



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №3, 4, 6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00

Том 3.1



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №3, 4, 6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Промысловые трубопроводы

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	
ТЮ-КПЗ.4.6-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ТЮ- КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ТЧ-001	Часть 1. Промысловые трубопроводы. Текстовая часть	
ТЮ- КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Схема сбора нефти и газа Тас-Юряхского НГКМ	
ТЮ- КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Схема принципиальная технологическая узлов приема СОД DN200, DN300 и узла запуска СОД DN300 и УЗА-001 в т.вр.1	
ТЮ- КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Совмещенная площадка узлов приема СОД DN200, DN300 и узла запуска СОД DN300 и УЗА-001 в т.вр.1. План. Разрезы 1-1, 2-2	
ТЮ- КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Емкость дренажная подземная V=8 м3. План. Виды А и Б	
ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Кожухи защитные для трубопроводов DN 200 и DN 300 без теплоизоляции. Разрез 1-1	
ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-РР-001	Расчет на прочность трубопроводов системы сбора	

Взам. инв. №		Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разраб.		Мустаев			12.12.25	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
								П		1
	Н.контр.		Поликашина			12.12.25				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ИСКУССТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ	1-4
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-4
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-4
1.3.1 Топографические условия.....	1-4
1.3.2 Инженерно-геологические условия.....	1-5
1.3.3 Гидрогеологические условия.....	1-6
1.3.4 Метеорологические и климатические условия.....	1-9
1.4 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)	1-10
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-10
1.4.2 Заболачивание	1-12
1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов.....	1-12
1.4.4 Подтопление	1-13
1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов	1-13
1.4.6 Сейсмичность	1-14
1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий	1-14
1.5 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-16
1.6 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-17
1.7 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-17
1.8 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-18
1.9 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-18
1.9.1 Узлы приема средств очистки и диагностики	1-22
1.9.2 Емкость дренажная.....	1-24
1.9.3 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №3,4,6 через препятствия.....	1-25
1.9.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации	1-25
1.9.3.2 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги.....	1-27
1.9.3.3 Переходы нефтегазосборного трубопровода водные преграды	1-28
1.9.4 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №3,4,6.....	1-29
1.9.5 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	1-30
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	1-37
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-37
1.12 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-37
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-38
1.14 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	1-39
1.15 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-40
1.16 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	1-40
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Промысловые трубопроводы.....	2-1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2-1

2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	2-1
2.4.1 Трубы	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов	2-4
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов	2-6
2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов	2-7
2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов	2-8
2.5.5 Расчёт прилегания	2-10
2.5.6 Выборка типоразмеров труб	2-11
2.6 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ФУТЛЯРОВ	2-12
2.7 РАСЧЁТ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ	2-13
2.8 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ, КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-15
2.9 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2-16
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ. ЛИНЕЙНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	Б-1

1 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание основных технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

Проектом предусмотрено проектирование линейной части следующих трубопроводов:

- Трубопровод нефтегазосборный от КП №6 до т.вр.3, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63;
- Трубопровод нефтегазосборный от №4 до т.вр.1, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63;
- Трубопровод нефтегазосборный от т.вр. №1 до т.вр. №2, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63;
- Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр.1, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN200, PN63;

1.2 Исходные данные

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

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

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

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

1.3.1 Топографические условия

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

Объект изысканий расположен в 272,4 км на северо-восток от пгт. Витим, в 145,0 км на северо-запад от г. Ленск, в 79,4 км на юго-запад от г. Мирный.

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

1.3.2 Инженерно-геологические условия

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

Трасса нефтегазосборного трубопровода от КП №4 до т.вр. 1.

ПК0+0.00-ПК21+12.21

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

На ПК0+0.00-ПК0+52.91 с глубины 0,2 м вскрыт слой глин легких пылеватых полутвердых, мощностью 0,9 м. Далее вскрыт слой суглинка пластичномерзлого слабодистого с включением щебня меньше 10% в талом состоянии от твердого до полутвердого (ИГЭ 210), мощностью 6,8 м.

На ПК0+52.91- ПК21+12.21 разрез однообразен. С глубины 0,2 м вскрыт слой суглинка пылеватого тяжелого тугопластичного (ИГЭ 203), мощностью 0,8-5,9 м. Далее по разрезу идет песок рыхлый мелкий, средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 6,7-9,2 м. С глубины 6,7-9,2 м вскрыт слой песков мелких слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 6,7-13,0 м.

На ПК18+0.00-ПК19+75.08 с глубины 0,2 м вскрыты слой песка рыхлого мелкого водонасыщенного (ИГЭ 446), мощностью 10,0 м. В этом слое вскрыт горизонт подземных вод с глубиной появления 0,5 м и глубиной установления 0,2 м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода от КП №6 до т.вр. 3

ПК0+0.00-ПК13+26.27

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

В геологическом строении разреза на глубине 0,2 м принимает участие глина легкая пылеватая полутвердая (ИГЭ 102), мощностью 0,2-1,5 м.

На ПК0.00+ПК4+80.00 происходит переслаивание суглинка пластичномерзлого слабодистого с включением щебня меньше 10% в талом состоянии от твердого до полутвердого (ИГЭ 210), мощностью 12,0 м, и глины пластичномерзлой слабодистой в талом состоянии от полутвердой до тугопластичной (ИГЭ 109), мощностью 2,9-6,9 м.

На ПК4+80.00- ПК13+26.27 с глубины 0,3-1.7 м вскрыт слой песков рыхлых мелких средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 1,4-7,1 м. Далее по разрезу идет переслаивание песков пылеватых слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 458), мощностью 3,2-8,0 м, и песков мелких слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 6,5-10,0 м.

Трасса трубопровода нефтегазосборного от КП №3 до т.вр. 2. Участок 1

ПК0+0.00-ПК32+88.86

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

В геологическом строении разреза на глубине 0,2 м происходит переслаивание суглинков тяжелых пылеватых тугопластичных (ИГЭ 203) и суглинков легких пылеватых твердых (ИГЭ 201), мощностью 1,7-3,8 м.

По всему разрезу происходит переслаивание песков пылеватых слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 458), мощностью 3,2-8,0 м, и песков мелких слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 4,5-13,0 м.

На ПК11+69,06-ПК30+80,0 с глубины 1,9-4,0 м вскрыт слой песка средней крупности, рыхлый, средней степени водонасыщения (ИГЭ 437), мощностью 1,8-5,8 м.

На ПК30+80,0-ПК32+49,04 вскрыт слой песка мелкого рыхлого средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 10,5 м.

На ПК32+ 47,06-ПК32+88.86 на глубине 7,5-7,9 м вскрыта линза песчаника средней прочности слабыветрелый размягчаемый (ИГЭ 101), мощностью 0,5 м.

***Трасса трубопровода нефтегазосборного от КП №3 до т.вр. 2 . Участок 2
ПК0+0.00-ПК40+21.34***

В геологическом строении разреза на глубине 0,2 м происходит переслаивание суглинков тяжелых пылеватых тугопластичных (ИГЭ 203) и суглинков легких пылеватых твердых (ИГЭ 201), мощностью 1,7-3,8 м.

На ПК0+0.00-ПК20+86,22 и на ПК23+93,02-ПК40+21.34 с глубины 2,0-4.0 м вскрыт слой песка рыхлого мелкого средней степени водонасыщения (ИГЭ 445), мощностью 0,3-9,4 м.

На ПК23+41,89-ПК24+9,09 с поверхности вскрыт слой торфа среднеразложившийся мерзлого (ИГЭ 93), мощностью 3,8 м.

На ПК20+60.00-ПК24+31,82 с глубины 0,2 вскрыт суглинок пластичномерзлый слабодистый с включением щебня меньше 10% в талом состоянии от твердого до полутвердого (ИГЭ 210), мощностью 4,0-4,2 м.

По всему разрезу происходит переслаивание песков пылеватых слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 3,2-8,0 м, и песков твердомерзлых средней крупности слабодистых в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 438), мощностью 4,5-8,8 м.

Совмещенная площадка узла запуска и приема СОД, включая УЗА

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

На глубине 8,3-8,5 м встречен песчаник средней прочности слабыветрелый размягчаемый (ИГЭ 101), мощность слоя составляет 0,5 м. Этот слой разделяет слой песка мелкого слабодистого в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 3,6-9,0 м.

1.3.3 Гидрогеологические условия

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

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

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

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

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

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

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

На момент изысканий на территории проектируемых сооружений уровень грунтовых вод вскрыт локально (скв. 6019, скв.100, скв.101, скв.98, скв.99) на глубине от 0,5 до 6,9 м (абс.отм. от 338,96 до 344,38м БС), установление зафиксировано на глубинах от 0,2 до 6,9 м (абс.отм. от 339,26 до 344,58м БС).

Для ИГЭ 446 коэффициент фильтрации варьируется от 2,35 м³/с до 4,00 м³/с среднее значение составляет 3,06 м³/с.

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

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты, слабопроницаемые глинистые отложения.

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

Грунтовые воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами.

Гидрография района представлена пересекаемыми ложбинами стока – верхними звеньями гидрографической сети.

Согласно лабораторным исследованиям подземные воды по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магниевого, весьма пресные, умеренно жесткие, нейтральные.

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

- по показателю бикарбонатной щелочности неагрессивные к маркам бетона W4-W8;
- по водородному показателю слабоагрессивные к марке бетона W4, к маркам бетона W6-W8 - неагрессивные;
- по содержанию агрессивной углекислоты слабоагрессивные к марке бетона W4, к маркам бетона W6-W8 - неагрессивные;
- по содержанию ионов магния, аммония, натрия и калия неагрессивные к маркам бетона W4-W8.

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

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

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

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

По характеру подтопления участок работ согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относится к подтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод менее 3 м - скв. 6019 – глубина УГВ – 0,5 м) и на остальной изучаемой части участка - к не подтопленным территориям (с глубиной залегания уровня подземных вод более 3 м или отсутствуют).

Прогноз изменений гидрогеологических условий в процессе строительства и эксплуатации.

Следует также отметить, что при строительстве, возможно механическое воздействие на природные объекты, которое связано с комплексом земляных работ и т.д. Механическое воздействие имеет комплексный характер, трансформирует испарение, условия дренирования и грунтового стока. Строительные работы ведут к значительным нарушениям естественных природных процессов:

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

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

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

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

1.3.4 Метеорологические и климатические условия

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

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

Зима (октябрь—апрель) — самое продолжительное время года. В этот период преобладает антициклональный тип погоды — ясный, морозный и сухой. Число штилей при этом достигает 30—70 %, а средняя скорость ветра редко превышает 2 м/с. Безветрие в сочетании с небольшим притоком солнечного тепла приводит к выхолаживанию воздуха и его застою, от чего температура его падает до $-50...-60$ °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 обуславливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связаны с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии. Абсолютные максимумы температуры достигают $+39,2$ °С. Сочетание высоких температур и малого количества осадков вызывает в отдельные годы засухи.

Температура воздуха

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

Осадки и влажность воздуха

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

Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм.

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

Очень сильный дождь – более 50 мм за 12 ч;

Ливень – слой осадков более 30 мм за 1 ч.

В соответствии с СП 131.13330.2020 рассматриваемый район относится к климатическому подрайону I Д с наиболее суровыми условиями.

Территория, на которой расположен участок изысканий в разрезе районирования РФ для зданий и сооружений согласно СП 20.13330.2016 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 (приложение Б) – I2.

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

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

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

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

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) в целом по объекту имеют повсеместное распространение, мощностью от 0,3 м до 15,1 м. Вскрытая мерзлота преимущественно «сливающегося типа».

Температура многолетнемерзлых пород на уровне годовых нулевых амплитуд на участке работ изменяется от плюс 0,11 до минус 0,35 °С. Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта рекомендуется принять на глубине 10,0 м (согласно п. Г.7 СП 25.13330.2020), равным минус 0,25 °С.

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

ИГЭ 109- Глина пластичномерзлая слабольдистая в талом состоянии от полутвердой до тугопластичной. Вскрыт в интервалах глубин от 1,2-15,1 до 8-17 м на абсолютных отметках от 336,66-351,15 до 333,66-344,25 м. Максимальная мощность составила 12,2 м, минимальная 1,9 м;

ИГЭ 210- Суглинок пластичномерзлый слабольдистый с включением щебня меньше 10% в талом состоянии от твердого до полутвердого. Вскрыт в интервалах глубин от 0,2-14,1 до 3,9-17 м на абсолютных отметках от 315,12-352,74 до 312,72-346,74 м. Максимальная мощность составила 14,8 м, минимальная 0,6 м;

ИГЭ 448- Песок мелкий слабольдистый в талом состоянии средней степени водонасыщения. Вскрыт в интервалах глубин от 2,4-13 до 4,3-17 м на абсолютных отметках от 312,72-347,48 до 303,28-342,41 м. Максимальная мощность составила 12,8 м, минимальная 0,8 м;

ИГЭ 458- Песок пылеватый пластичномерзлый слабольдистый в талом состоянии средней степени водонасыщения. Вскрыт в интервалах глубин от 2,5-13,5 до 4-17 м на абсолютных отметках от 317,54-349,61 до 316,12-343,03 м. Максимальная мощность составила 8 м, минимальная 0,9 м;

ИГЭ 438- Песок твердомерзлый средней крупности слабольдистый в талом состоянии средней степени водонасыщения. Вскрыт в интервалах глубин от 1,9-11,5 до 4,3-17 м на абсолютных отметках от 312,29-340,42 до 304,59-331,17 м. Максимальная мощность составила 15,1 м, минимальная 1 м;

ИГЭ 520- Щебенистый грунт средней степени водонасыщения с песчаным заполнителем 15-25%(заполнитель песок средней крупности). Вскрыт в интервалах глубин от 3,9-10,8 до 4,2-11,3 м на абсолютных отметках от 311,24-317,74 до 310,74-317,24 м. Максимальная мощность составила 1,5 м, минимальная 0,3 м;

Сезонно-мерзлые грунты

Слой 93- Торф среднеразложившийся мерзлый. Вскрыт в интервалах глубин от 0,2 до 4,0 м на абсолютных отметках от 329,61-329,61 до 325,81-325,81 м. Мощность составила 3,8 м;

Морозные:

ИГЭ 101- Песчаник средней прочности слабовыветрелый размягчаемый. Вскрыт в интервалах глубин от 7,5-9,4 до 8-9,7 м на абсолютных отметках от 313,58-332,39 до 313,25-331,89 м. Максимальная мощность составила 0,5 м, минимальная 0,3 м;

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

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

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является соблюдение температурного режима грунтов. При проектировании рекомендуется использовать многолетнемерзлые грунты в качестве основания по I принципу. В этом случае многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации сооружения; подошва фундамента опирается на многолетнемерзлые грунты.

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

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

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

1.4.2 Заболачивание

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

При рекогносцировочном обследовании процесс заболачивания не обнаружен.

1.4.3 Сезонное и многолетнее пучение грунтов

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

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

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

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

ИГЭ 437, 201, 438 – непучинистые;

ИГЭ 102, 103, 109, 203, 210, 445, 448, 455 – слабопучинистые

ИГЭ 446 – среднепучинистые

Слой 93 – сильнопучинистые

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

1.4.4 Подтопление

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

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

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И, СП 11-105-97, часть II) район работ относится:

- подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории (III-Б₁-1).

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

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

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

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

1.4.5 Сезонное промерзание – оттаивание грунтов

Тип сезонного промерзания и оттаивания пород по классификации В. А. Кудрявцева континентальный. Сезонное промерзание начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 °С в область отрицательных значений в конце сентября - начале октября. Глубина промерзания обусловлена, в основном, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления.

Сезонное оттаивание грунтов начинается в конце мая - начале июня и заканчивается в сентябре - октябре месяце

1.4.6 Сейсмичность

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

1.4.7 Прогноз изменения инженерно-геологических условий

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На участках повышенного накопления снега (нижняя часть откосов насыпи, эстакады и другое) обычно отмечается заметное повышение температуры грунтов (иногда на 1,0-1,5 °С), что приводит к формированию зон «растепления» и созданию мозаичной картины, состоящей из талых и мерзлых зон.

Для трубопроводов наиболее опасны процессы пучения при сезонном промерзании - оттаивании. Под процессами пучинообразования понимается комплекс процессов, происходящих при промерзании грунта, а именно: миграция влаги и образование ледяных прослоек и линз, явление разуплотнения скелета грунта, увеличение его объема и поднятие поверхности грунта (пучение). В весеннее время в связи с исчезновением льдоцементационных связей эти процессы приводят к оседанию, разжижению и оплыванию грунта. Недоучет этих процессов,

хотя и не вызывает, как правило, катастрофических разрушений, однако приводит к широкому развитию многочисленных мерзлотных деформаций трубы, нарушение изоляции и т.д.

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

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

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

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

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

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

По данным электроразведки методом вертикального электрического зондирования получены удельные электрические сопротивления, которые по всему исследуемому участку в пределах исследуемой глубины до 26 м, меняется от 18 до 2444 Ом*м, что свидетельствует о низкой коррозионной агрессивности грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали.

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

Талые грунты:

- Глина (18 - 27 Ом*м) – Низкая;
- Суглинок (54 - 78 Ом*м) – Низкая;
- Песок (277 - 385 Ом*м) – Низкая;
- Щебенистый грунт (849 - 985 Ом*м) – Низкая.

Мерзлые грунты:

- Глина (93 - 118 Ом*м) – Низкая;
- Суглинок (173 - 261 Ом*м) – Низкая;
- Песок (1643 - 1999 Ом*м) – Низкая;

- Торф (2444 Ом*м) – Низкая.

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

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

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

- по показателю бикарбонатной щелочности неагрессивные к маркам бетона W4-W8;
- по водородному показателю слабоагрессивные к марке бетона W4, к маркам бетона W6-W8 - неагрессивные;
- по содержанию агрессивной уголекислоты слабоагрессивные к марке бетона W4, к маркам бетона W6-W8 - неагрессивные;
- по содержанию ионов магния, аммония, натрия и калия неагрессивные к маркам бетона W4-W8.

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

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

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

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

1.7 Сведения о категории и классе линейного объекта

В данном проекте предусматриваются следующие промысловые трубопроводы:

- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №6 до т.вр.3, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63, L=1320 м.;
- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №4 до т.вр.1, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63 L=2084 м.;
- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №3 до т.вр.1, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN200, PN63 L=3269 м.;
- Нефтегазосборный трубопровод от т.вр.1 до т.вр. 2, со следующими техническими характеристиками – условный диаметр трубопровода DN300, PN63 L=3999 м.;

Предусматриваются промышленные трубопроводы подземной прокладки.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы рассчитаны на давление 6,3 МПа.

Продукт, транспортируемый по трубопроводам, относится к категории 2.

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

В соответствии с требованиями п. 7.1.2 и табл.3 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый нефтегазосборный трубопровод относится ко II классу, категории Н.

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

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

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

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

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

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный.

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

Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3,4,6, включает в себя строительство нефтегазосборного трубопровода:

- нефтегазосборный трубопровод от КП №6 до т.вр. 3;
- нефтегазосборный трубопровод от КП №4 до т.вр. 1;
- трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 1 КП №3 – т.вр. 1;
- трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 2 т.вр. 1 – т.вр. 2.

1.9 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №6 до совмещенной площадки узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 на т. вр.3, составляет DN300.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №4 до совмещенной площадки узлов приема СОД DN200, DN300 и узла запуска СОД DN300 и УЗА-001 на т. вр.1, составляет DN300.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №3 до совмещенной площадки узлов приема СОД DN200, DN300 и узла запуска СОД DN300 и УЗА-001 на т. вр.1, составляет DN200.

Номинальный диаметр нефтегазосборного трубопровода от совмещенной площадки узлов приема СОД DN200, DN300 и узла запуска СОД DN300 и УЗА-001 на т. вр.1 до совмещенной площадки узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500 и УЗА-003 на т. вр.3, составляет DN300.

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №6 является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП6-ZV-001 является границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является ограждение площадки на т.вр.3 со стороны запорной арматуры с ручным приводом 06Л-MV-001.

В точке врезки 3 предусматривается запорная арматура с ручным приводом 06Л-MV-001 DN300 PN63 УЗА №3 в составе площадки узла приема СОД DN300 и узла запуска СОД DN500. Данный узел проектируется в проекте 1325/10.1 (ТЮ-КП5) – «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5», см. том 3.1, Часть 1. Промысловые трубопроводы, чертеж ТЮ-КП5-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №4 является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП4-ZV-001 является границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является ограждение площадки на т.вр.1.

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №3 является обвалование кустовой площадки. Крайнее фланцевое соединение отключающей запорной арматуры с электроприводом на выходе с куста КП3-ZV-001 является границей технологического и промыслового трубопровода.

Концом проектирования нефтегазосборного трубопровода в данном объекте является ограждение площадки на т.вр.1.

Началом проектируемого нефтегазосборного трубопровода от т.вр.1 до т.вр.2 является ограждение площадки на т.вр.1. Концом проектирования является ограждение на т.вр.2.

В точке врезки 1 предусматривается площадка с единым ограждением, в составе которой (см. лист ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-004):

- запорная арматура с ручным приводом 05Л-MV-001 DN250 PN63 УЗА №2;
- узел приема СОД DN200 PN63 03Л-КП-001;
- узел приема СОД DN300 PN63 04Л-КП-001;
- узел запуска СОД DN300 PN63 03Л-КЗ-001.

В точке врезки 1 в одном обваловании с площадкой камер СОД располагается подземная дренажная емкость 03Л-ЕД-001. Для обслуживания технологического оборудования предусматривается общий подъезд для транспорта.

Согласно п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №3,4,6 прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода или балластирующего устройства (надземные участки трубопроводов – на площадках узлов запуска/приема СОД, описание приведено в п. 1.8.1).

По трассе нефтегазосборного трубопровода от кустов скважин №3,4,6 предусмотрен пропуск очистных/диагностических снарядов. Углы поворота по трассе трубопровода на участке прохождения СОД выполняются отводами с радиусом изгиба 5DN.

Для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов применяются трубы и детали трубопровода с заводским антикоррозионным покрытием с наружным полиэтиленовым покрытием типа Н, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным покрытием

на основе термоусаживающихся материалов. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами манжет на основе термоусаживающихся лент.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На основании расчета на прочность трубопроводов системы сбора приведенного в документе ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-РР-001, по трассе нефтегазосборного трубопровода от кустов скважин №3,4,6 максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 326 мм с применением теплоизоляции толщиной 50 мм на участках залегания мерзлых суглинков и торфа.

В районах распространения многолетнемерзлых просадочных суглинков ИГЭ 210 и торфа ИГЭ 93 в основании трубопровода на участках: ПК0+00-ПК0+70 трассы от КП4 до т.вр. №1; ПК0+00-ПК5+00 трассы от КП6 до т.вр. №3; ПК20+60...ПК24+40 трассы от т.вр.1 до т.вр. №2 для сохранения устойчивости основания трубопроводы прокладываются в теплогидроизоляционном слое на основе пенополиуретана толщиной 50 мм над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм.

На остальных участках трубопроводы прокладываются без теплоизоляции над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм. Выполняется замена пучинистых грунтов в основании трубопровода.

На участке ПК23+32-ПК24+16 на переходе трубопровода через болото применяются сезонно действующие охлаждающие устройства (СОУ) с шагом установки 6 метров с каждой стороны от оси трубопровода. СОУ монтируются под углом 30 градусов к вертикали по направлению к оси трубопровода на глубину до 6 метров и на расстоянии 3,5 метра от оси трубопровода.

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

Схема принципиальная технологическая по системе сбора нефти и газа Тас-Юряхского месторождения представлена на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

1.9.1 Узлы приема средств очистки и диагностики

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

На нефтегазосборном трубопроводе от кустов скважин №3 и 4 предусмотрена установка камер приема/запуска СОД в данном проекте:

- в точке врезки 1:
 - а) узел приема СОД DN200 PN63 03Л-КП-001;
 - б) узел приема СОД DN300 PN63 04Л-КП-001;
 - в) узел запуска СОД DN300 PN63 03Л-КЗ-001.

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

В соответствии с требованиями п. 9.6.10 ГОСТ Р 55990-2014 и в качестве компенсации осадок грунта при уплотнении замененных грунтов после строительства и при оттаивании ММГ, опоры трубопроводов перед опуском под землю/ после выхода из-под земли приняты регулируемые, домкратного типа (см. «Расчет на прочность нефтегазосборного трубопровода» ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-РР-001).

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

В состав узла камеры запуска/приема СОД входят:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с управлением.

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

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

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

1.9.2 Емкость дренажная

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

- в точке врезки 1 в дренажную подземную емкость 03Л-ЕД-001 объемом 8 м³;

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

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

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

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

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

В режиме работы нефтегазосборного трубопровода от кустов скважин №3,4, когда пропуск очистных и диагностических устройств не производится, дренажная емкость не должна содержать продукт.

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

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

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

Для обслуживания технологического оборудования предусматривается подъезд для транспорта.

Предусматривается местный контроль уровня жидкости в емкости.

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

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

Схема принципиальная технологическая промысловых трубопроводов от кустов скважин 3,4,6 приведена на листе ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Компоновка дренажной емкости 03Л-ЕД-002 объемом 8 м³ приведена на листе ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

1.9.3 Переходы нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №3,4,6 через препятствия

1.9.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через коммуникации

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

Таблица 1.1 – Ведомость пересечения с подземными коммуникациями

Положение		Наименование	Техническое состояние	Угол пересечения, град	Материал	Диаметр мм	Глубина залегания до верха, м	Владелец
км	ПК+							
Нефтегазосборный трубопровод КП №6 - т.вр. 3								
пересечений нет								
Нефтегазосборный трубопровод КП №4 – т.вр. 1								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 1 КП №3 – т.вр. 1								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 2 т.вр. 1 – т.вр. 2								
пересечений нет								

Таблица 1.2 – Ведомость пересечения с надземными коммуникациями

км	Пикет	Плюс	Наименование линии. напряжение	Кол-во проводов шт.	Угол пересечения. градусы	Высота столба		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаемой ли-		Высота нижнего провода столба		Высота нижнего провода в точке пересечения	Высота верхнего провода столба		Владелец	Дата и температура воздуха
						левого	правого	левой опоры	правой опоры	левого	правого		левого	правого		
Нефтегазосборный трубопровод КП №6 - т.вр. 3																
0	1	2,81	проект. тр. ВЛ-10 кВ N1 ПС 110/10 кВ - КТП КП5. Участок 2 ш.1325/15	-	90°00'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ООО «Газпромнефть-Заполярье»	-

0	ш. 1325/15 ось проектирования. тр. ВЛ-10 кВ N1 т.вр.5 ВЛ-10 кВ N1 КП4 - КТП КП3	90°00'	-	ш. 1325/15 ось проектирования. тр. ВЛ-10 кВ N1 т.вр.4 ВЛ-10 кВ N1 КП5 - КТП КП4	ш. 1325/15 ось проектирования. тр. ВЛ-10 кВ N2 ПС 110/10 кВ - КТП КП5. Участок 2	1	1	км
0						12	12	Пикет
99,84						25,42	12,17	Плюс
Наименование линии. напряжение								
Кол-во проводов шт.								
Угол пересечения. градусы								
		левого		правого		Высота столба		
		левой опоры		правой опоры		Расстояние от оси трассы до опоры пересекаемой линии		
		левого		правого		Высота нижнего провода столба		
Высота нижнего провода в точке пересечения								
		левого		правого		Высота верхнего провода столба		
Владелец								
Дата и температура воздуха								

Все пересечения нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №3,4,6 с подземными и надземными коммуникациями выполняются подземно.

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

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

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

- через линии ВЛ-10 кВ категория проектируемого нефтегазосборного трубопровода изменяется и относится к категории «С» на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения согласно ПУЭ п. 2.5.290.

1.9.3.2 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автодороги

Перечень пересекаемых проектируемым нефтегазосборным трубопроводом объектов автотранспортной инфраструктуры приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Ведомость пересечения с автодорогами

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи, м	Угол пересечения	Владелец
<i>Нефтегазосборный трубопровод КП №6 - т.вр. 3</i>										
пересечений нет										
<i>Нефтегазосборный трубопровод КП №4 – т.вр. 1</i>										
	1	1+85.00	Ось проектн. тр. автомобильная дорога IV-н категории к КП-4	-	-	-	-	-	90°00'	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
3	20+69.05	Ось проектн. тр. автомобильная дорога IV-н категории к КП-4	-	-	-	-	-	-	89°52'	ООО «Газпром-нефть-Заполярье»
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 1 КП №3 – т.вр. 1</i>										
4	32+54.06	ось проектн. тр. автомобильная дорога IV-н категории к КП-4	-	-	-	-	-	-	89°36'	

№ п/п	КМ	ПК	Наименование дороги	Категория до- роги	Вид покрытия	Ширина про- езжей части, м	Ширина зем- ляного по- лотна, м	Ширина осно- вания насыпи, м	Угол пересечения	Владелец
<i>Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 2 т.вр. 1 – т.вр. 2</i>										
пересечений нет										

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

Минимальное заглубление трубопровода согласно п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014 составляет:

- от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра – 1,4 м;
- от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

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

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

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

1.9.3.3 Переходы нефтегазосборного трубопровода водные преграды

Переход нефтепровода через ручей выполняется открытым (траншейным) способом. Заглубление нефтепровода на переходе через ручей составляет не менее, чем на 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода. В целях обеспечения устойчивости положения подземного трубопровода, сохранности его от повреждений, для участков, прокладываемых в русловой и пойменной части ручья, предусмотрена балластировка пригрузами Л-2073.00.00 для трубопровода DN200 и УБО-530 для трубопровода DN300. Расчет балластировки, выбор типа пригрузов, шаг их расстановки представлены в п. 2.7 тома 3.1.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 категория нефтепровода на пересечении с ручьем включая участки нефтепровода протяженностью 1000 м. от границ ГВВ 10% обеспеченности «С»

При строительстве подводных 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 берегов балок, оврагов и береговых откосов предусматриваются мероприятия в соответствии с СП 425.1325800.2018. На участках применяются георешетки укладываемые на нетканый геотекстильный материал, с заполнением щебнем.

Перечень пересекаемых проектируемым нефтегазосборным трубопроводом водных преград приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Ведомость пересечения с водными преградами

Положение пересечения			Наименование водотока	Урез, м	Угол пересечения	Ширина, м	Глубина, м	Дата изысканий
Начало ПК+	Дно ПК+	Конец ПК+						
Нефтегазосборный трубопровод КП №6 - т.вр. 3								
пересечений нет								
Нефтегазосборный трубопровод КП №4 – т.вр. 1								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 1 КП №3 – т.вр. 1								
пересечений нет								
Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2. Участок 2 т.вр. 1 – т.вр. 2								
22+59.89	22+60.33	22+60.77	Ручей б/н	328,45	72°08'	0,9	0,6	13.11.24

1.9.4 Знаки по трассе нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №3,4,6

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

На щите-указателе приведена следующая информация:

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

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

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

- на углах поворота;
- на пересечениях трубопровода с существующими коммуникациями;

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

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

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

1.9.5 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых трубопроводов представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Характеристика промысловых трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Нефтегазосборный трубопровод: - от куста скважин №6 до т.вр.3	6,3	Н	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,1Р _{раб} =6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч (способ испытания – пневматический)	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Нефтегазосборный трубопровод: - от куста скважин №3,4 до т.вр.1	6,3	Н	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,1Р _{раб} =6,93 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч (способ испытания – пневматический)	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Нефтегазосборный трубопровод: - от т.вр.1 до т.вр.2	6,3	Н	100	1 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25Р _{раб} =7,88 – в верхней точке с выдержкой в теч. 12 ч (способ испытания – пневматический)	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Участок газосборного трубопровода, примыкающий к кусту скважин на расстоянии 150 м от обвалования	6,3	С	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Переход нефтегазопровода через автодороги, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	6,3	В	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечение нефтегазопровода с ручьем, включая участки трубопровода протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	6,3	С	100	1 этап – после укладки на проектные отметки (1 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с примыкающими участками (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Пересечения нефтегазопровода с ВЛ 10 кВ на длине 1000 м по обе стороны от пересечения	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность		
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Узлы запуска/приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопроводы обвязки узлов запуска/приема СОД и дренажных емкостей.						
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД до запорной арматуры в дренажную емкость	6,3	С	100	1 этап – крепления на опорах (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД после запорной арматуры в дренажную емкость	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Трубопровод для пропарки и откачки продукта из дренажной емкости в передвижную технику	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =2,0 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап - одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	Р _{раб} = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод на воздушник от дренажной емкости	1,6	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =2,0 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап - одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =2,0, продолжительностью 12 ч.	Р _{раб} = 1,6 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Трубопровод продувки камеры СОД инертным газом	6,3	С	100	1 этап – после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25Р _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	Р _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014

Наименование участка	Рабочее давление, МПа	Категория участка	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	
				Гидравлическим или пневматическим способом		
Трубопроводы обвязки камеры СОД	6,3	С	100	1 этап – крепления на опорах или после укладки и засыпки (1 этап испытаний только гидравлическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 –с выдержкой в теч. 12 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода (2 этап испытаний пневматическим способом) 1,25P _{раб} =7,88 – с выдержкой в теч. 12 ч	P _{раб} = 6,3 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Примечания: 1.Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытания первого этапа.						

1.10 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Выбор диаметра проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №3,4,6 произведен по расходу перекачиваемого продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по длине трубопровода.

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

- выбор диаметра проектируемого трубопровода, обеспечивающего возможность работы на весь период эксплуатации при оптимальных режимах, позволяющих выполнять строительство объекта с минимальными капитальными вложениями, а эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- прокладка проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №3,4,6
- по кратчайшему расстоянию;
- применения задвижек с ручным управлением;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности (камера приема СОД, емкость дренажная);
- в проектируемом объекте отсутствуют здания, сооружения и наружные установки, на которых предусмотрена механическая приточно-вытяжная вентиляция и горячее водоснабжение.

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

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

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

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

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями

ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное».

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

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

Технологический процесс транспорта нефтепродуктов связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа, их токсичность.

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

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

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

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

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории площадочных сооружений;

- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек нефтепродуктов, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

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

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

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

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

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

1.15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость

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

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

Трубопровод пересекает участки с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На основании расчета на прочность трубопроводов системы сбора, приведенного в документе ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-РР-001:

- максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет не менее 326мм;

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

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

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 32 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 46 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

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

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

- Технического Задания на проектирование.

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

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм для нефтегазосборного трубопровода и 1 мм для трубопровода продувки азотом.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

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

- для нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии;
- для нефтегазосборных трубопроводов DN300 приняты трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015.
- для трубопровода продувки азотом приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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

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

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

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

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

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см² при температуре минус 40 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

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

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

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

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

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

2.4.3 Крепежные детали

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

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скольжения по ТТТ-01.07.03-01 версия 2.0 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству).

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

2.5.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
200	С	Нефтегазосборный трубопровод от кустов КП 3, 4, 6	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
200	В	Пересечения с внутриплощадочными автомобильными дорогами и межплощадочными автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций всех категорий	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						
200	С	Переходы через водные преграды с протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						
100	С	Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
150						
50	С	Трубопровод продувки инертным газом	6,3	-61...+32	—	—
50	С	Обвязка узлов СОД и узлов линейной запорной арматуры	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
80						
100						
150						
200						
300						

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

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 4 (Cr 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470
—	K48 (ТУ 14-3Р-137-2015)	290	470

2.5.2 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов

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

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

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

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

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

P – расчётное давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

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

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

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

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

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

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d ,	Класс прочности	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм			
D , мм	Категория						t_y	t_u	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
57	С	6,3	0,767	K48	204,94	234,08	1,01	0,88	2,01	6
57	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	0,92	0,81	2,92	6
89	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,43	1,27	3,43	6
114	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	1,83	1,63	3,83	6
159	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	2,55	2,27	4,55	6
219	С	6,3	0,767	K52	225,55	254,01	3,52	3,12	5,52	8
219	В	6,3	0,637	K52	187,32	210,95	4,24	3,76	6,24	8
325	С	6,3	0,767	K48	175,83	234,08	6,70	5,03	8,70	15
325	В	6,3	0,637	K48	146,03	194,41	8,06	6,06	10,06	15

2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов

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

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

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

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Скорость коррозии, мм/год	$\delta_{отбр}$, мм	W, лет
57	6	6,3	338	470	0,05	3,00	45
57	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
89	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
114	6	6,3	372	510	0,1	3,00	22
159	6	6,3	372	510	0,1	3,00	24
219	8	6,3	372	510	0,1	3,20	40
219	8	6,3	372	510	0,1	3,80	34
325	15	6,3	290	470	0,1	5,90	72
325	15	6,3	290	470	0,1	7,10	60

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

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

2.5.4 Проверочный расчет на прочность трубопроводов

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

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

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

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

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

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

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

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

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

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

σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

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

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

где μ – коэффициент поперечной деформации;

E – модуль деформации, МПа;

D – наружный диаметр трубы, м;

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

α – коэффициент линейного температурного расширения, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

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

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

Таблица 2.5 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности

Трубо-провод	P , МПа	σ_y , МПа	ΔT , $^{\circ}\text{C}$	R , м	σ_h , МПа	σ_l^+ , МПа	σ_l^- , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$
219×8	6,3	372	42	200	99,2	38,7	-185,8	250,6	334,8
325×15	6,3	290	42	300	78,5	31,3	-190,8	239,9	261,0

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятом радиусе упругого изгиба для DN200 – 200 метров, для 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 0,8 метра), м;
 D – наружный диаметр трубопровода, м;
 $k_{H.S.}$ – коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, принимается равным 0,1 как для слабонесущих грунтов (по наиболее опасному расчетному случаю), м.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию устойчивости

Трубопровод	D , мм	w , кг/м	H , м	P , МПа	ΔT , °C	ρ_0 , м	γ , кг/м ³	S МН	N_{cr} , МН	$k_{u,b}$	Условие устойчивости
219×8	219	74,0	0,8	6,3	42	500	1700	0,641	0,877	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ
325×15	325	182,9	0,8	6,3	42	850	1700	1,707	2,276	1,3	ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) по ГОСТ Р 55990-2014 и условие устойчивости (12.38) по ГОСТ Р 55990-2014 выполняется при принятом радиусе упругого изгиба для трубопроводов DN200 – 500 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов для DN200 – 200 метров, DN300 – 850 метров углов выпуклостью вверх, для остальных углов для DN300 – 300 метров.

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

2.5.5 Расчёт прилегания

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

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

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

На выпуклом рельефе местности данный радиус будет равен:

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

где E – модуль упругости (Юнга) материала трубопровода равный 206000 МПа;
 I – момент инерции сечения трубопровода, м^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 2.7.

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

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	I , м ⁴	$q_{\text{тр}}$, Н/м	α_k , рад.	$\rho_{\text{вог}}$, м	$\rho_{\text{вып}}$, м
219	8	$2,955 \times 10^{-5}$	408,4	0,017	777,4	731,6
				0,052	373,7	351,7
				0,105	235,4	221,6
325	15	$1,759 \times 10^{-4}$	1125,0	0,017	1005,0	945,7
				0,052	483,1	454,7
				0,105	304,3	300,0

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
Нефтегазосборный трубопровод от кустов КП8, КП9	200	6,3	-4...+12	С	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×15	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015
Пересечения с внутриплощадочными автомобильными дорогами и межплощадочными автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций всех категорий	200	6,3	-4...+12	В	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×15	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015
Переходы через водные преграды с протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	200	6,3	-4...+12	С	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	300				325×15	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Дренажный трубопровод от камеры запуска/приема СОД в дренажную емкость	100	6,3	-4...+12	С	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Трубопровод продувки инертным газом	50	6,3	-61...+32	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Обвязка узлов СОД и узлов линейной запорной арматуры	50	6,3	-4...+12	С	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	200				219×8	
	300				325×15	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015

2.6 Выбор материального исполнения футляров

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

Таблица 2.9 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	D × s, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
200	426×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 4.0)
300	530×10	
200 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)	530×10	

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
300 (трубопровод в теплоизоляции 50 мм)	720×10	

2.7 Расчёт балластировки трубопроводов

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

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

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

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

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

– $n_{bal} = 1,0$ для чугунных пригрузов.

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

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

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

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

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

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

– γ_{bal} – плотность материала пригрузов,

– для бетона $\gamma_{bal} = 2300$ кг/м³;

– для грунта $\gamma_{bal} = 1400$ кг/м³;

– для чугуна $\gamma_{bal} = 6800 \text{ кг/м}^3$.

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 $E = 206000 \text{ МПа}$ – параметр упругости стали, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, см^4 ;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см. При проектировании данных трубопроводов радиус упругого изгиба составляет для трубопровода 219х8 не менее 500 метров, 325х15 не менее 850 метров. Для футляров 1000DN.

β – угол поворота оси трубопровода, рад.

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

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

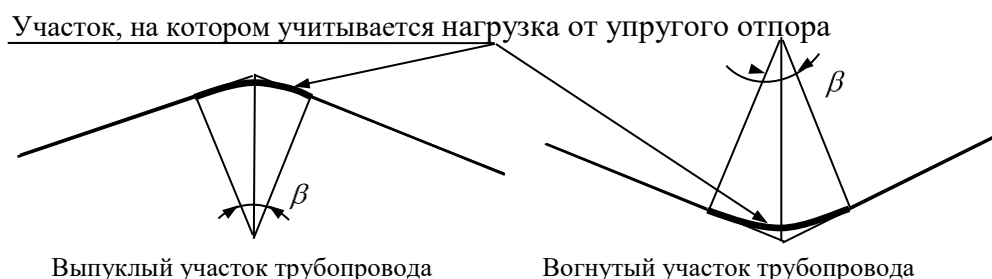


Рисунок 2.1 – Участки трубопровода, учитывающие упругий отпор

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристики бетонных, железобетонных и чугунных утяжелителей

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, 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
Л-2073.00.00 ТУ 22-036-44-06	Чугун	0,375	-	0,3	174
Л-1654.00.00 ТУ 22-036-44-06	Чугун	0,464	-	0,4	250

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м ³	Внутренний диаметр, м	Масса груза на воздухе, кг
КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,35	0,25	-	350
КТ-325 ГОСТ Р 58257-2018	Грунт	1,65	0,80	-	1120

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

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

где Q^H – вес груза на воздухе, Н.

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

Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей

Трубопровод	Тип пригруза	L , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
219×8	Л-2073.00.00 ТУ 22-036-44-06	8,2	20,9	43,4
	КТ-219 ГОСТ Р 58257-2018	4,7	18,0	267,8
426×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	7,7
530×10 (футляр)	УБО-530 ТУ 102-300-81	—	—	3,6
720×10 (футляр)	УБО-720 ТУ 102-300-81	—	—	6,3

Примечание – балластировка трубопровода 325×15 не требуется, так как он обладает отрицательной плавучестью

2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

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

2.9 Анतिकоррозионные покрытия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 Электрохимическая защита

3.1 Назначение

Данный раздел посвящен рекомендациям по выбору системы электрохимической защиты трубопроводов и оборудования проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6.» Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.2.

3.2 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».

3.3 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).

3.4 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

3.5 Общие данные

Наземные 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.

3.6 Критерии защиты от коррозии

В рамках выполнения проектной документации по проекту 1325/12(ТЮ-КПЗ.4.6) - Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6, по результатам рассмотрения результатов инженерных изысканий сообщаем следующее: 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 СП 446.1325800.2019, СП 11-105-97 (часть 1), СП 11-105-97 (часть 4), СП 11-105-97 (часть 6), ГОСТ 9.602-2016. Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – слабоагрессивная. 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 геофизическим исследованием коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 53 до 1984 Ом·м.

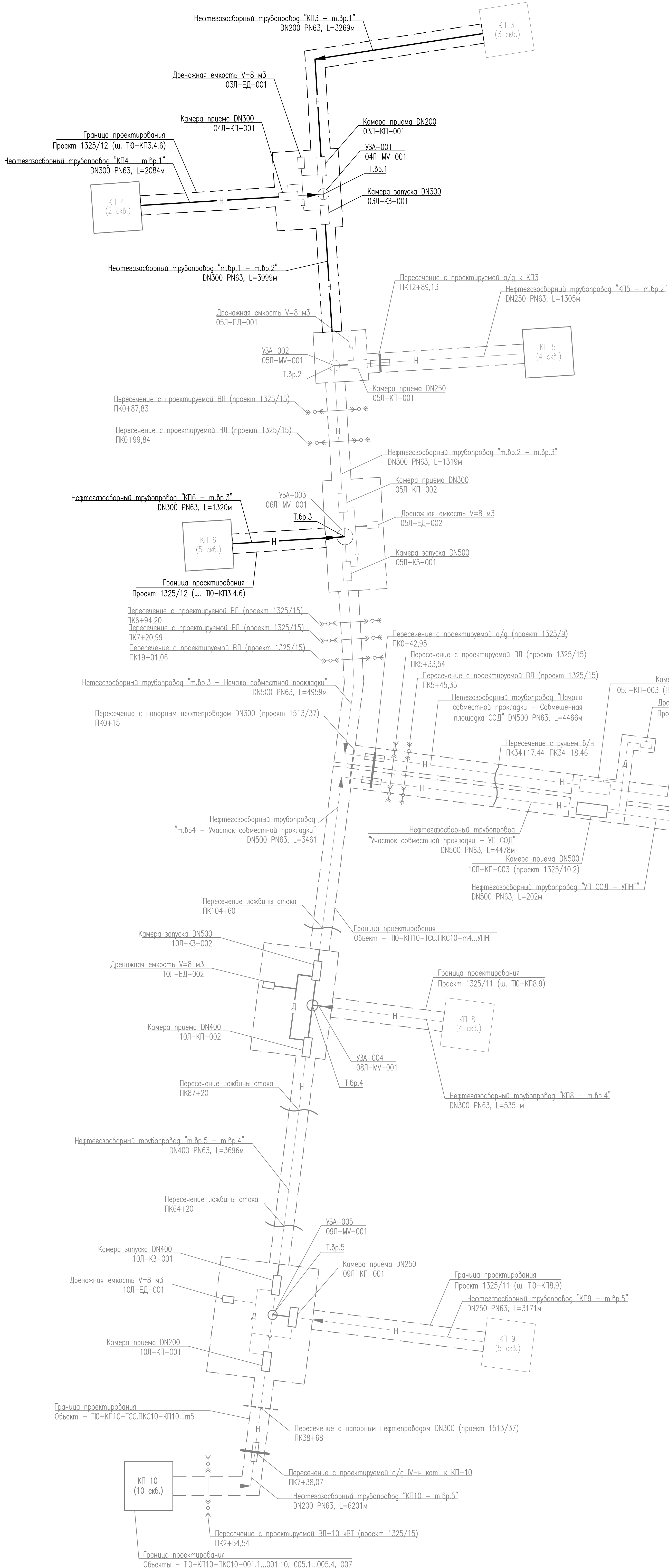
На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены.

