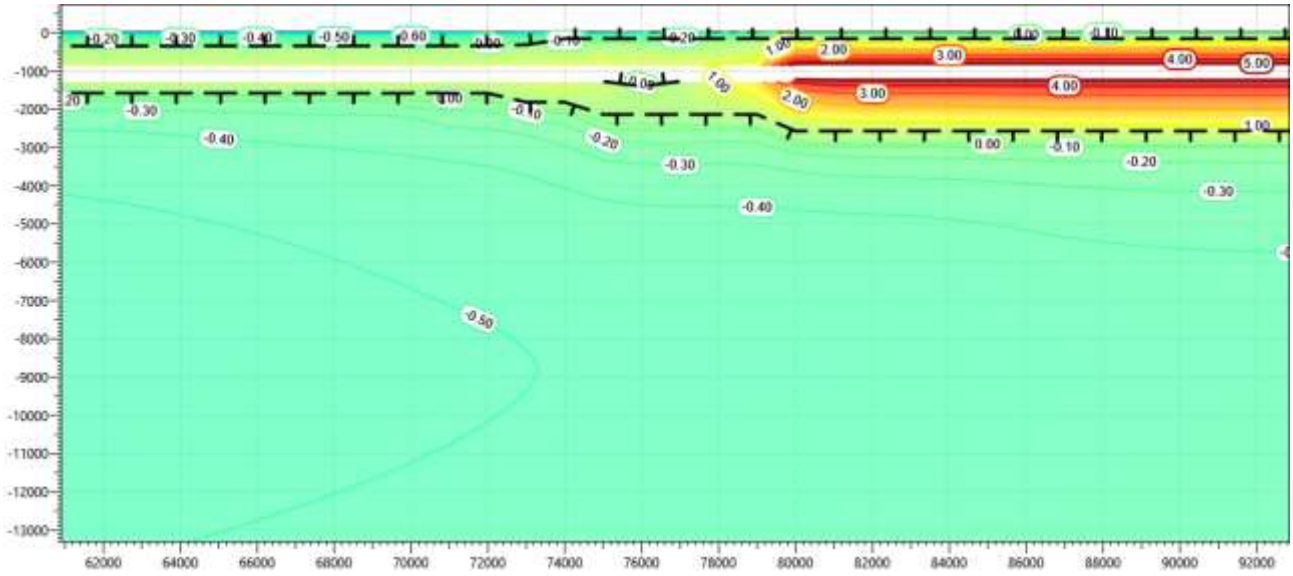


Рисунок В.135 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

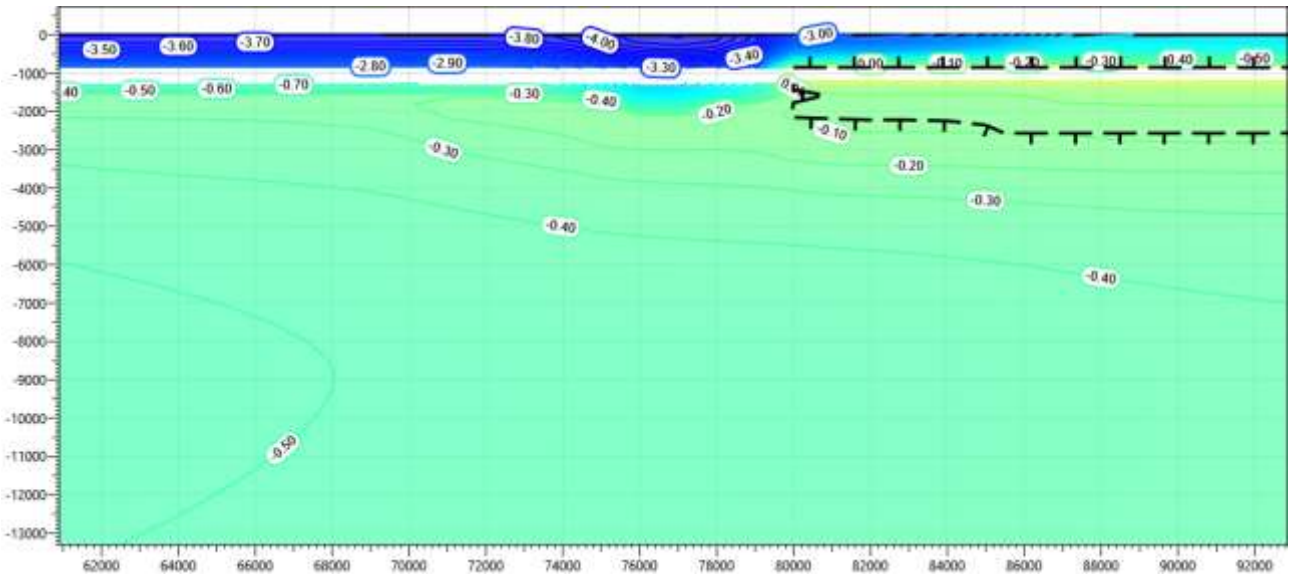


Рисунок В.136 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

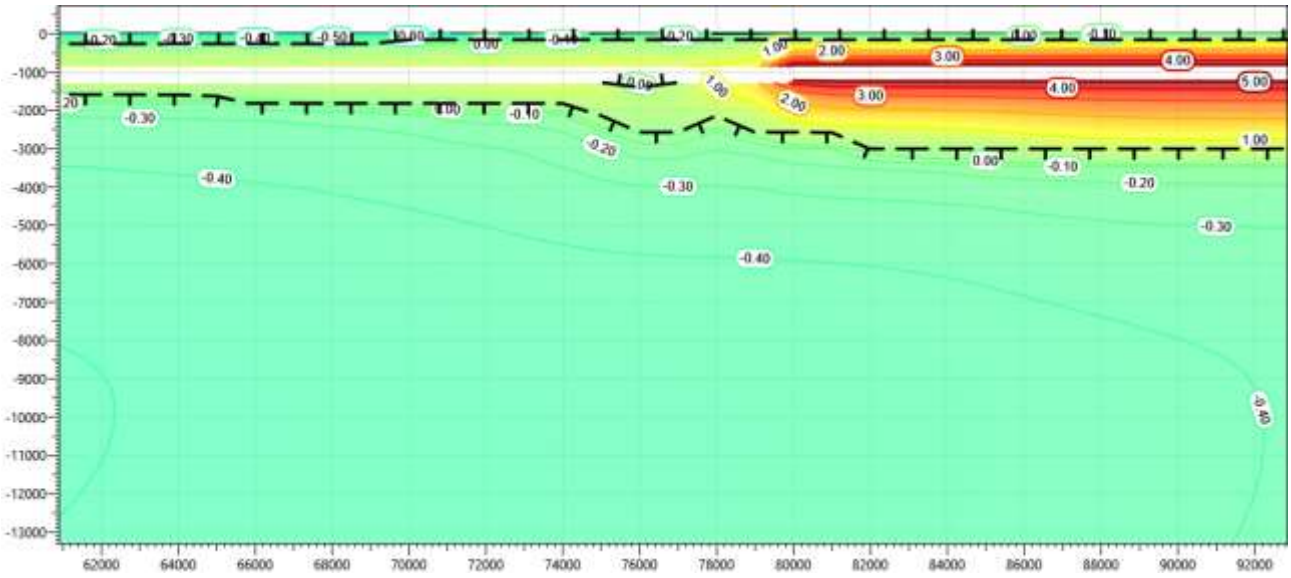


Рисунок В.137 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

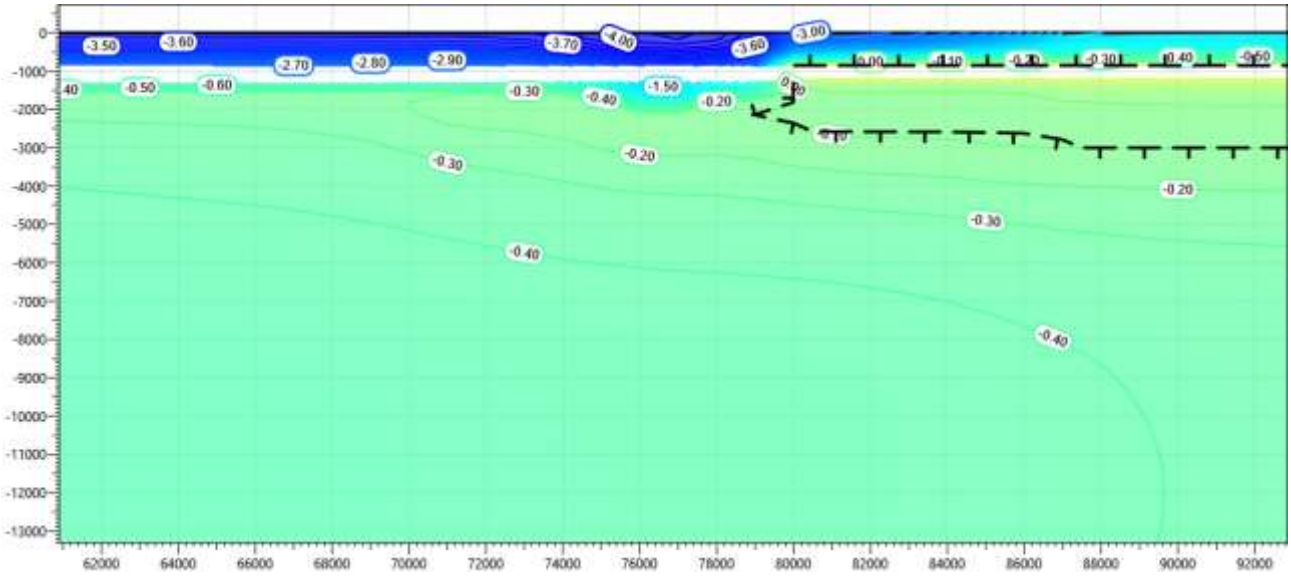


Рисунок В.138 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

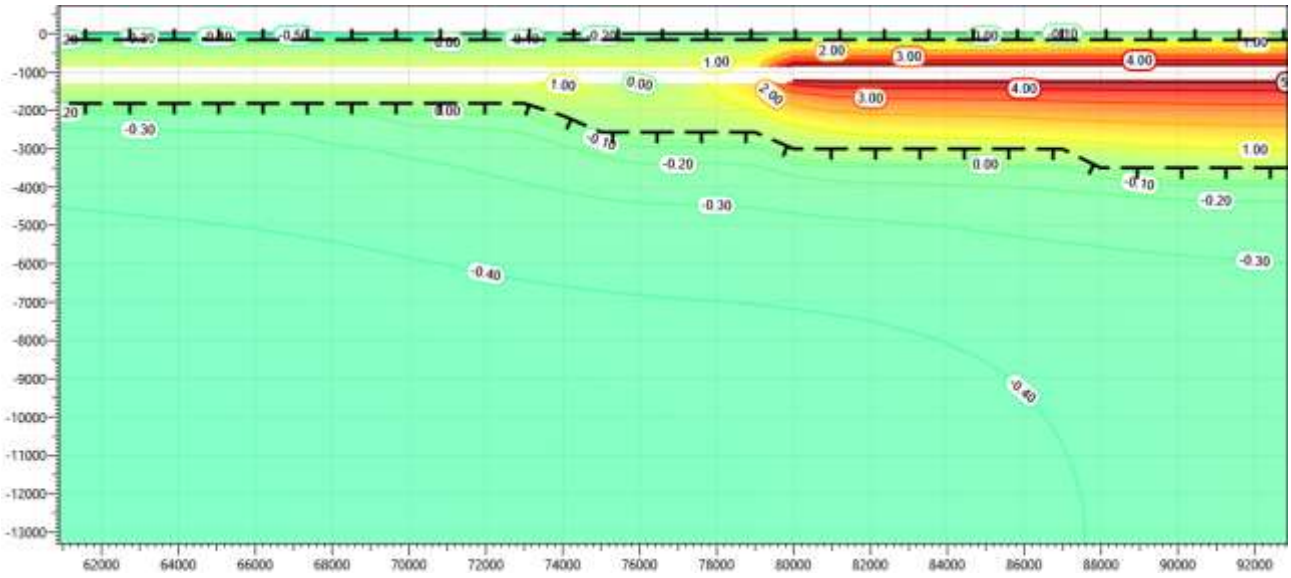


Рисунок В.139 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

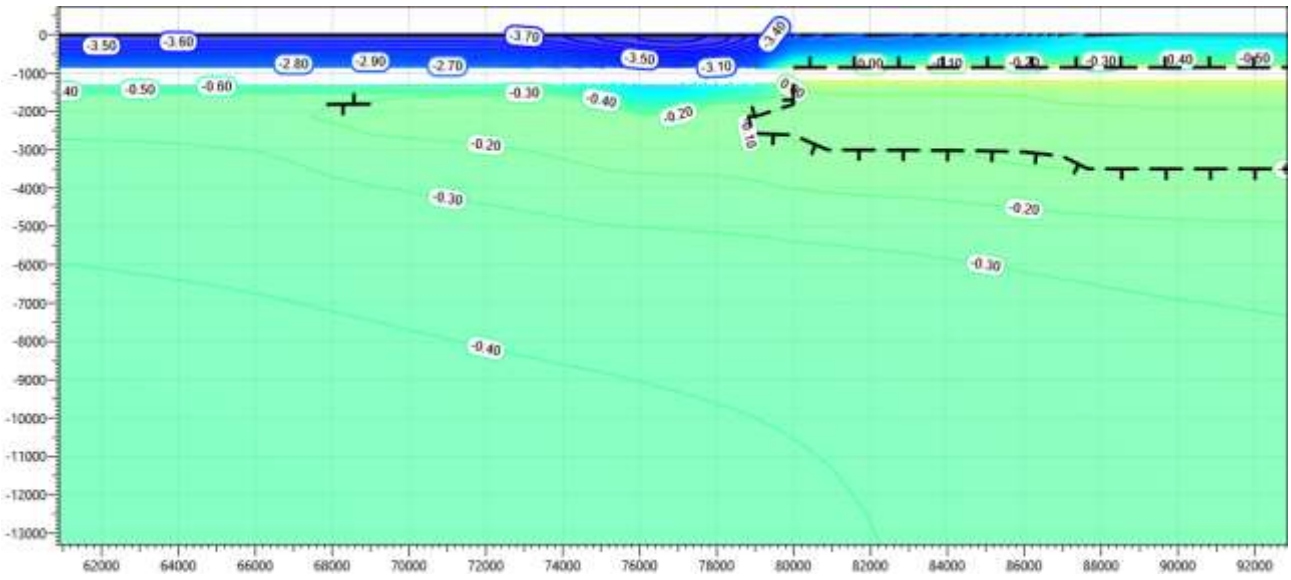


Рисунок В.140 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

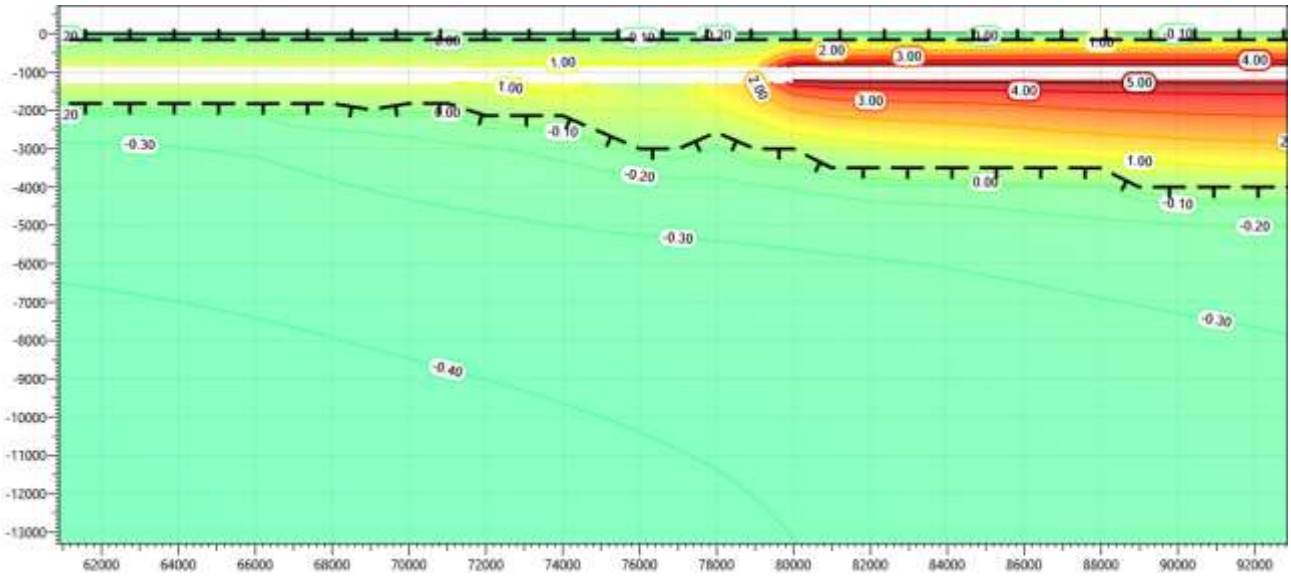


Рисунок В.141 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

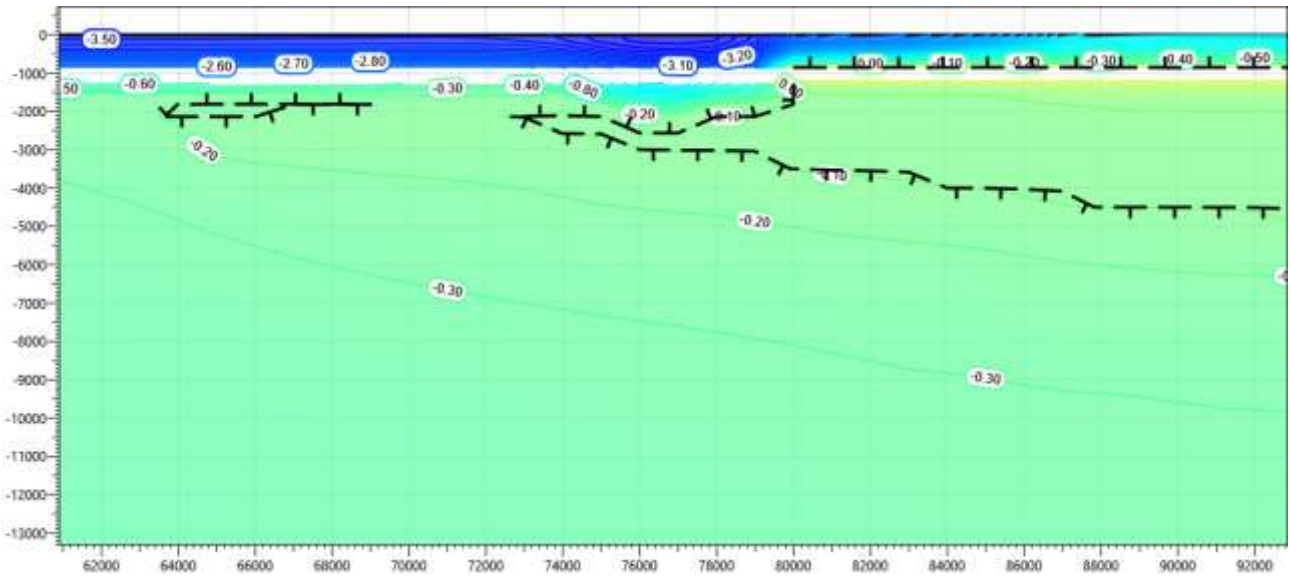


Рисунок В.142 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

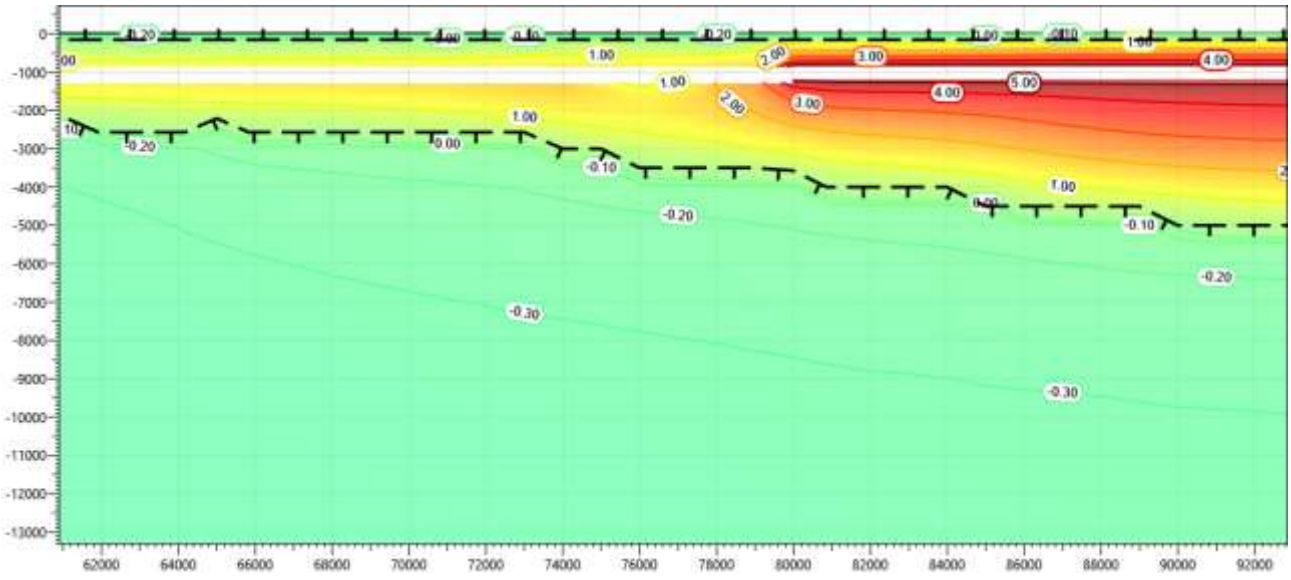


Рисунок В.143 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

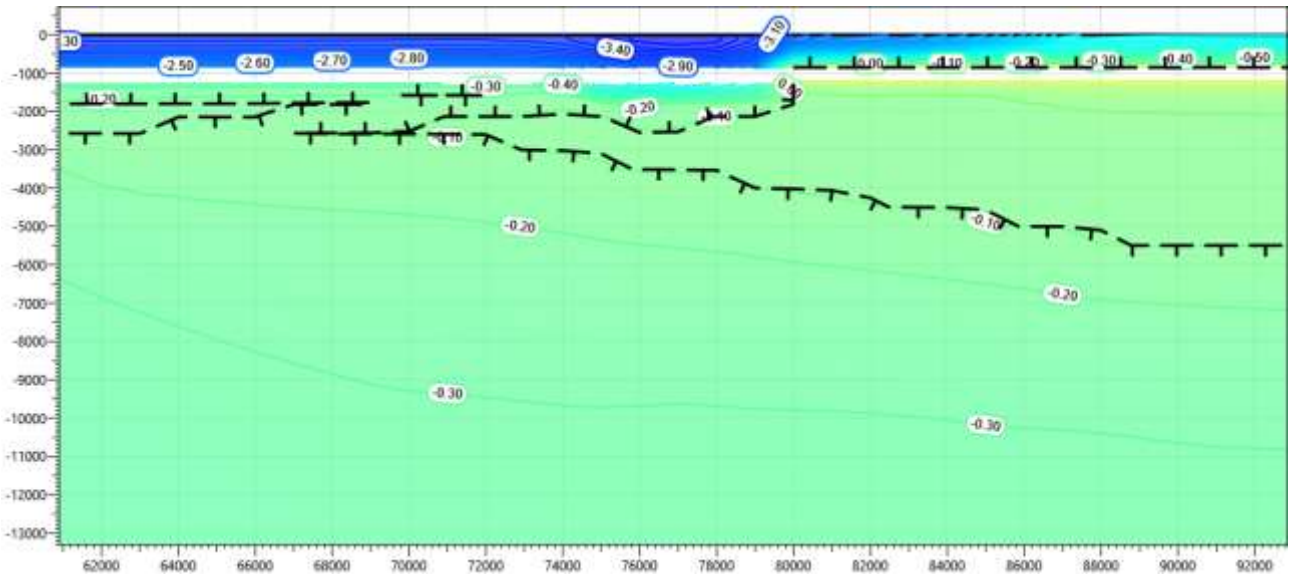


Рисунок В.144 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

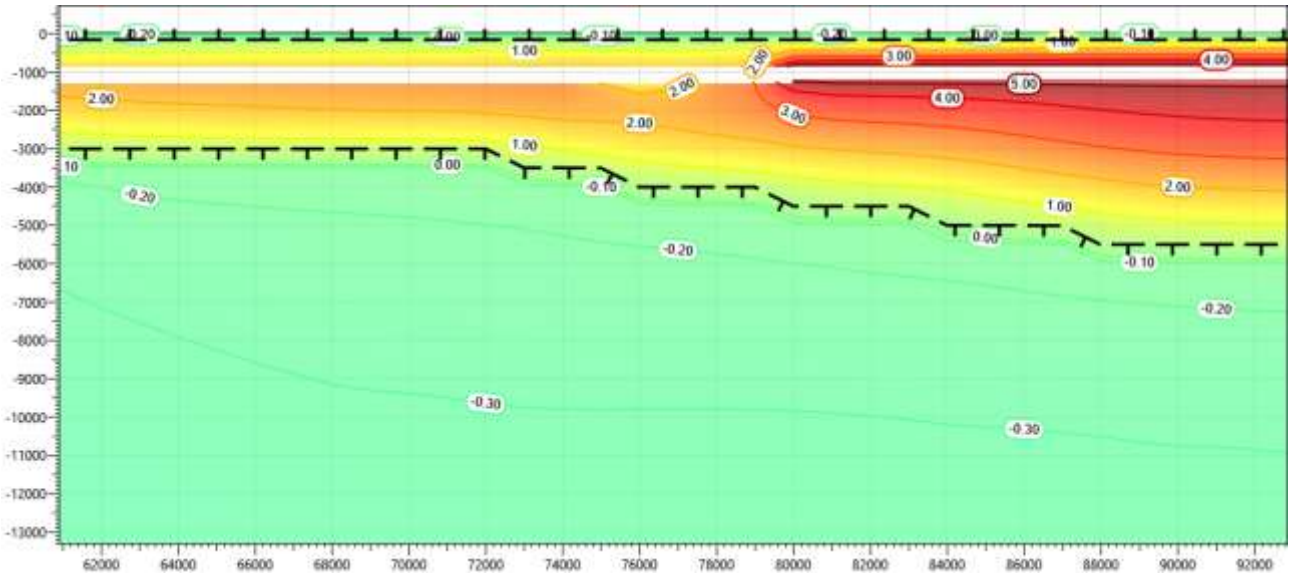


Рисунок В.145 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

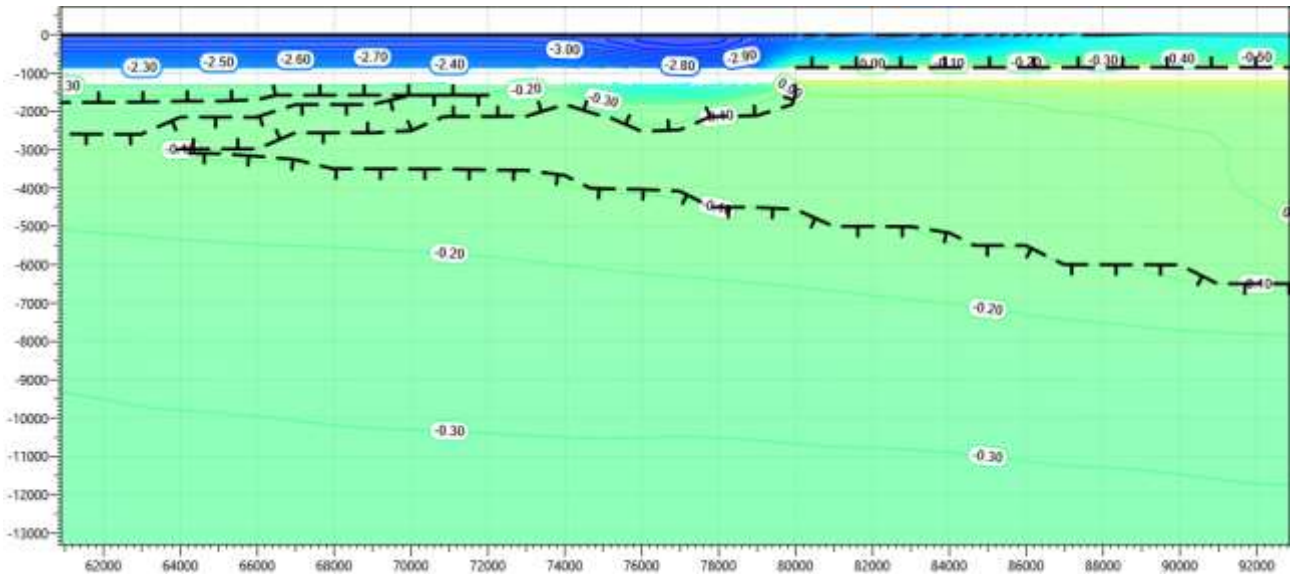


Рисунок В.146 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

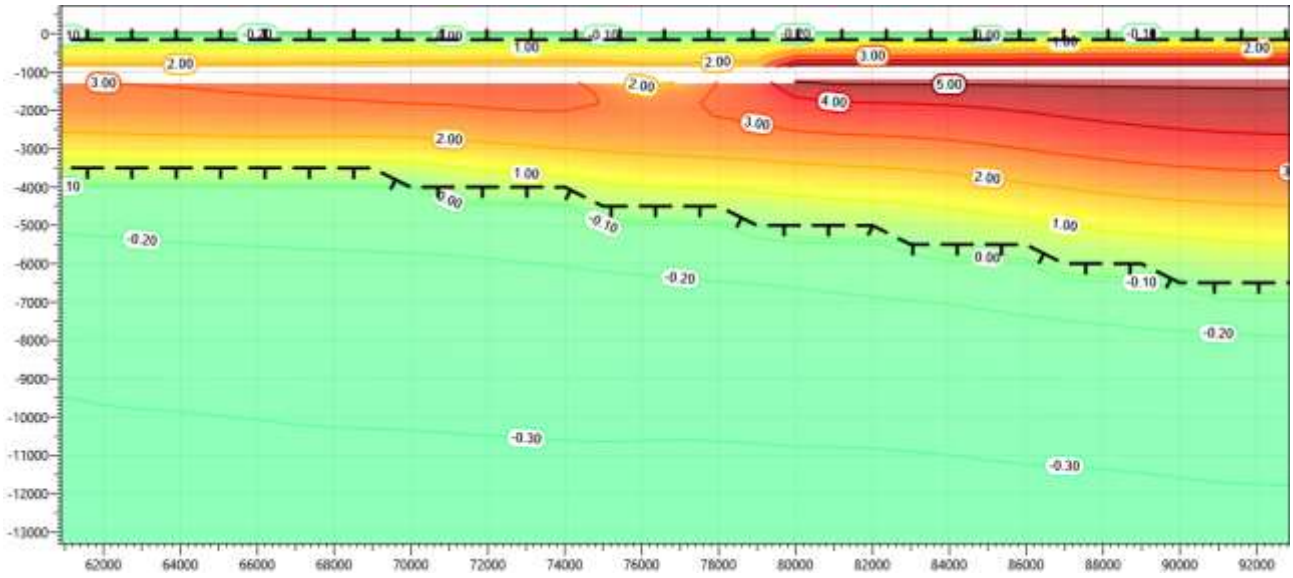


Рисунок В.147 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК712+00 – ПК714+00 скважина ННПЗ-246, ННПЗ-247. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

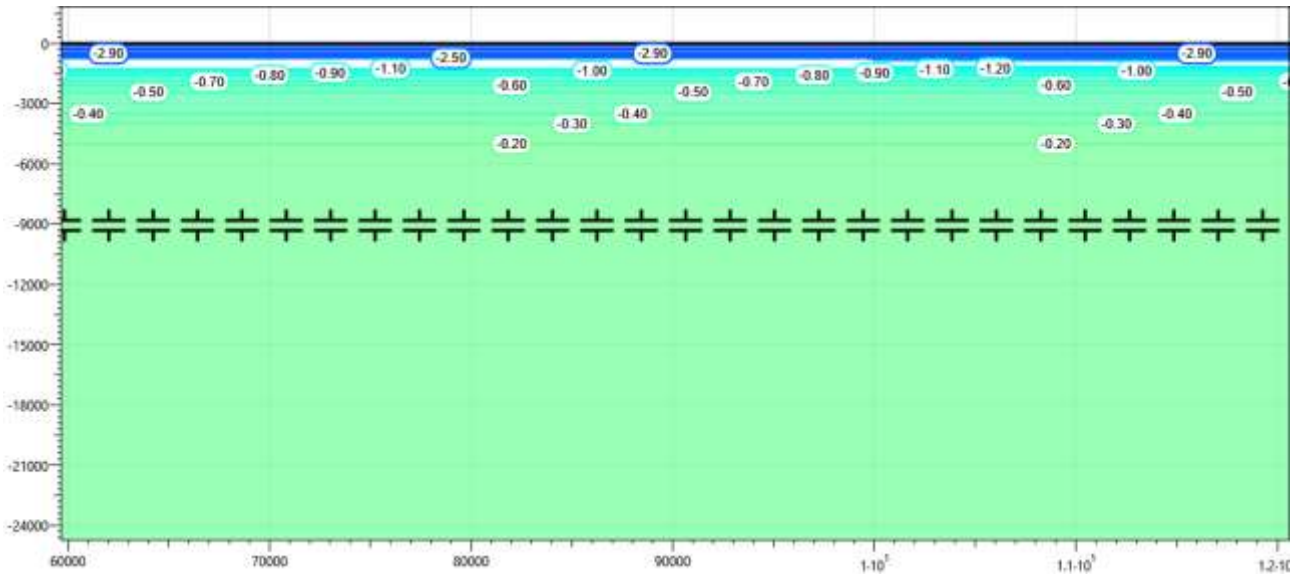


Рисунок В.148 –Начальное температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254.

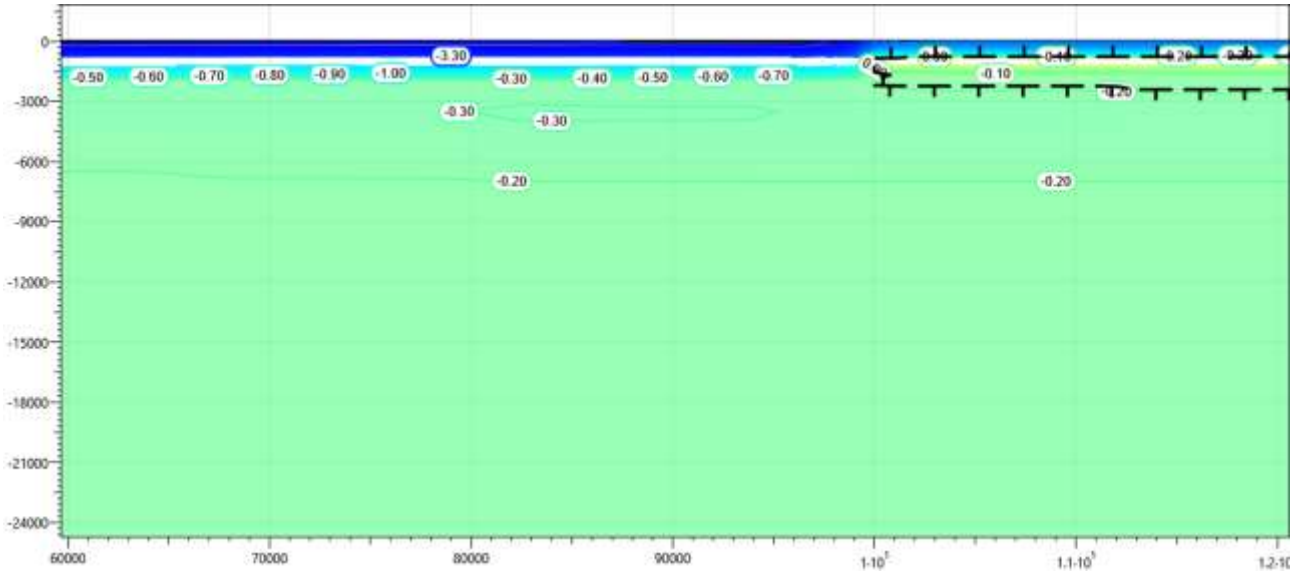


Рисунок В.149 –Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

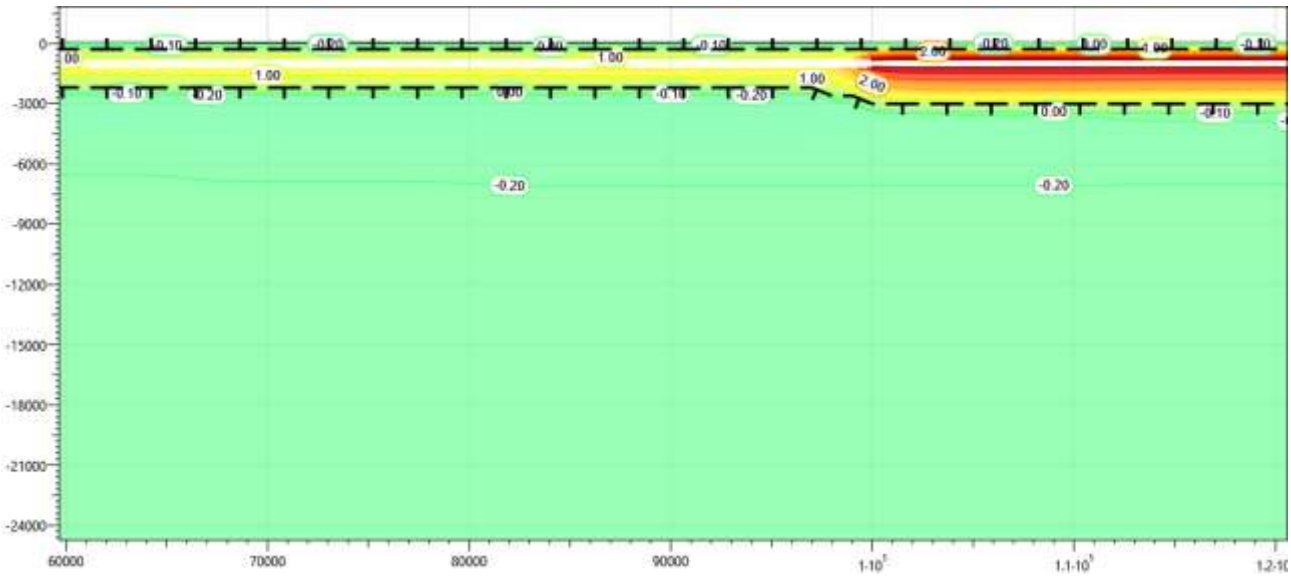


Рисунок В.150 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

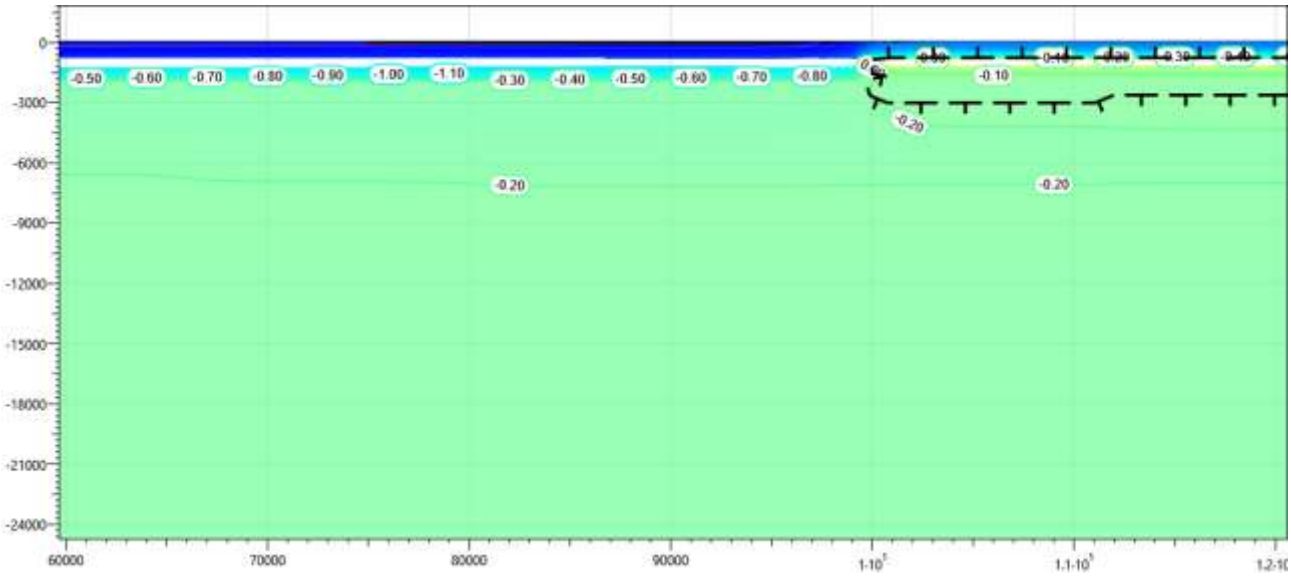


Рисунок В.151 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

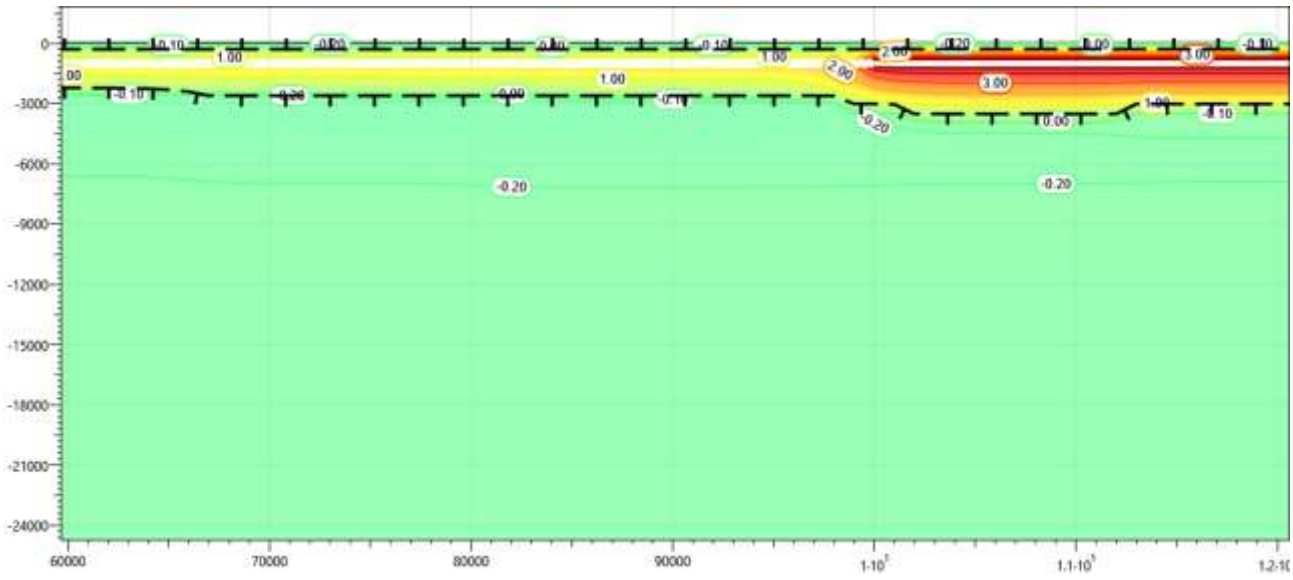


Рисунок В.152 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

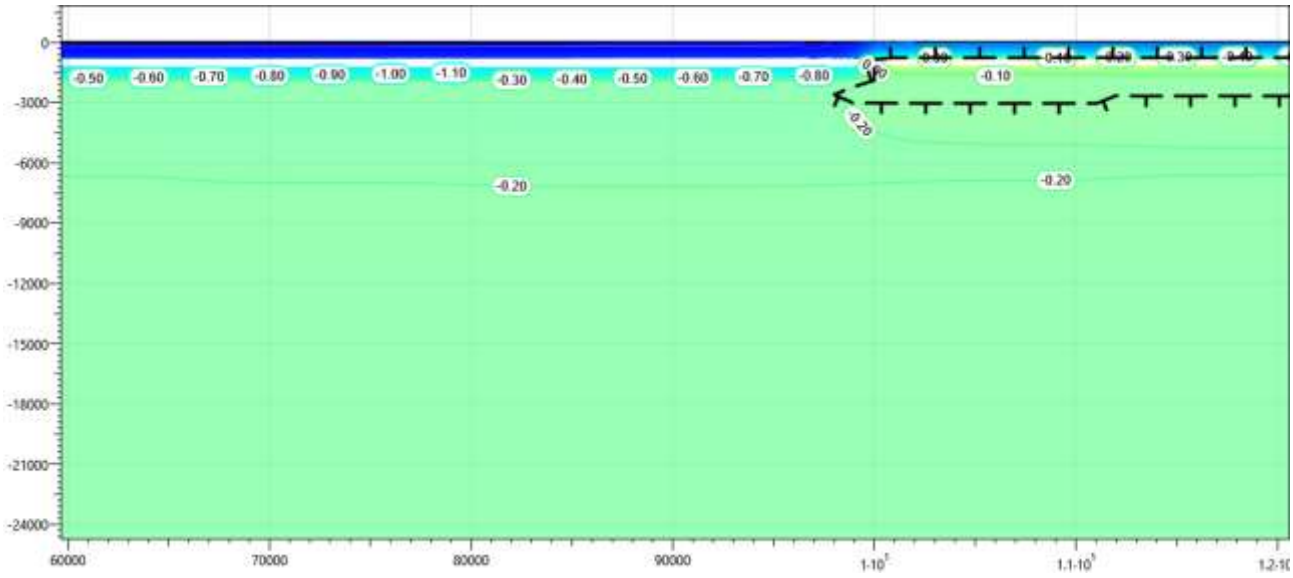


Рисунок В.153 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

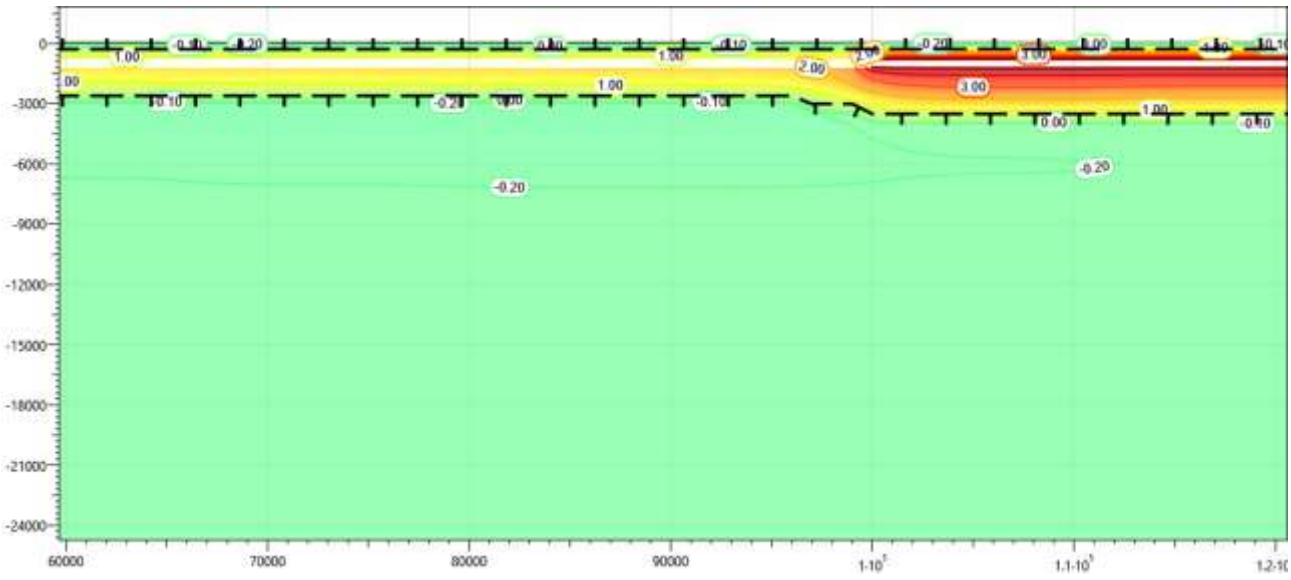


Рисунок В.154 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

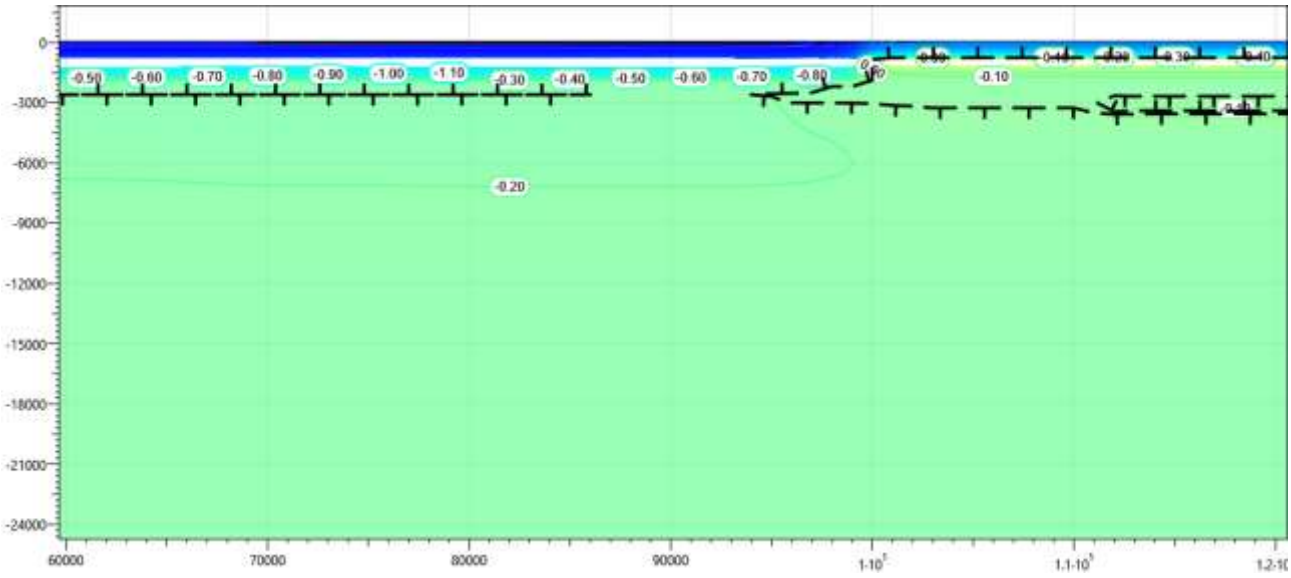


Рисунок В.155 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

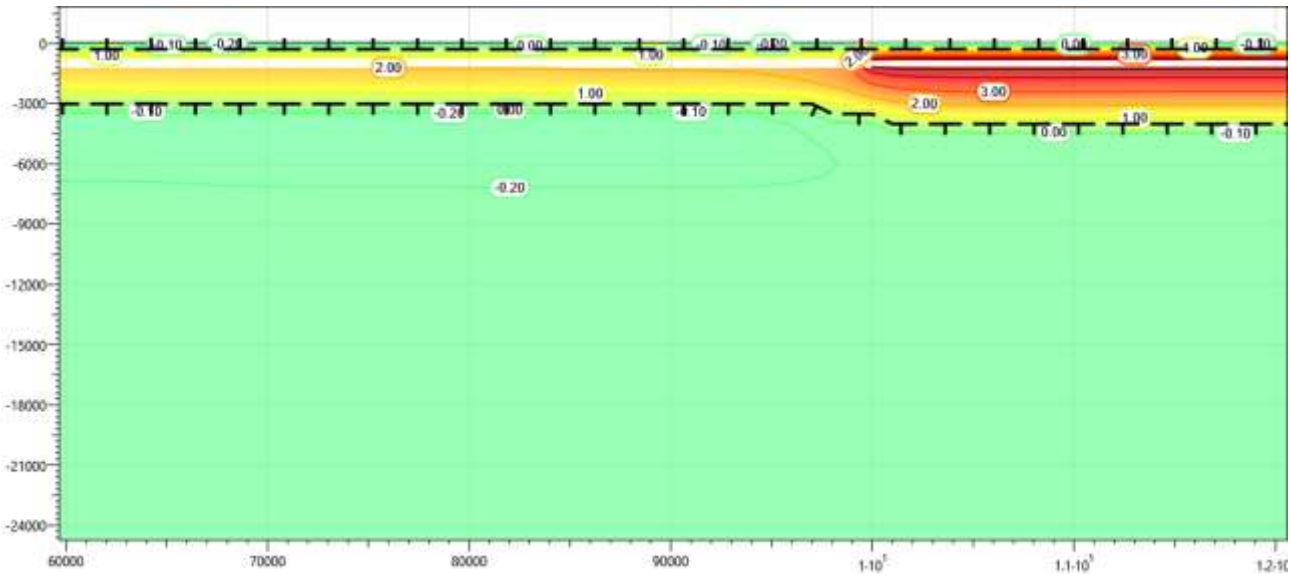


Рисунок В.156 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

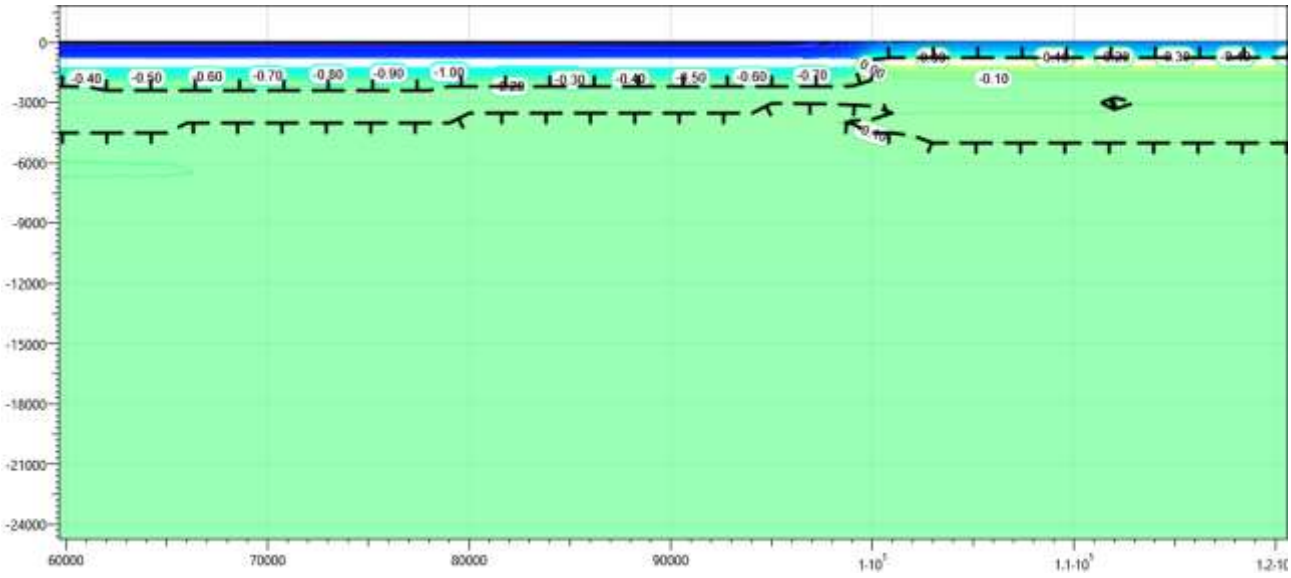


Рисунок В.157 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

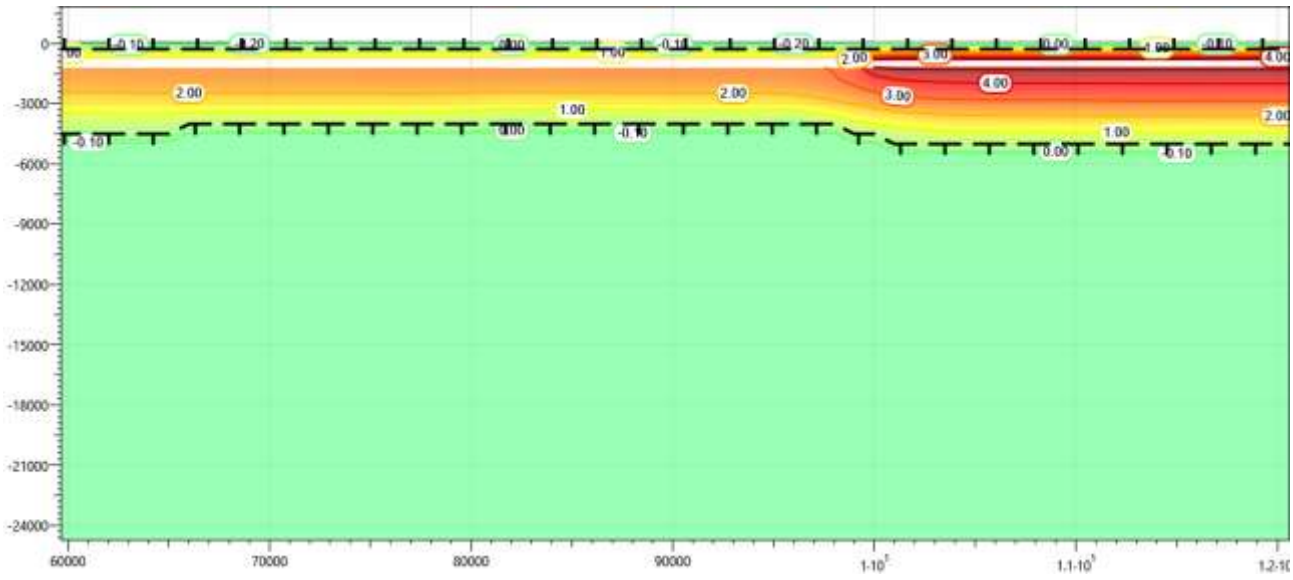


Рисунок В.158 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

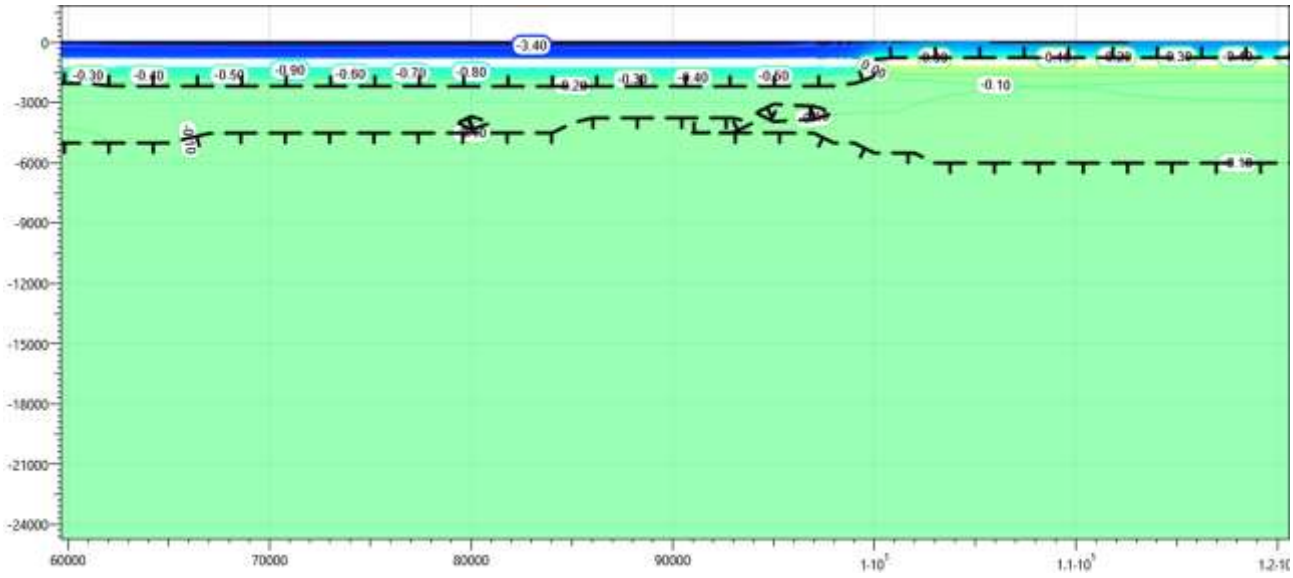


Рисунок В.159 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

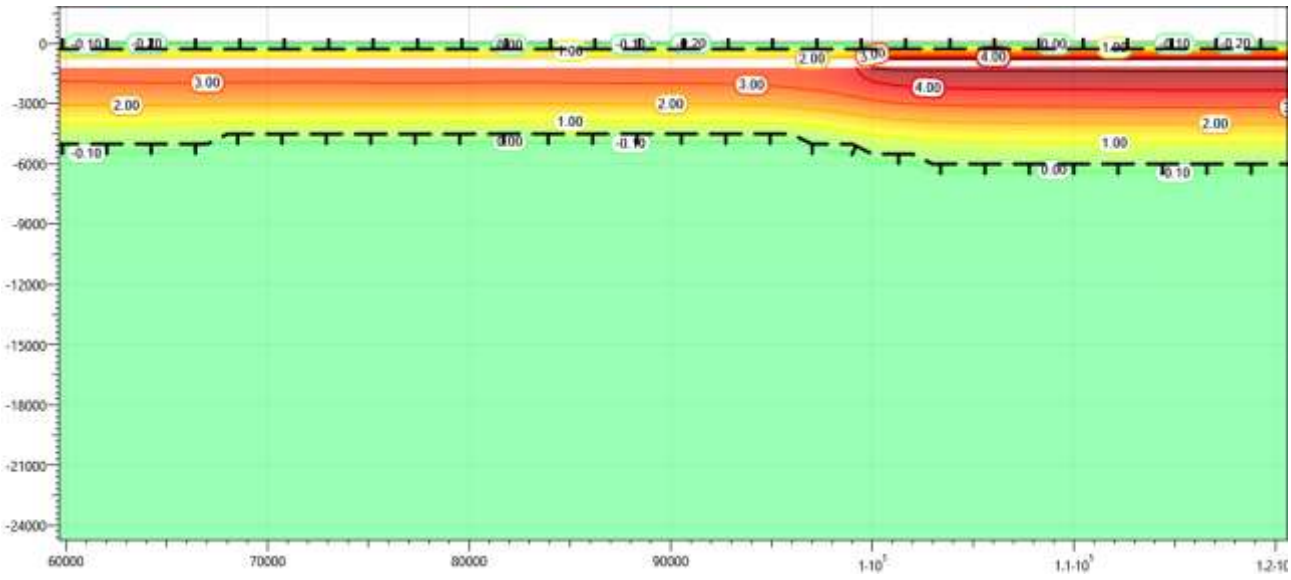


Рисунок В.160 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

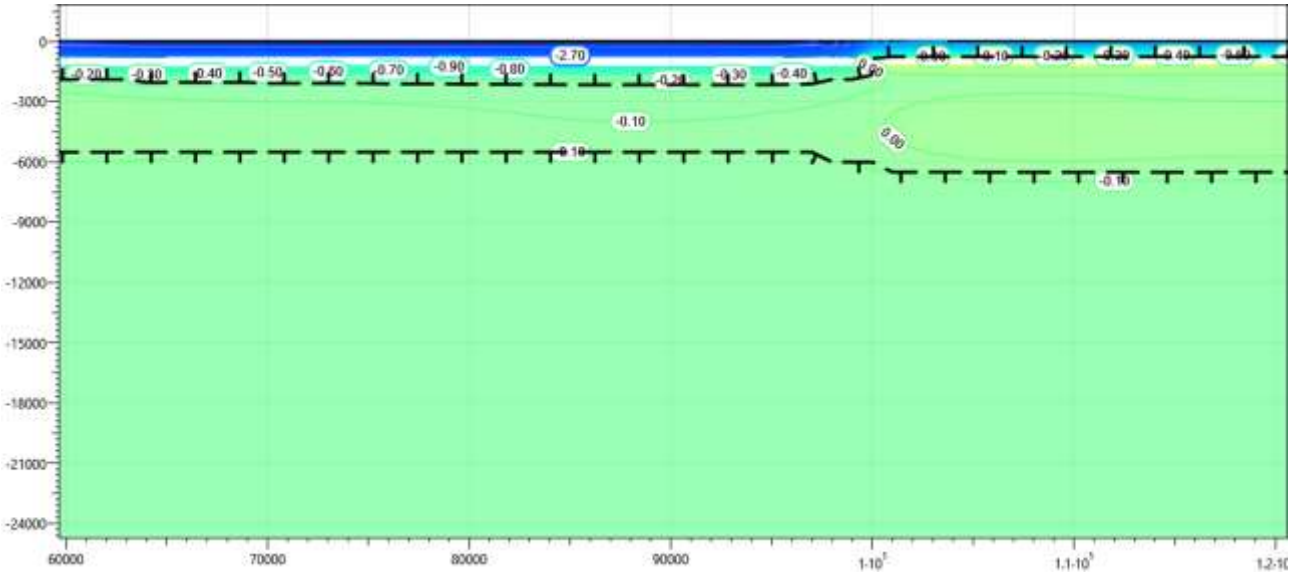


Рисунок В.161 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

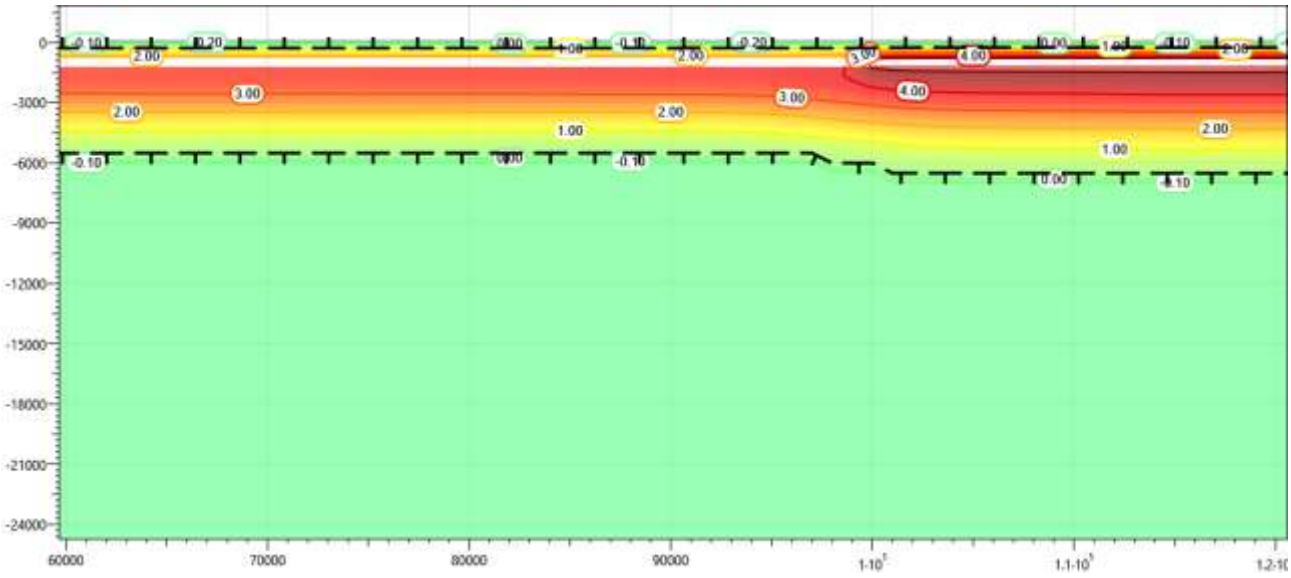


Рисунок В.162 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК724+00 – ПК726+00 скважина ННПЗ-253, ННПЗ-254. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

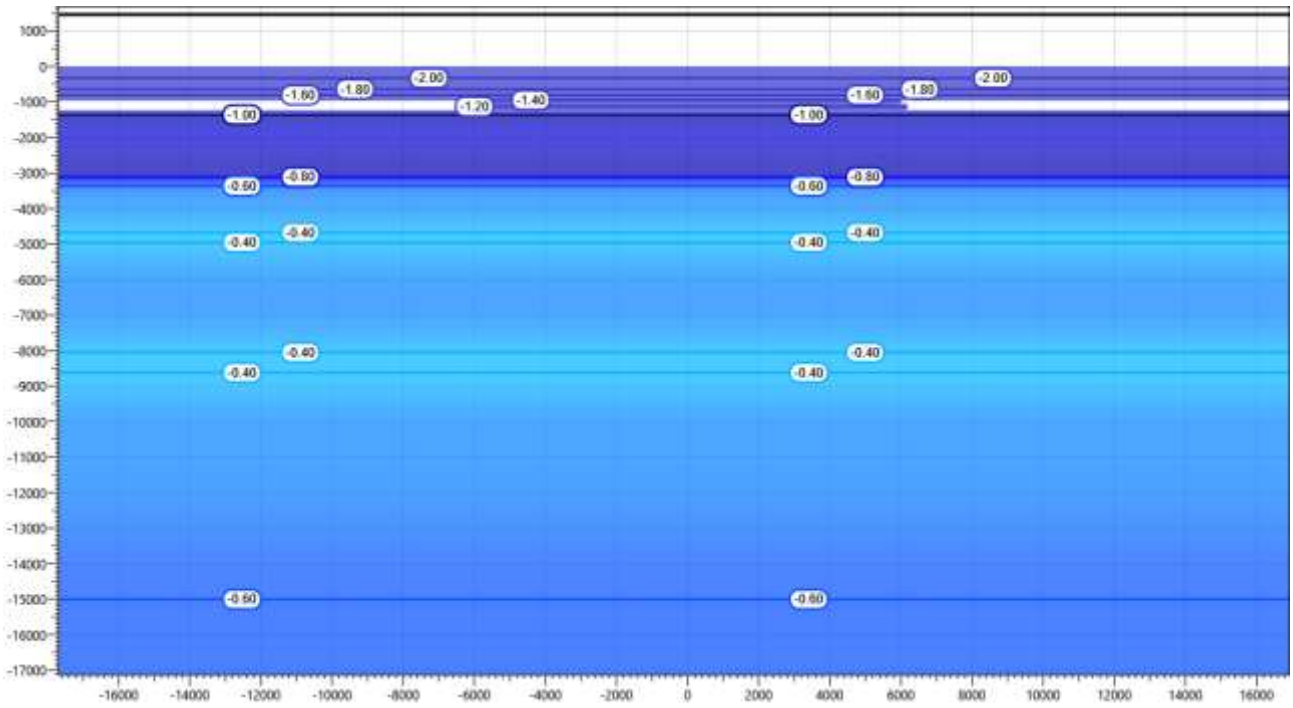


Рисунок В.163 – Начальное температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а.