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

3.7 Пассивная защита проектируемого трубопровода

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

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

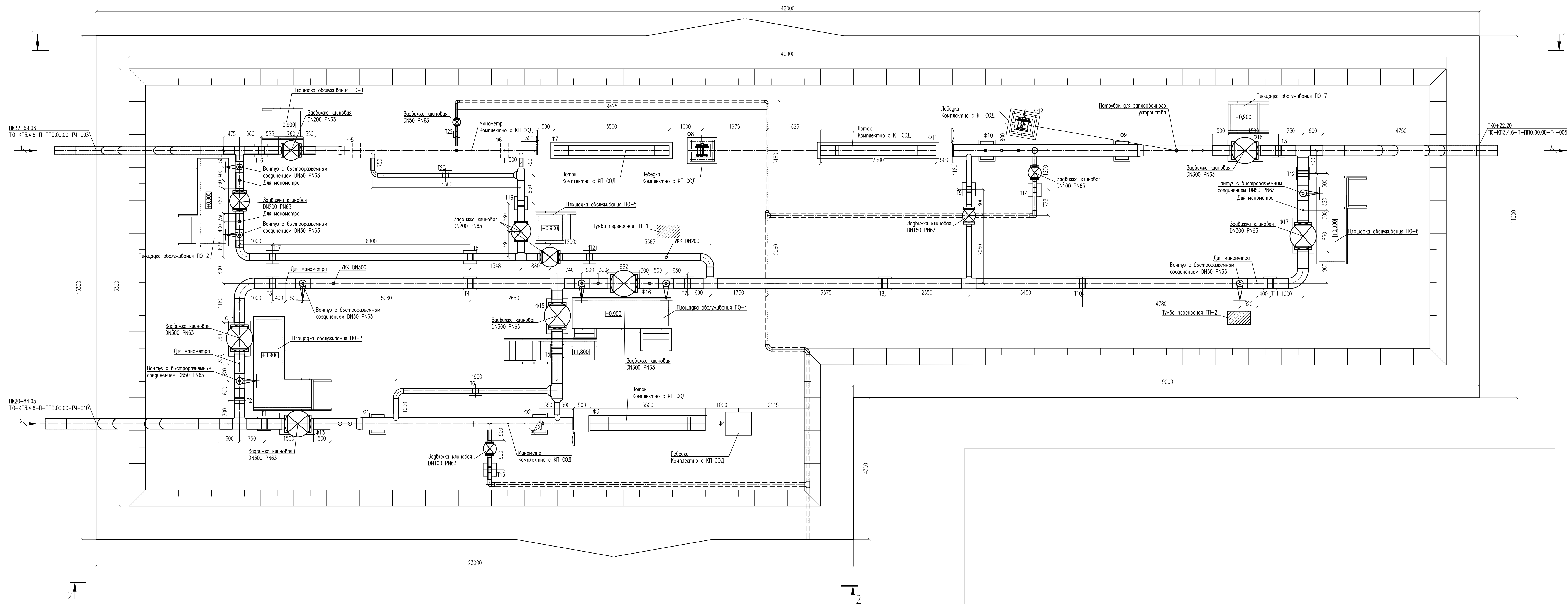


ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
03Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN200 PN80	Примечание 2
03Л-ЕД-001	Емкость дренажная	1	V=8 м3, Pрасч=0,05 МПа	
03Л-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN80	Примечание 2
04Л-КП-001	Камера приема СОД	1	DN300 PN80	Примечание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

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

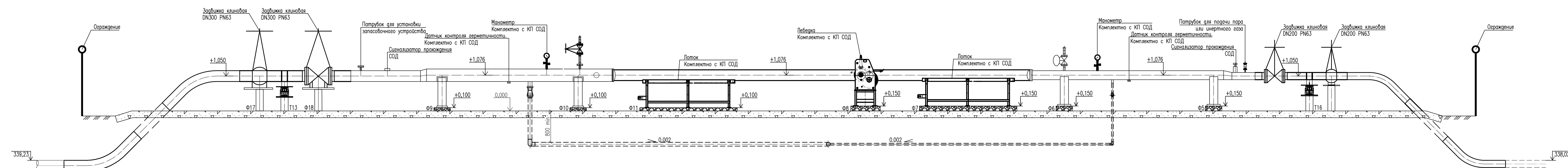
- Все трубопроводы прокладываются подземно, за исключением трубопроводов обвязки камер запуска и приема СОД;
- Основными линиями показаны трубопроводы и сооружения, проектируемые в данном объекте, тонкими — не вошедшие в объект;
- На схеме сбора не показано:
 - схемы принципиальные технологические кустов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

ТЮ-КП3.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-001					Обустройство Тас-Юряжского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Статус	Лист
Разраб.	Мустаев	12.12.25				П	1
Проверил	Калимов	12.12.25					
Гл. спец.	Дранкина	12.12.25					
Н. контр.	Поляков	12.12.25					
ГИП	Робенская	12.12.25					

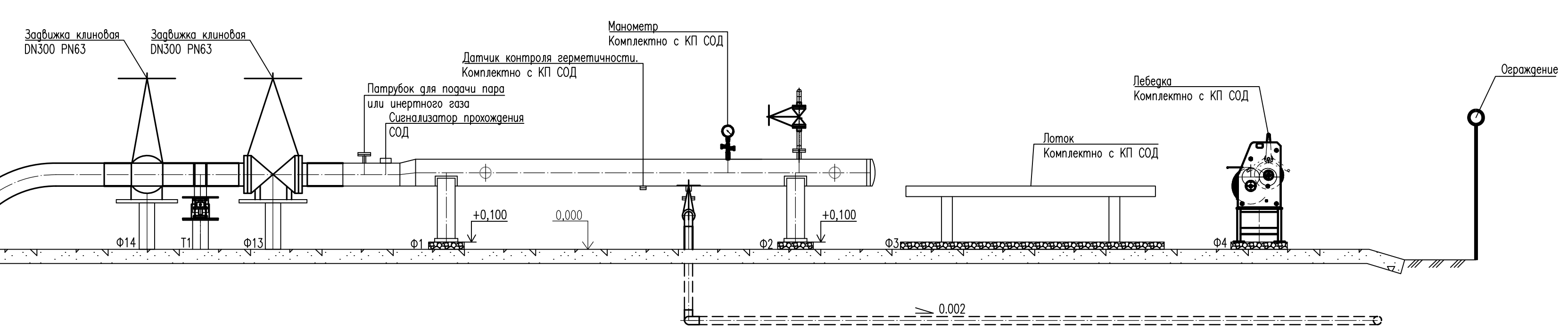


- 1. #32x15 Неправильный трубопровод от КТ-3 до т.б.р. 1
- 2. #32x15 Неправильный трубопровод от КТ-4 до т.б.р. 3
- 3. #32x15 Неправильный трубопровод от т.б.р. 1 до т.б.р. 2
- 4. #11x66 Дренажный трубопровод в подвале, дренажу, высота: 0,31-0,01

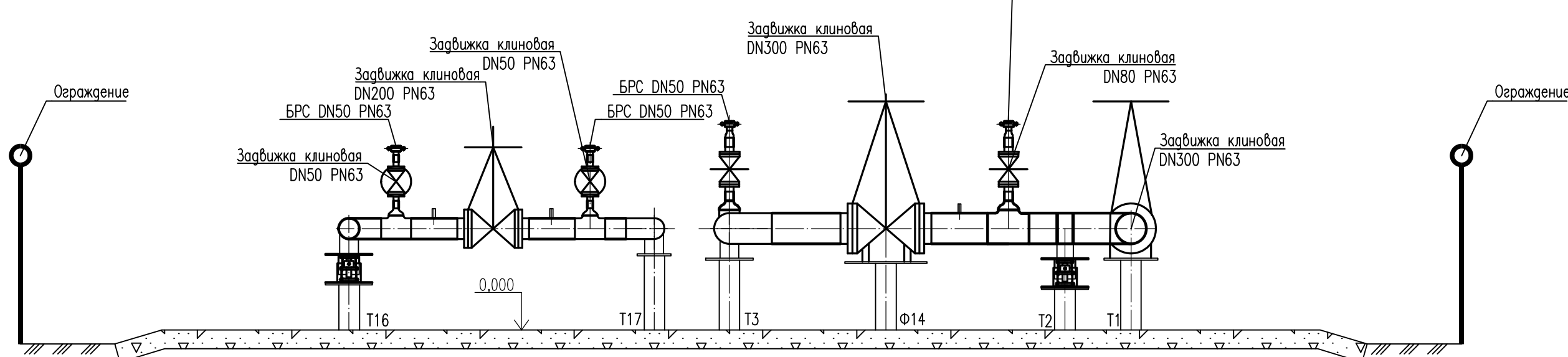
1-1



2-2



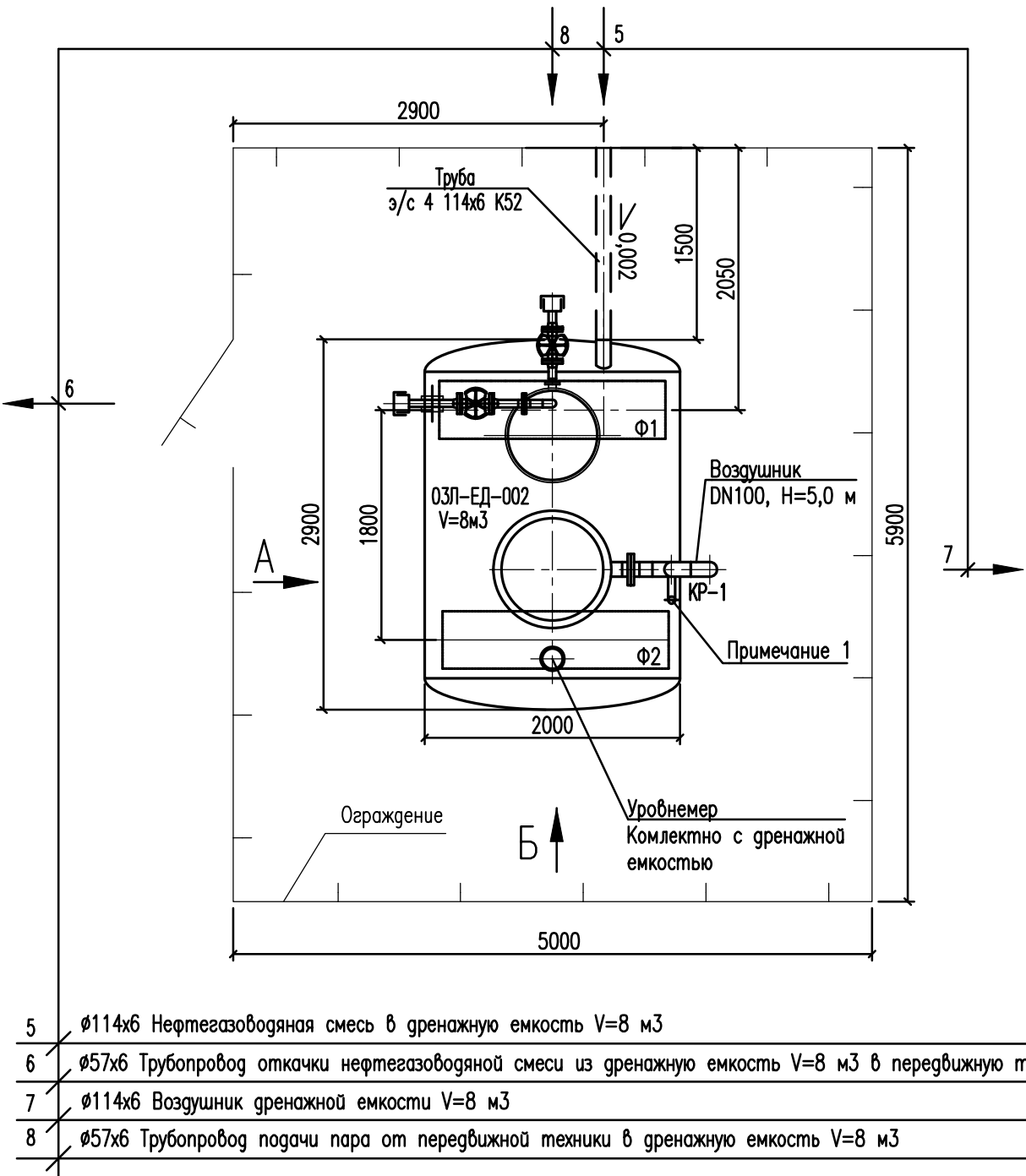
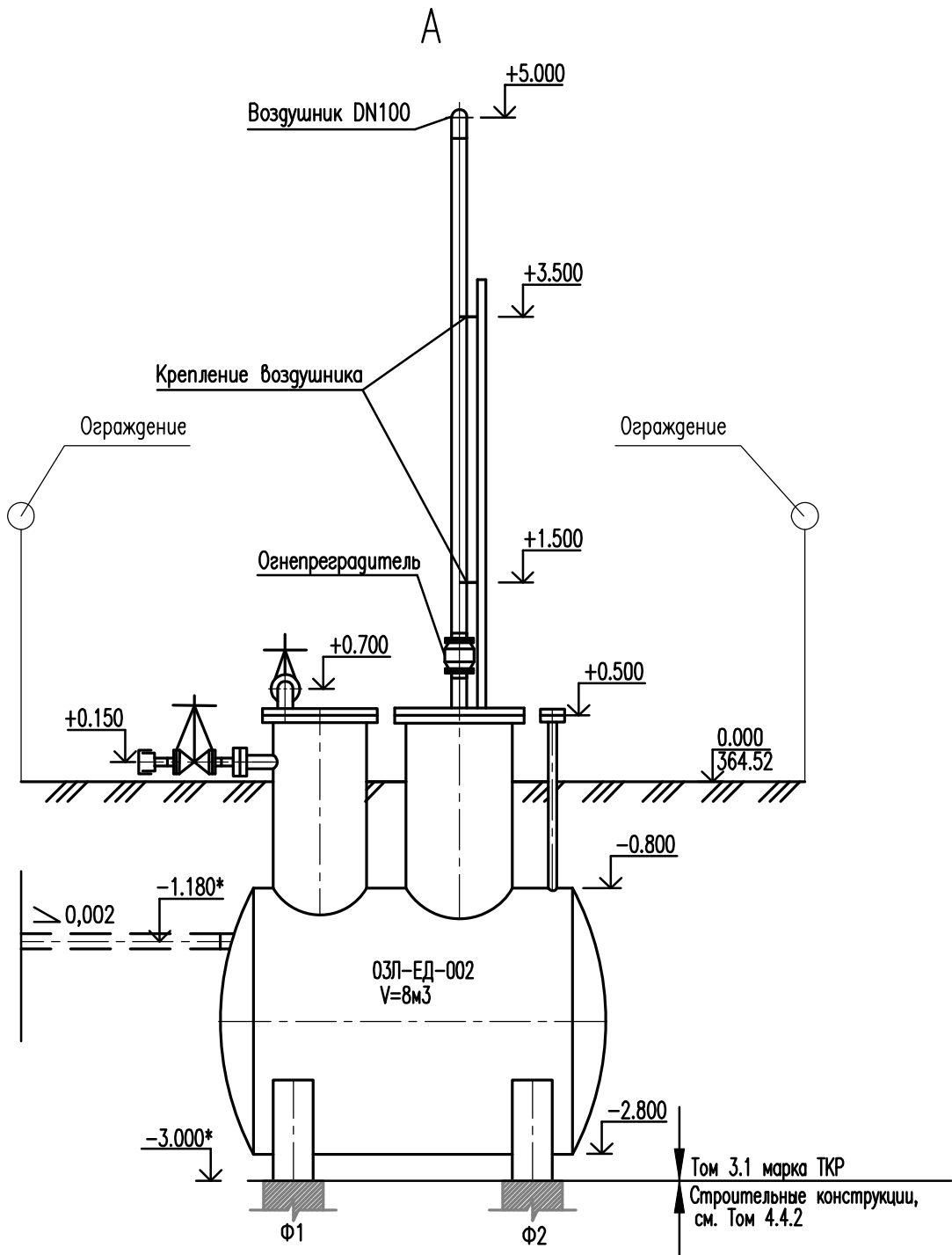
3-3



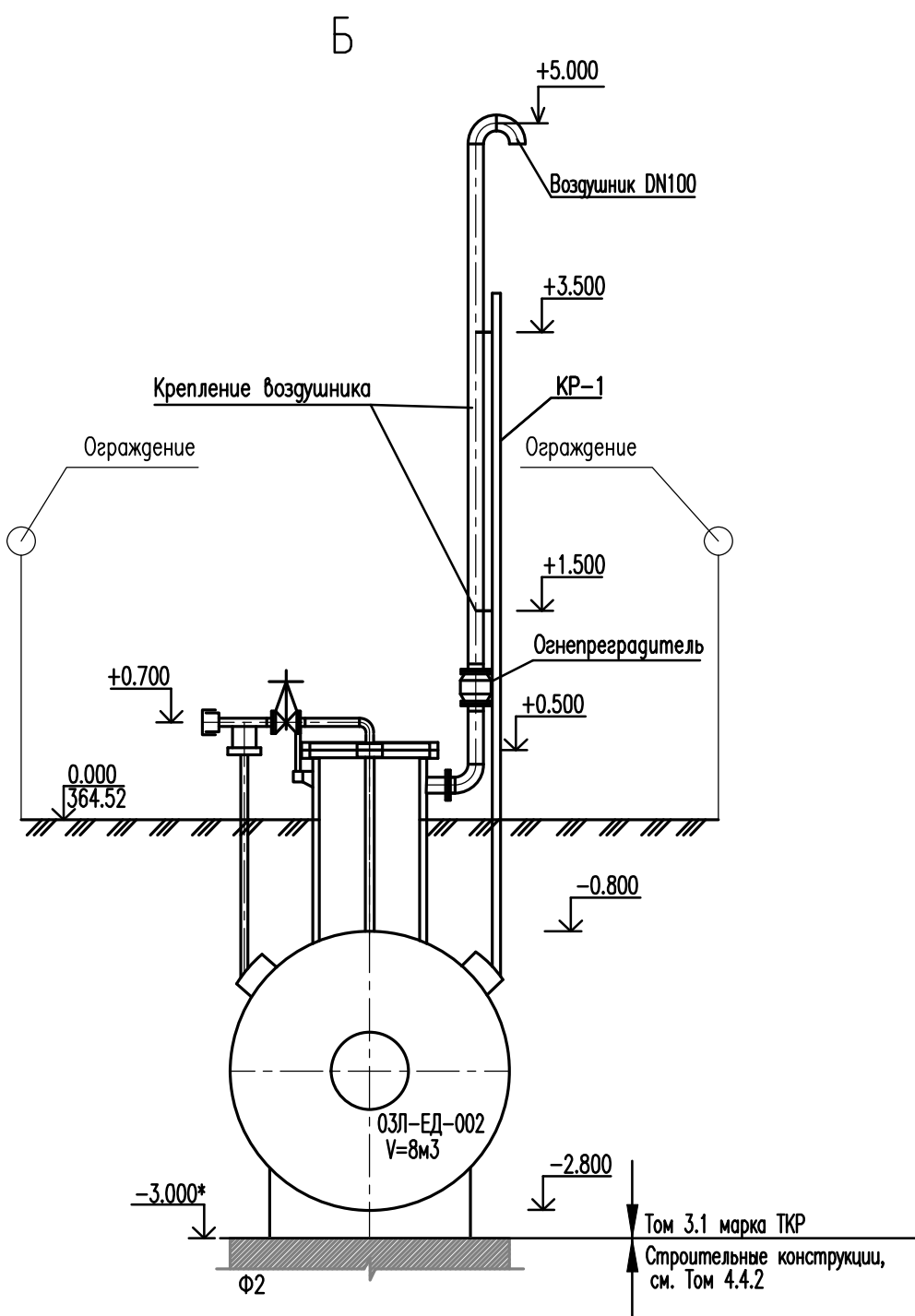
- 1. *Размер и высота отметки указывается при монтаже.
- 2. На участках перепада неправильной и асимметричной трубопроводов от наружной прокладки к наружной прокладке предусмотрена последняя траншея трубы при обратной засыпке.
- 3. На участках от наружной прокладки к наружной прокладке предусмотрена траншея (ДН) Минимум 100 мм.
- 4. Расстояние от наружной прокладки к наружной прокладке.
- 5. Расстояние от наружной прокладки к наружной прокладке.
- 6. Технические решения по отоплению помещений представлены в том 4.2.1.
- 7. Технические решения по отоплению помещений представлены в том 4.4.
- 8. Доступ к запорной арматуре для выпуска ГВС из камер запорки и приема СОД осуществляется переносными площадками обслуживания, поставленными в комплекте. На чертеже условно не показаны.
- 9. Расчетное давление камер запорки и приема СОД принято 0,0 МПа в соответствии с требованиями п.6 ТП-01.02.04-03 "Технические требования к устройству и монтажу оборудования. Конкретные пункты и приема работы 6,3 МПа.
- 10. Доступ к узлам контроля за скоростью коррозии осуществляется с переносными трубами.

Т0-КП3.4.6-П-ТП0.00.00-Г4-003				Оборудование Тас-Юрковского НТМ. Кусты скважин N3, 4, 6		
Имя	Колонт.	Лист	Маск.	Пар.	Дата	
Рисов.	Мухомов	12.12.25			12.12.25	
Провер.	Колмаков	12.12.25			12.12.25	
Г.с.с.	Давыдов	12.12.25			12.12.25	
Имя	Павлов	12.12.25			12.12.25	
Рисов.	Рисов	12.12.25			12.12.25	
Формат А0				Файл Т0-КП3.4.6-П-ТП0.00.00-Г4-003_0.mxd		

Инф. N подл.	Погн. и дата	Взам. инв. N	Согласовано			
			ОГЛД	Терентьева	Зорькина	29.08.25
Инф. N подл.	Погн. и дата	Взам. инв. N	Согласовано			
			ЭТО	Баурукин	Шульгина	29.08.25



- 5 Ø114х6 Нефтегазоводяная смесь в дренажную емкость V=8 м3
6 Ø57х6 Трубопровод откачки нефтегазоводяной смеси из дренажную емкость V=8 м3 в передвижную технику
7 Ø114х6 Воздушник дренажной емкости V=8 м3
8 Ø57х6 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость V=8 м3



- Дренажная емкость ОЗЛ-ЕД-002 V=8 м3 размещена в районе т.бр.1 для приема дренажа от узлов СОД (ОЗЛ-КП-001, О4Л-КП-001, ОЗЛ-КЗ-002)
- За отметку 0.000 принята отметка площадки дренажной емкости.
- Трубопровод на свечу рассеивания теплоизолируется (ППУ 100 мм с оцинкованным покрытием и крепежом).
- Размеры уточнить при монтаже.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает поставщик емкости.
- Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
- Местоположение площадки приведено на чертежах Тома 4.2.1.

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-ГЧ-004					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'зак.	Погн.	Дата
Разраб.	Мустаев	Р.И.И.	12.12.25		
Проверил	Колмыков	В.В.	12.12.25		
Гл.спец.	Дрынкина	В.В.	12.12.25		
Н.контр.	Поликашина	В.В.	12.12.25		
ГИП	Ровенская	В.В.	12.12.25		
Емкость дренажная подземная V=8 м3. План. Вуды А и Б				Стадия	Лист
				П	1



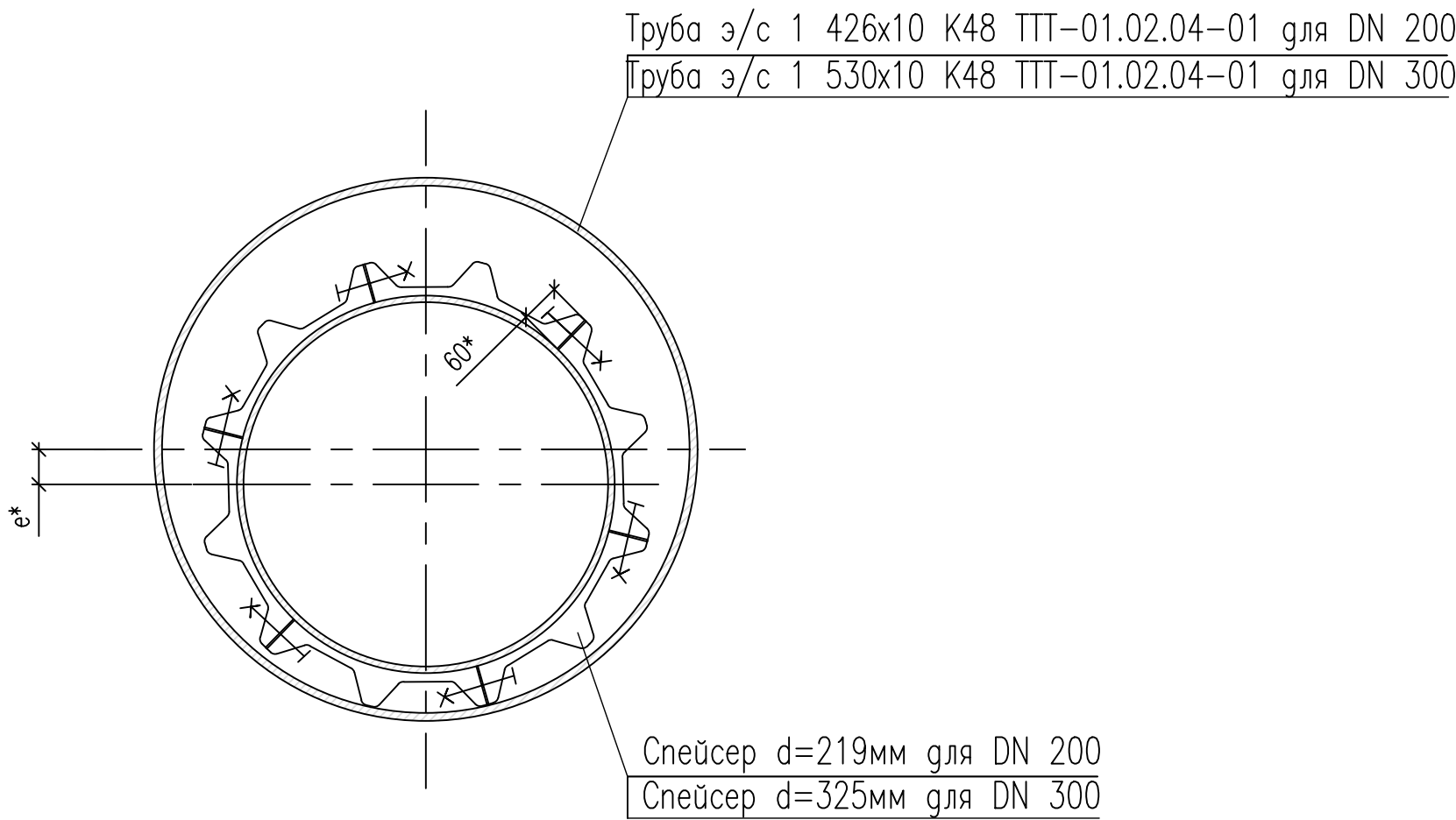
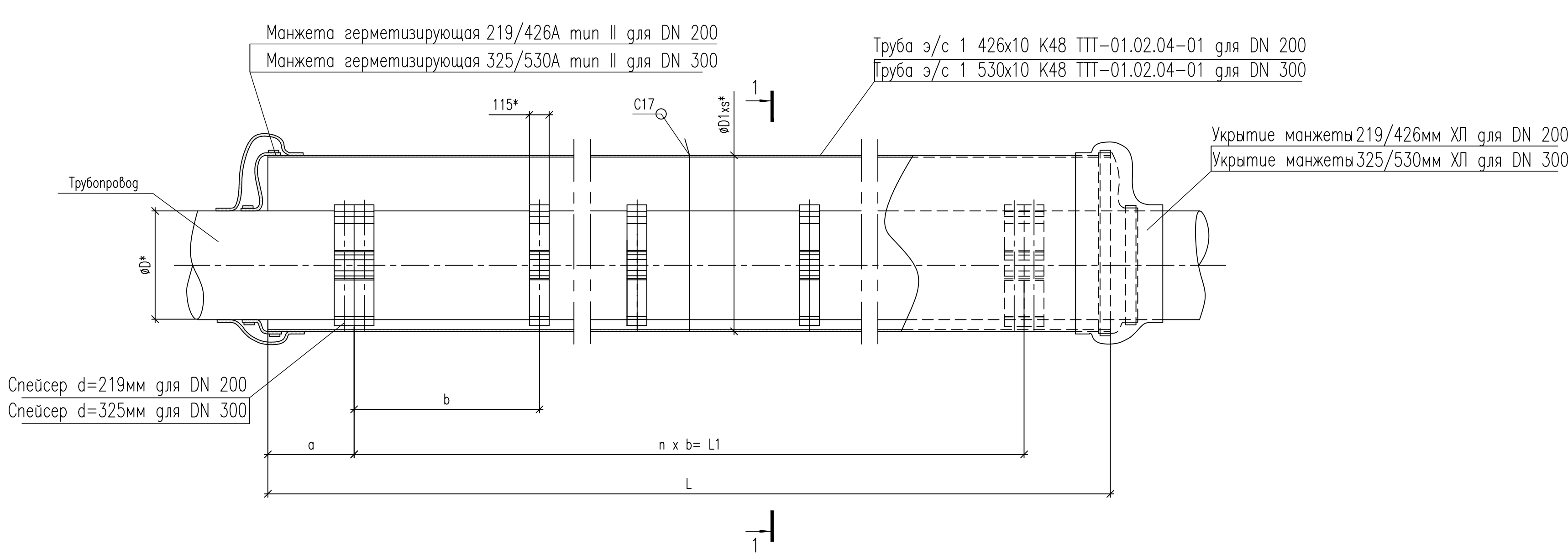


Таблица переменных данных

Наименование кожуха	Расположение	D, мм	D1 x s, мм	L, мм	L1, мм	n, шт.	a, мм	b, мм	e, мм	Масса кожуха, кг.	Кол-во кожухов, шт.
Трубопровод нефтегазосборный КП№3 – т. в.р. 1											
КЗ–219	ПК31+71.98 – ПК31+86.98 – участок перехода через проектируемую автодорогу	219	426x10	15000	13500	9	750	1500	34	1573	1
	ПК32+44.00 – ПК32+64.00 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-4			20000	18600	12	700	1550		2090	1
Трубопровод нефтегазосборный КП№4 – т. в.р. 1											
КЗ–325	ПК1+75.00 – ПК1+95.00 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-4	325	530x10	20000	18600	12	700	1550	33	2614	1
	ПК20+59.10 – ПК20+79.10 – участок перехода через проектируемую автодорогу IV-й категории к КП-4										1
Трубопровод нефтегазосборный КП№6 – т. в.р. 3											
КЗ–325	ПК13+04.07 – ПК13+20.07 – участок перехода через проектируемую автодорогу	325	530x10	16000	15000	10	500	1500	33	2098	1

- * Размеры для справок.
- Для кожухов защитных применена труба электросварная группы 1, класса прочности К48 по ТП 01.02.04–01. В соответствии с требованиями СП 16.13330.2017, таблица В.1, трубы для кожухов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью на образцах KCV не менее 34,0 Дж/см² при температуре минус 40°С.
- Трубопровод, протаскиваемый в кожух, должен оснащаться опорно–центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала, способного сохранять свои свойства при температуре до минус 60°С. Спейсер выполняется из сегментов. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольца, и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера. На концах кожуха монтируется спаренный спейсер.
- Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при ее засыпке.
- Материал манжеты герметизирующей и УЗМГ должен иметь техническую документацию, подтверждающую работоспособность изделия при температуре до минус 60°С.
- Эксцентриситет у изделий (спейсер, манжета, УЗМГ) должен быть одинаковый и учитываться при закупке у разных поставщиков.
- Сварку производят электродами марки Э50А по ГОСТ 9467–75. Типы сварных швов по ГОСТ 16037–80.
- Защиту кожухов защитных в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного типа согласно требованиям п. 4.11.11 Таблицы 2 ТП 01.02.04–13 и ГОСТ Р 51164–98 следующей конструкции:
 - грунтовоочный слой: грунтовка битумная или битумно–полимерная;
 - промежуточный слой: лента полимерно–битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
 - покрытие слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод–кожух".

							ТЮ–КП3.4.6–П–ТКР.01.00–ГЧ–005		
							Обустройство Тас–Юрхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6		
Изм.	Кожух.	Лист	№ док.	Погр.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Колесниченко				12.12.25				
Проверил	Шарикина				12.12.25				
Гл. спец.	Рябцев				12.12.25				
Н. контр.	Полякашина				12.12.25		Кожухи защитные для трубопроводов DN 200 и DN 300 без теплоизоляции. Разрез 1–1		
ГИП	Ровенская				12.12.25				

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

Технологические решения

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

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

Материальное исполнение арматуры и трубопроводов

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


Приложение Б

Ведомость оборудования, изделий и материалов. Линейные трубопроводы

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
Нефтеборный трубопровод от кустов скважин №3,4,6				
1. Труба электросварная 219х8 прямошовная из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н ТТТ-01.02.04-01, максимальная температура эксплуатации 60°C Труба э/с 4 219х8 К52 60 НПП	ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)		м	3269
2. Труба бесшовная горячедеформированная 325х15 из хладостойкой стали, класса прочности К48 с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе термоусаживающихся материалов Труба б/с 4 325х15 К48	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 24.20.13-220-57357928-2022		м	7403
3. Камера приема СОД DN200 PN63 03Л-КП-001	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
4. Камера приема СОД DN300 PN63 04Л-КП-001	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
5. Камера запуска СОД DN300 PN63 03Л-КЗ-002	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)		компл	1
6. Дренажная емкость V=8 м³ 03Л-ЕД-002	ТЮ-КПЗ.4.6-ТХ01-ОЛ-016		шт.	1

Согласовано			
Согласовано			

Расчет на прочность трубопроводов системы сбора

Инв. № подл.	Подпись и дата	ТЮ-КПЗ.4.6-П-ТКР.01.00-РР-001					
		Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6					
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		Разраб.	Данилина			<i>Д.Д.</i>	19.11.25
		Проверил	Симонова			<i>С.С.</i>	19.11.25
		Гл. спец.	Федотенко			<i>Ф.Ф.</i>	19.11.25
		Н. контр.	Поликашина			<i>П.П.</i>	19.11.25
Инв. № подл.	Подпись и дата	ГИП	Ровенская			<i>Р.Р.</i>	19.11.25
		Расчет на прочность трубопроводов системы сбора					 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ	3
3.2 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	4
3.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА.....	7
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	13
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	16
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	18
7 ВЫВОД	26
Приложение А. Список использованных источников.....	28
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов	30
Приложение В. Результаты расчетов растепления	33
Приложение Г. Результаты температур продукта	84

1 Введение

Целью данной работы является **предварительный** прогнозный расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ), осадок основания, расчет на прочность и деформативность нефтегазосборных трубопроводов проекта 1325/12 «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

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.04CCN0.04183, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. Расчет проводится методом конечных разностей.

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

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

3 Исходные данные

3.1 Параметры трубопроводов

Проектируемый трубопровод выполнен из электросварных прямошовных труб, из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 (Cr 0,5 – 1,2) класса прочности K52 и бесшовных горячедеформированных труб из стали 09Г2С класса прочности K48 по ТУ 14-3Р-137-2015.

Температура продукта в трубопроводе принята согласно утвержденному гидравлическому расчёту, представленному в приложении Г.

Трубопровод прокладывается подземно, на участках распространения ММГ рассмотрено два варианта устройства трубопровода:

- трубопровод выполняется в теплогидроизоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм над подушкой, над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм на участках просадочных при оттаивании ММГ;
- на участках многолетнемерзлых песков в основании и в талых грунтах трубопровод прокладывается без теплоизоляции.

Характеристики трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода

Участок трубопровода	Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Расчётное давление продукта, МПа	Температура продукта, °С	Рабочий продукт
Граница_куста 3 – т.вр.1	219х8	Группа 4 К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТГ-01.02.04 01	6,3	-21,1...+12,4 (см. приложение Г)	Нефтегазовая смесь
Граница_куста 4 - т.вр.1	325х15	Сталь 09Г2С класса прочности К48 по ТУ 14-3Р-137-2015		-23,6...+7,0 (см. приложение Г)	
Т.вр.1 – т.вр.2	325х15			-19,9...+13,0 (см. приложение Г)	
Граница_куста 6 - т.вр.3	325х15			-22...+8,7 (см. приложение Г)	

План, профиль прокладки трубопровода, глубина заложения трубопровода до верхней образующей принята согласно чертежам проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

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

3.2 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом по инженерным изысканиям ТЮ-КПЗ.4.6-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

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

Для трассы от КП №3 до точки врезки №1:

- ПК30-ПК32, геол. скв. №№104-2065 в связи с наличием пограничной зоны ММГ/талик в районе ПК31+00-ПК31+20;

Для трассы от КП №4 до точки врезки №1:

- ПК0-ПК1, геол. скв. №№93-2054 в связи с наличием в основании просадочного при оттаивании суглинка ИГЭ210 и границы с участком с заглубленной кровлей ММГ на ПК0+40-ПК0+58;

Для трассы от точки врезки №1 до точки врезки №2:

- ПК20-ПК22, геол. скв. №№ 6106-78 в связи с наличием в основании просадочного при оттаивании суглинка ИГЭ210 и границы с участком с заглубленной кровлей ММГ на ПК20+60-ПК20+80;
- ПК23-ПК25, геол. скв. №№ 6104-6103 в связи с наличием в основании просадочного при оттаивании суглинка ИГЭ210, торфа ИГЭ93 и границы с участком с заглубленной кровлей ММГ на ПК24+00-ПК24+20;

Для трассы от КП №6 до точки врезки №3:

- ПК4-ПК5, геол. скв. №№ 2020а-2019а в связи с наличием в основании просадочного при оттаивании суглинка ИГЭ210 и границы с малопросадочными песками на ПК4+40-ПК4+80.

Инженерно-геологические разрезы приняты согласно профилям технического отчета по результатам инженерно- геологических изысканий, графическая часть ТЮ-КПЗ.4.6-ИИ-ИГИ.02.01 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

Начальные распределения температур в моделях принято на основании технического отчета по инженерным изысканиям ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6» 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
78	-0,68	-0,62	-0,56	-0,48	0,45	-0,36	-0,33	-0,29	-0,26	-0,28	-0,29	-0,34	-0,3	-0,33	-0,3	-0,33	-0,34	-0,29	-0,27
83a	0,14	0,17	0,15	0,22	0,15	0,07	0,01	-0,25	-0,35	-0,31	-0,33	-0,33	-0,33	-0,3	-0,3	-0,31	-0,35	-0,33	-0,33
104	0,22	0,09	0,04	-0,26	-0,3	-0,29	-0,28	-0,34	-0,25	-0,35	-0,32	-0,34	-0,25	-0,25	-0,27	-0,28	-0,27	-0,34	-0,26
116	0,14	0,18	0,22	0,14	0,15	0,22	0,13	0,04	-0,35	-0,31	-0,32	-0,35	-0,32	-0,25	-0,35	-0,28	-0,25	-0,31	-0,3
2065	0,14	0,18	0,14	0,16	0,2	0,14	0,14	0,22	0,15	0,14	0,18	0,17	0,21	0,13	0,02	0,03	-0,25	-0,31	-0,26
6103	0,2	0,18	0,16	0,15	0,17	0,2	0,19	0,16	0,21	0,16	0,15	0,19	0,19	0,08	0,04	-0,26	-0,25	-0,33	-0,34
6104	-0,74	-0,69	-0,61	-0,55	-0,45	-0,39	-0,35	-0,31	-0,32	-0,3	-0,27	-0,25	0,18	0,1	0,01	-0,29	-0,27	-0,34	-0,31
6106	0,18	0,22	0,14	0,2	0,22	0,14	0,21	0,22	0,22	0,14	0,22	0,17	0,18	0,07	0,05	-0,33	-0,25	-0,25	-0,25
2019a	0,18	0,22	0,08	0,06	-34	-0,26	-0,32	-0,3	-0,25	-0,31	-0,27	-0,33	-0,32	-0,33	-0,28	-0,28	-0,25	-0,33	-0,25
2020a	0,16	0,08	0,05	-0,29	-0,28	-0,31	-0,28	-0,3	-0,32	-0,3	-0,34	-0,31	-0,32	-0,29	-0,34	-0,32	-0,25	-0,33	-0,3
2021a	0,1	0,06	-0,35	-0,35	-0,27	-0,29	-0,26	-0,29	-0,3	-0,26	-0,29	-0,27	-0,34	-0,28	-0,33	-0,27	-0,29	-0,27	-0,33

3.3 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Мирный в соответствии техническим отчетом ТЮ-КП10-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-001 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6» 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	45,67	52,67	56,33	45,67	-	-	-	-	-	11,5	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 7м 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

Наименование параметра		Значение или определяющий параметр
	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
Эксплуатационные характеристики		
Коэффициент теплоотдачи от конденсатора к воздуху при скорости ветра 3 м/с не менее, Вт/(м ² ·°C)		24
Термическое сопротивление термостабилизатора (от радиатора к воздуху и внутреннее) не более, °C/ Вт		0,026
Дополнительные требования		
<ol style="list-style-type: none"> 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. X5. 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.

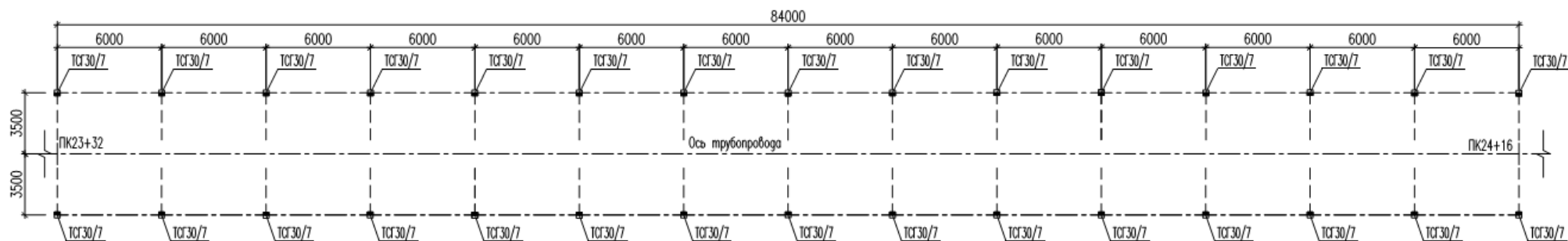


Рисунок 1 – Схема расстановки термостабилизаторов на переходе трубопровода через болото (ПК23+32-ПК24+16)

4 Расчётные параметры

4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

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

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

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

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

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

где $\delta_{эф}$ – толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ – 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:

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

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

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

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, °C;

R_i – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м², 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/м²;

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

α_t – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

$(2,4v_i + 2,3)$ – 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 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. №78 Вт/м ² К	0,93	0,81	0,76	0,93	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,22	1,58	1,12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №83а Вт/м ² К	0,95	0,82	0,77	0,95	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,28	1,61	1,15
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №104, Вт/м ² К	1,19	1,03	0,97	1,18	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	5,06	1,99	1,43
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №116, Вт/м ² К	0,83	0,72	0,68	0,83	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	3,87	1,43	1,01

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №2065, Вт/м ² К	0,9	0,78	0,73	0,89	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,11	1,53	1,09
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6103, Вт/м ² К	0,9	0,78	0,73	0,89	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,1	1,53	1,08
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6104, Вт/м ² К	0,87	0,75	0,7	0,86	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	3,99	1,48	1,05
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №6106, Вт/м ² К	0,93	0,81	0,76	0,93	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,22	1,58	1,12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №2019а, Вт/м ² К	0,93	0,81	0,76	0,93	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,22	1,58	1,12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №2020а, 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. №2021а, Вт/м ² К	0,93	0,81	0,76	0,93	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,22	1,58	1,12

4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

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

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

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

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

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

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

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°C);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

Данные необходимые для определения температурного влияния трубопровода приняты по результатам гидравлических расчетов и сведены в таблицу 6.

Таблица 6 - Исходные данные для теплового расчета

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	46 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м °C
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку трубопровода DN250 в теплоизоляции 50 мм	0,512 Вт/м ² °C

4.3 Механическая модель грунта

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

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

5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

5.1 Описание расчетной методики

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

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

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

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

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

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

где T – температура, °С;

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

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

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

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

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

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

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

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

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

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

Пример расчетной сетки представлена на рисунке 2.