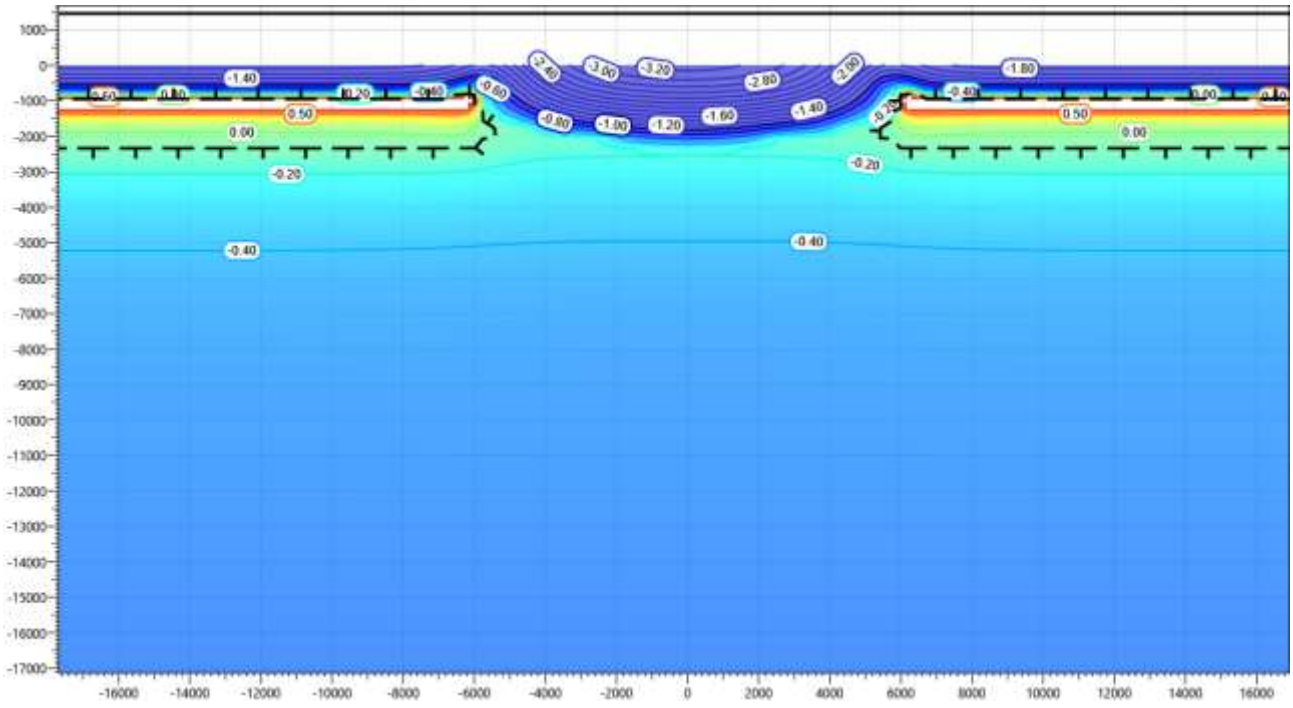


Рисунок В.164 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

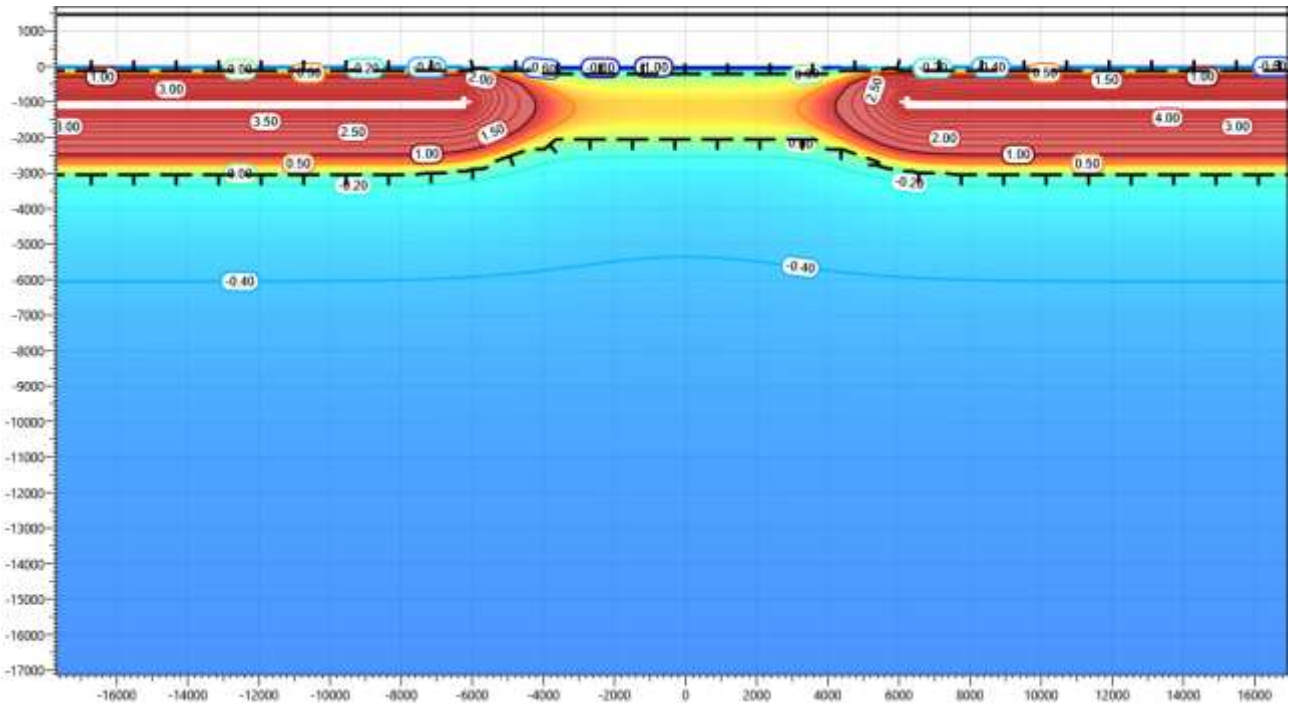


Рисунок В.165 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

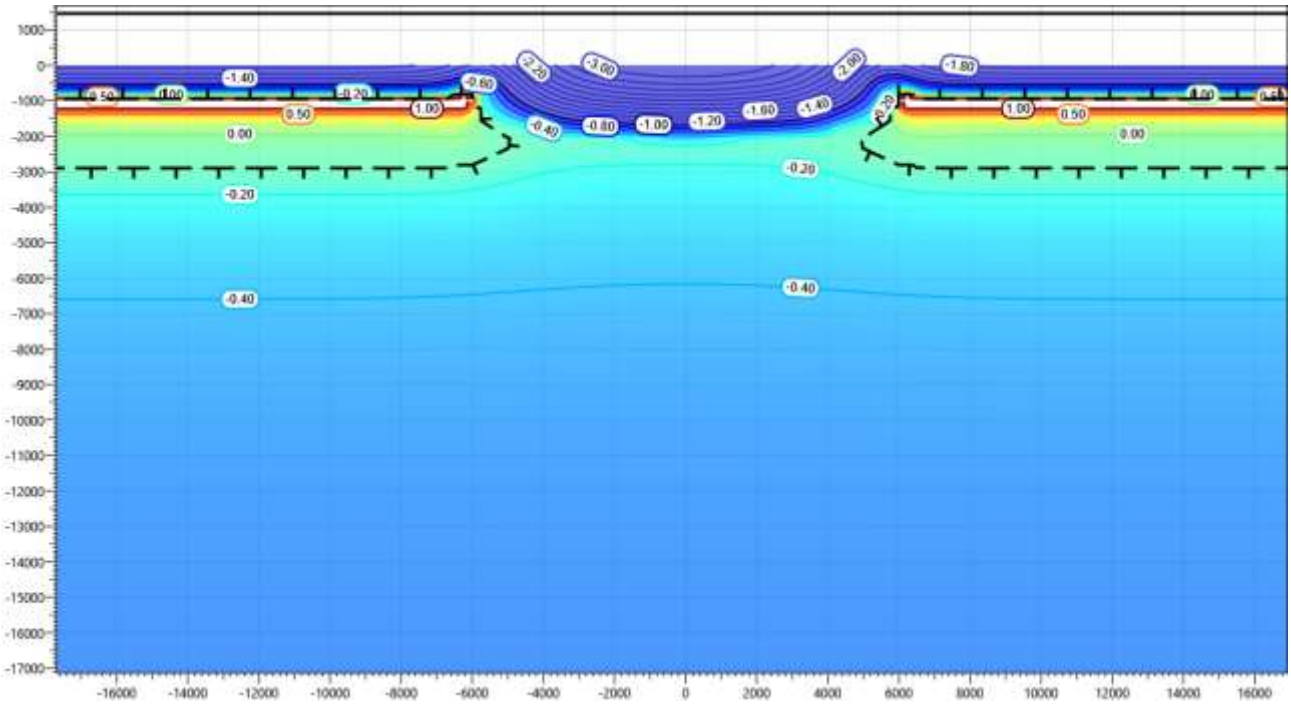


Рисунок В.166 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

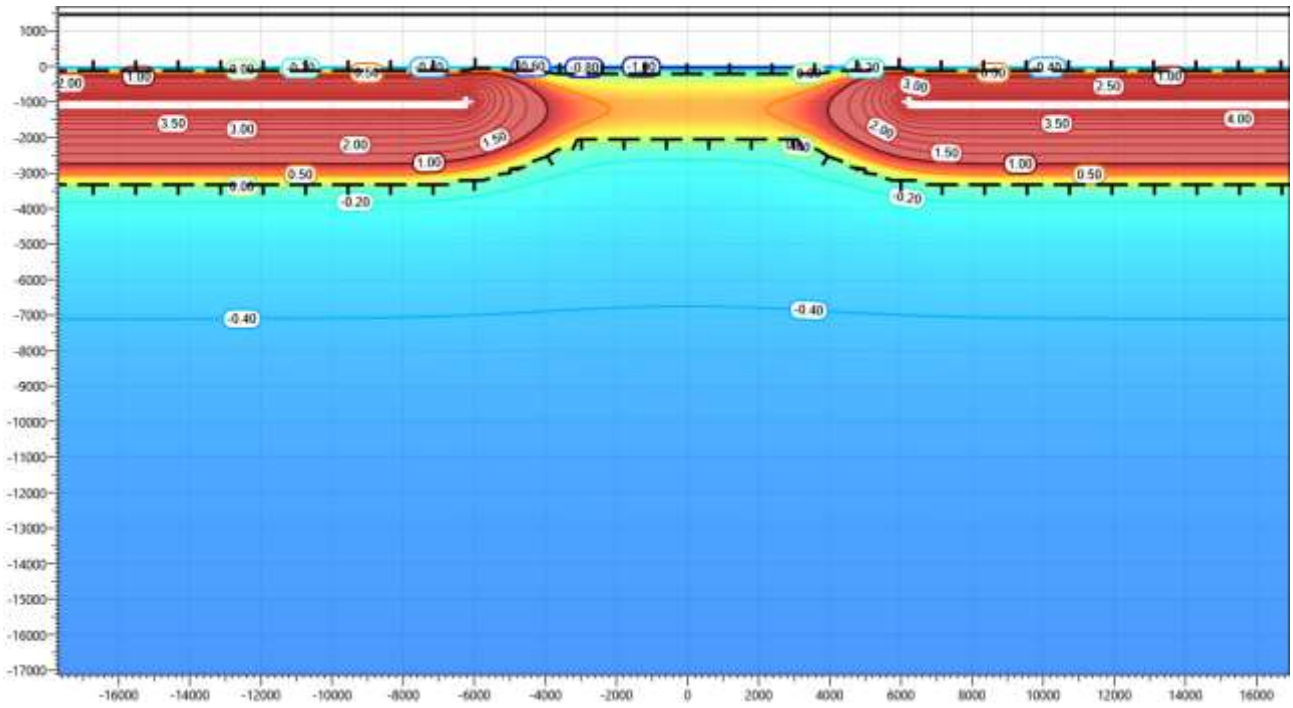


Рисунок В.167 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

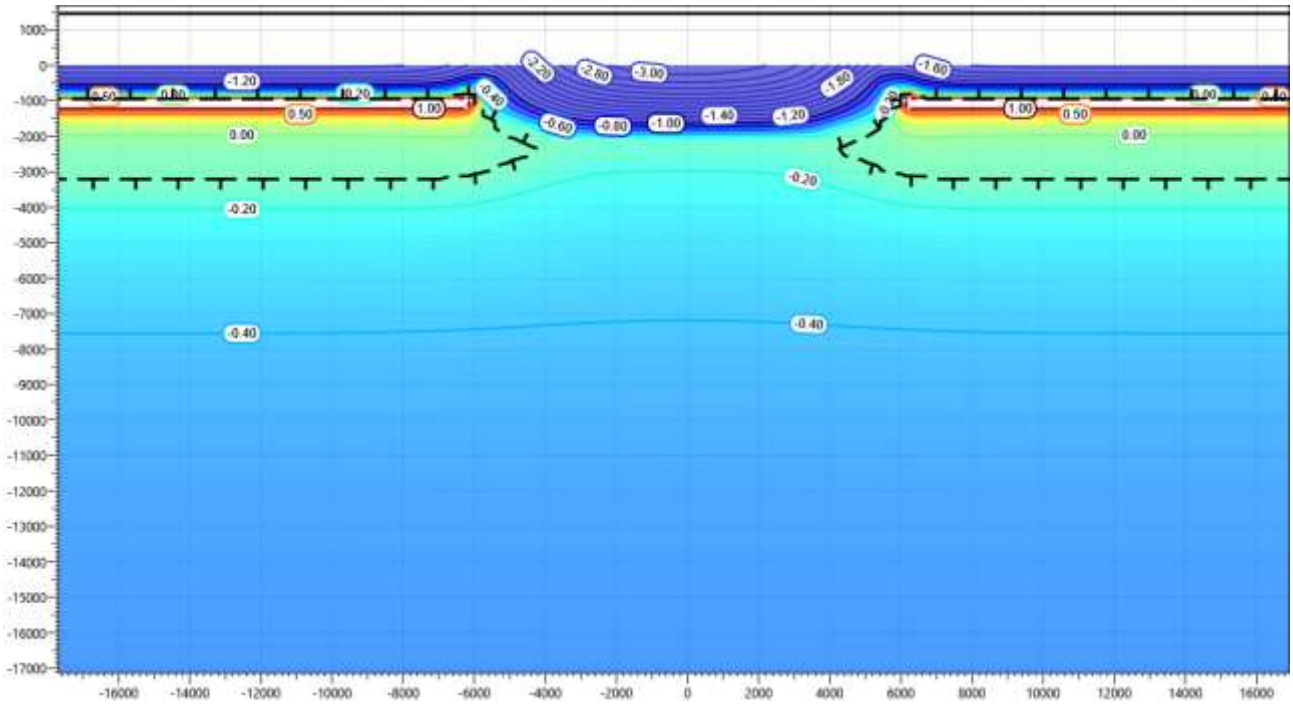


Рисунок В.168 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

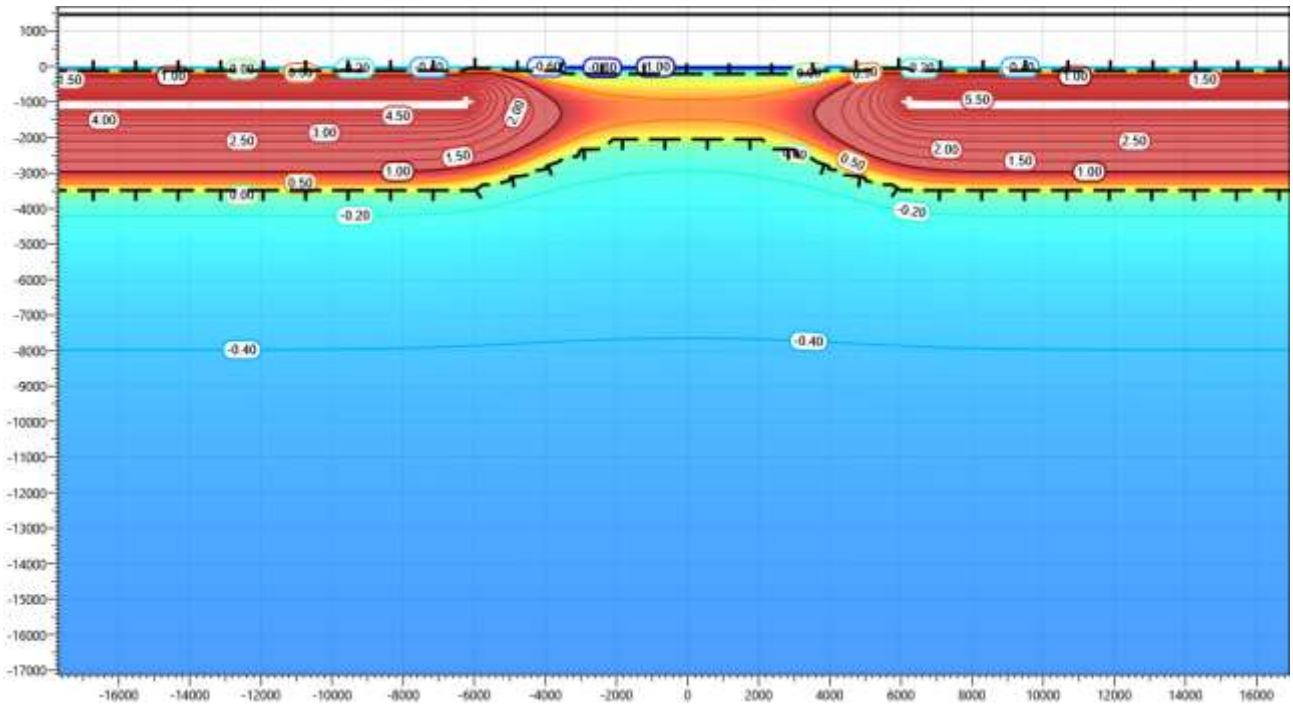


Рисунок В.169 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

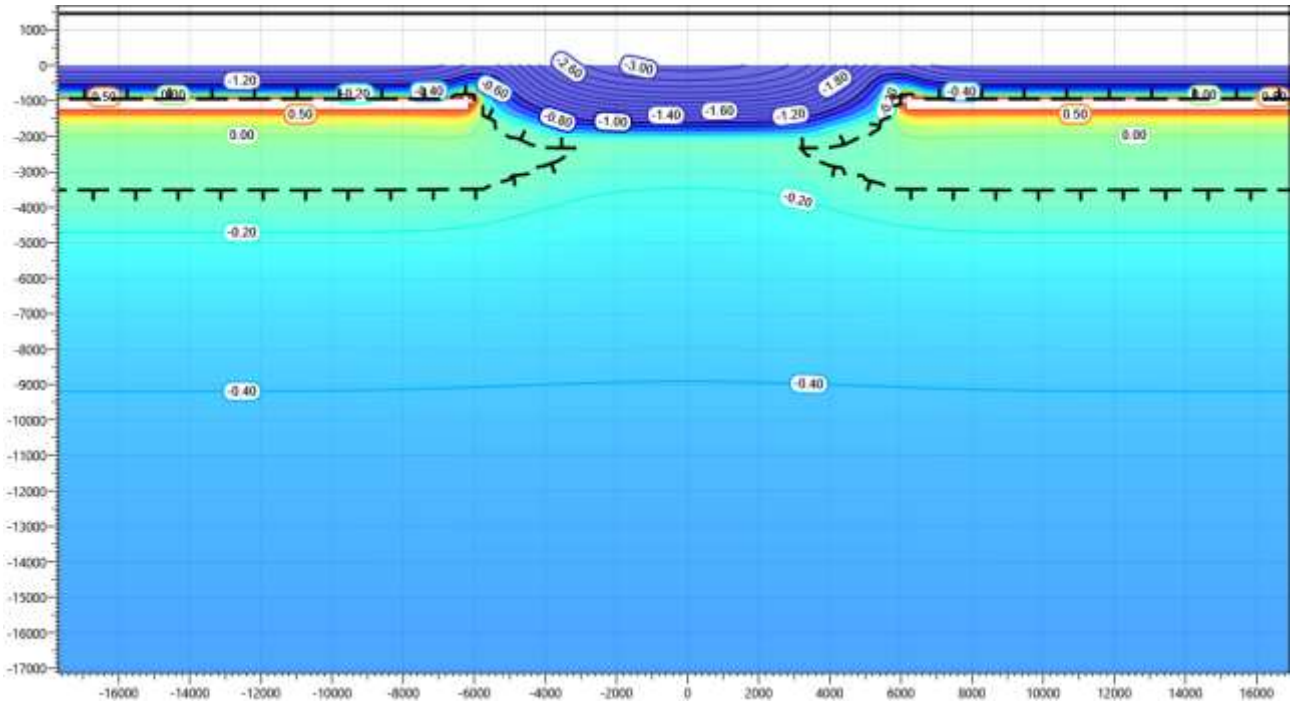


Рисунок В.170 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

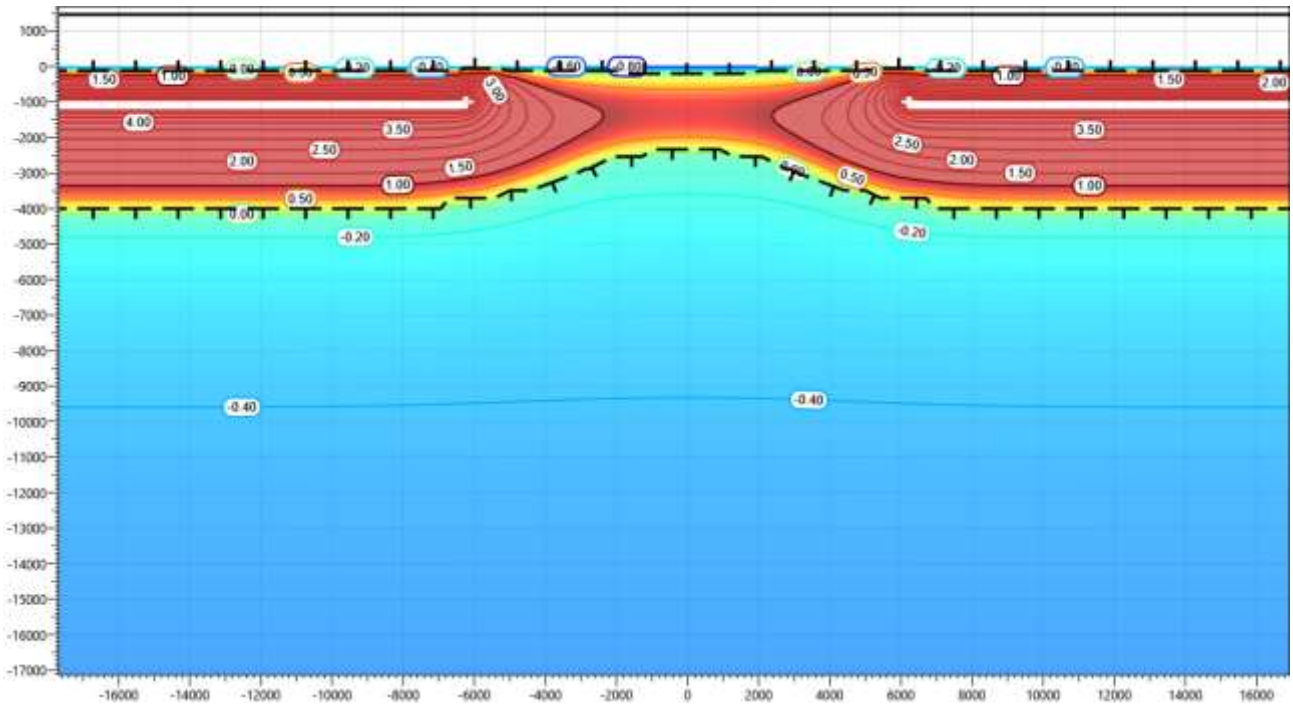


Рисунок В.171 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

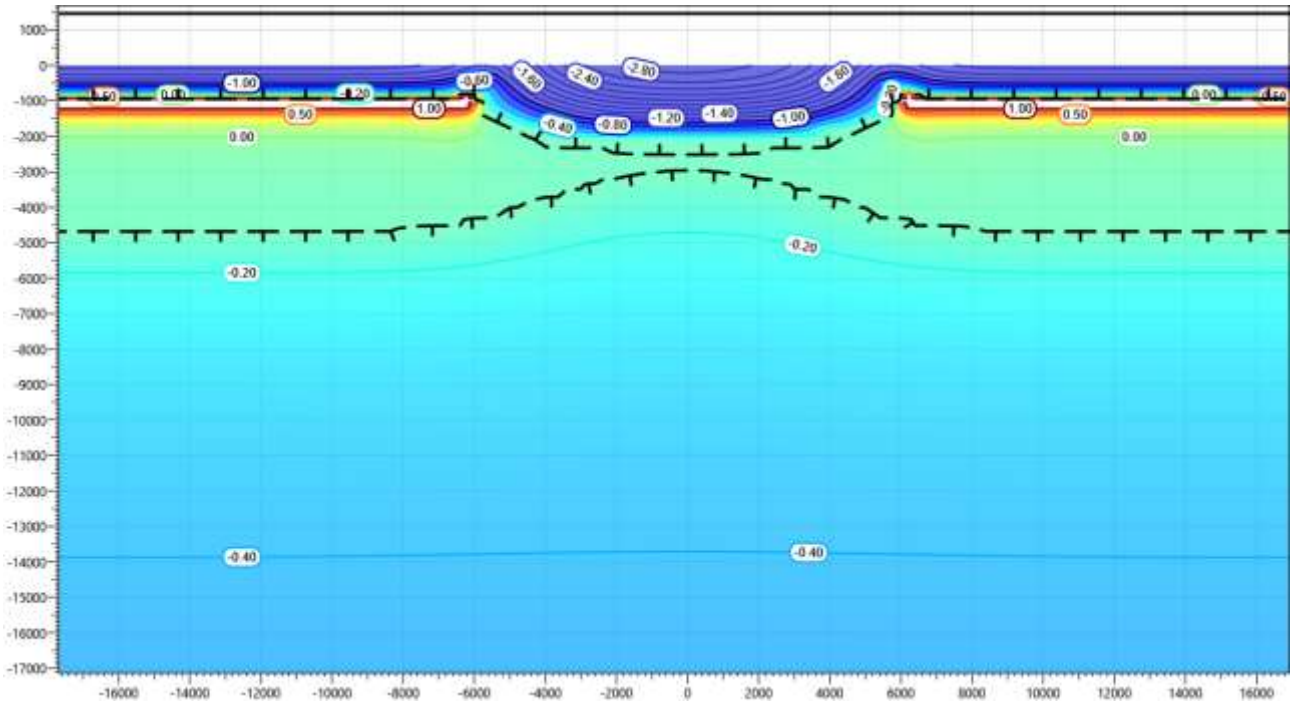


Рисунок В.172 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

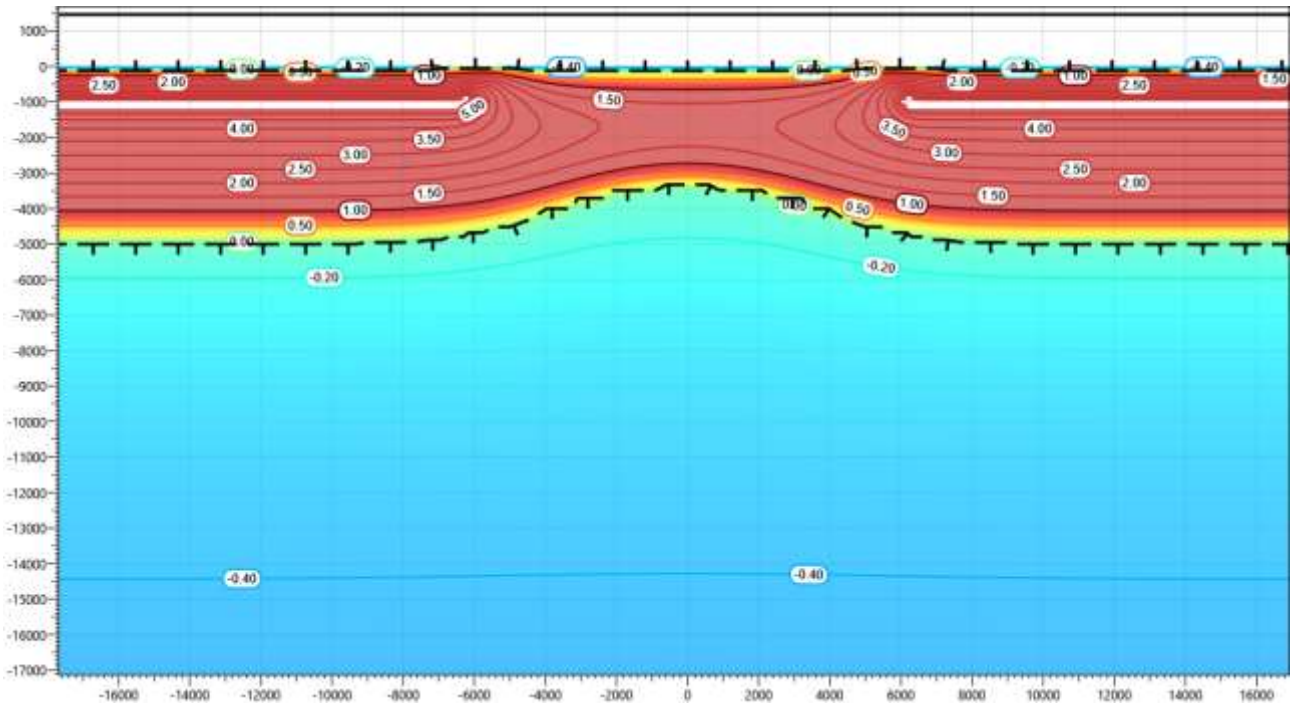


Рисунок В.173 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

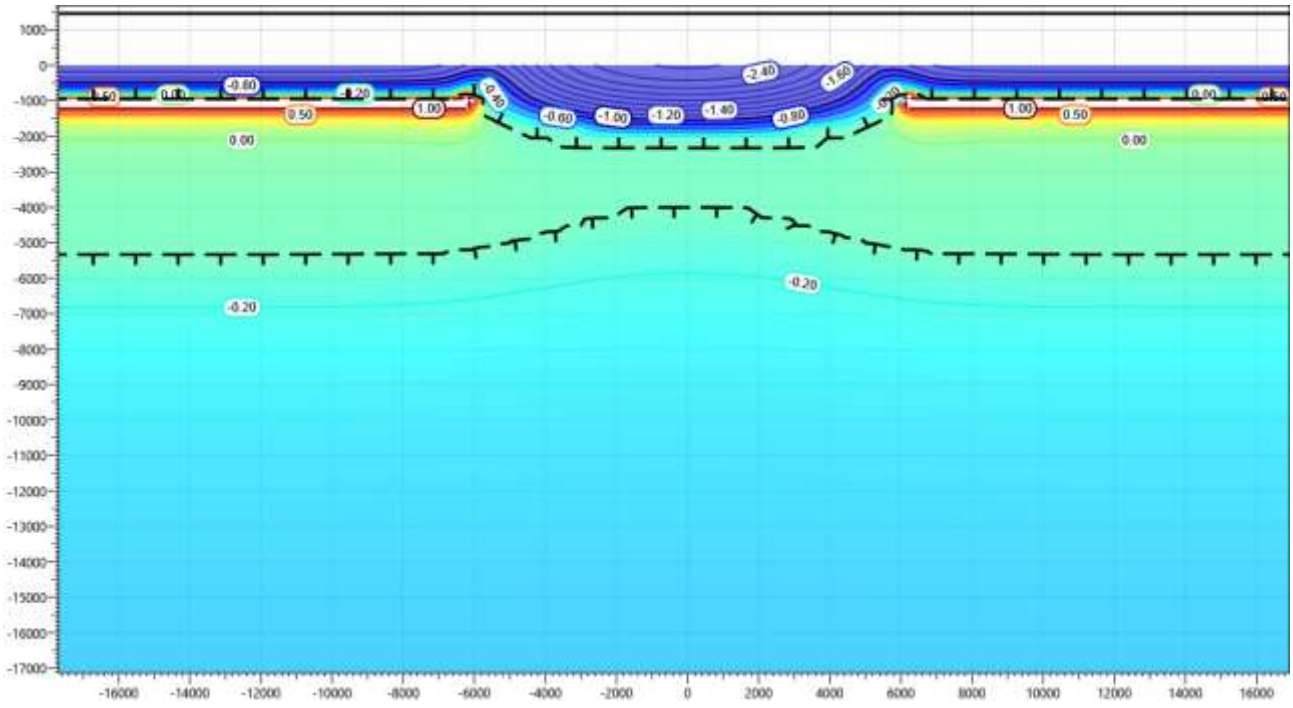


Рисунок В.174 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

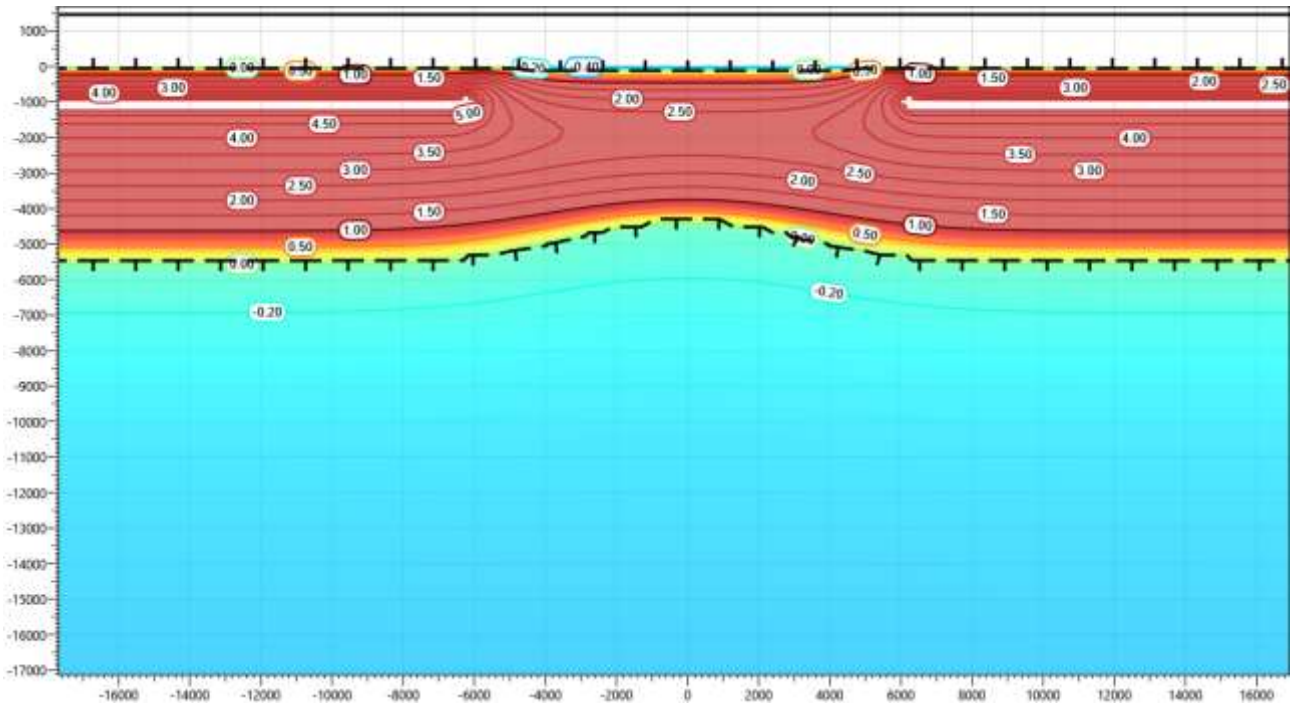


Рисунок В.175 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

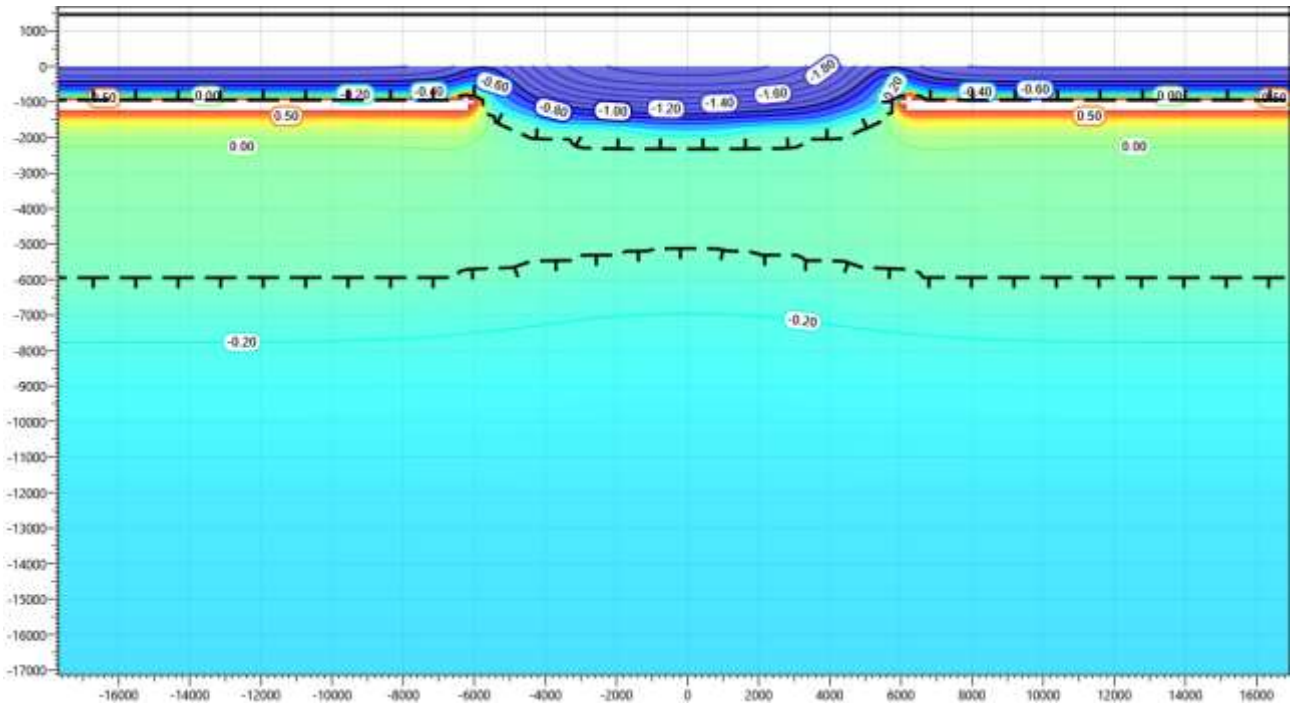


Рисунок В.176 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

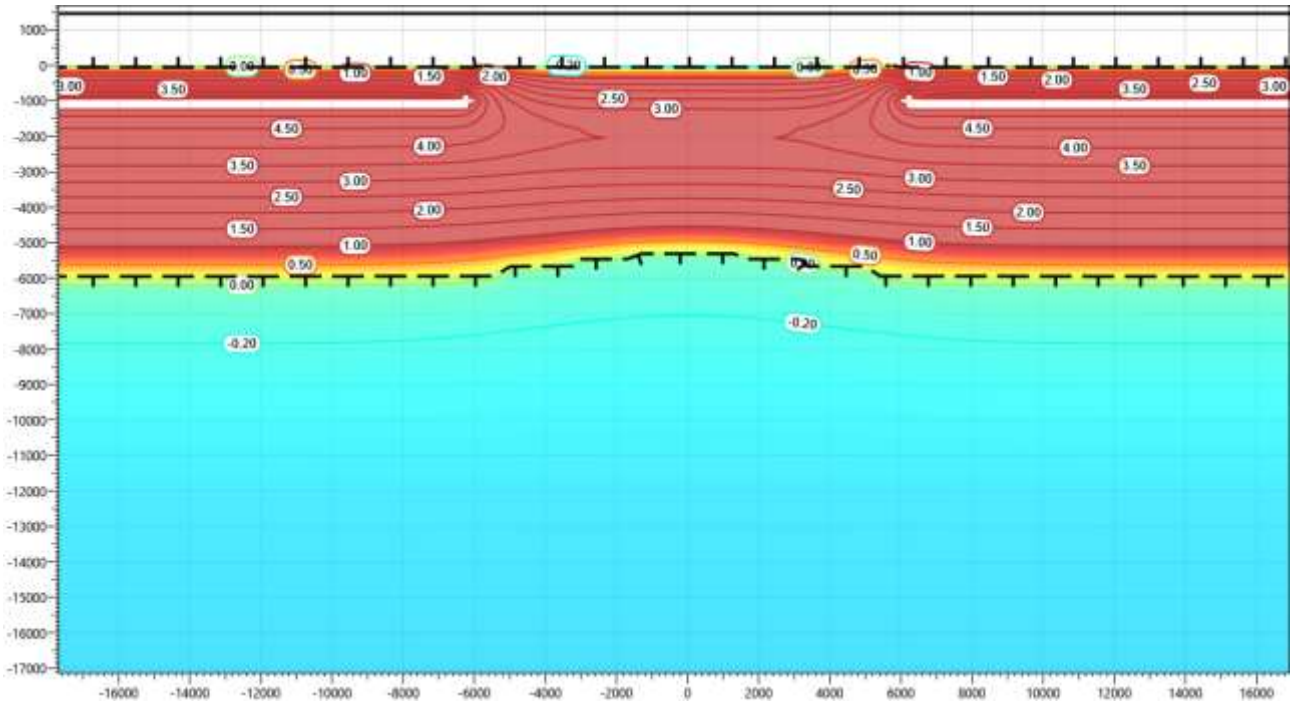


Рисунок В.177 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-005 без теплоизоляции на ПК720+50 скважина ННПЗ-251а. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

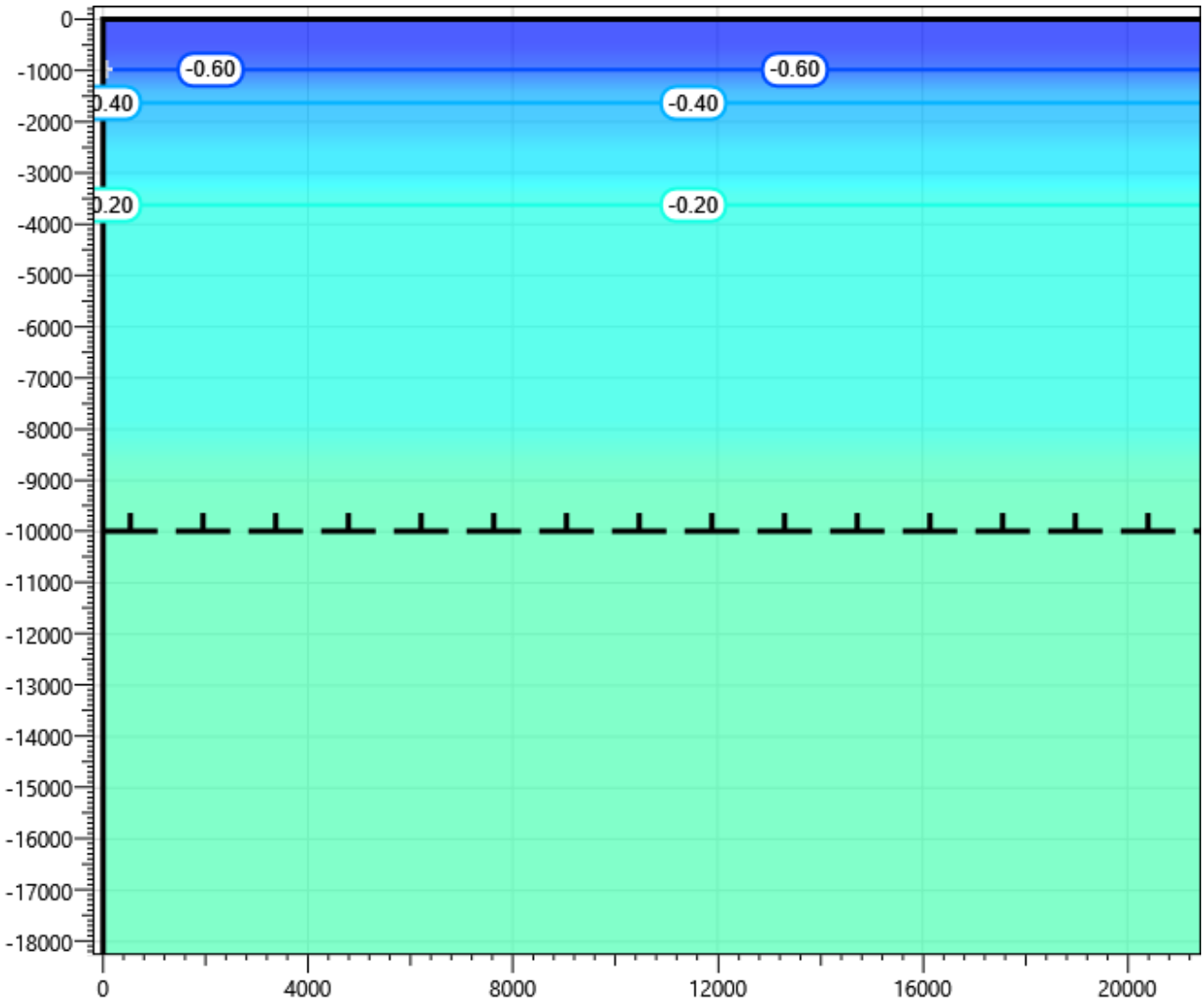


Рисунок В.178 – Начальное температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276.

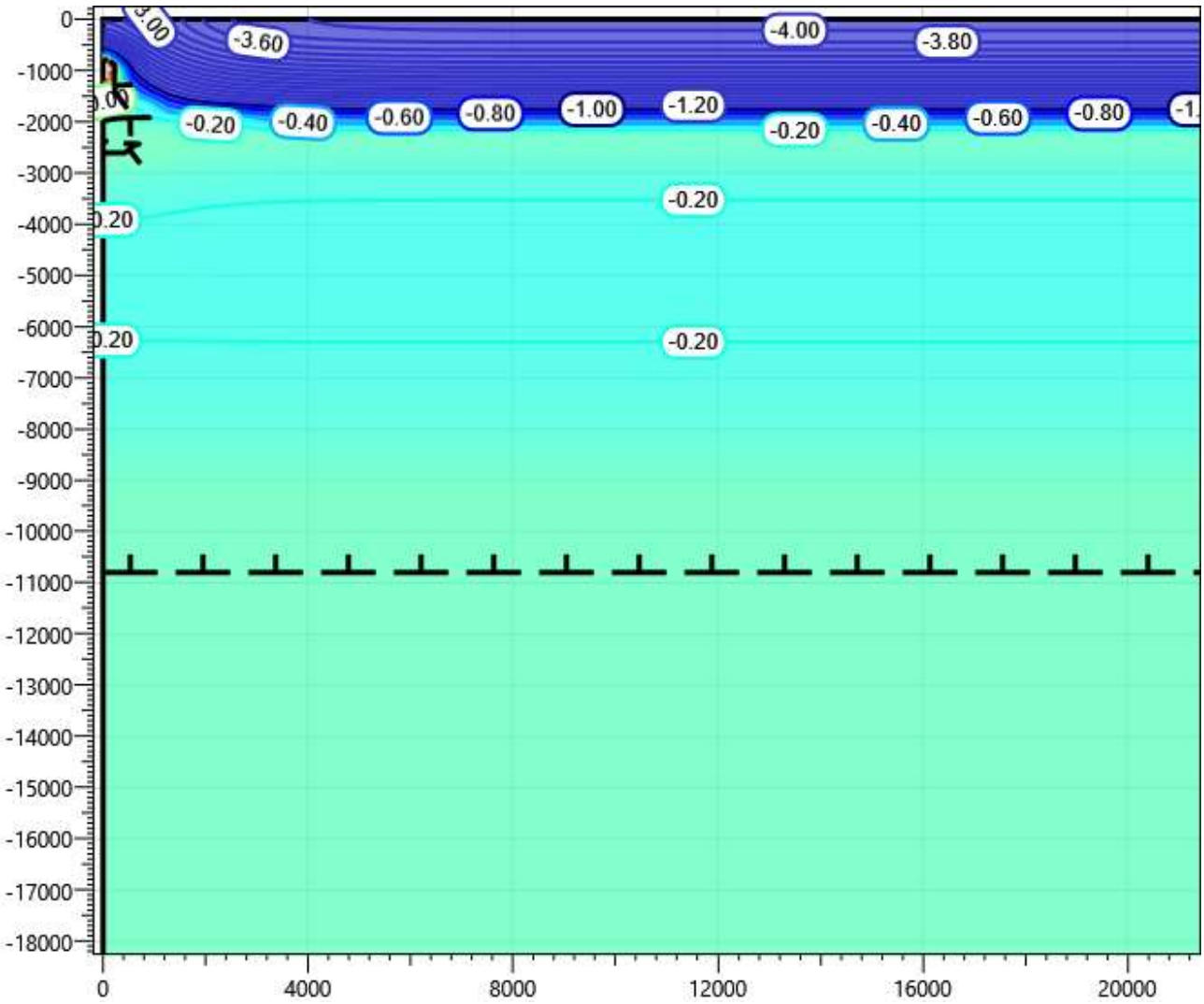


Рисунок В.179 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

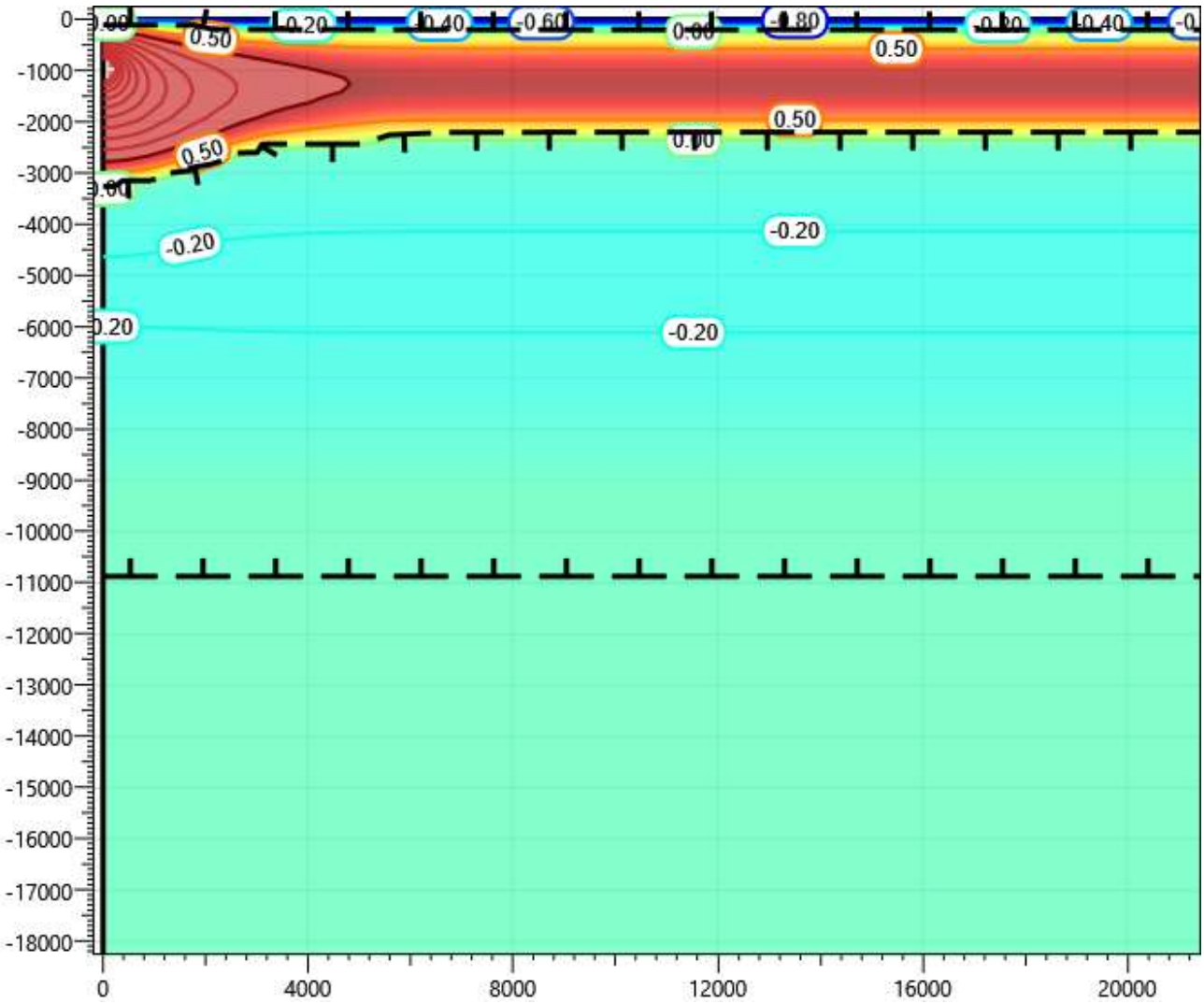


Рисунок В.180 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

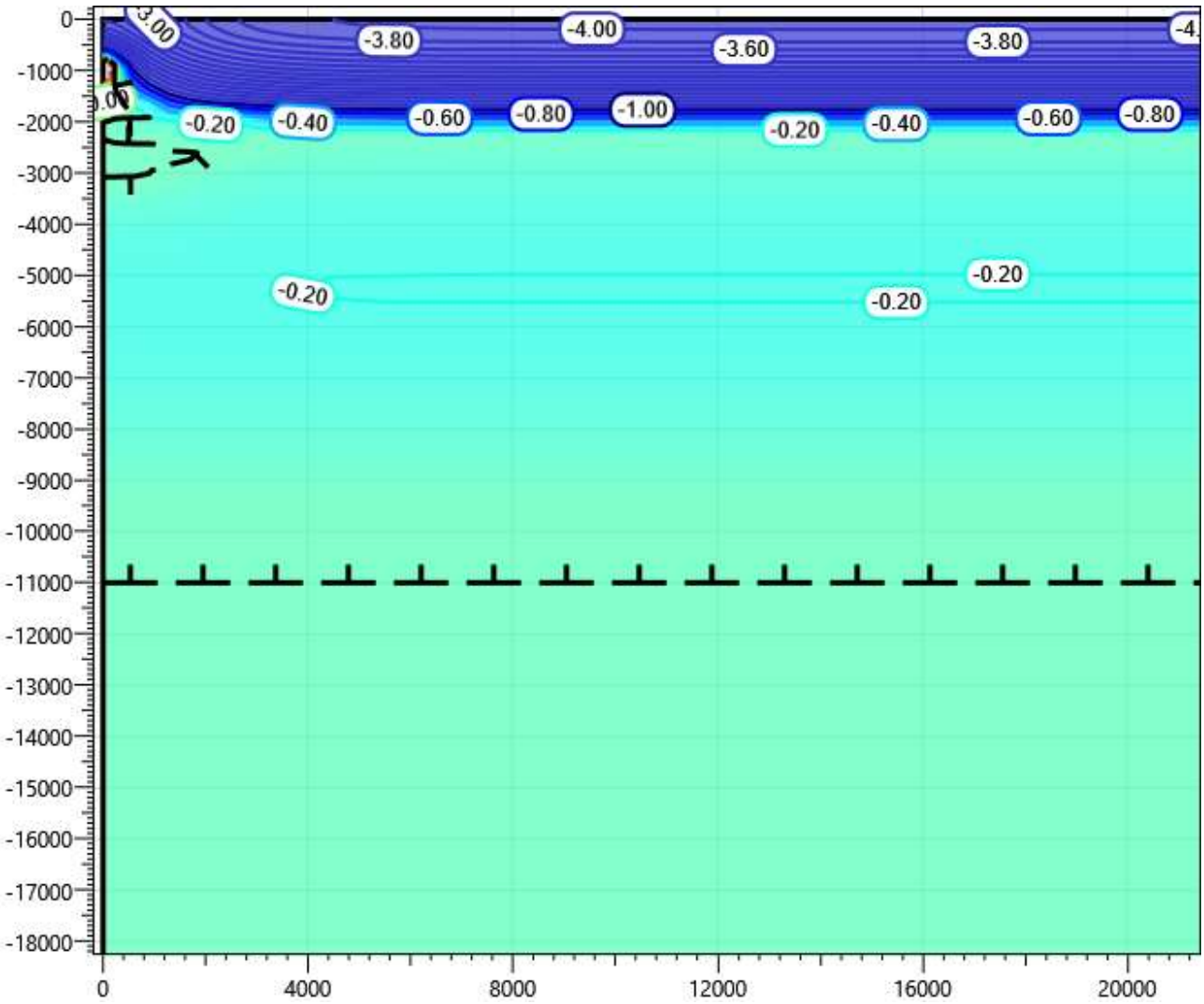


Рисунок В.181 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

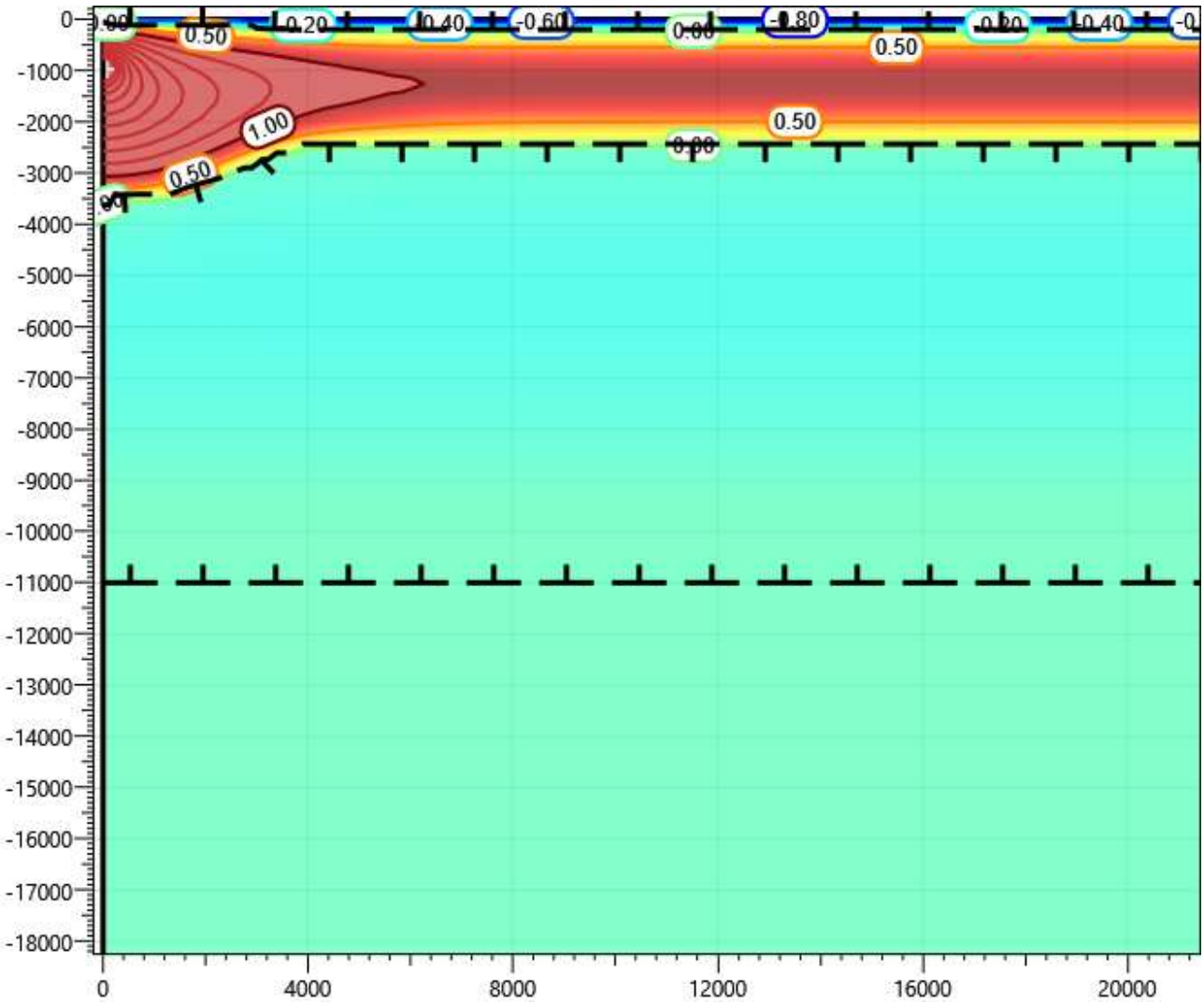


Рисунок В.182 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

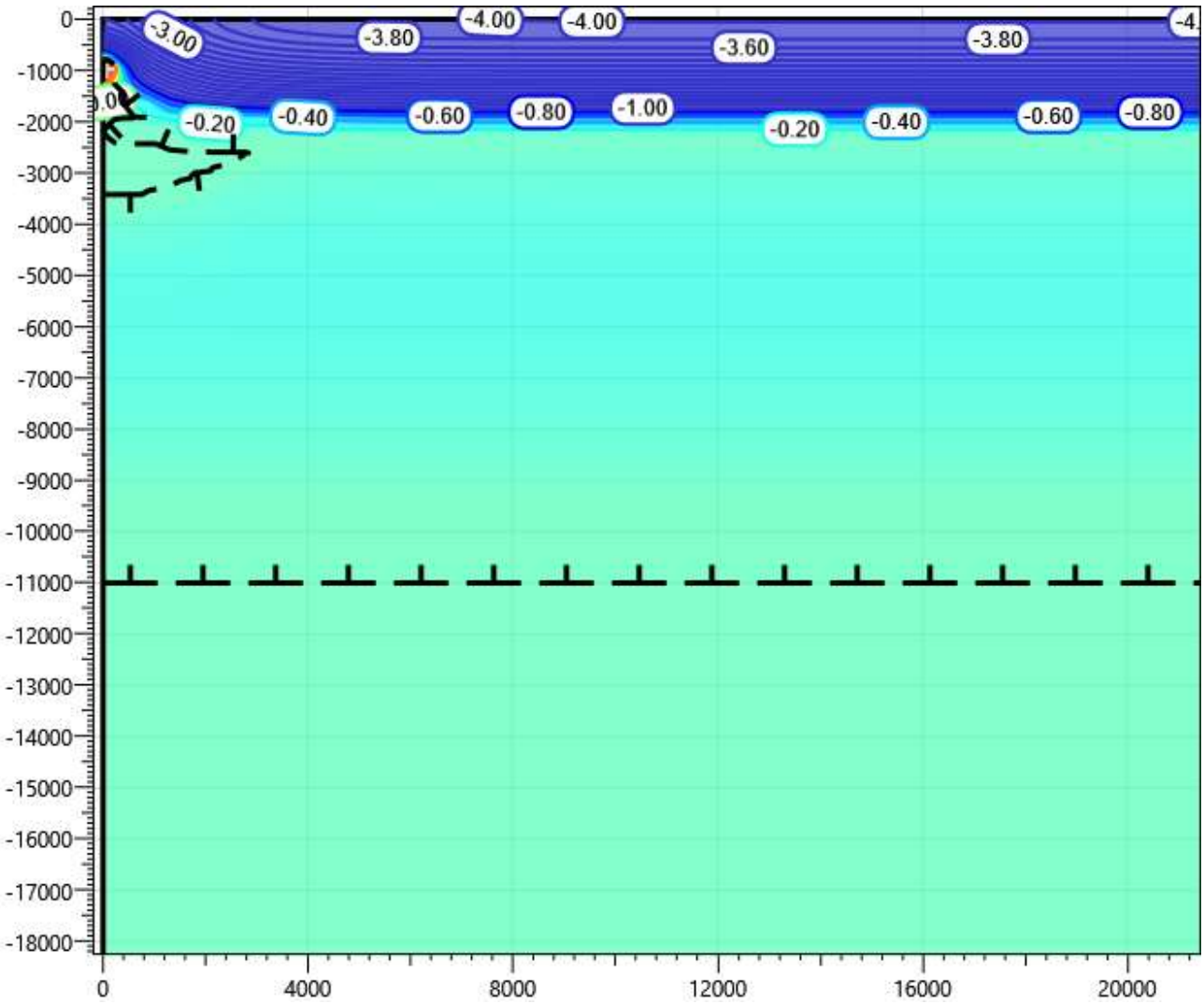


Рисунок В.183 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

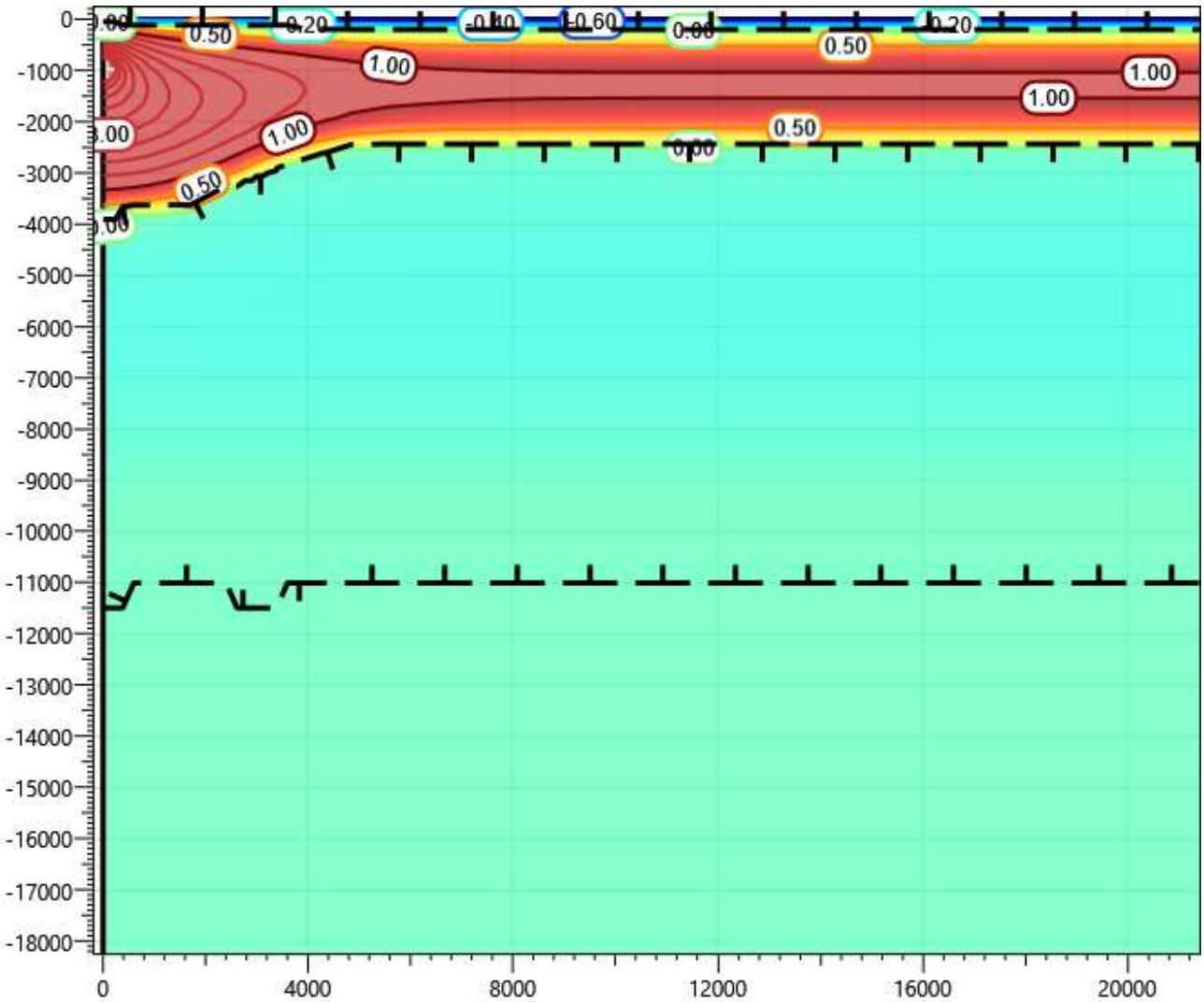


Рисунок В.184 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

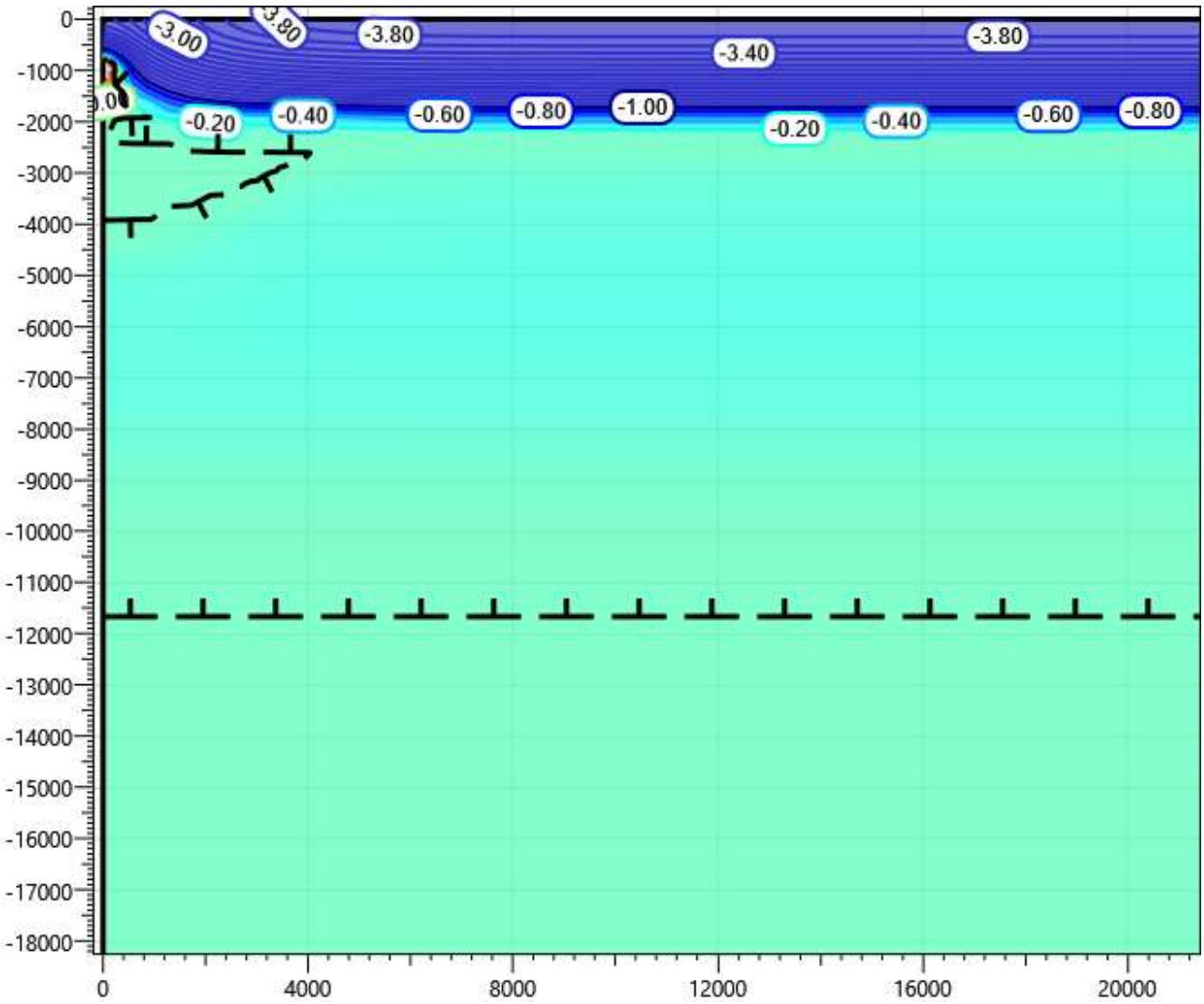


Рисунок В.185 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

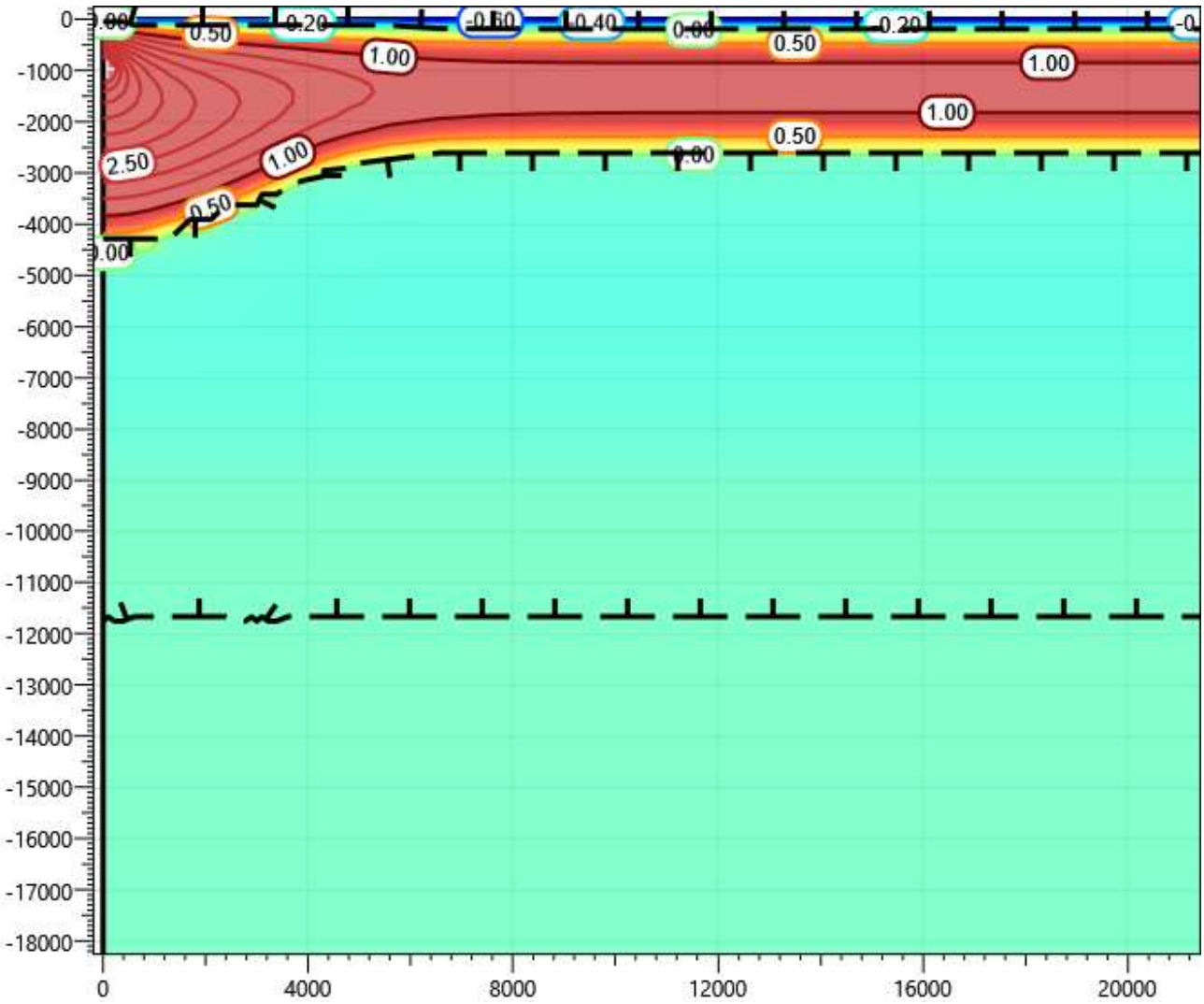


Рисунок В.186 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

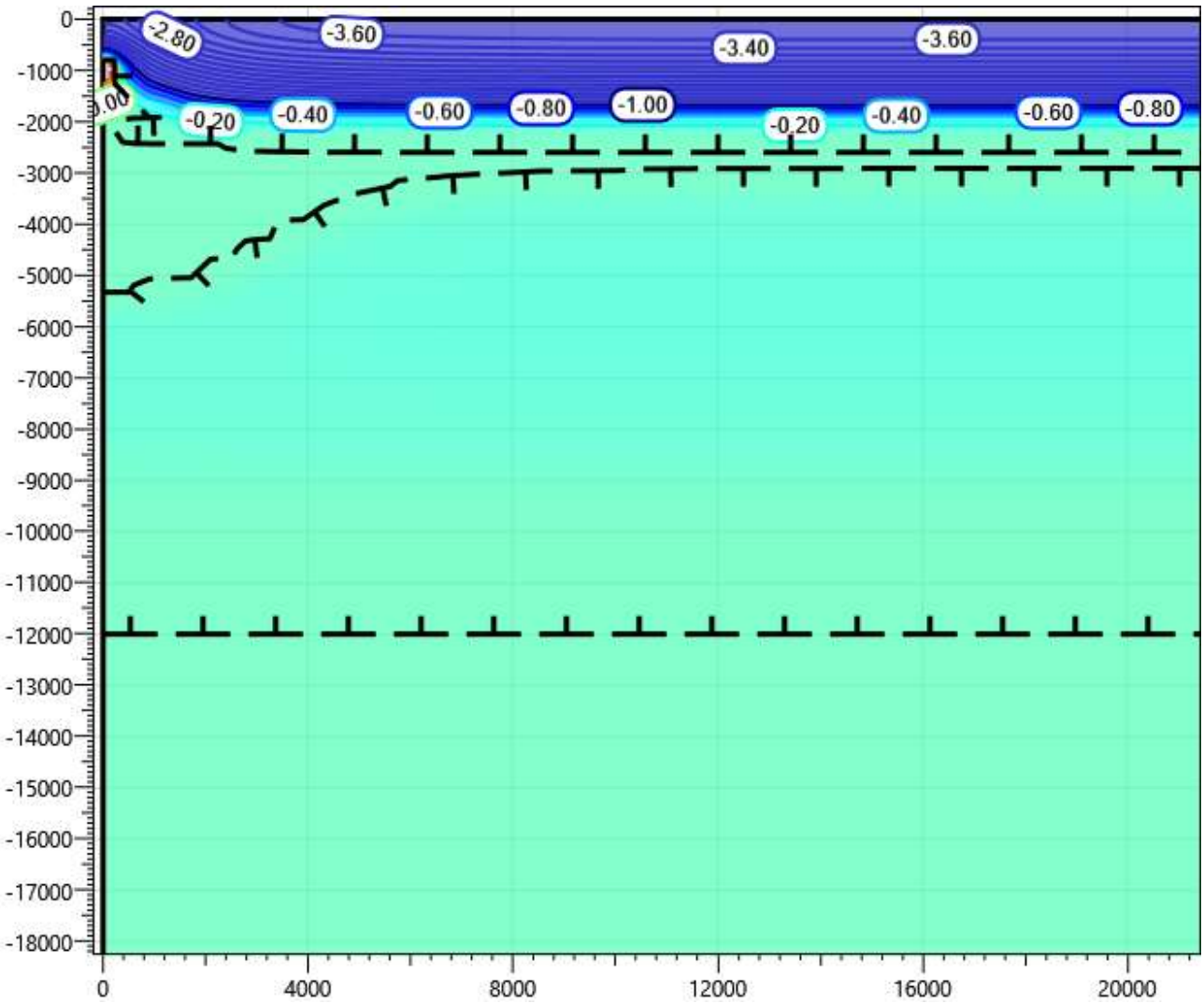


Рисунок В.187 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

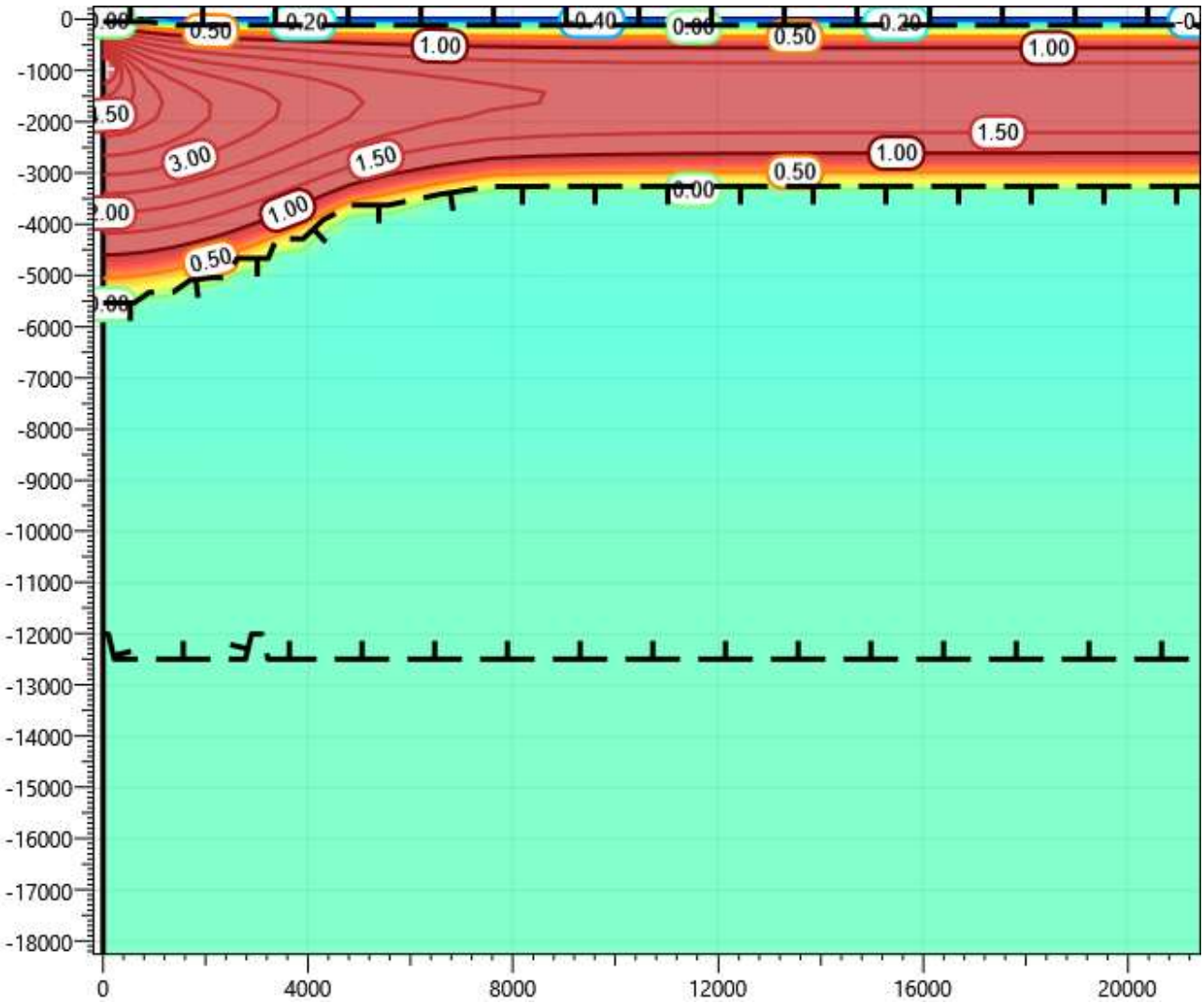


Рисунок В.188 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

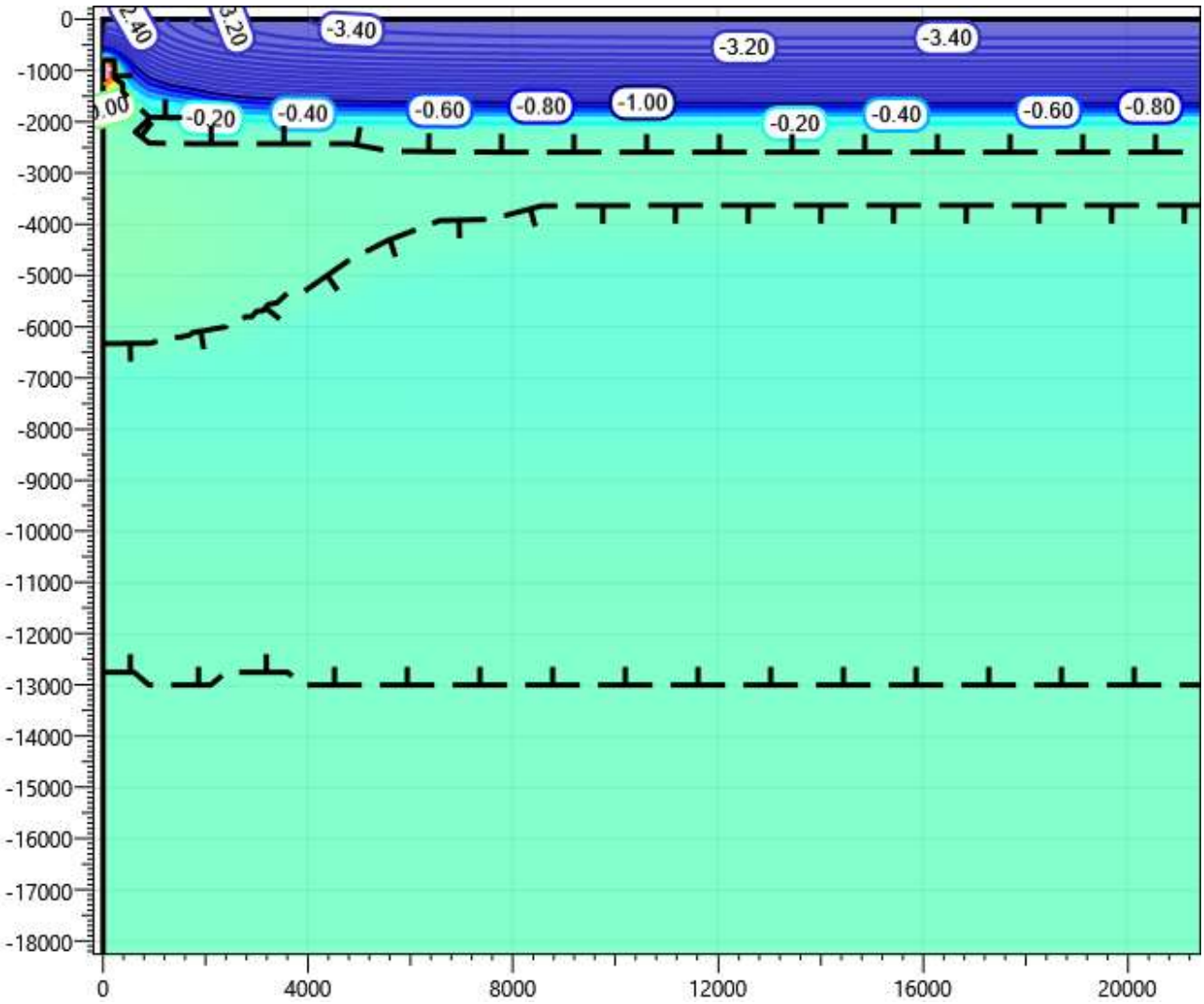


Рисунок В.189 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

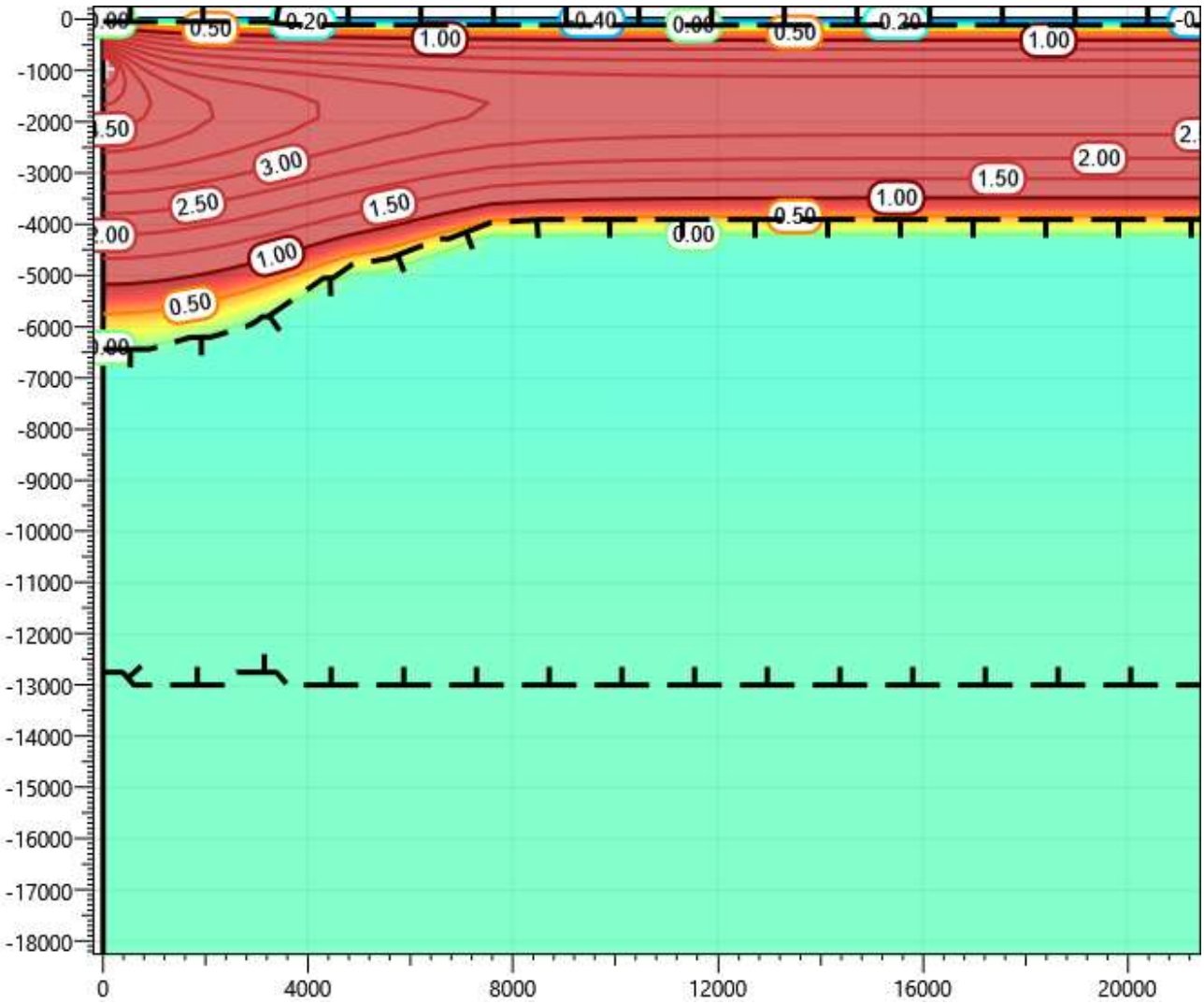


Рисунок В.190 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

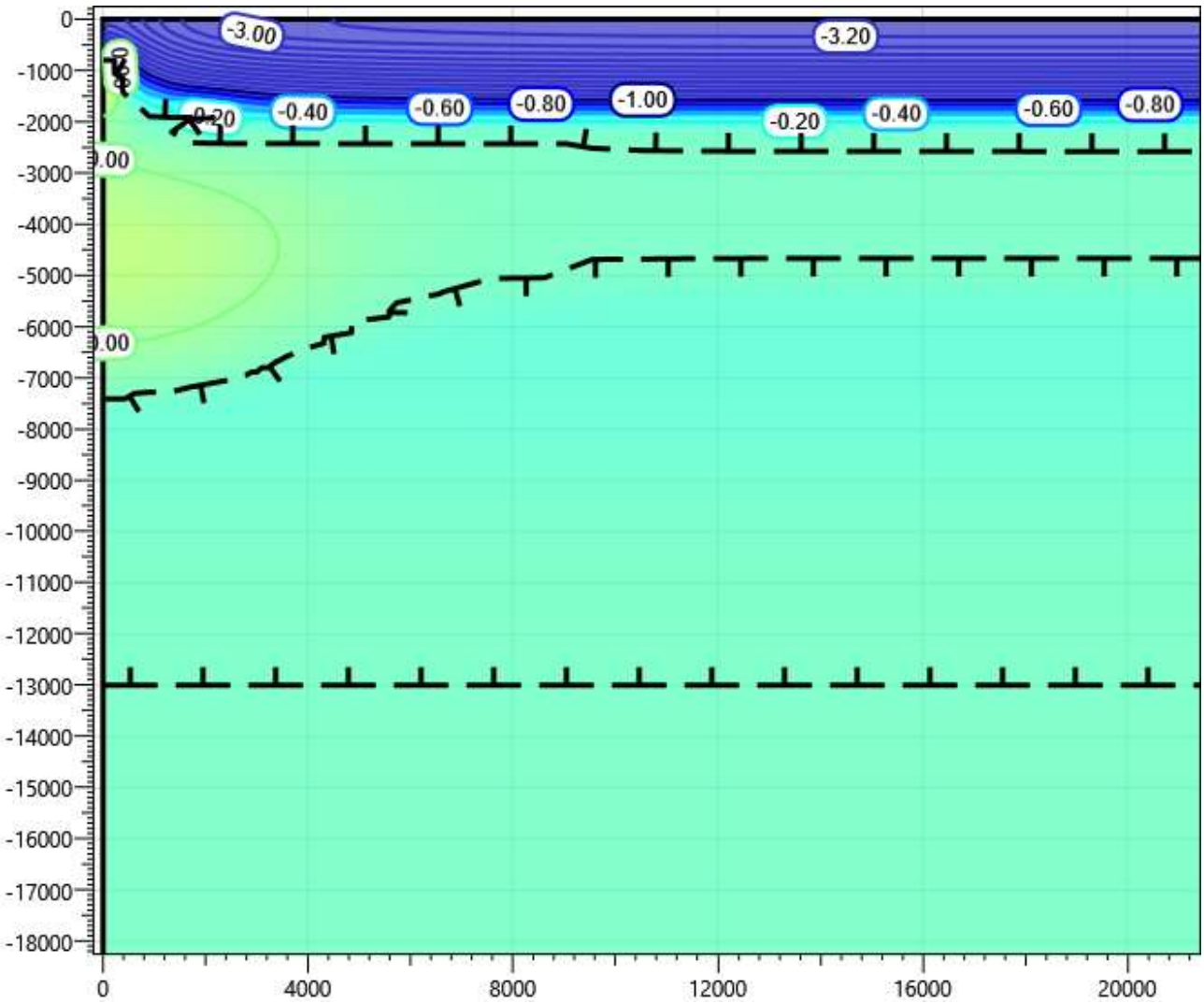


Рисунок В.191 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

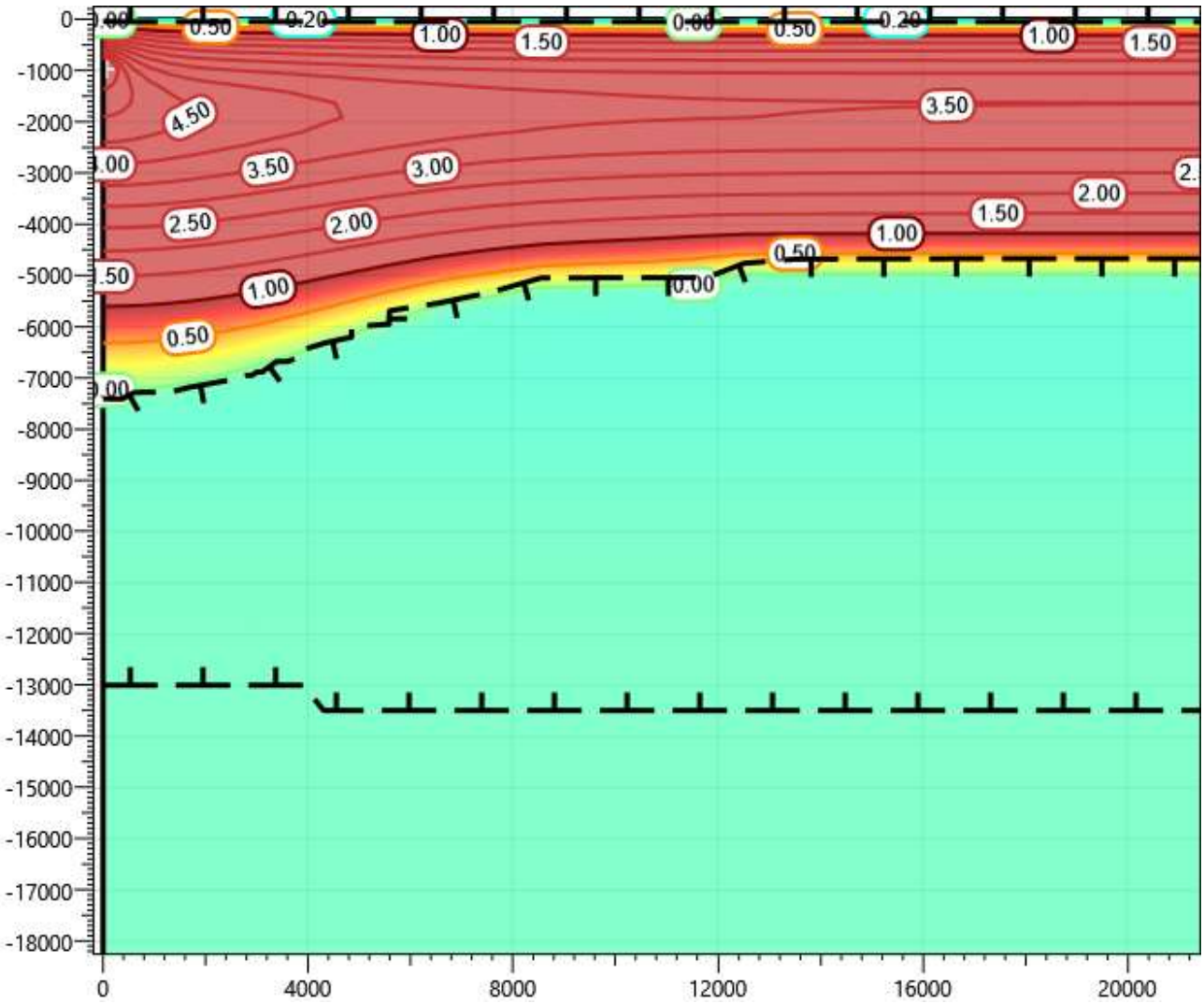


Рисунок В.192 – Температурное распределение проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК769+00 скважина ННПЗ-276. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

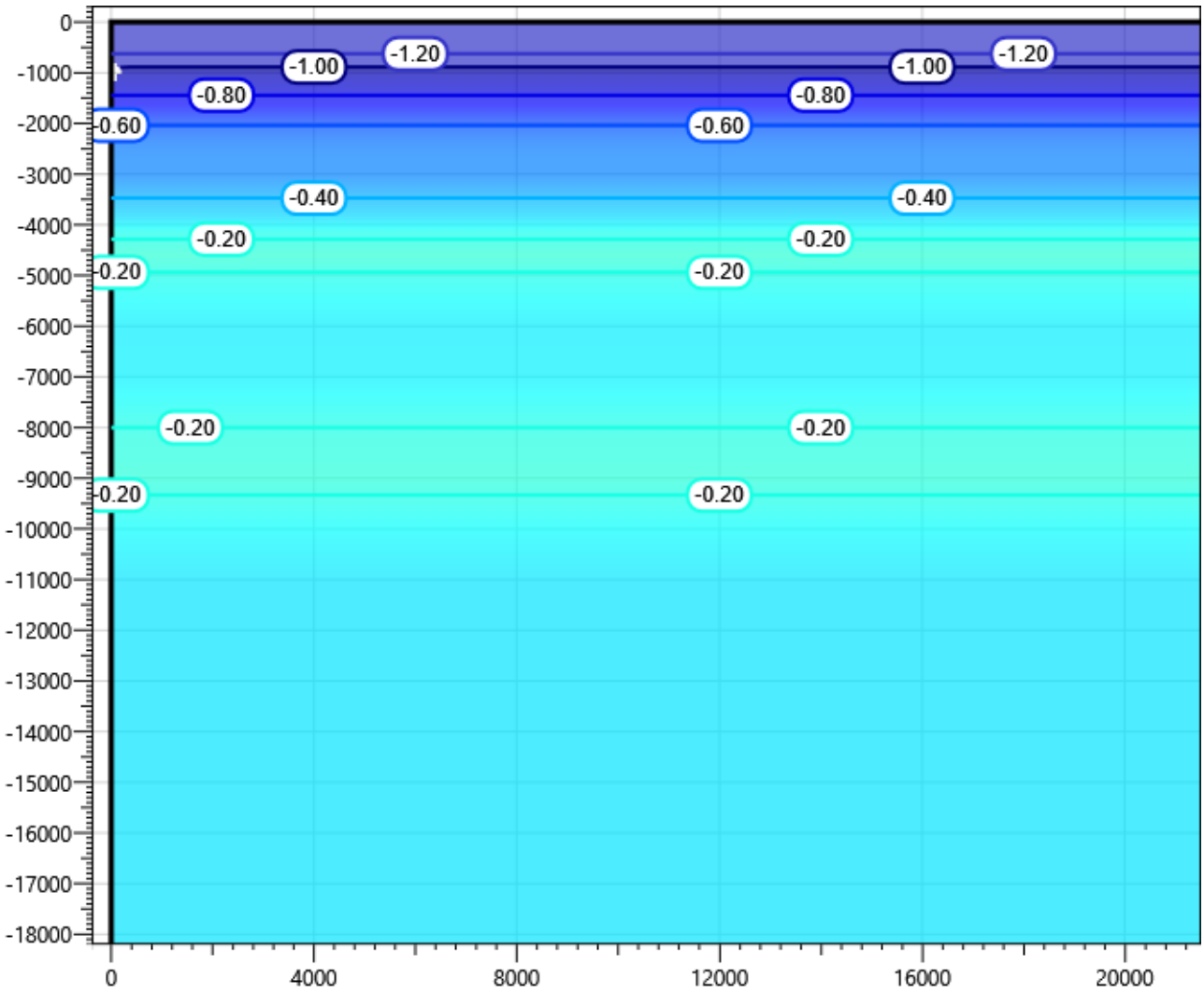


Рисунок В.193 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308.

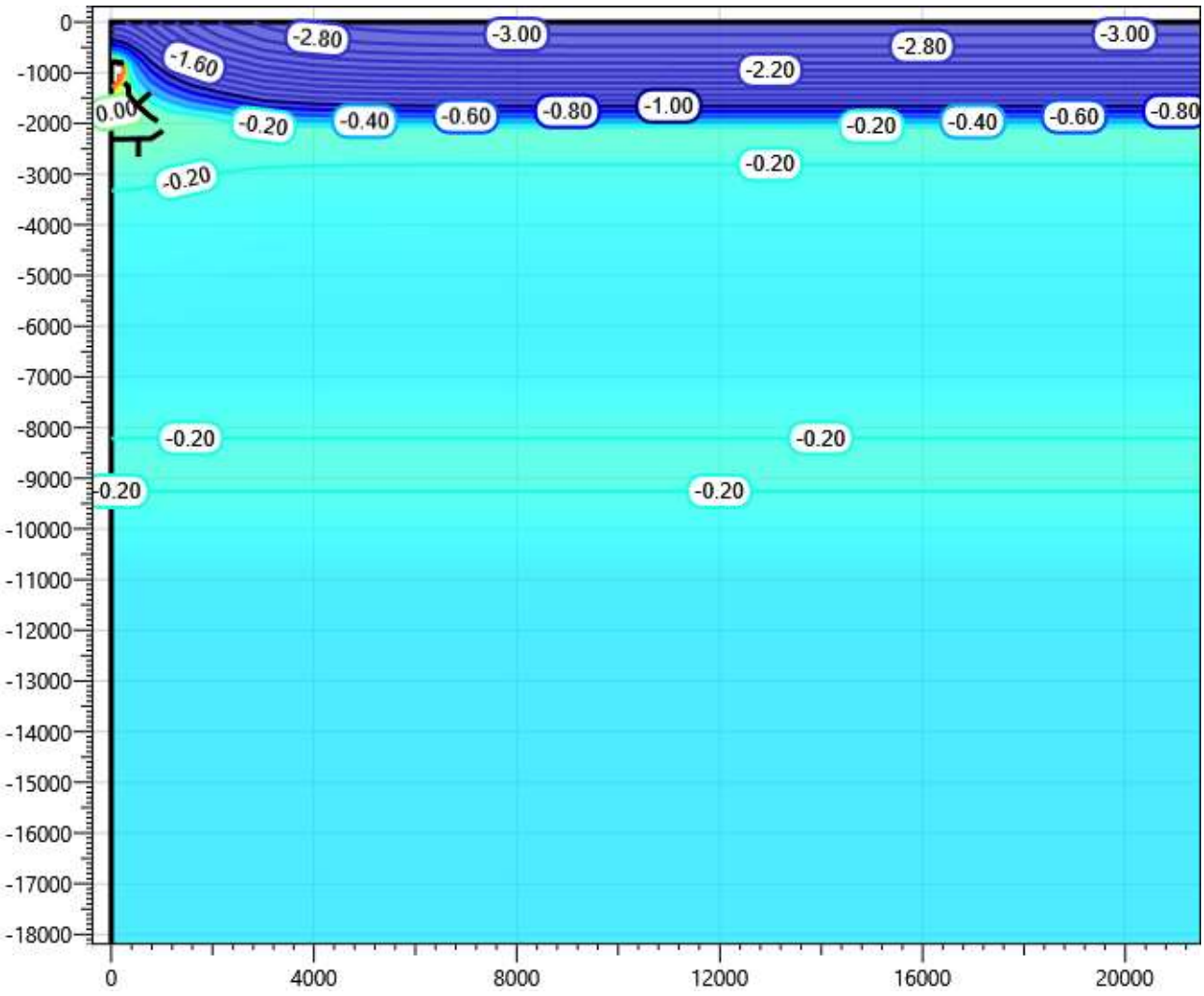


Рисунок В.194 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

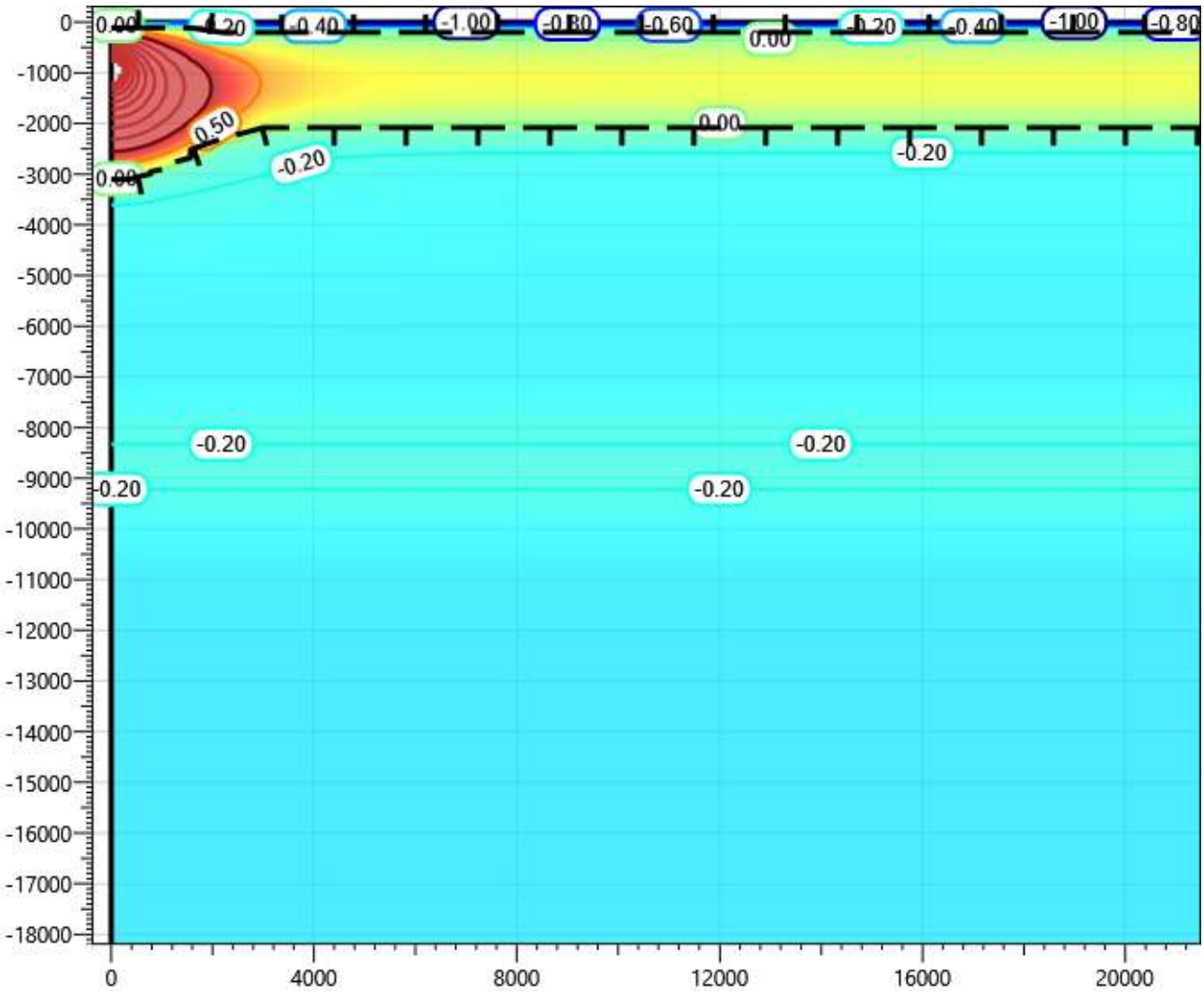


Рисунок В.195 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

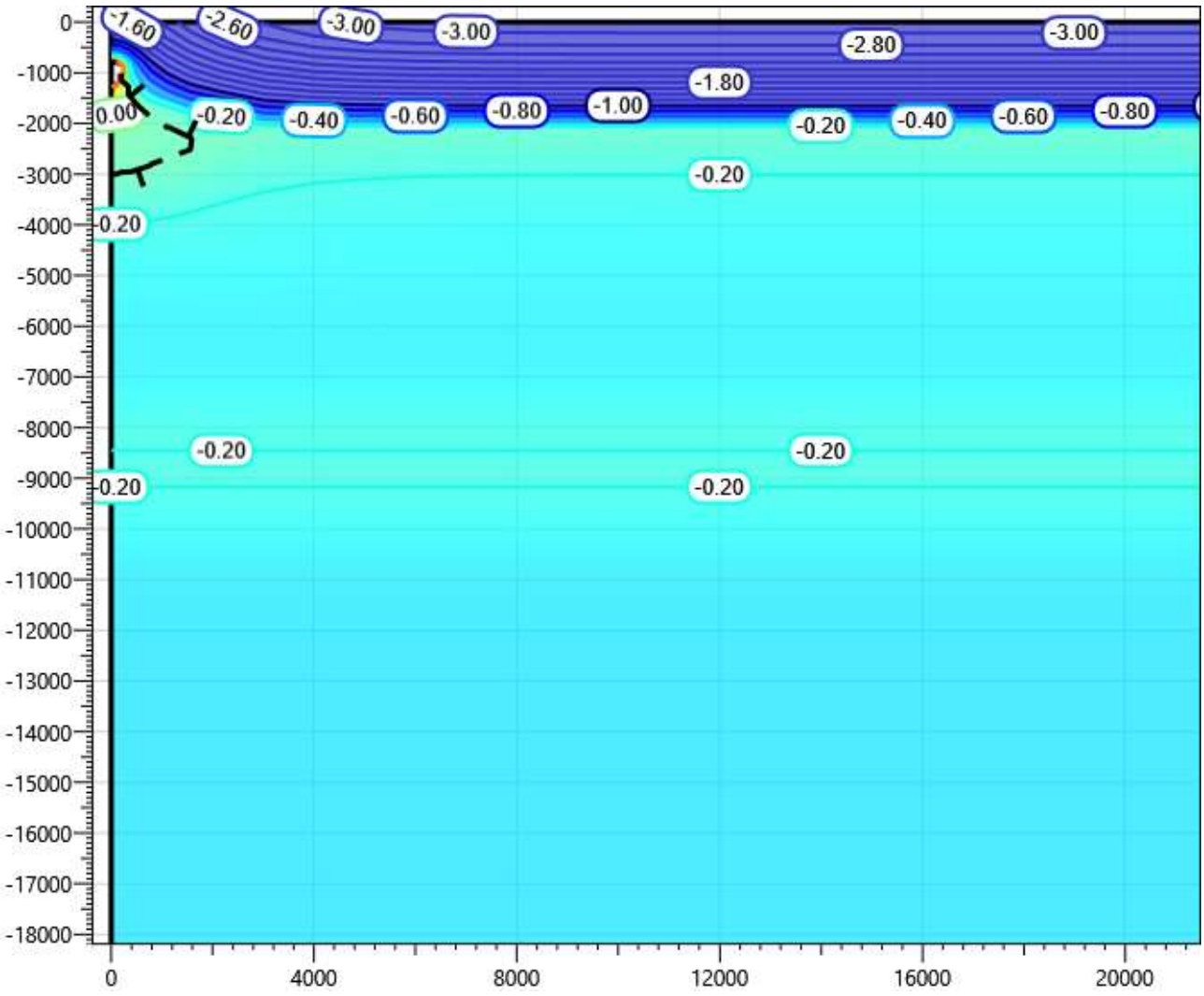


Рисунок В.196 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

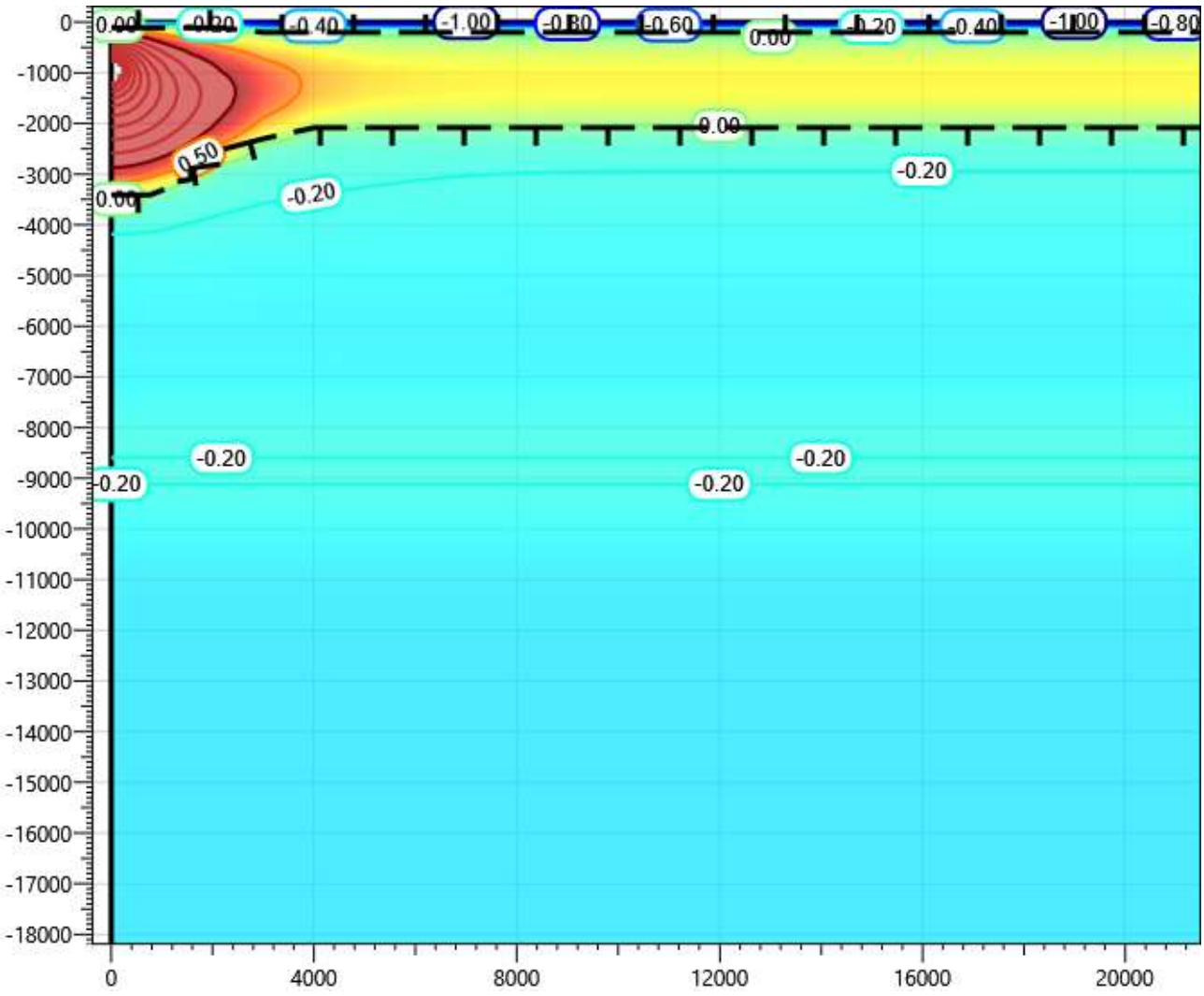


Рисунок В.197 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

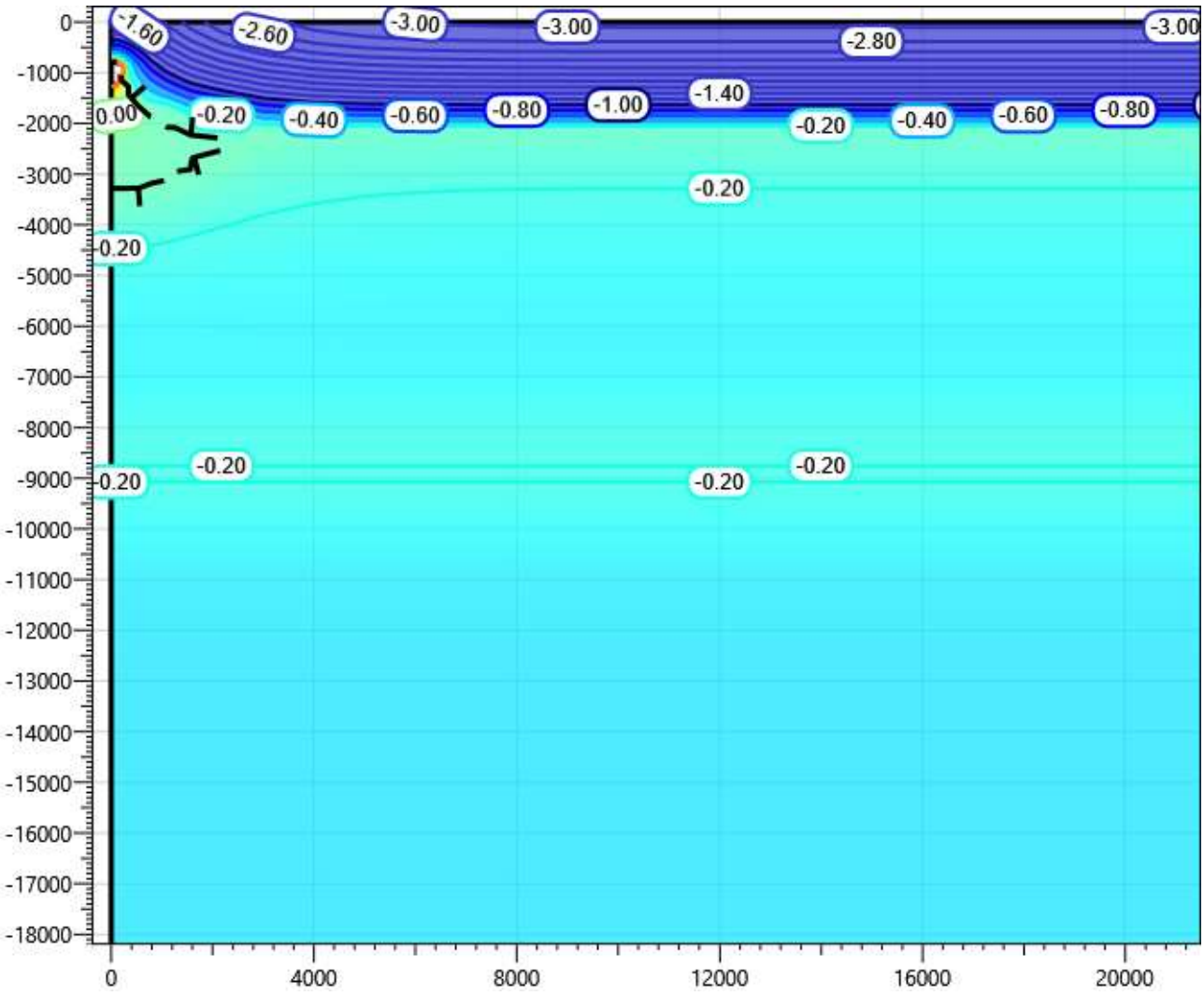
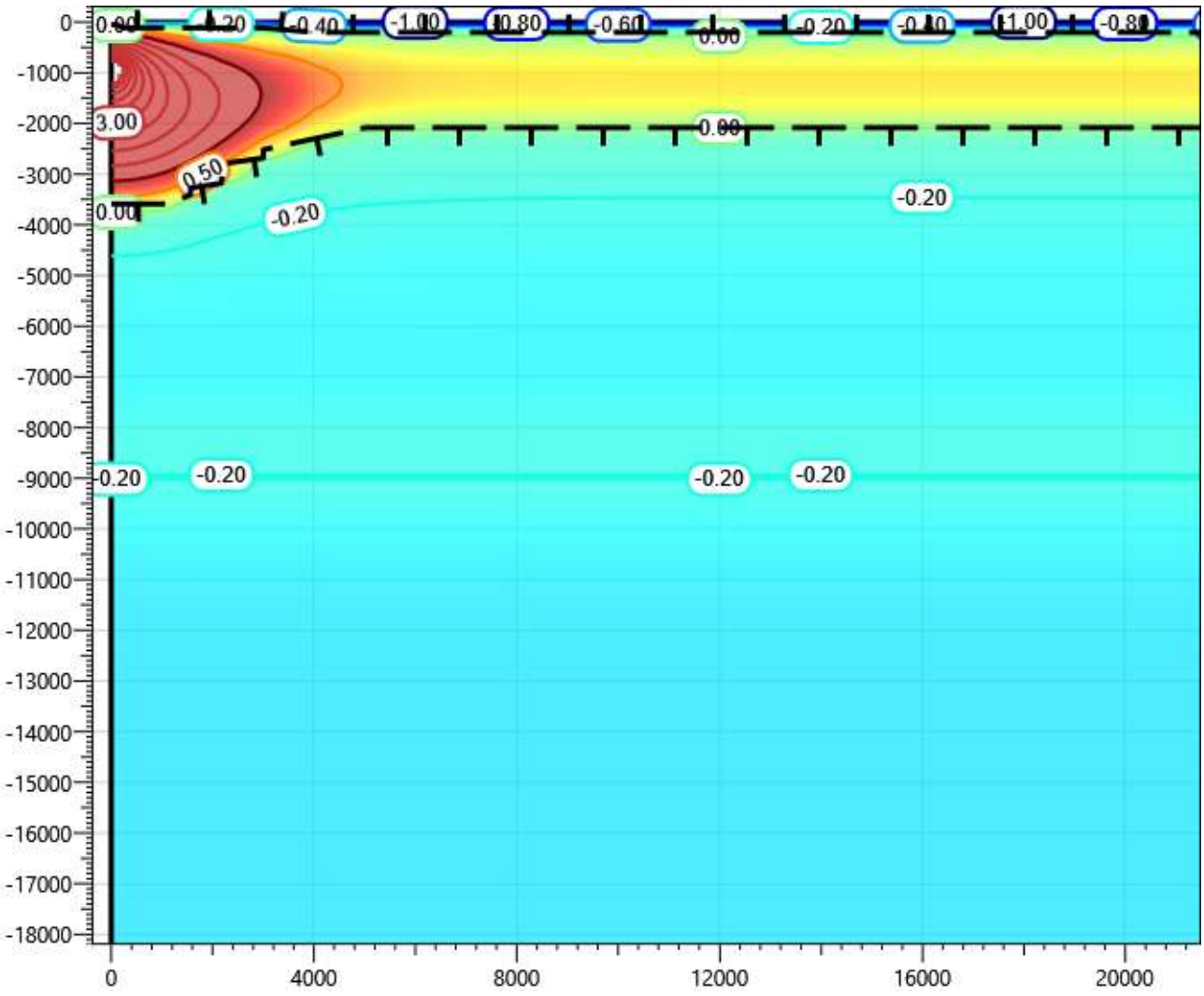


Рисунок В.198 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.