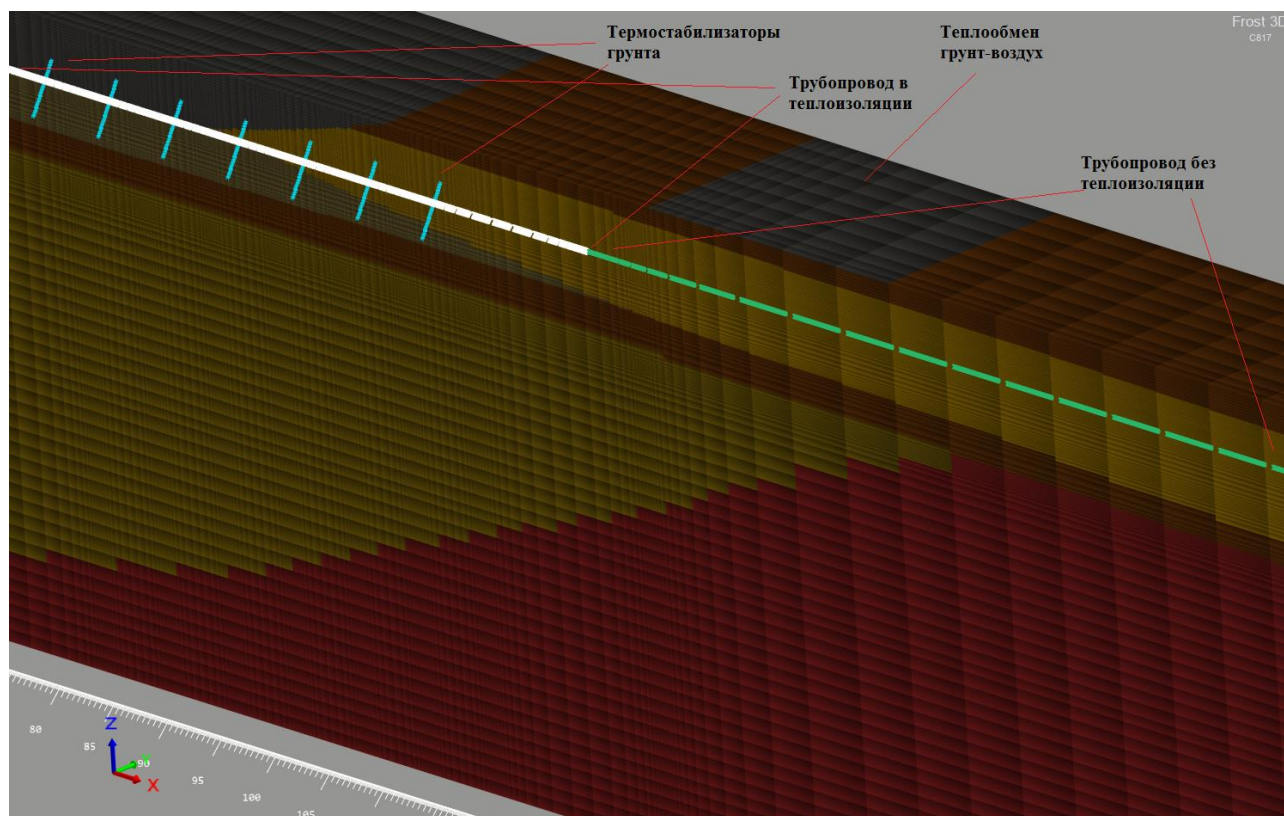


Рисунок 2 – Пример конечно-разностной сетки модели

5.2 Определение ореола оттаивания трубопровода

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

5.3 Расчет просадки грунта

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$A_{th,i}$ и $m_{th,i}$ – коэффициент оттаивания, доли единицы, и коэффициент сжимаемости, 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	Глубина талых/оттаивающих грунтов в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
от КП №3 до точки врезки №1	Скв.104 – скв.2065	ПК30+80	4,8	124
		ПК30+88	5,9	156
		ПК30+93	7,9	138
		ПК31+00	11,6	90
		ПК31+18	12,0	17
Точка врезки №1 – точка врезки №2	Скв.6106 – скв.78	ПК20+26	6,6	13
		ПК20+60	5,5/6,1 ²⁾	36/60 ²⁾
		ПК20+80	4,5/3,5 ²⁾	285/216 ²⁾
		ПК20+86	4,5/3,5 ²⁾	366/301 ²⁾
		ПК21+30	4,5/3,5 ²⁾	470/326 ²⁾

Участок трубопровода	Геологическая скважина	Участок	Глубина талых/оттаивающих грунтов в основании трубопровода, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
	Скв.6104 – скв.6103	ПК23+82	2,9/- ³⁾	884/0 ³⁾
		ПК23+93	3,9/- ³⁾	1033/0 ³⁾
		ПК23+96	5,8/- ³⁾	946/0 ³⁾
		ПК24+05	8,4/- ³⁾	287/0 ³⁾
		ПК24+09	8,7/- ³⁾	268/0 ³⁾
		ПК24+17	8,7/0,3 ³⁾	197/0 ³⁾
		ПК24+19	8,7/1,7 ³⁾	171/0 ³⁾
		ПК24+20	8,7/7,6 ³⁾	171/125 ³⁾
		ПК24+32	9,1	39
от КП №4 до точки врезки №1	Скв.93 – скв.2054	ПК0+20	- ²⁾	0 ²⁾
		ПК0+53	- ²⁾	0 ²⁾
		ПК0+58	3,2	12
		ПК1+00	-	0
Совмещенная площадка узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1.	Скв.83а	Со стороны КПЗ	3,2	87
		Со стороны КП4	2,1	50
		Выход на т.вр.2	3,2	91
от КП №6 до точки врезки №3	Скв.2020а – скв.2019а	ПК4+00	0,6 ²⁾	20 ²⁾
		ПК4+10	0,4 ²⁾	0 ²⁾
		ПК4+78	0,8 ²⁾	8 ²⁾
		ПК4+80	1,5	38
		ПК5+00	1,5	28

Примечания:

- 1) Максимальное расстояние от низа трубопровода до кровли ММГ в течении эксплуатации;
- 2) Значения получены для трубопровода с теплогидроизоляционным слоем на данном участке;
- 3) Значения получены для трубопровода с теплогидроизоляционным слоем на данном участке и применением термостабилизаторов грунта.

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

6 Проверка условий прочности трубопроводов

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

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

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

Для участков прокладки трубопровода в просадочных грунтах вне зон изменения геокриологических условий, переходов через коммуникации 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 3...16.

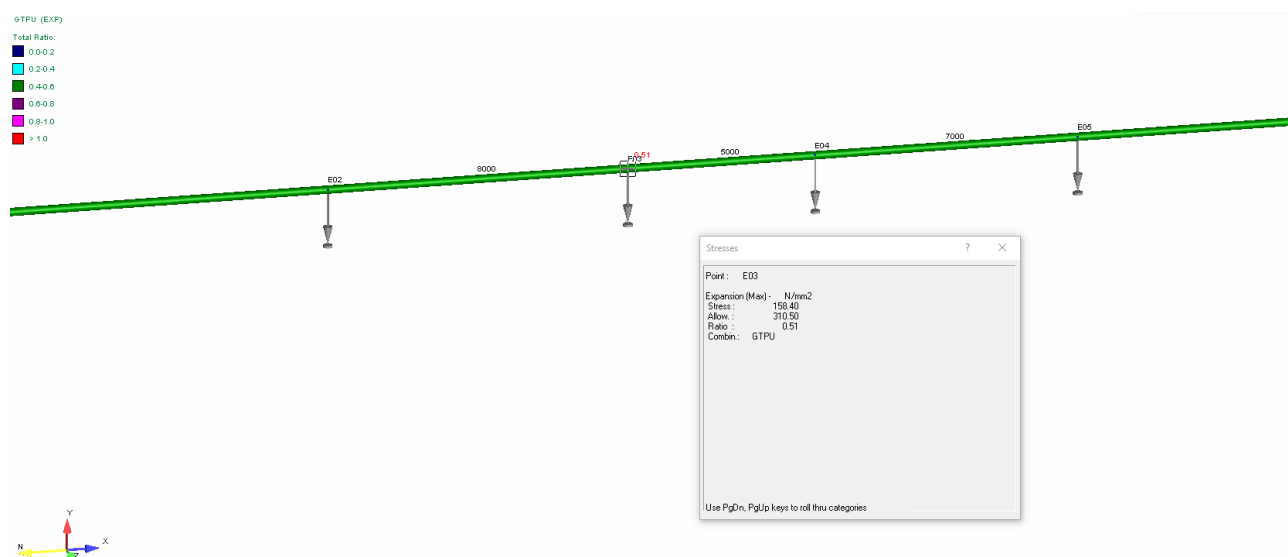


Рисунок 3 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 (ПК30-ПК31)

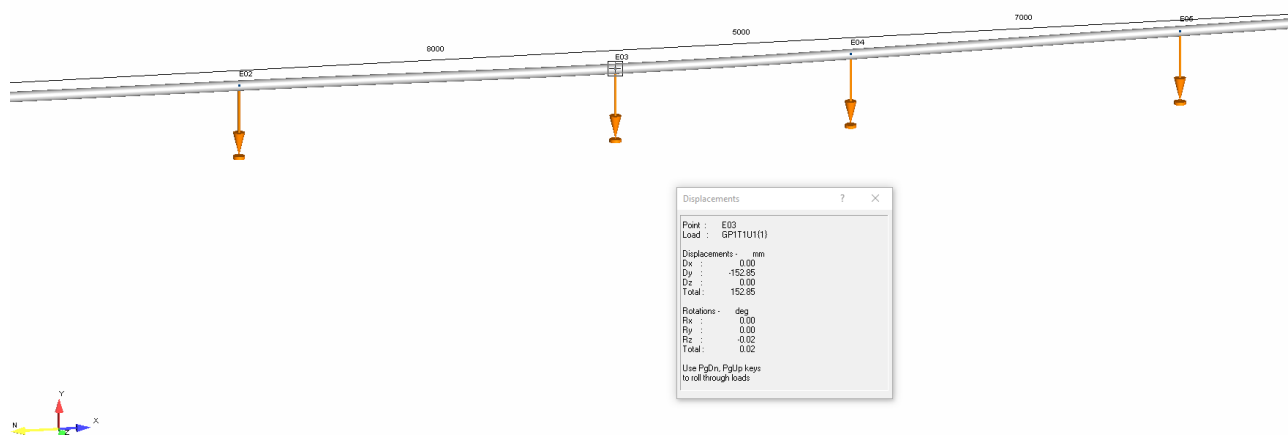


Рисунок 4 – Картина просадки трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 (ПК30-ПК31)



Рисунок 5 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК20-ПК22). Без дополнительных мероприятий

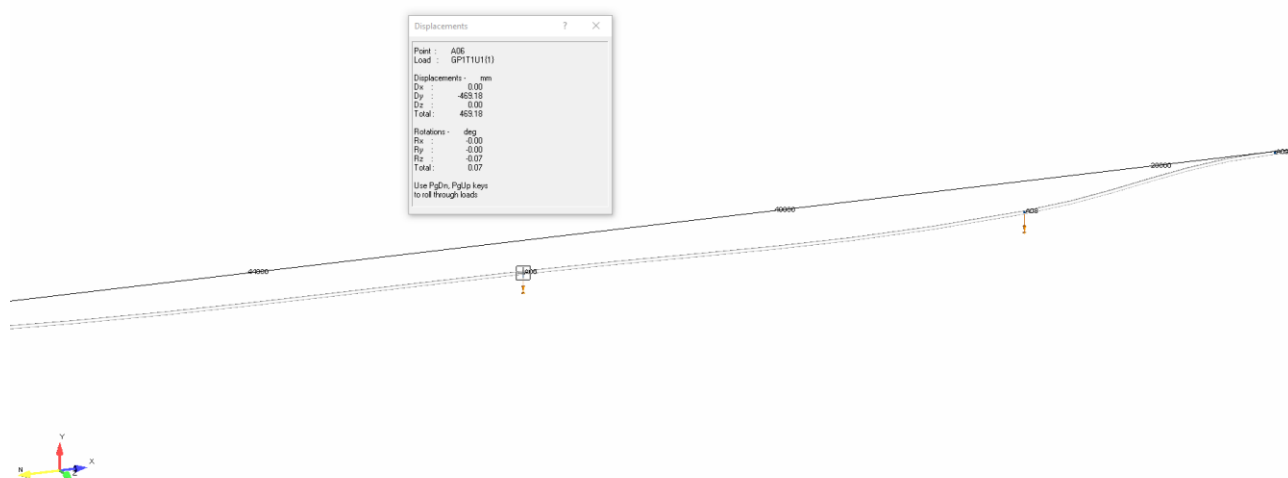


Рисунок 6 – Картина просадки трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК20-ПК22). Без дополнительных мероприятий

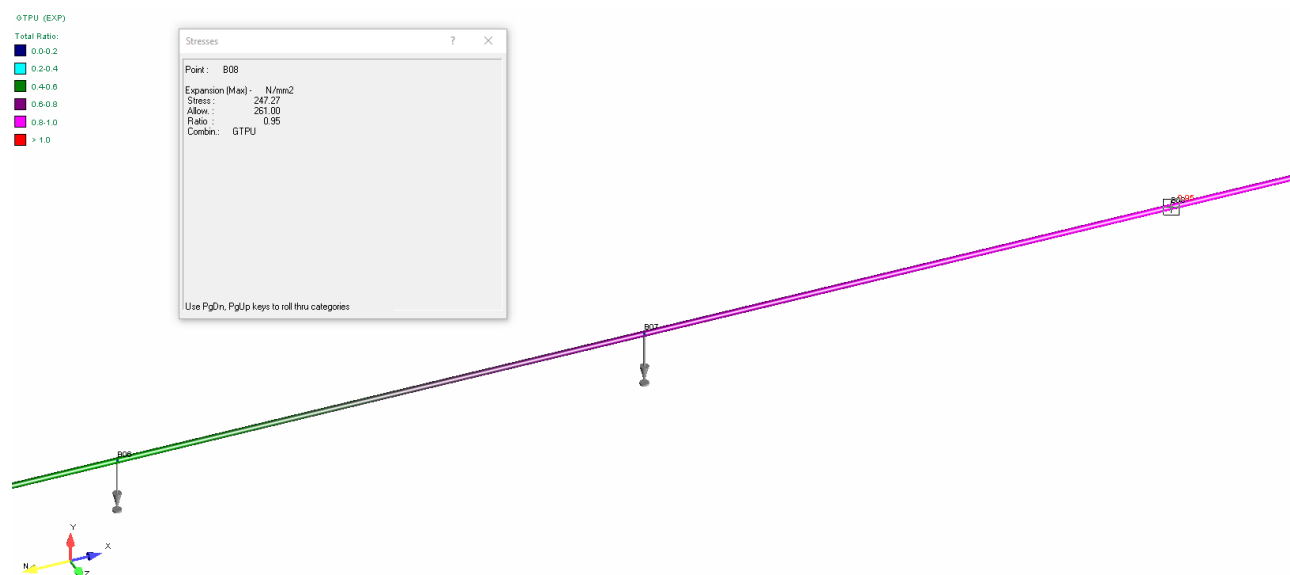


Рисунок 7 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК20-ПК22). Теплоизоляция трубопровода на участке просадочных при оттаивании ММГ



Рисунок 8 – Картина просадки трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК20-ПК22). Теплоизоляция трубопровода на участке просадочных при оттаивании ММГ

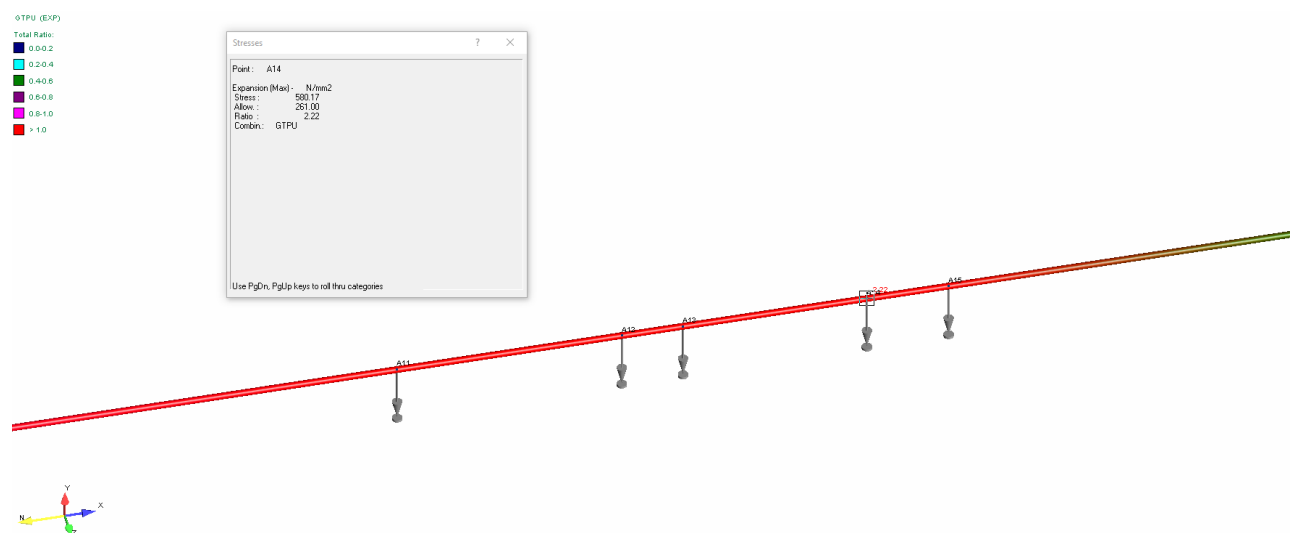


Рисунок 9 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК23-ПК25). Без дополнительных мероприятий

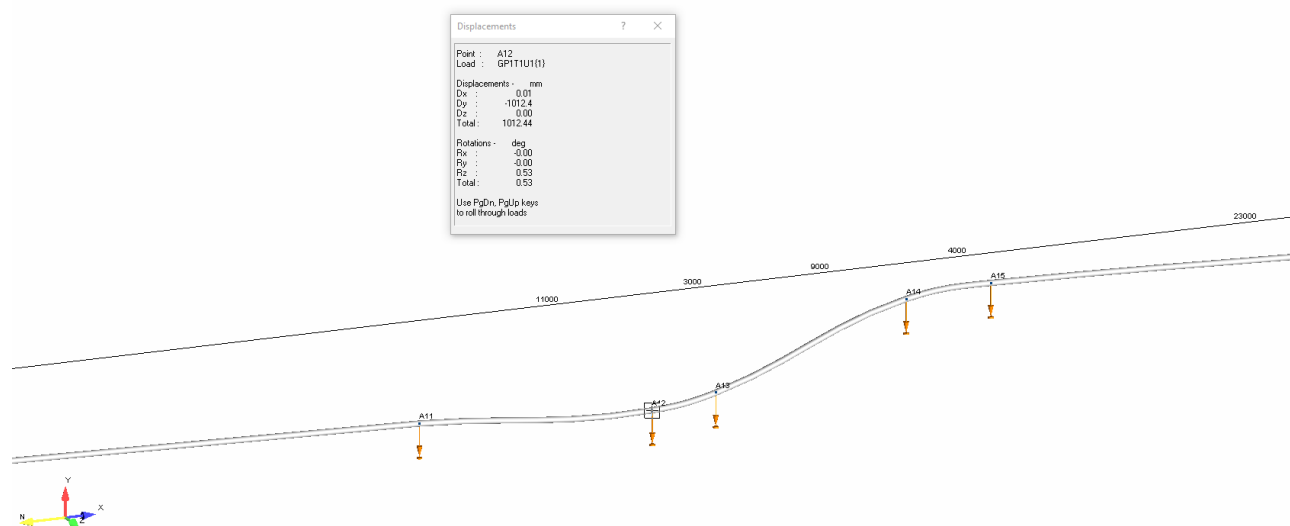


Рисунок 10 – Картина просадки трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК23-ПК25). Без дополнительных мероприятий



Рисунок 11 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК23-ПК25). Термостабилизация и теплоизоляция трубопровода на участке болот

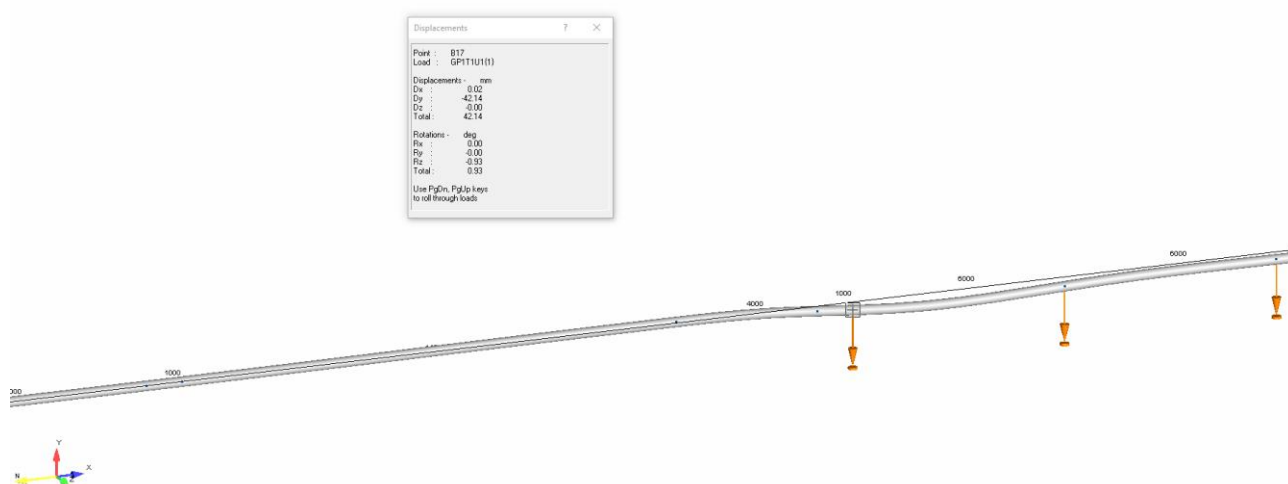


Рисунок 12 – Картина просадки трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 (ПК23-ПК25). Термостабилизация и теплоизоляция трубопровода на участке болот

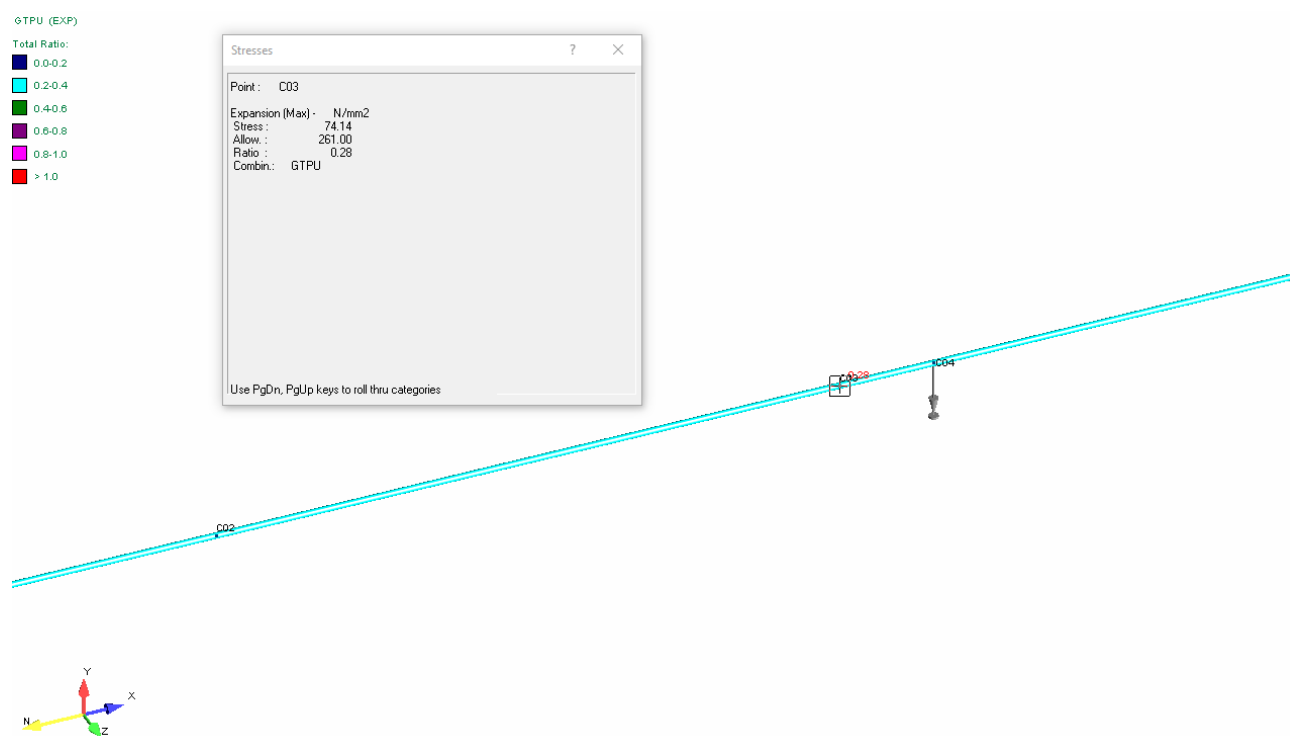


Рисунок 13 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от КП4 до точки врезки №1 (ПК0-ПК1)

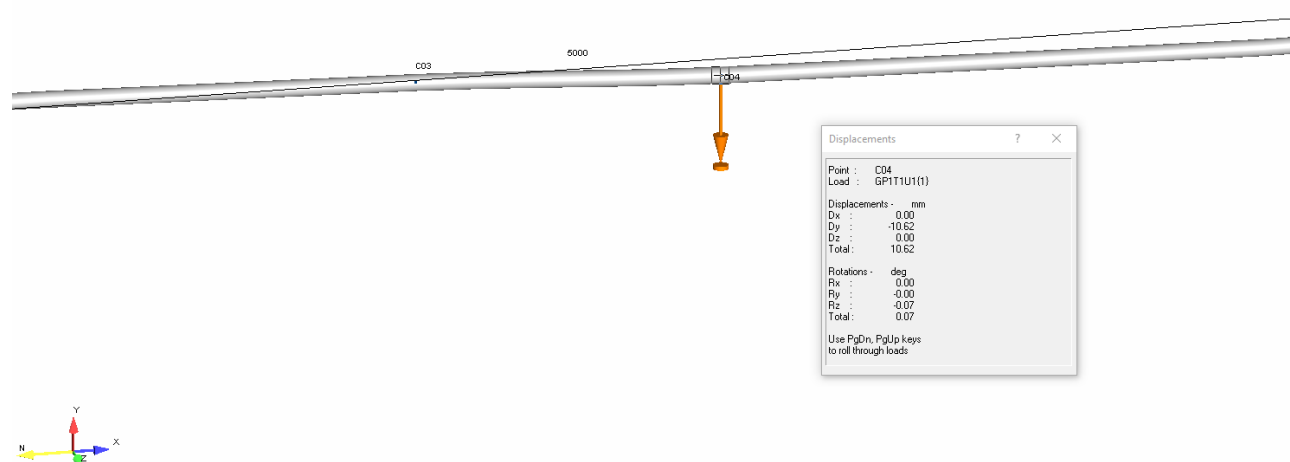


Рисунок 14 – Картина просадки трубопровода от КП4 до точки врезки №1 (ПК0-ПК1)



Рисунок 15 – Картина распределения напряжений по Мизесу трубопровода от КП6 до точки врезки №3 (ПК4-ПК5)

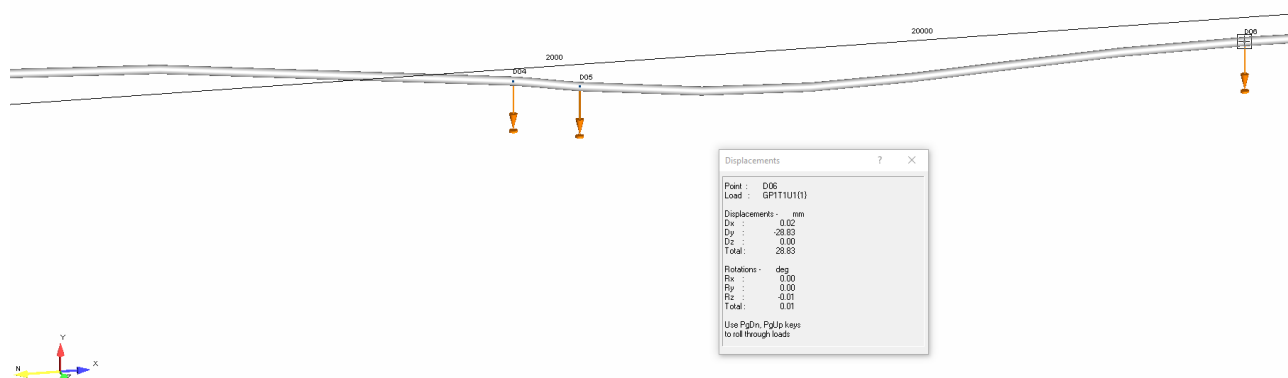


Рисунок 16 – Картина просадки трубопровода от КП6 до точки врезки №3 (ПК4-ПК5)

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	Осадка основания, мм	σ_1 , МПа	σ_{eq} , МПа	$f\sigma_y$, МПа	Выполнение условий прочности
от КП №3 до точки врезки №1	До 156	99,6	158,4	334,8	ДА
Точка врезки №1 – точка врезки №2 (ПК20-ПК22)	До 470	375,6	412,3	334,8	НЕТ*
	До 326	208,1	247,3	334,8	ДА
Точка врезки №1 – точка врезки №2 (ПК23-ПК25)	До 1033	544,3	580,2	334,8	НЕТ*
	До 125	137,8	179,7	334,8	ДА
от КП №4 до точки врезки №1	До 12	32,2	74,1	334	ДА
от КП №6 до точки врезки №3	До 38	83,1	128,7	334,8	ДА
Примечание – Расчетные варианты для обоснования невыполнения условий прочности при прокладке трубопровода без мероприятий по снижению осадки напросадочных при оттаивании ММГ					

7 Вывод

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании трубопроводов, проверочного расчета на прочность нефтегазосборных трубопроводов от КПЗ, КП4, КП6 сделаны следующие выводы:

- ММГ имеет островной характер распространения, наиболее опасными являются пограничные зоны ММГ/талики;
- Использование ММГ в качестве основания принято по II принципу на основании прогнозного теплотехнического расчета с учетом изменения инженерно-геокриологических условий (см. Приложение В) для подземной части, за исключением участка перехода через болото на ПК23+32-ПК24+16. На участке ПК23+32-ПК24+16 в связи с наличием в основании трубопровода на большую глубину грунтов теряющих при оттаивании несущую способность (мерзлый

- торф до глубины 4,0 метра) принято использование ММГ по I принципу с применением термостабилизации;
- Максимальная расчетная просадка грунтового основания при оттаивании составляет до 326 мм с применением теплоизоляции толщиной 50 мм на участках залегания мерзлых суглинков и торфа;
 - В районах распространения многолетнемерзлых просадочных суглинков ИГЭ 210 и торфа ИГЭ 93 в основании трубопровода на участках: ПК0+00-ПК0+70 трассы от КП4 до т.вр. №1; ПК0+00-ПК5+00 трассы от КП6 до т.вр. №3; ПК20+60...ПК24+40 трассы от т.вр. № до т.вр. №2 для сохранения устойчивости основания трубопроводы прокладываются в теплогидроизоляционном слое на основе пенополиуретана толщиной 50 мм над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм;
 - На участке ПК23+32-ПК24+16 на переходе трубопровода через болото применить сезонно действующие охлаждающие устройства (СОУ) с шагом установки 6 метров с каждой стороны от оси трубопровода. СОУ монтируются под углом 30 градусов к вертикали по направлению к оси трубопровода на глубину до 6 метров и на расстоянии 3,5 метра от оси трубопровода;
 - На остальных участках трубопроводы прокладываются без теплоизоляции над подушкой из непросадочного грунта толщиной не менее 200 мм. Выполняется замена пучинистых грунтов в основании трубопровода;
 - Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых инженерных мероприятиях. Осадка (деформация при оттаивании) грунтового основания является допустимой, т.к. не вызывает превышения допустимого уровня напряженно-деформированного состояния трубопроводов согласно раздела 12 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом усилий и деформаций трубопровода, вызванных неравномерной осадкой основания.
 - **Прочностной расчет является предварительным, в связи с отсутствием проработки планов трасс кустовых площадок и требует уточнения после разработки планов и разрезов площадок.**

Приложение А

Список использованных источников

- 1) Айнбиндер А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.;
- 2) ВСН 013-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
- 3) ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- 4) Кондратьев. К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во. 1965. – 691 с.
- 5) Кузьмин П.П. Процесс таяния снежного покрова. Л.: Гидрометеиздат. 1961. С.346.;
- 6) Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969
- 7) Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат. 1990. – 367 с.
- 8) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Чернов Р.А. Роль снежного покрова в промерзании грунтов // Известия АН Серия географическая. 2001. № 4. С.52-57;
- 9) Осокин Н.И., Самойлов Р.С., Сосновский А.В., Жидков В.А., Китаев Л.М., Чернов Р.А. Влияние снежного покрова на теплообмен с подстилающей поверхностью. В кн. Оледенение Северной Евразии в недавнем прошлом и ближайшем будущем. Под. ред. В.М. Котлякова. Наука. М.. 2007. С. 15–54. С.368.;
- 10) Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН. 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск. Наука. Сиб. отд., 1979. С.286.;
- 11) Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН». Тюмень. 2017.
- 12) РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами»;
- 13) Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

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

Приложение Б
Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

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

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ															
			102	109	210	103	455	448	458	445	446	201	520	438	101	203	93	437
Геологический индекс			edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	bQIV	edQIII-IV	
Влажность суммарнаяW tot. д.е.			-	0,272	0,265	-	-	0,190	0,193	-	-	-	0,171	0,200	0,016	-	3,881	-
Влажность естественная We д.е.			0,253	-	-	0,298	0,233	-	-	0,222	0,271	0,153	-	-	-	0,239	-	0,228
Влажность мерзлого грунта. расположенного между ледяными прослойками Wm. д.е. (г)			-	0,228	0,224	-	-	0,161	0,164	-	-	-	0,145	0,190	-	-	3,298	-
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда Wi. д.е. (в)			-	0,040	0,039	-	-	0,028	0,029	-	-	-	0,026	0,034	-	-	0,582	-
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной T незамерзшей воды Ww. д.е. (н)			-	0,136	0,158	-	-	0,000	0,000	-	-	-	0,000	0,000	-	-	0,000	-
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента Wic. д.е. (ц)			-	0,091	0,066	-	-	0,161	0,164	-	-	-	0,145	0,190	-	-	3,298	-
Пластичность	на границе текучести WL. д.е.		0,418	0,440	0,373	0,407	-	-	-	-	-	0,267	-	-	-	0,322	-	-
	на границе раскатывания Wp. д.е.		0,234	0,252	0,277	0,219	-	-	-	-	-	0,168	-	-	-	0,185	-	-
	число пластичности Ip. д.е.		0,18	0,19	0,10	0,19	-	-	-	-	-	0,10	-	-	-	0,14	-	-
Показатель текучести IL. д.е.			0,10	0,11	-0,14	0,42	-	-	-	-	-	-0,15	-	-	-	0,39	-	-
Плотность	талого	частиц грунта Ps. г/см3	2,70	2,70	2,71	2,70	2,66	2,65	2,66	2,65	2,65	2,70	2,64	2,63	2,82	2,70	1,50	2,63
		грунта P. г/см3	1,85	-	-	1,86	1,74	-	-	1,78	1,88	1,92	-	-	-	1,88	-	1,82
		сухого грунта Pd. г/см3	1,47	-	-	1,44	1,41	-	-	1,45	1,48	1,66	-	-	-	1,51	-	1,49
	Мерзлого	грунта P. г/см3	-	1,87	1,81	-	-	1,73	1,73	-	-	-	1,80	1,83	2,55	-	1,02	-
		сухого грунта Pd. г/см3	-	1,47	1,43	-	-	1,46	1,46	-	-	-	1,53	1,50	2,50	-	0,21	-
Пористость грунта n. %			45,4	45,4	47,0	46,7	47,0	45,0	45,2	45,2	44,2	38,5	41,8	43,0	11,2	43,9	86,1	43,5
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			0,83	0,83	0,89	0,88	0,89	0,82	0,83	0,83	0,79	0,63	0,72	0,75	0,13	0,78	6,18	0,77
Льдистость суммарная I tot. д.е.			-	0,22	0,17	-	-	0,30	0,299	-	-	-	0,29	0,37	-	-	0,90	-
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I i. д.е.			-	0,15	0,10	-	-	0,25	0,246	-	-	-	0,24	0,31	-	-	0,77	-
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I ic. д.е.			-	0,07	0,07	-	-	0,05	0,053	-	-	-	0,05	0,06	-	-	0,13	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ															
			102	109	210	103	455	448	458	445	446	201	520	438	101	203	93	437
Геологический индекс			edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	bQIV	edQIII-IV	
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта Sr. д.е.			-	0,77	0,70	-	-	0,57	0,56	-	-	-	0,59	0,73	-	-	0,88	-
Относительное содержание органического вещ-ва Ig. д.ед.			0,03	0,03	0,00	0,03	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-	-	0,93	-
Засоленность D sal. %			-	0,0053	0,0033	-	-	0,0012	0,0020	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	Валунный	>100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Галька (щебень)	40.00-80.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		20.00-40.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	гравий	10.00-20.00	-	-	0,10	-	-	-	-	-	-	-	12,40	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	-	14,43	0,01	-	-	-	-
		2.00-5.00	-	-	0,04	-	-	1,20	-	-	-	-	22,38	0,18	-	-	-	-
	песок	1.00-2.00	-	-	0,00	-	-	0,20	-	-	-	-	12,48	0,43	-	-	-	-
		0.50-1.00	-	-	0,02	-	-	0,50	-	-	-	-	10,93	4,23	-	-	-	6,94
		0.25-0.50	0,24	-	0,00	-	3,18	11,90	9,50	10,78	10,49	-	14,29	53,33	-	-	-	70,28
		0.10-0.25	0,47	0,59	1,62	0,81	65,96	76,54	51,20	73,66	71,76	-	7,69	34,45	-	-	-	14,31
		0.05-0.10	23,37	23,50	17,42	24,82	30,86	11,52	39,30	15,56	17,75	5,93	5,40	7,37	-	9,59	-	8,47
	пыль	0,01-0,05	33,46	36,01	29,88	32,54	-	-	-	-	-	29,09	-	-	-	18,29	-	-
		0.002 - 0.01	24,54	19,90	26,35	24,90	-	-	-	-	-	34,15	-	-	-	45,00	-	-
	глина	<0.002 мм	17,92	20,00	24,54	16,93	-	-	-	-	-	31,60	-	-	-	27,95	-	-
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут			-	-	-	-	1,79	-	-	3,06	3,06	-	-	-	-	-	-	4,43
Угол откоса. град.	сухой	сухой	-	-	-	-	32,80	-	-	33	32,60	-	-	-	-	-	-	30,70
	под водой	под водой	-	-	-	-	21,40	-	-	23	22,20	-	-	-	-	-	-	25,60
Температура. °С			-	-0,50	-0,50	-	-	-0,50	-0,50	-	-	-	-	-0,50	-	-	-0,50	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,027	0,034	0,014	0,030	0,024	0,033	-	0,019	0,042	0,0089	-	0,004	-	0,025	0,098	0,002
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			-	0,202	0,195	-	-	0,046	0,059	-	-	-	-	0,035	-	-	1,003	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			-	0,108	0,111	-	-	0,034	0,046	-	-	-	-	0,025	-	-	0,374	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			-	0,035	0,037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,162	-
Модуль деформации Mпа			-	22,814	21,800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,983	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ															
		102	109	210	103	455	448	458	445	446	201	520	438	101	203	93	437
Геологический индекс		edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	edQIII-IV	bQIV	edQIII-IV
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq		-	0,126	0,124	-	-	0,184	0,161	-	-	-	-	0,209	-	-	0,035	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf. Мпа		-	0,103	0,104	-	-	0,153	0,148	-	-	-	-	0,173	-	-	0,036	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа		-	0,137	0,134	-	-	0,188	0,187	-	-	-	-	0,206	-	-	0,056	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа	6,8	-	-	6,2	-	-	-	-	-	6,4	-	-	-	5,575	-	-
	Угол внутреннего трения, градус,	18	-	-	17	-	-	-	-	-	23	-	-	-	19,667	-	-
	Удельное сцепление, С, Мпа	0,043	-	-	0,038	-	-	-	-	-	0,027	-	-	-	0,020	-	-
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа	15,3	-	-	15,0	11,2	-	-	17,3	16,6	20,5	-	-	-	12,5	-	26,9
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,	17	-	-	15	26	-	-	28	27	24	-	-	-	20	-	32
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа	0,044	-	-	0,039	0,001	-	-	0,001	0,001	0,029	-	-	-	0,019	-	0,001
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,59	1,63	1,52	1,62	2,07	1,86	1,88	2,12	2,52	1,38	-	2,19	-	1,57	0,18	2,26
	талый грунт	1,43	1,46	1,35	1,48	1,81	1,64	1,64	1,87	2,31	1,23	-	1,96	-	1,39	0,40	2,02
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	2,18	2,23	2,10	2,23	2,00	1,91	1,91	2,02	2,22	2,10	-	2,06	-	2,18	1,56	2,09
	талый грунт	2,96	3,03	2,83	3,08	2,66	2,37	2,41	2,69	3,05	2,63	-	2,70	-	2,92	1,02	2,78
Истираемость, д.е.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,254	-	-	-	-	-
Коэффициент выветрелости, Kwt, д.ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,585	-	0,87	-	-	-
Рсж в природном состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44,3	-	-	-
Рсж в возд. сухом состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,3	-	-	-
Рсж в водонасыщенном состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,0	-	-	-
Коэффициент размягчаемости Ksof, д.е.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,68	-	-	-
Температура начала замерзания	Tbf °С	-	-0,25	-0,20	-	-	-0,10	-0,10	-	-	-	-	-0,10	-	-	-0,13	-
Удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом*м		19	18	37	19	147	175	145	180	178	41	-	192	-	32	-	197

Приложение В

Результаты расчетов растепления

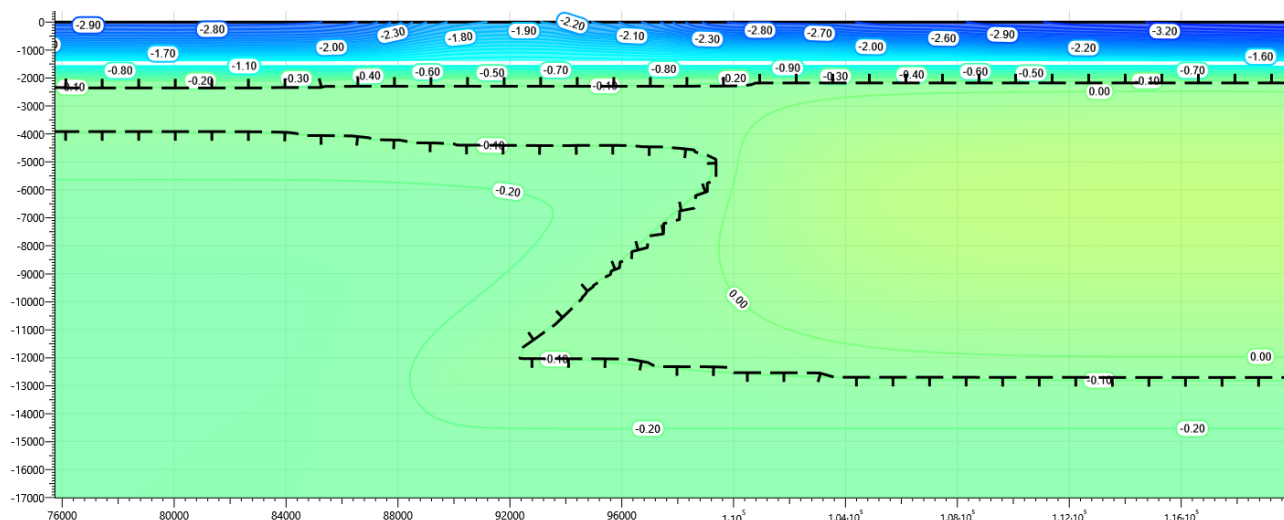


Рисунок В.1 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

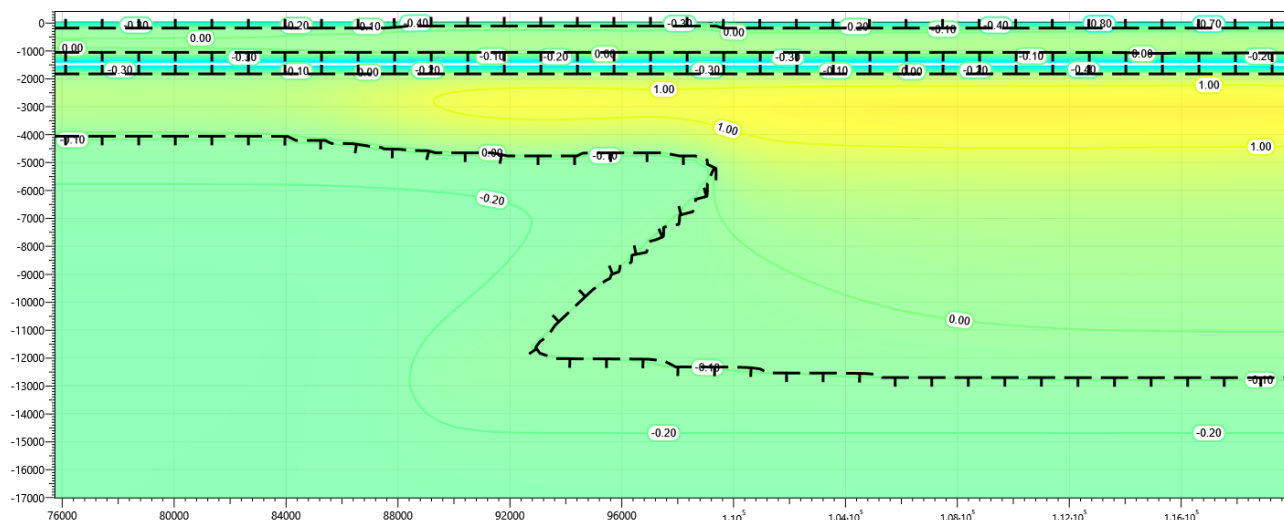


Рисунок В.2 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

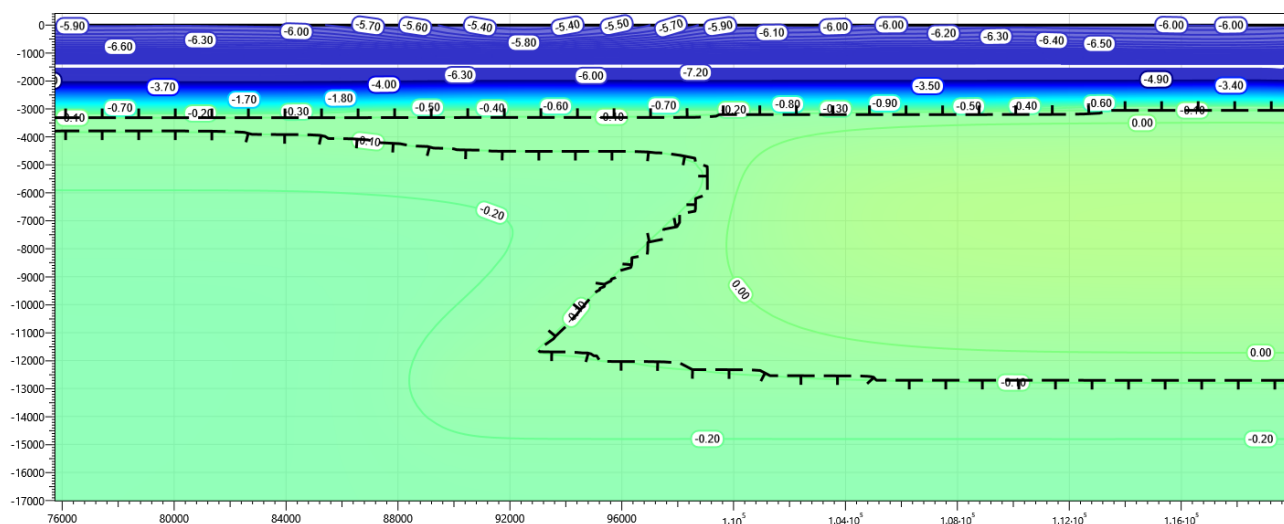


Рисунок В.3 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

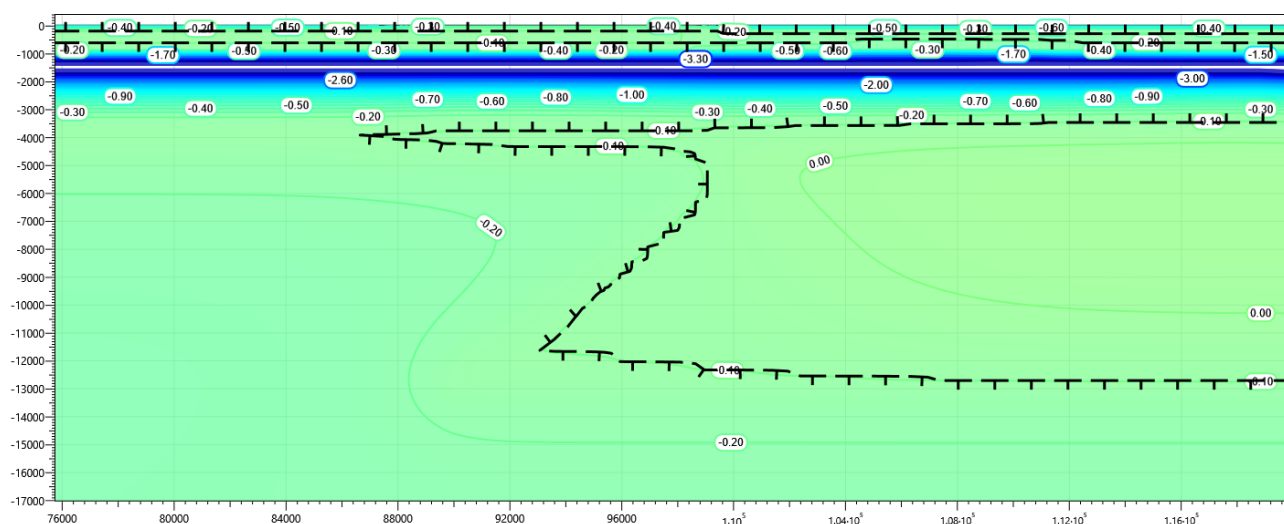


Рисунок В.4 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

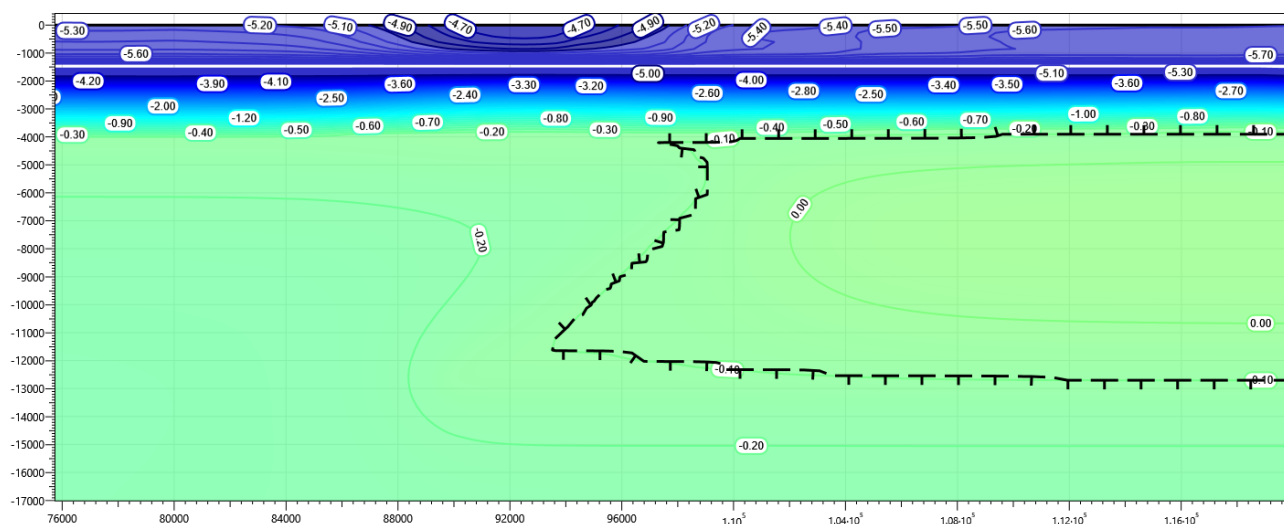


Рисунок В.5 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

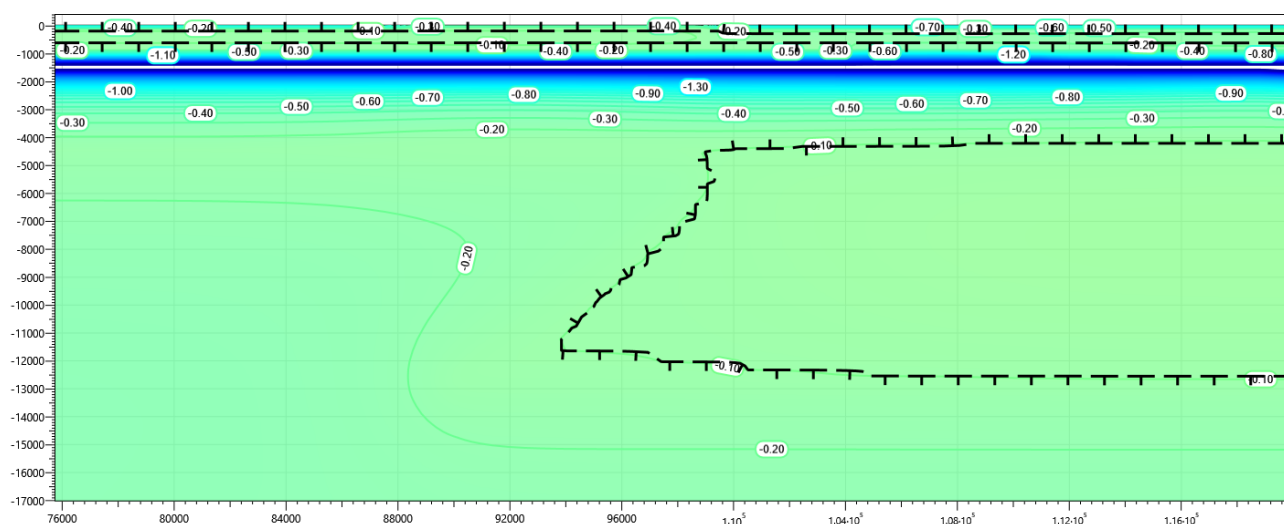


Рисунок В.6 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

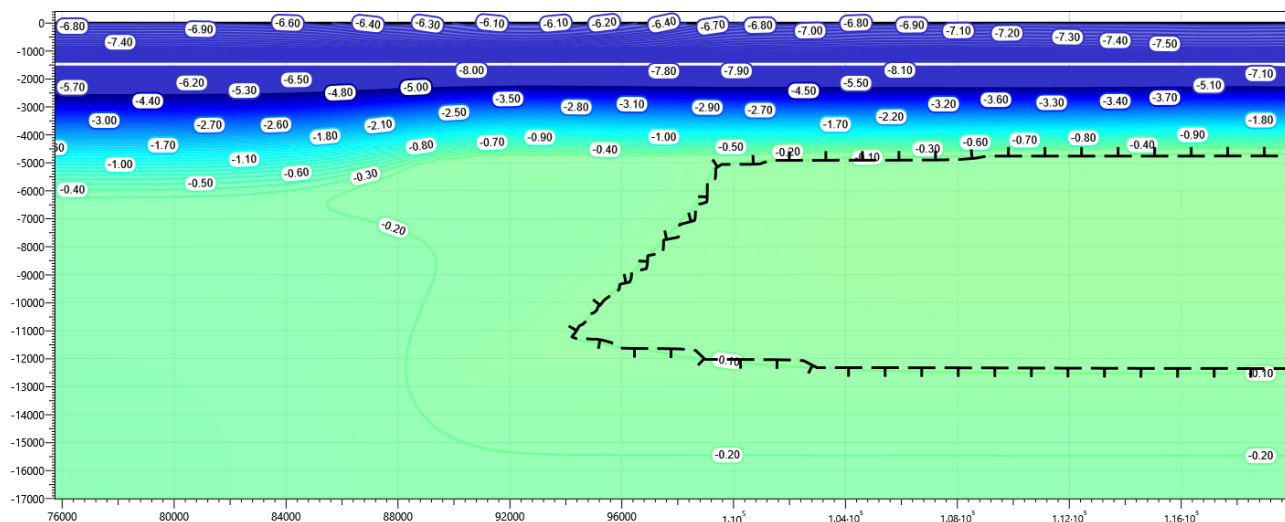


Рисунок В.7 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

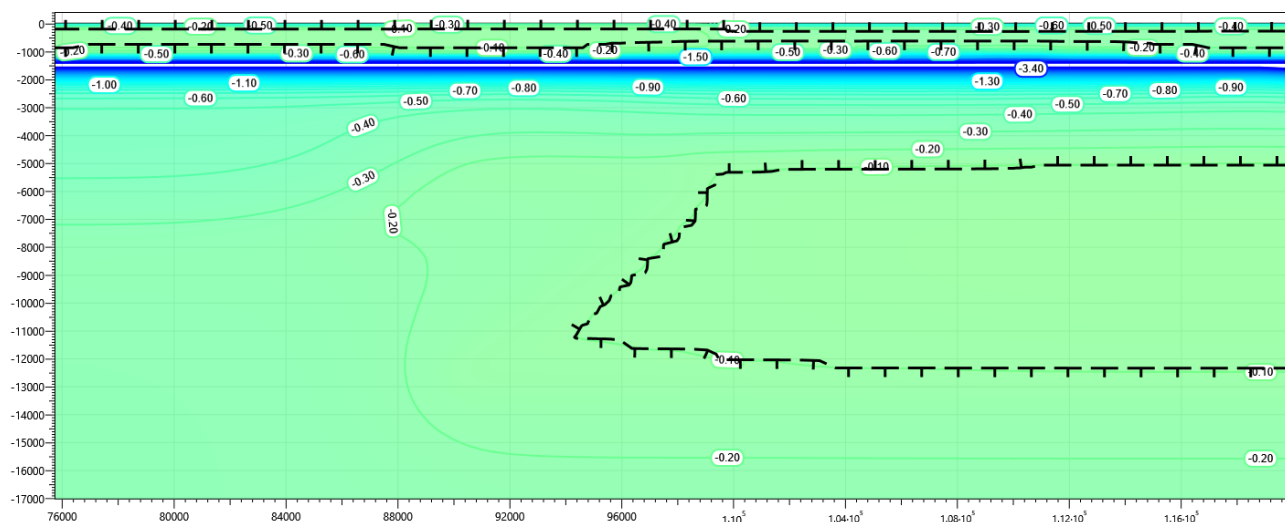


Рисунок В.8 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

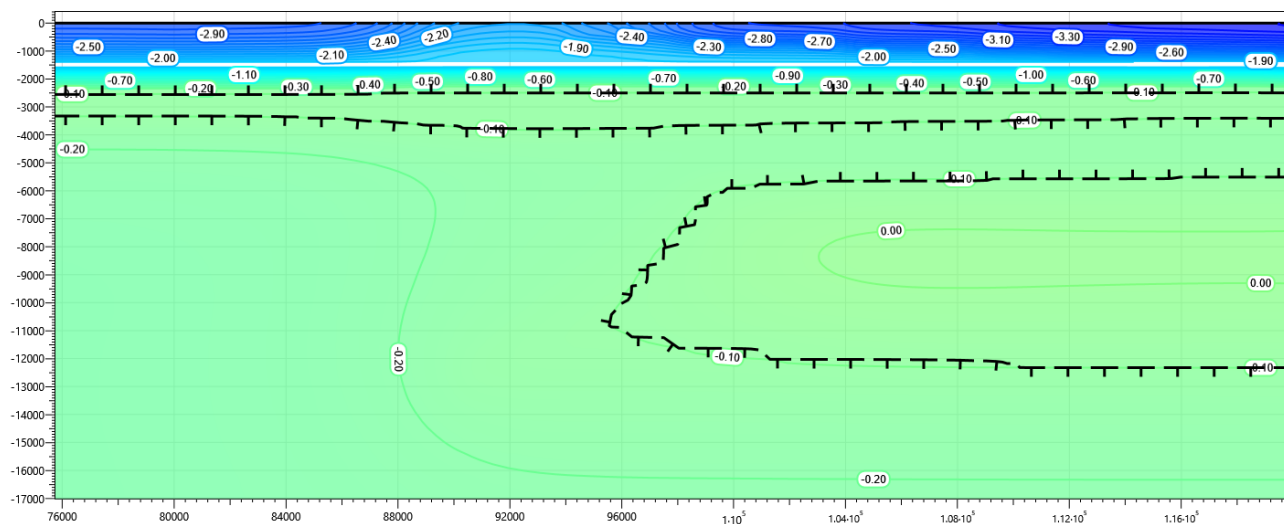


Рисунок В.9 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

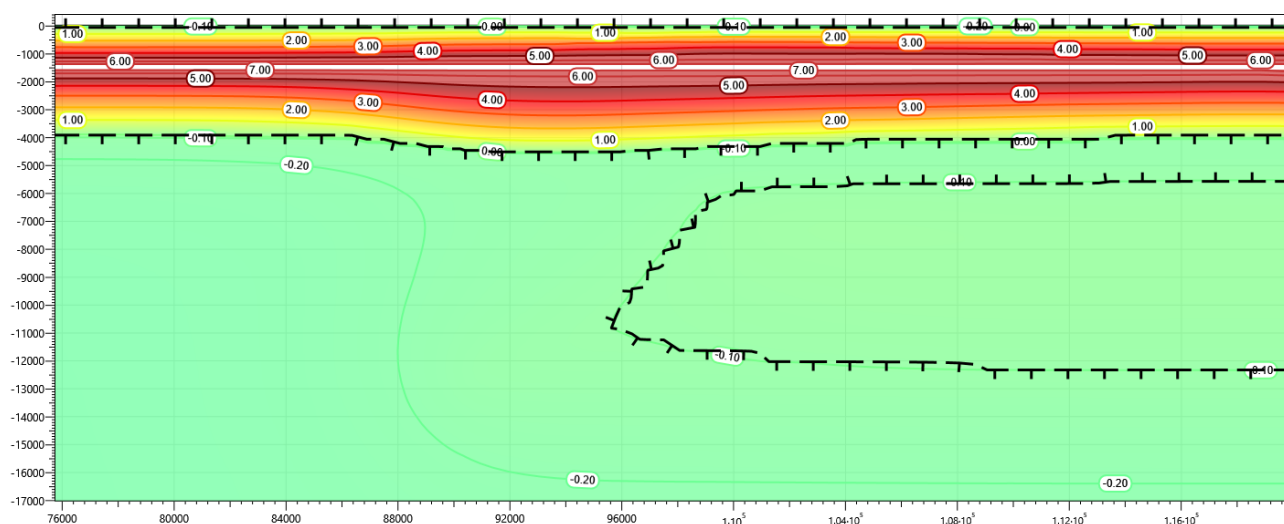


Рисунок В.10 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

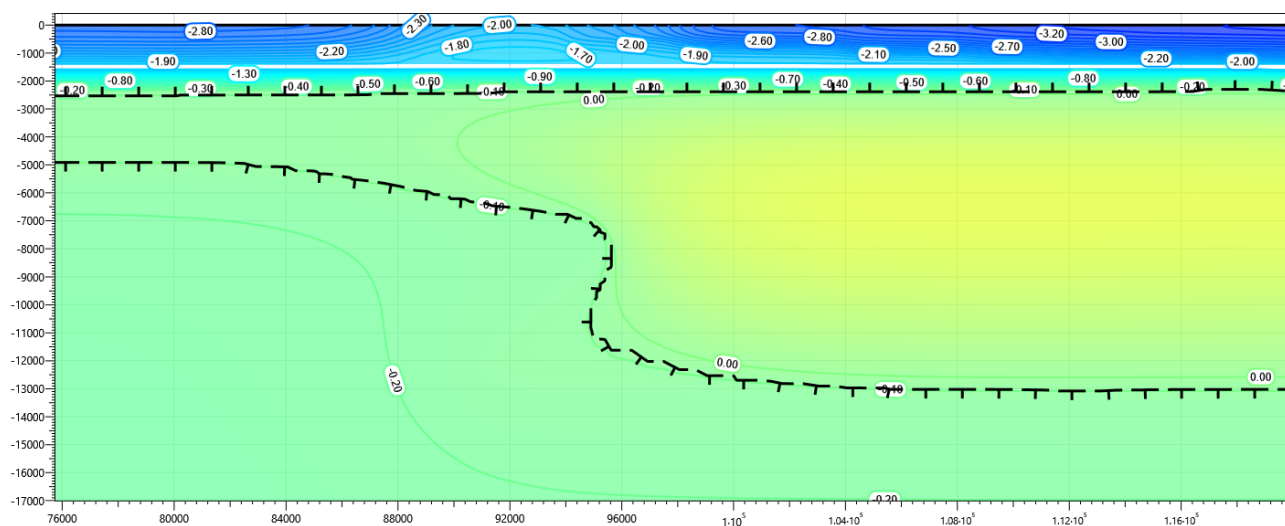


Рисунок В.11 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

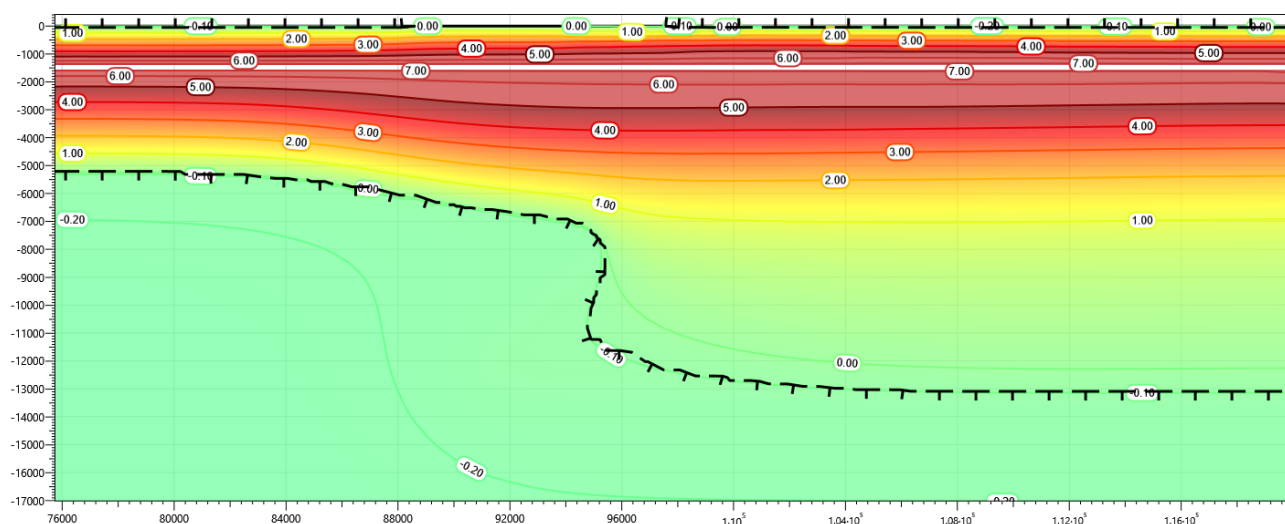


Рисунок В.12 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

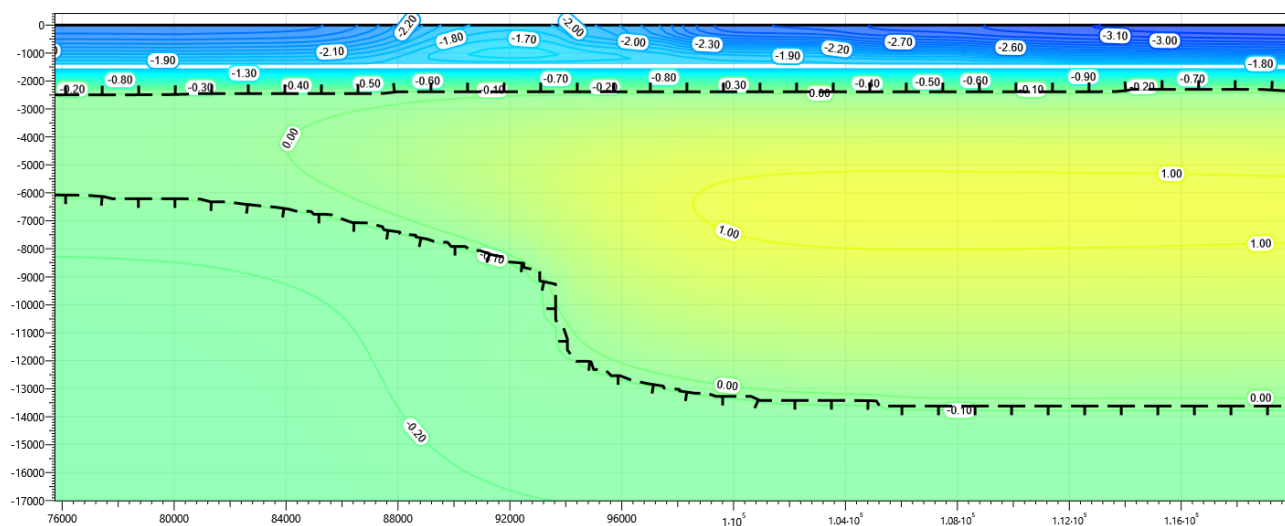


Рисунок В.13 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

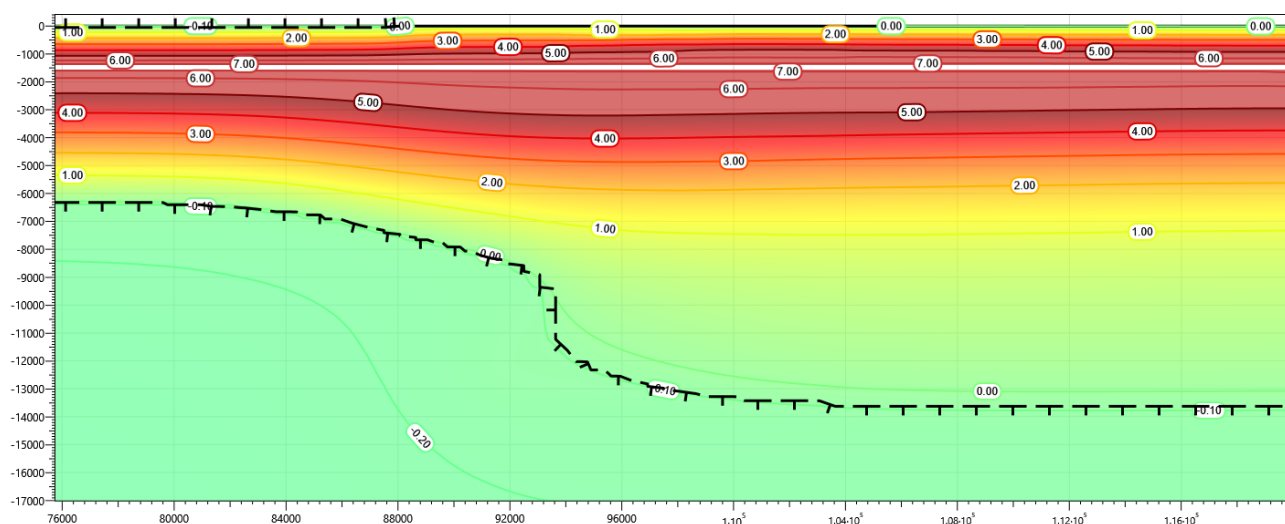


Рисунок В.14 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КПЗ до точки врезки №1 без теплоизоляции (ПК30-ПК31). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

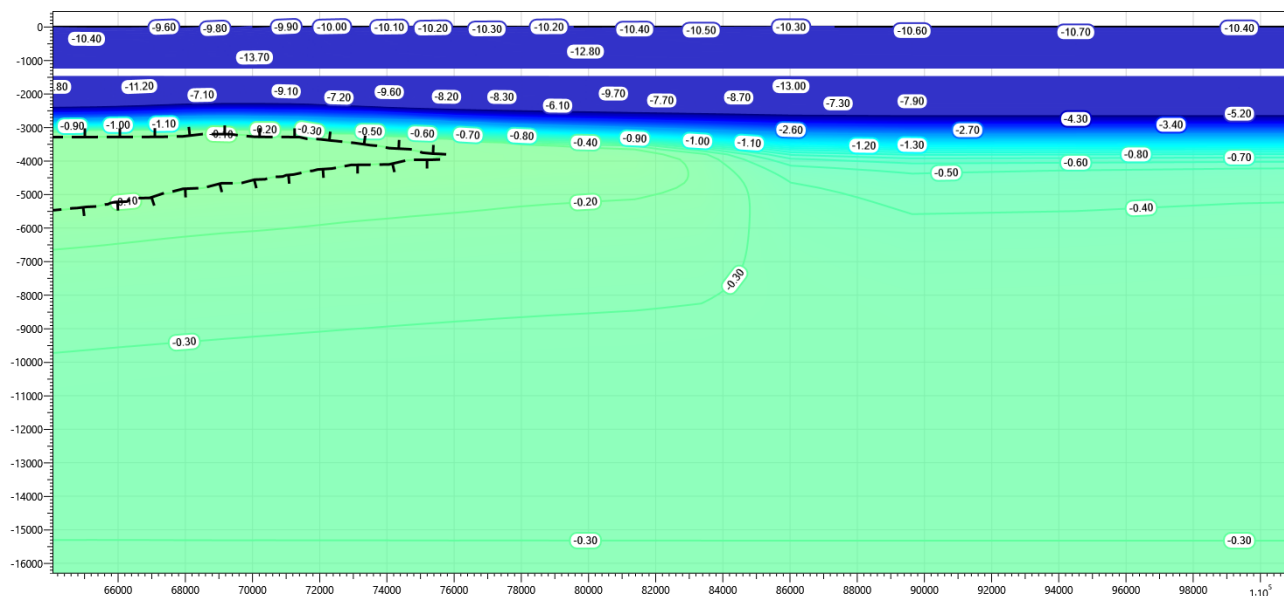


Рисунок В.15 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

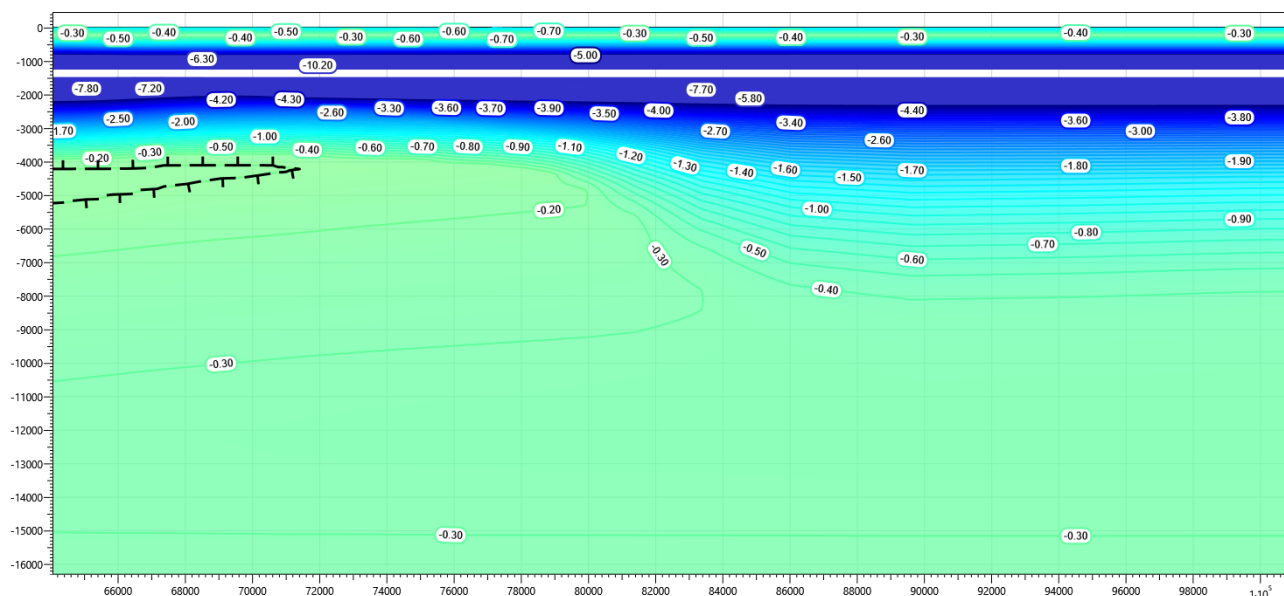


Рисунок В.16 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

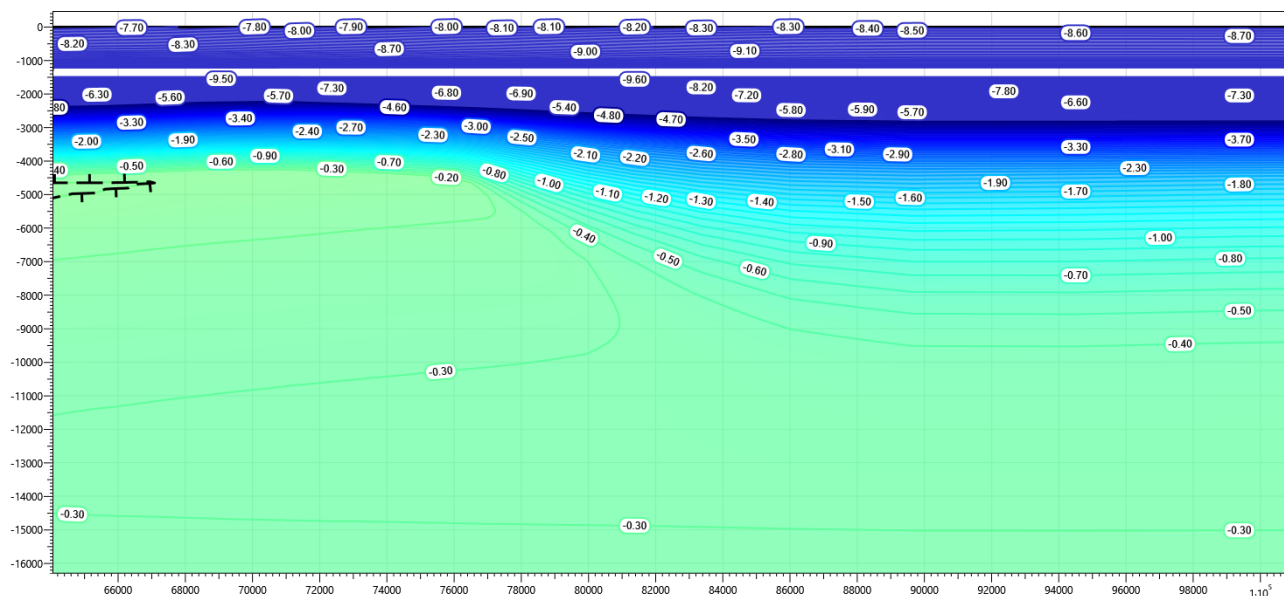


Рисунок В.17 – Температурное распределение в районе трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

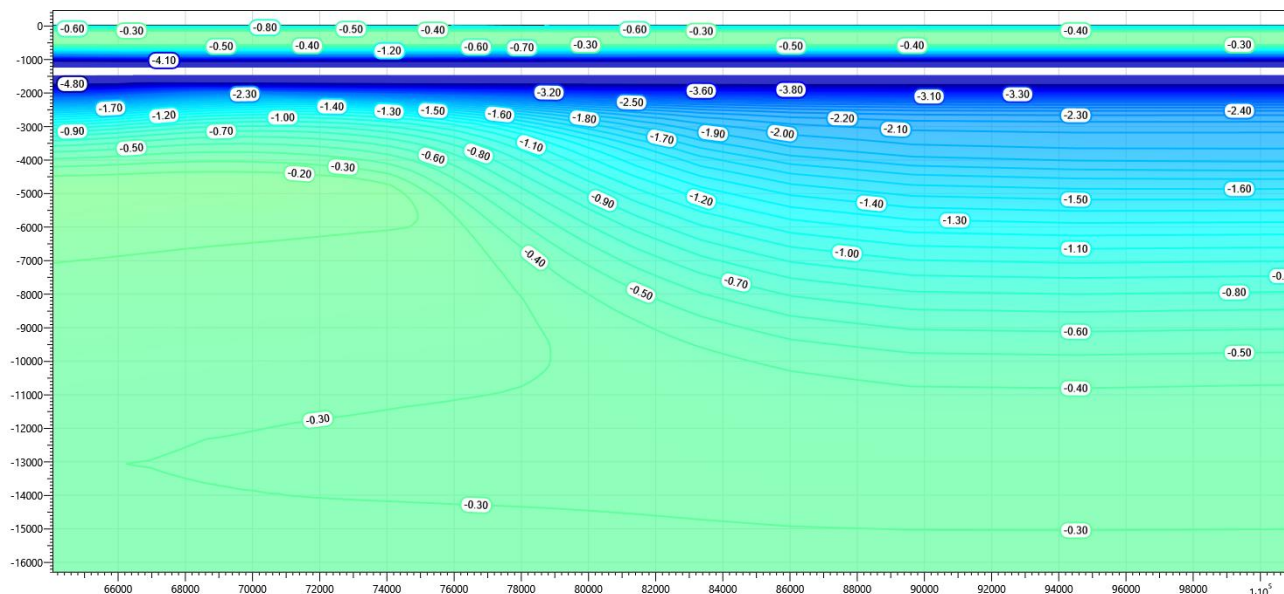


Рисунок В.18 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

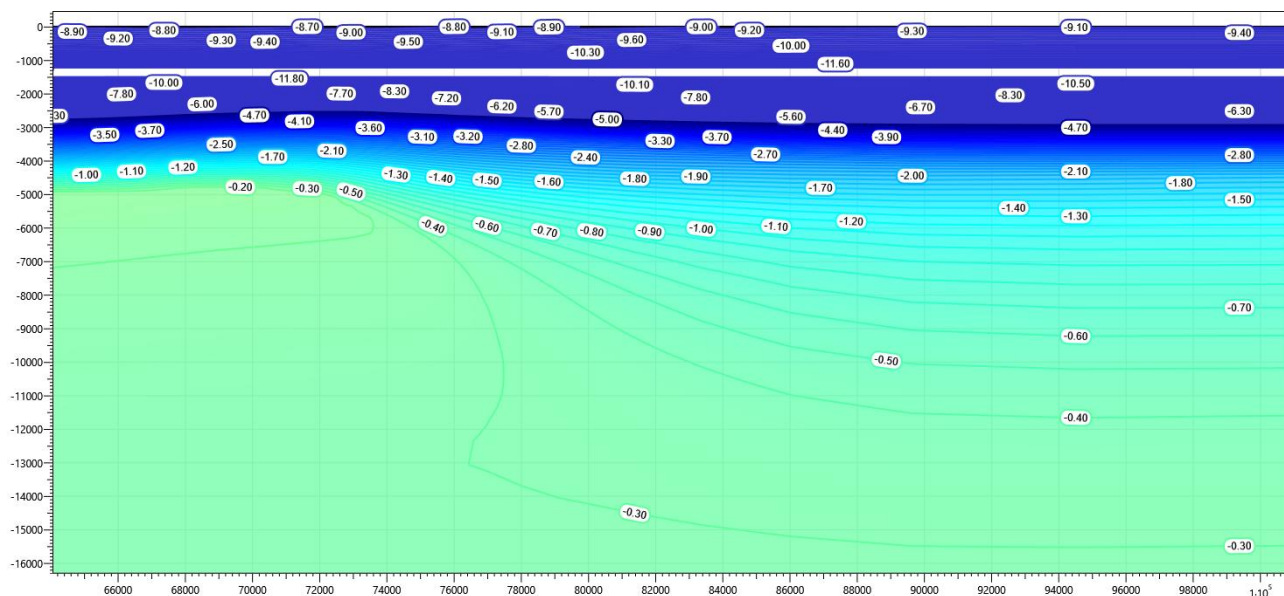


Рисунок В.19 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

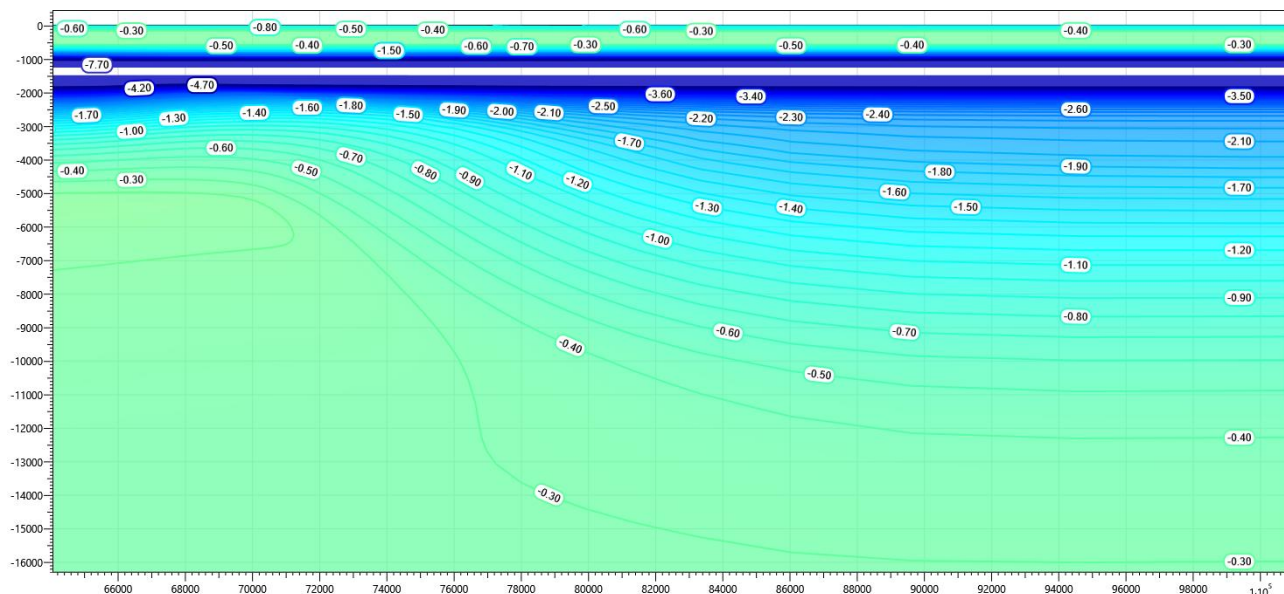


Рисунок В.20 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

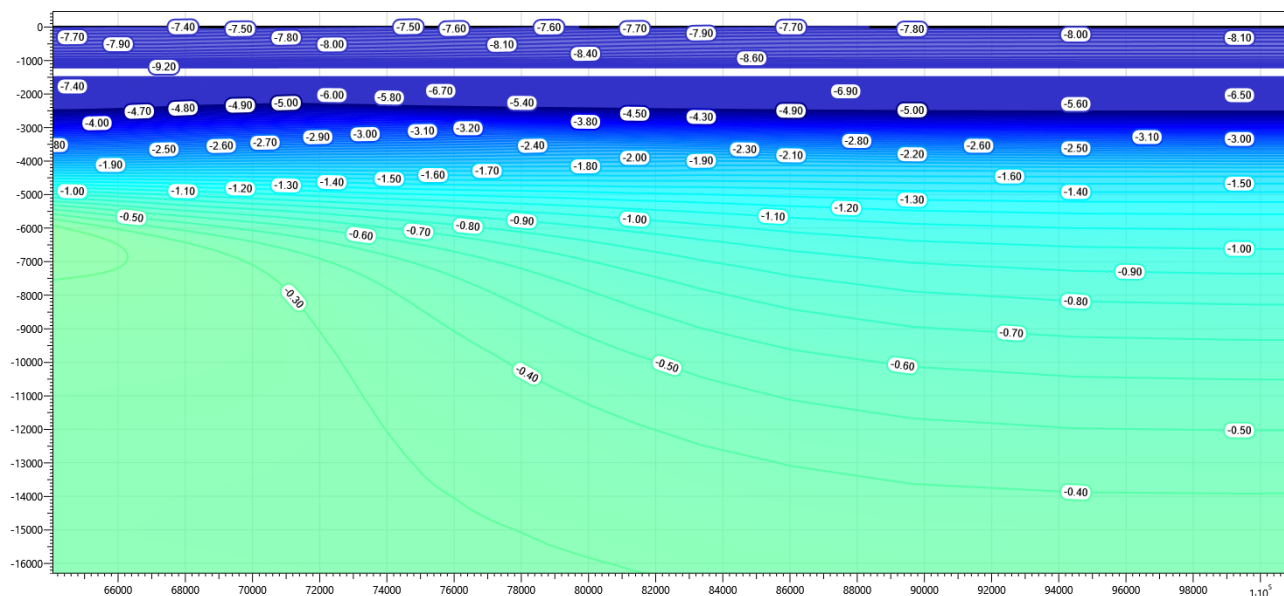


Рисунок В.21 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

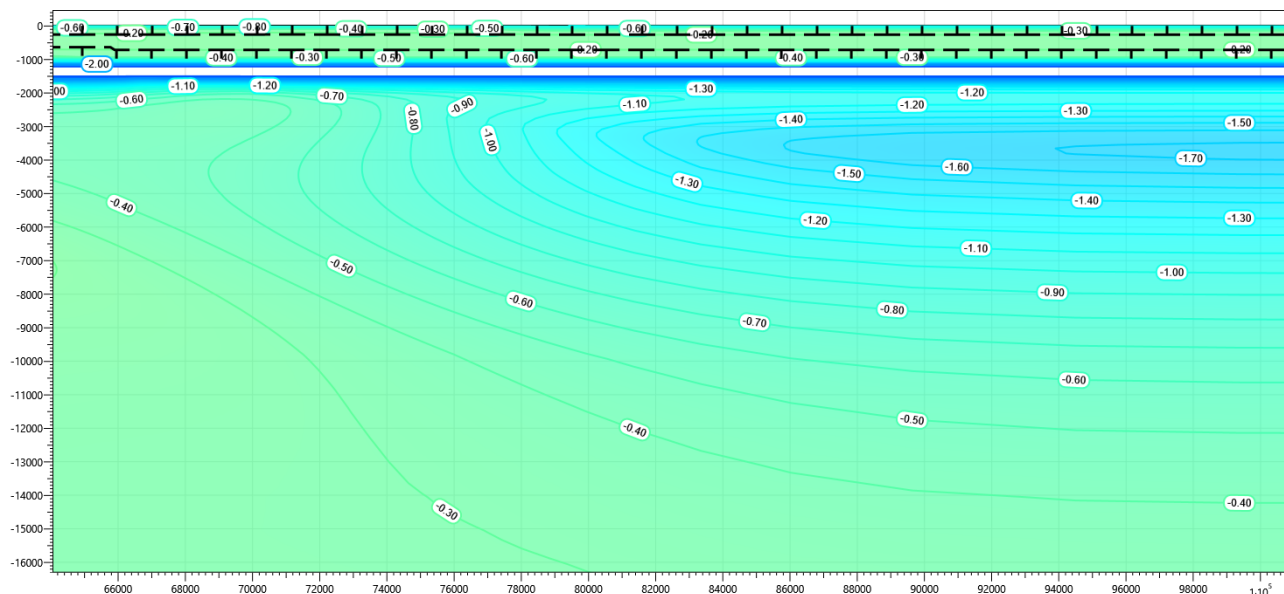


Рисунок В.22 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

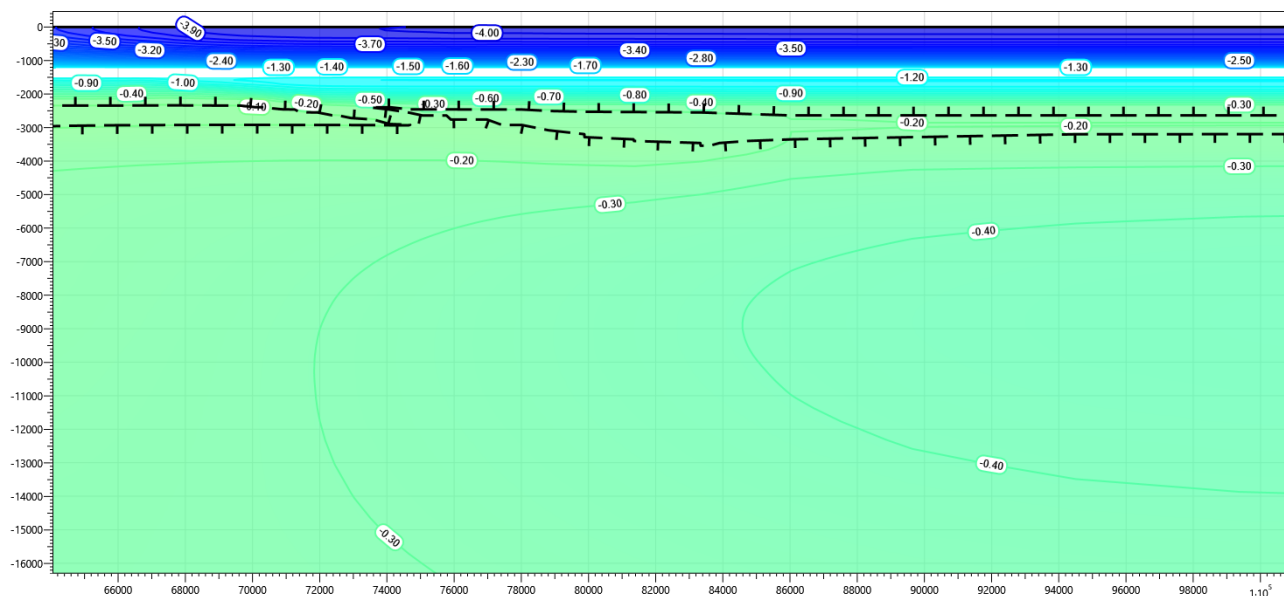


Рисунок В.23 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона десятого года эксплуатации.