0
-1000
-2000
-3000
-4000
-5000
-6000
-7000
-8000
-9000
-10000
-11000
-12000
-13000
-14000
-15000
-16000
-17000
-18000
0
4000
8000
12000
16000
20000
3.00
0.50
0.00
-0.20
-0.20
-0.20

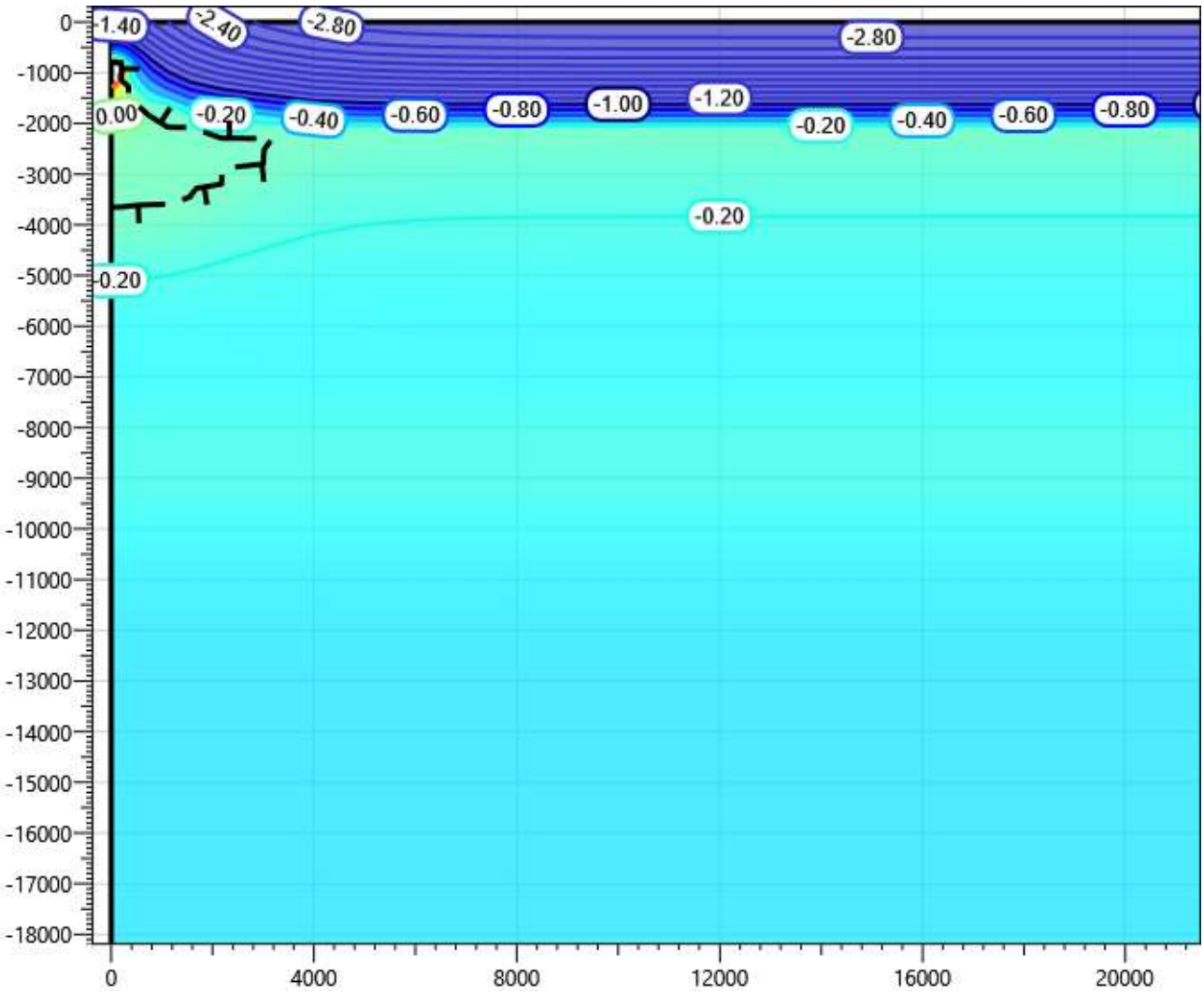


Рисунок В.200 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

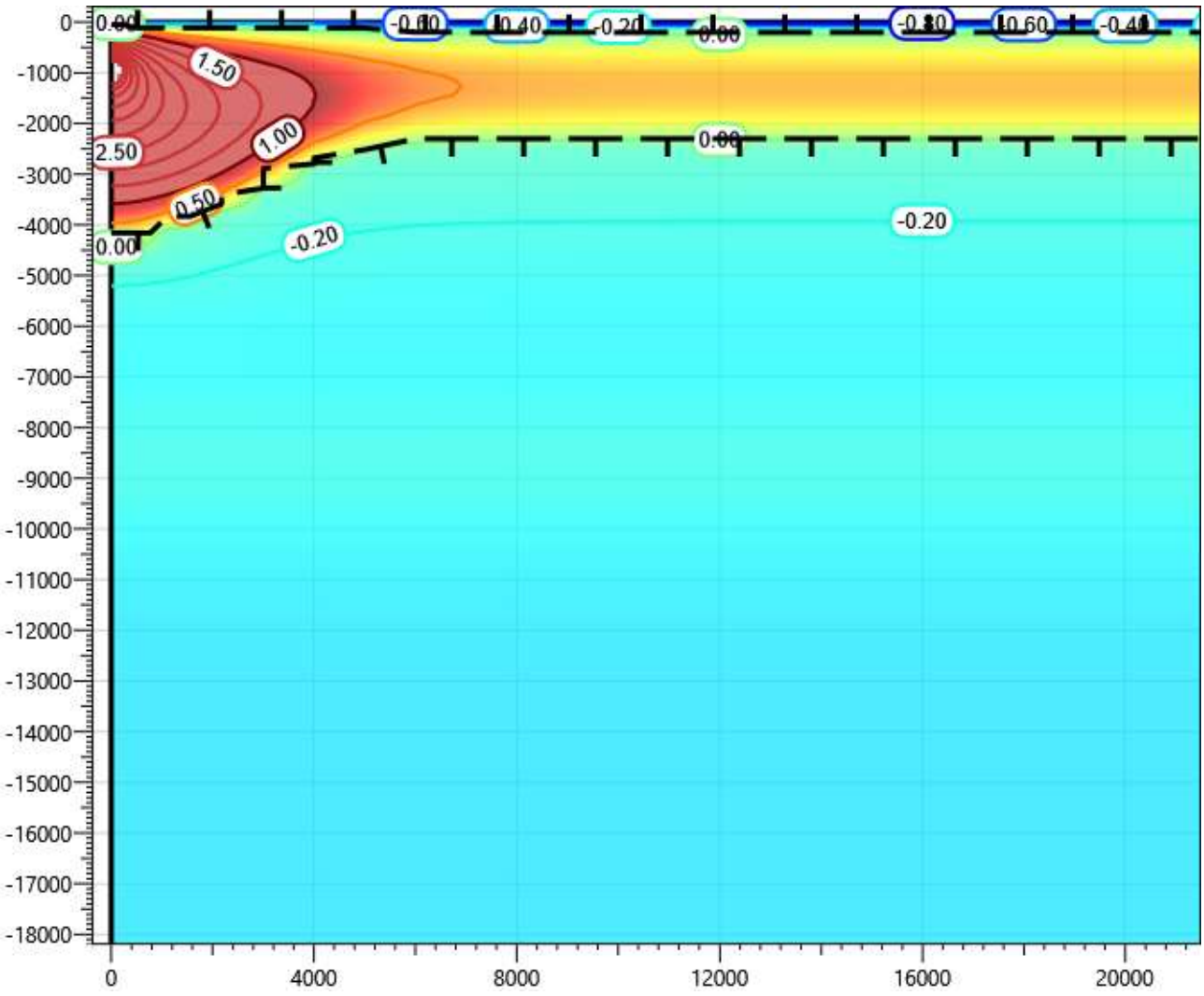


Рисунок В.201 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

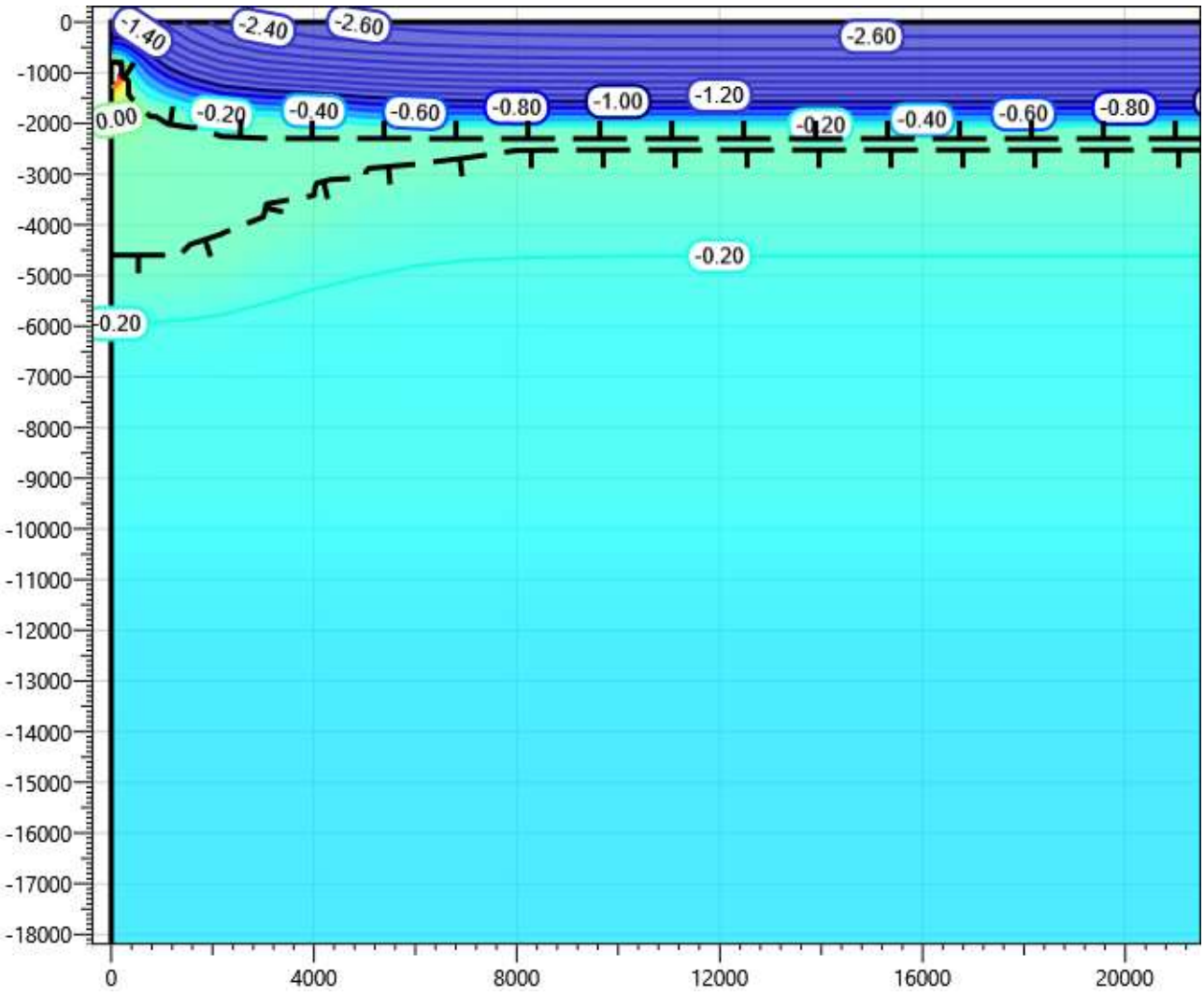


Рисунок В.202 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

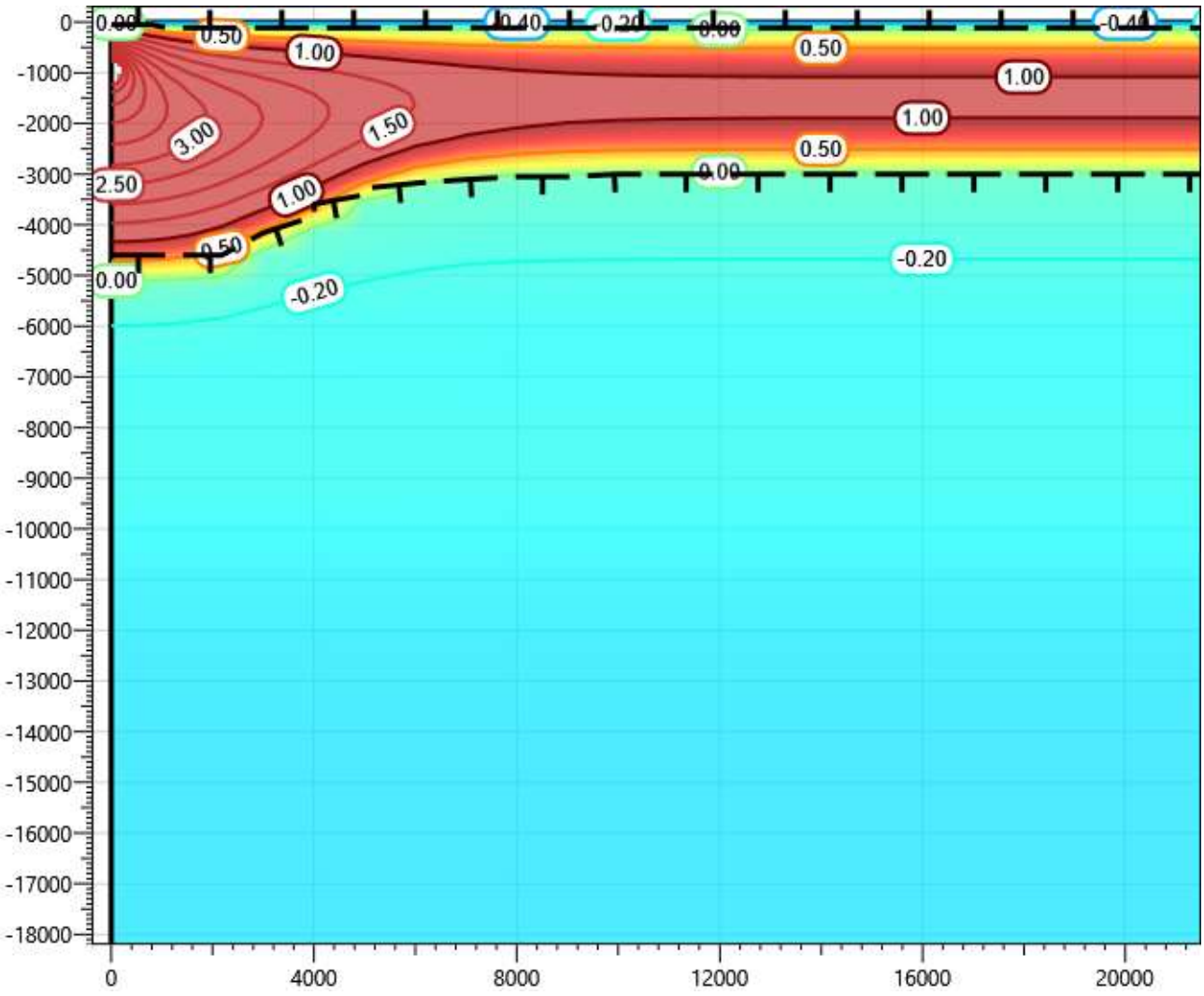


Рисунок В.203 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

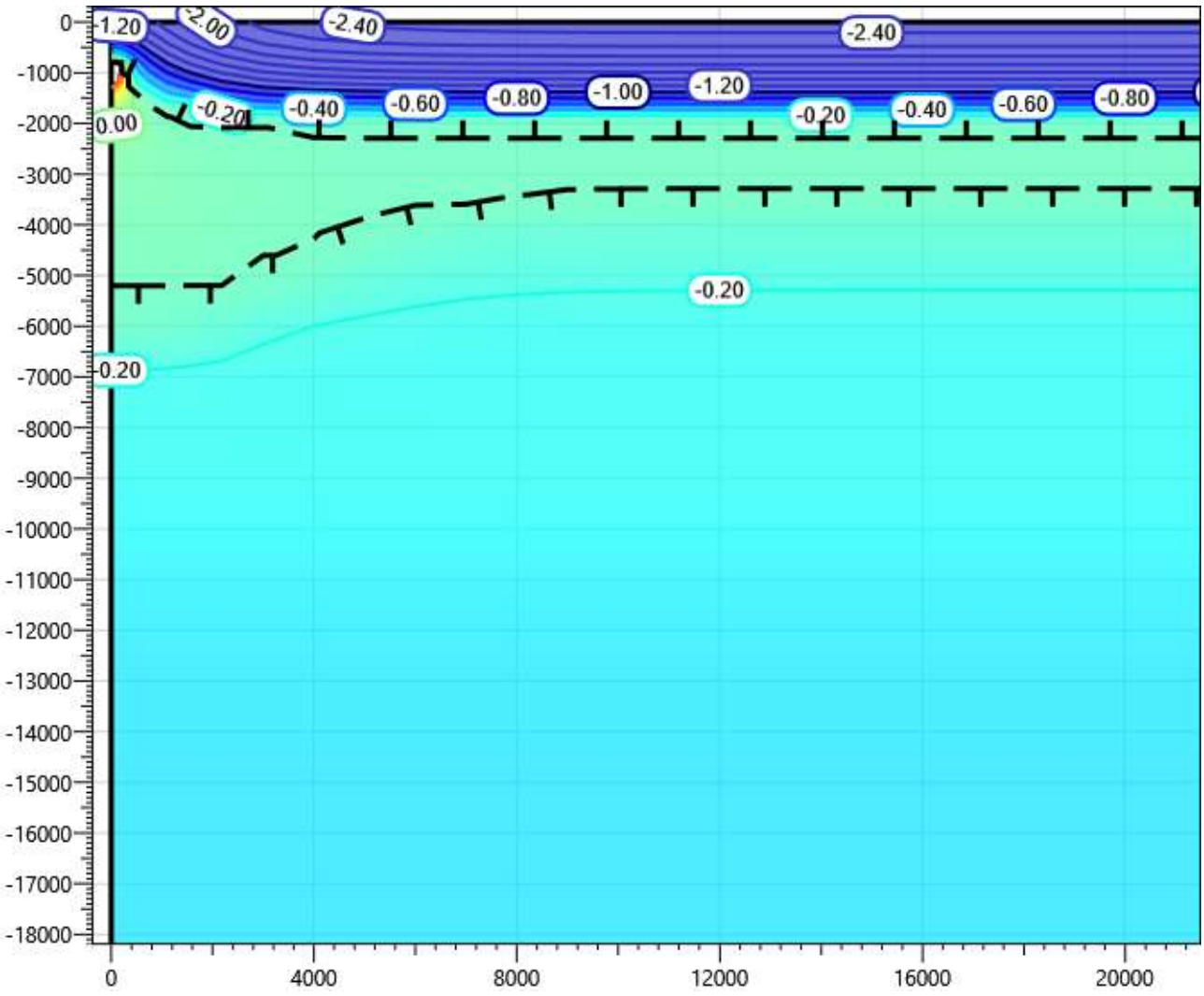


Рисунок В.204 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

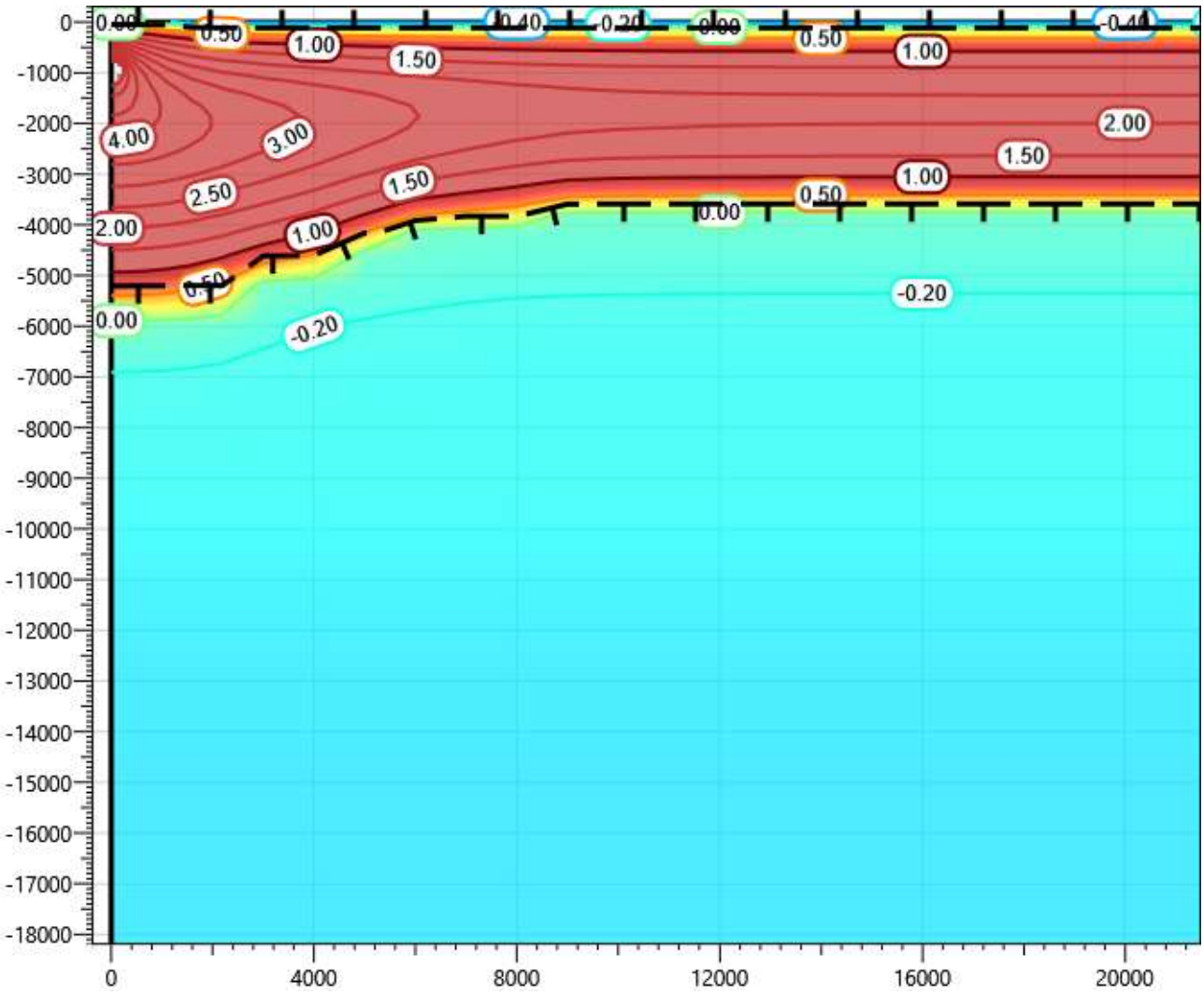


Рисунок В.205 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

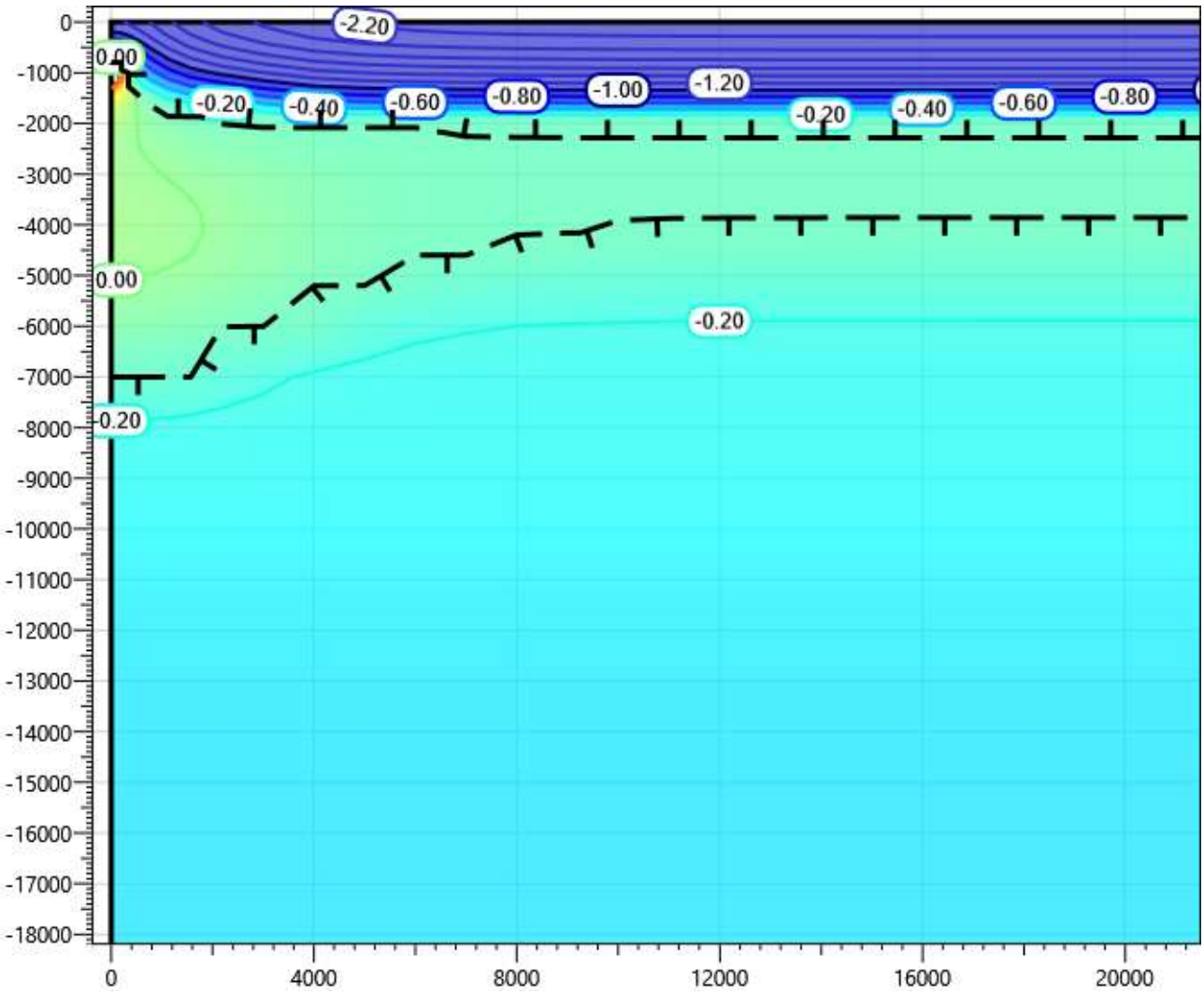


Рисунок В.206 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

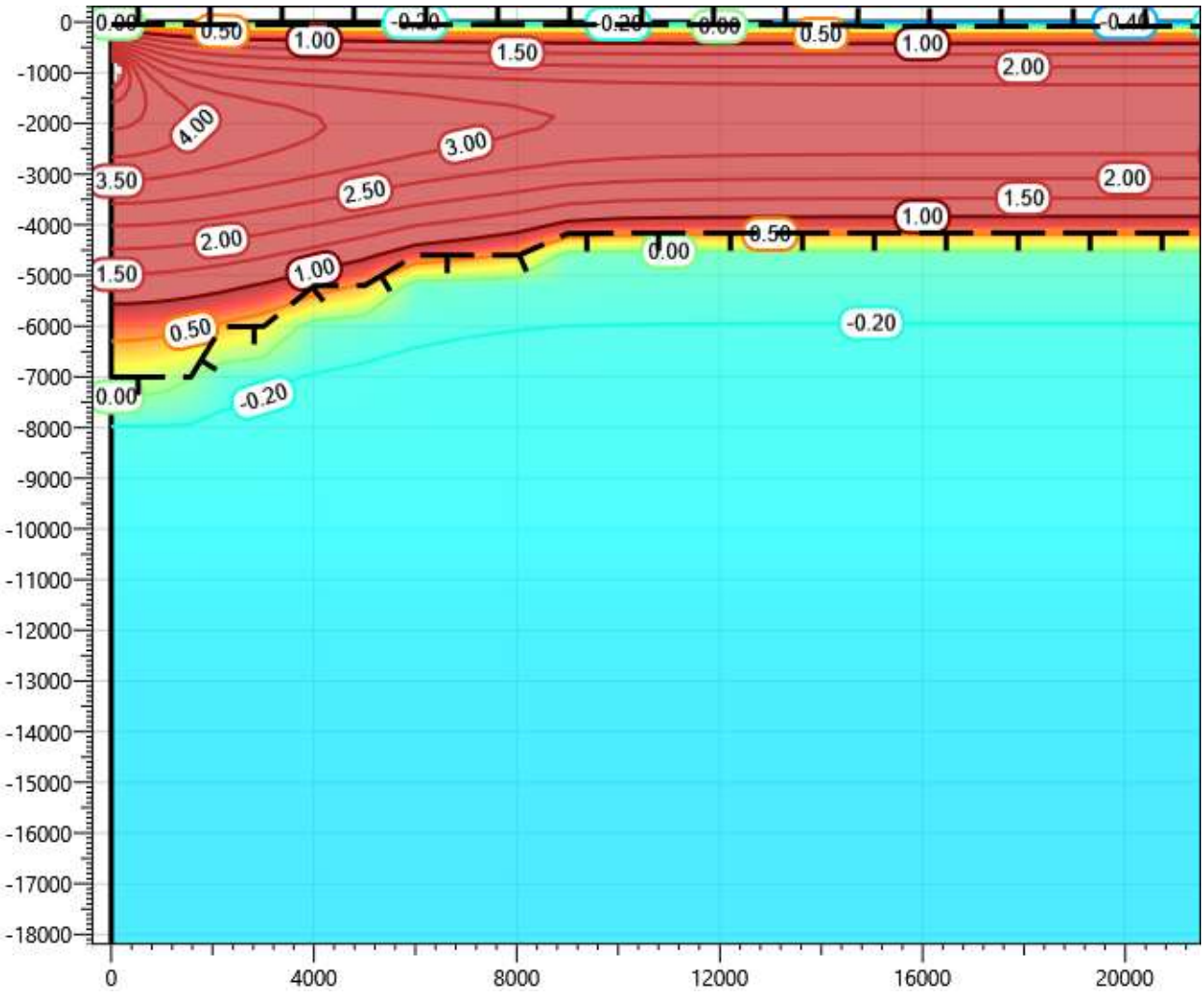


Рисунок В.207 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК827+60 скважина ННПЗ-308. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

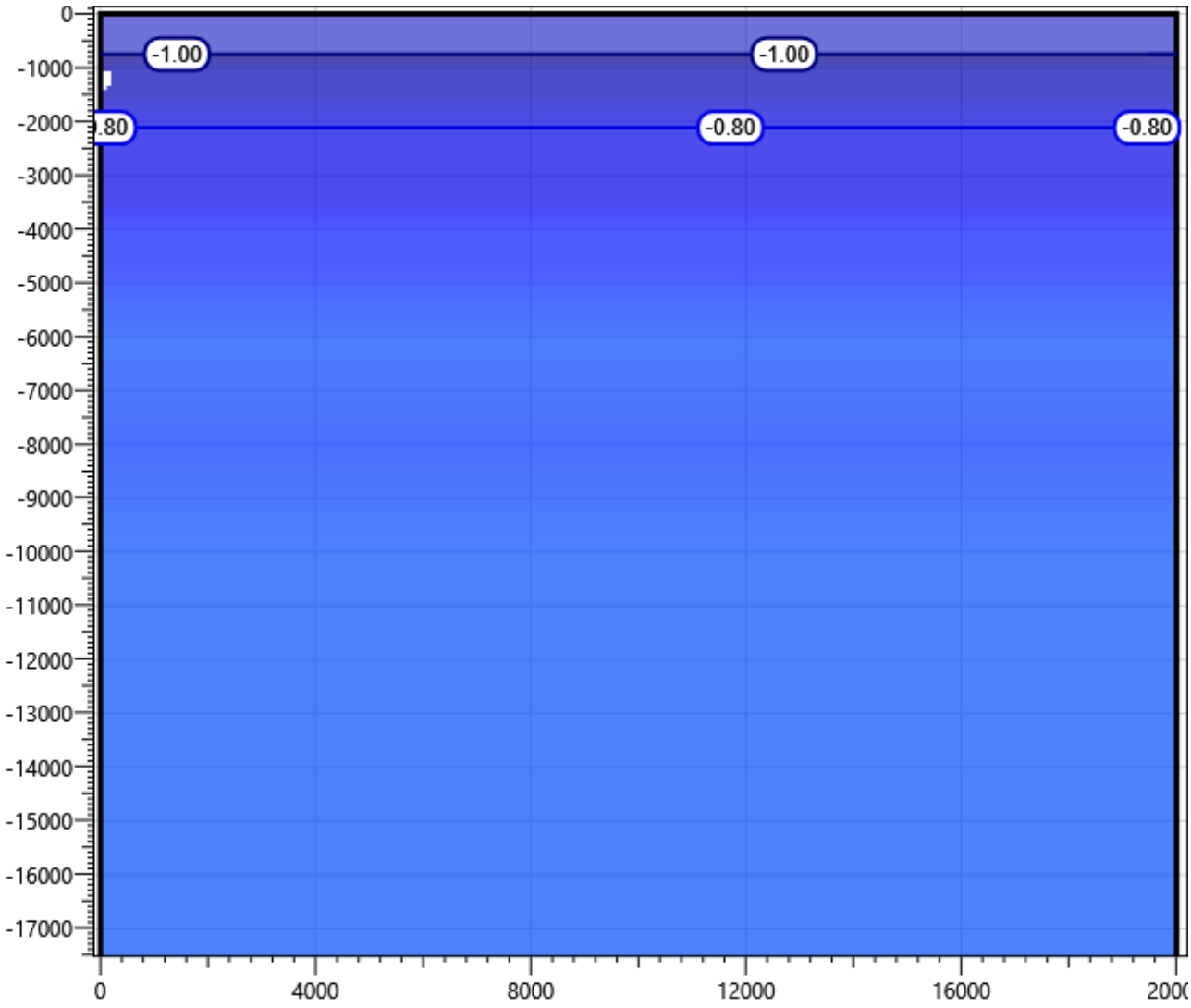


Рисунок В.208 – Начальное температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327.