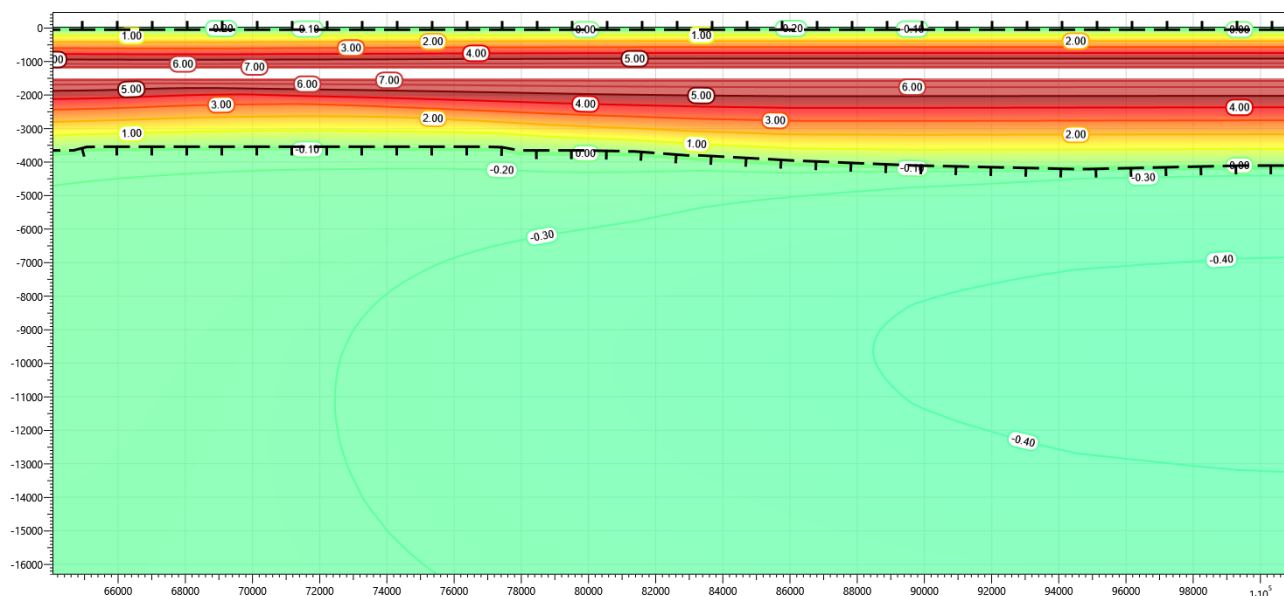


Рисунок В.24 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона десятого года эксплуатации.

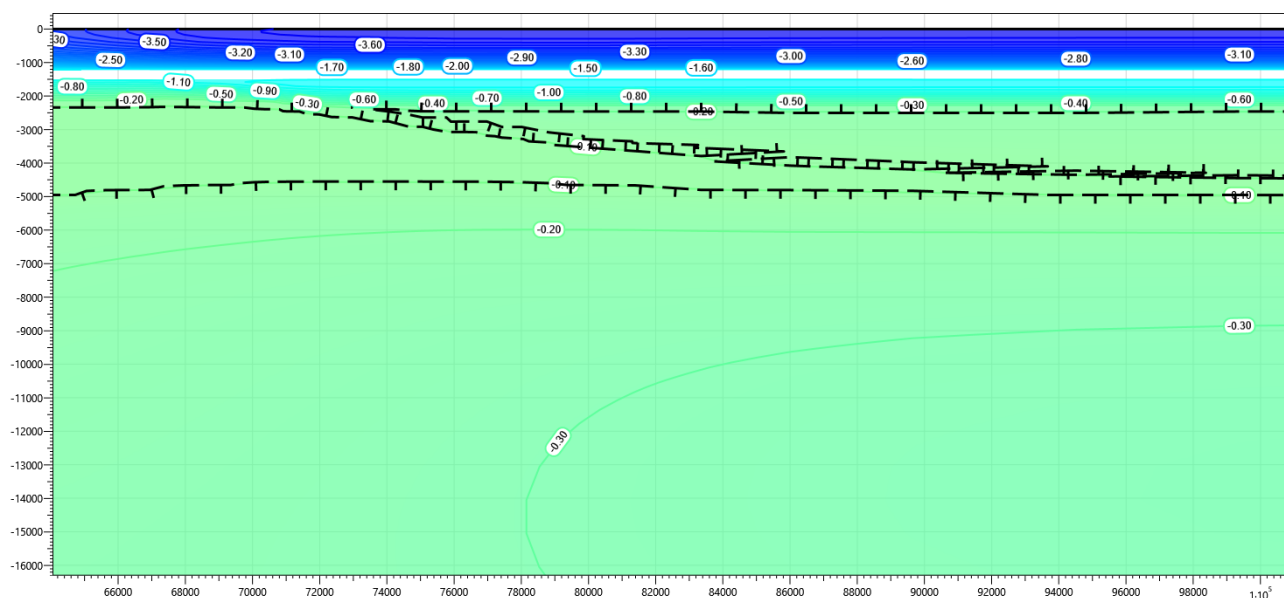


Рисунок В.25 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

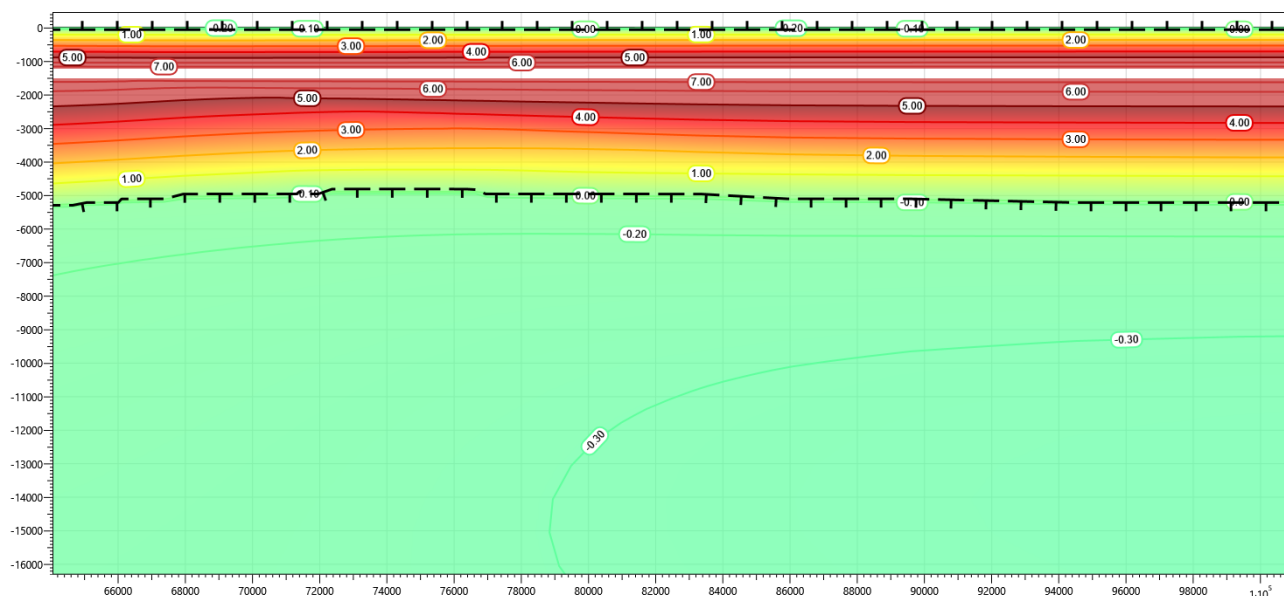


Рисунок В.26 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

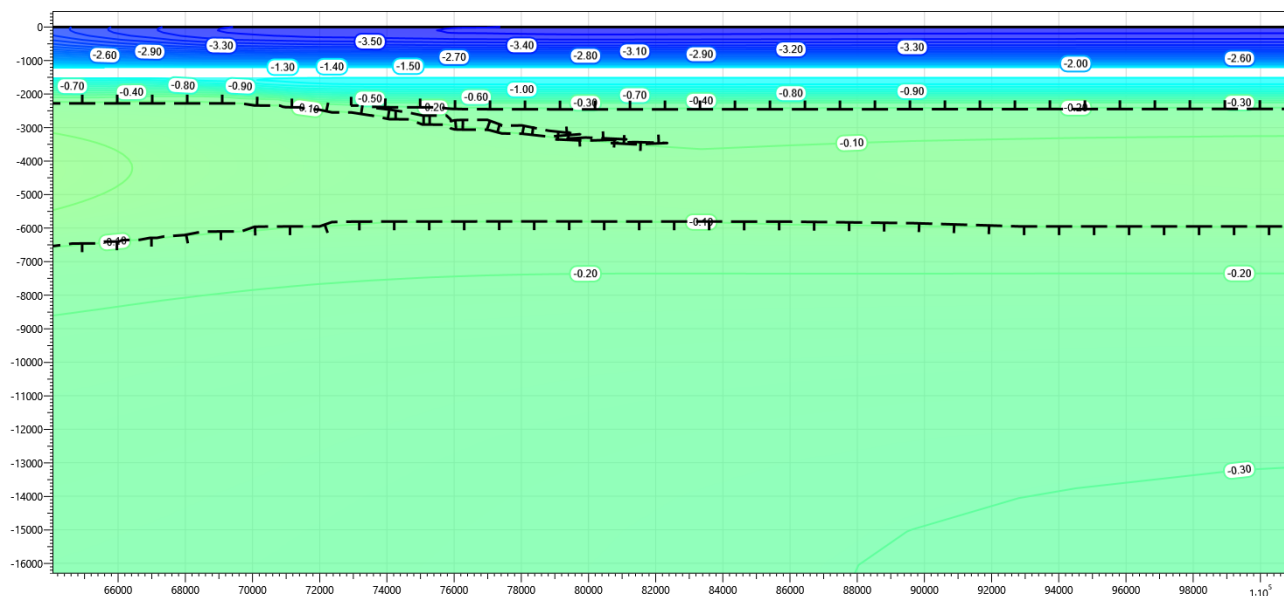


Рисунок В.27 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

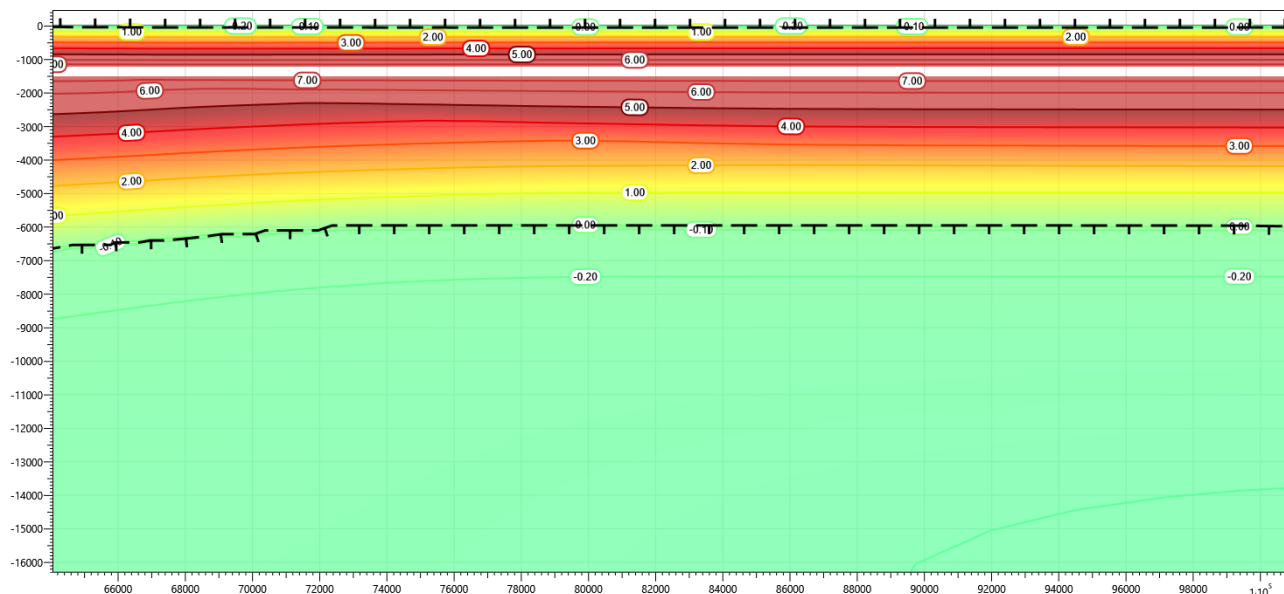


Рисунок В.28 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

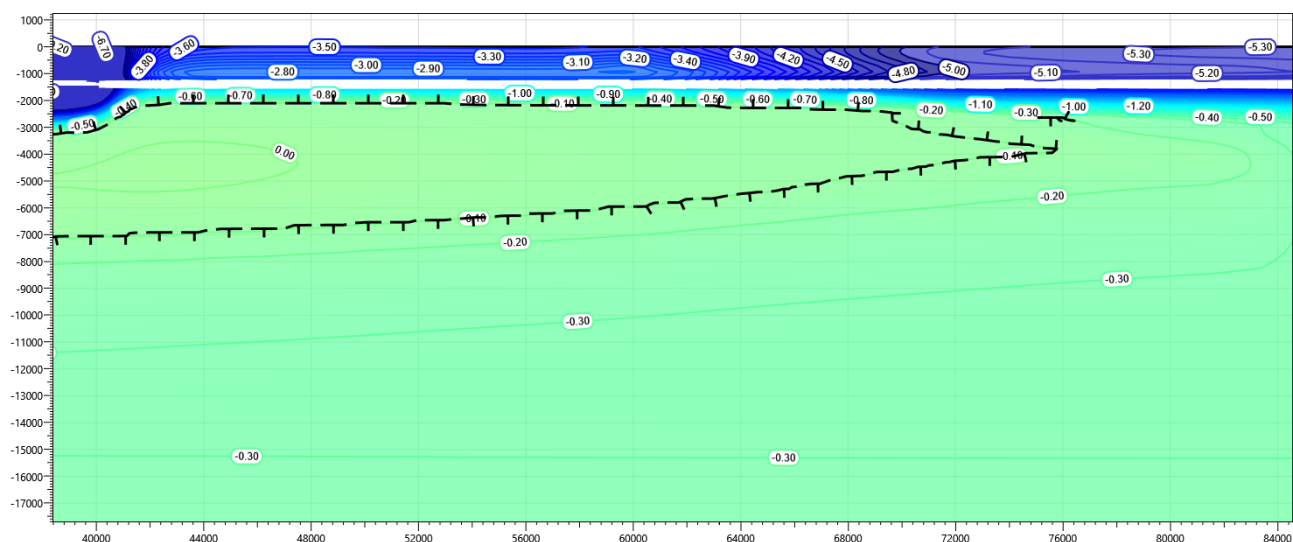


Рисунок В.29 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

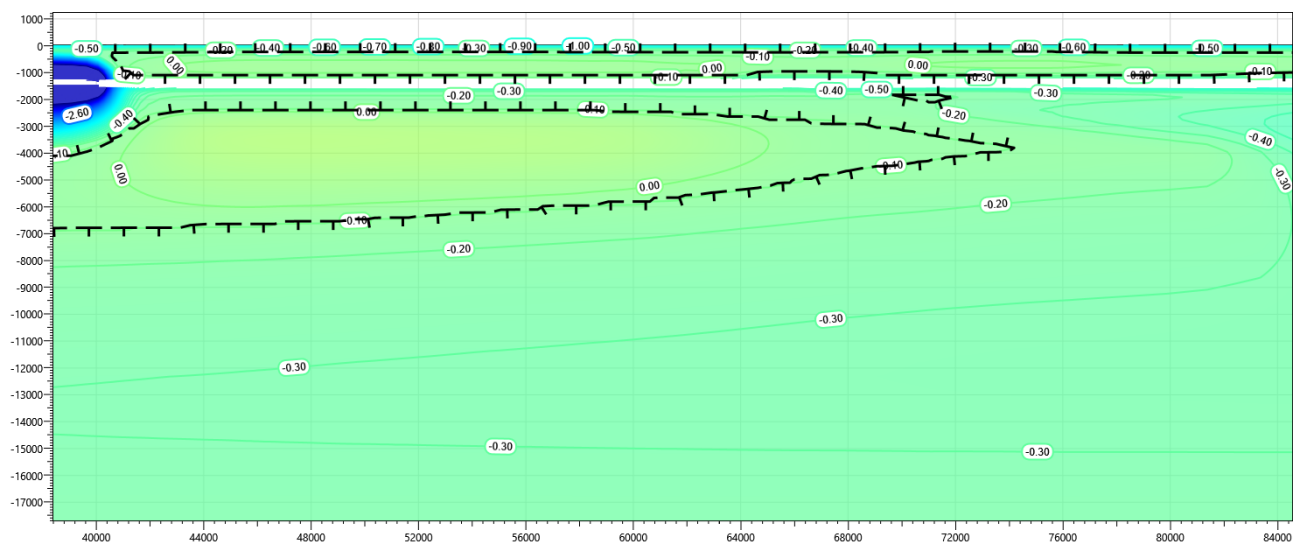


Рисунок В.30 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

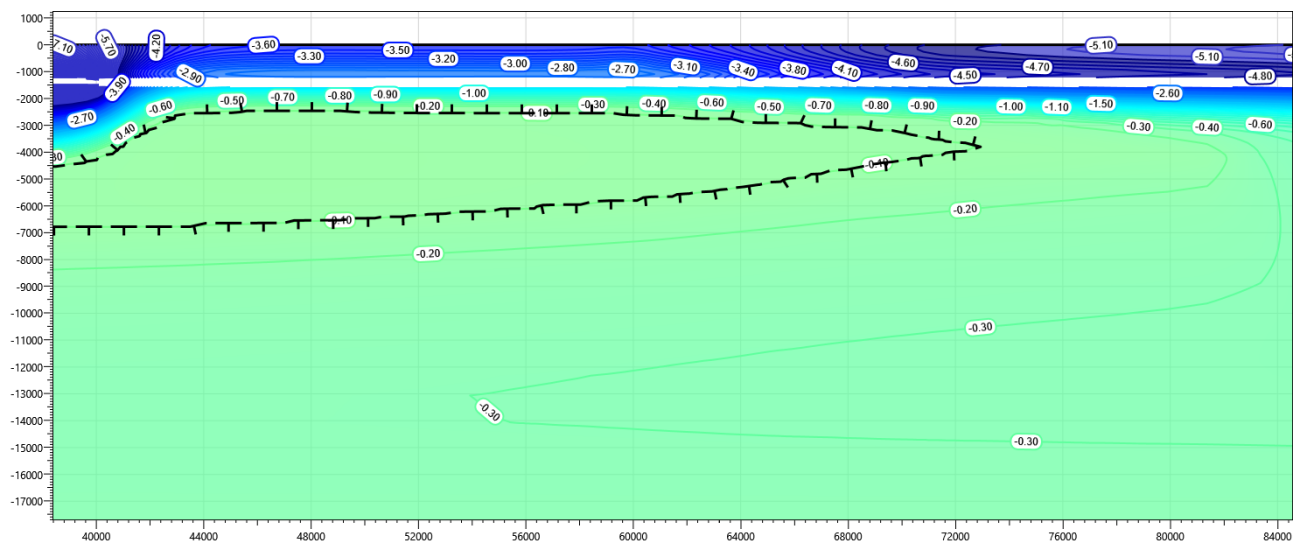


Рисунок В.31 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

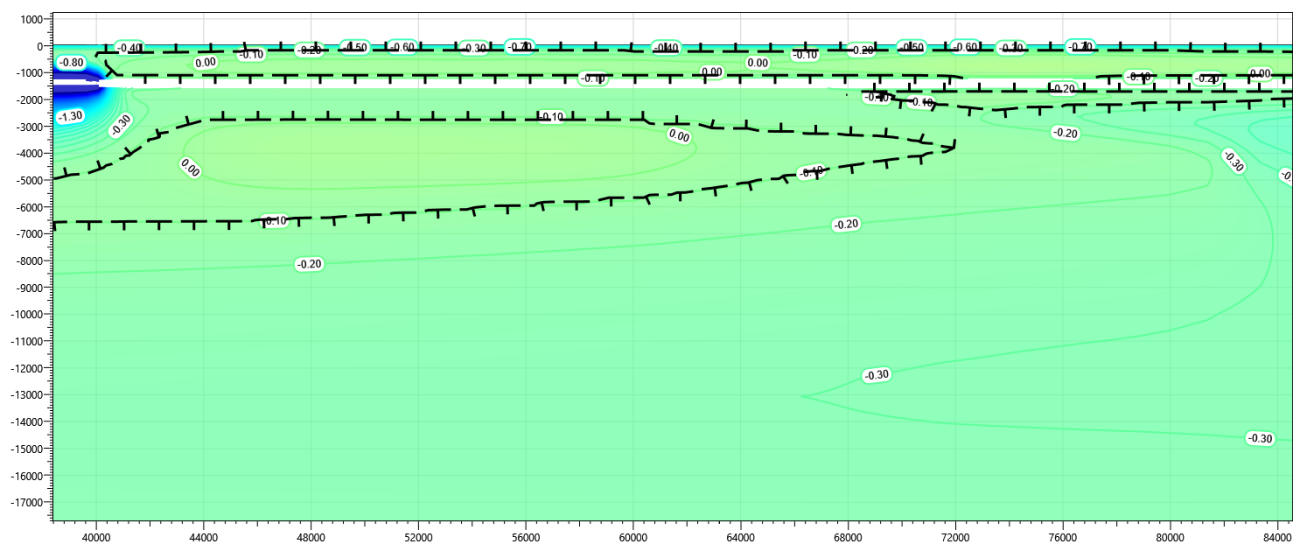


Рисунок В.32 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

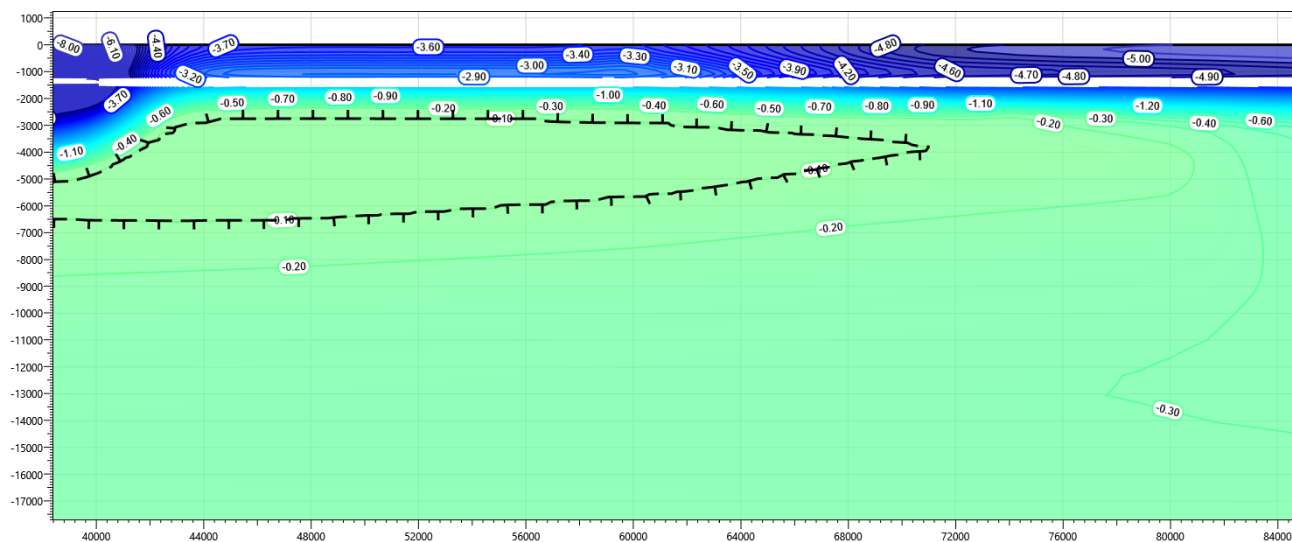


Рисунок В.33 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

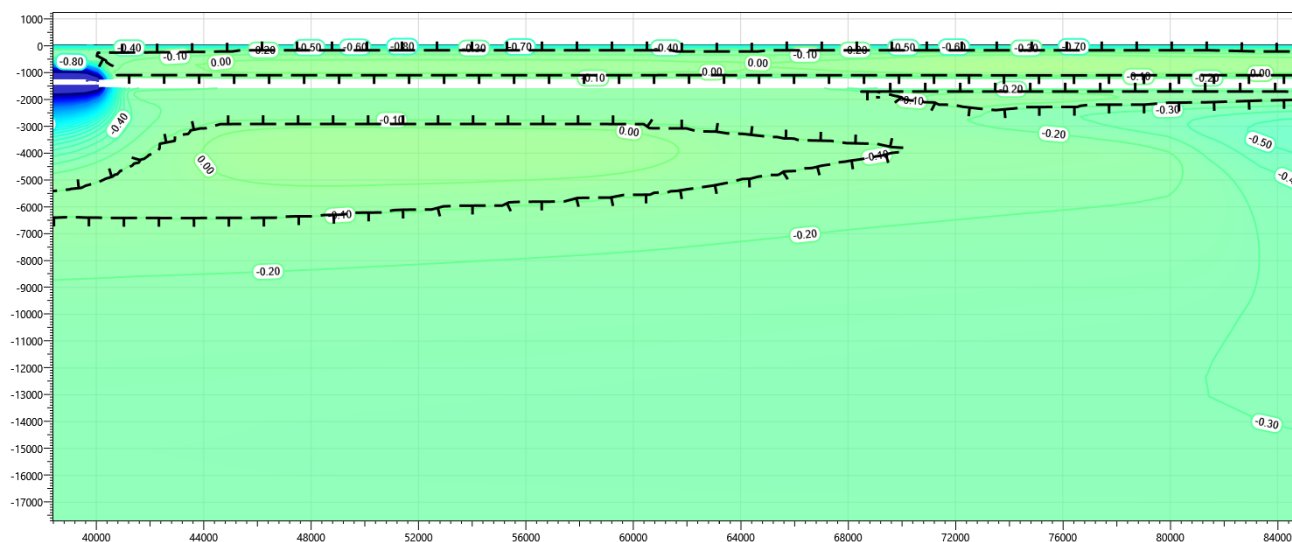


Рисунок В.34 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

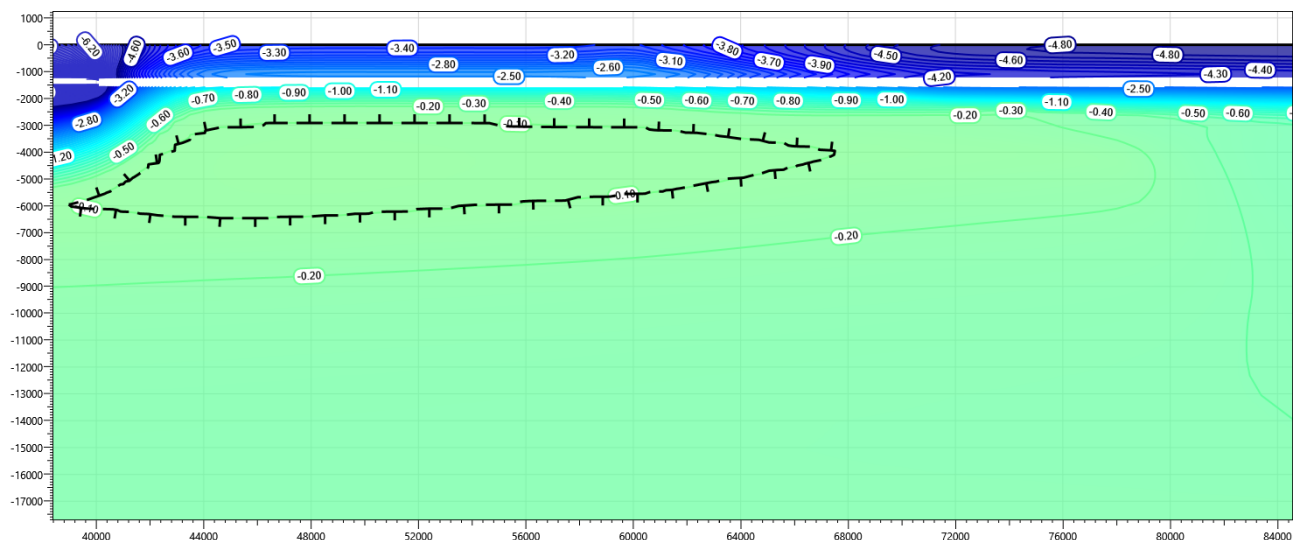


Рисунок В.35 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

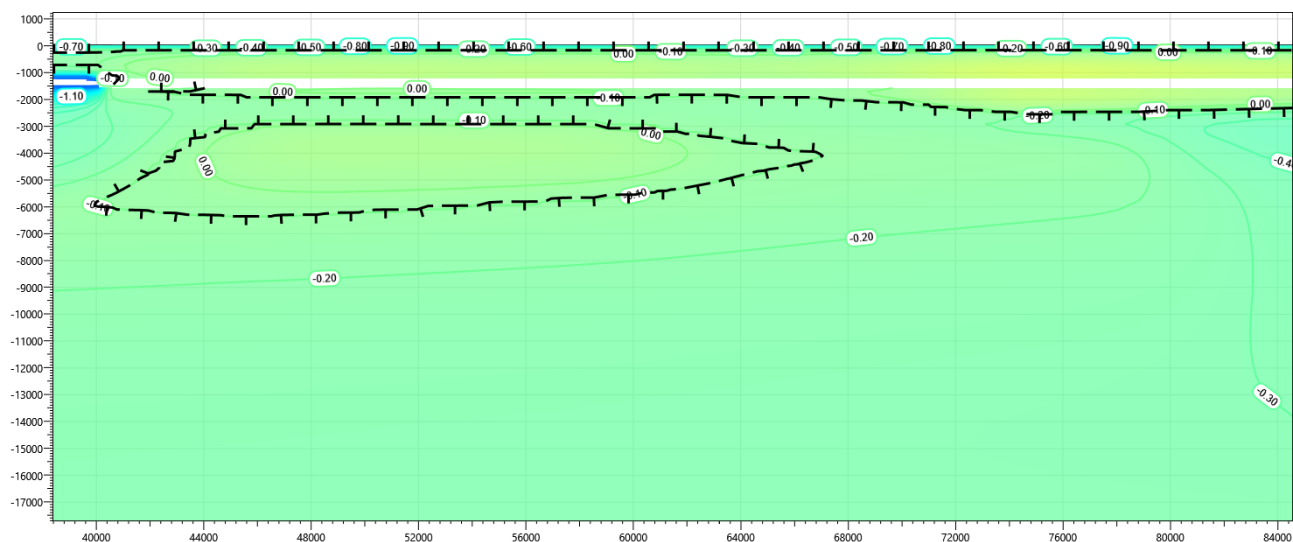


Рисунок В.36 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

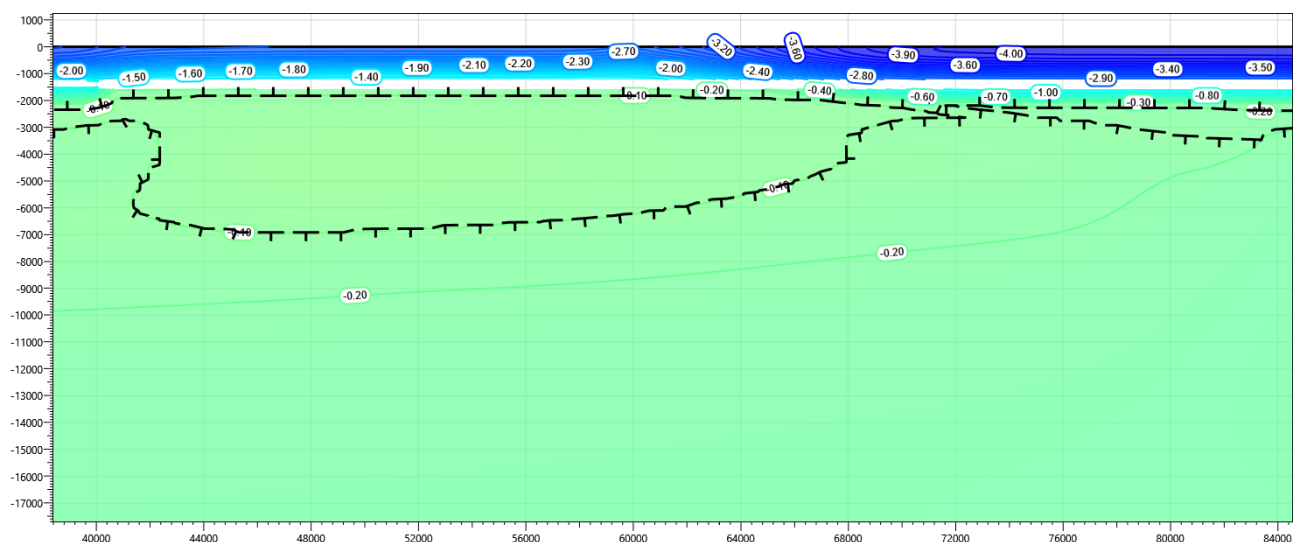


Рисунок В.37 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона десятого года эксплуатации.

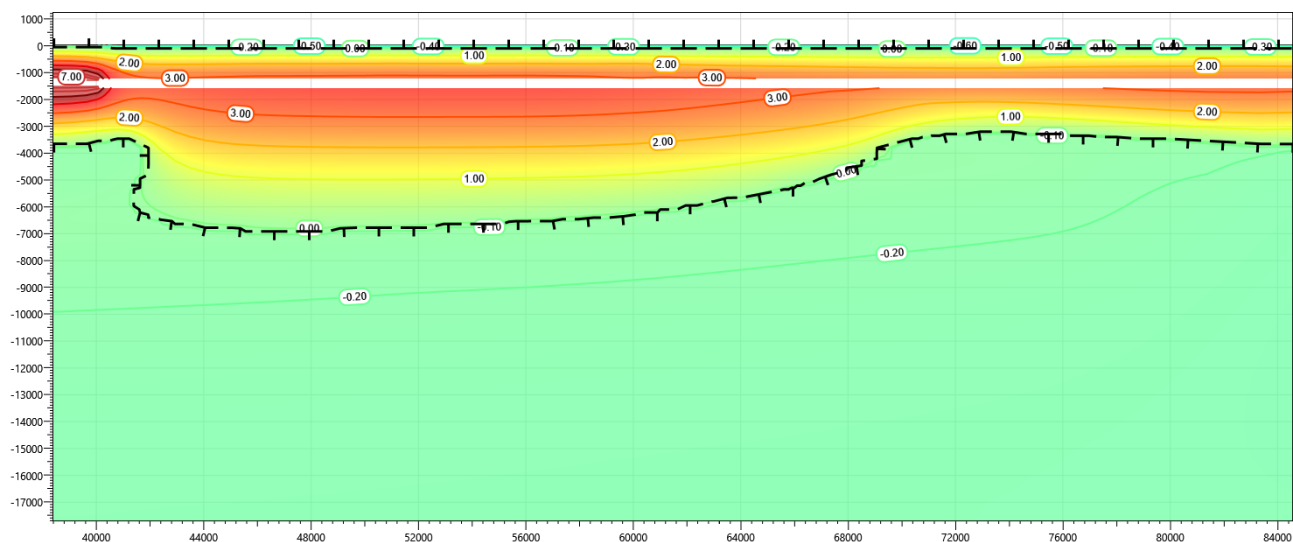


Рисунок В.38 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона десятого года эксплуатации.

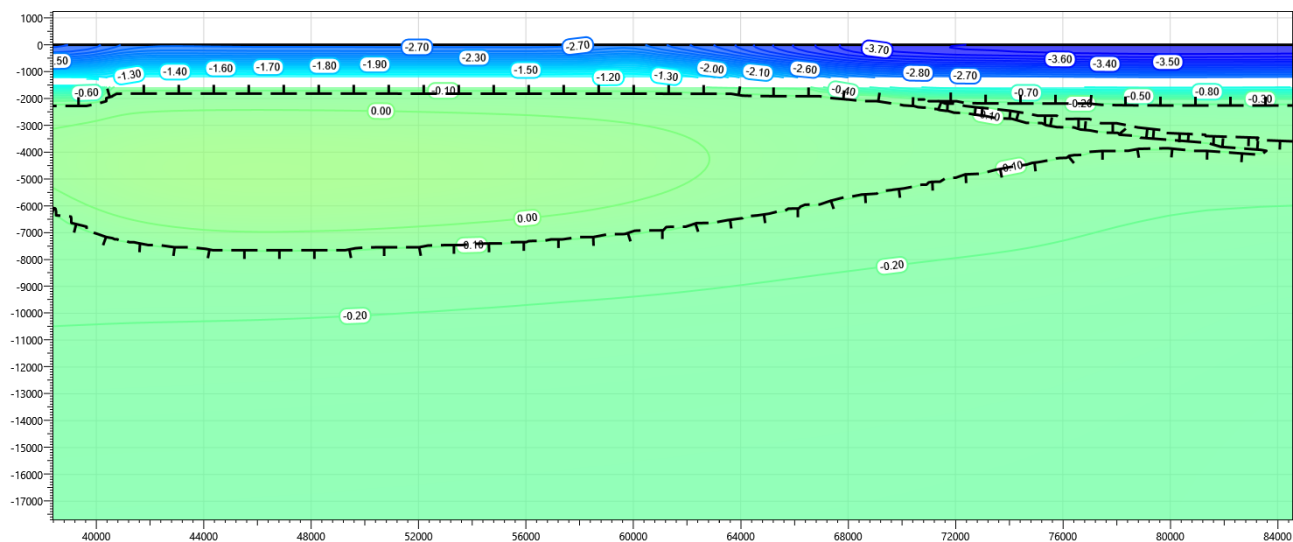


Рисунок В.39 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

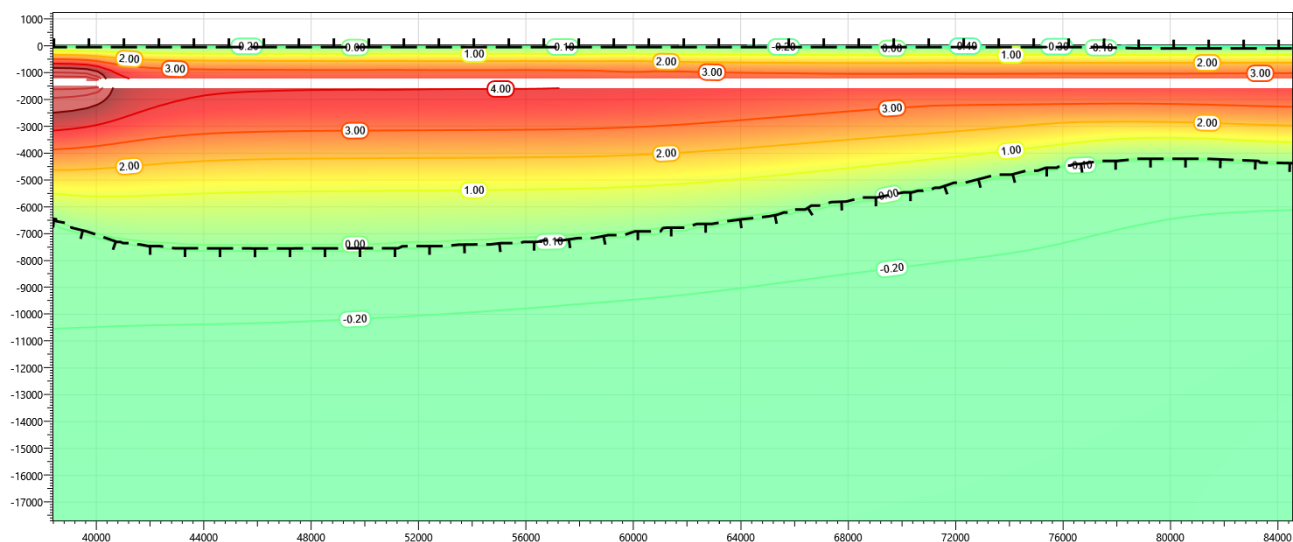


Рисунок В.40 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

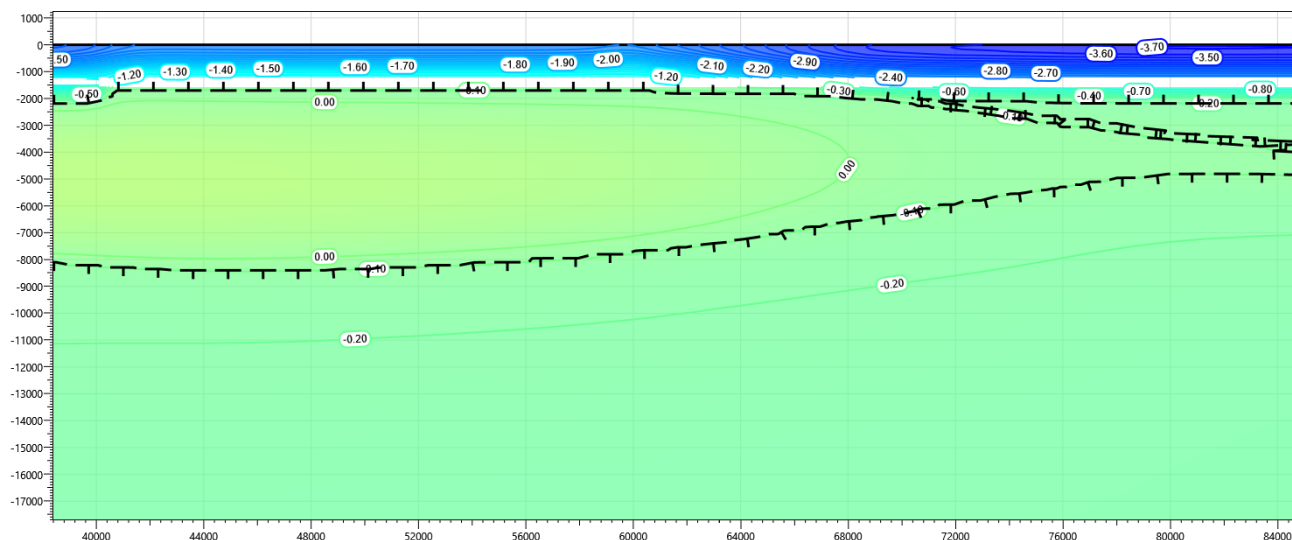


Рисунок В.41 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

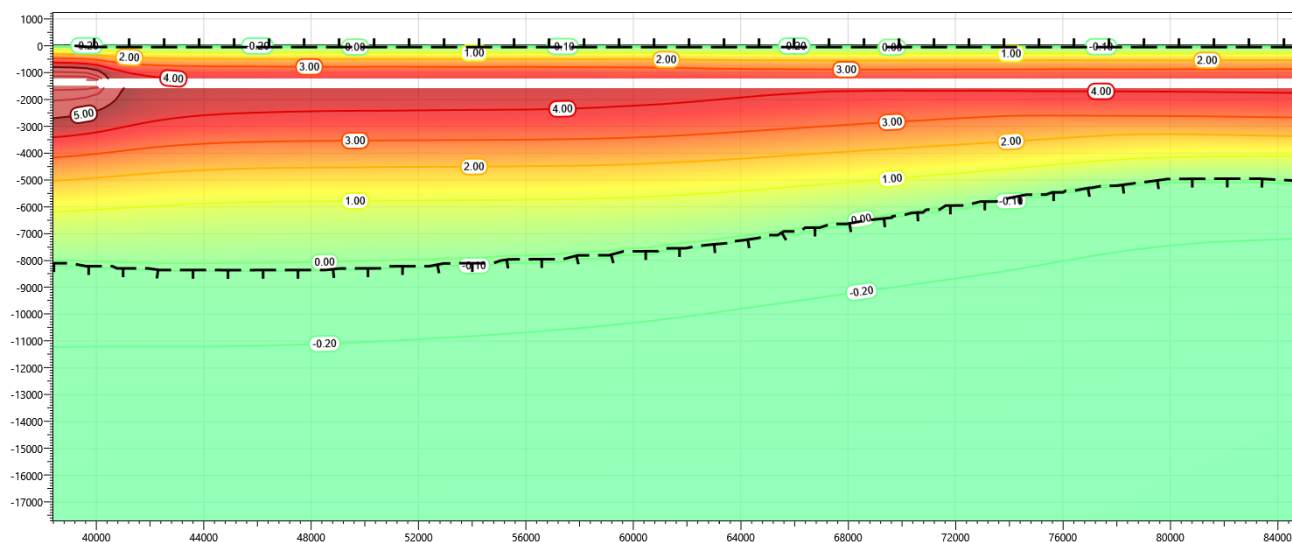


Рисунок В.42 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией (ПК20-ПК22). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

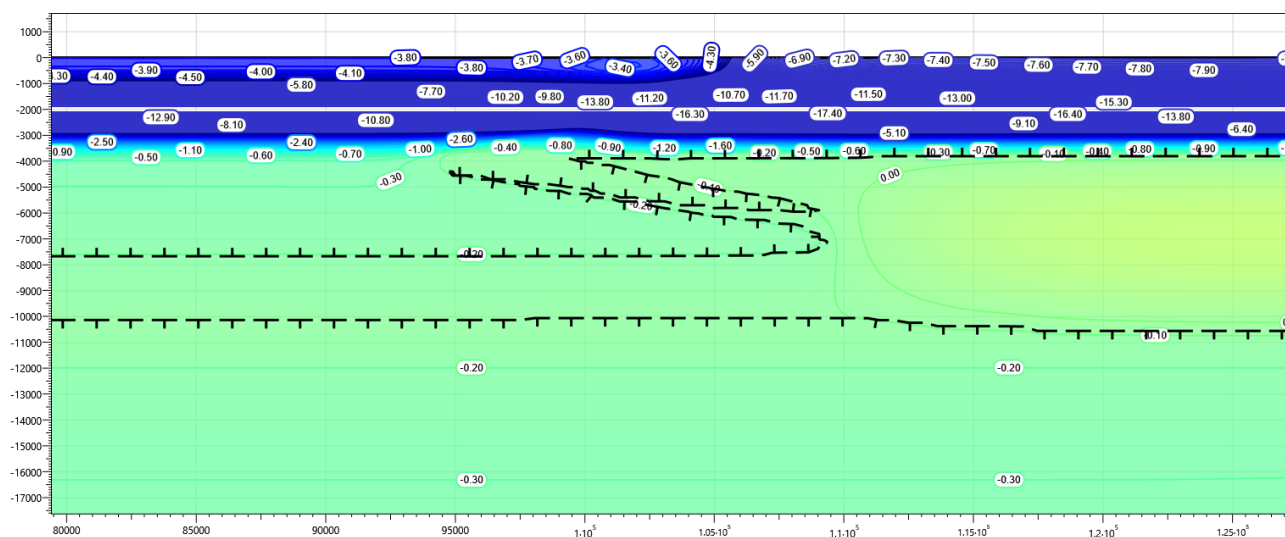


Рисунок В.43 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

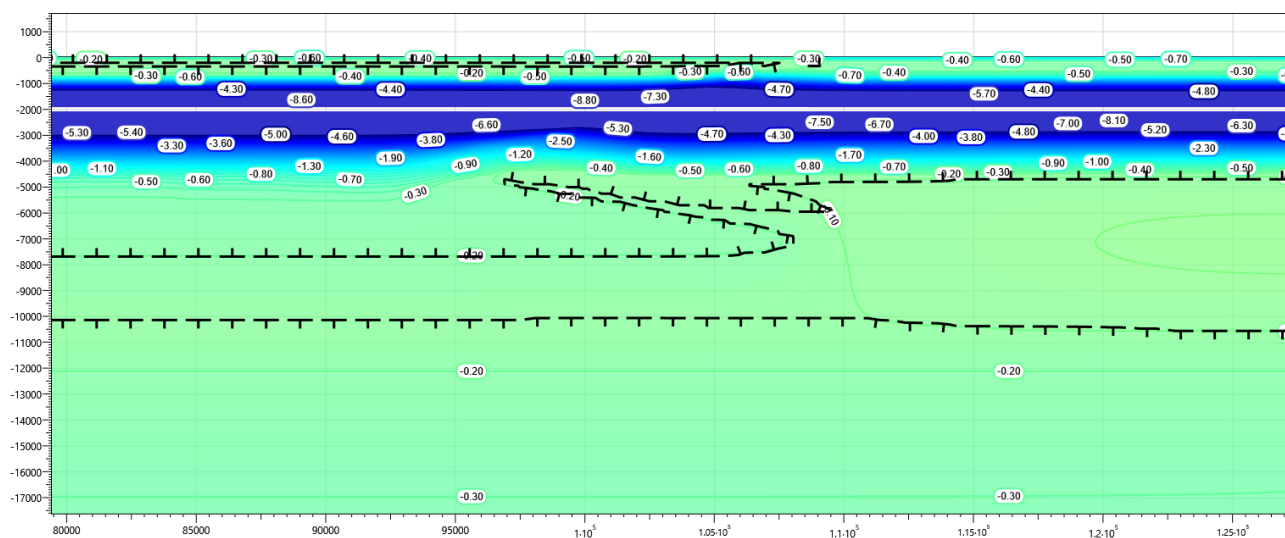


Рисунок В.44 – Температурное распределение в районе трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

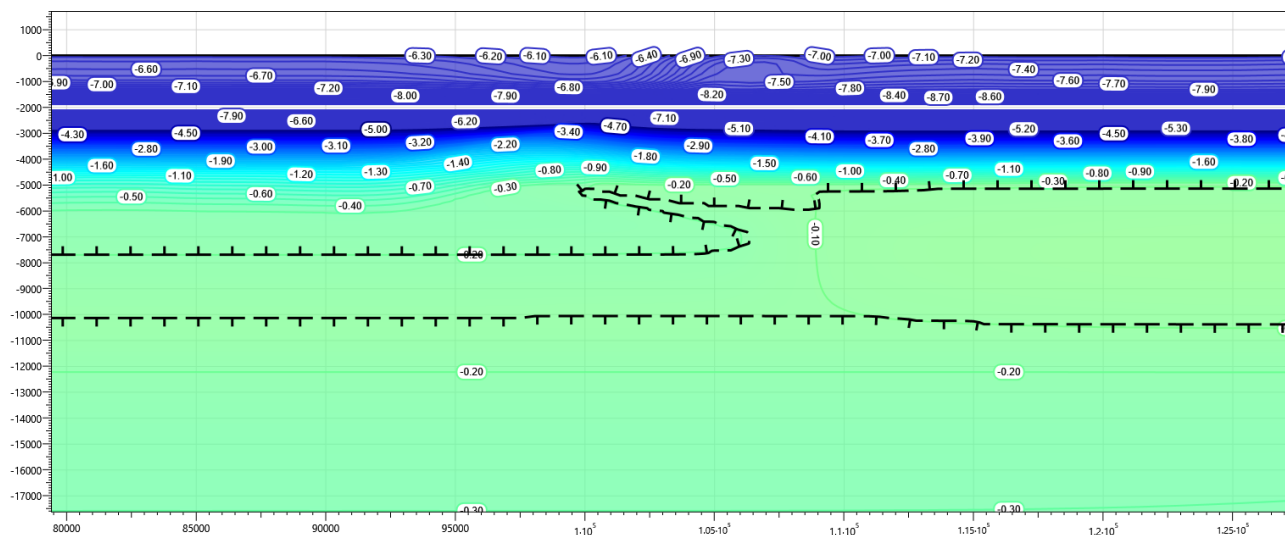


Рисунок В.45 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

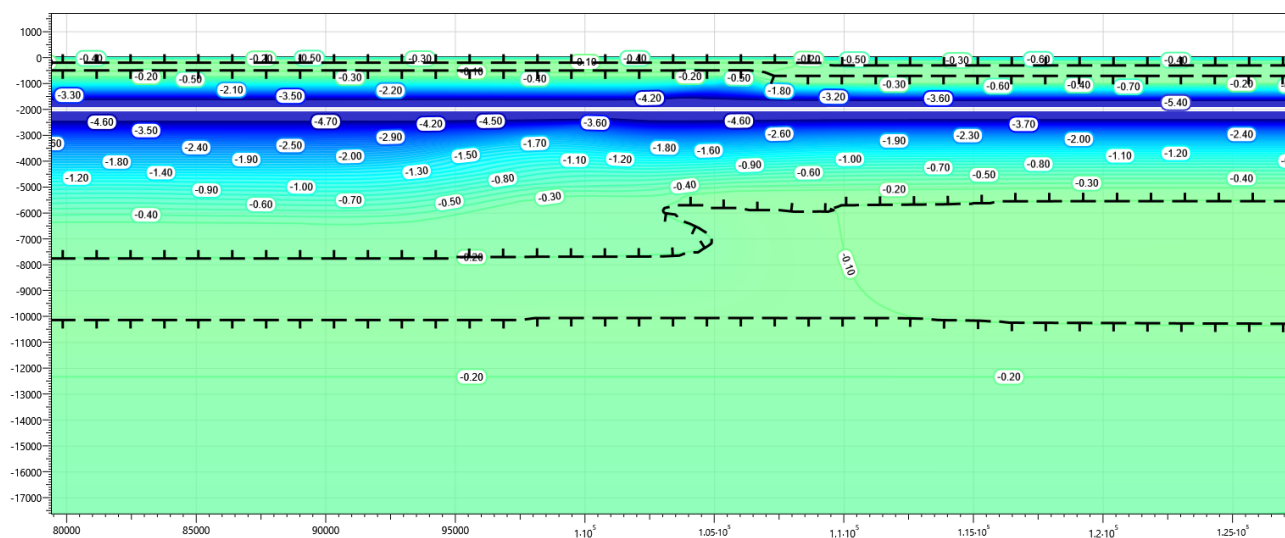


Рисунок В.46 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

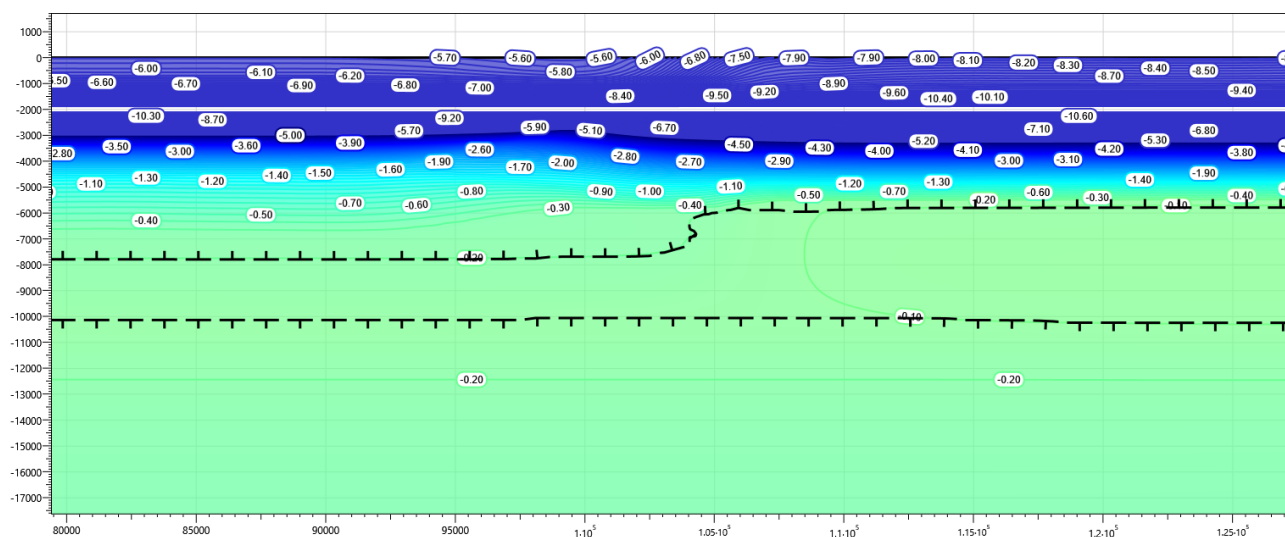


Рисунок В.47 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

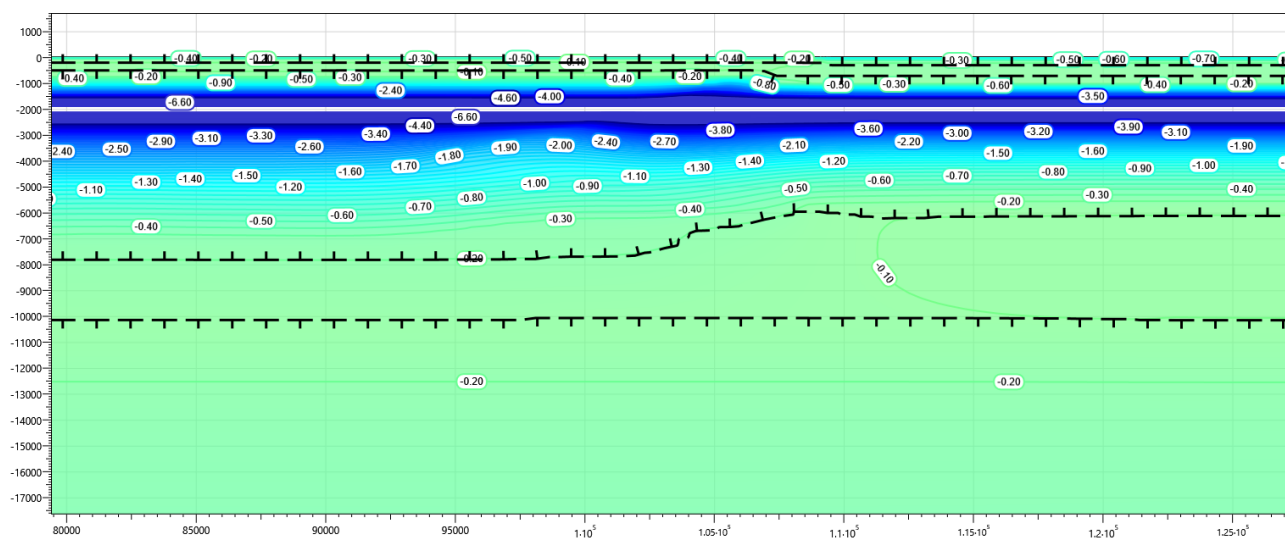


Рисунок В.48 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

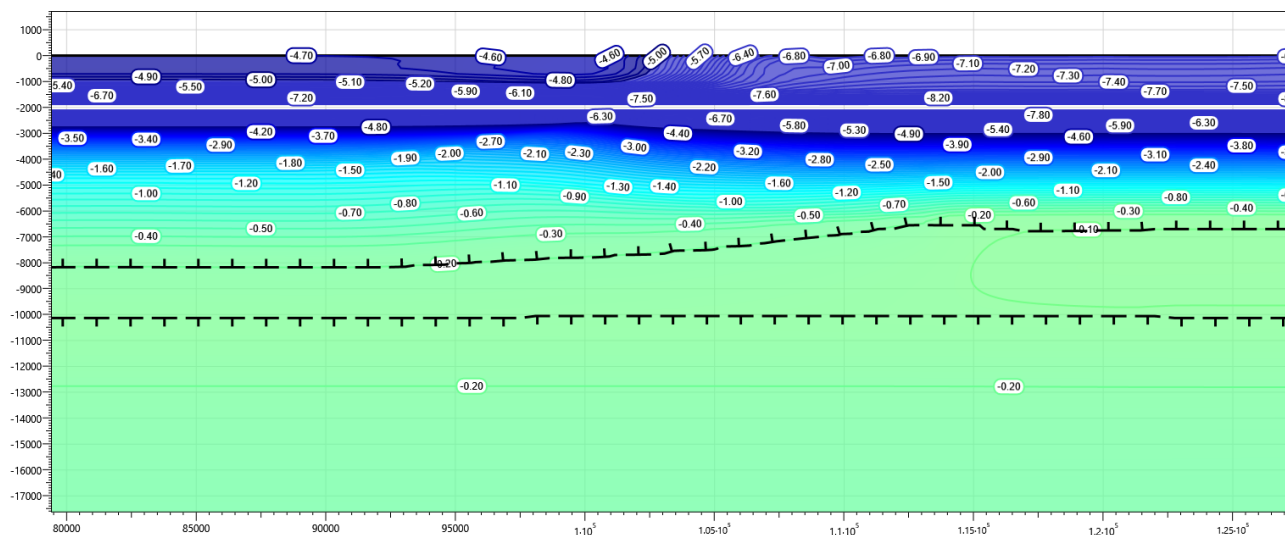


Рисунок В.49 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

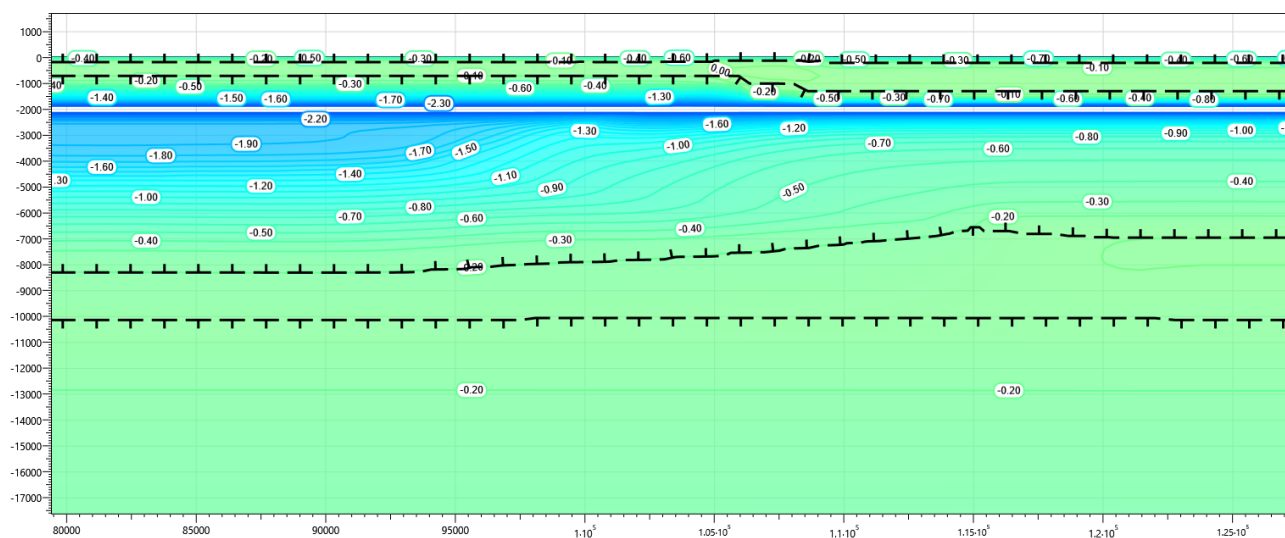
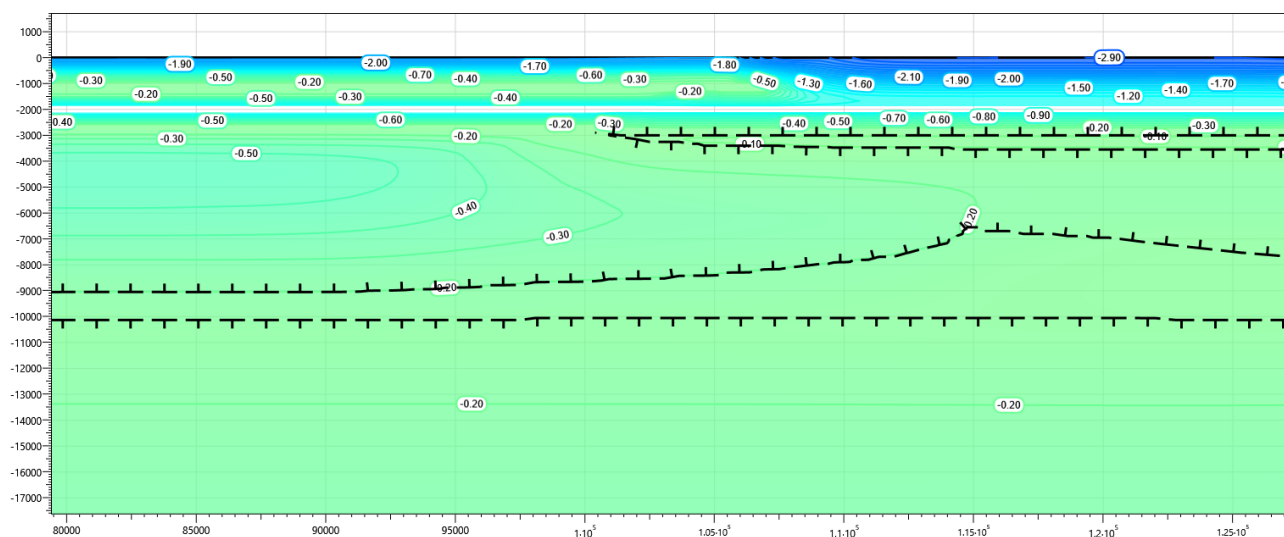
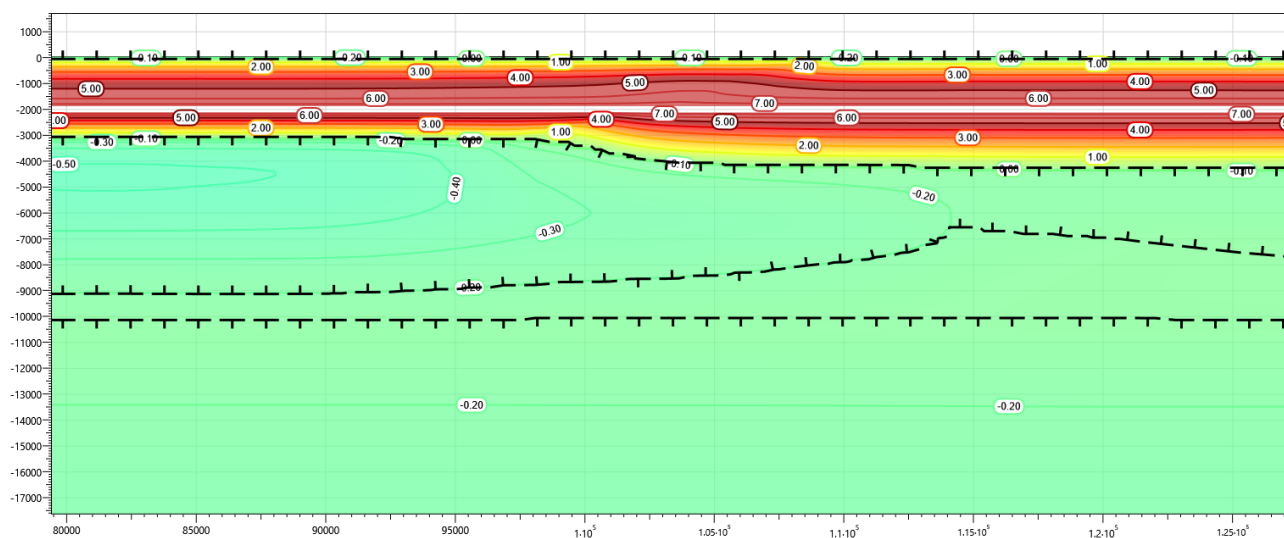


Рисунок В.50 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.



**Рисунок В.51 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона
десятый год эксплуатации.**



**Рисунок В.52 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона
десятый год эксплуатации.**

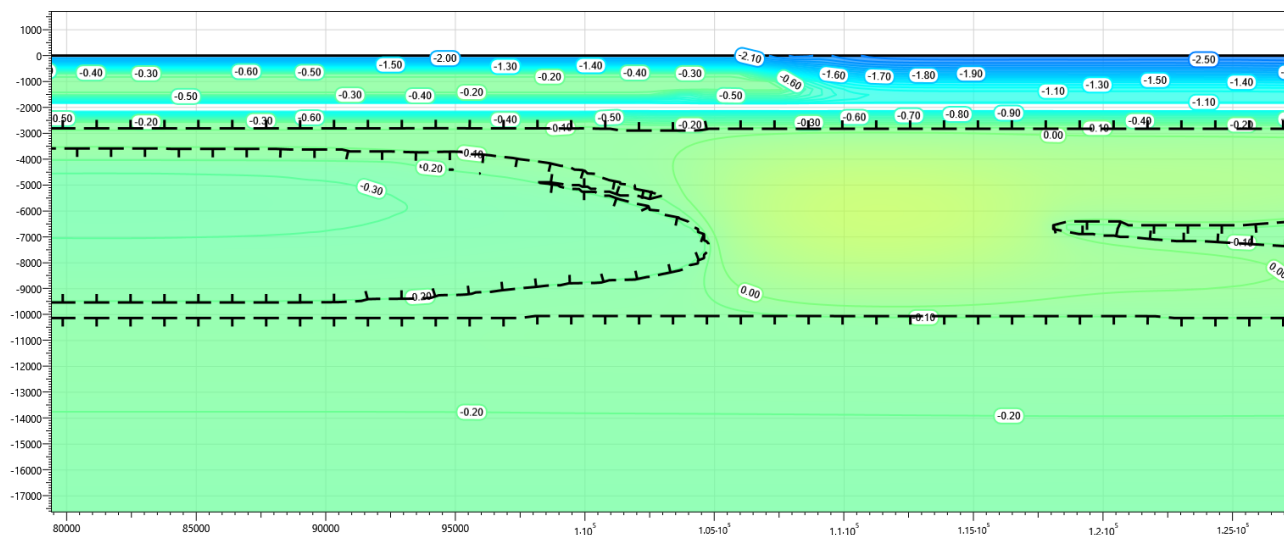


Рисунок В.53 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

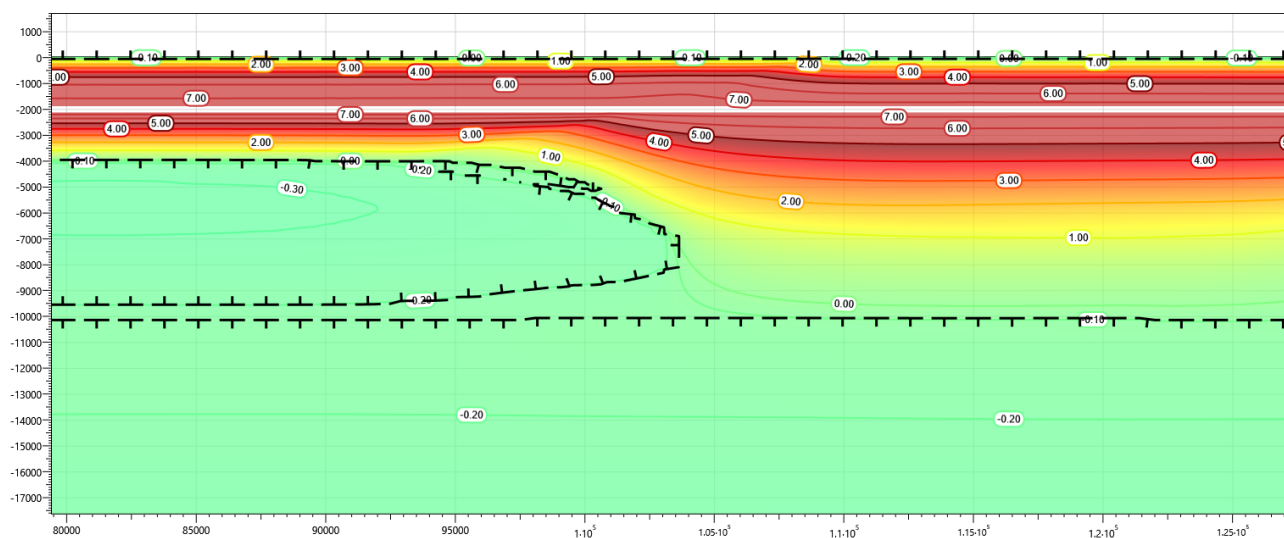


Рисунок В.54 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

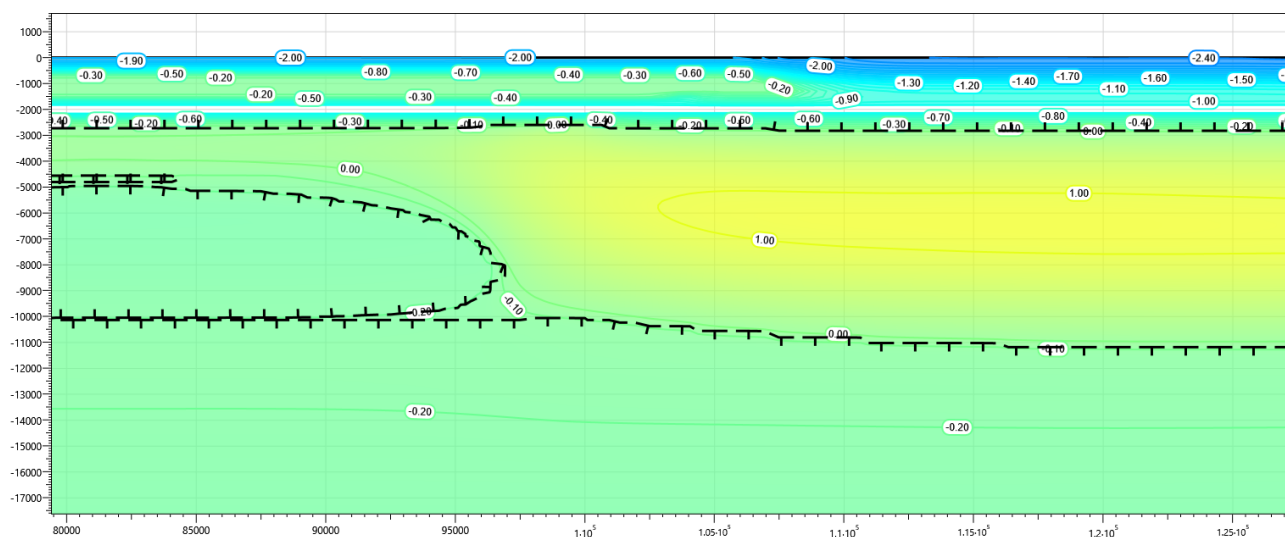


Рисунок В.55 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

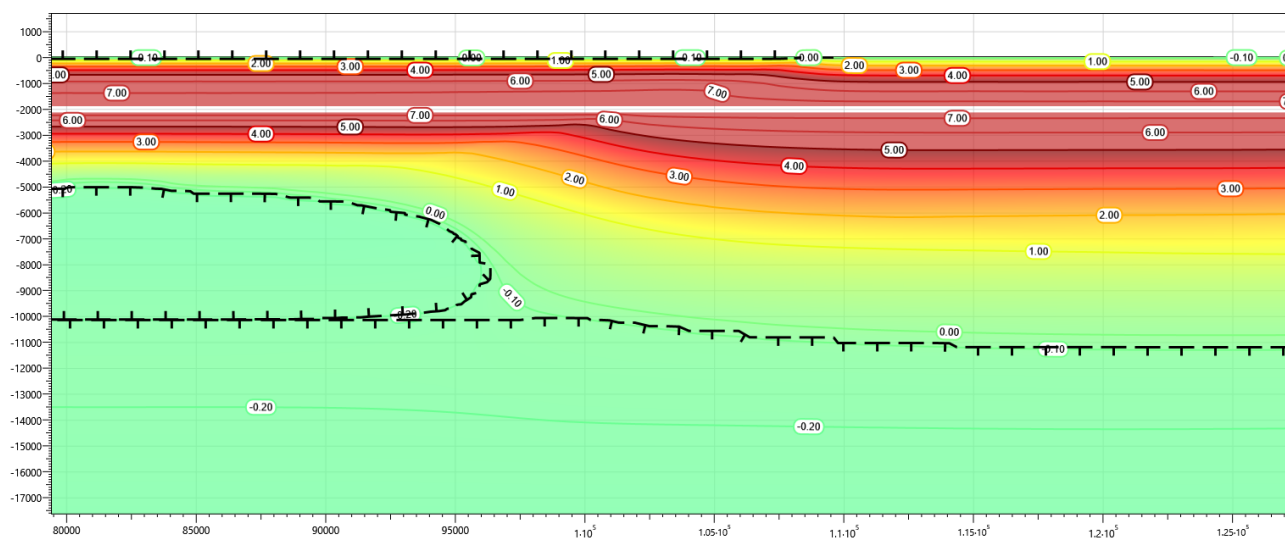


Рисунок В.56 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 без теплоизоляции (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