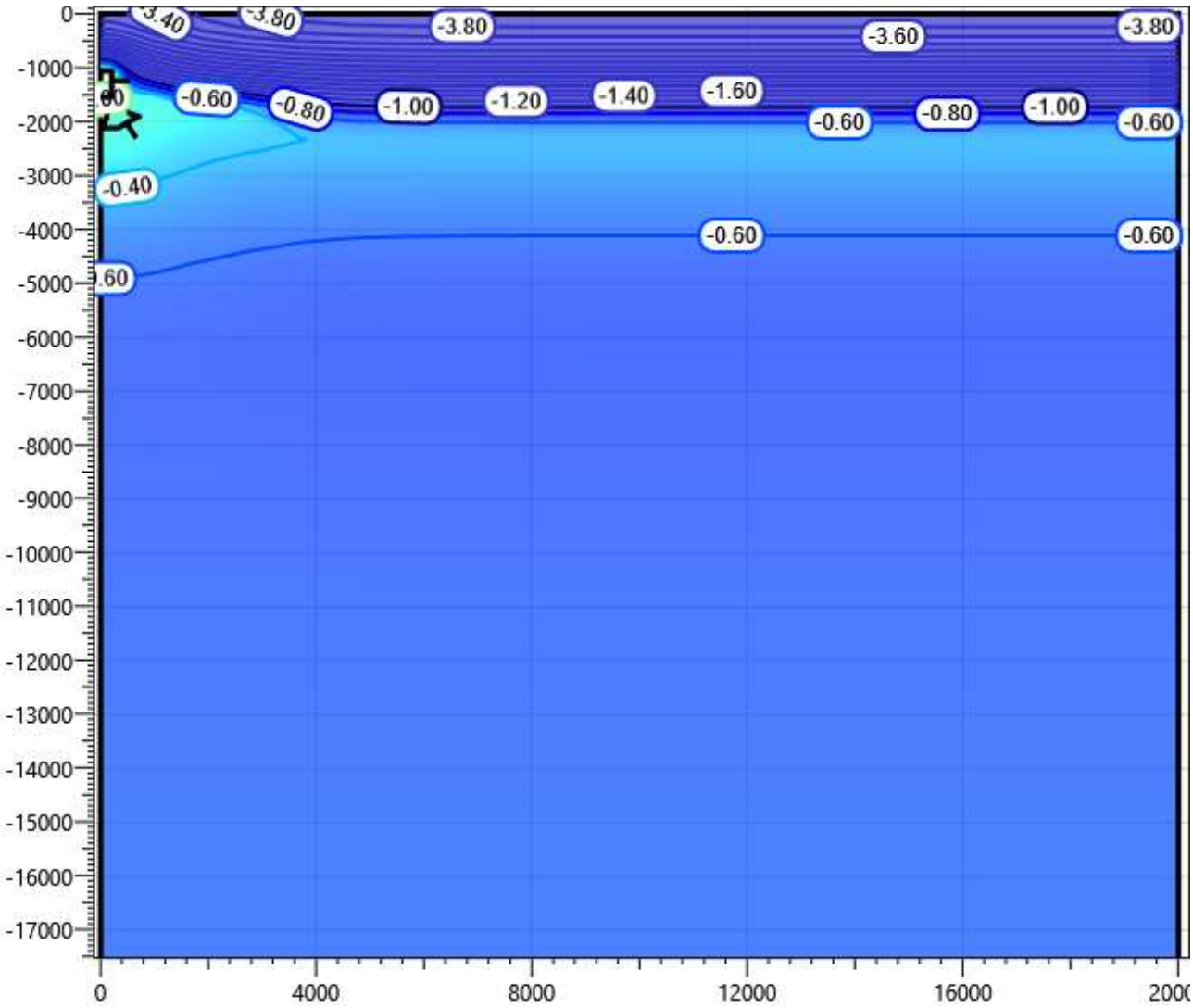


Рисунок В.209 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

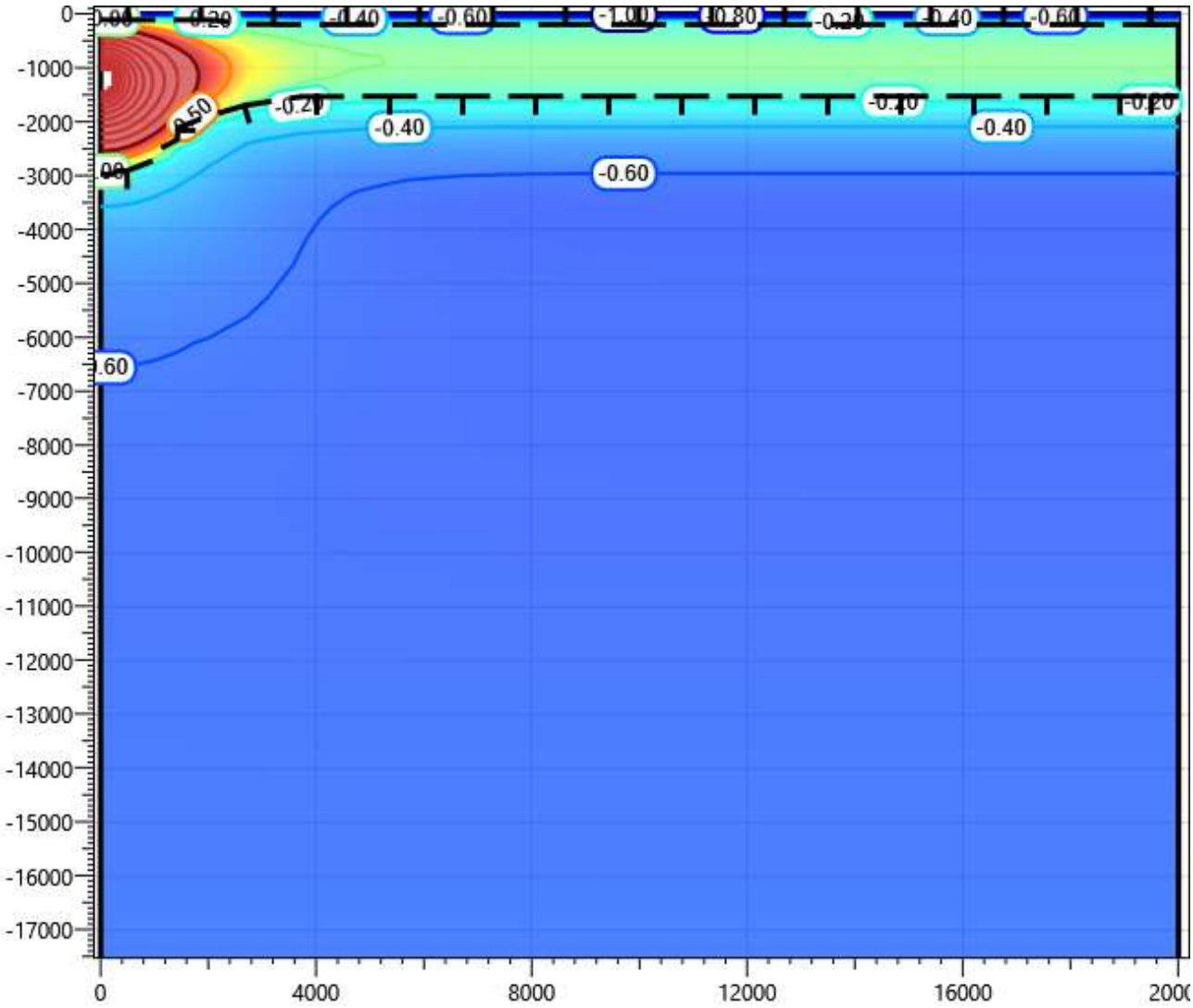


Рисунок В.210 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

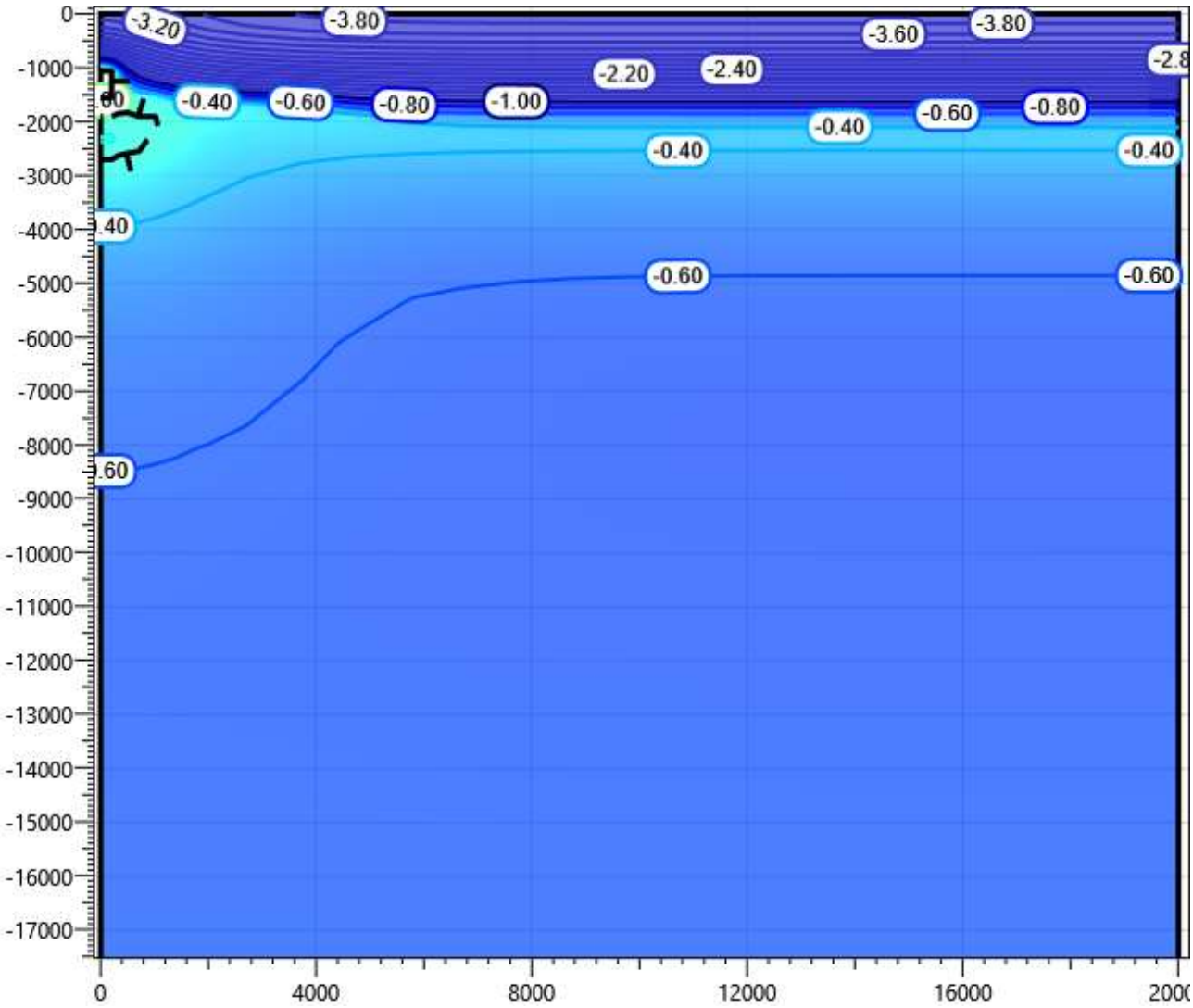


Рисунок В.211 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

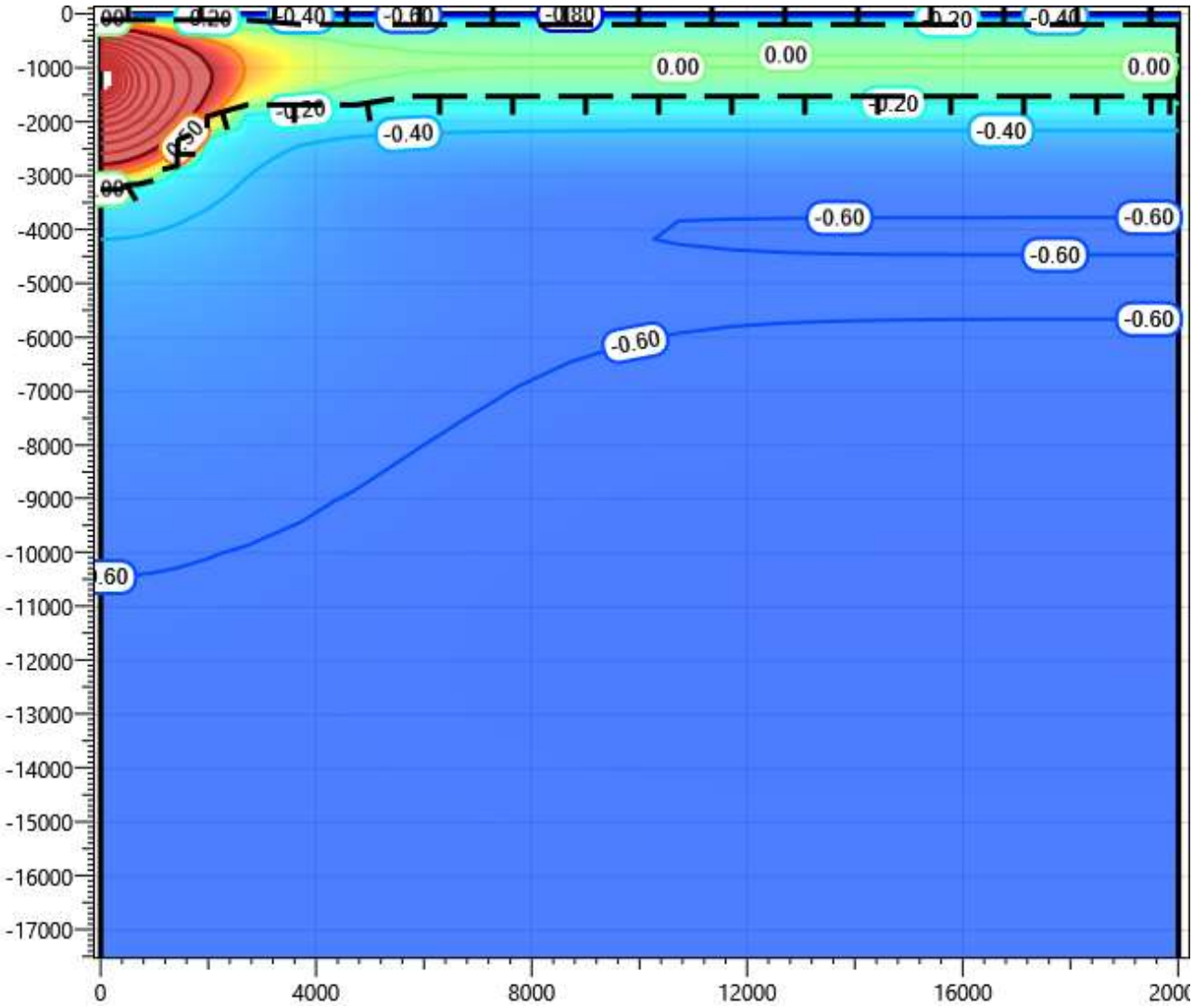


Рисунок В.212 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

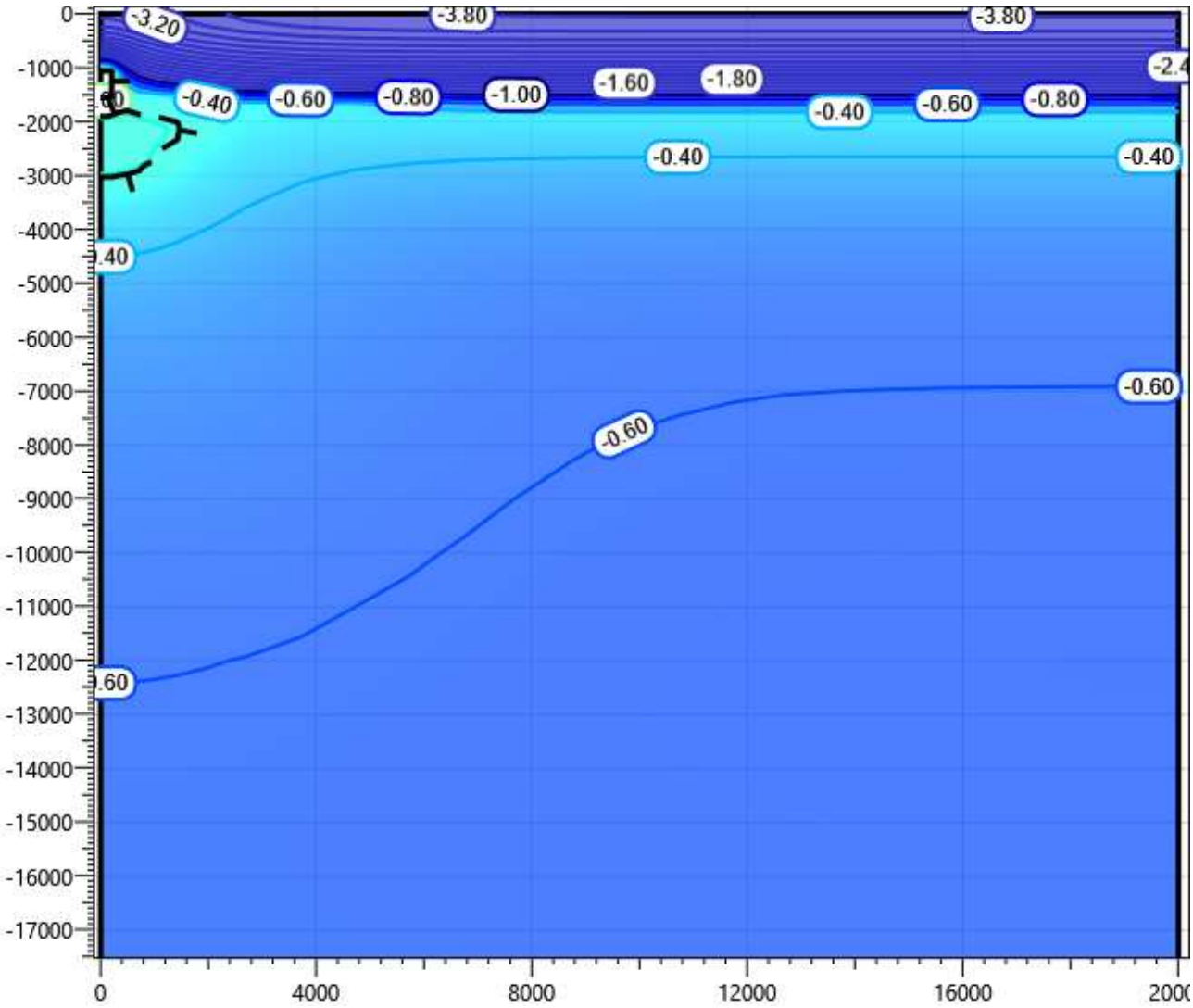


Рисунок В.213 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

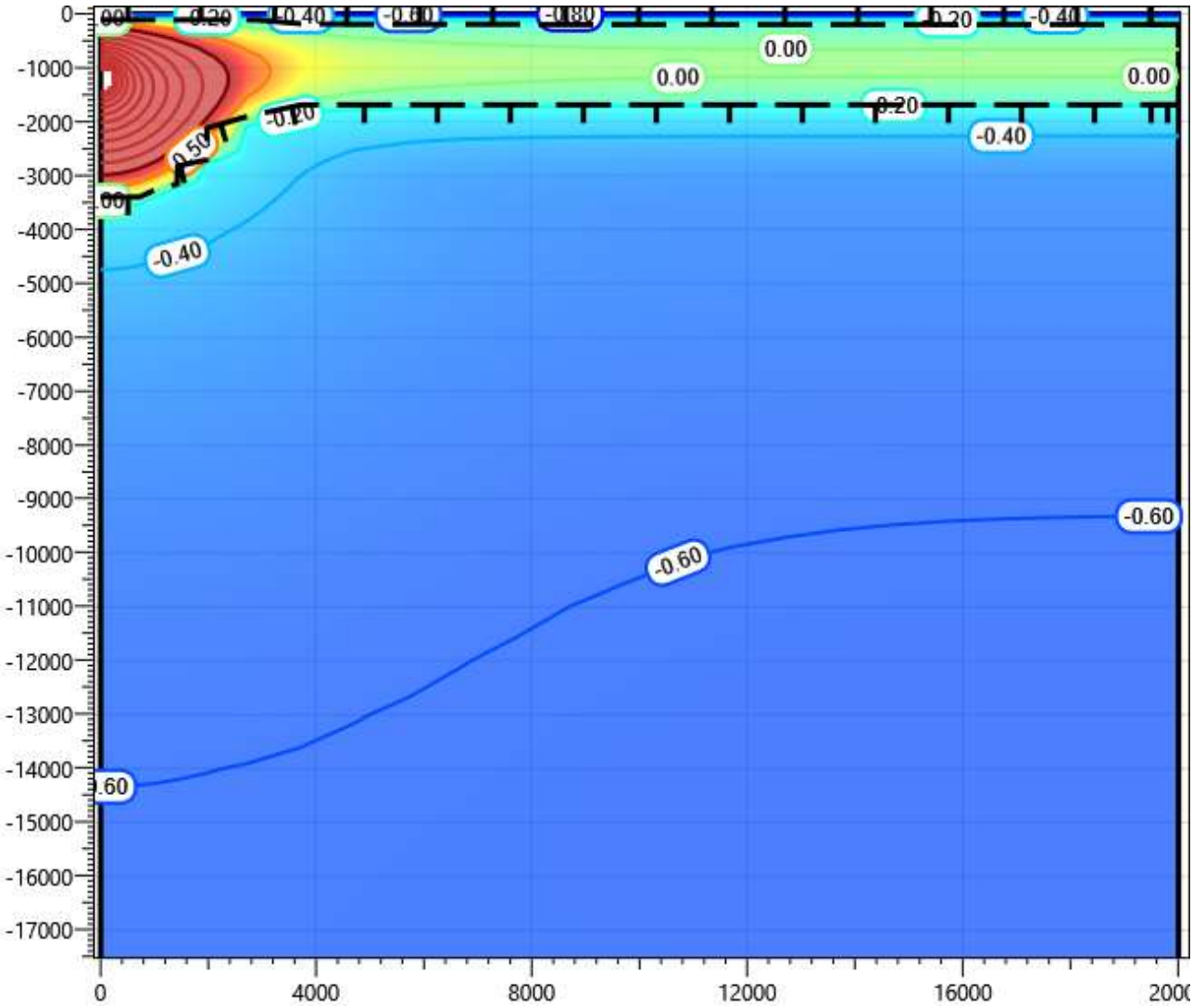


Рисунок В.214 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

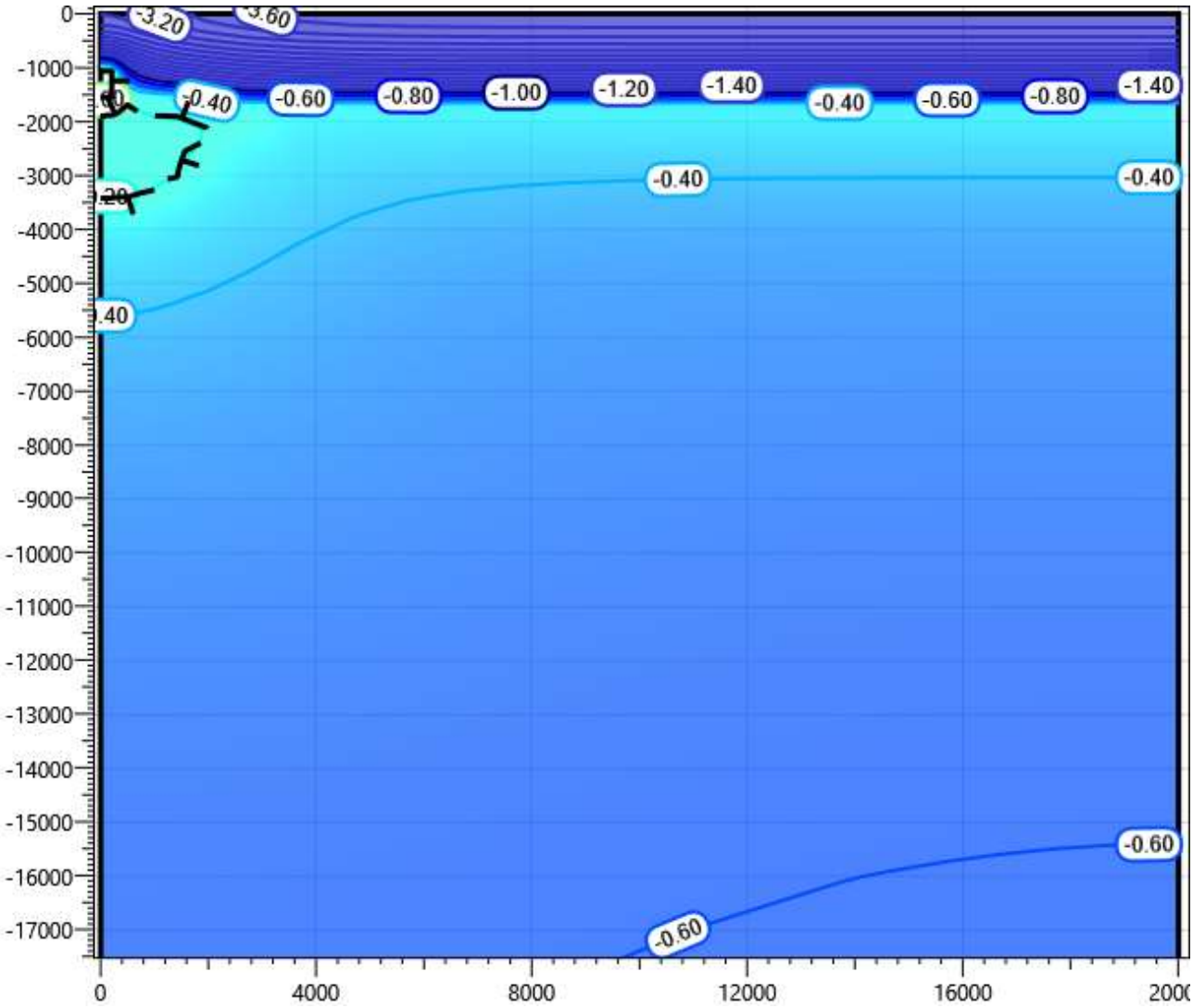


Рисунок В.215 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

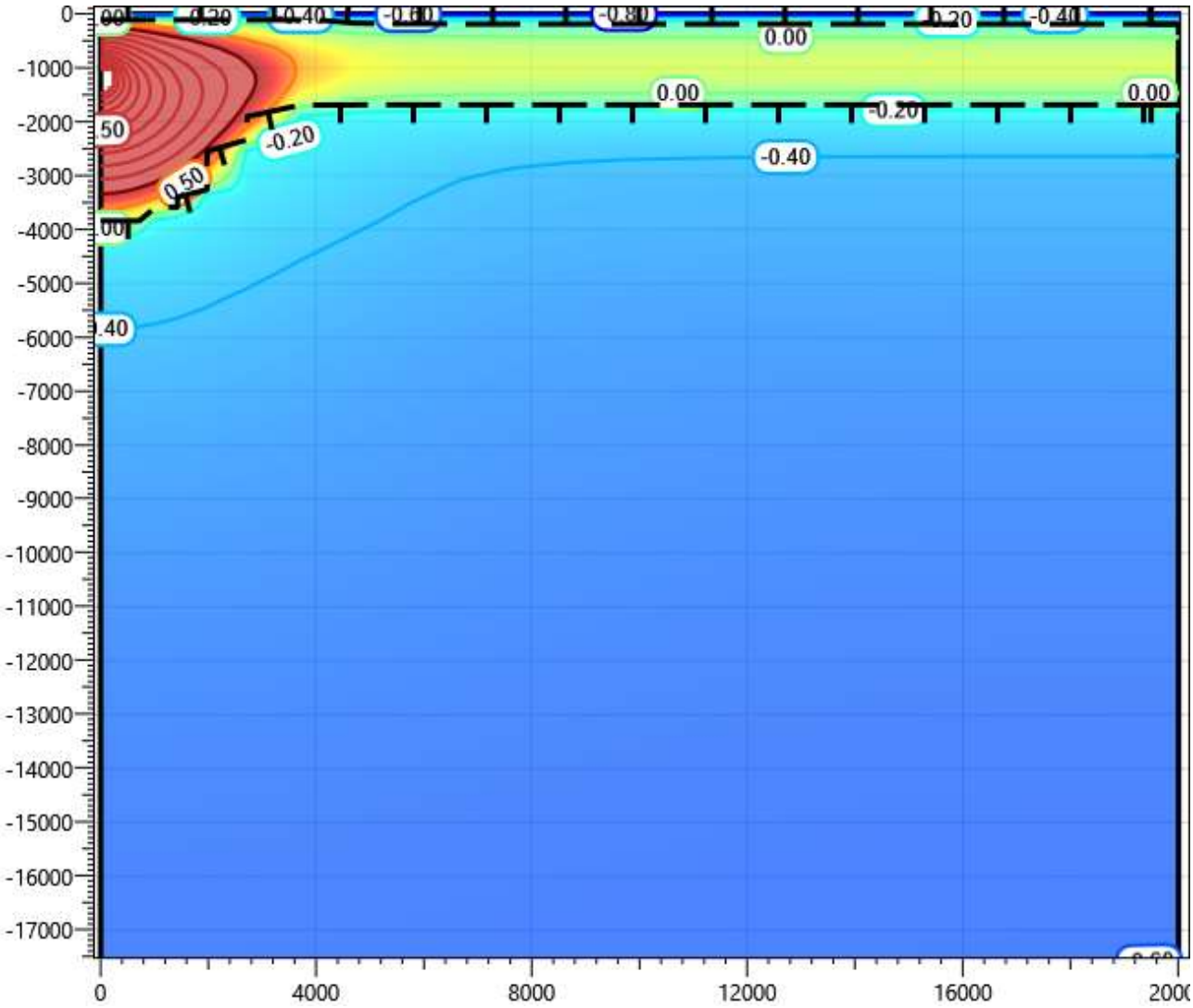


Рисунок В.216 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

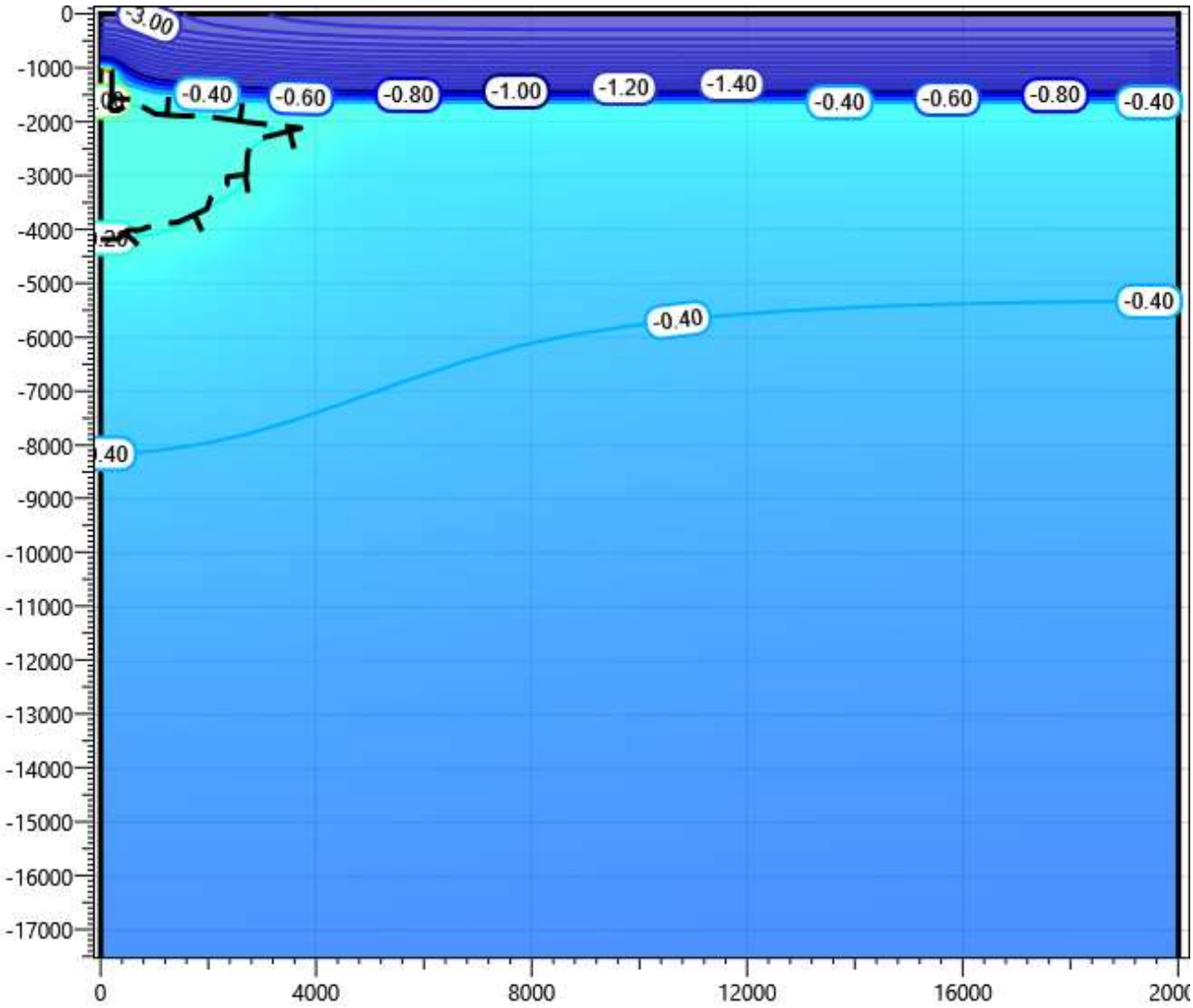


Рисунок В.217 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

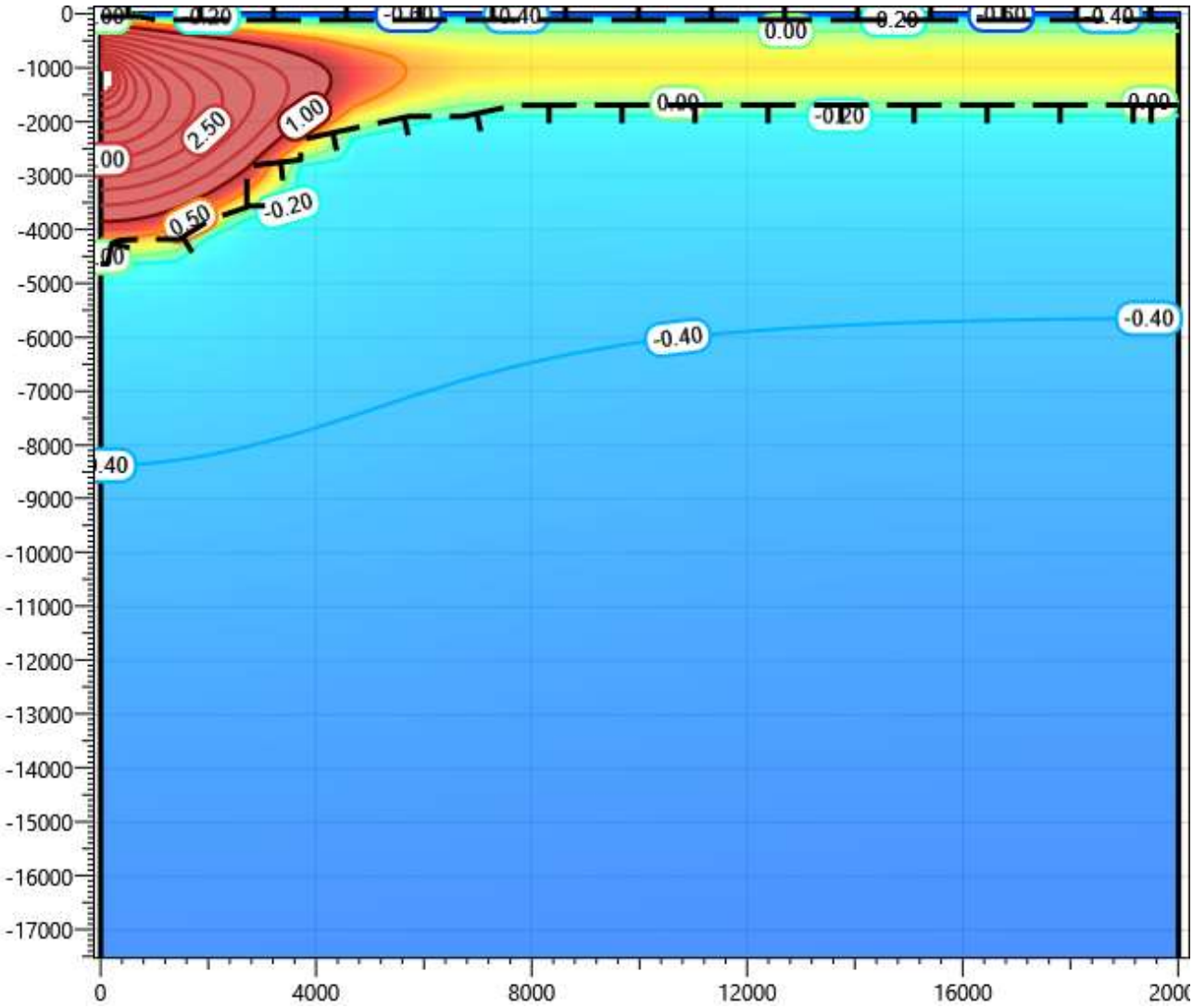


Рисунок В.218 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

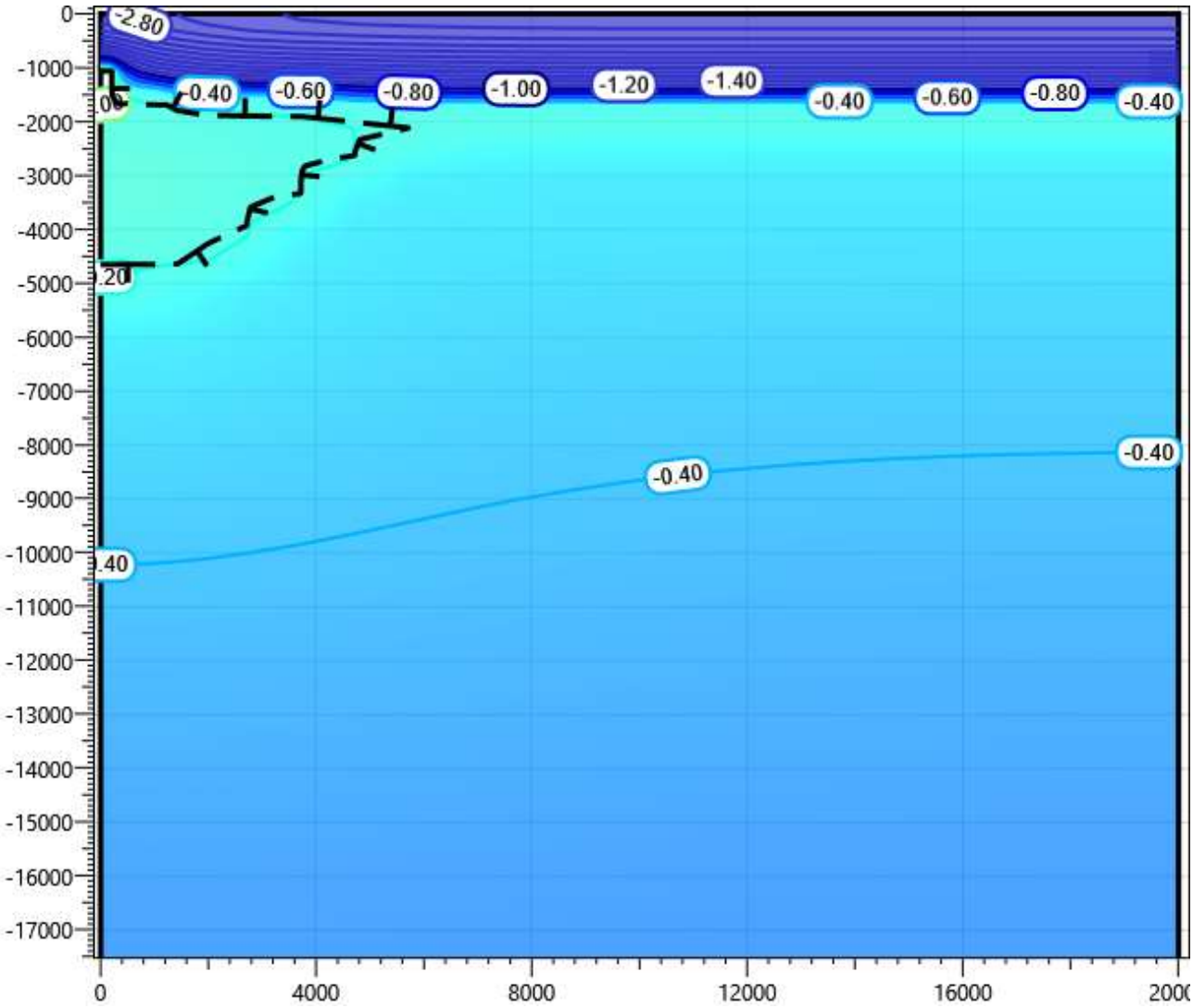


Рисунок В.219 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

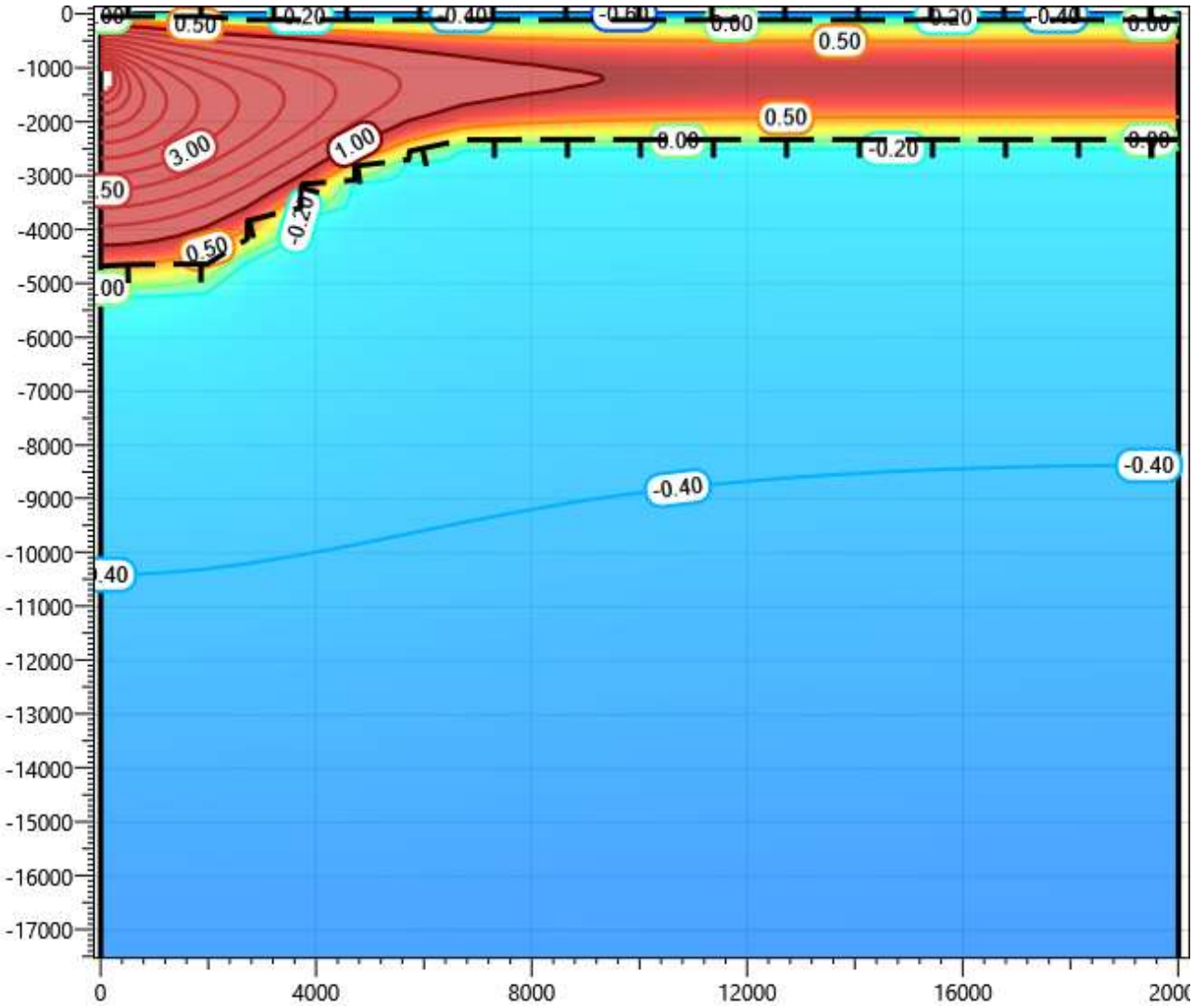


Рисунок В.220 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

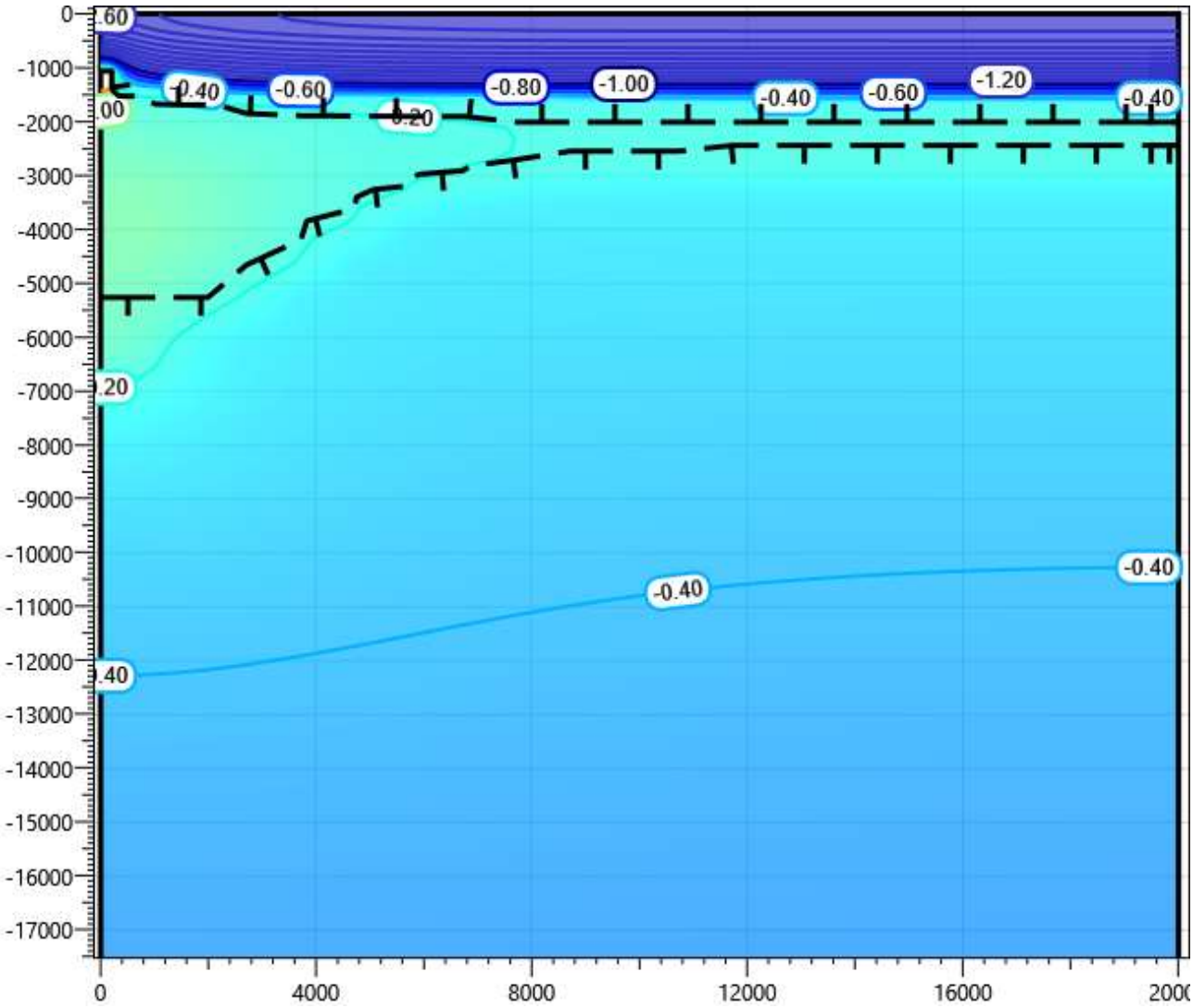


Рисунок В.221 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

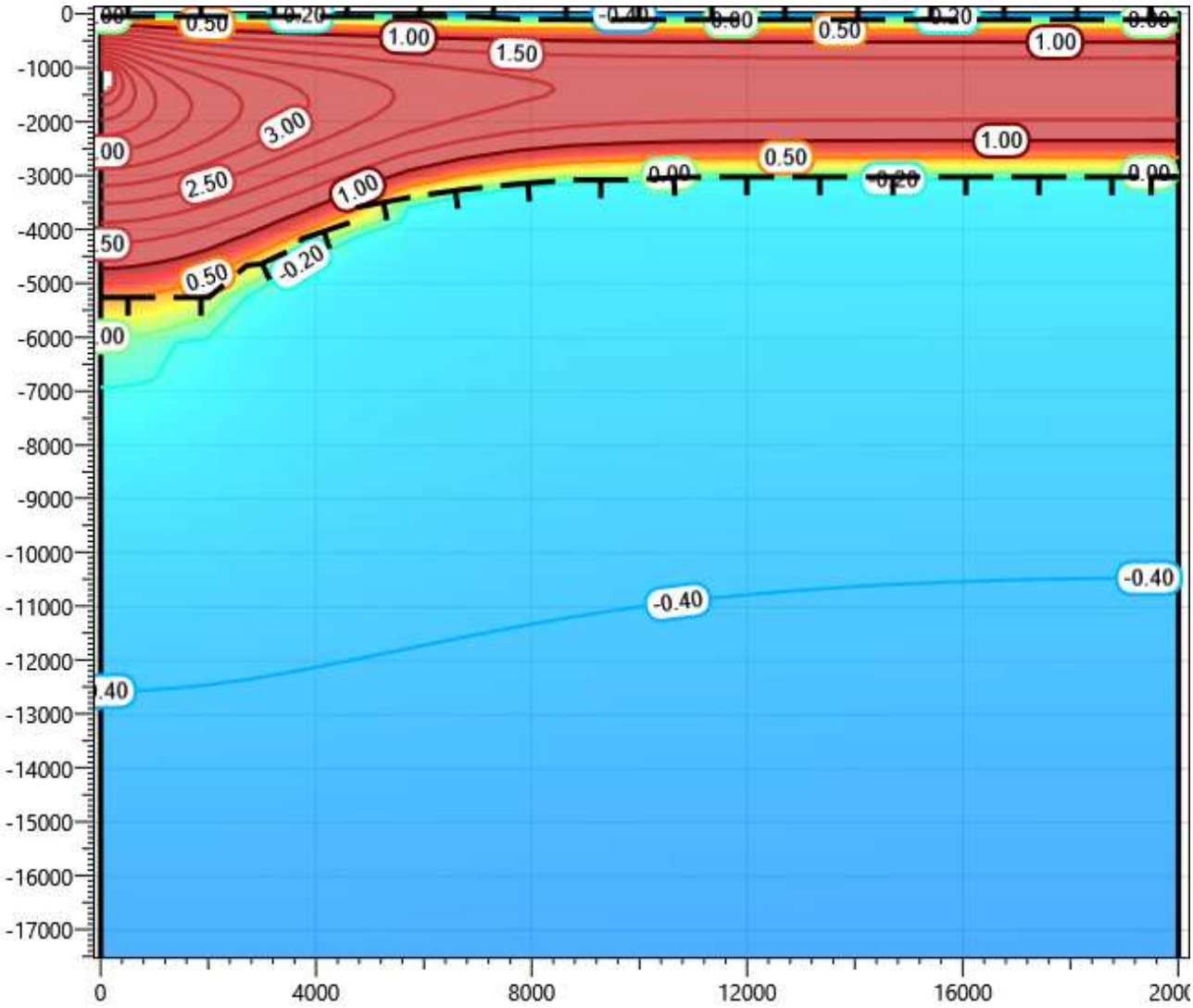


Рисунок В.222 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода без теплоизоляции в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

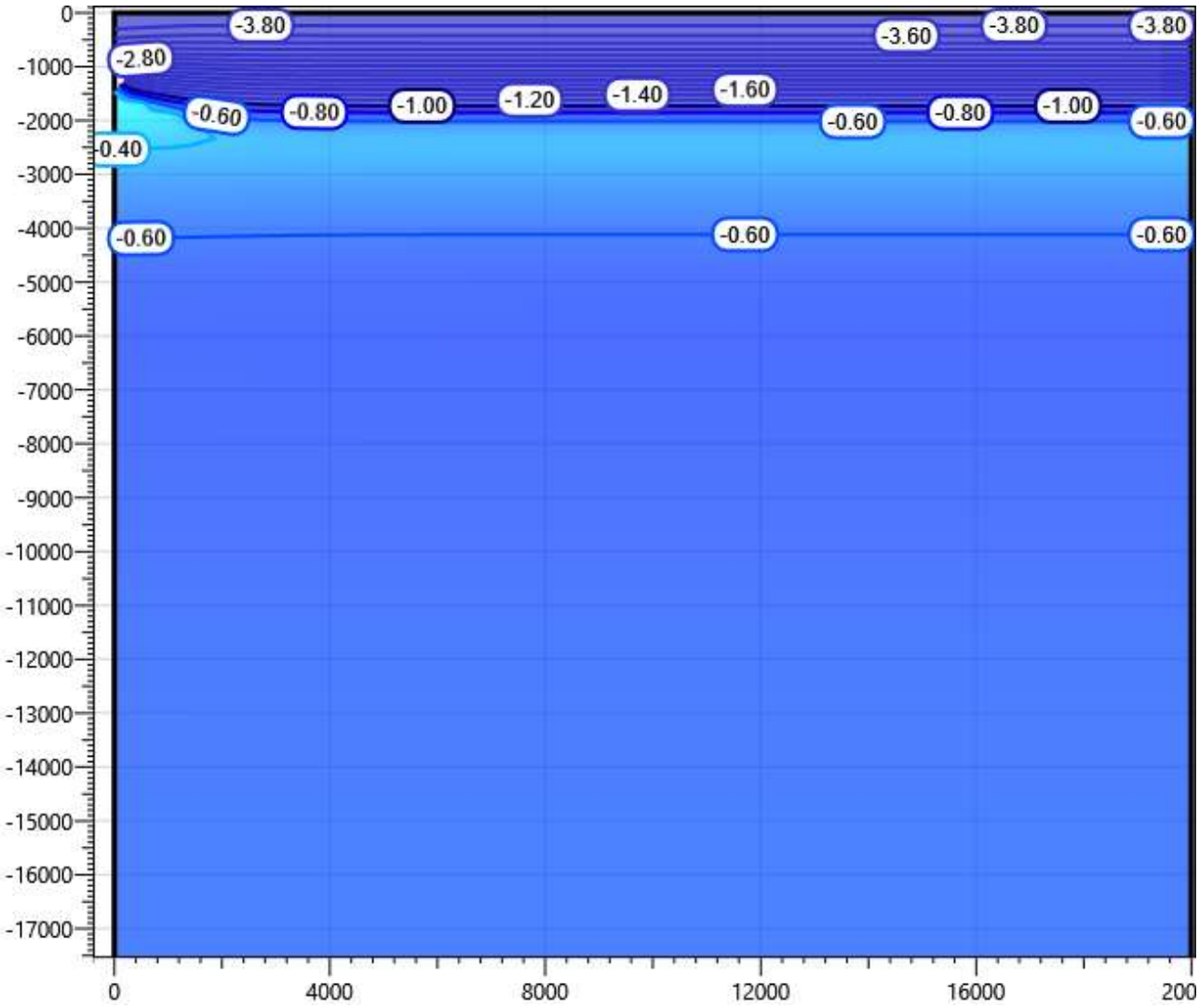


Рисунок В.223 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

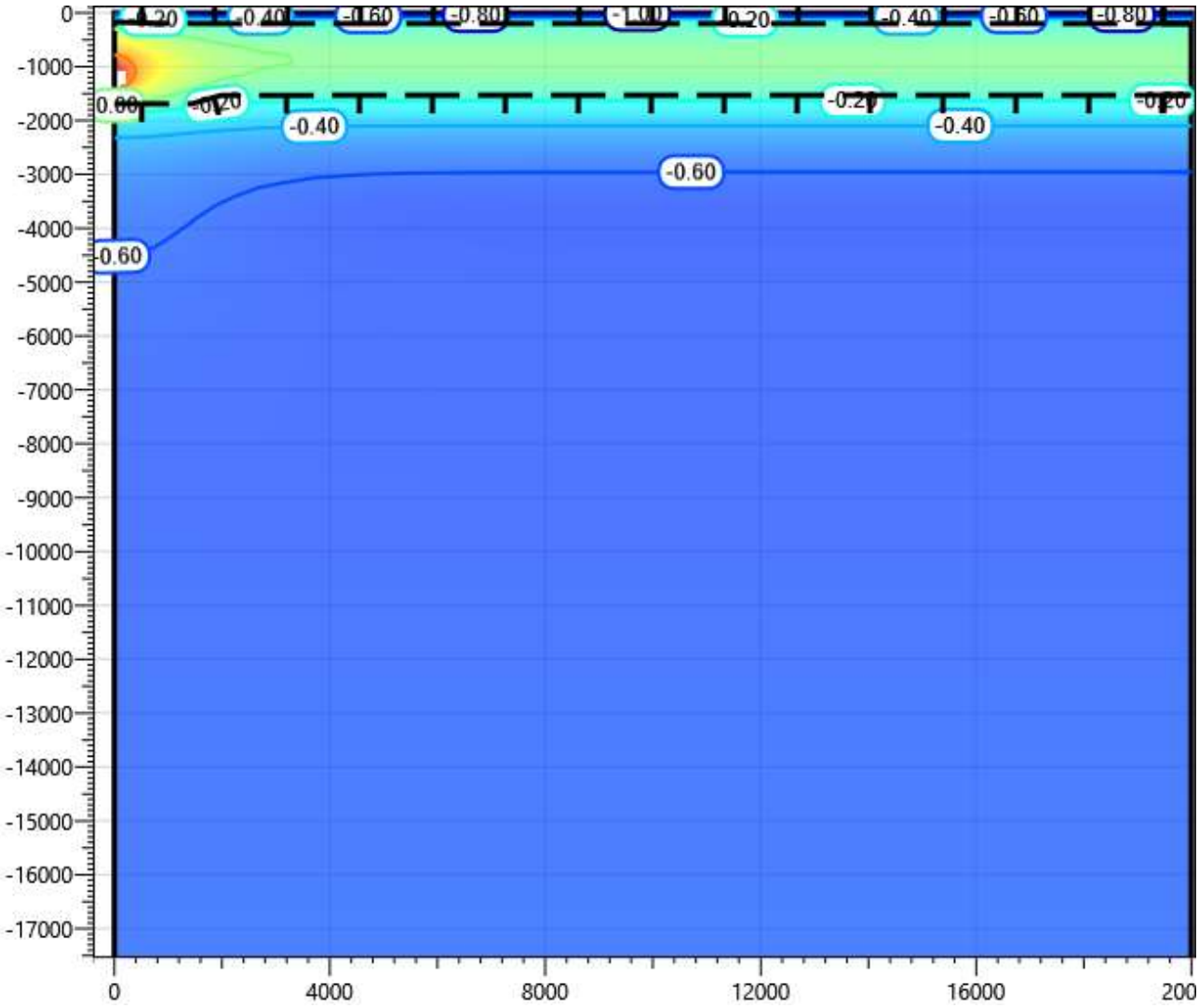


Рисунок В.224 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

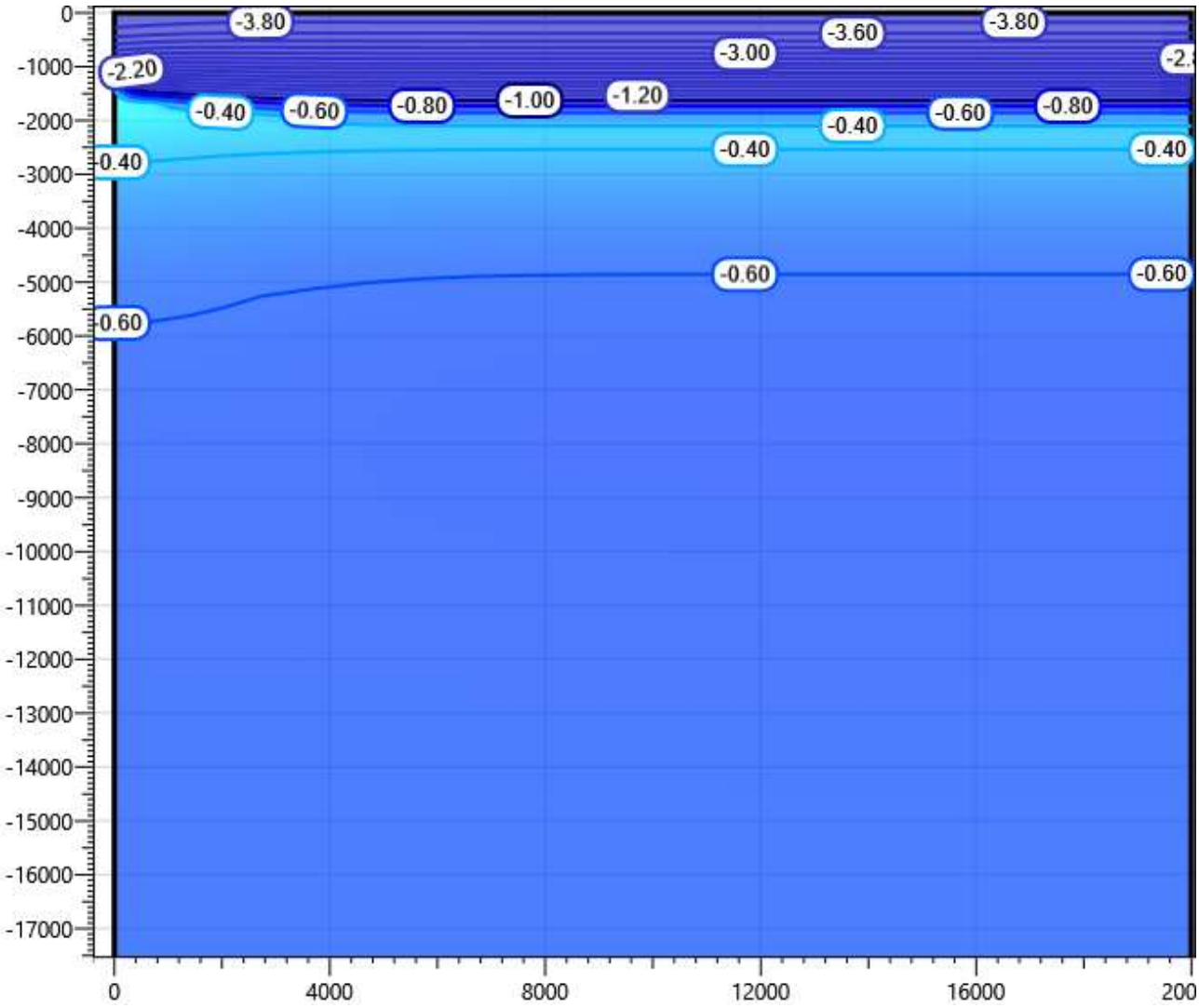


Рисунок В.225 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

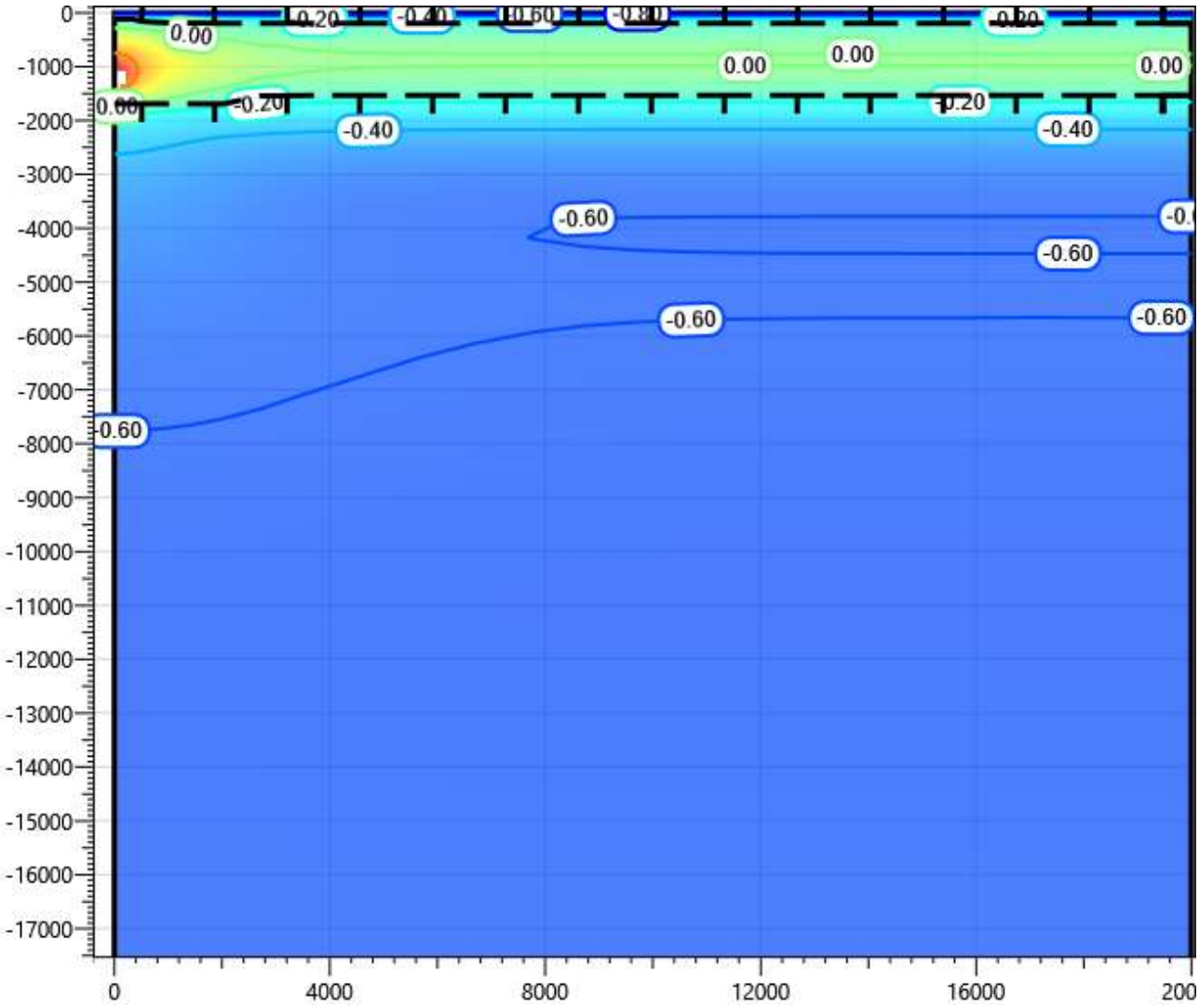


Рисунок В.226 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

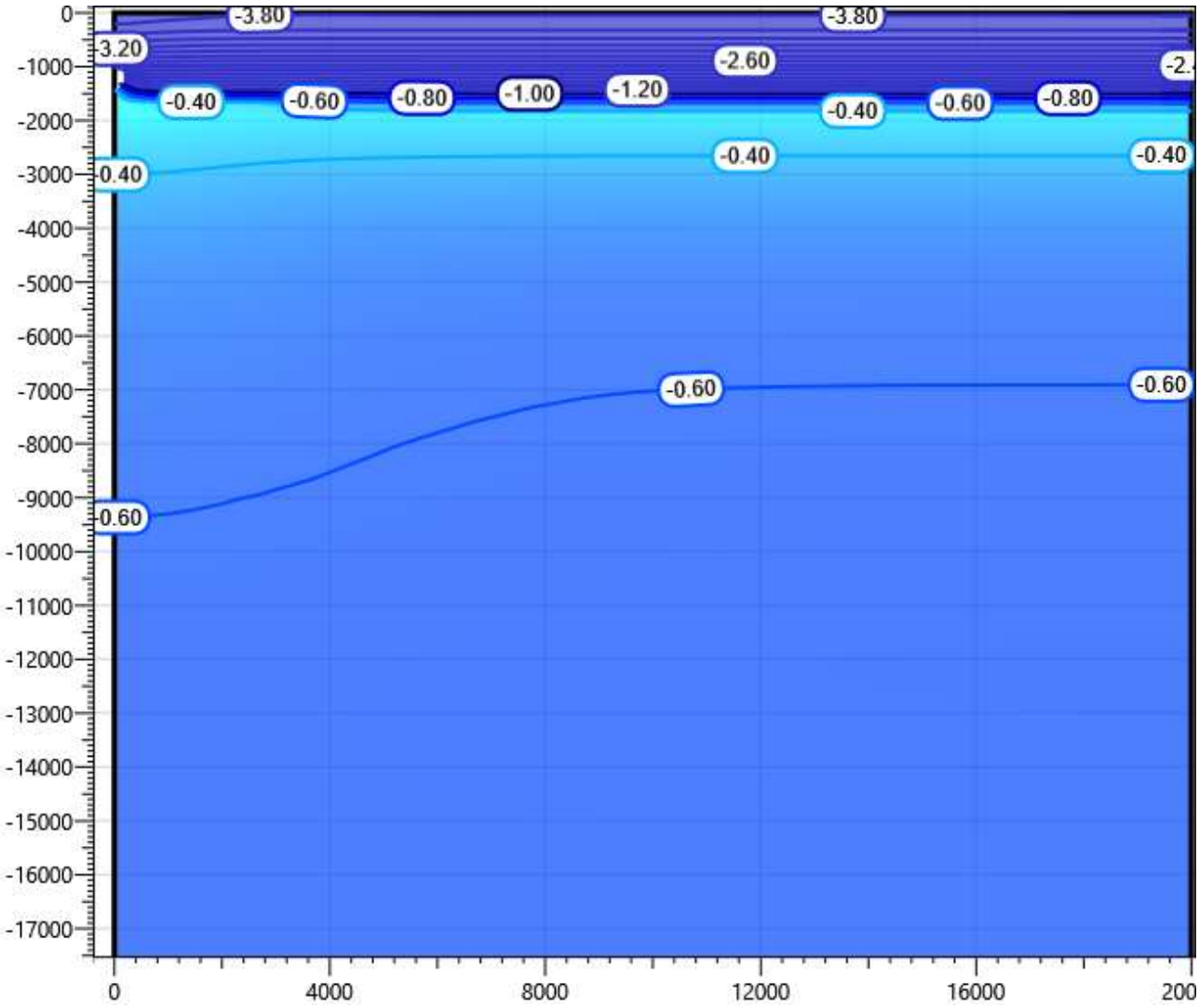


Рисунок В.227 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

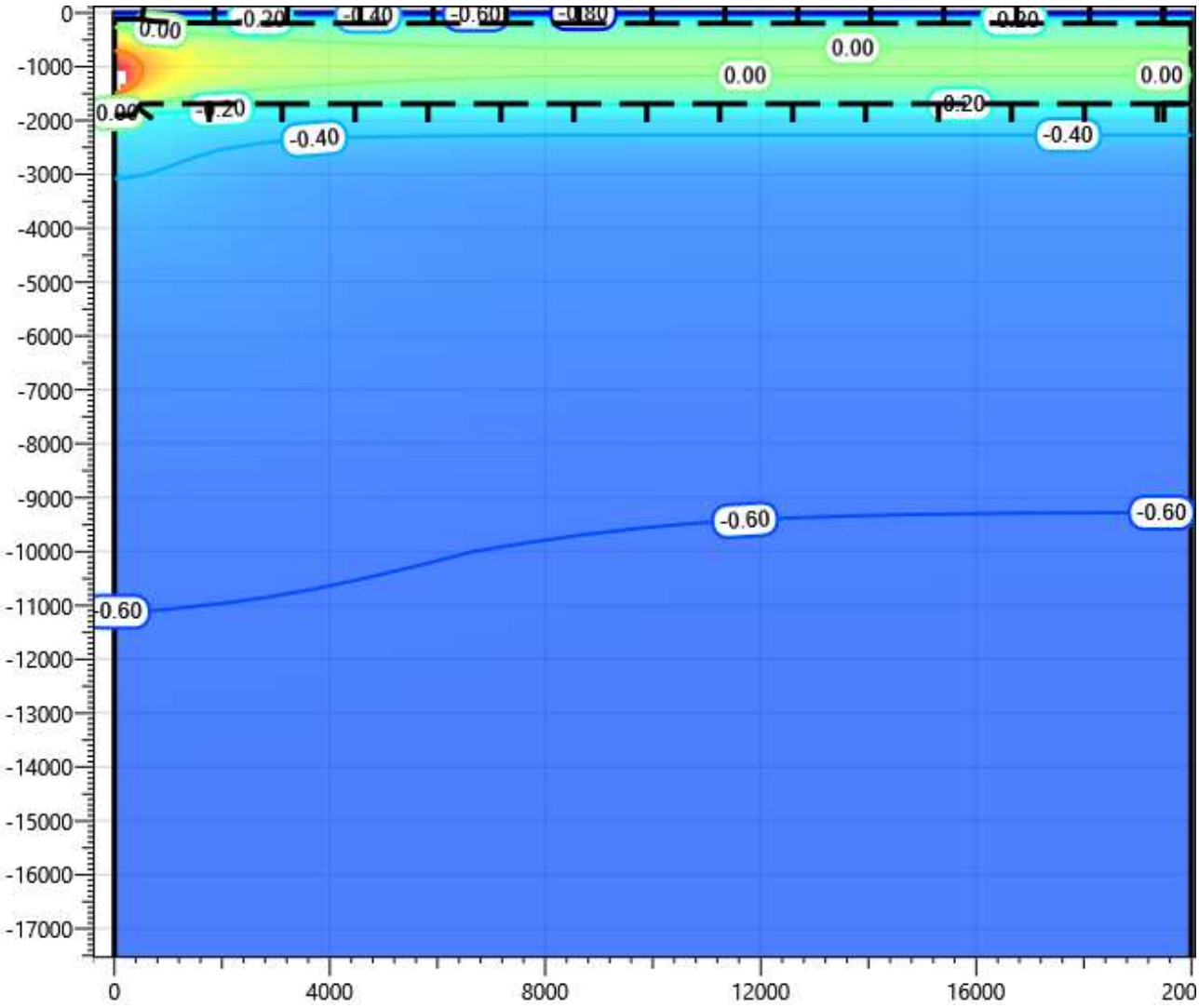


Рисунок В.228 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

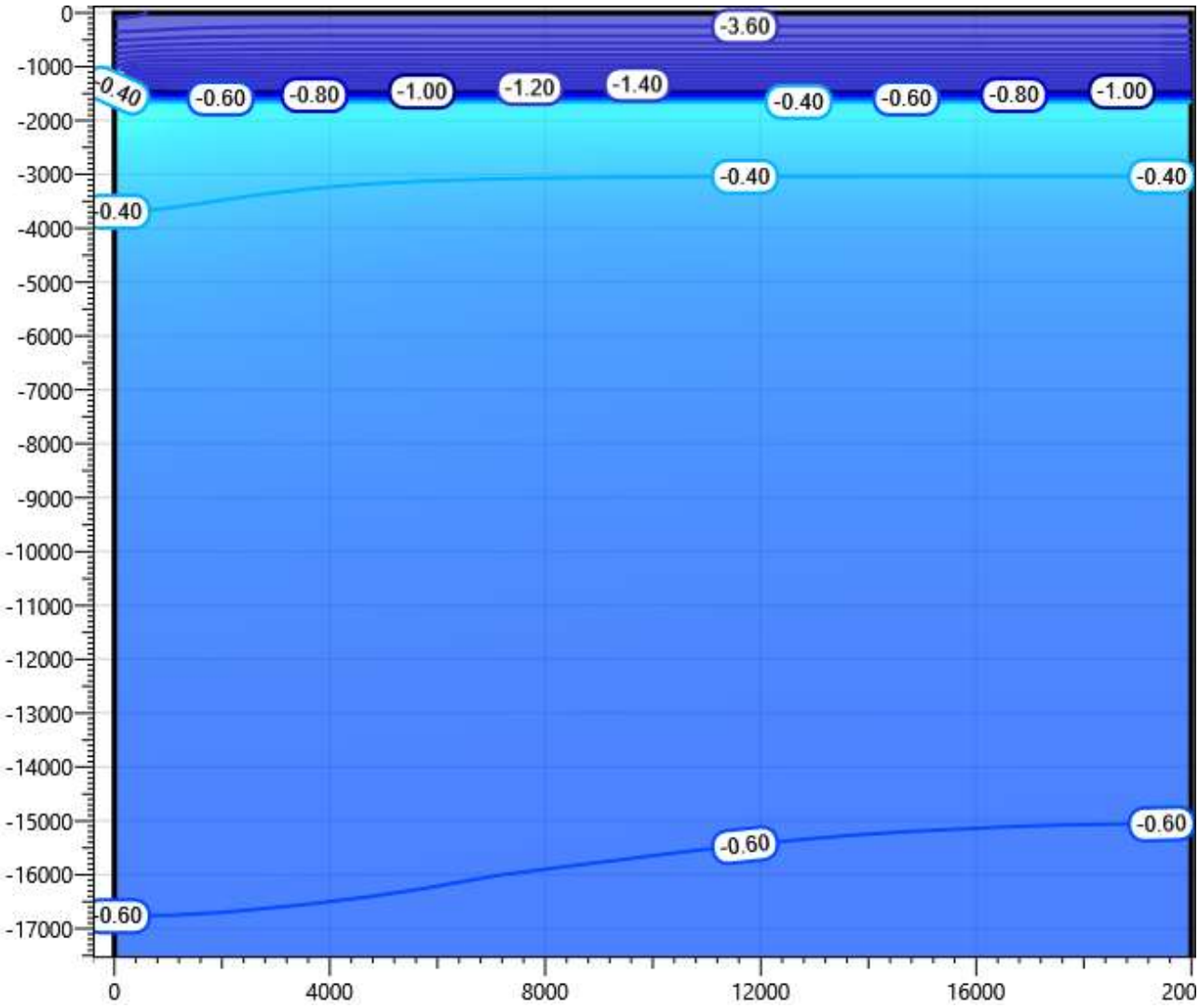


Рисунок В.229 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

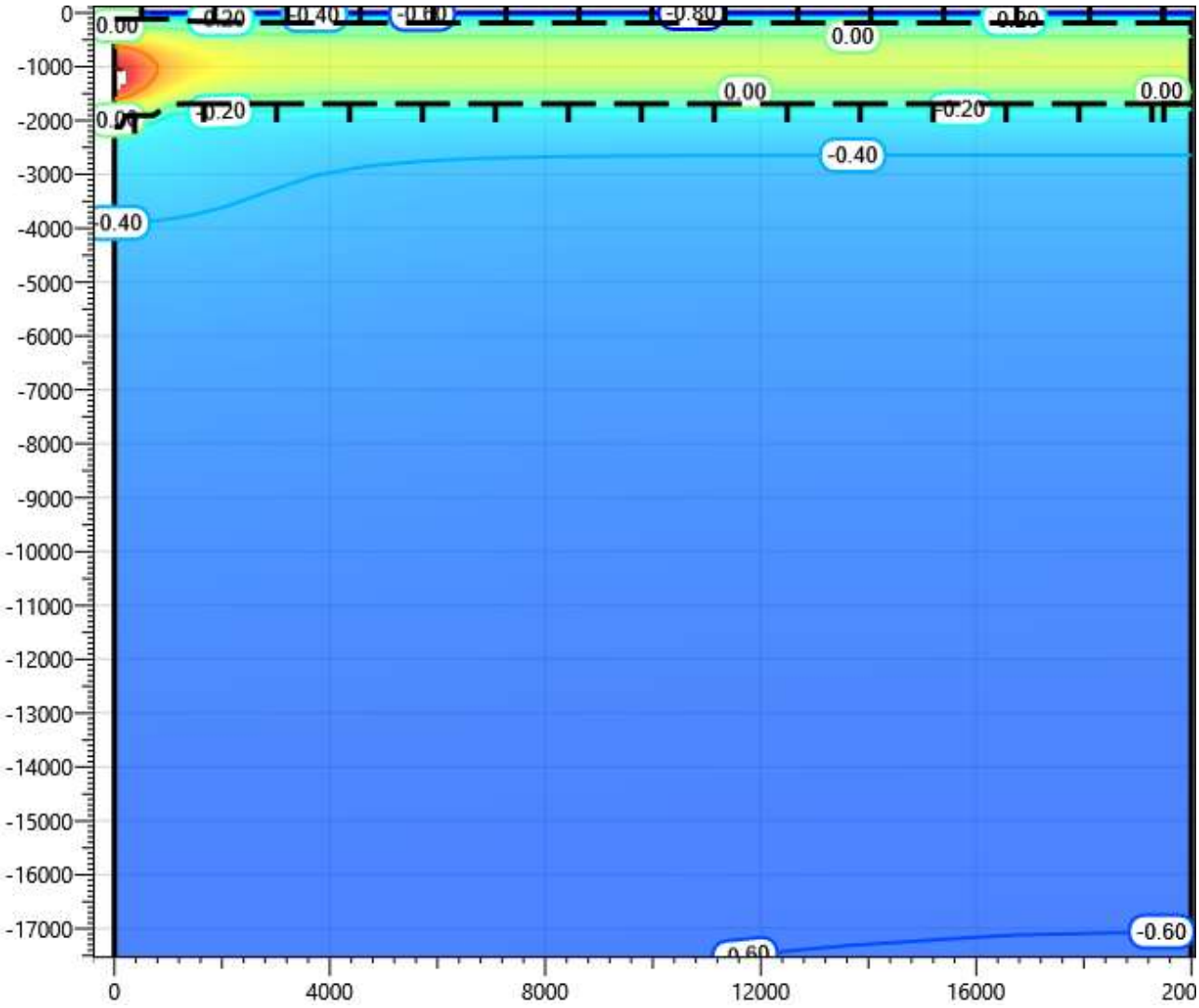


Рисунок В.230 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

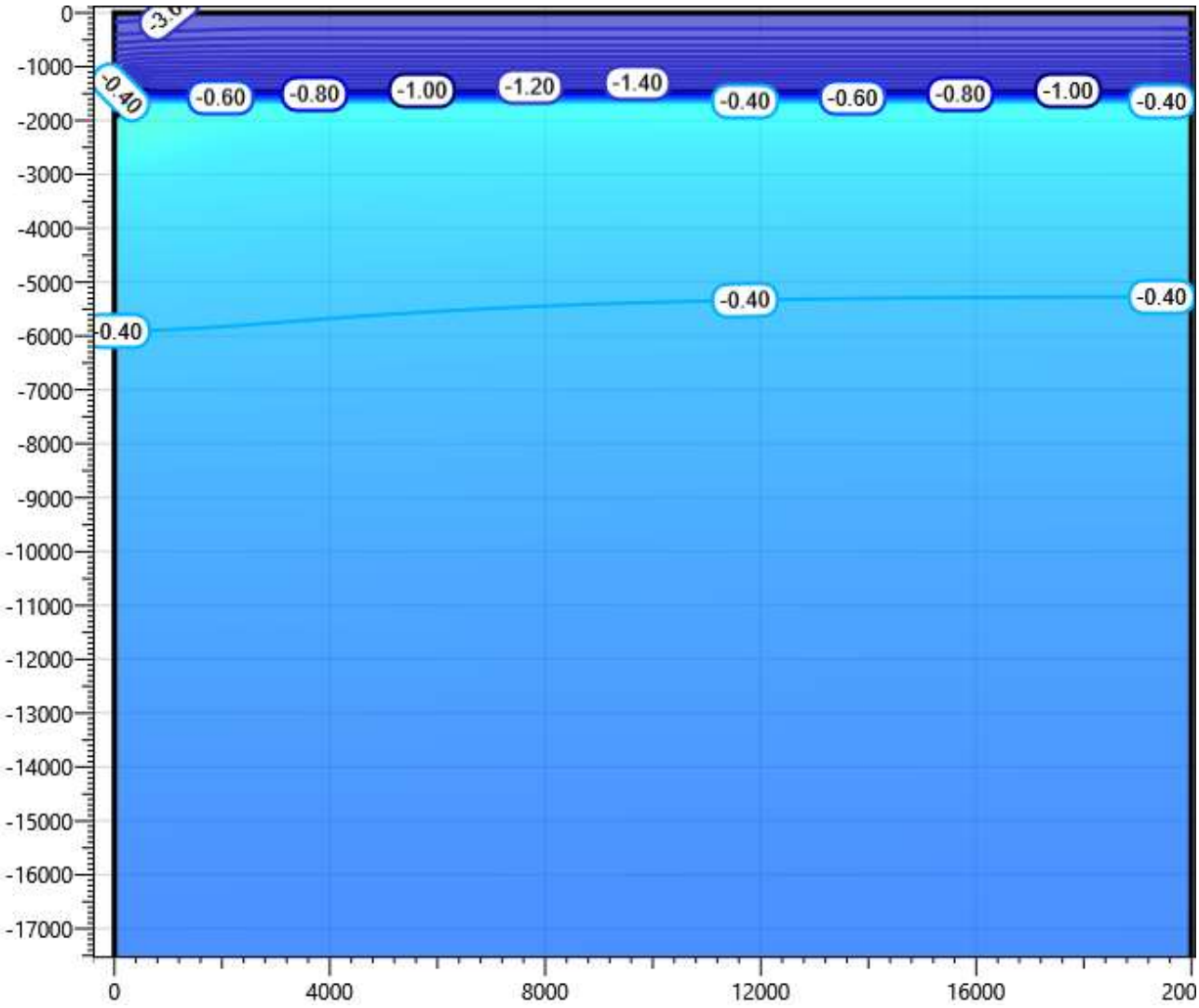


Рисунок В.231 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

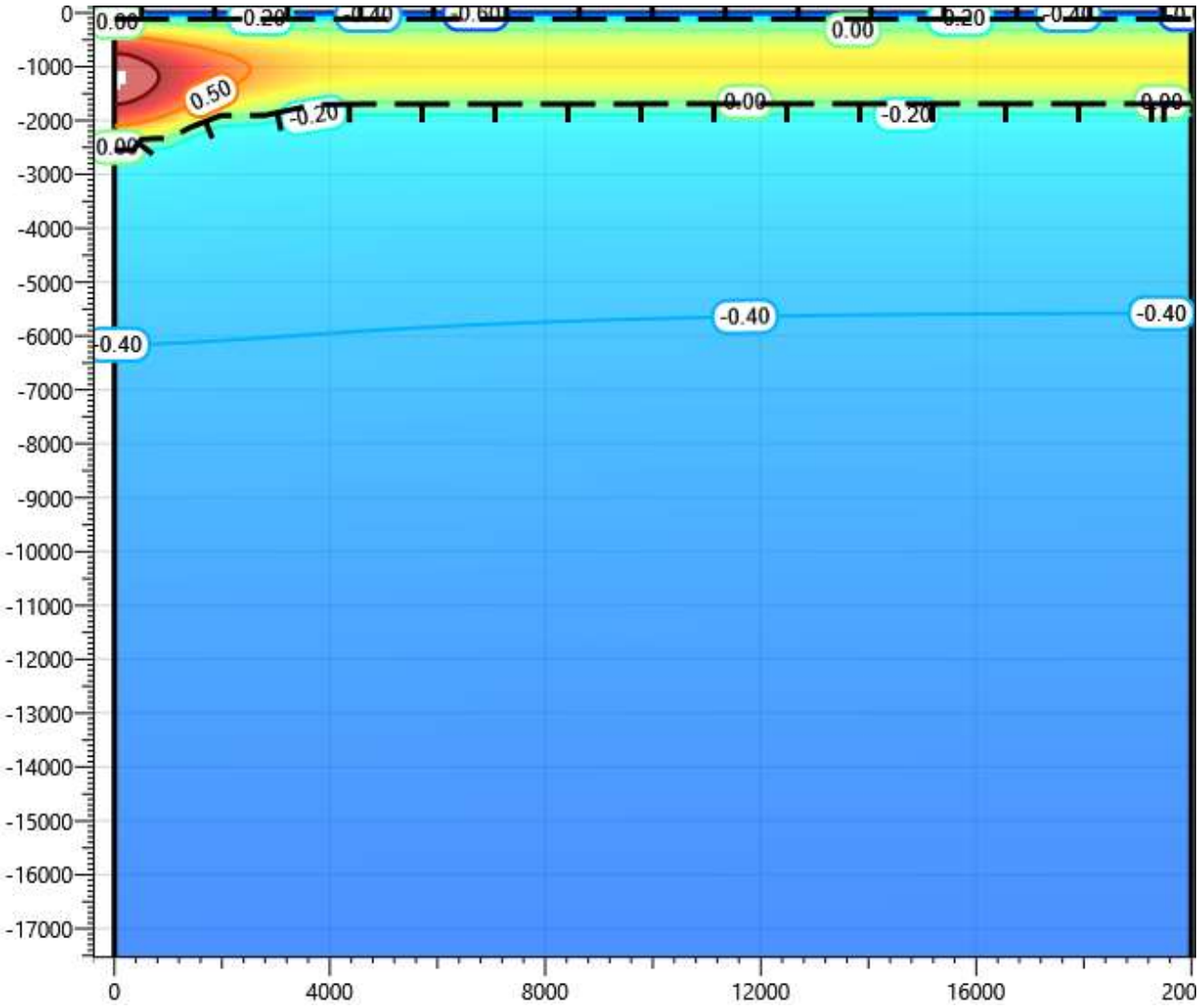


Рисунок В.232 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

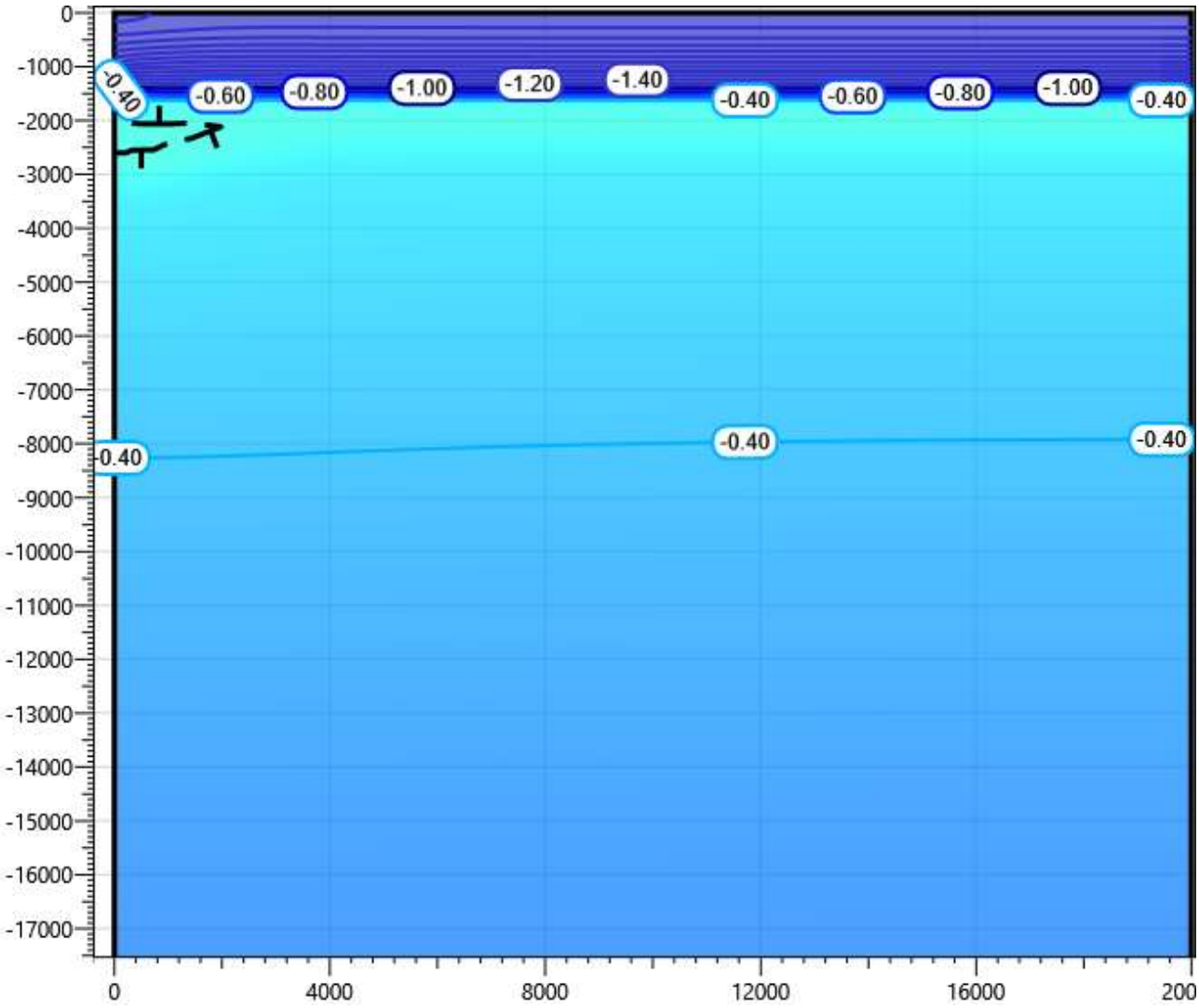


Рисунок В.233 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

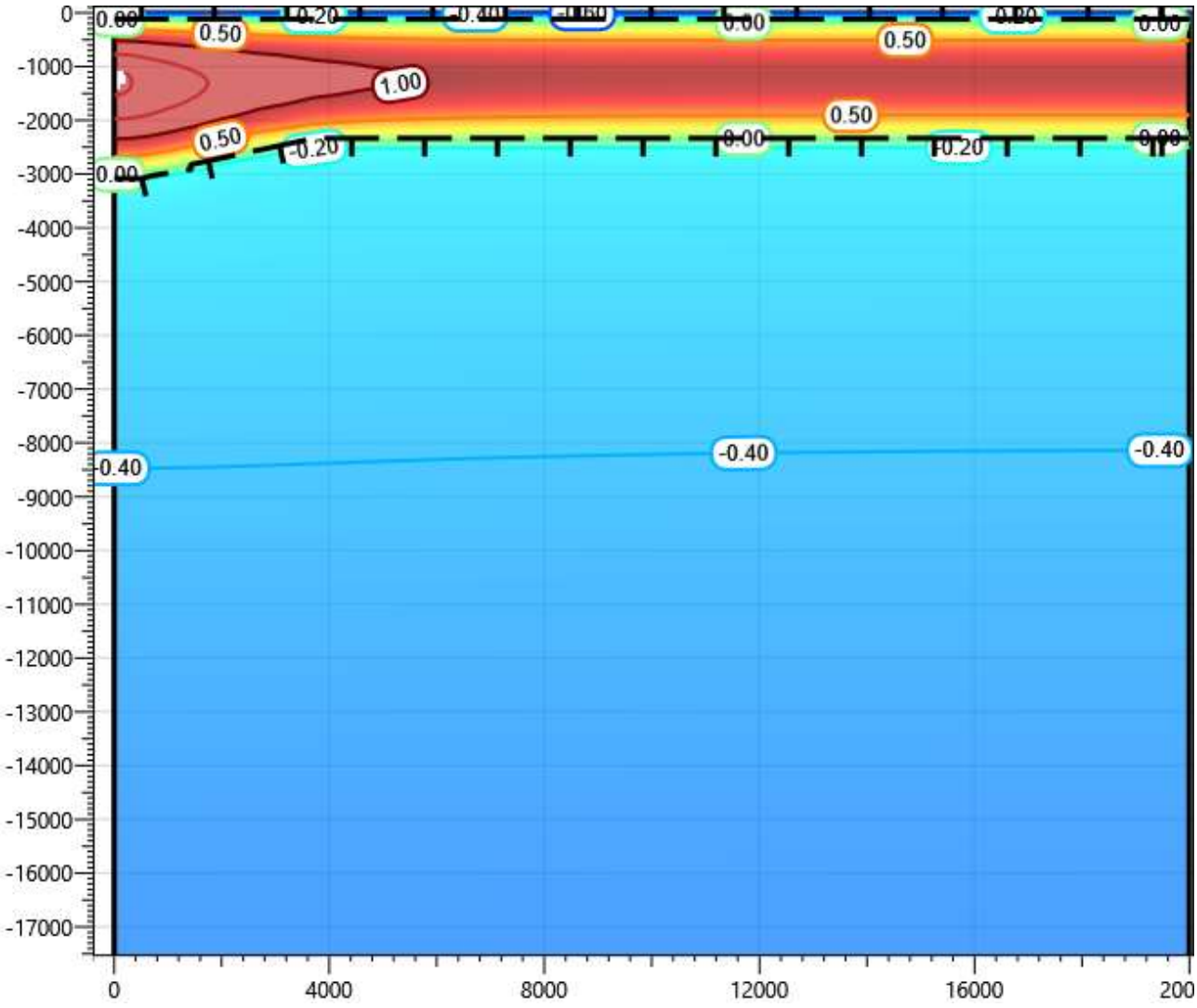


Рисунок В.234 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

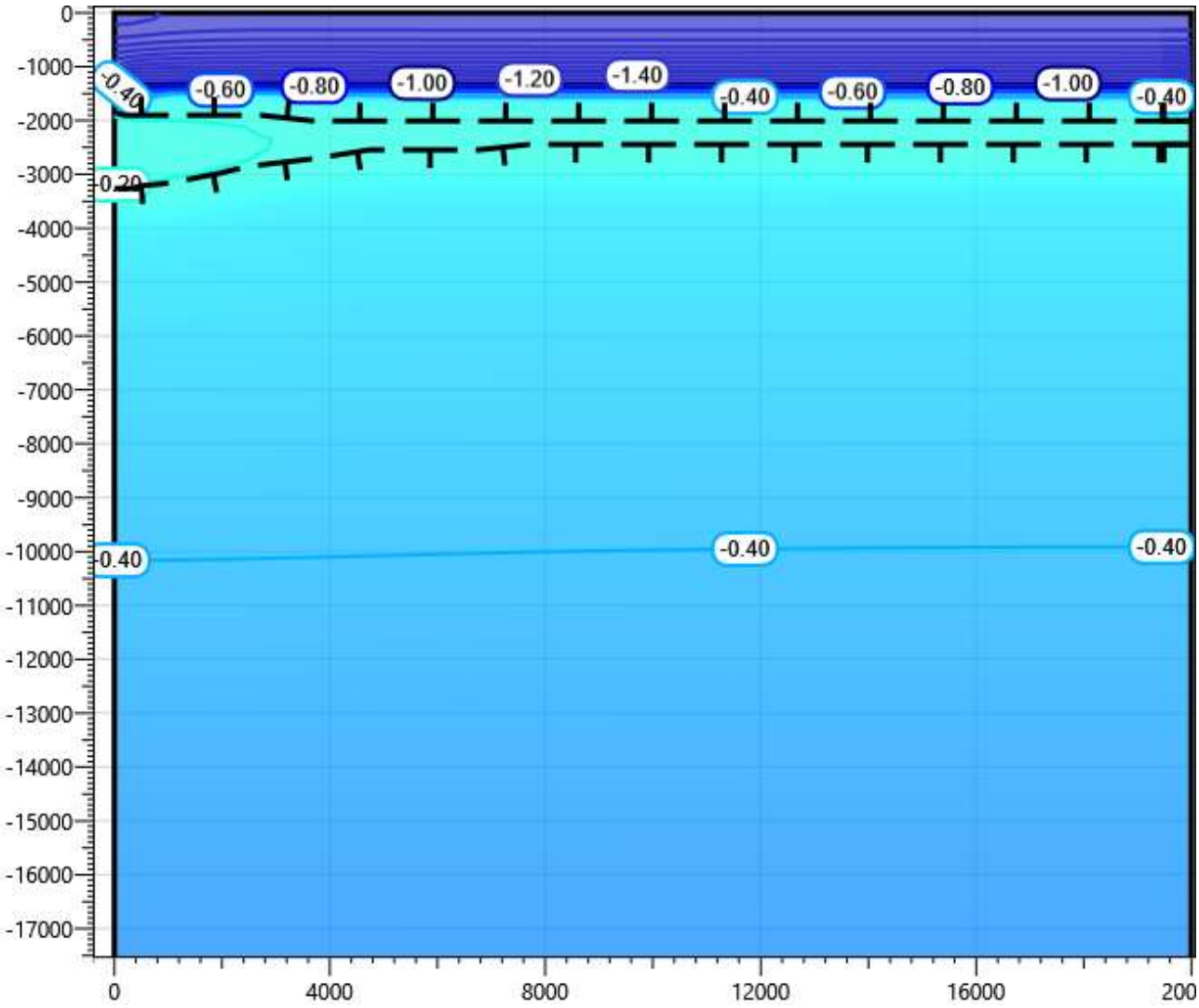


Рисунок В.235 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

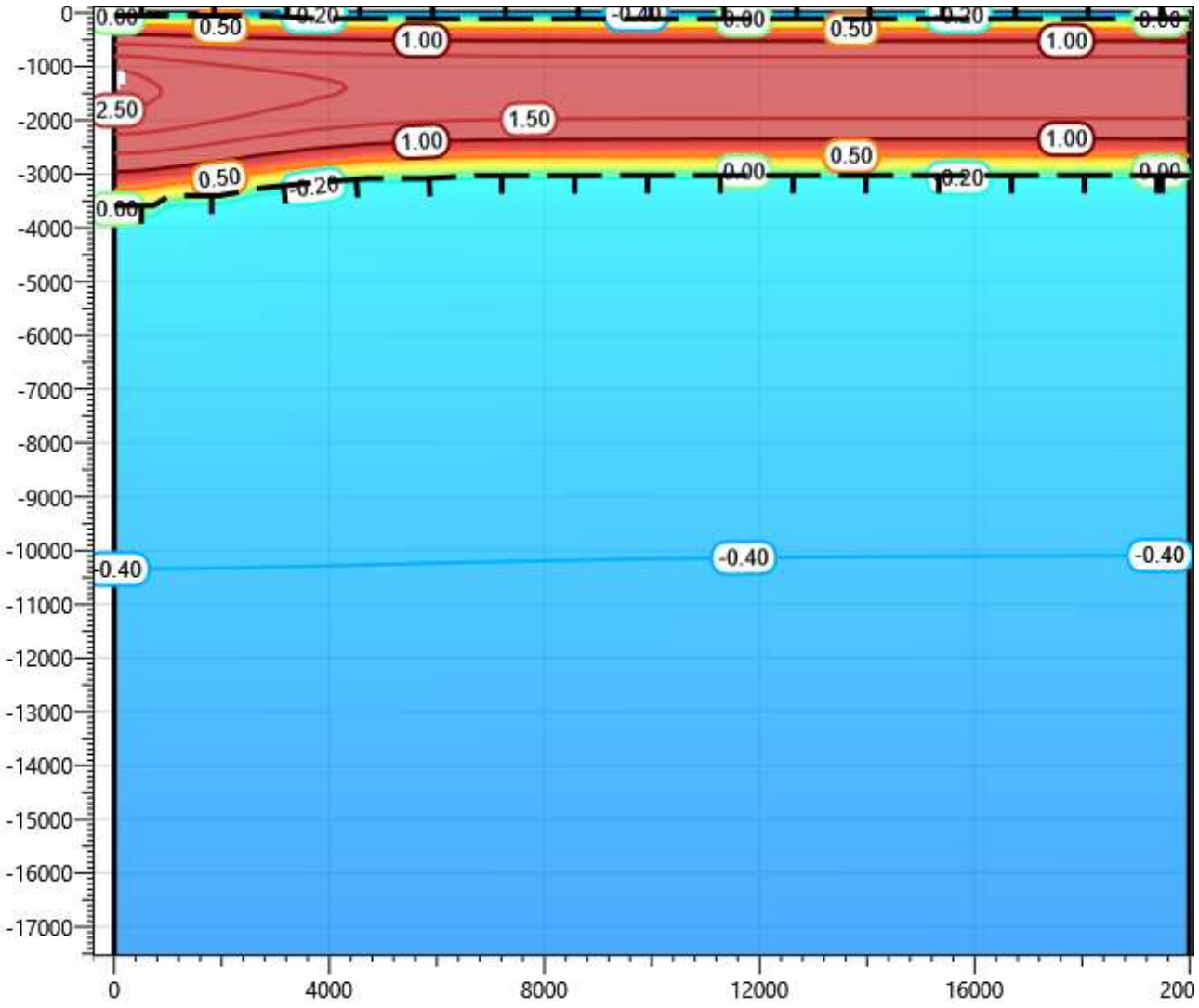


Рисунок В.236 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией в районе ПК865+60 скважина ННПЗ-327. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

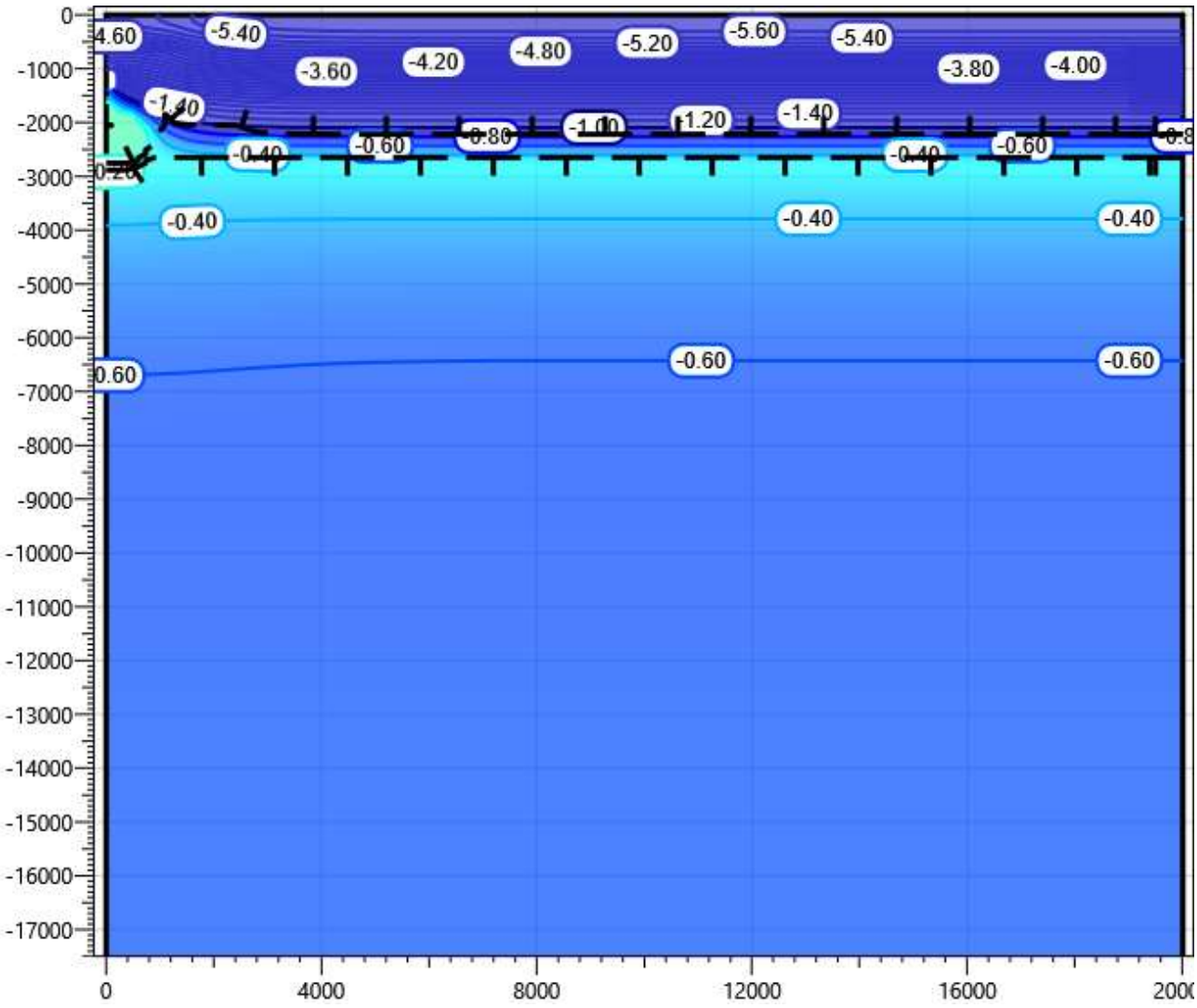


Рисунок В.237 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

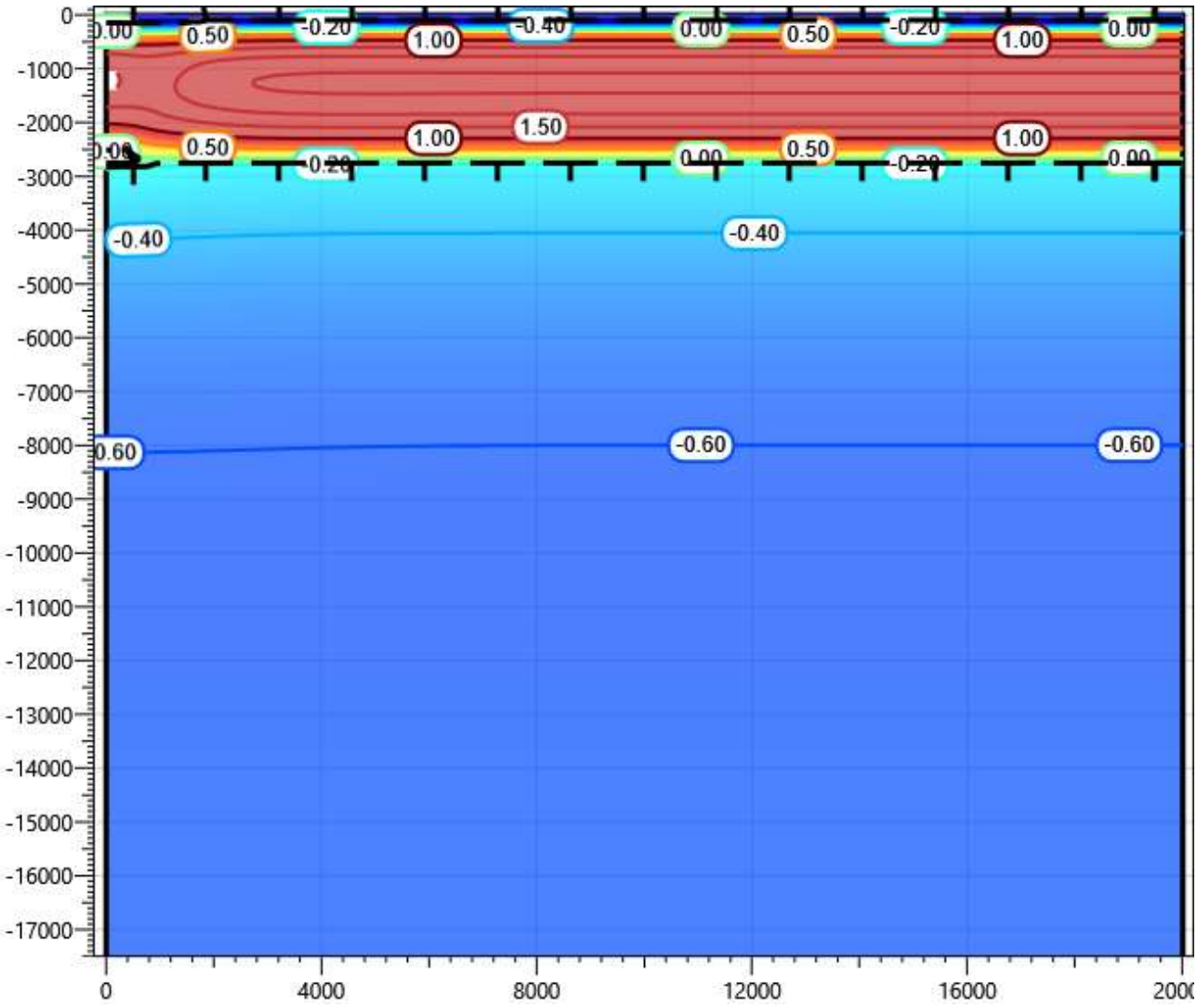


Рисунок В.238 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

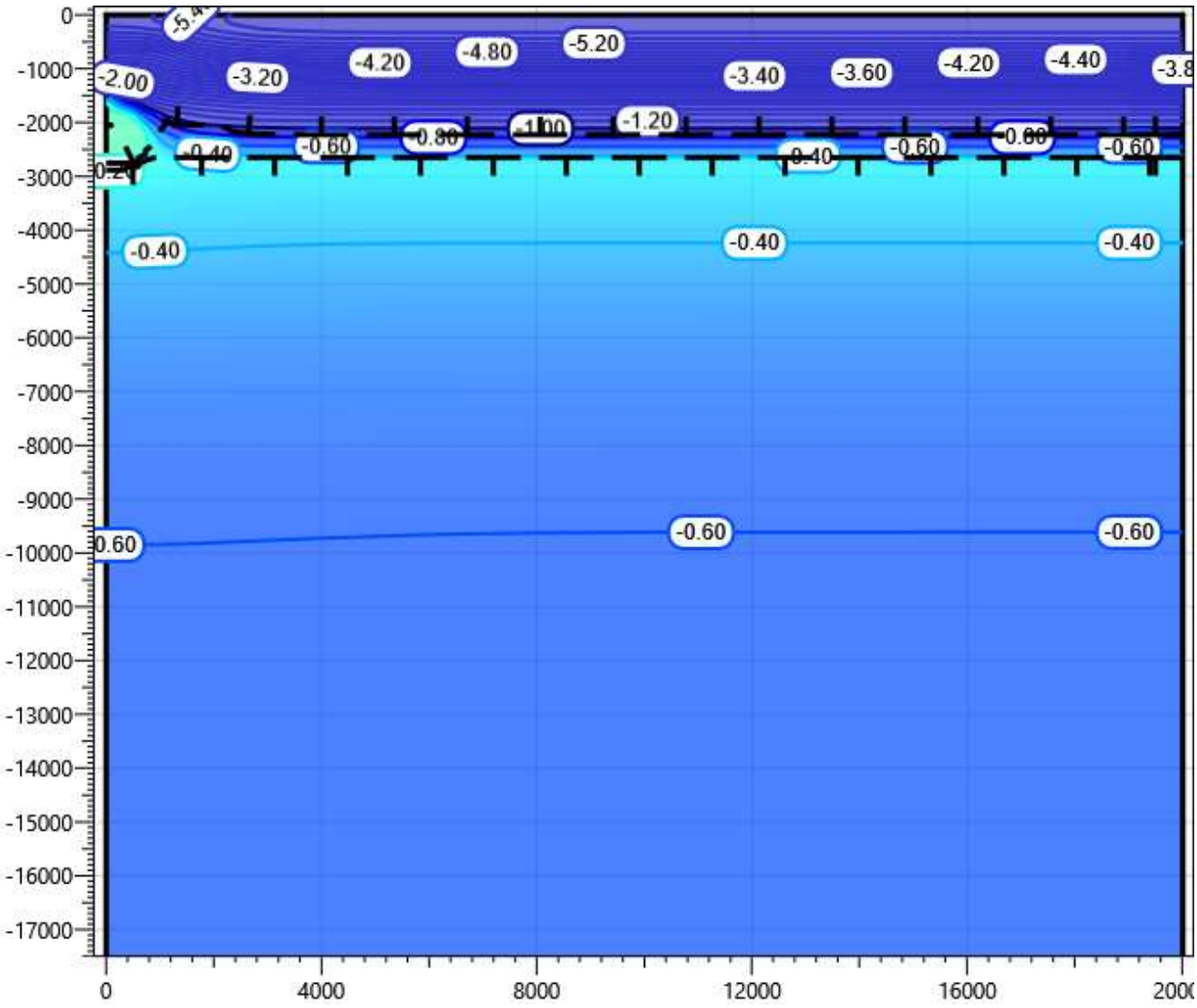


Рисунок В.239 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

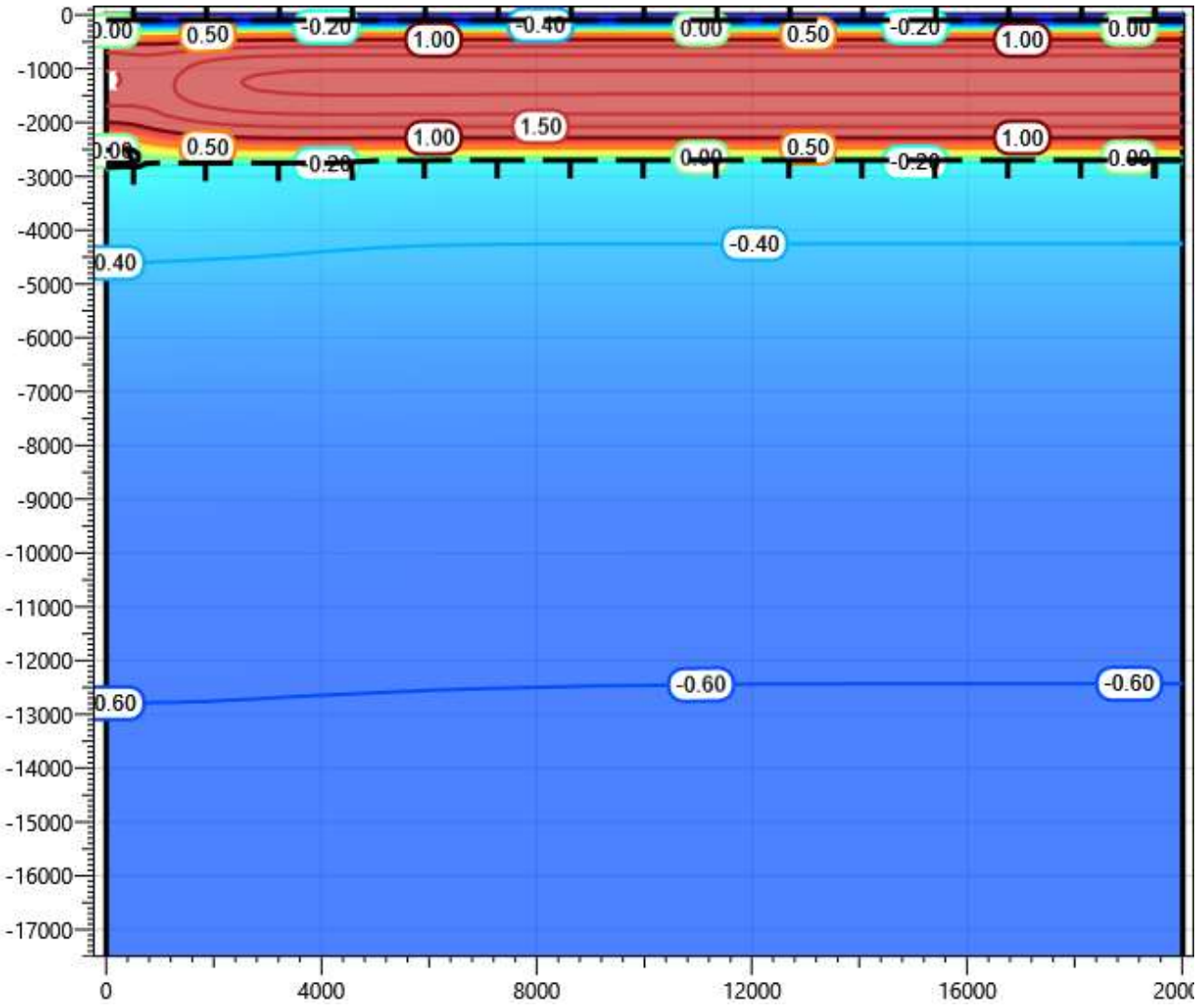


Рисунок В.240 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

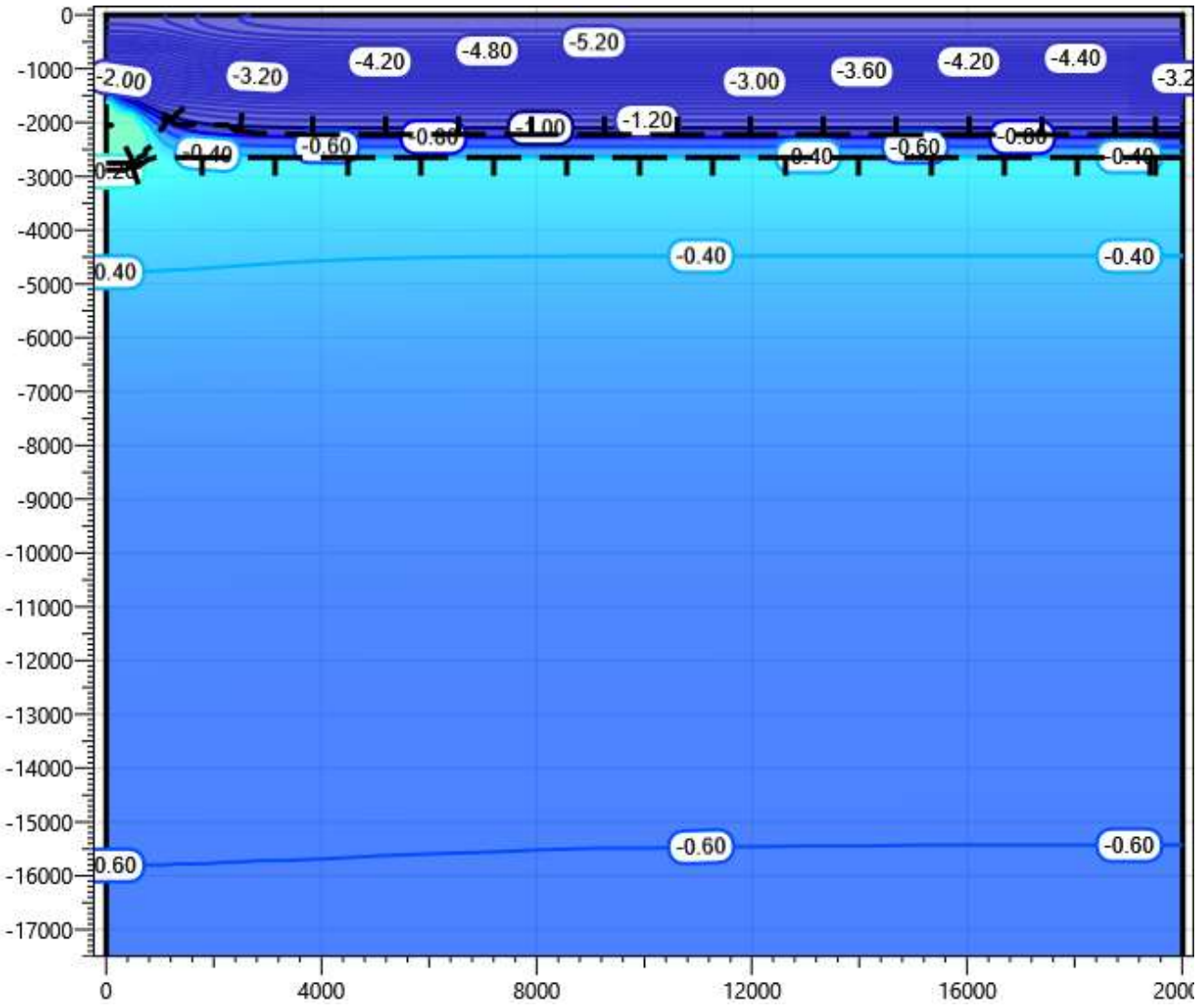


Рисунок В.241 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

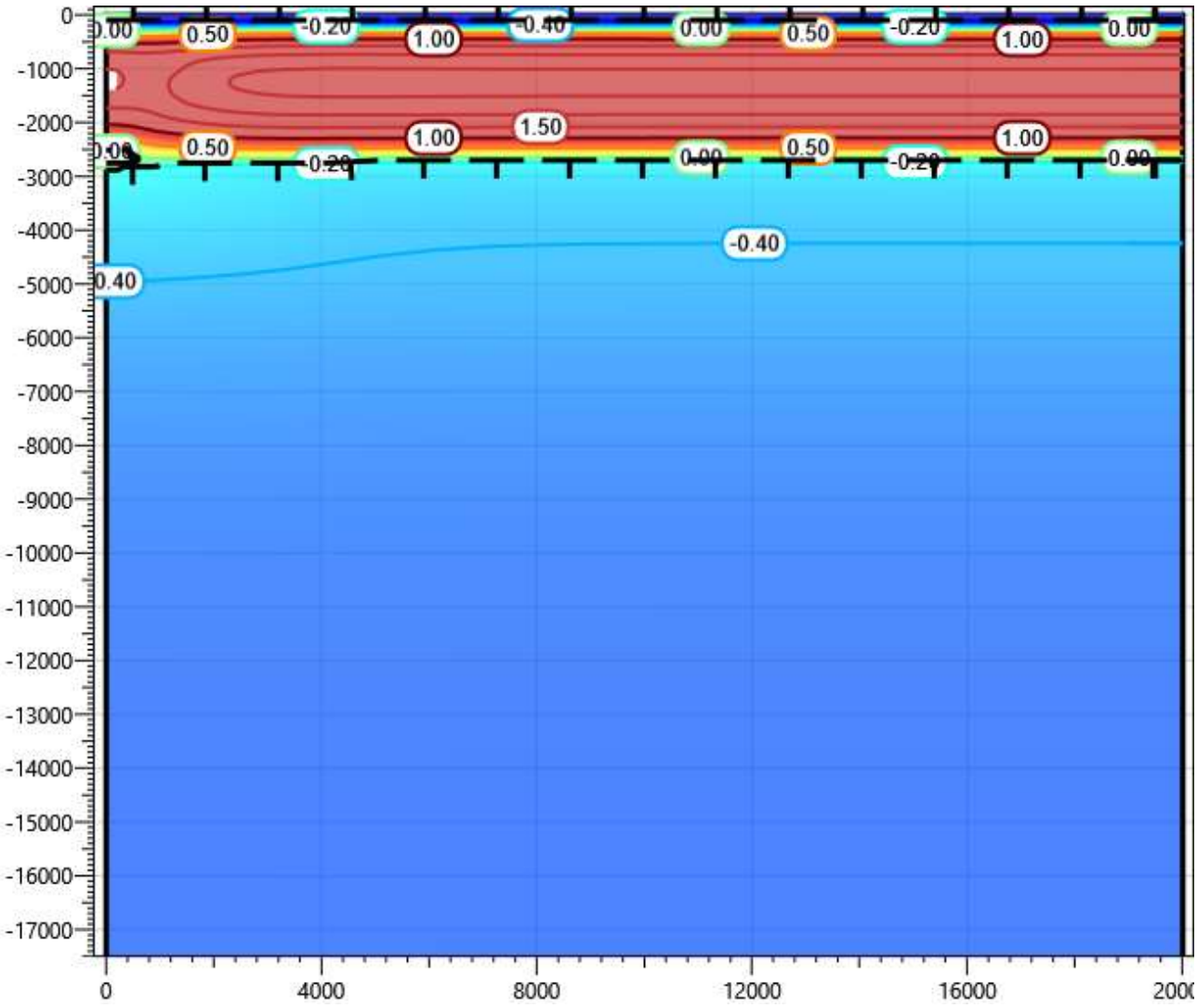


Рисунок В.242 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

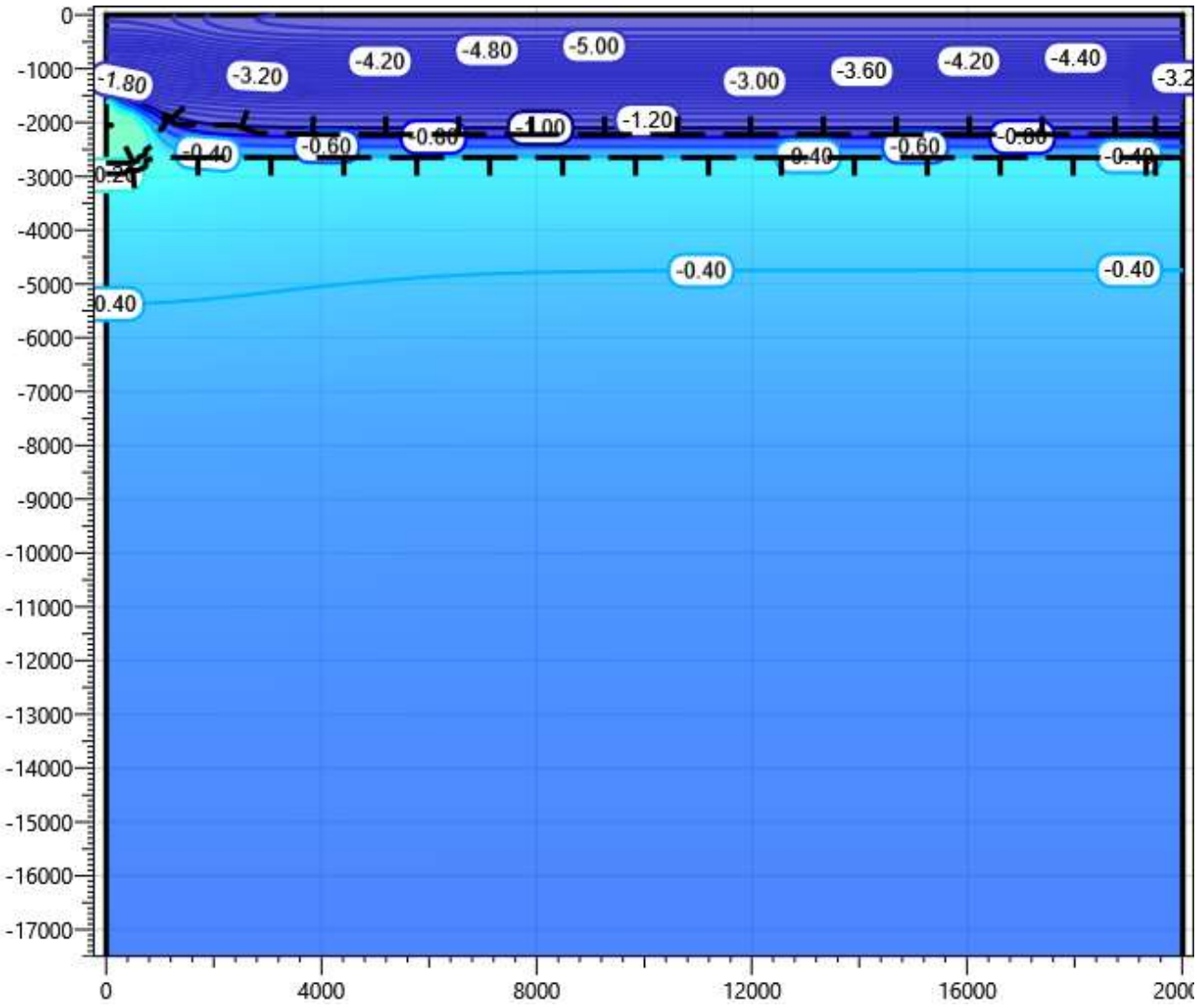


Рисунок В.243 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

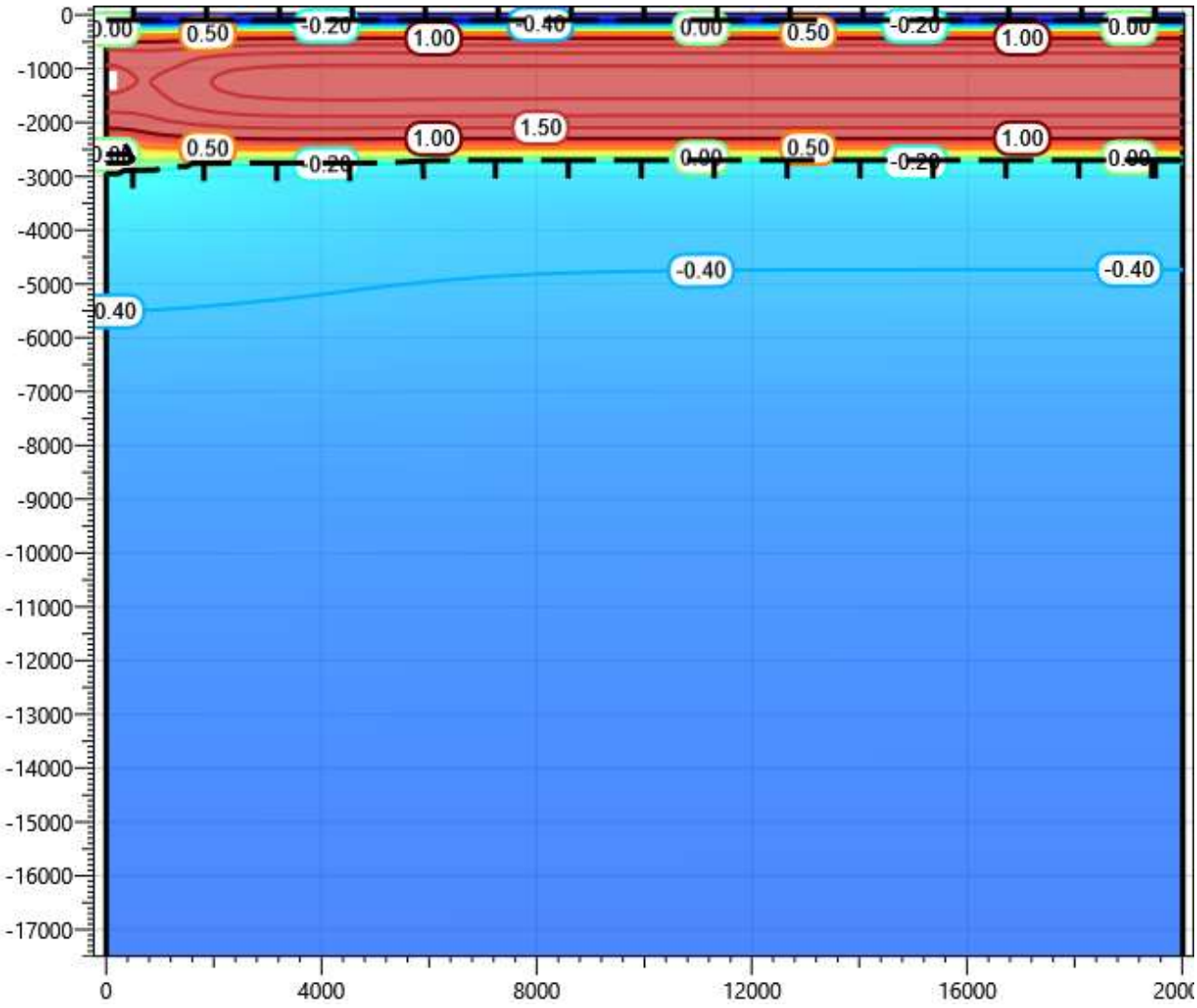


Рисунок В.244 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

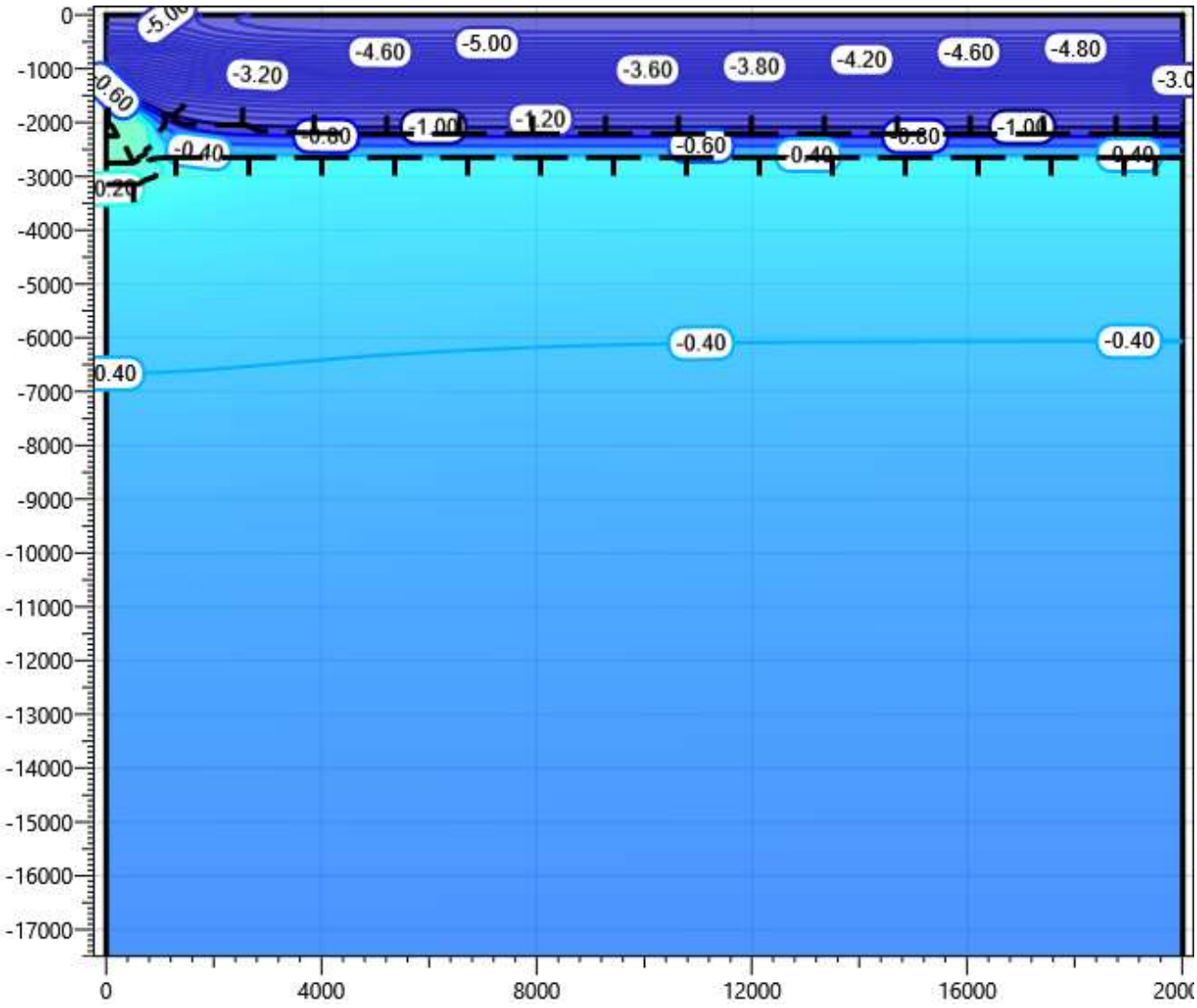


Рисунок В.245 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

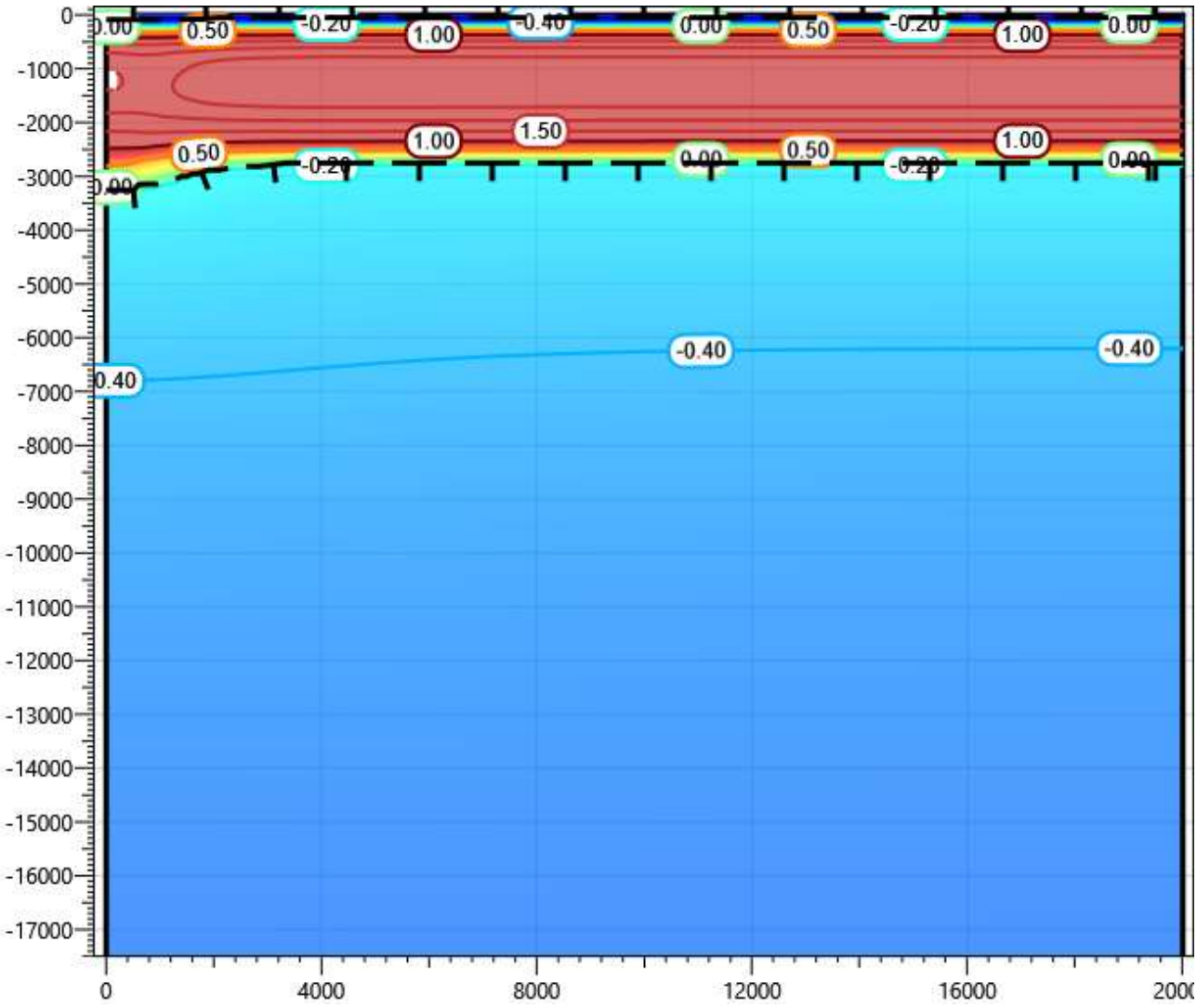


Рисунок В.246 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

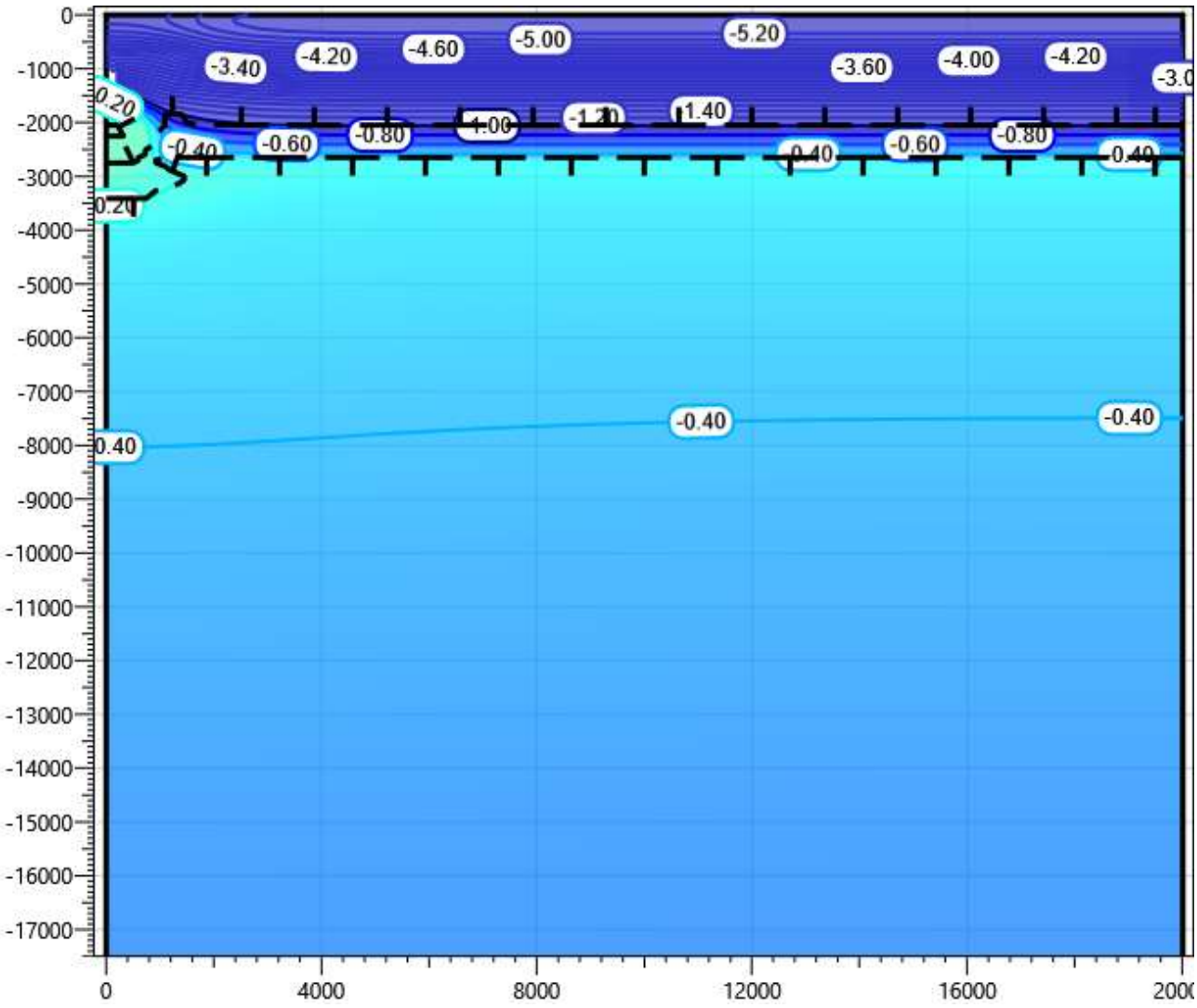


Рисунок В.247 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

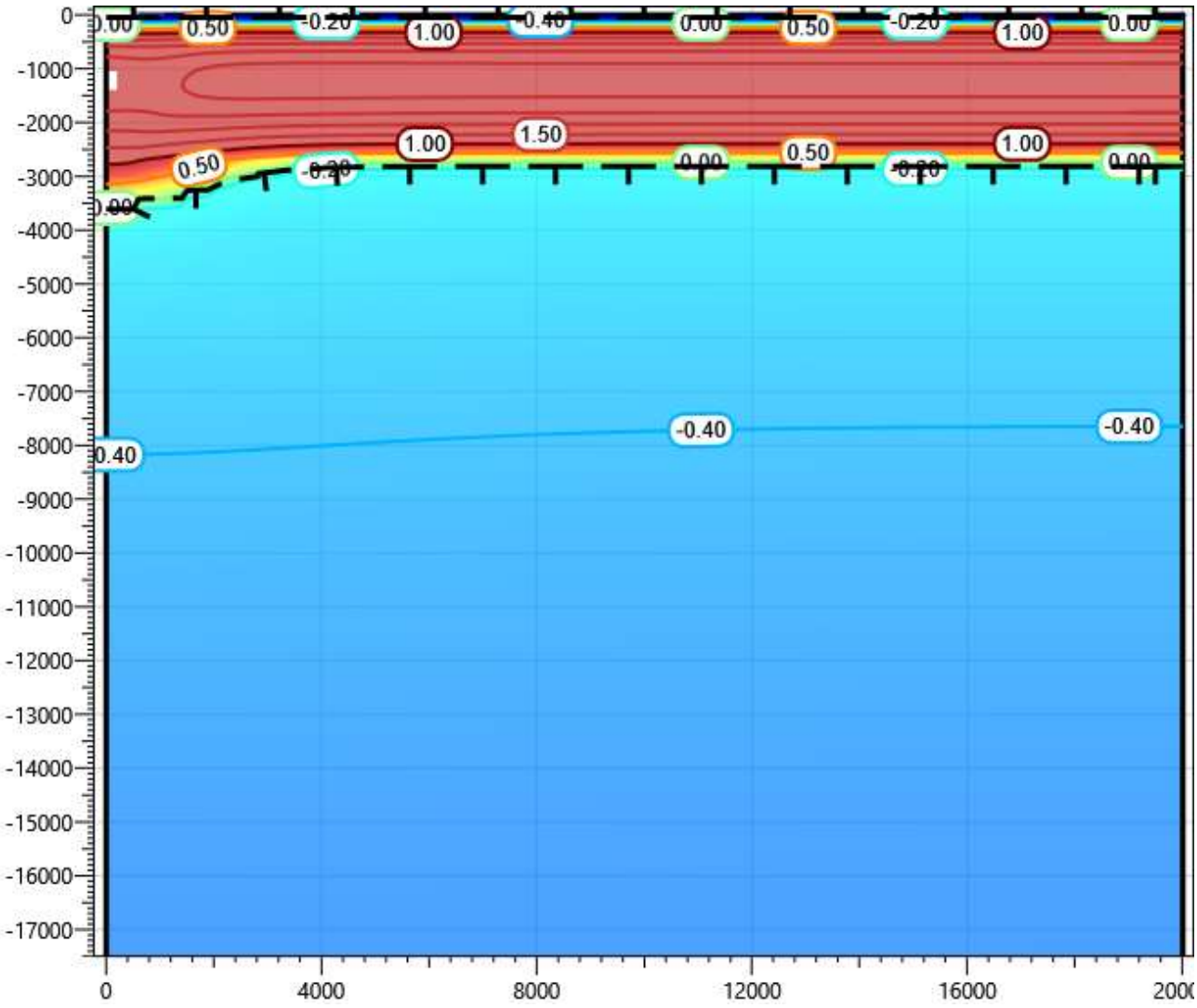


Рисунок В.248 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

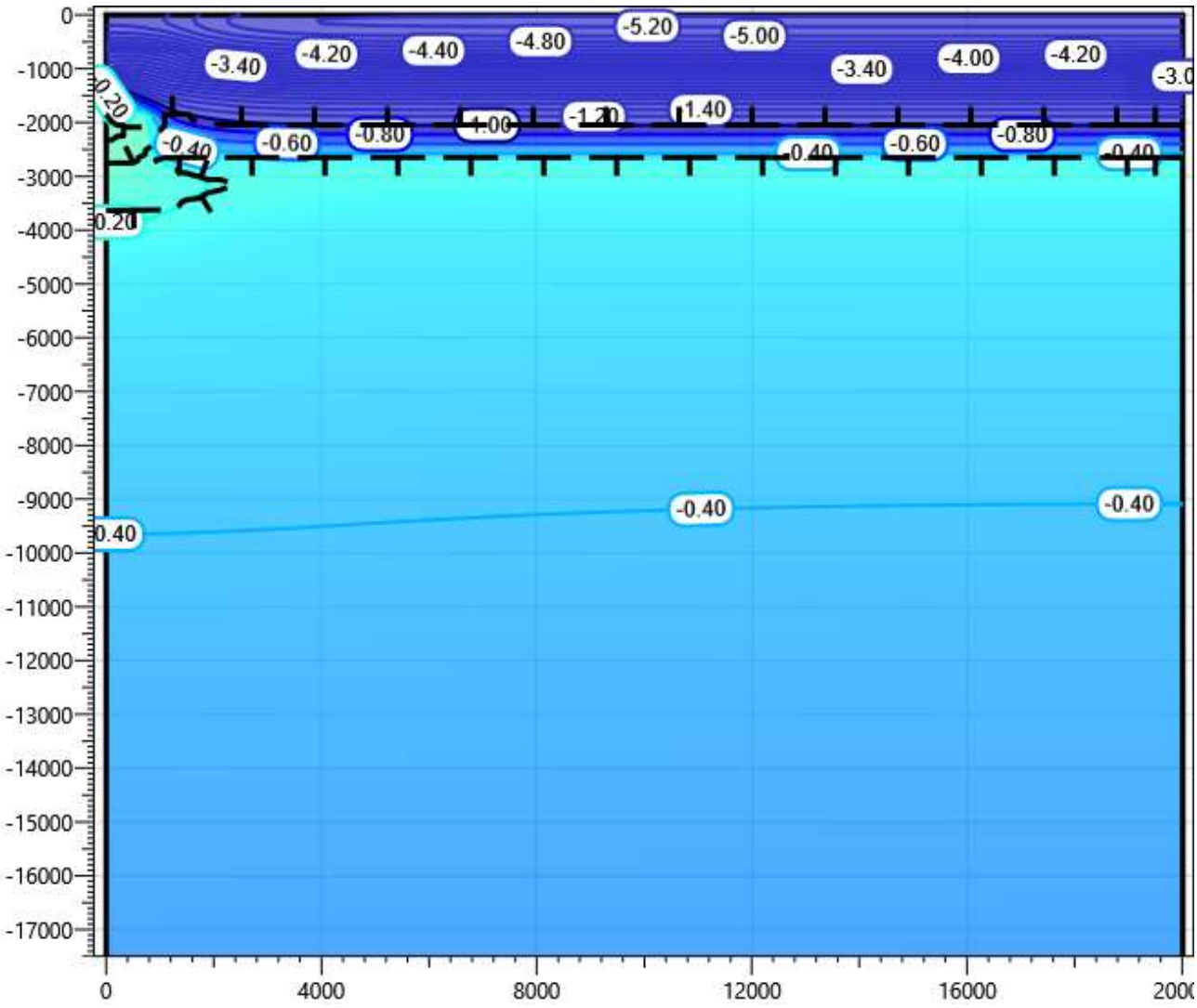


Рисунок В.249 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

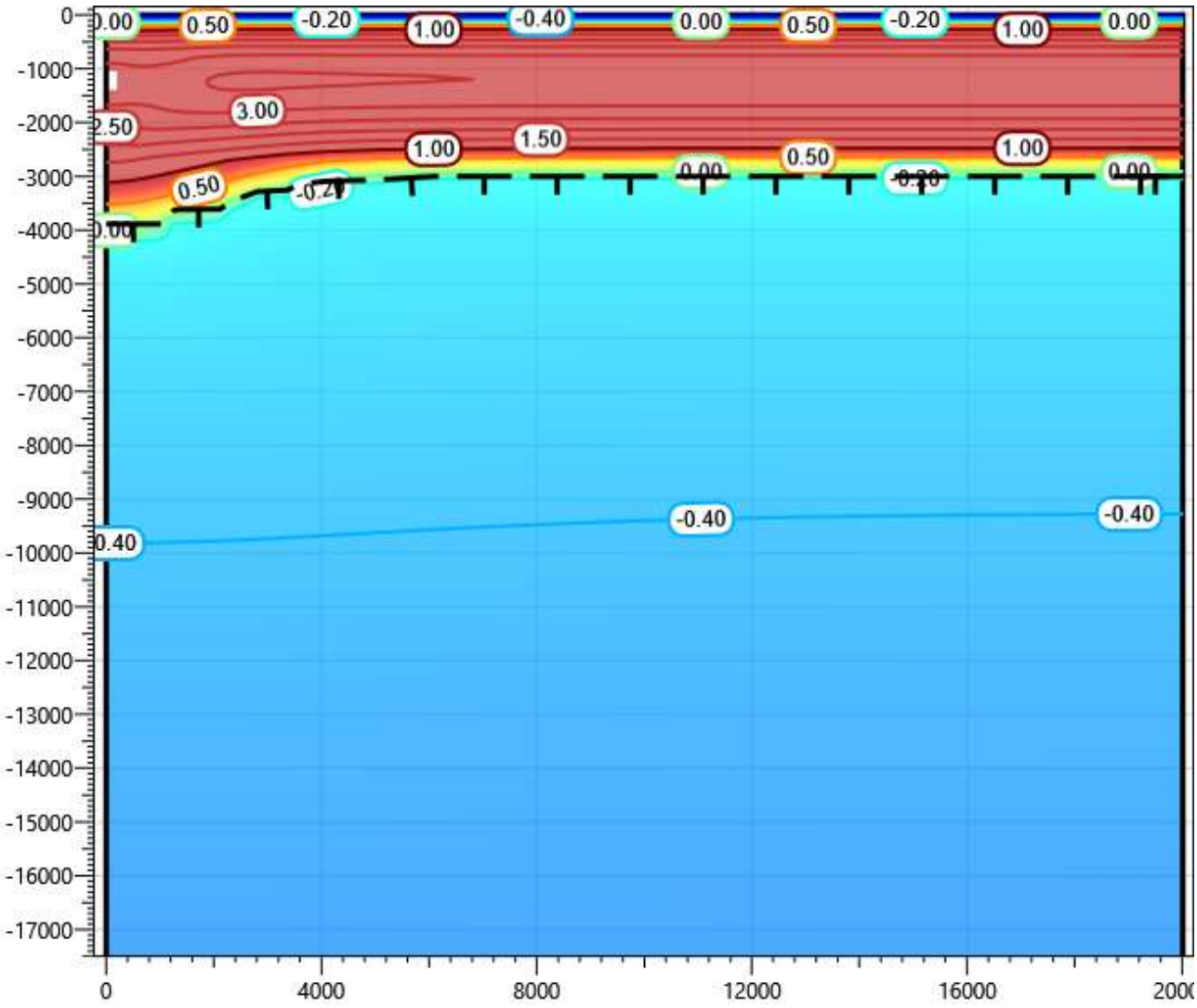


Рисунок В.250 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и заменой грунта в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