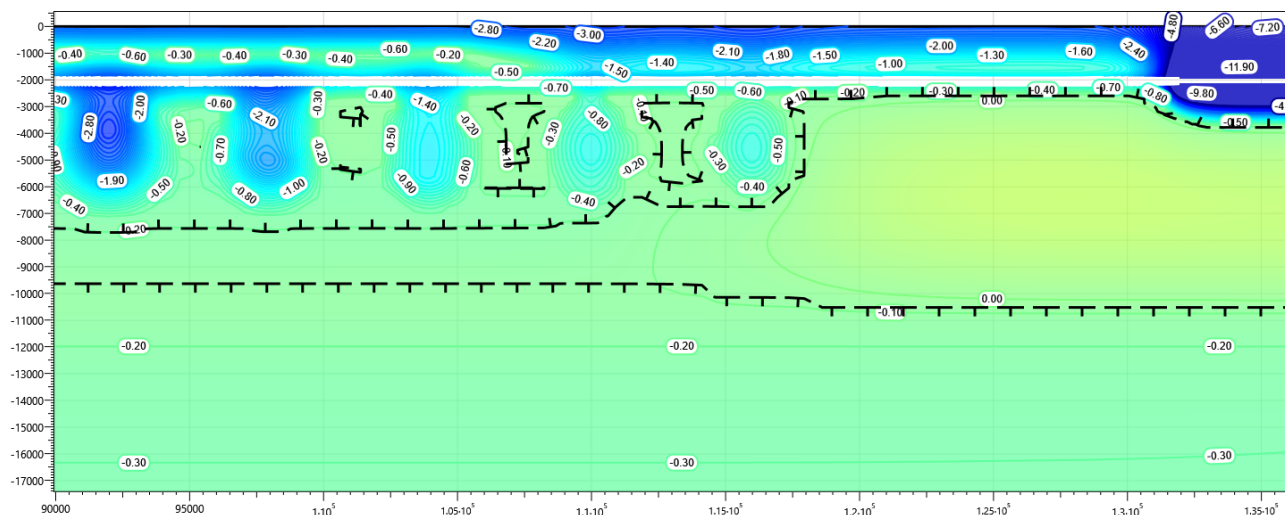


Рисунок В.57 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

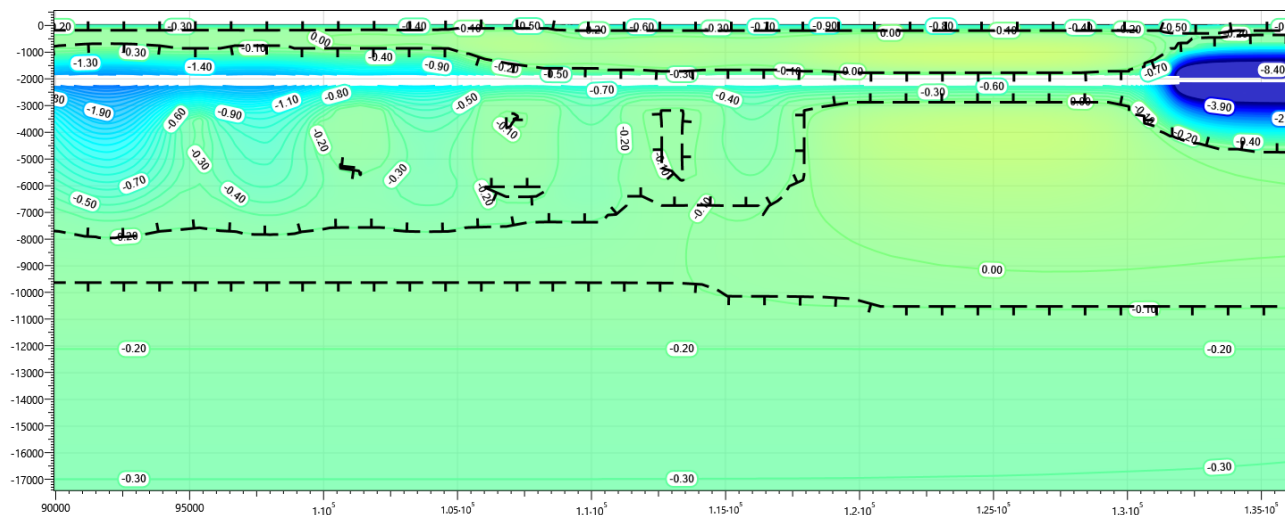


Рисунок В.58 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

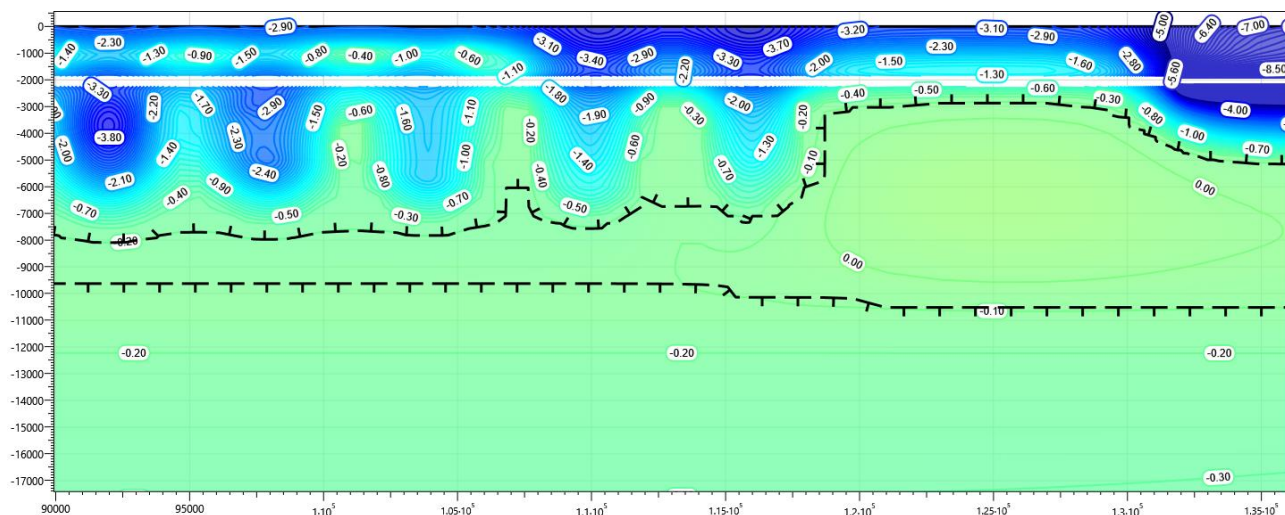


Рисунок В.59 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

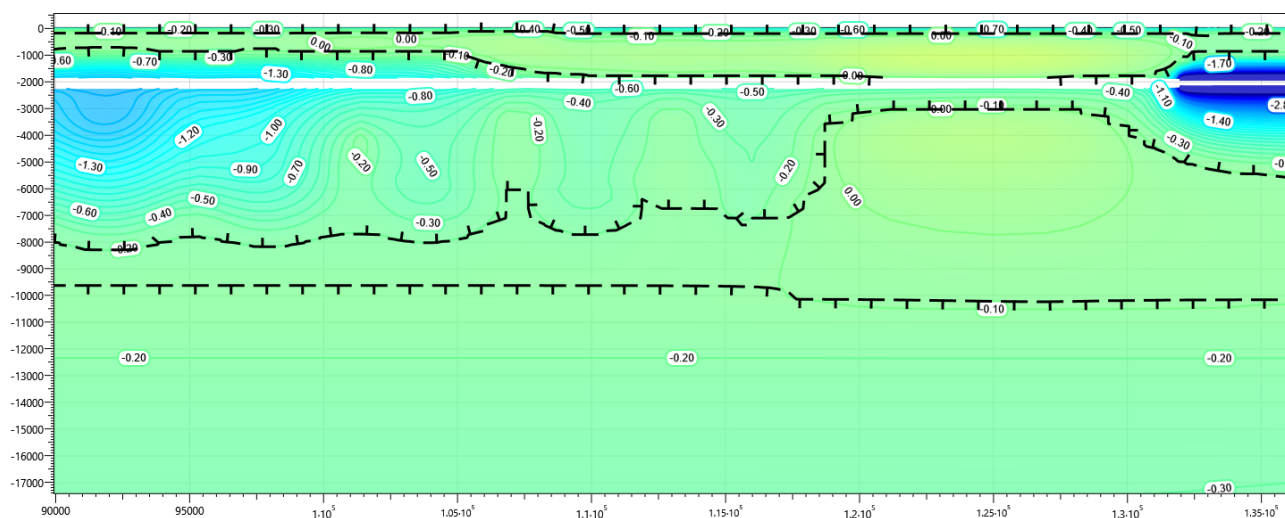


Рисунок В.60 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

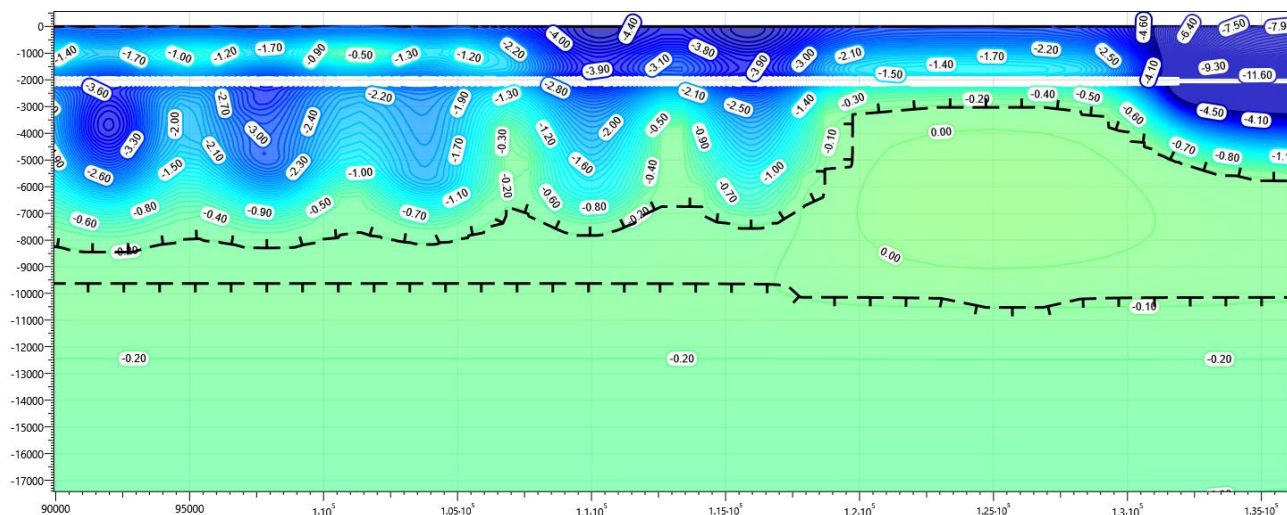


Рисунок В.61 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

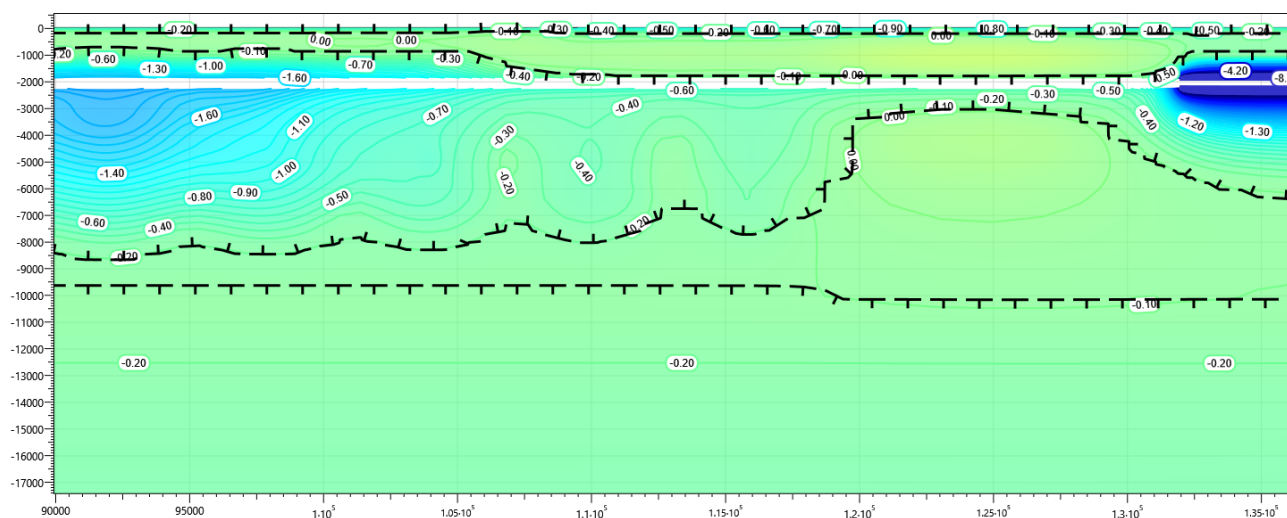


Рисунок В.62 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

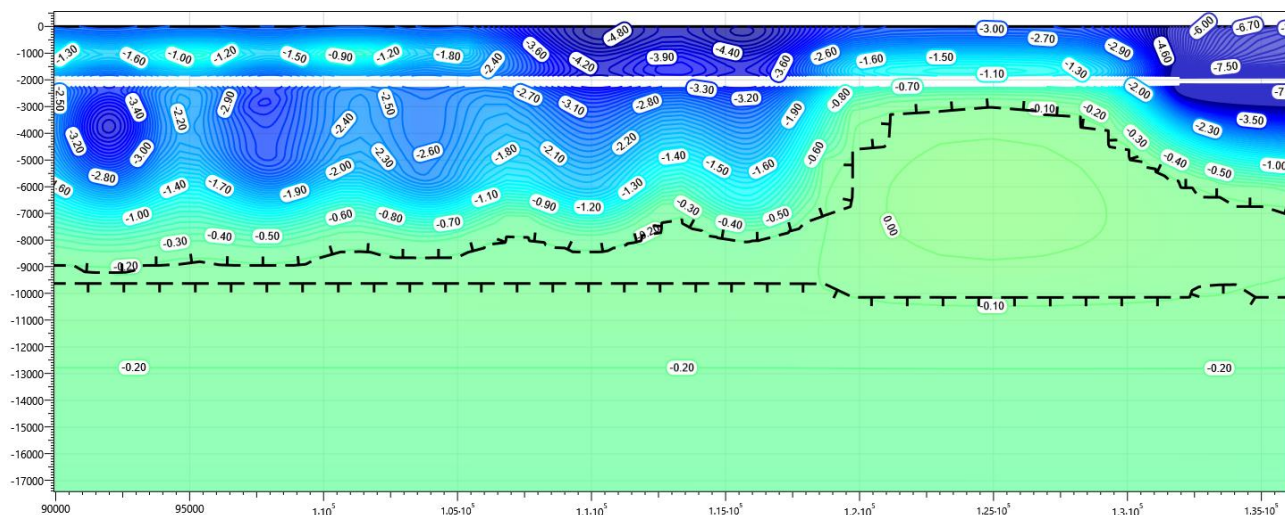


Рисунок В.63 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

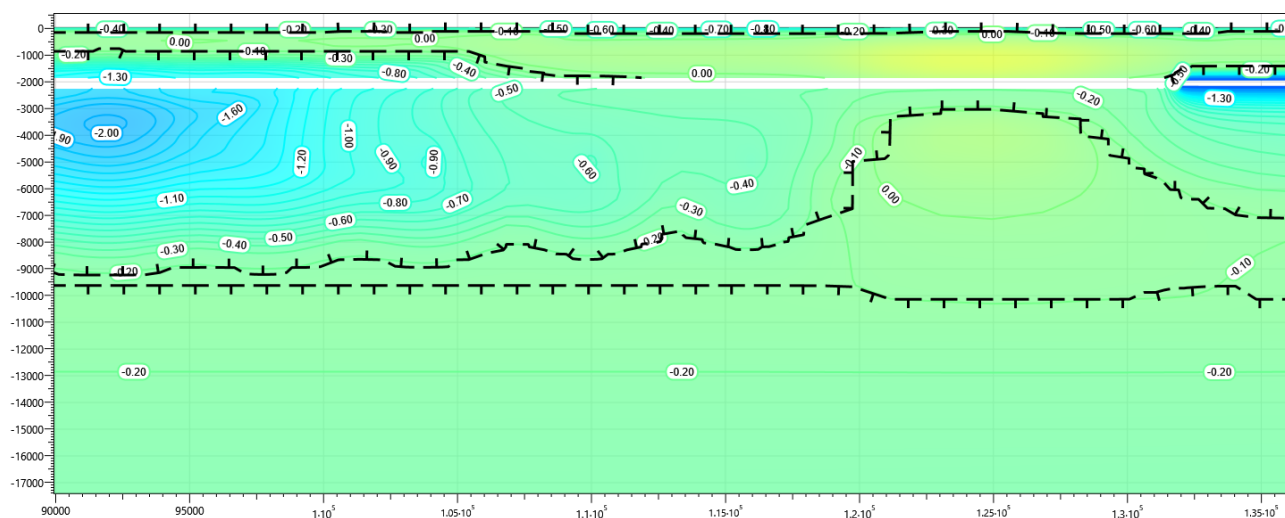


Рисунок В.64 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

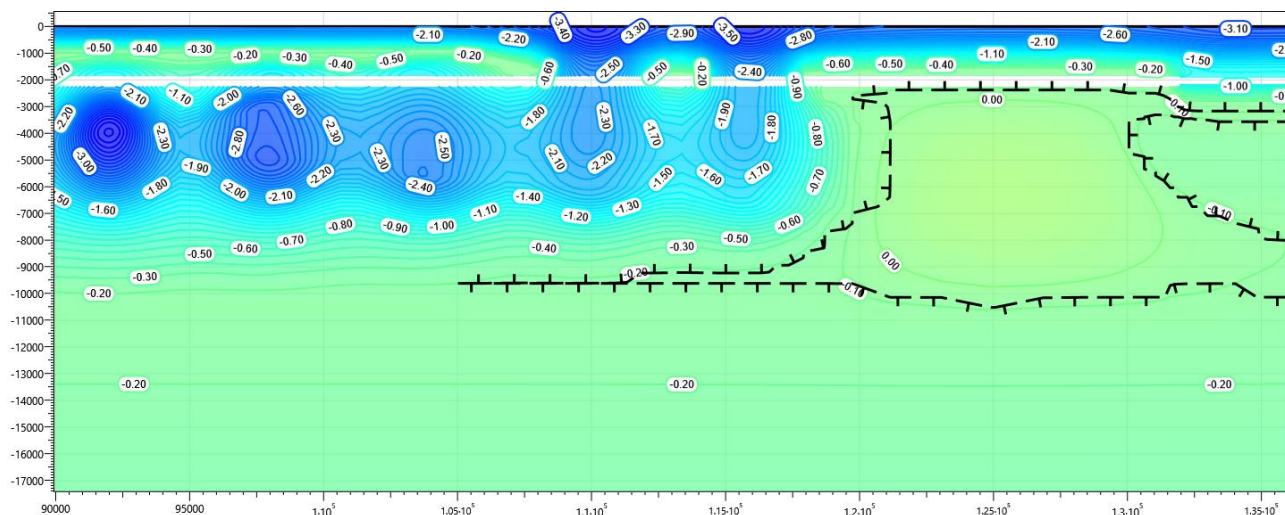


Рисунок В.65 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

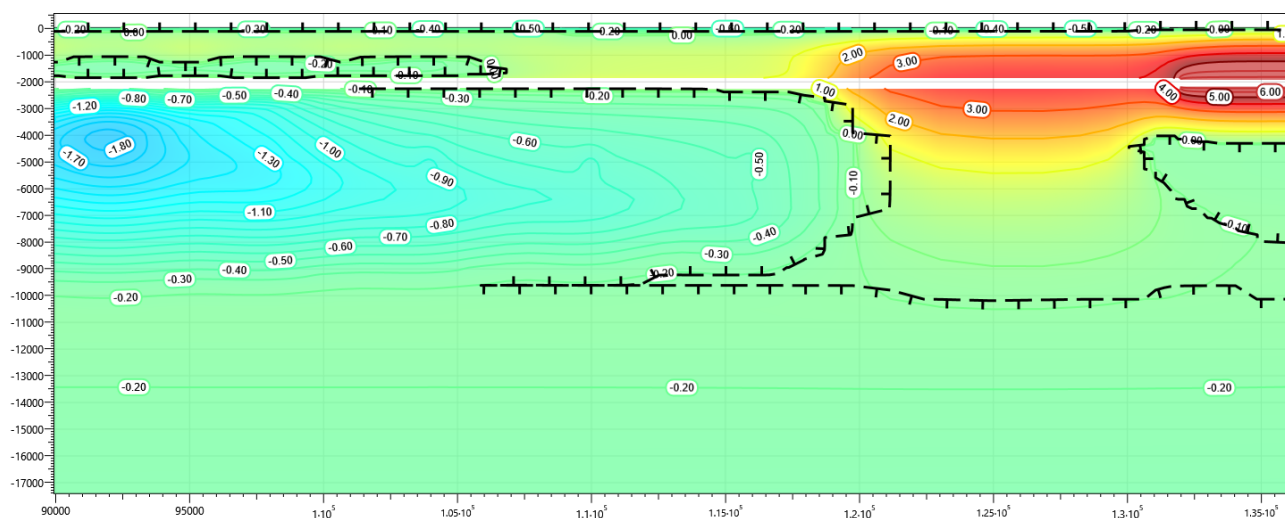


Рисунок В.66 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

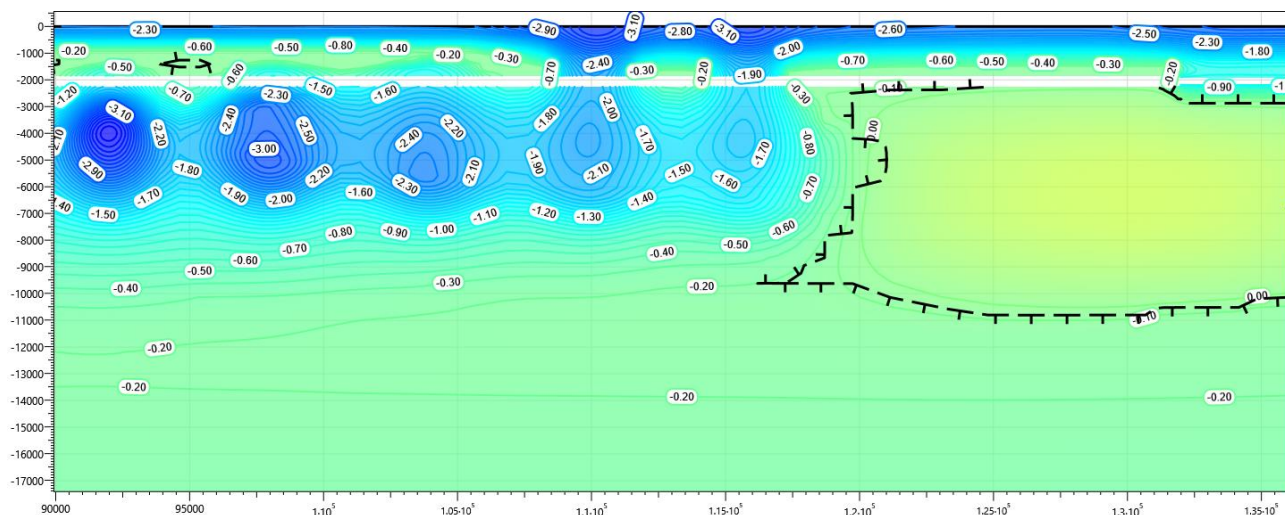


Рисунок В.67 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

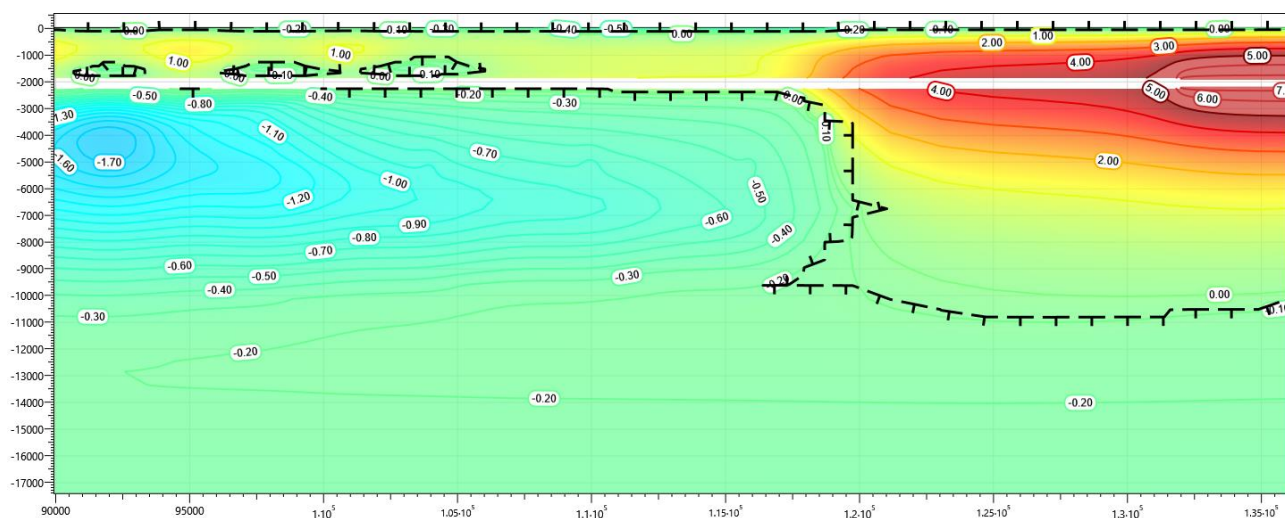


Рисунок В.68 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

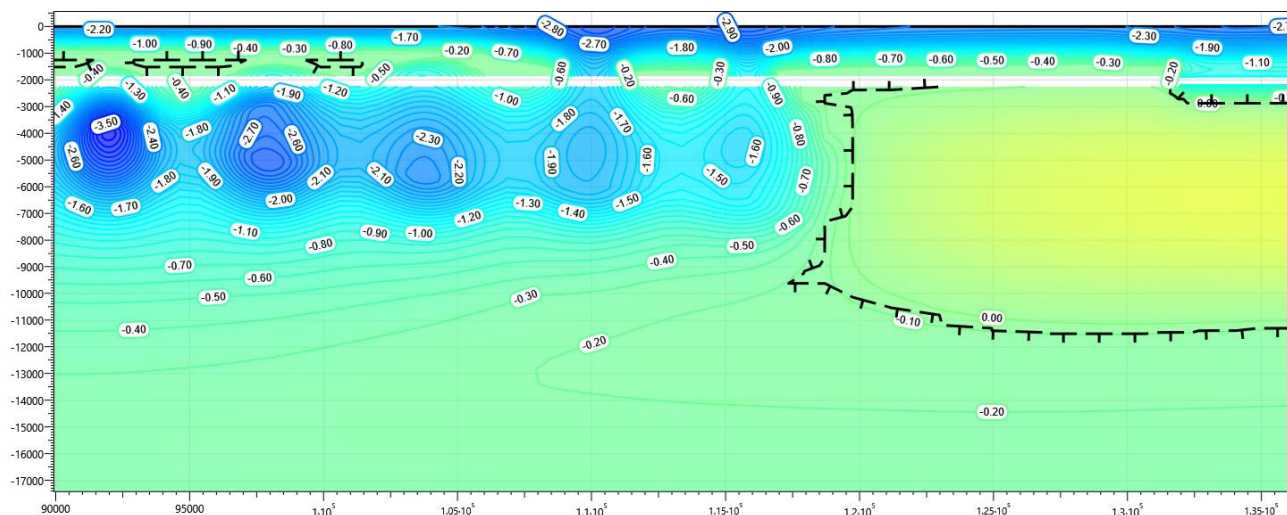


Рисунок В.69 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

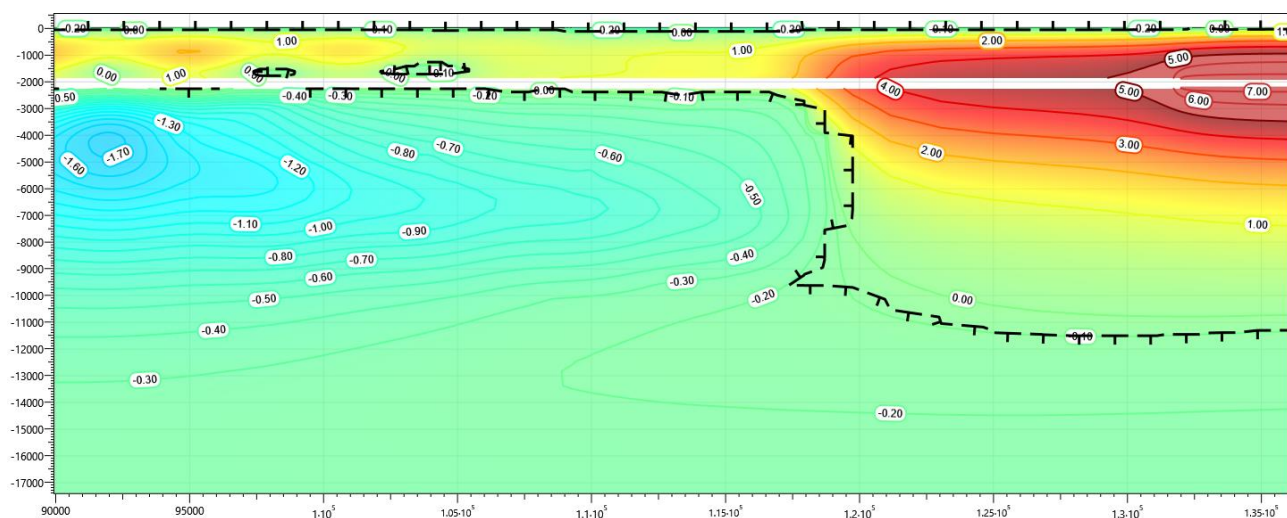


Рисунок В.70 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от точки врезки №1 до точки врезки №2 с теплоизоляцией и СОУ (ПК23-ПК25). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

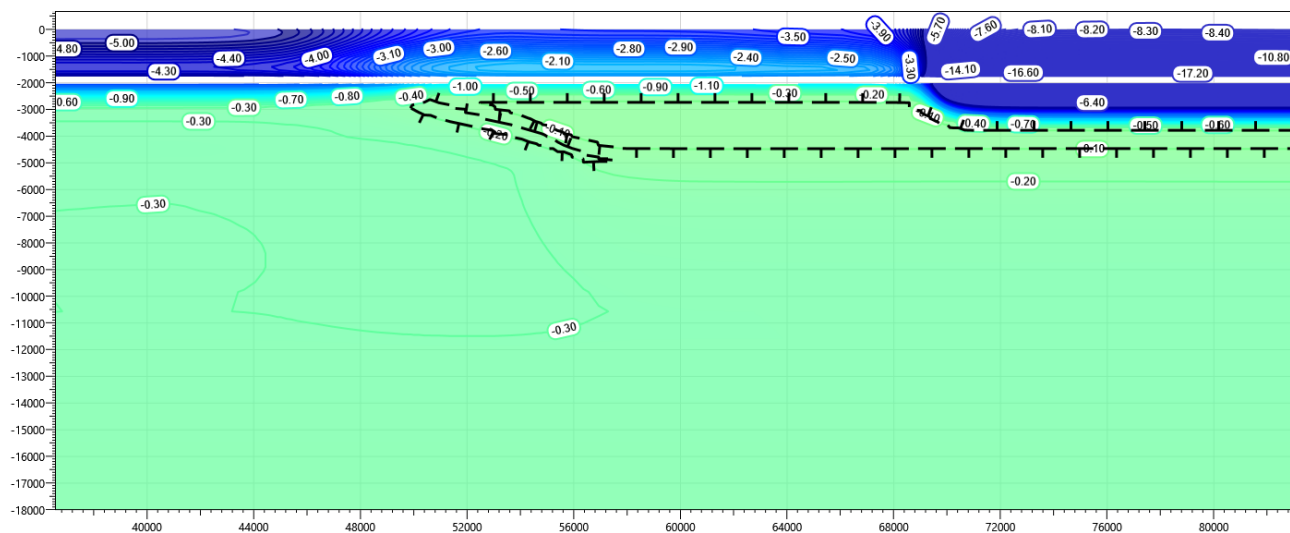


Рисунок В.71 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

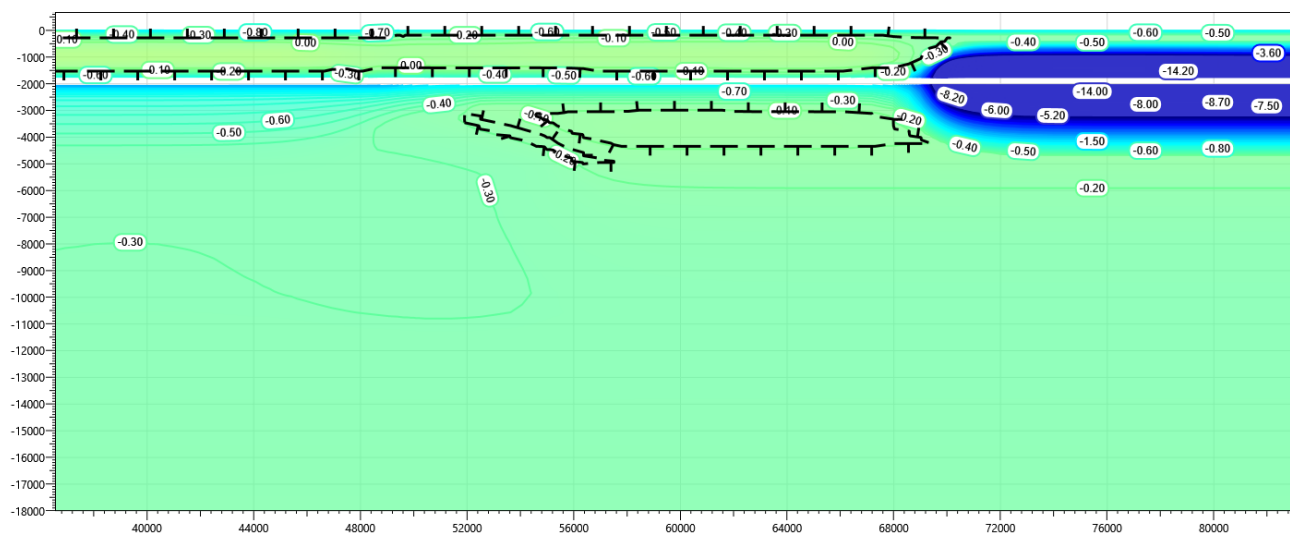


Рисунок В.72 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

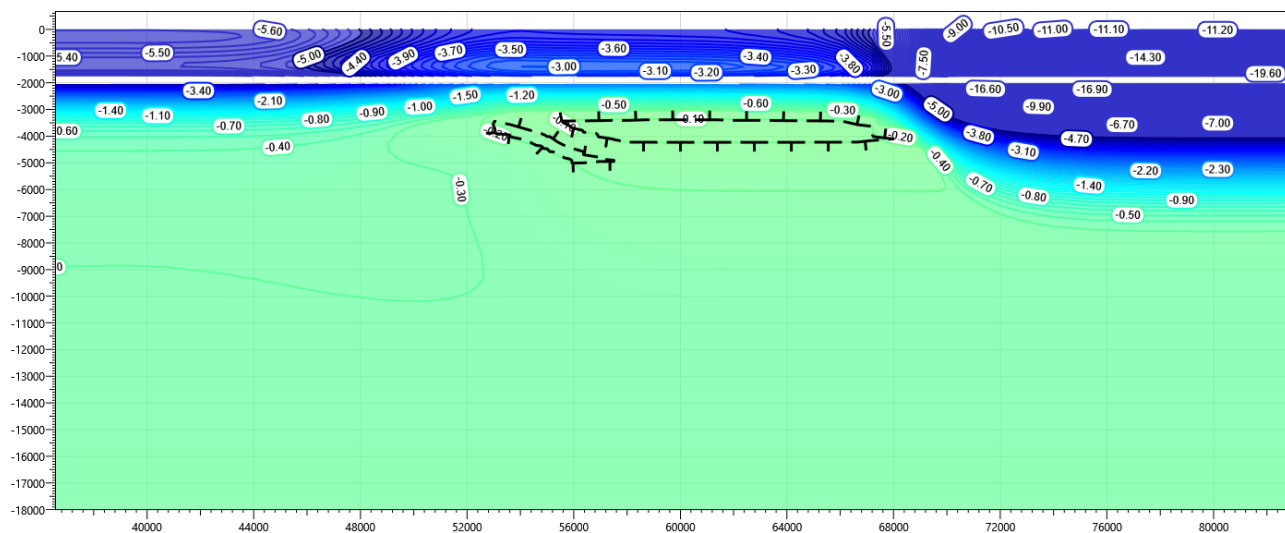


Рисунок В.73 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

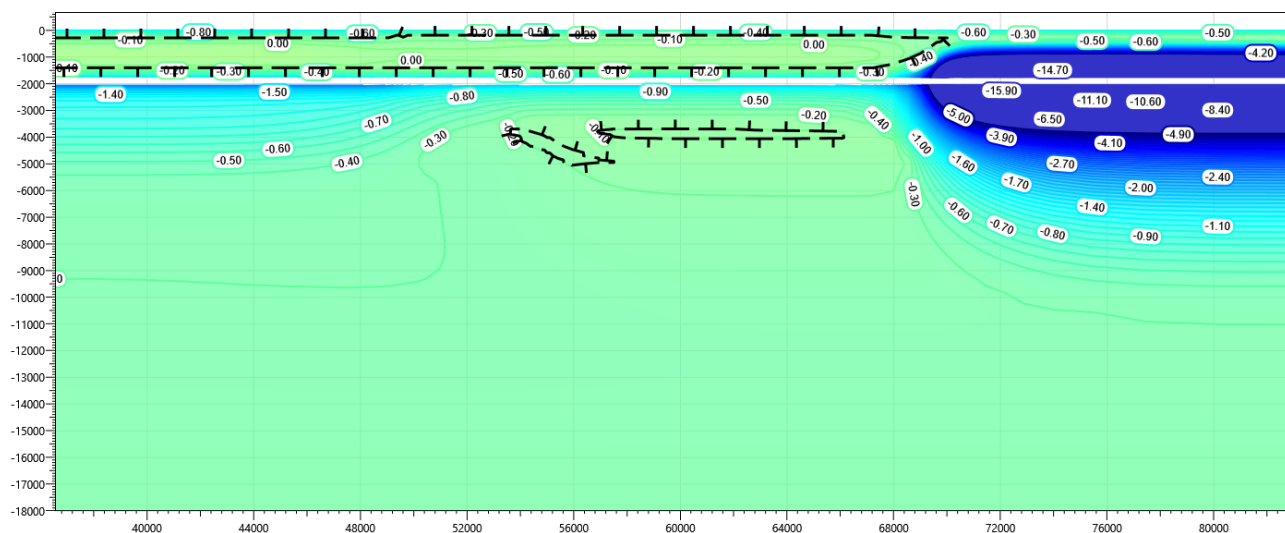


Рисунок В.74 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

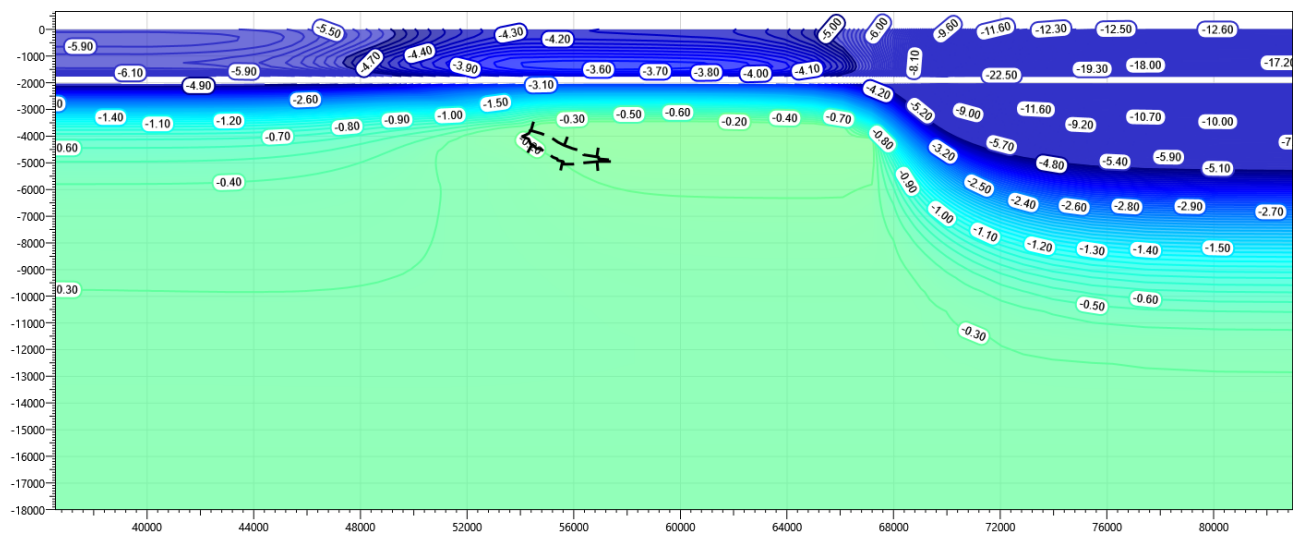


Рисунок В.75 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

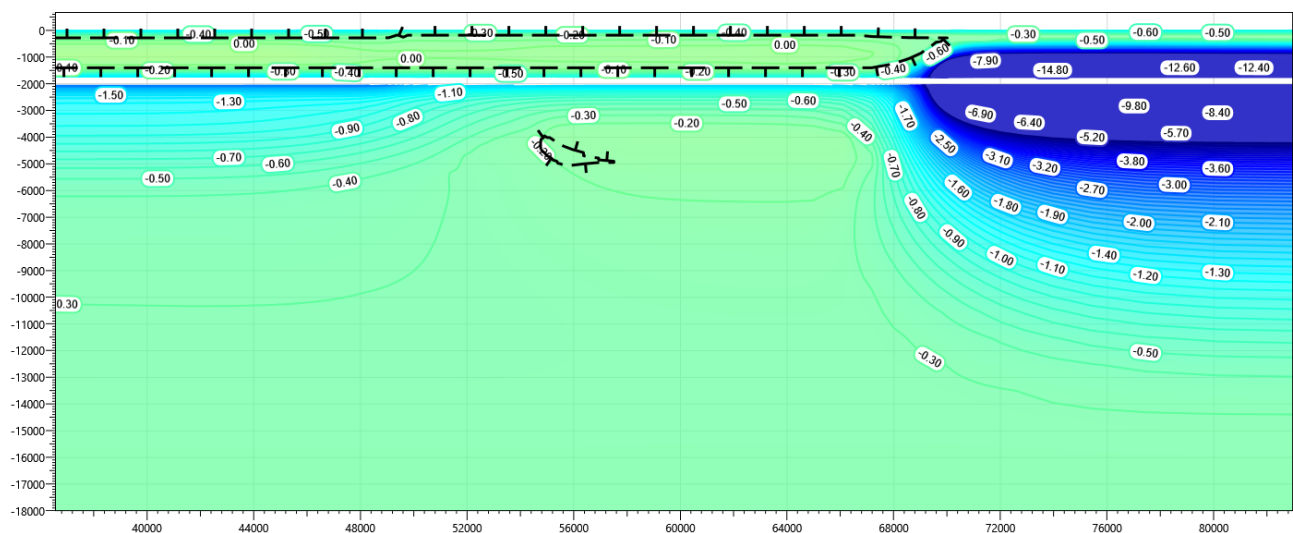


Рисунок В.76 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

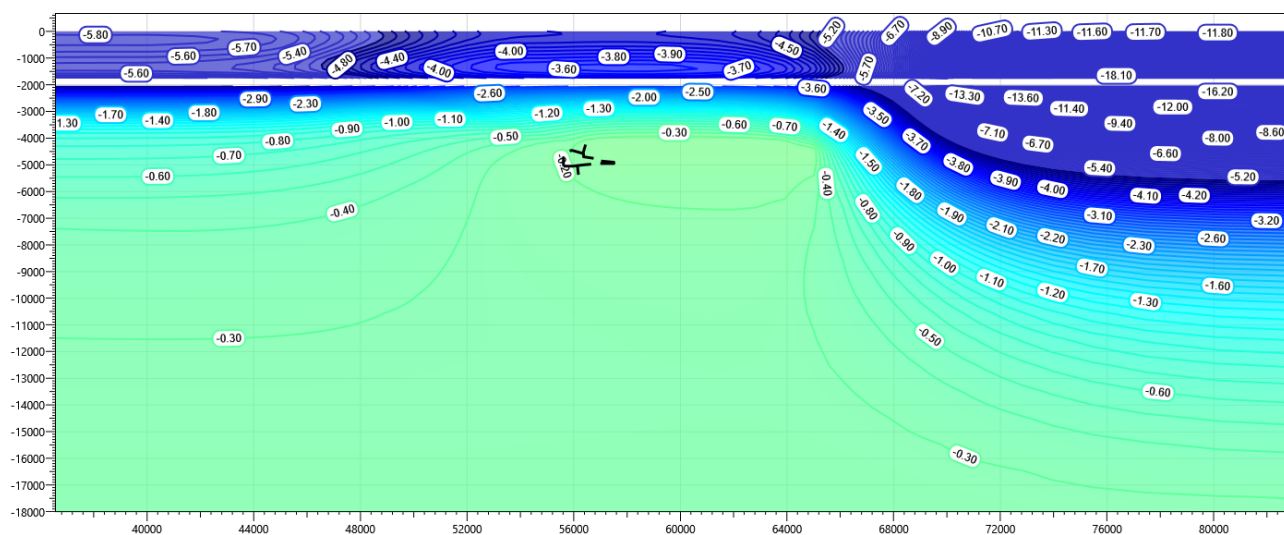


Рисунок В.77 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

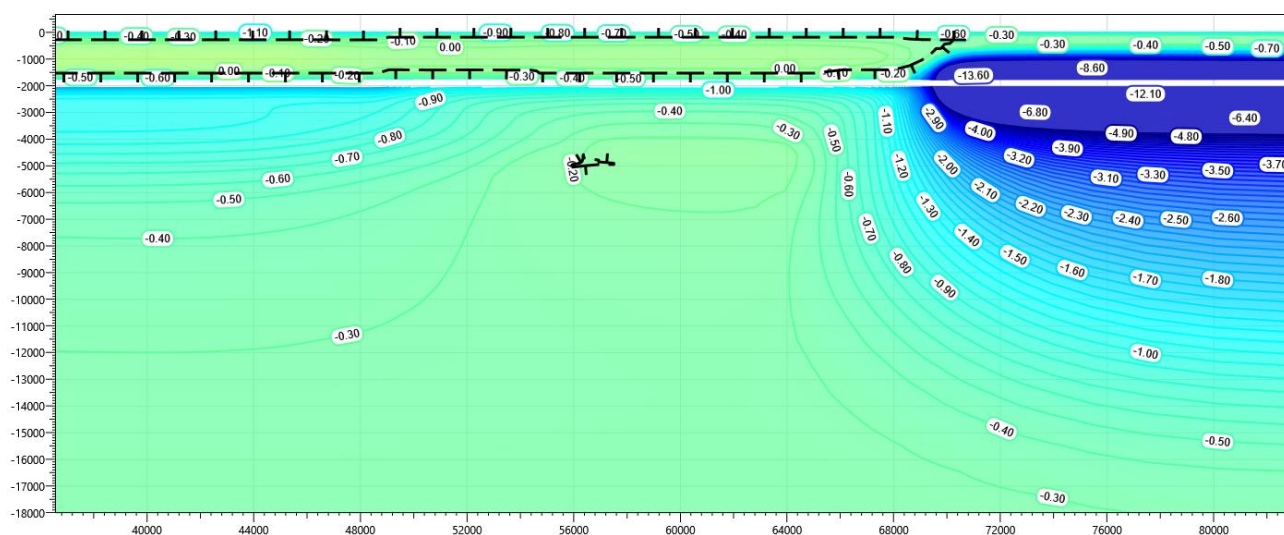


Рисунок В.78 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

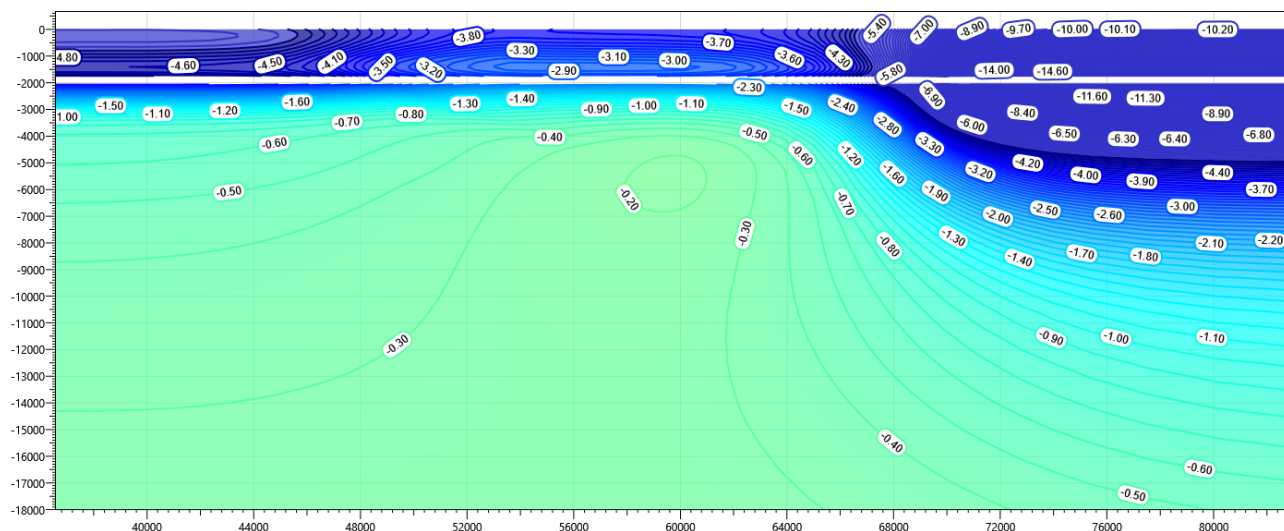


Рисунок В.79 – Температурное распределение в районе участка проектируемого нефтегазосборного трубопровода в районе ПК61+00 – ПК63+00 со стороны камеры приема СОД DN200. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

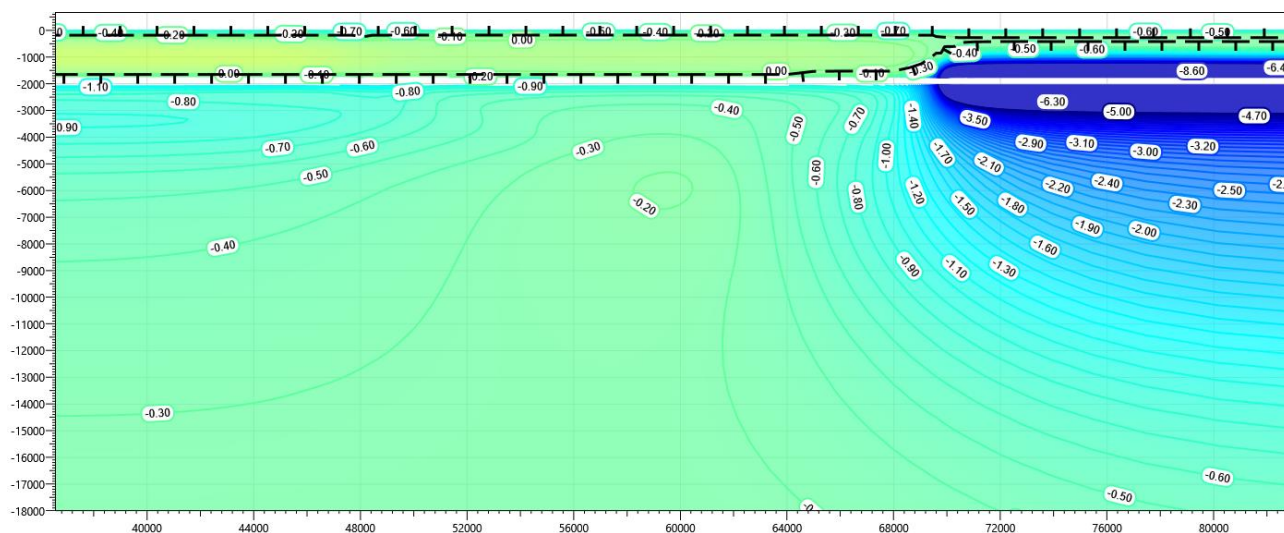


Рисунок В.80 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

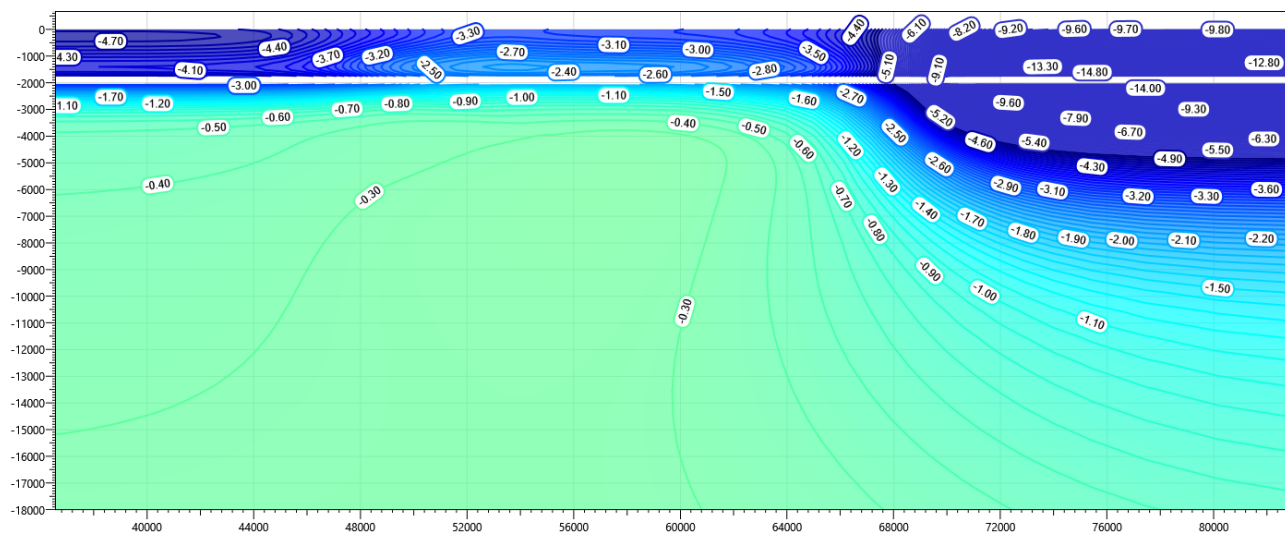


Рисунок В.83 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

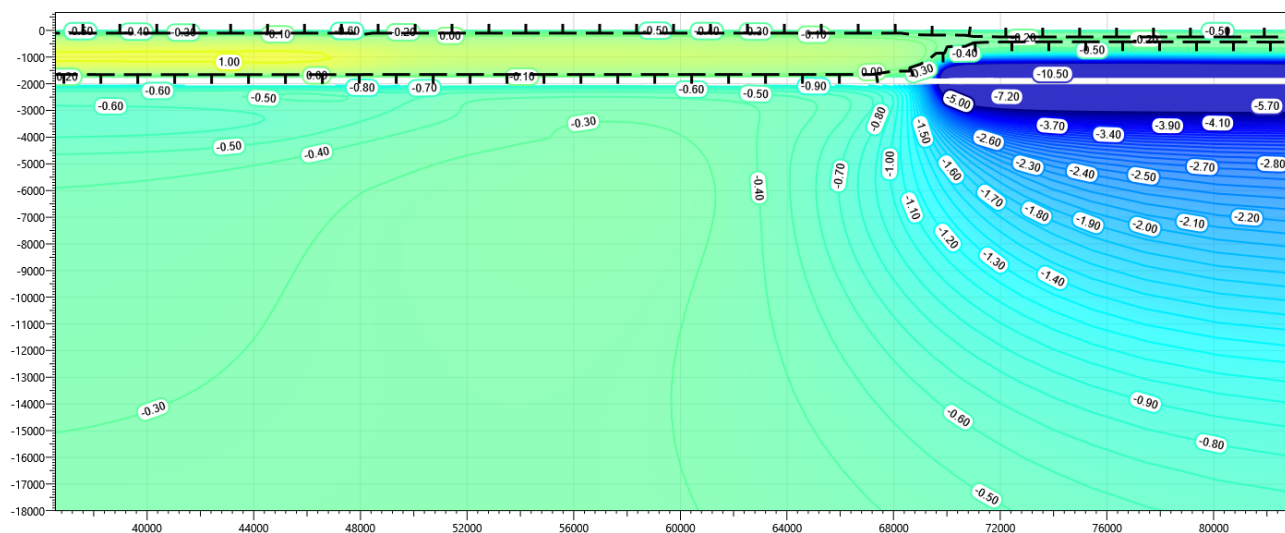


Рисунок В.84 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП4 до точки врезки №1 с теплоизоляцией (ПК0-ПК1). Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

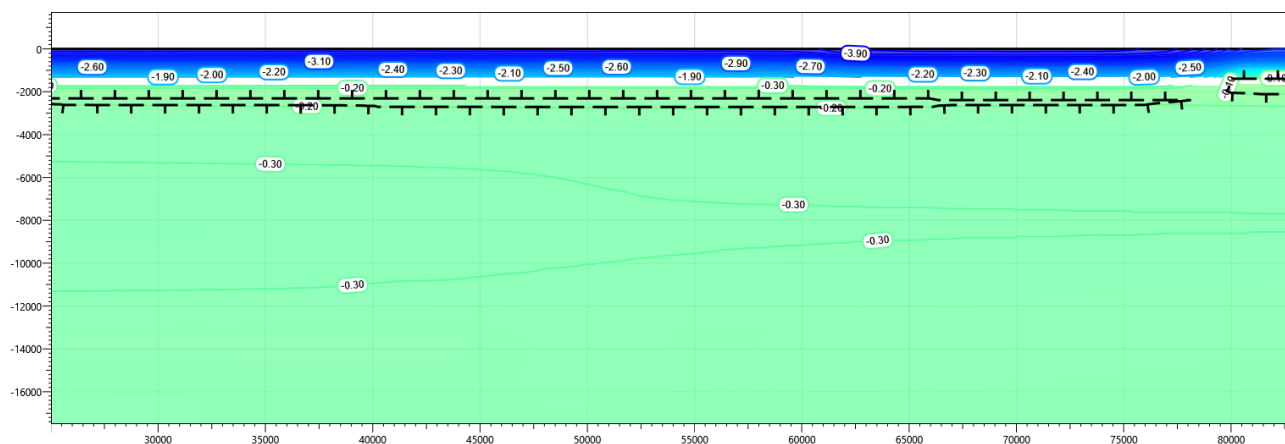


Рисунок В.85 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона первый год эксплуатации.