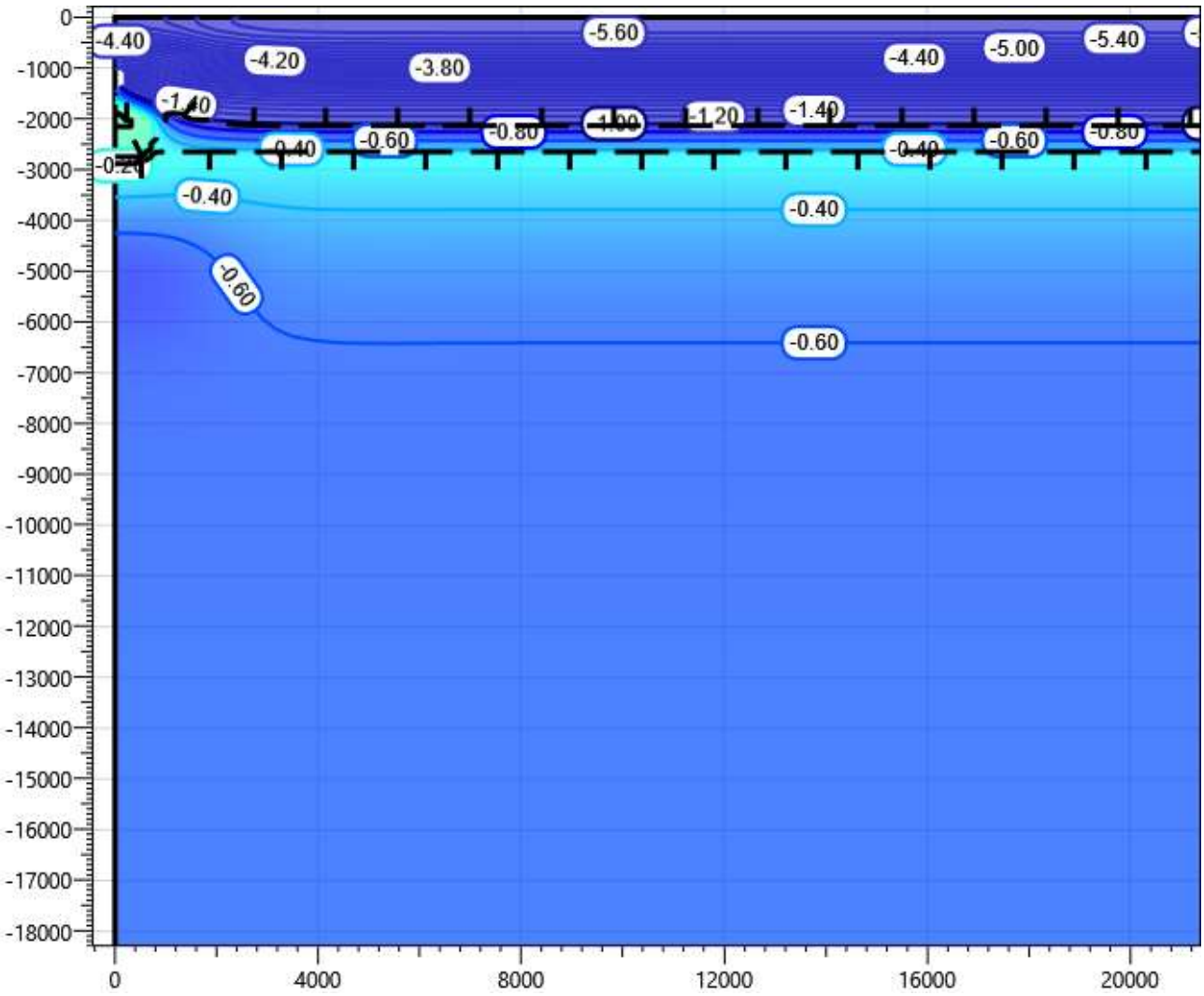


Рисунок В.251 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

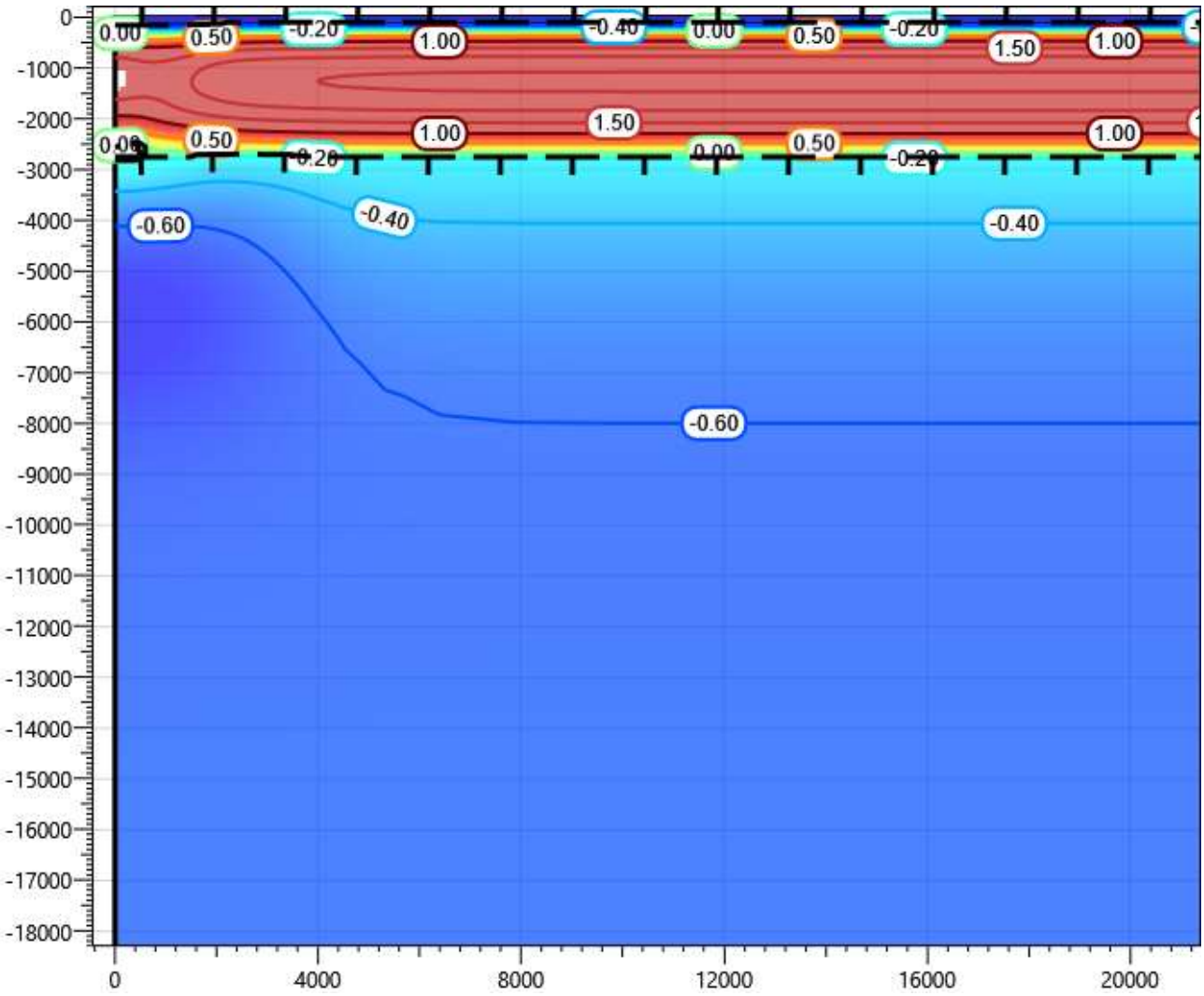


Рисунок В.252 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

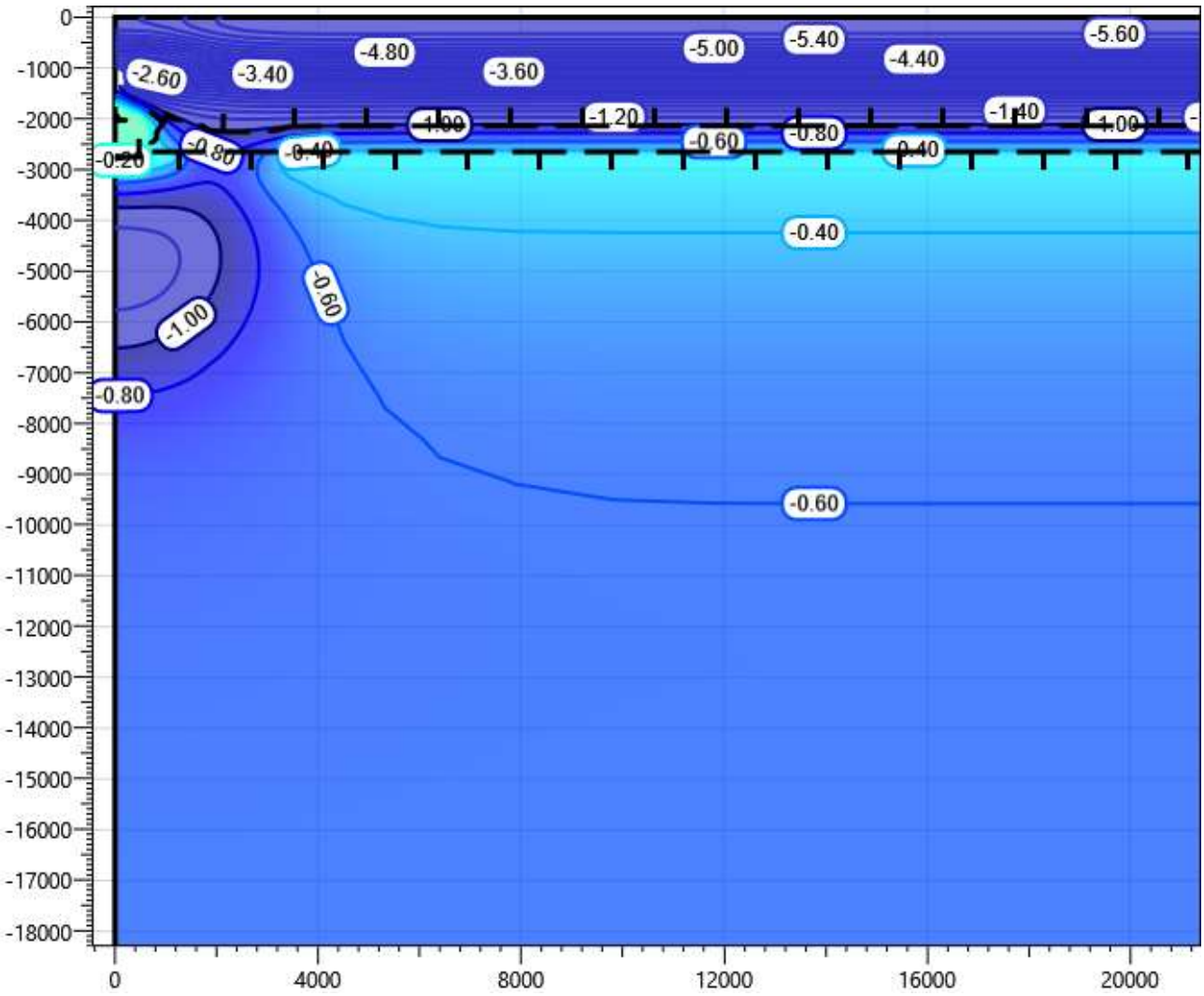


Рисунок В.253 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

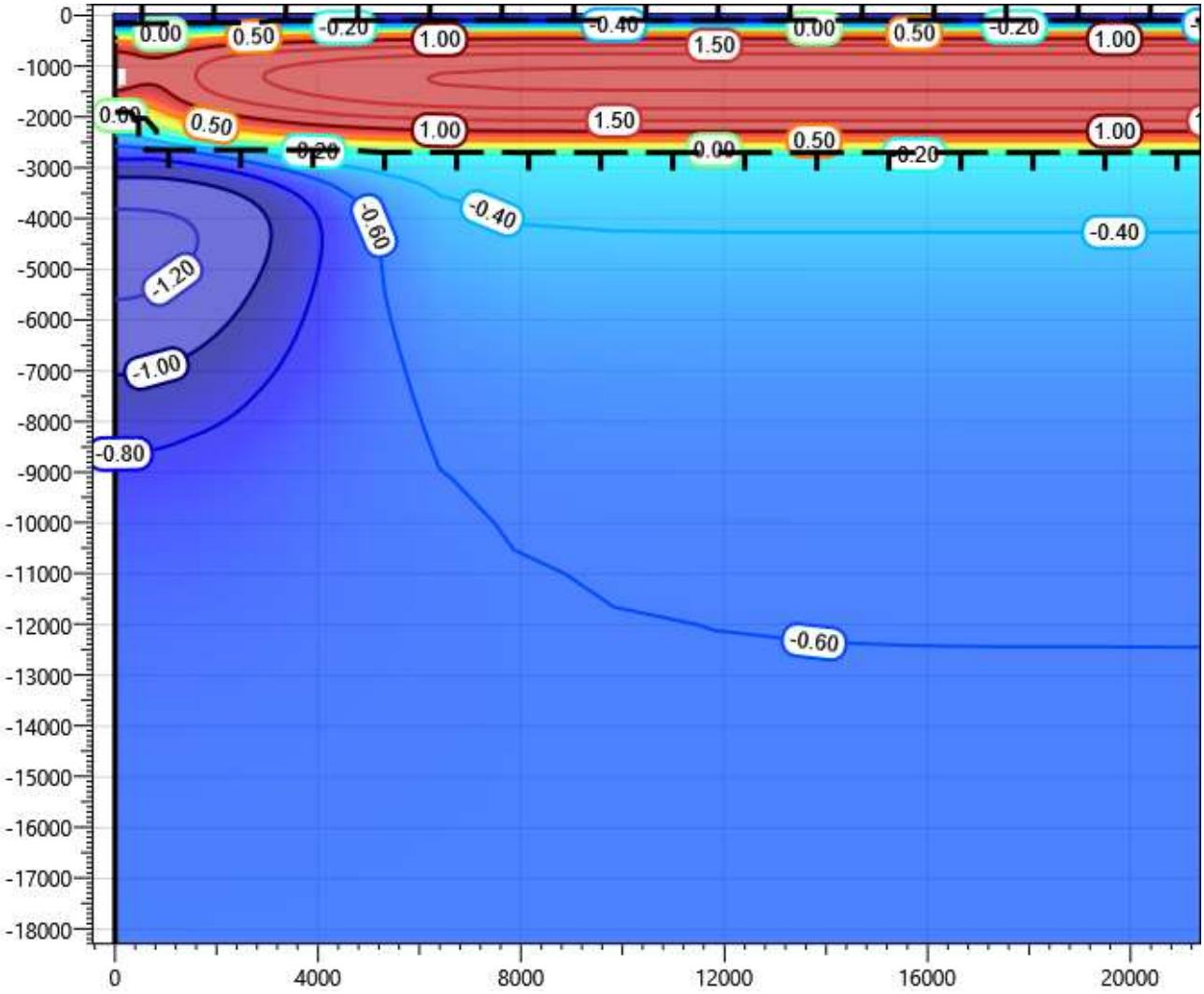


Рисунок В.254 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

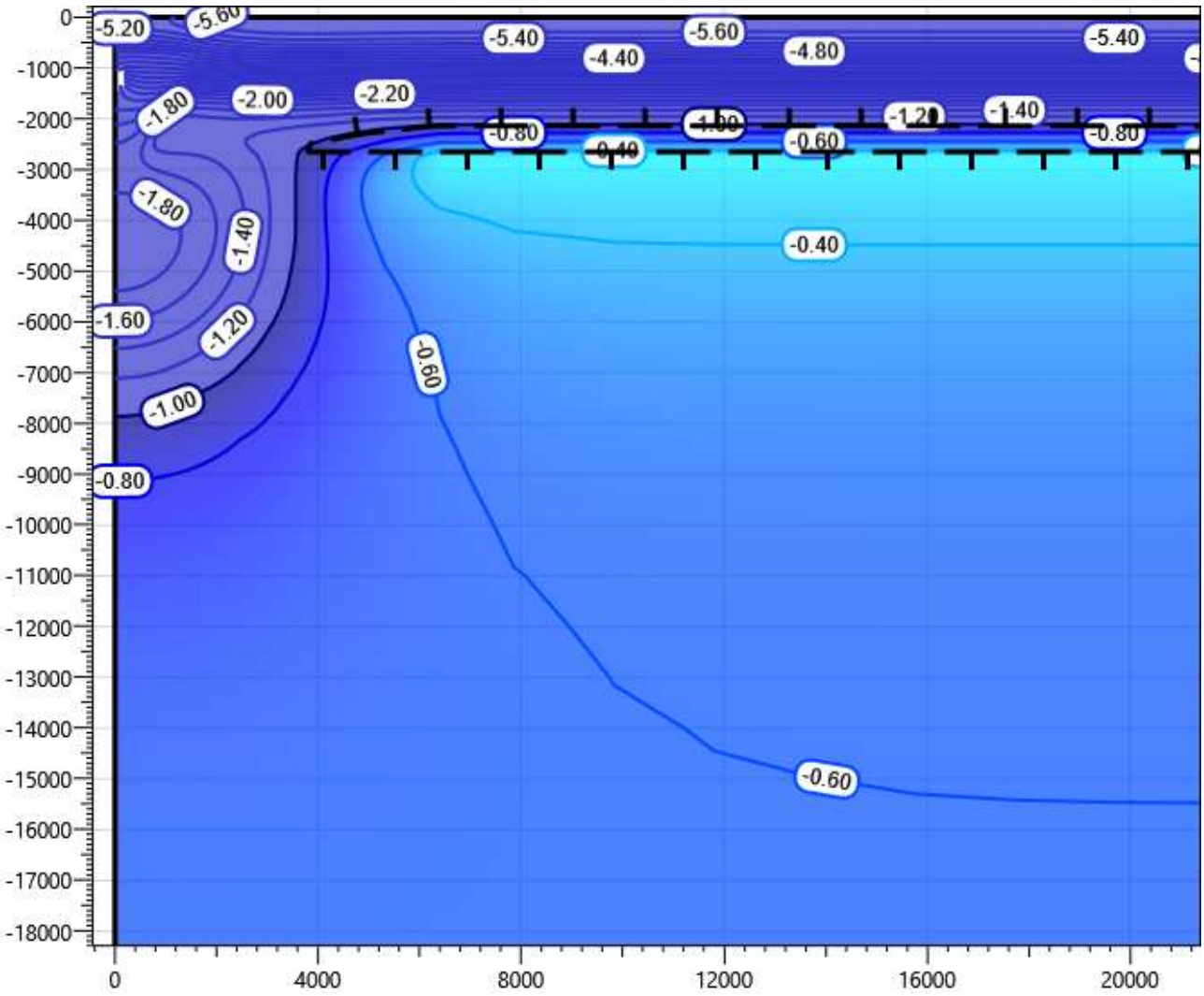


Рисунок В.255 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

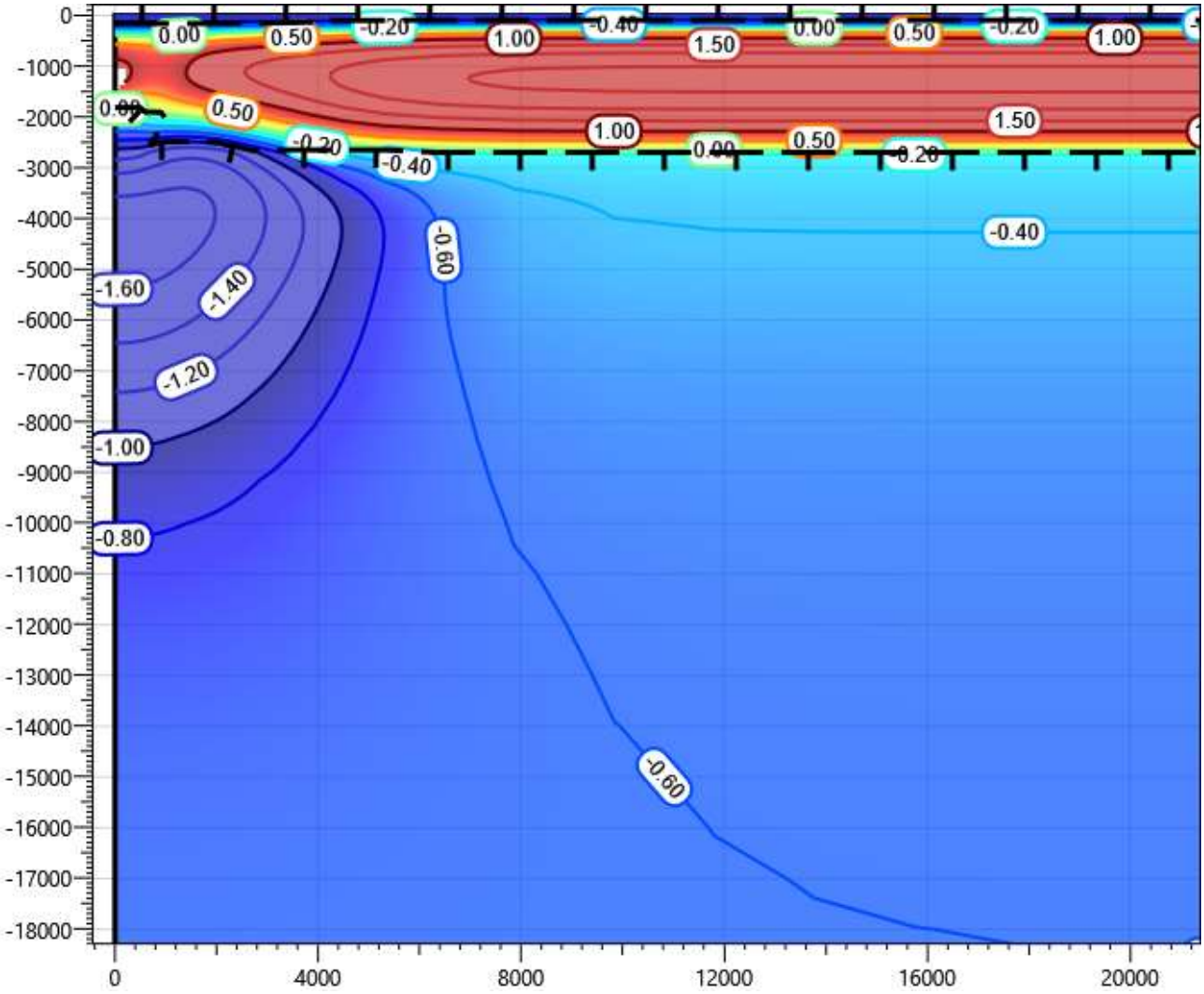


Рисунок В.256 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

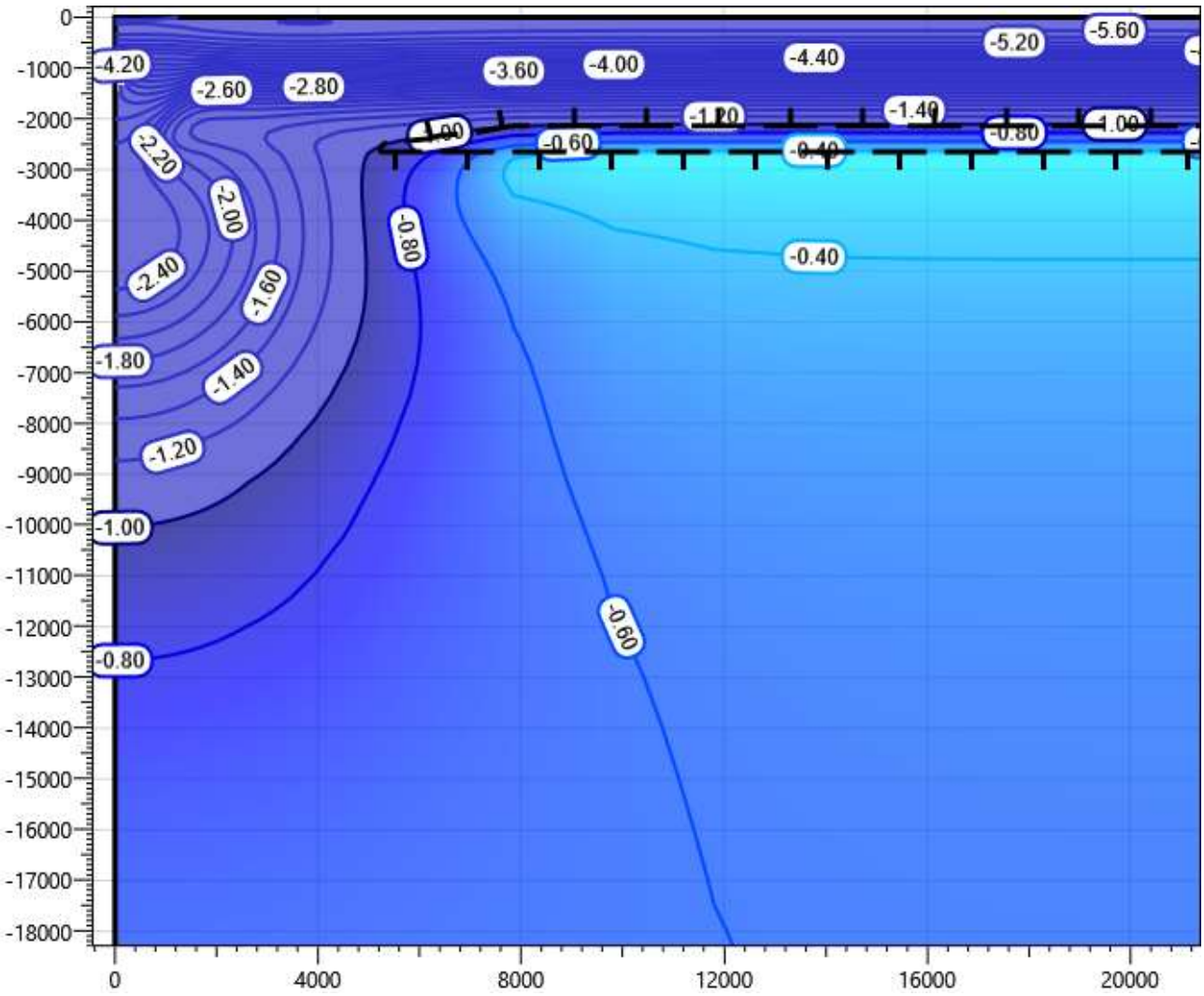


Рисунок В.257 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

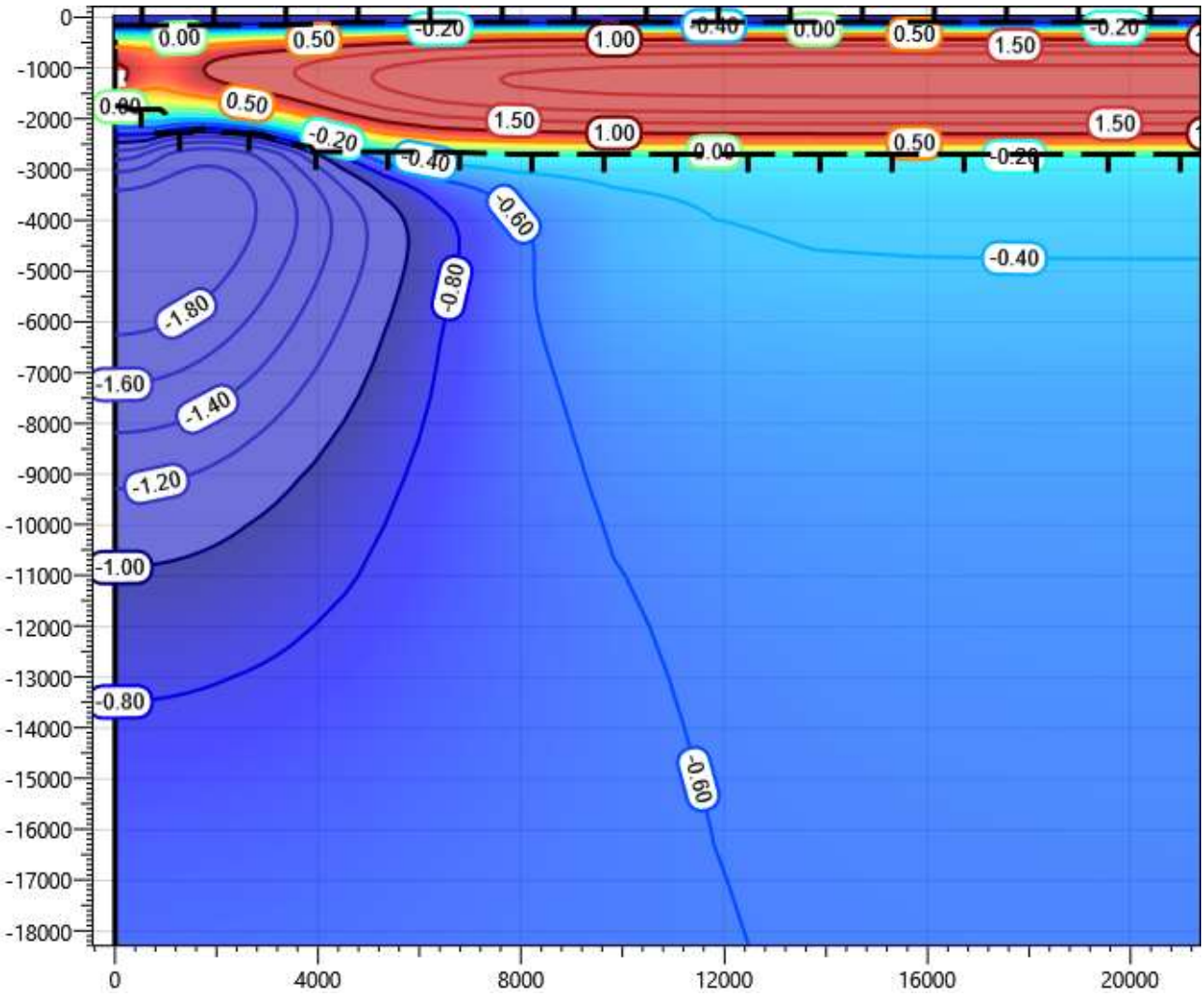


Рисунок В.258 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

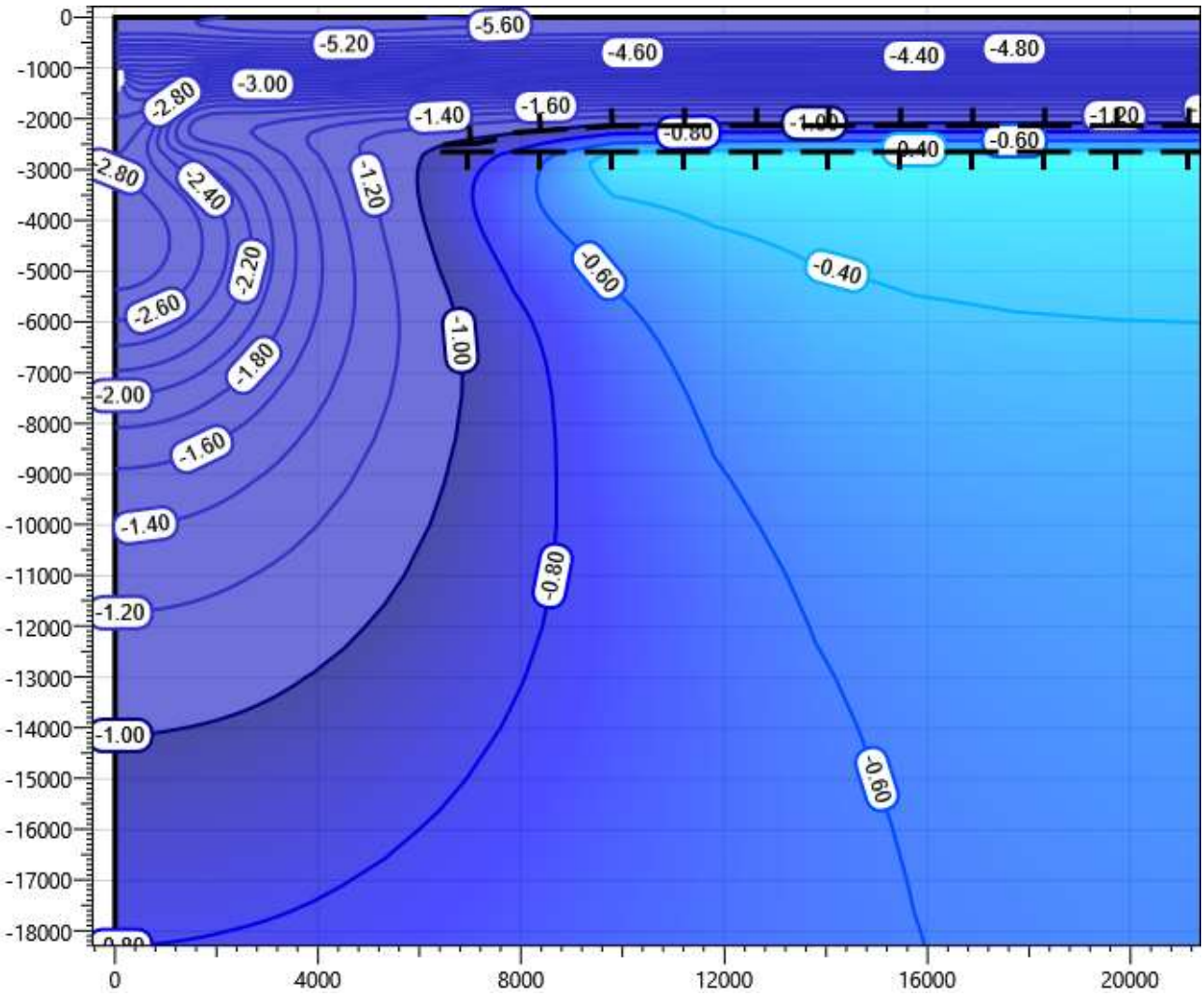


Рисунок В.259 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

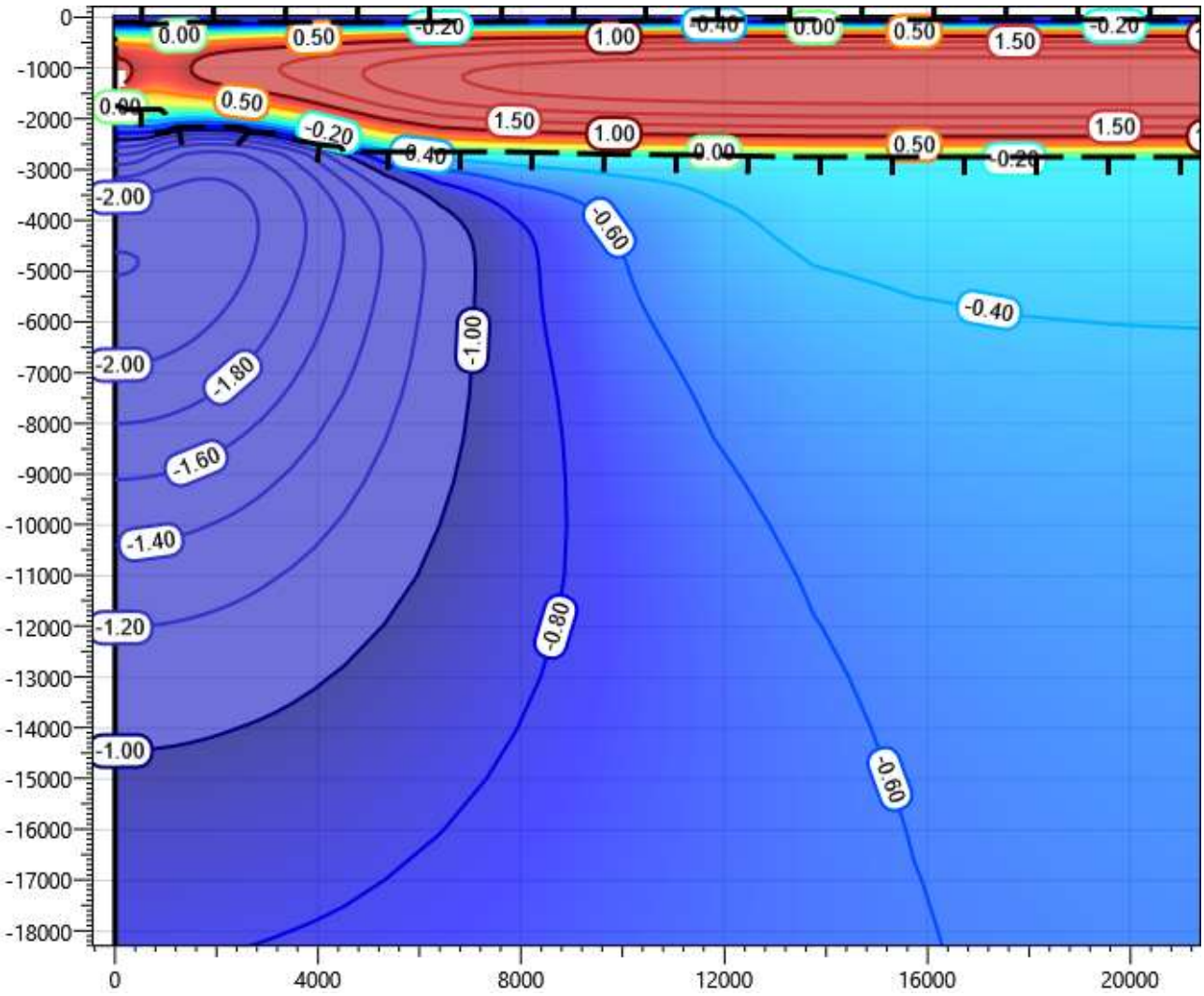


Рисунок В.260 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

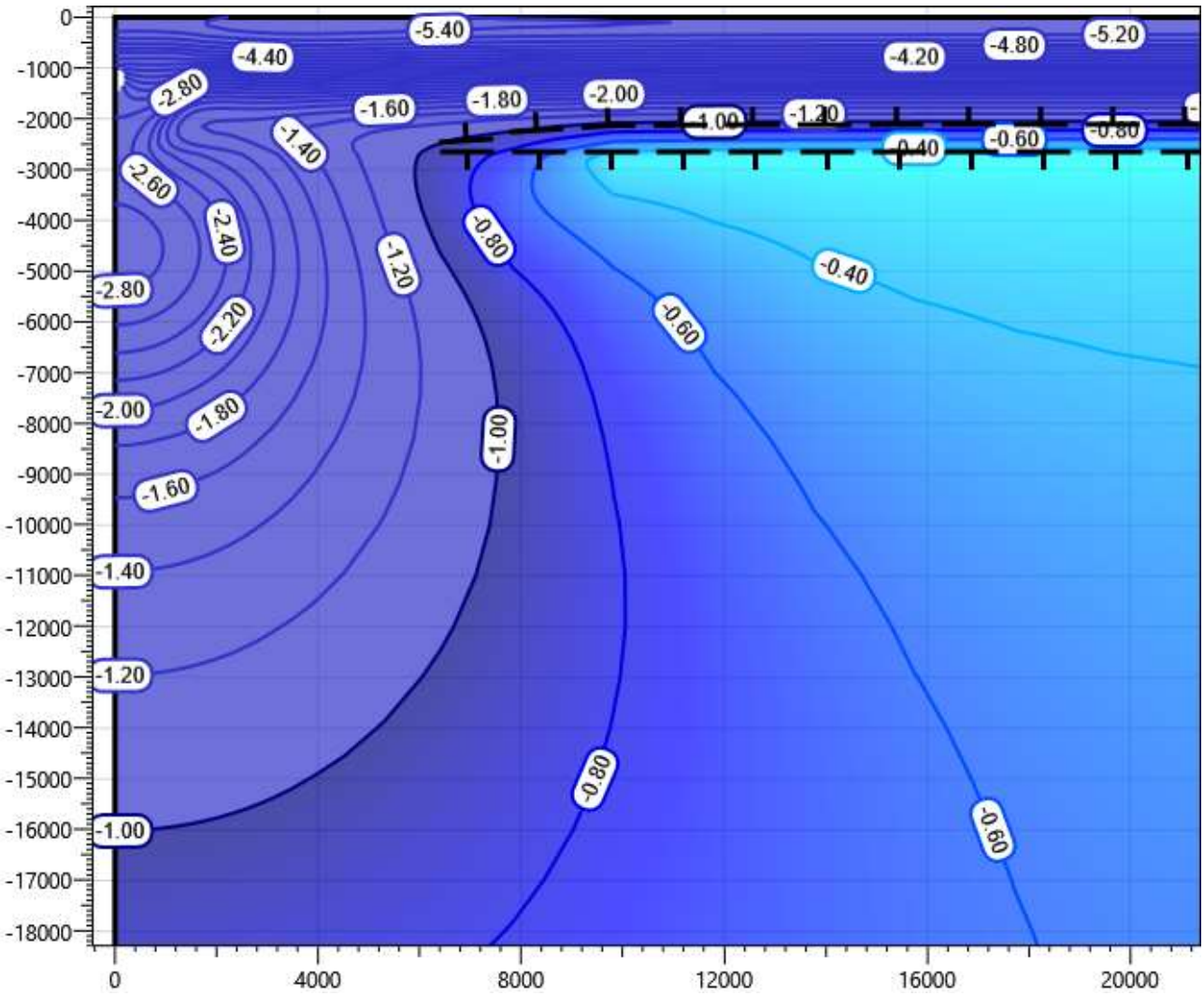


Рисунок В.261 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

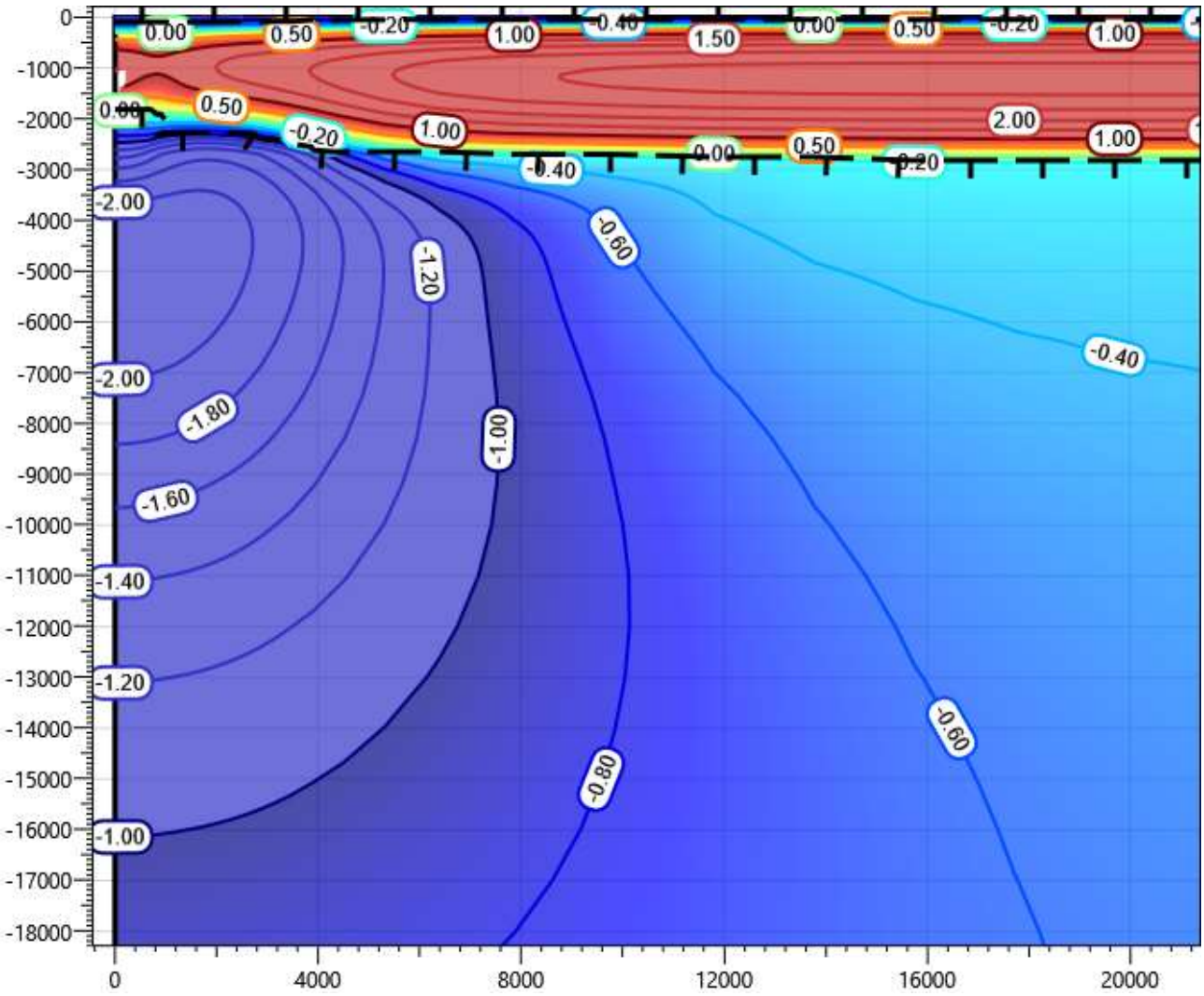


Рисунок В.262 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

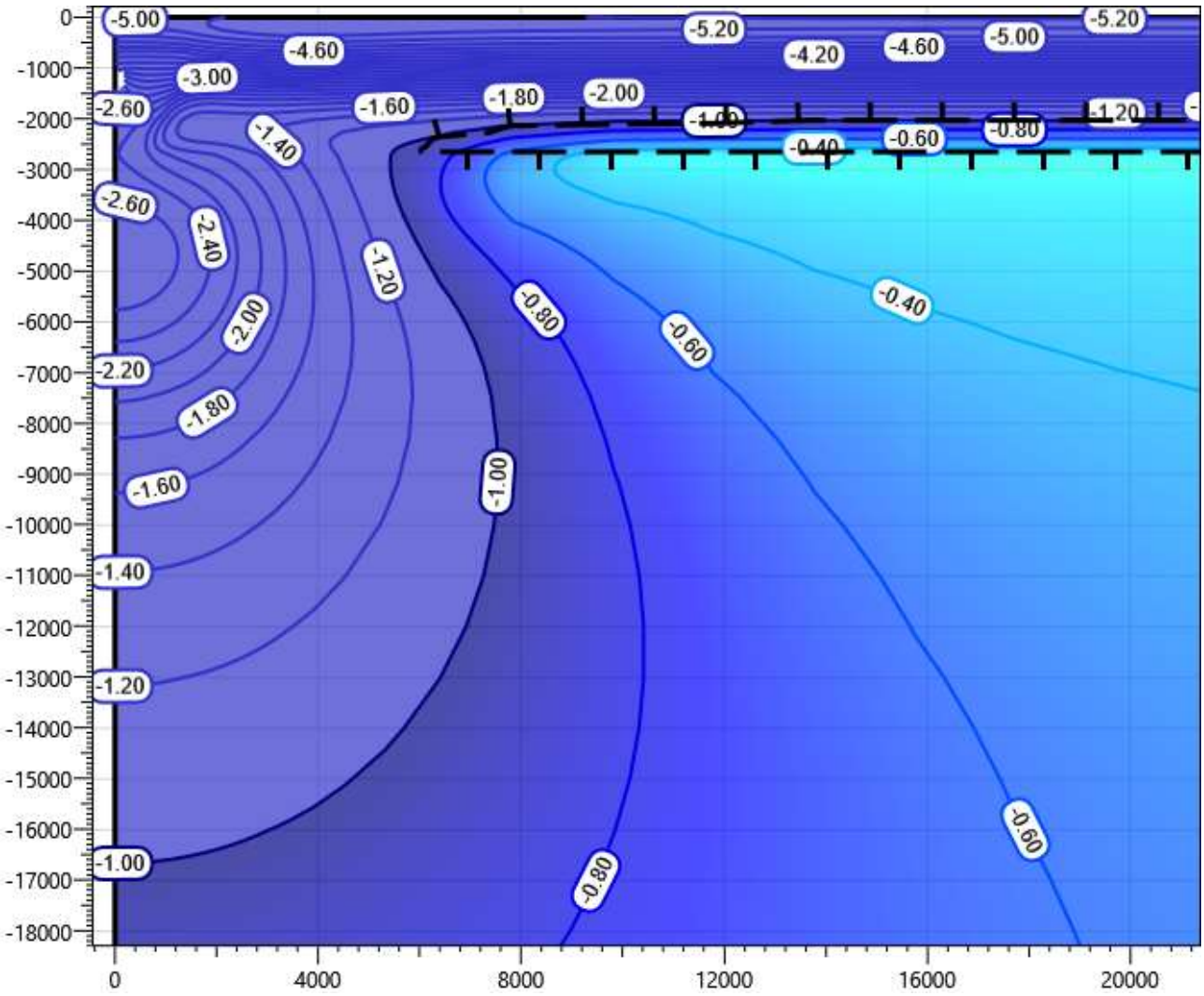


Рисунок В.263 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

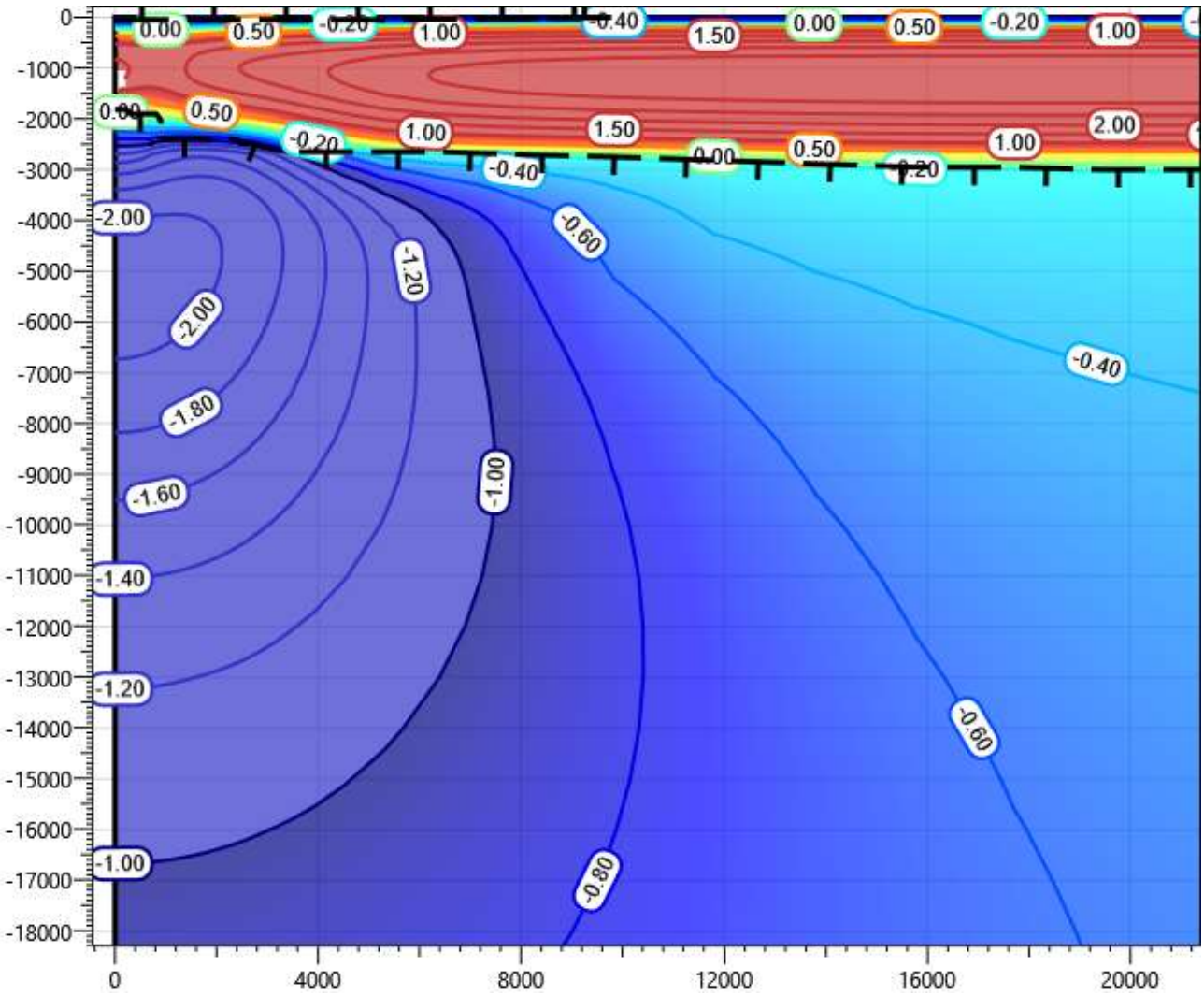


Рисунок В.264 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией, заменой грунта и СОУ в районе ПК879+60 скважина ННПЗ-334. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

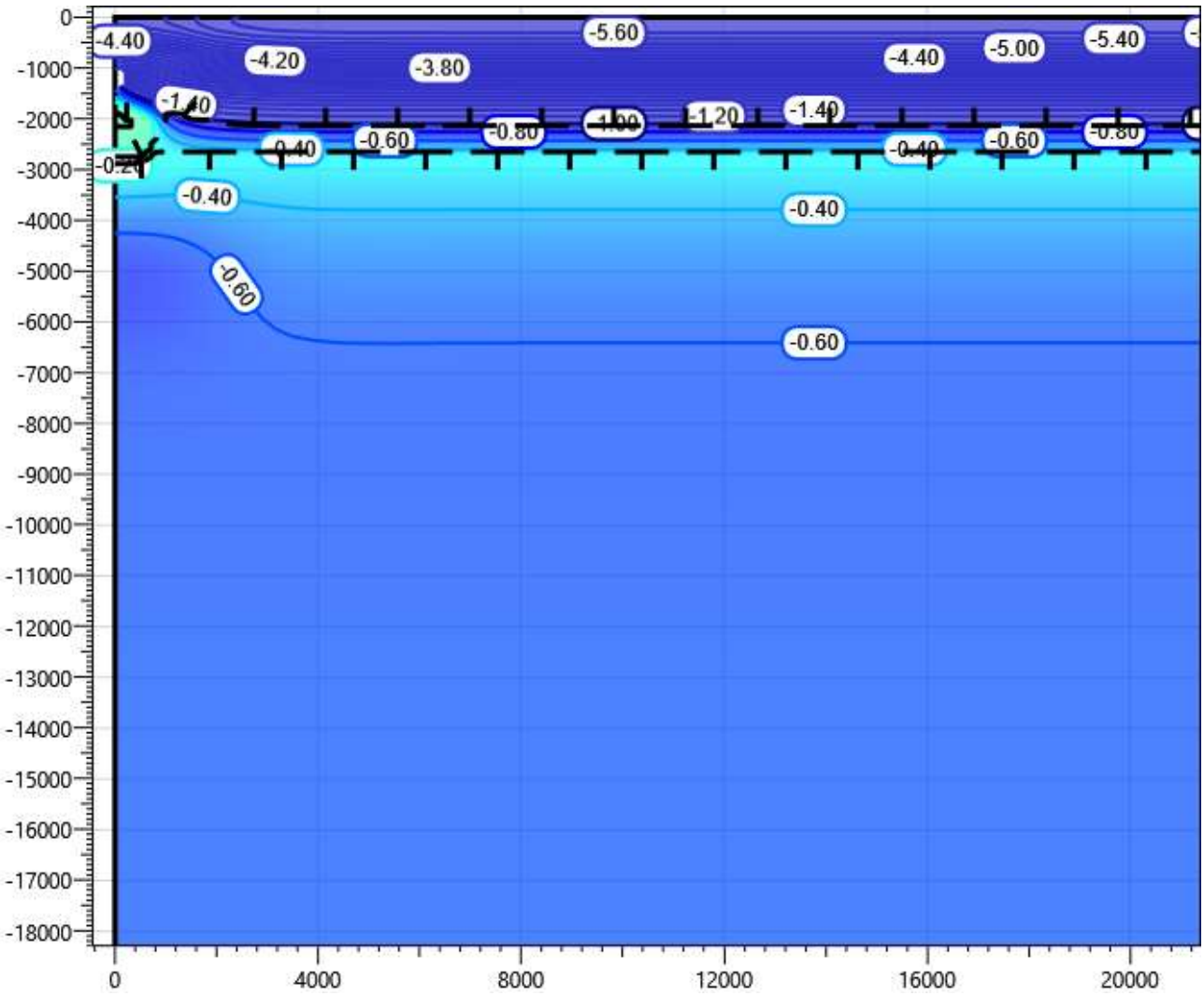


Рисунок В.265 – Температурное распределение в районе проектируемого нефтепровода с теплоизоляцией и СОУ в районе ПК876+60 скважина ННПЗ-334. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

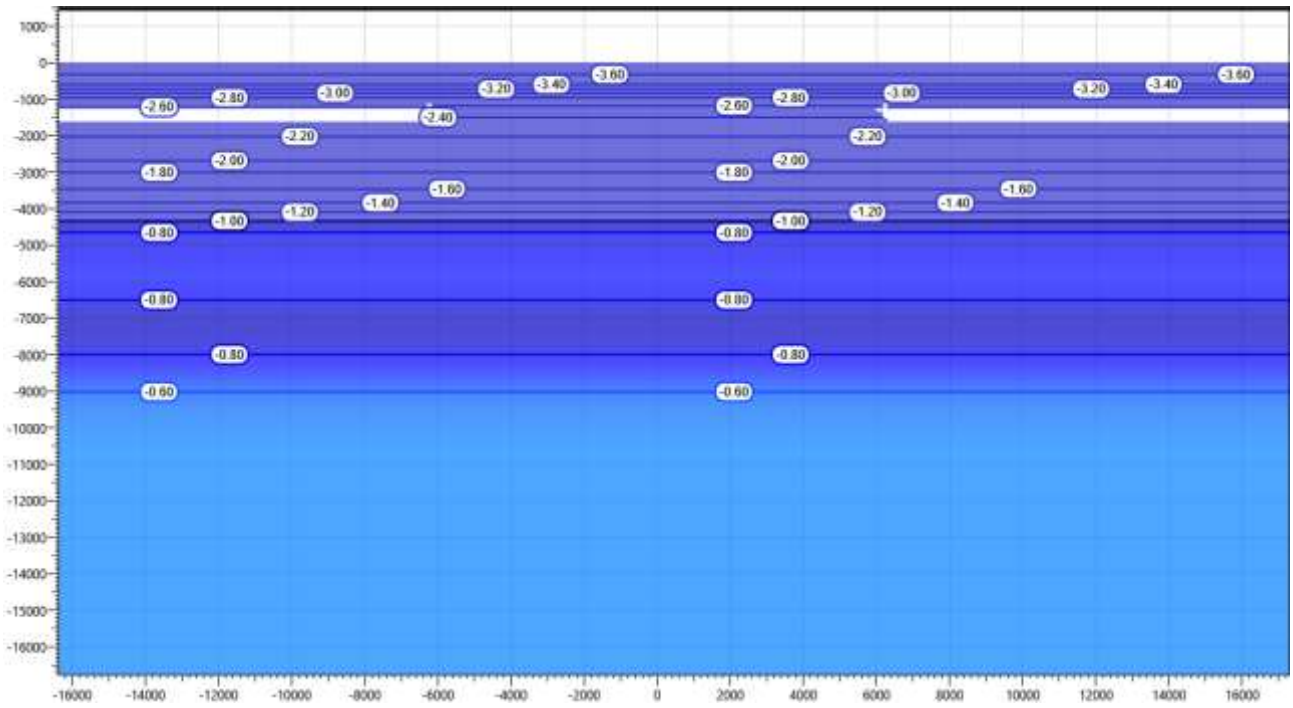


Рисунок В.266 – Начальное температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478.

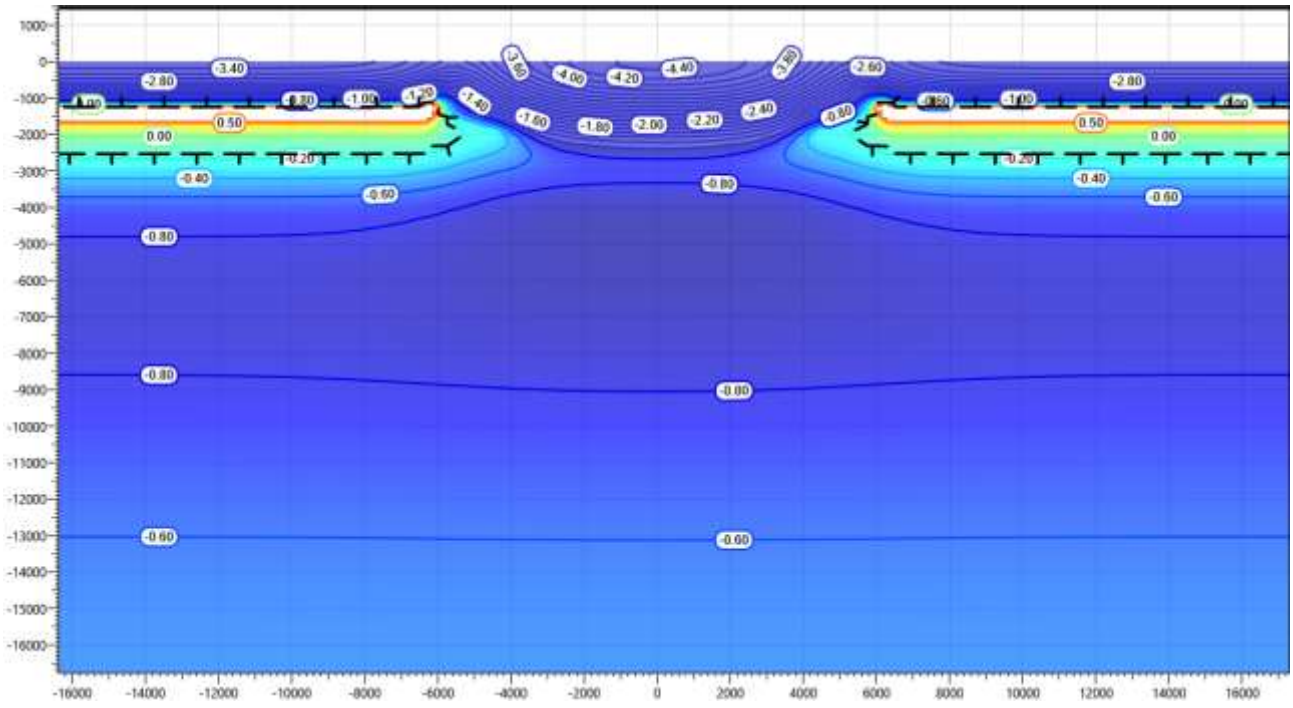


Рисунок В.267 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

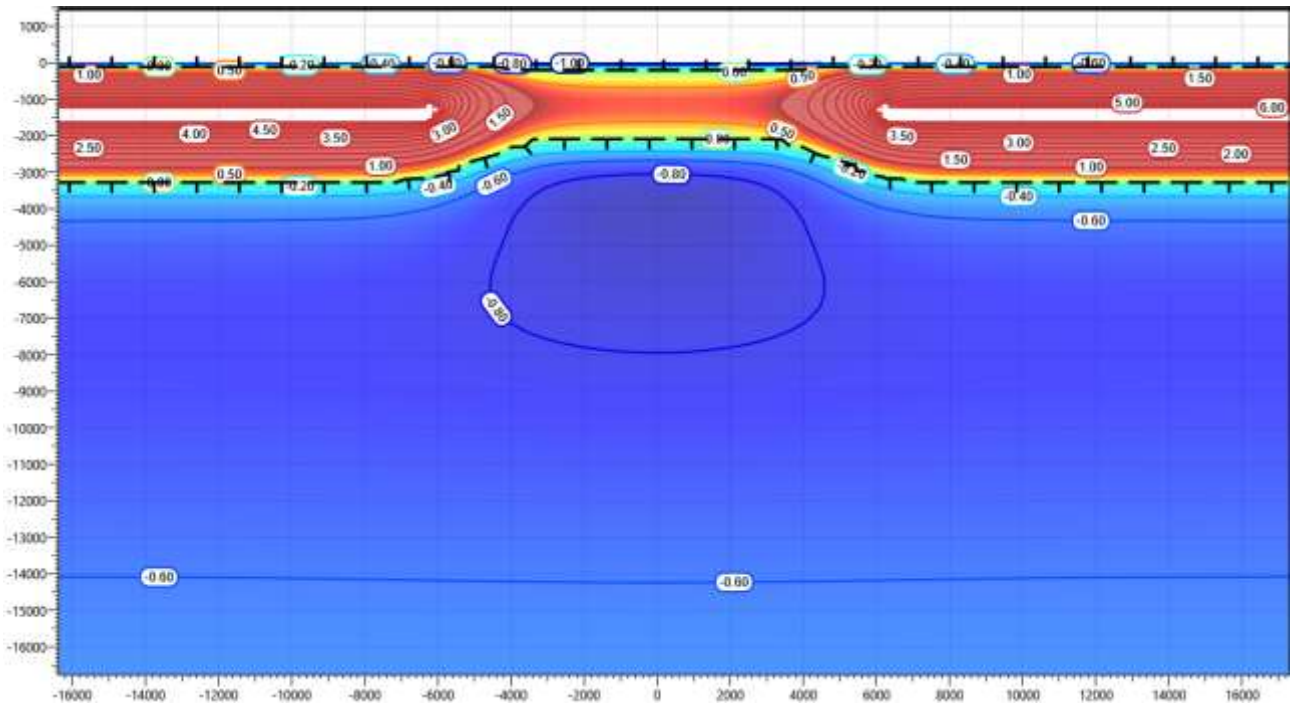


Рисунок В.268 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

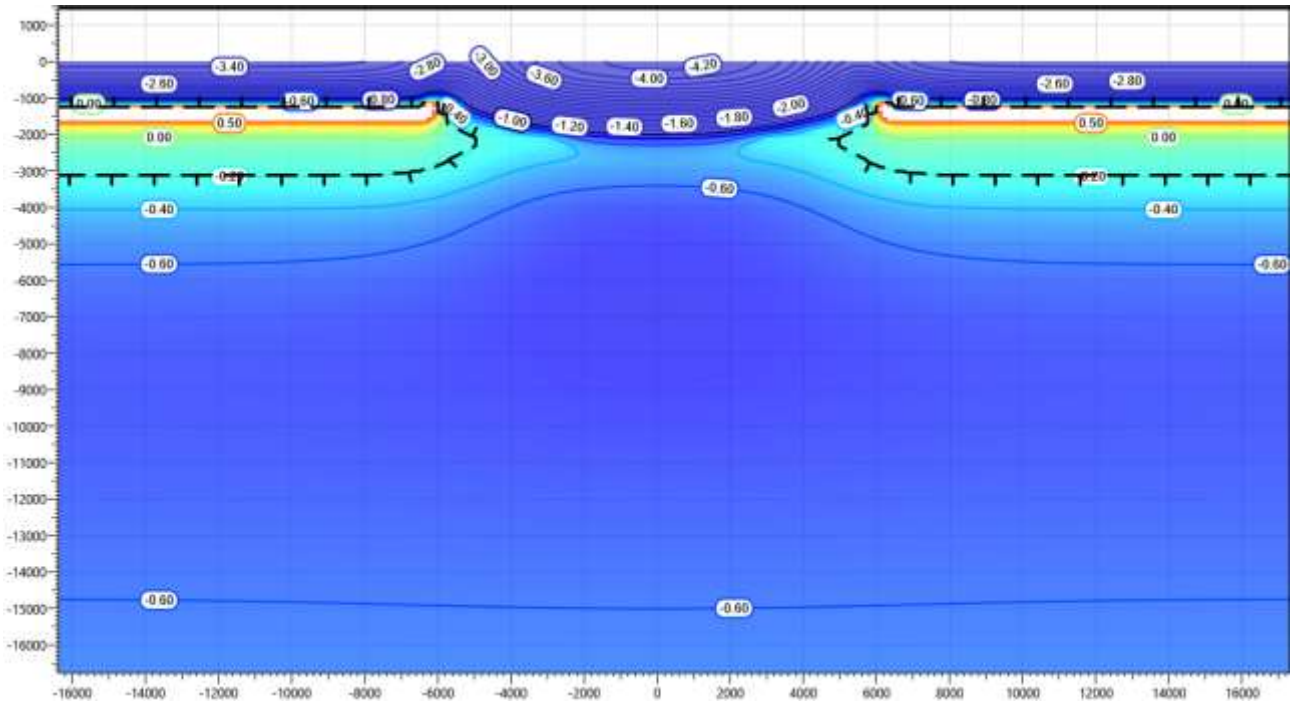


Рисунок В.269 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

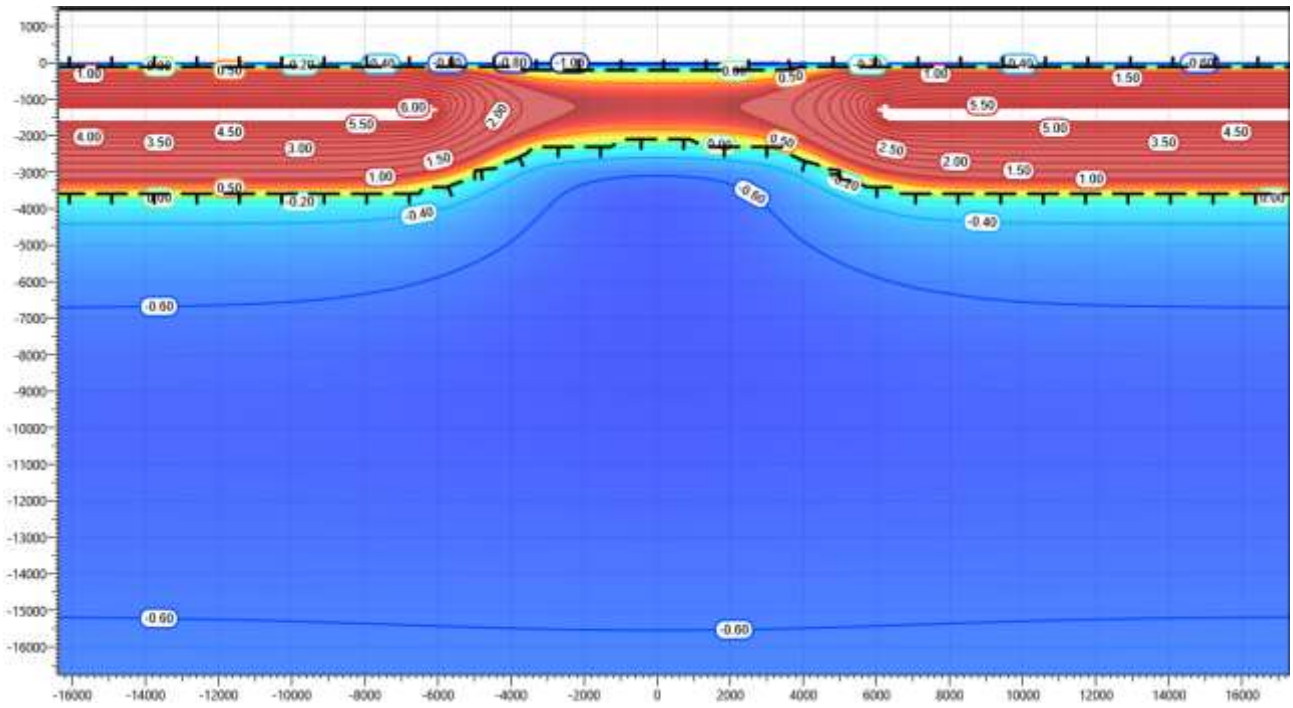


Рисунок В.270 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

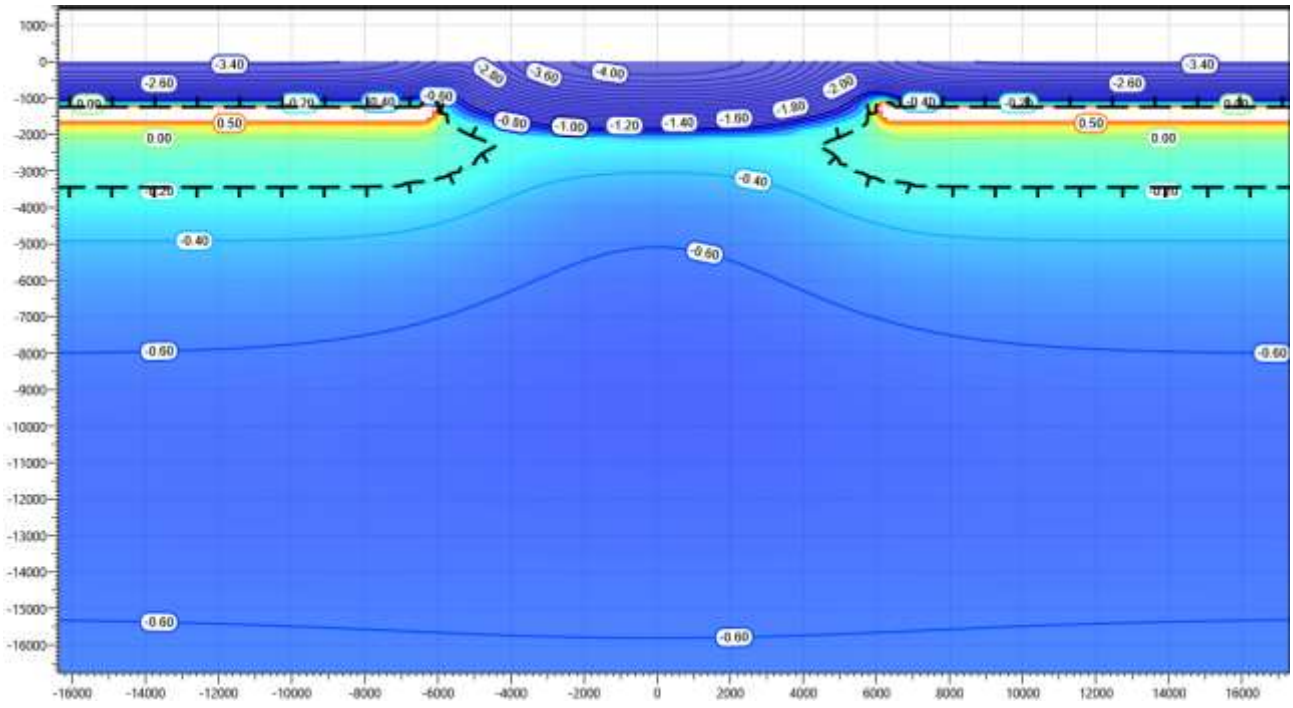


Рисунок В.271 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

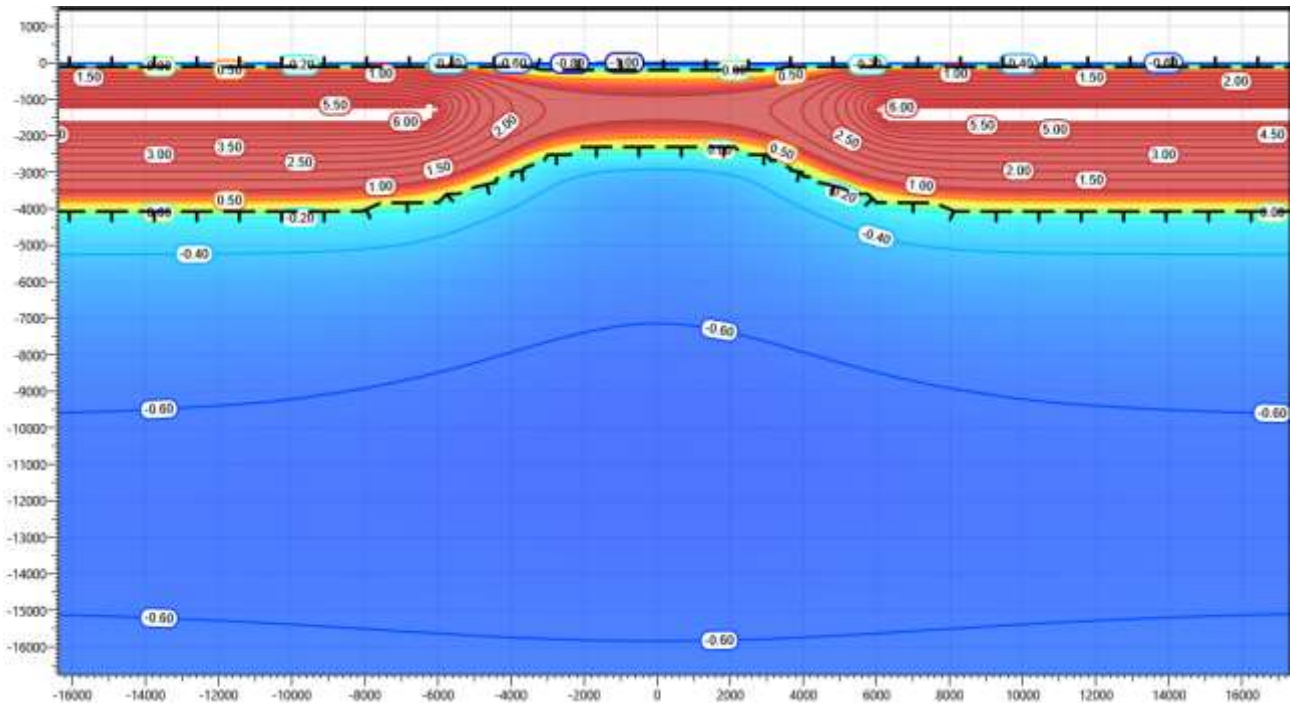


Рисунок В.272 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

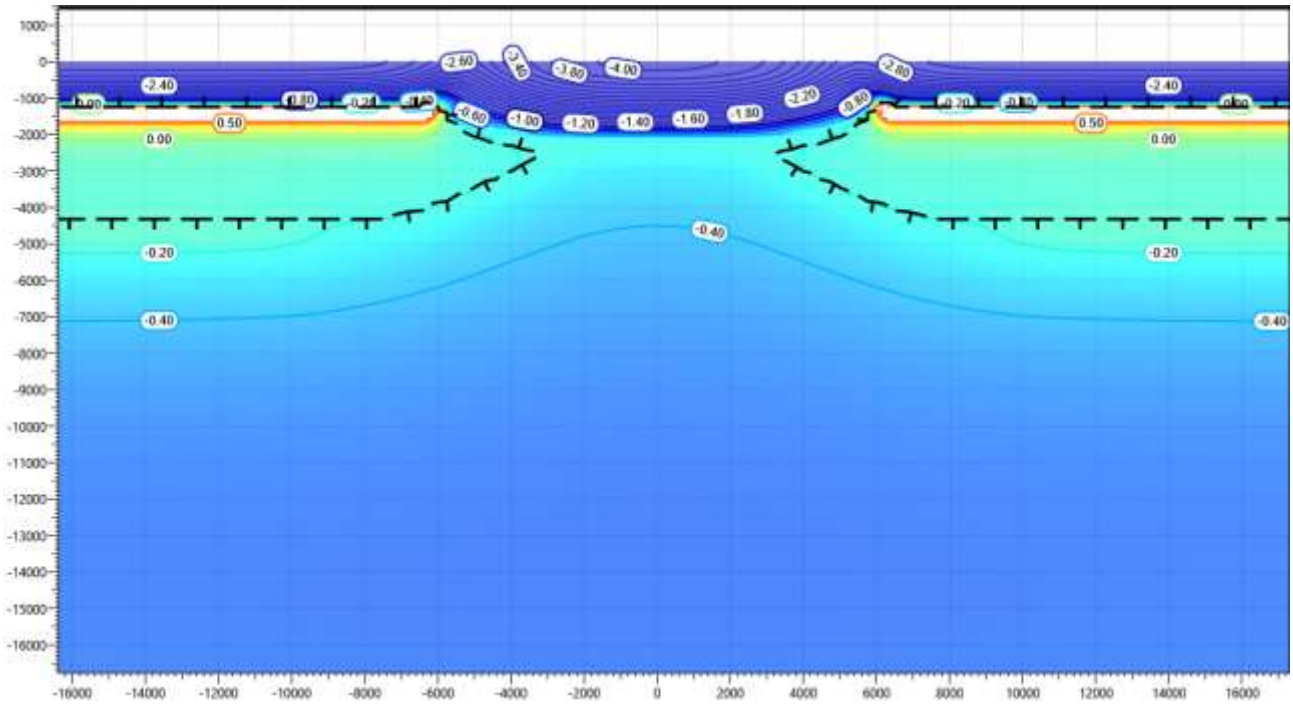


Рисунок В.273 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

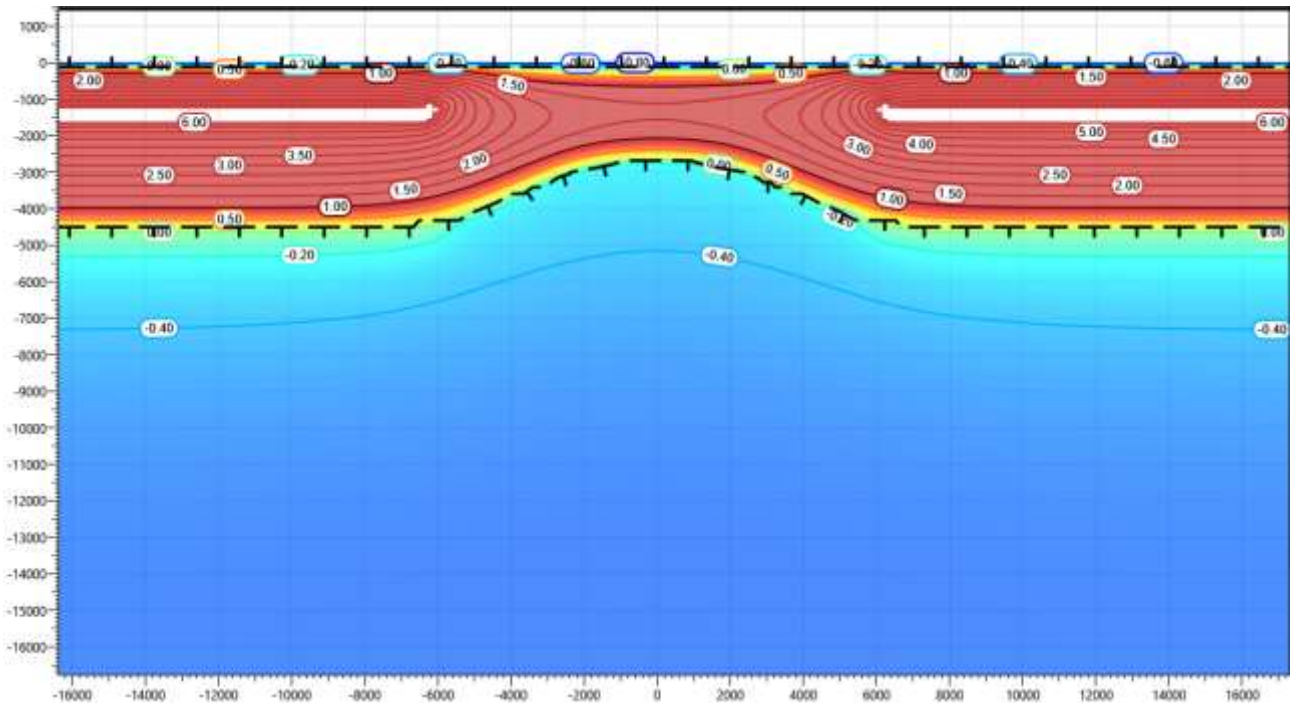


Рисунок В.274 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

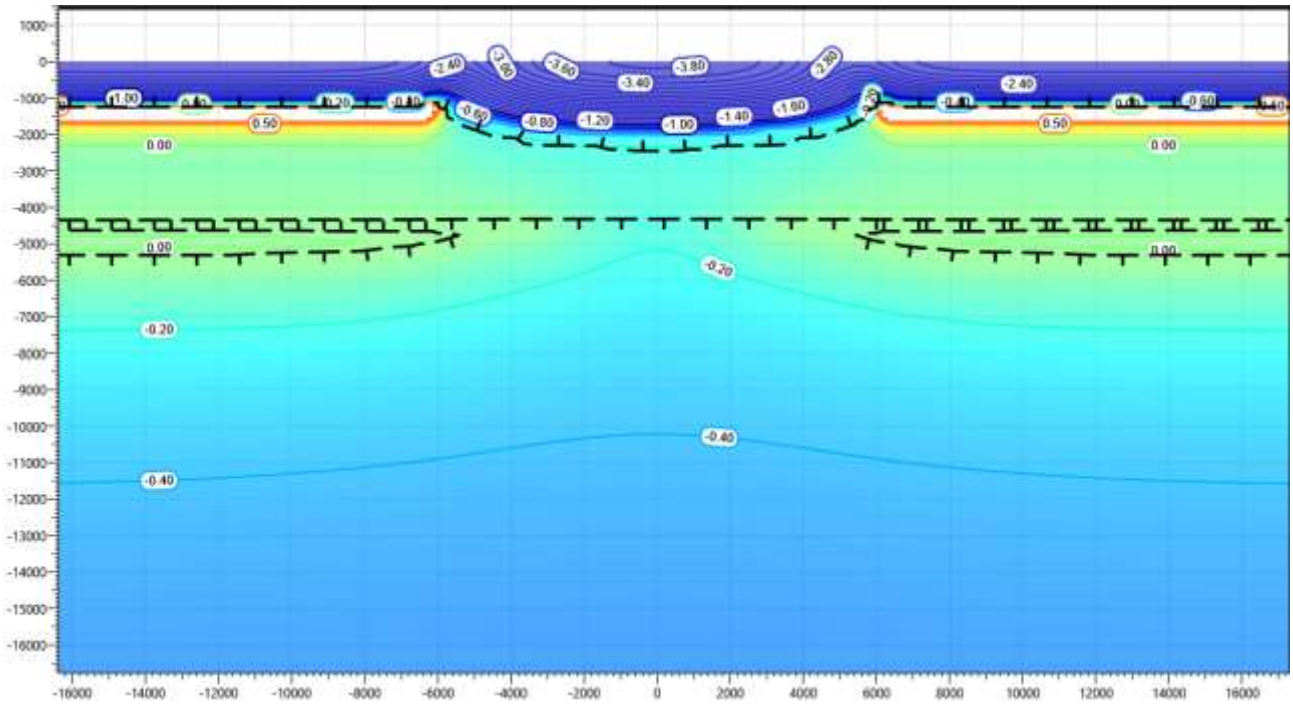


Рисунок В.275 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

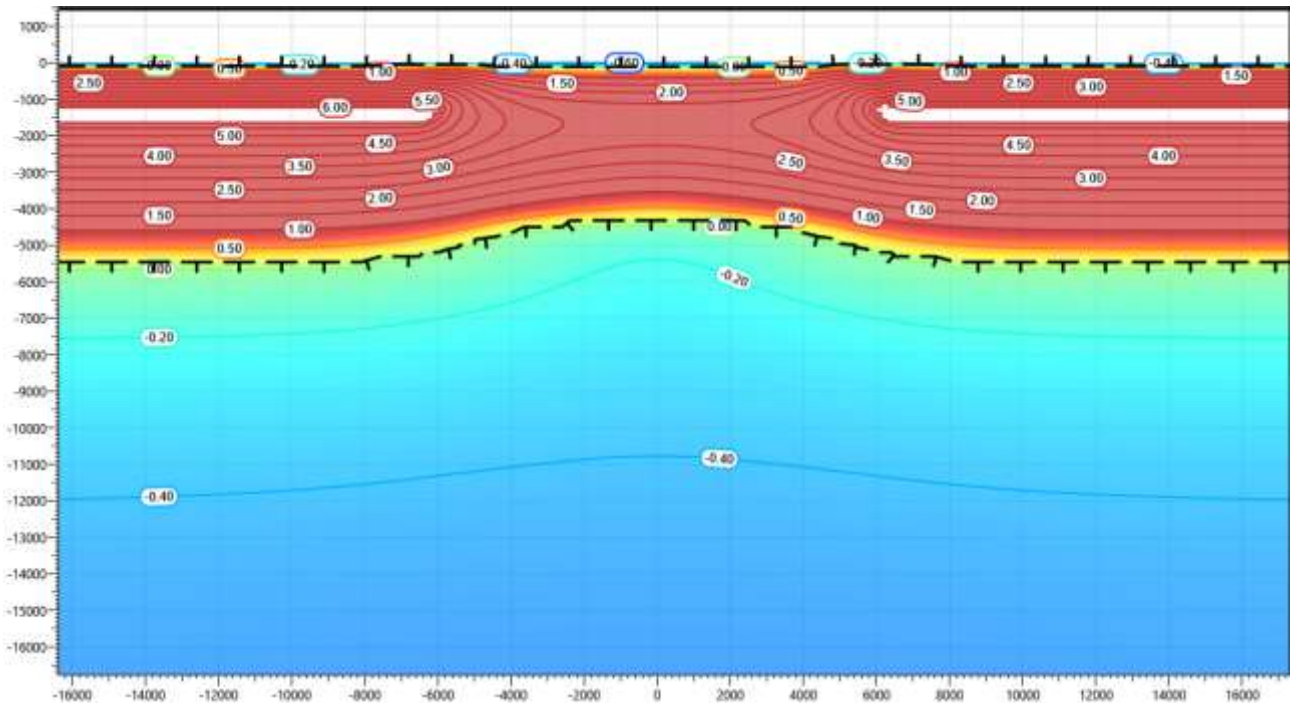


Рисунок В.276 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

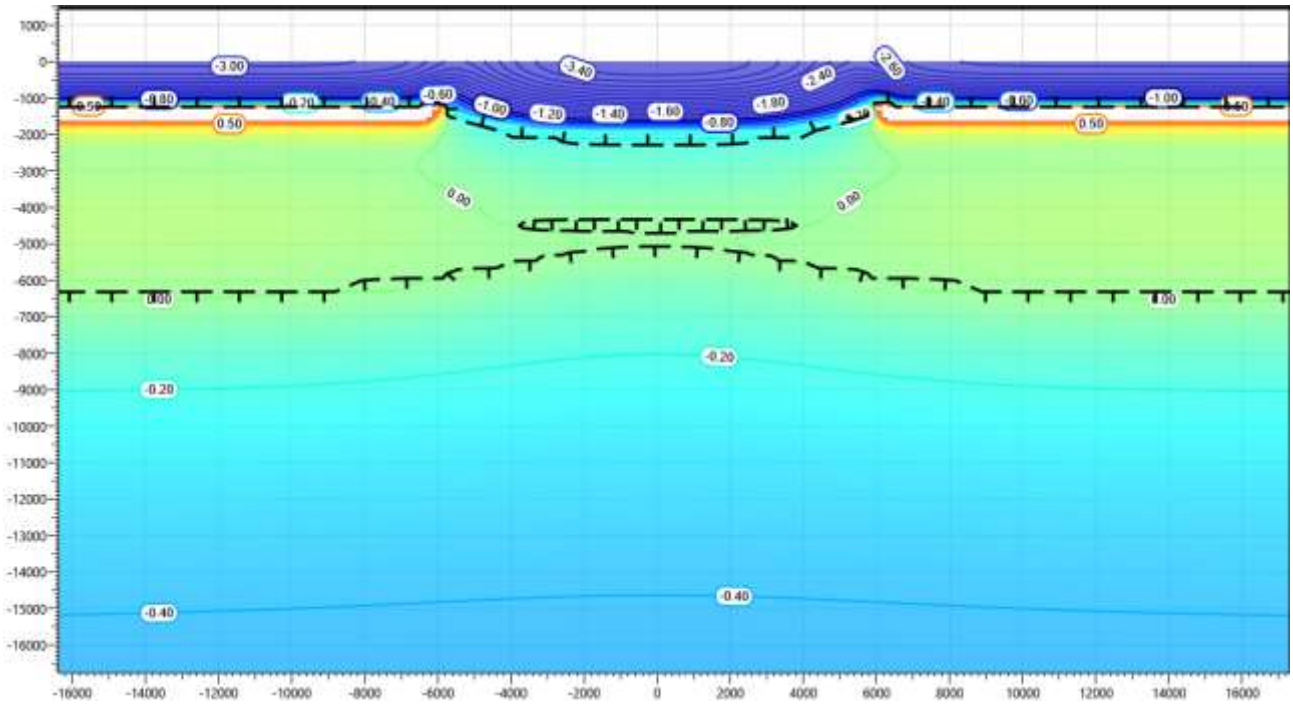


Рисунок В.277 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

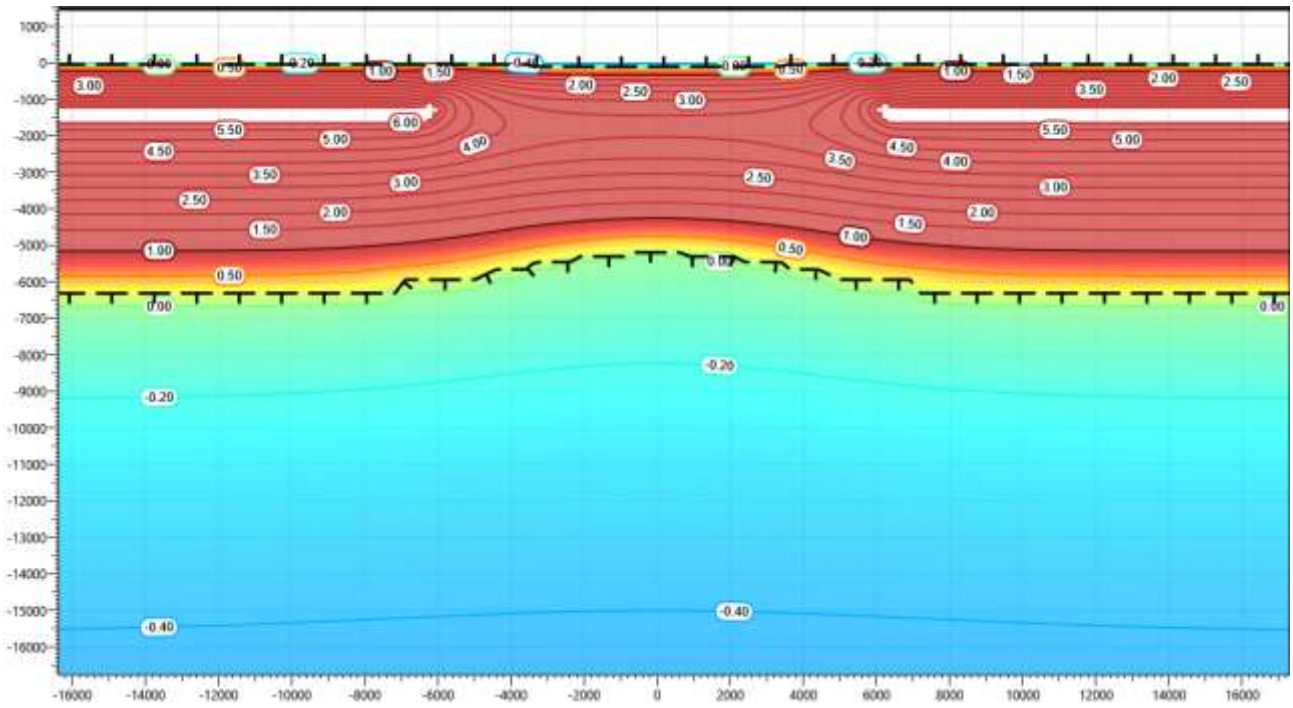


Рисунок В.278 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

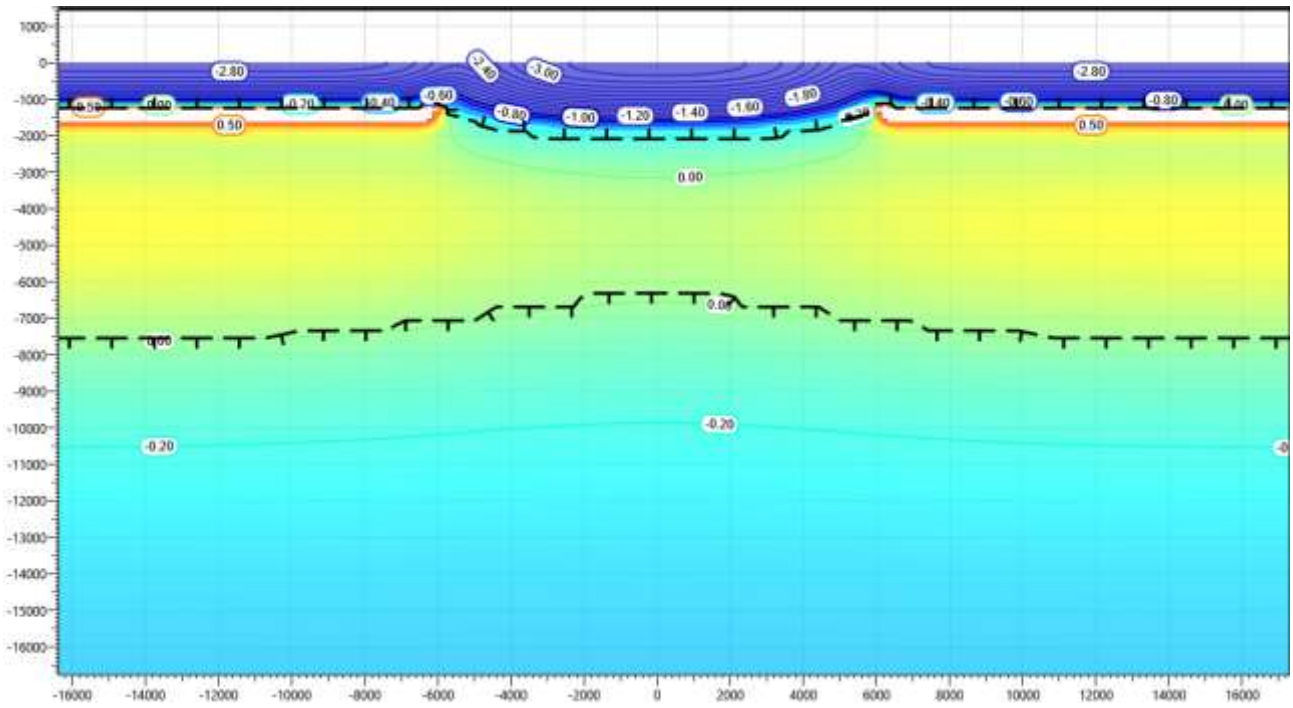


Рисунок В.279 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

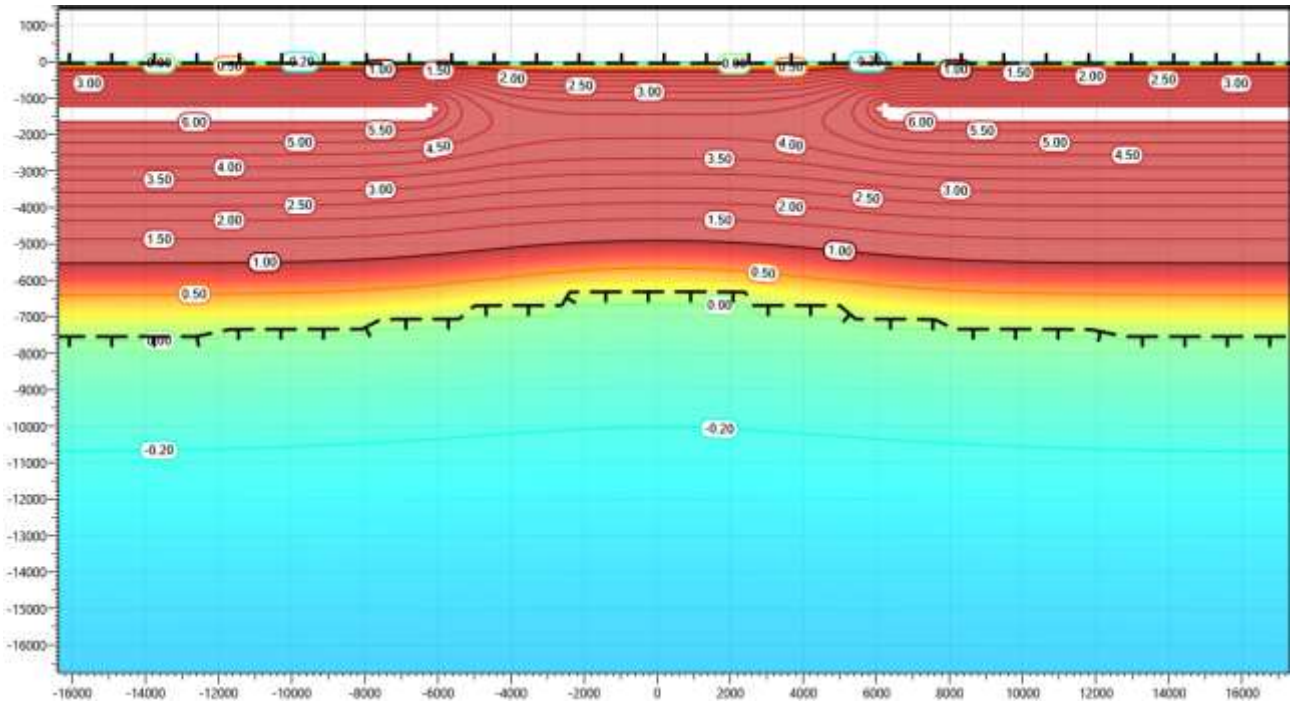


Рисунок В.280 – Температурное распределение в районе узла запорной арматуры УЗА-008 без теплоизоляции на ПК1160+00 скважина ННПЗ-478. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

Приложение Г

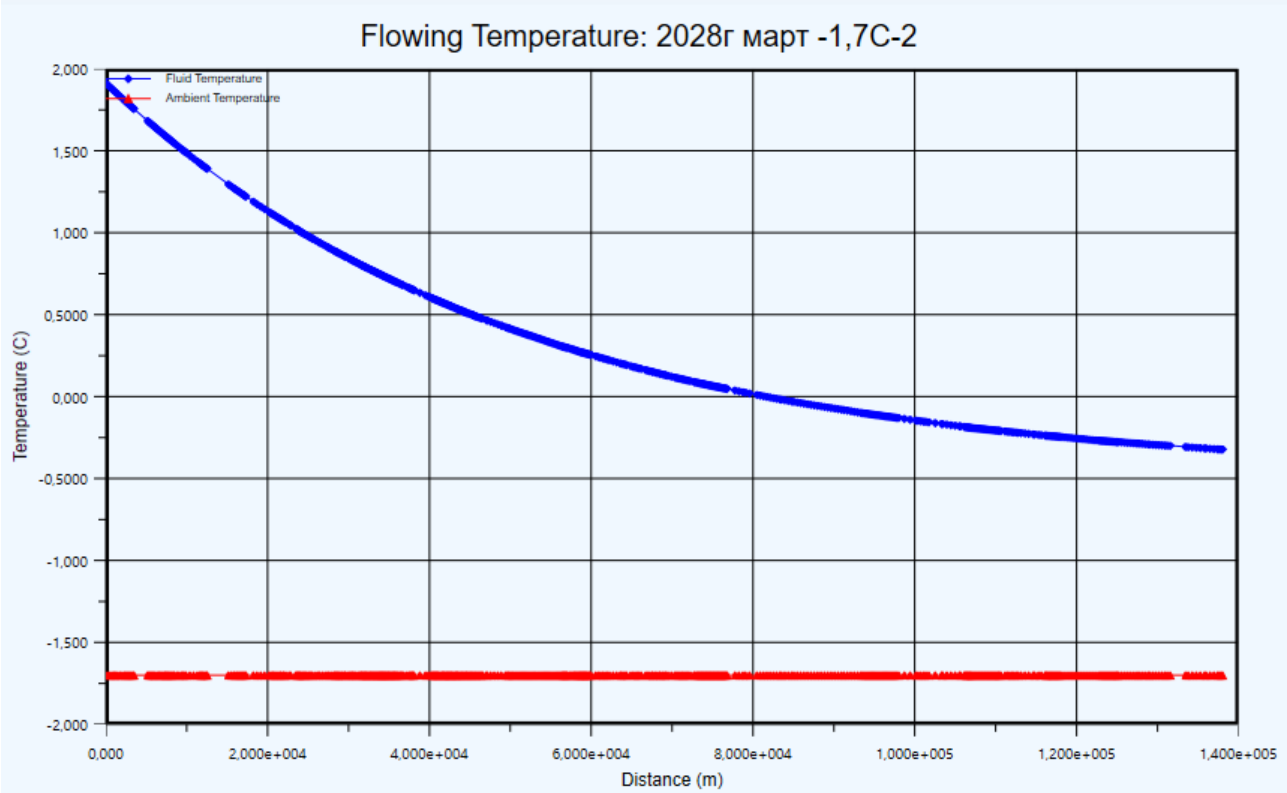


Рисунок Г.1 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), март

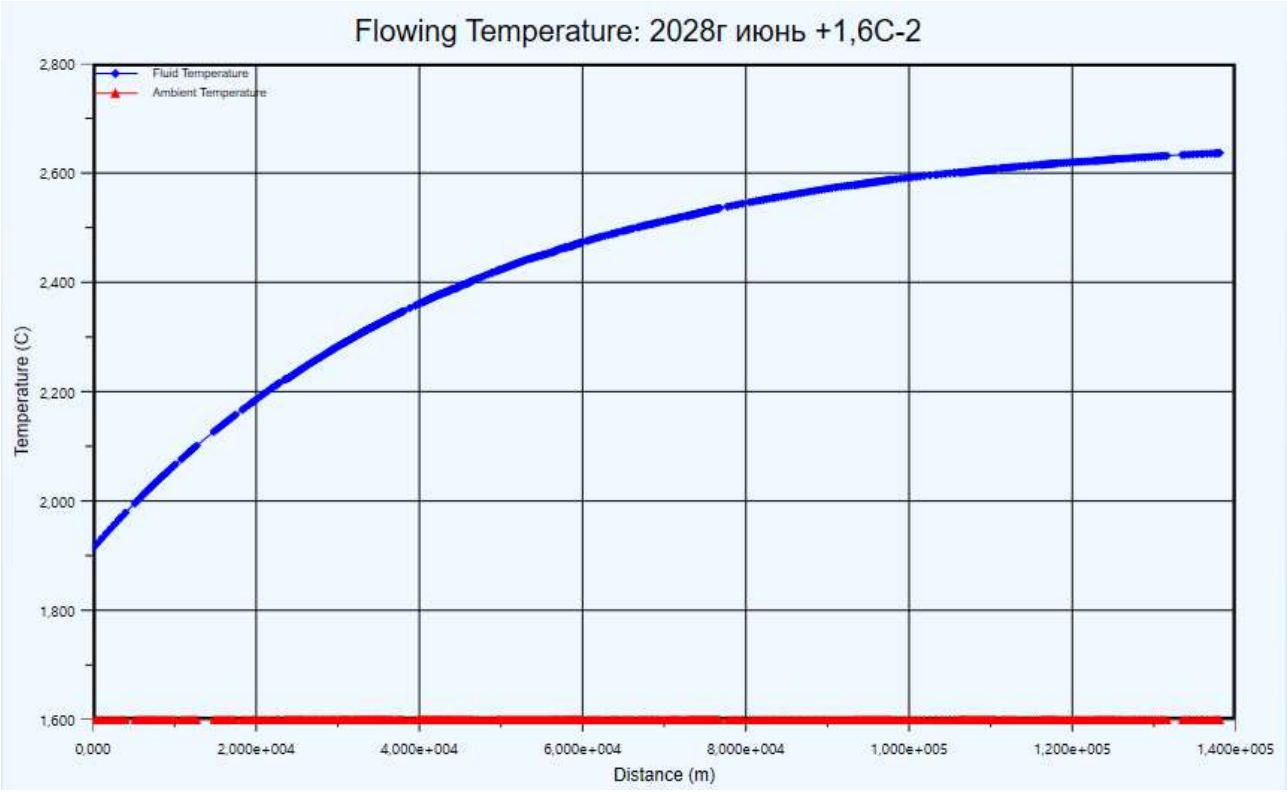


Рисунок Г.2 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028

г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), июнь

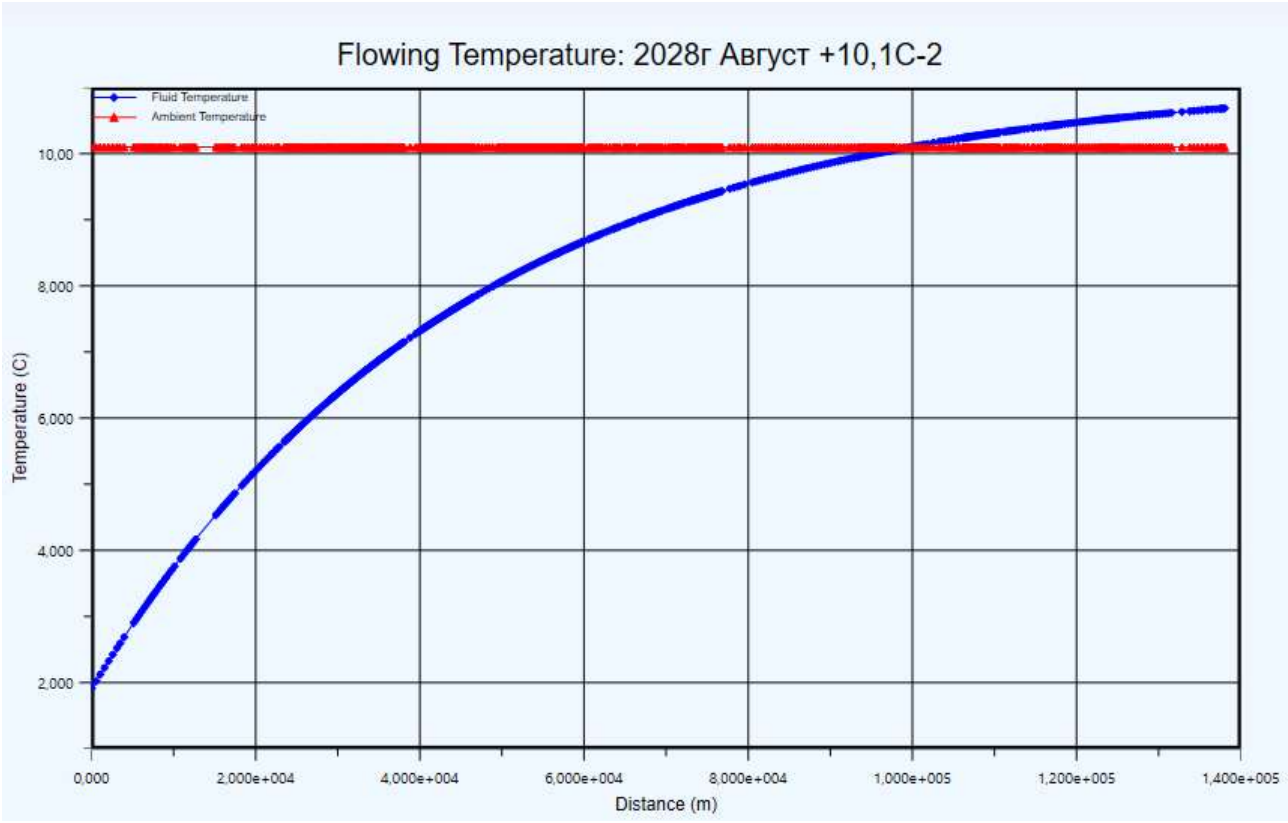


Рисунок Г.3 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), август

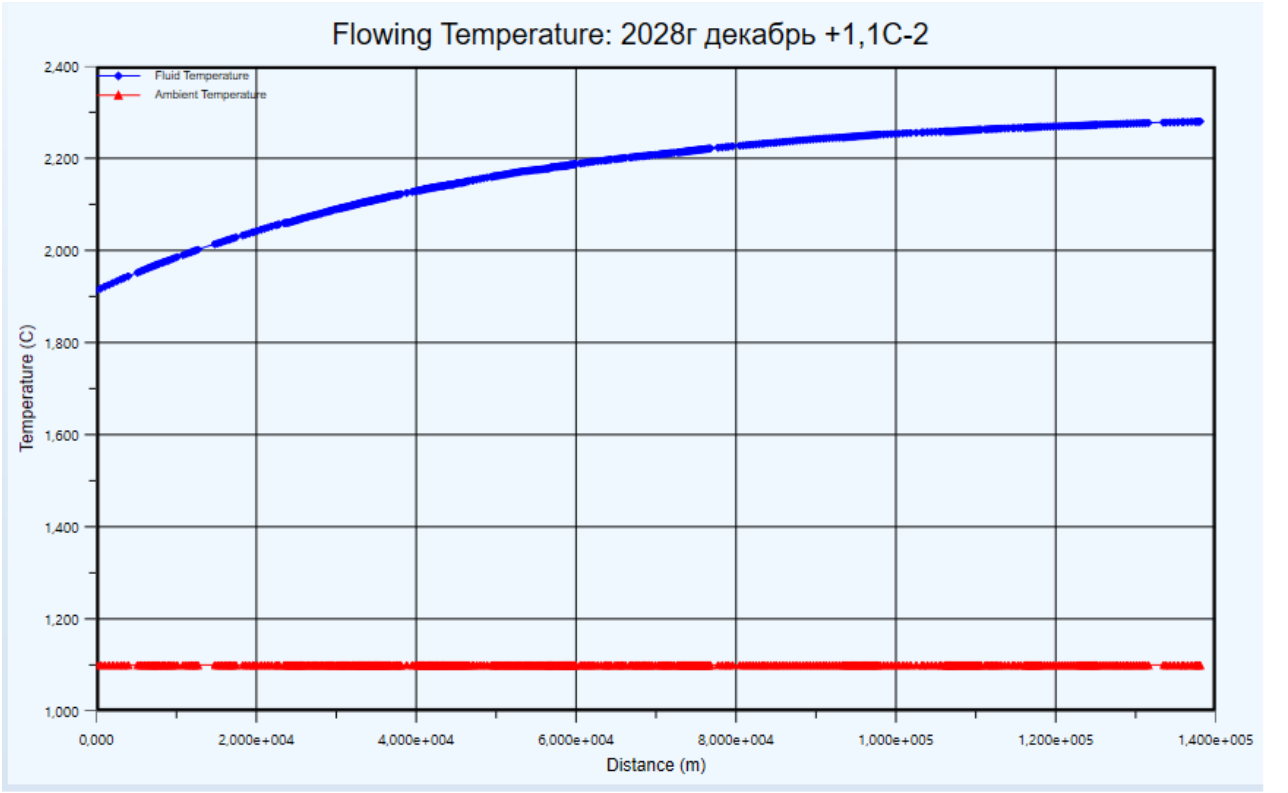


Рисунок Г.4 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2028 г – период максимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), декабрь

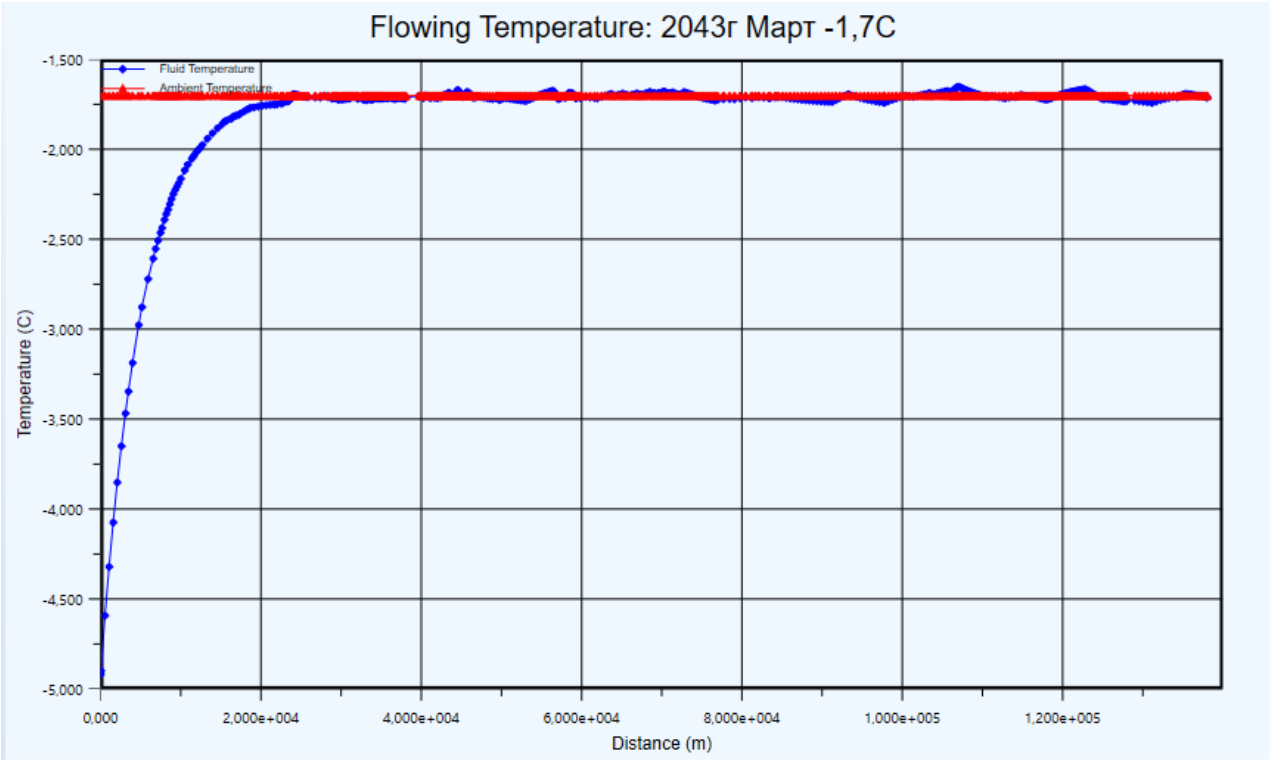


Рисунок Г.5 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), март

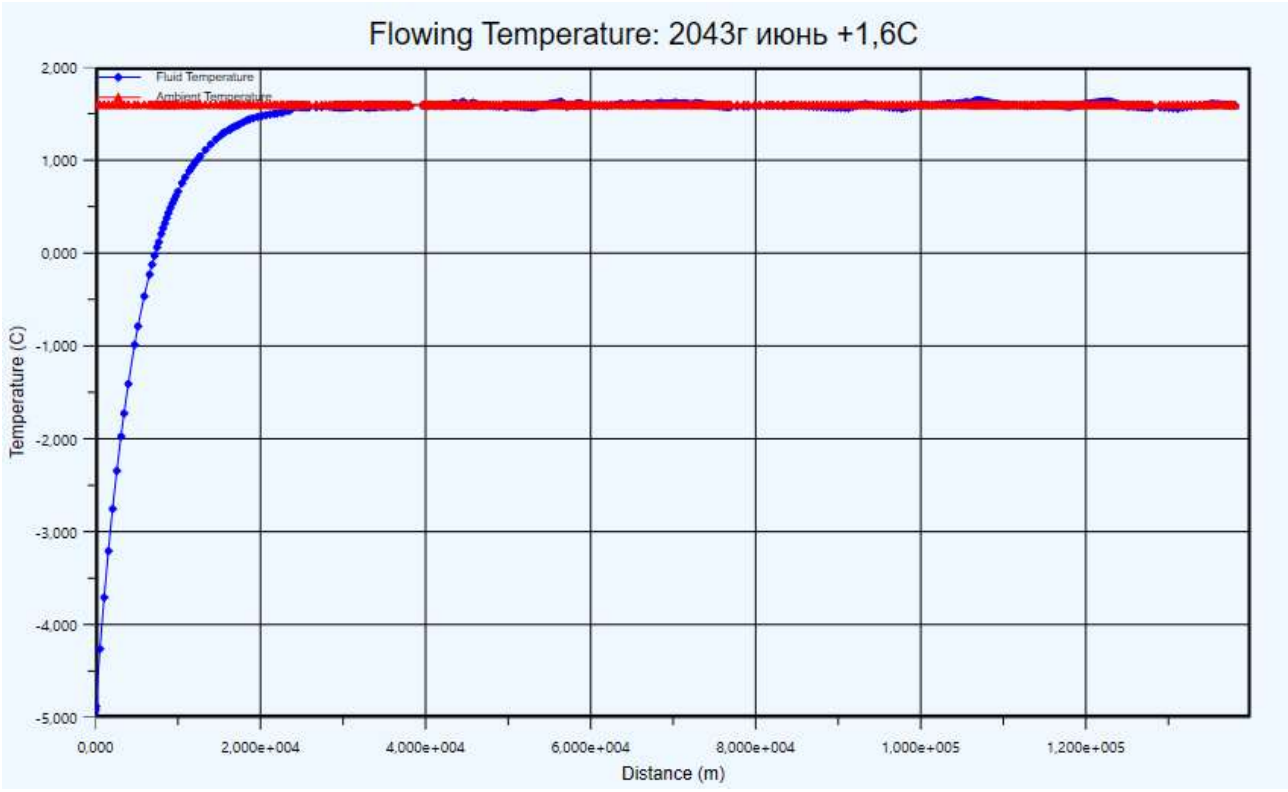


Рисунок Г.6 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), июнь

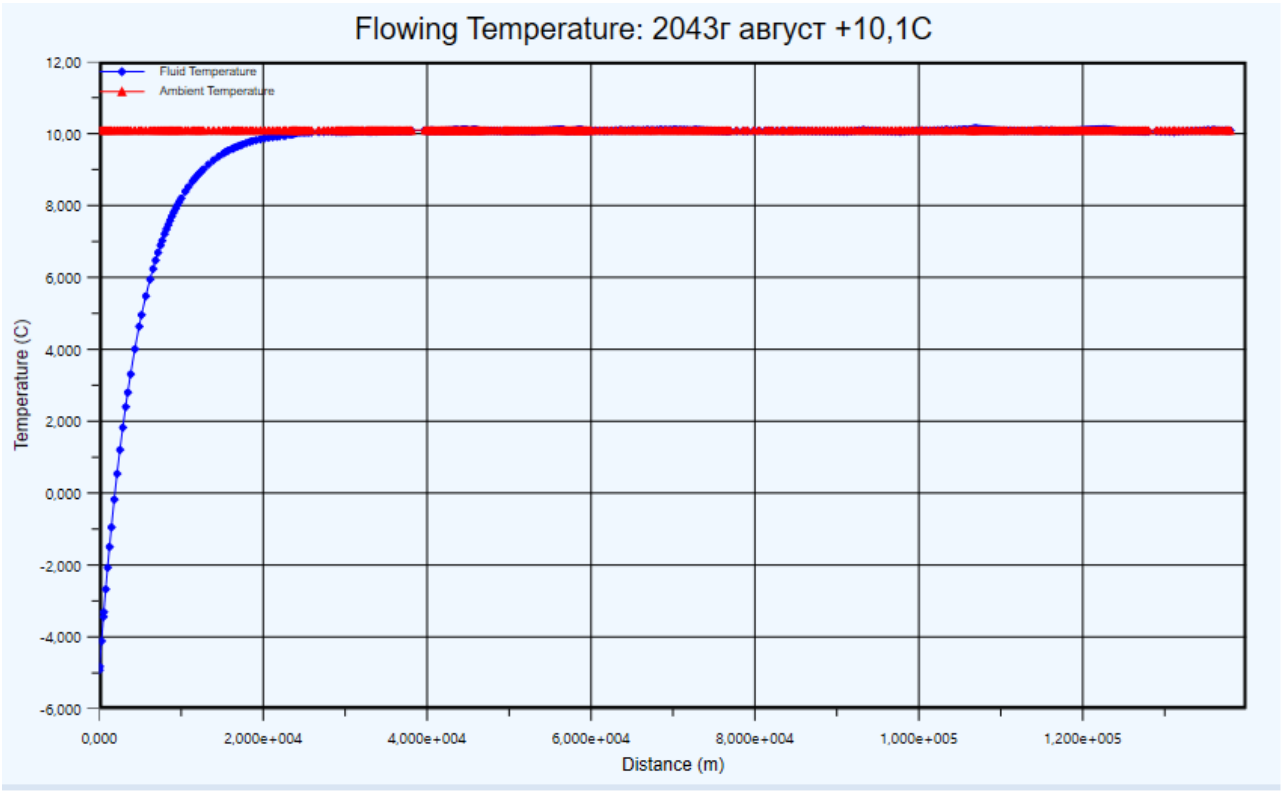


Рисунок Г.7 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), август

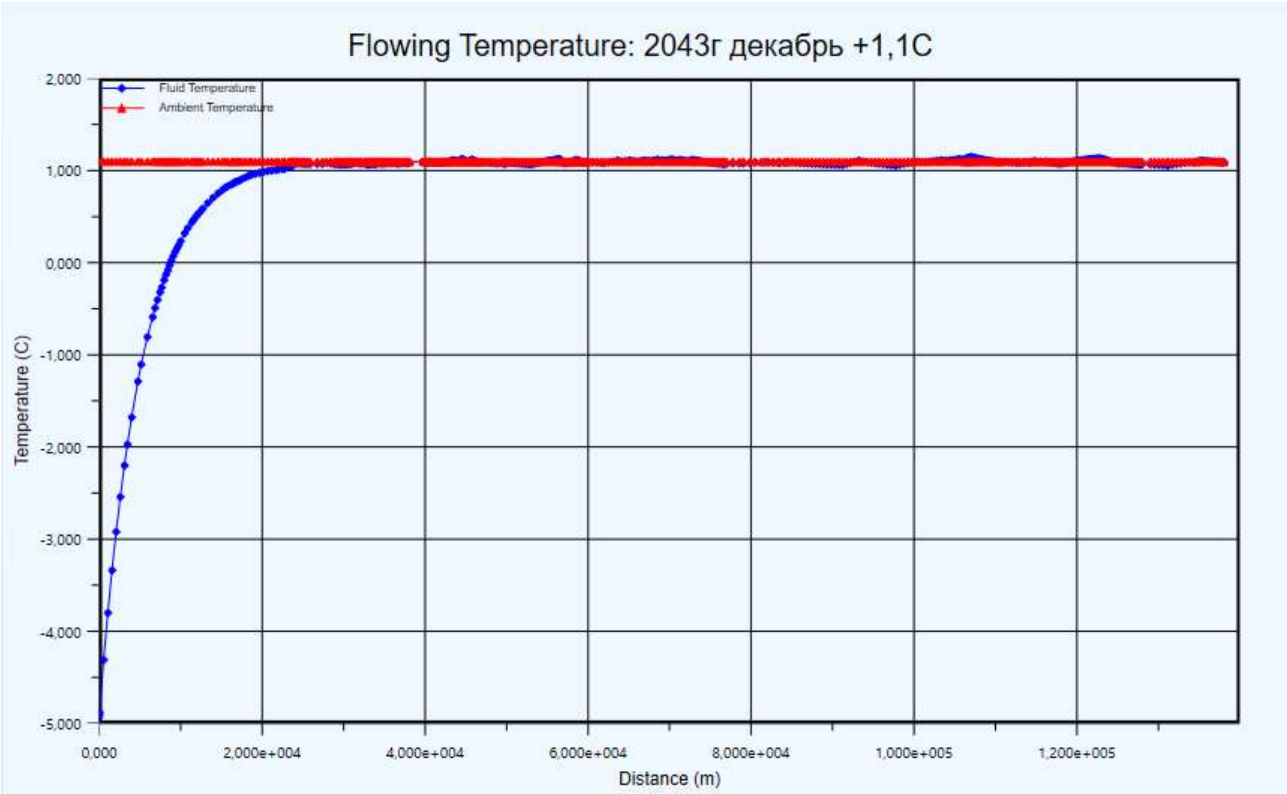


Рисунок Г.8 - Результаты гидравлического расчета напорного нефтепровода DN300 на 2043 г – период минимальный по жидкости транспортируемой по ННП (на период эксплуатации), декабрь