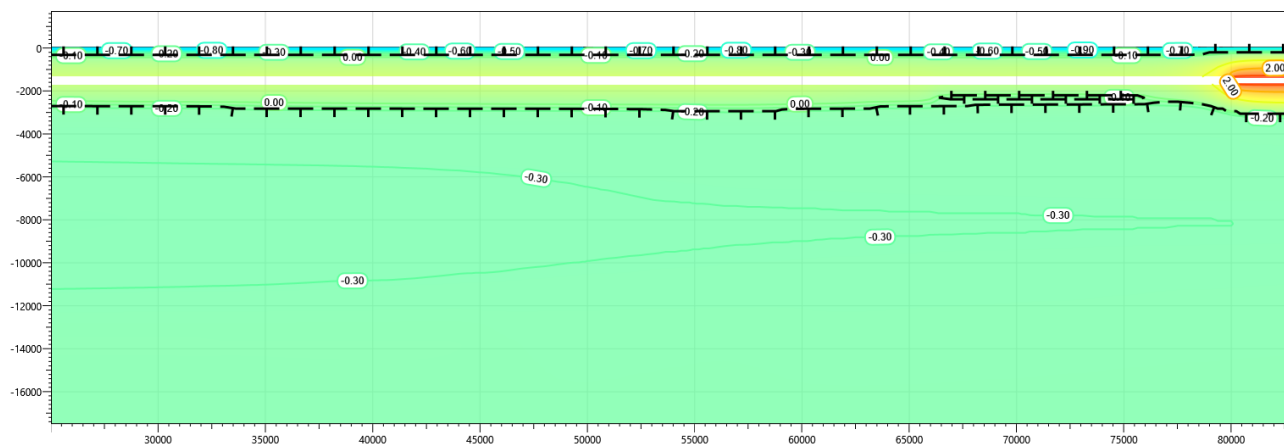


Рисунок В.86 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона первый год эксплуатации.

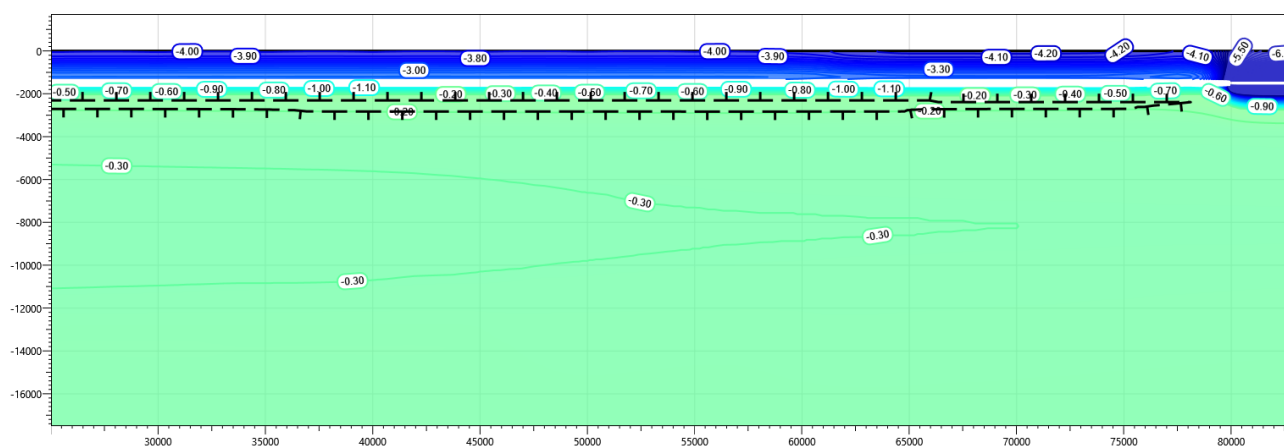


Рисунок В.87 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

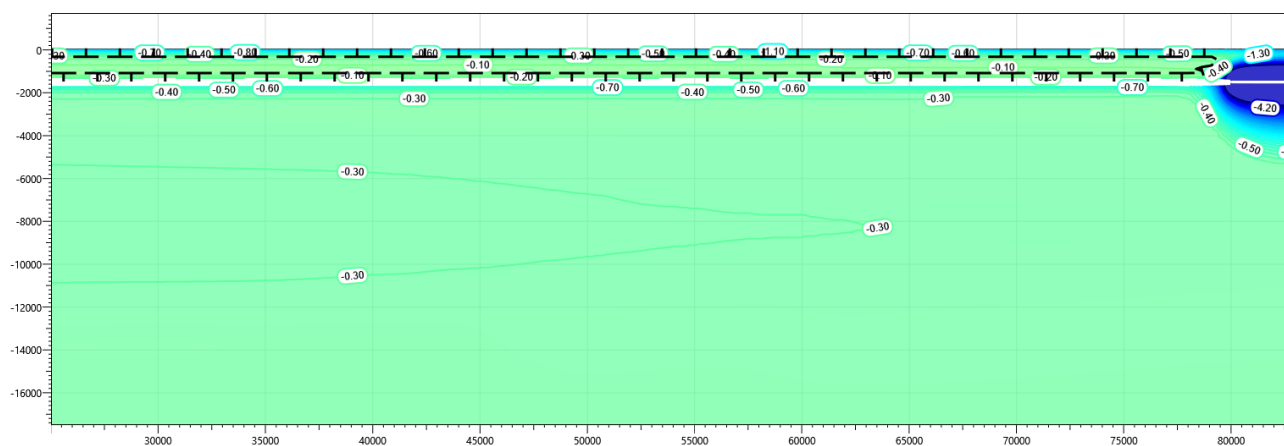


Рисунок В.88 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

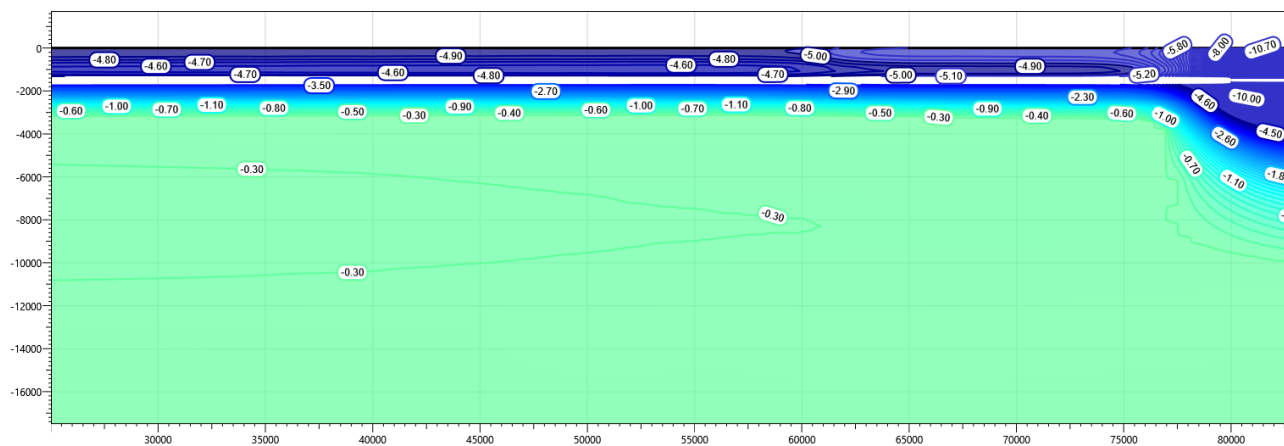


Рисунок В.89 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

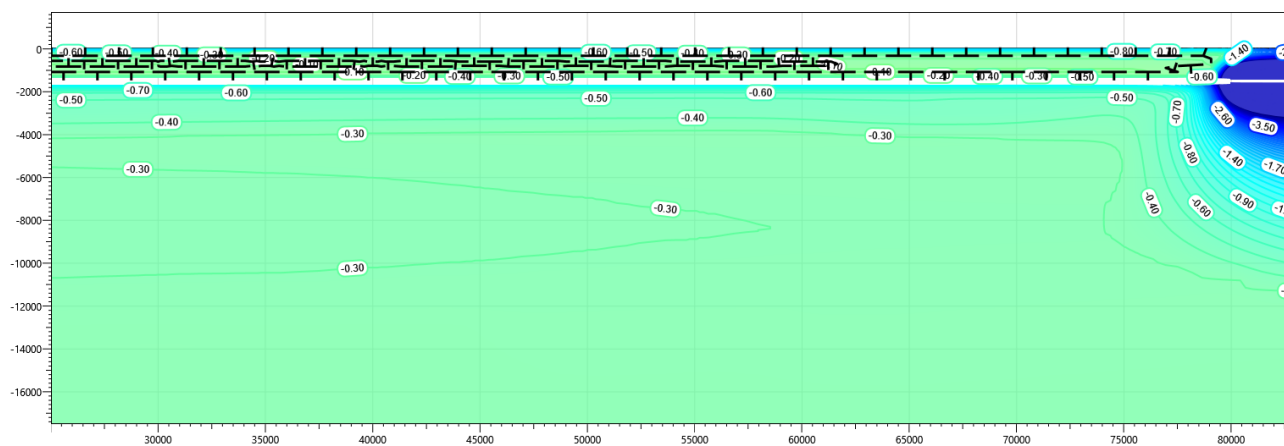


Рисунок В.90 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

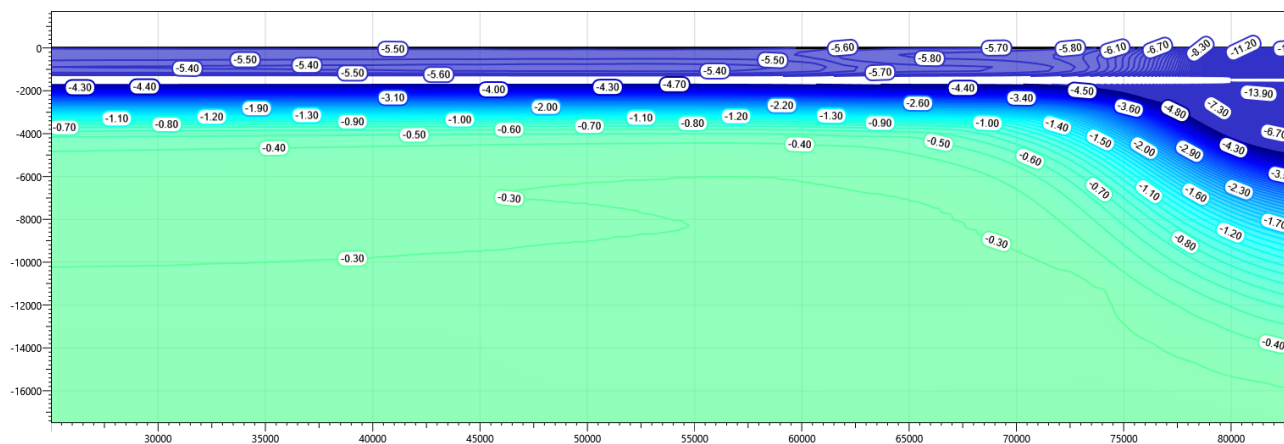


Рисунок В.91 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

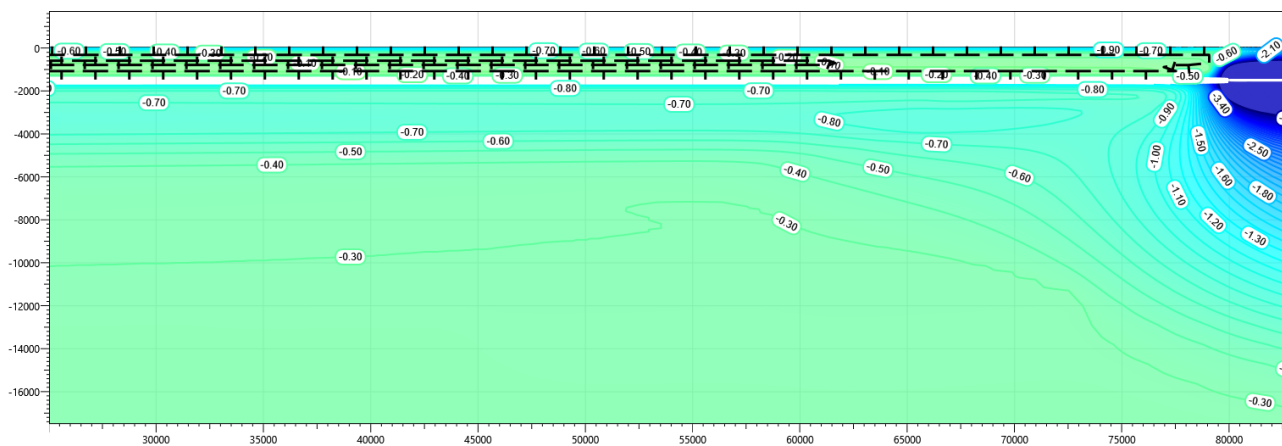


Рисунок В.92 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

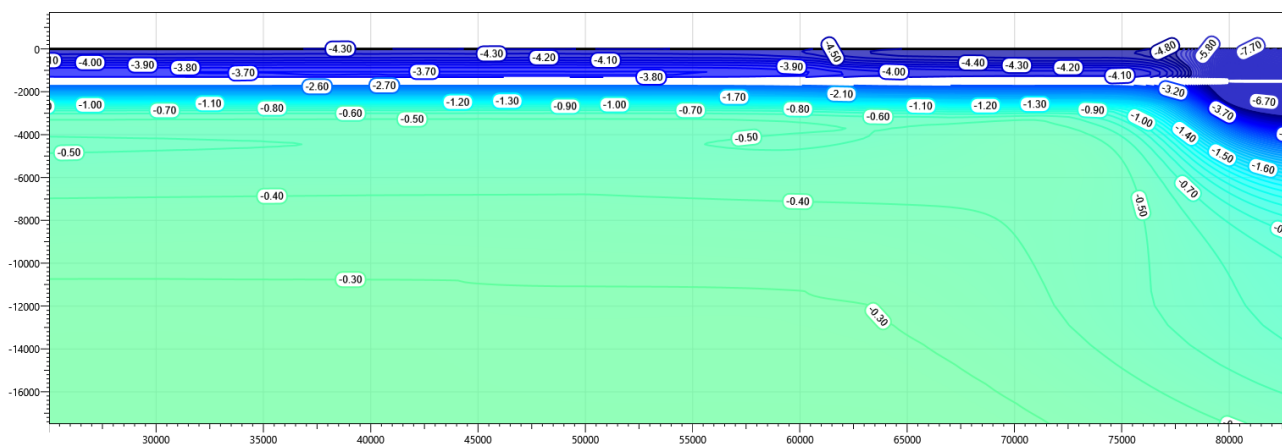


Рисунок В.93 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

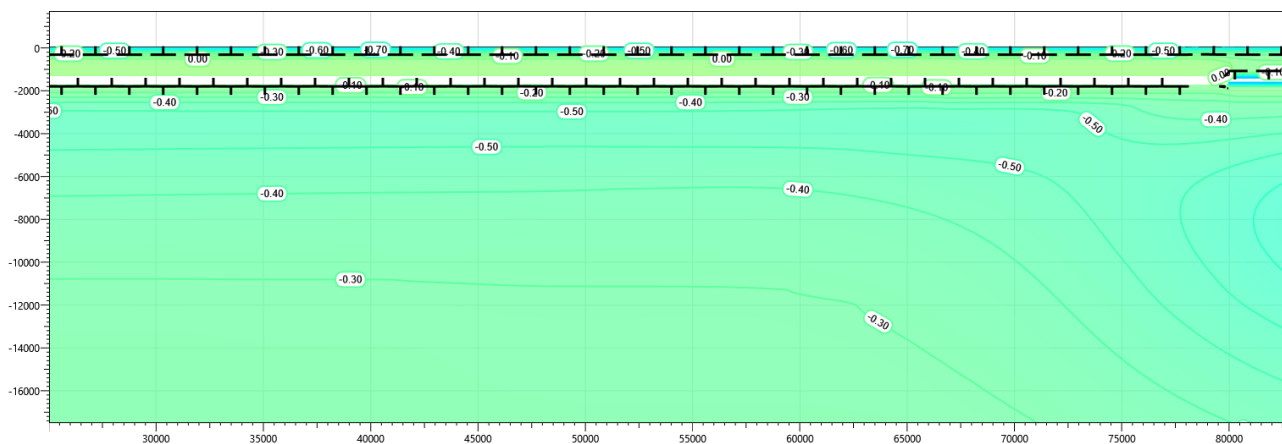


Рисунок В.94 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

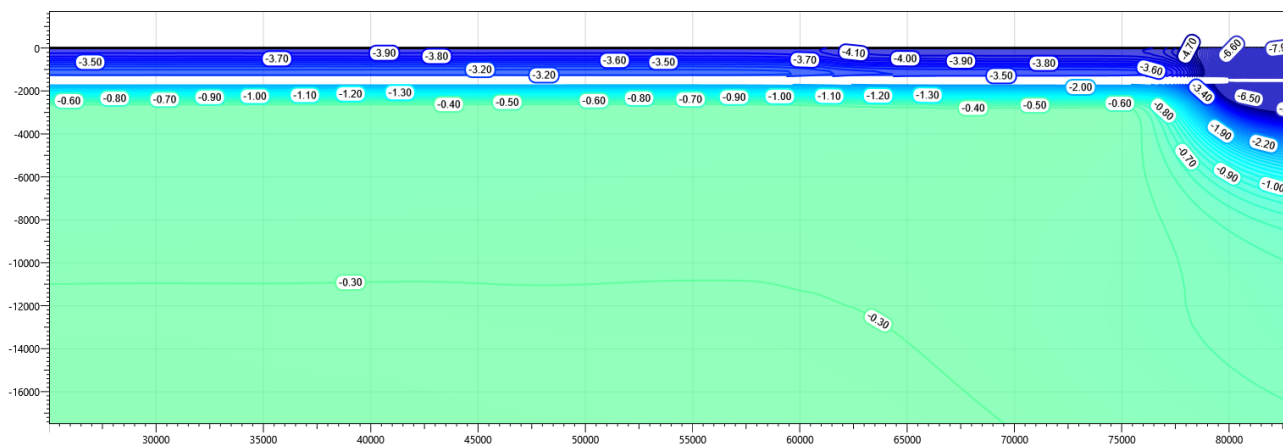


Рисунок В.95 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

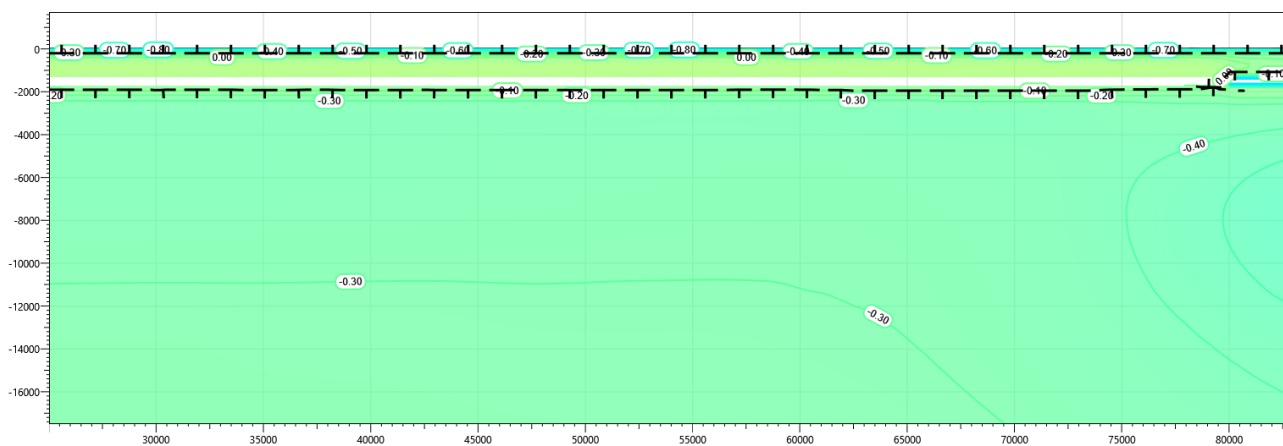


Рисунок В.96 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

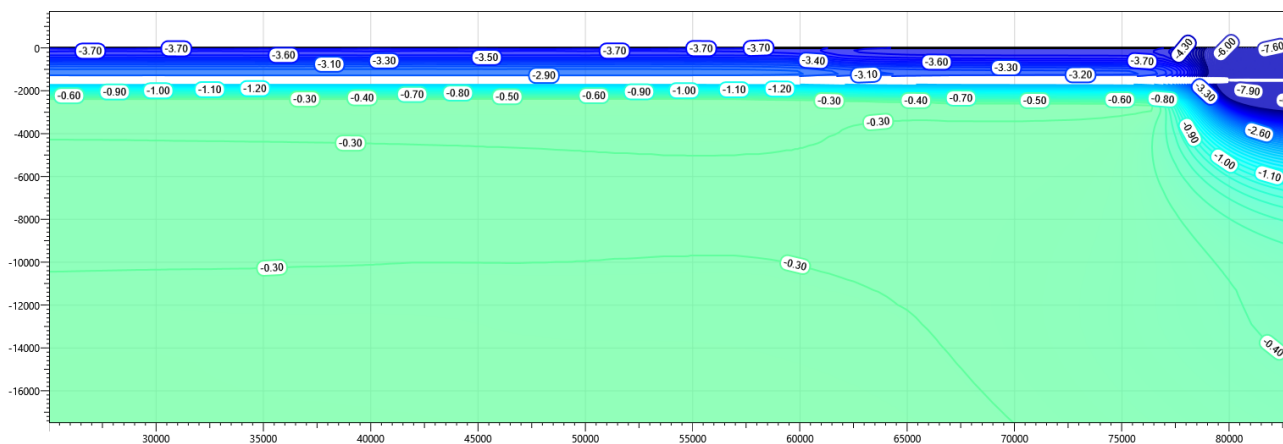


Рисунок В.97 – Температурное распределение в районе участка трубопровода от КП6 до точки врезки №3 с теплоизоляцией (ПК4-ПК5). Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

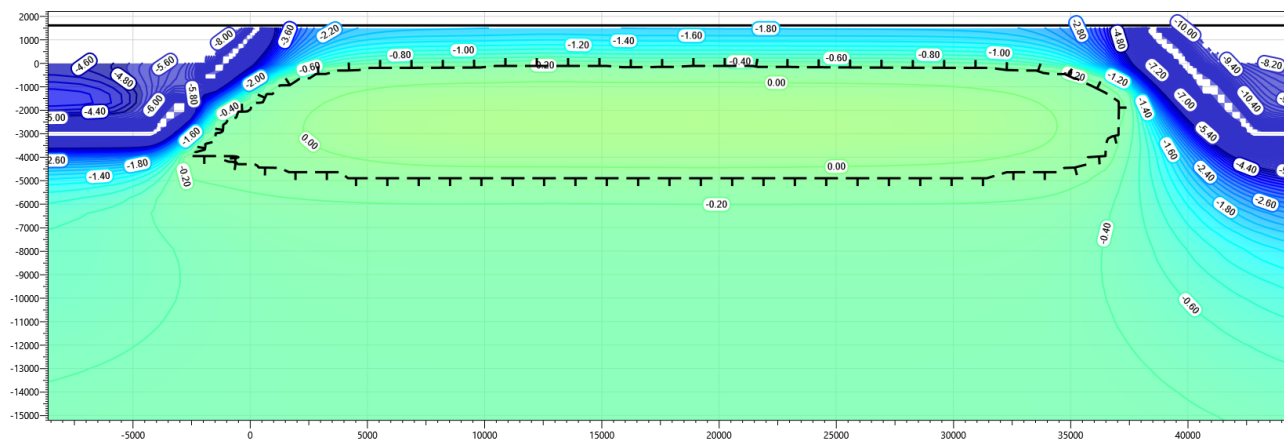


Рисунок В.101 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона второй год эксплуатации.

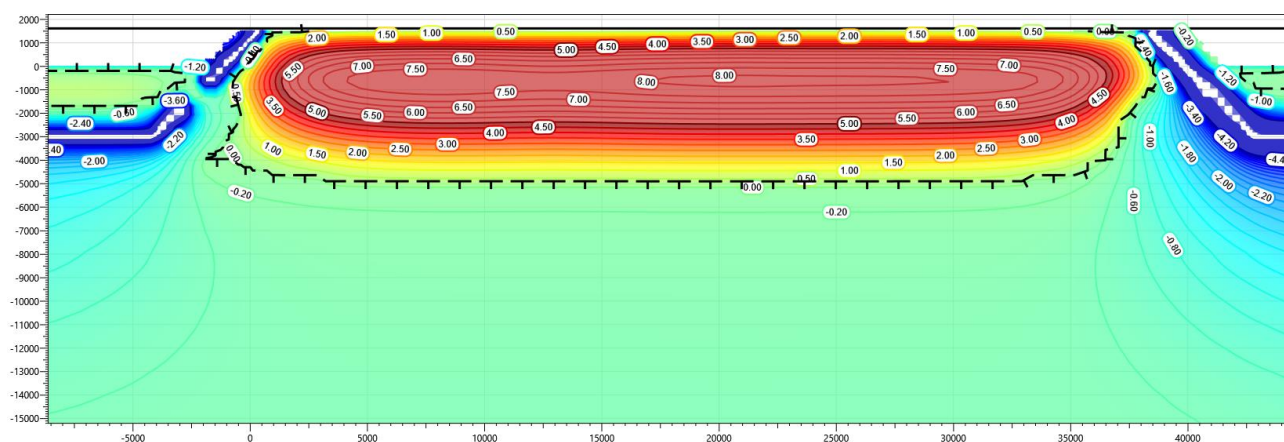


Рисунок В.102 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона второй год эксплуатации.

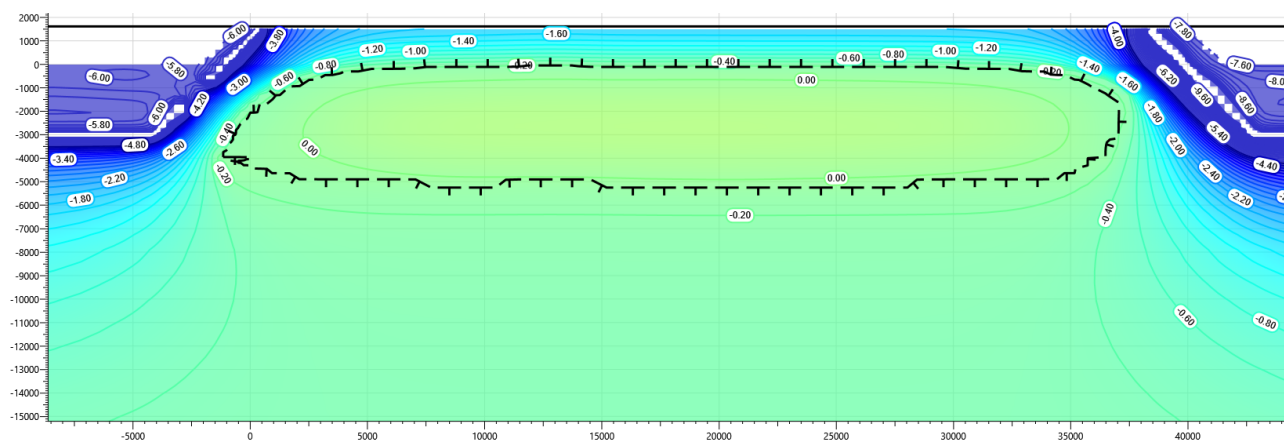


Рисунок В.103 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона третий год эксплуатации.

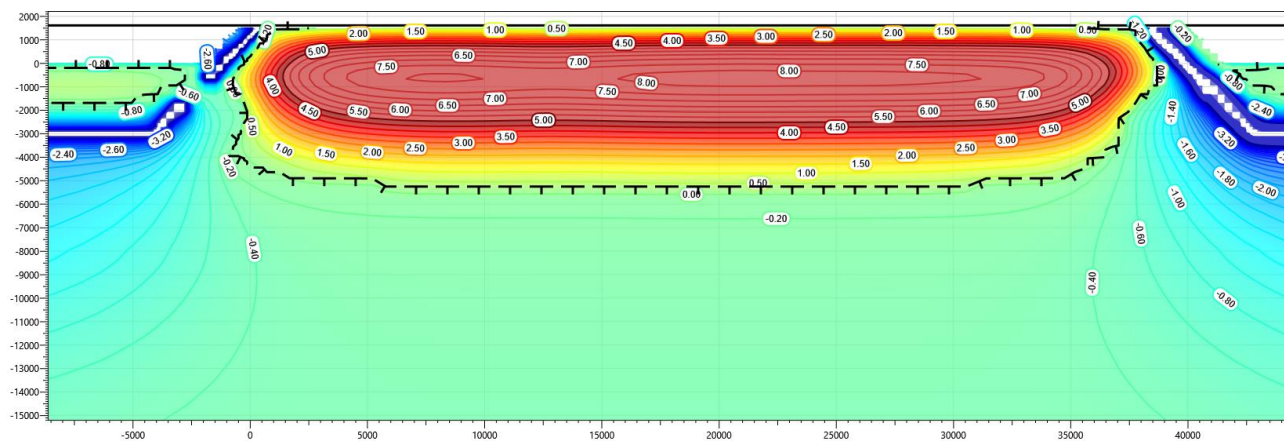


Рисунок В.104 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона третий год эксплуатации.

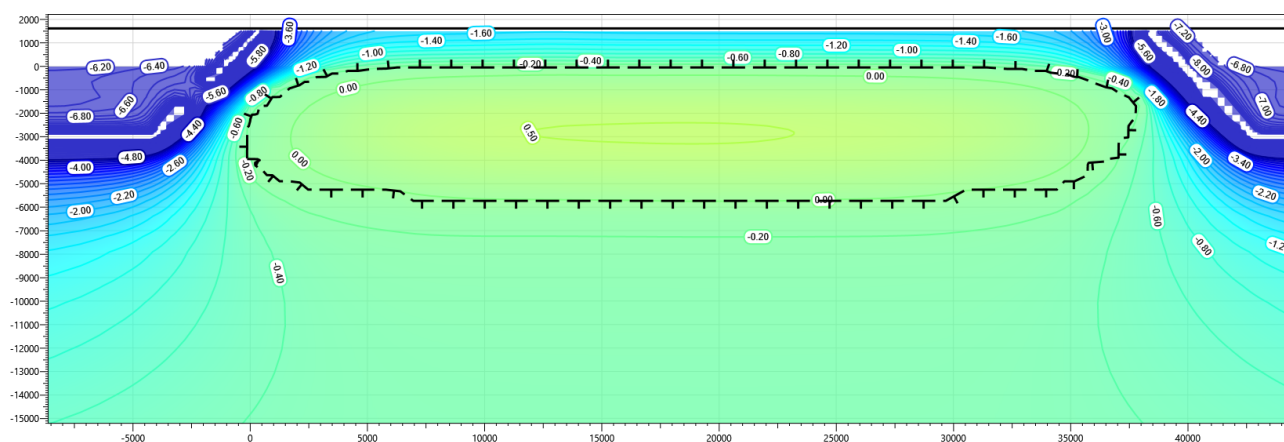


Рисунок В.105 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона пятый год эксплуатации.

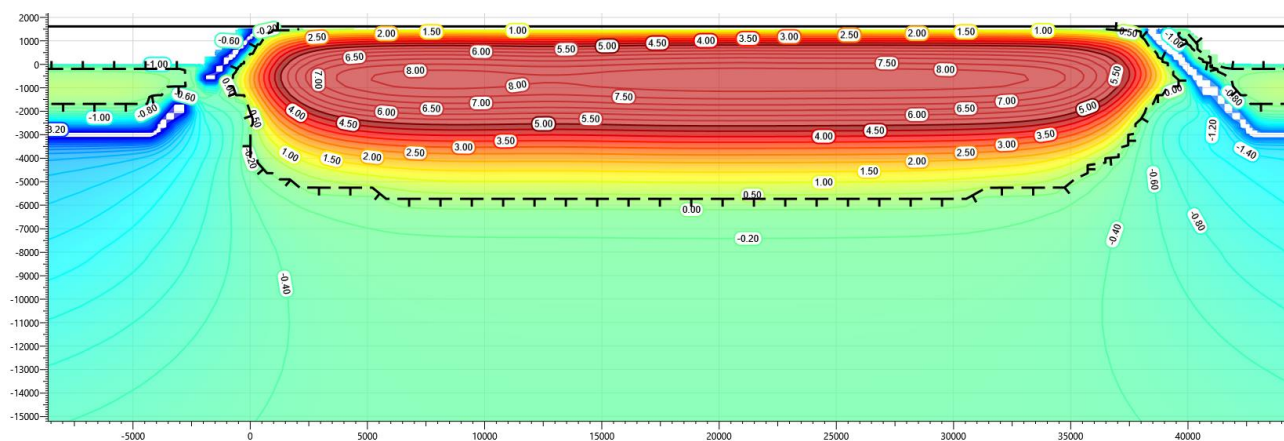


Рисунок В.106 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона пятый год эксплуатации.

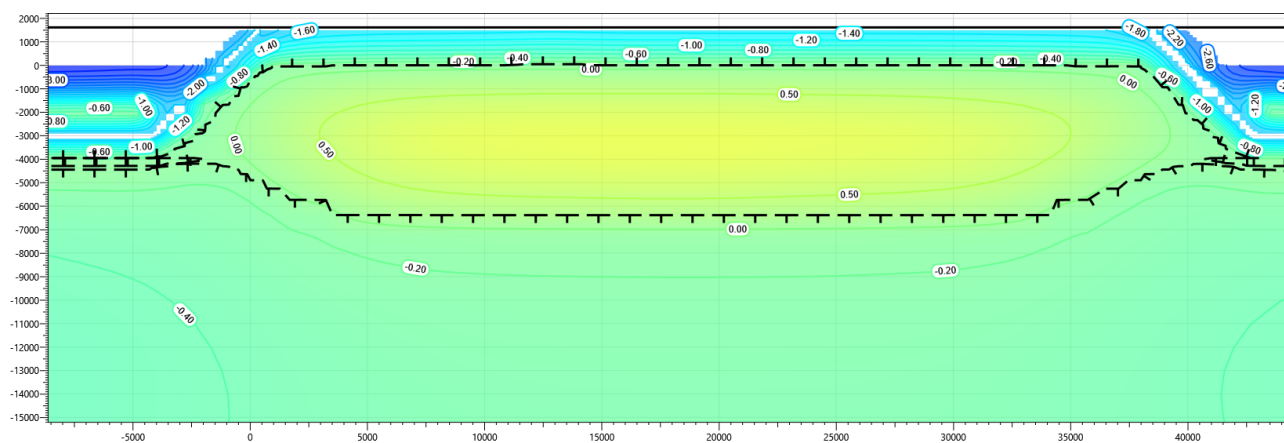


Рисунок В.107 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона десятый год эксплуатации.

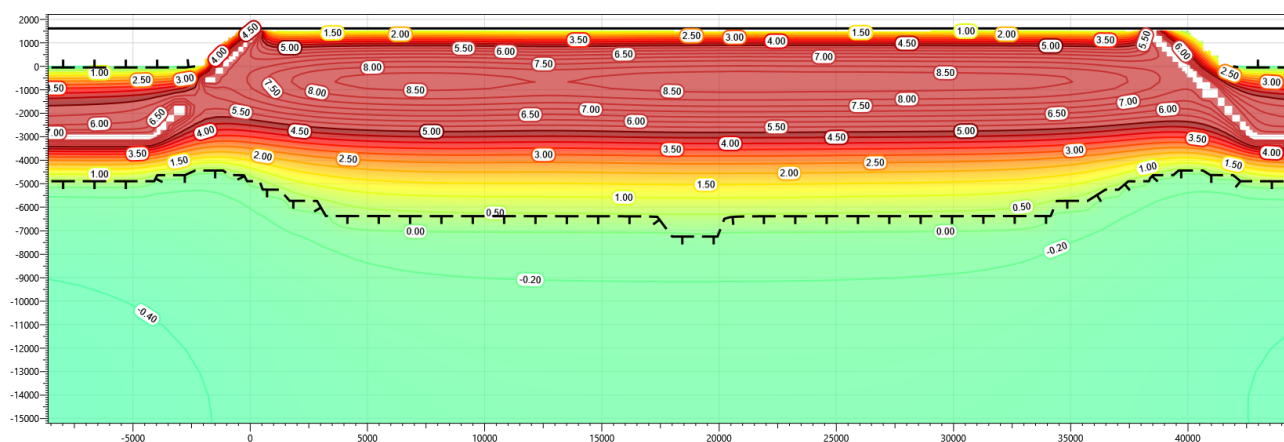


Рисунок В.108 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона десятый год эксплуатации.

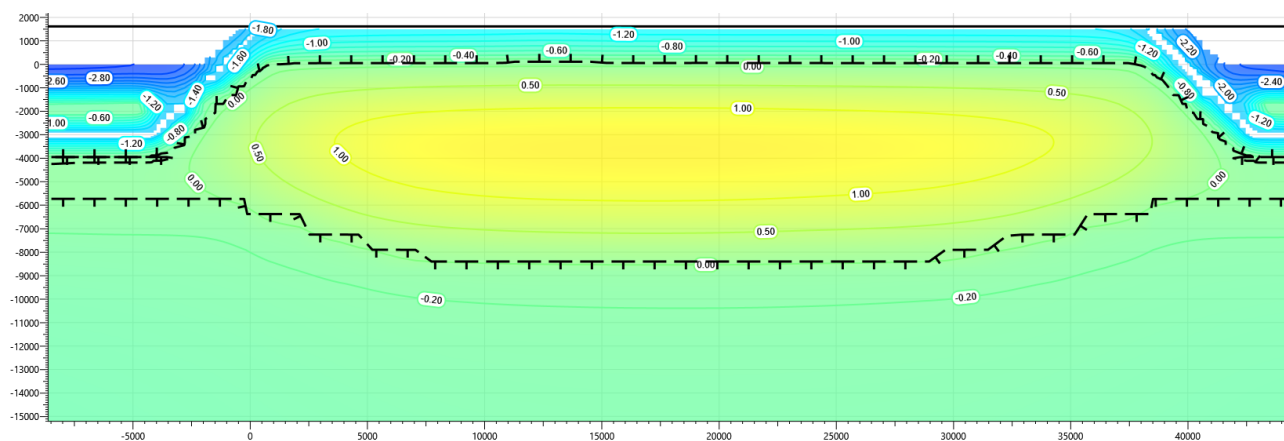


Рисунок В.109 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

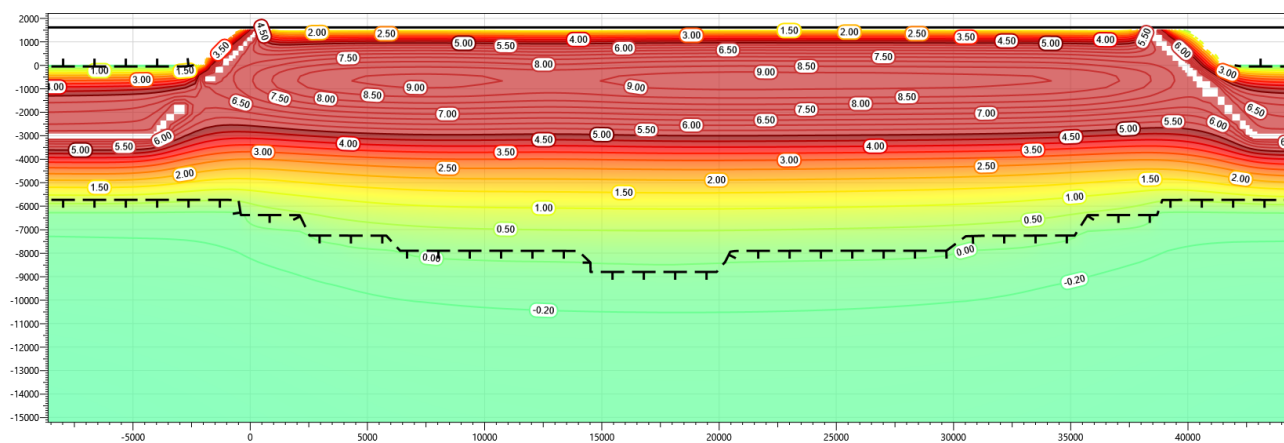


Рисунок В.110 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона пятнадцатый год эксплуатации.

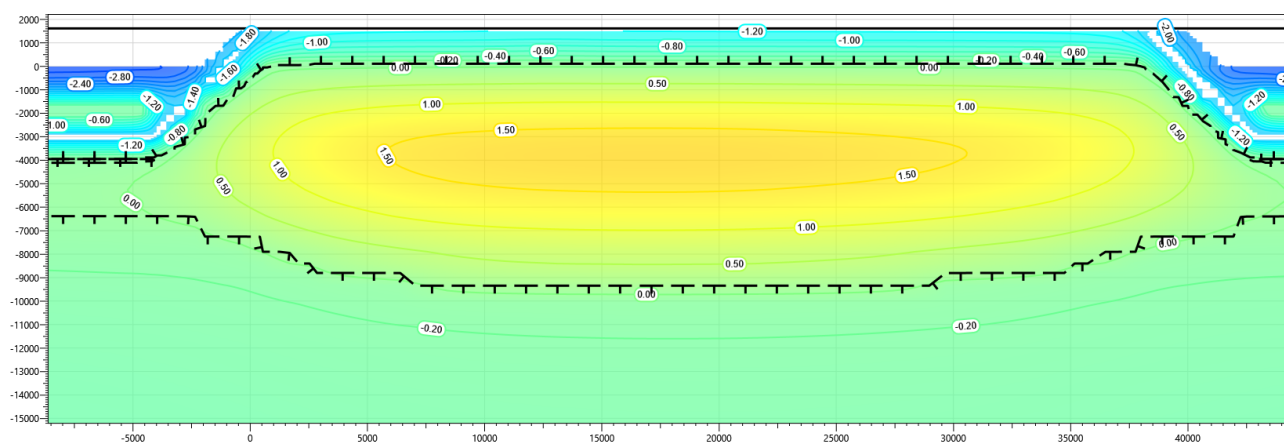


Рисунок В.111 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец зимнего сезона двадцатый год эксплуатации.

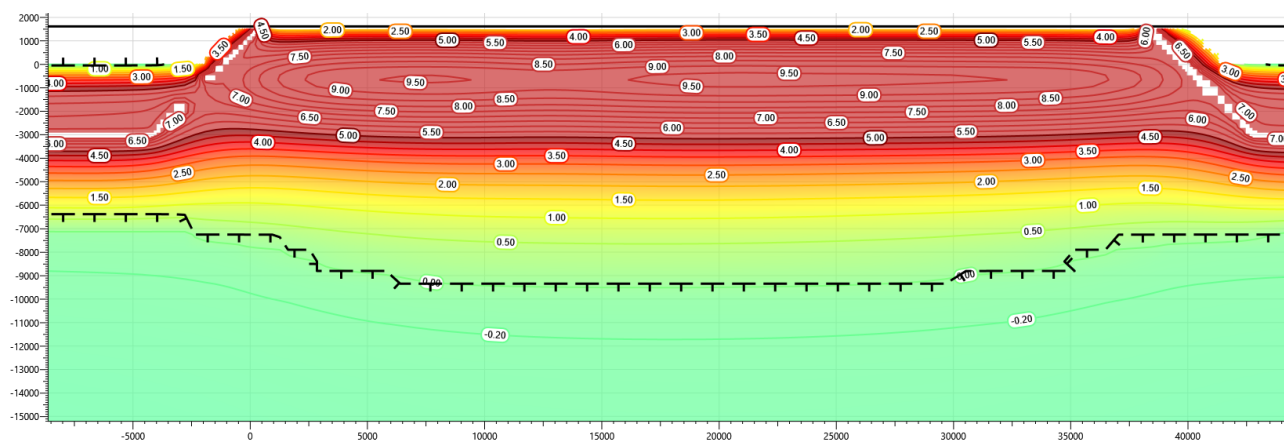


Рисунок В.112 – Температурное распределение в районе совмещенной площадки узлов запуска и приема СОД и УЗА-001 в т.вр.1. Конец летнего сезона двадцатый год эксплуатации.

Приложение Г
Результаты температур продукта

Таблица Г.1 -Температура границы куста3 - т.в.1 ,DN200, L=3407м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
янв.29	3,2	0,1
мар.29	0,8	-2,1
авг.29	-4,8	2,6
мар.30	-15,5	-11,4
авг.30	-10,7	-1,1
ноя.30	-14,8	-9,5
дек.30	-15,3	-10,5
авг.31	-13,9	-2,1
мар.32	-16,0	-11,2
авг.32	-15,3	-1,8
мар.33	-18,1	-11,7
авг.33	-16,0	-1,0
мар.34	-18,6	-10,9
авг.34	-15,7	1,5
мар.35	-18,2	-9,2
авг.35	-14,3	5,4
мар.36	-21,1	-5,4
авг.36	3,6	12,4

Таблица Г.2 -Температура границы куста4 - т.в.1,DN250, L=2046м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
янв.28	-17,2	-15,4
фев.28	-18,5	-18,9
мар.28	-19,1	-19,3
апр.28	-19,5	-19,2
июл.28	-21,2	-18,0
янв.29	-20,4	-18,2
мар.29	-21,3	-18,3
авг.29	-21,6	-13,5
мар.30	-23,6	-18,6
авг.30	-21,4	-11,3
ноя.30	-22,9	-16,3
дек.30	-23,1	-17,2
авг.31	-19,2	-8,8
мар.32	-20,1	-14,2
авг.32	-16,8	-3,6
мар.33	-19,1	-11,2
авг.33	-14,4	2,1
мар.34	-18,2	-8,5
авг.34	-11,7	7,0
мар.35	-17,5	-6,2

Таблица Г.3 -Температура т.в. 1 - к т.в.2, DN250, L=4029м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
янв.28	-15,4	-12,6
фев.28	-18,9	-19,9
мар.28	-19,3	-19,9
апр.28	-19,2	-18,8
июл.28	-18,0	-12,9
янв.29	-10,7	-12,3
мар.29	-11,3	-12,2
авг.29	-6,5	-3,3
мар.30	-15,2	-14,2
авг.30	-6,1	-2,1
ноя.30	-12,7	-11,0
дек.30	-13,7	-12,3
авг.31	-5,3	-1,0
мар.32	-12,5	-11,0
авг.32	-2,5	2,4
мар.33	-11,4	-9,3
авг.33	0,2	5,5
мар.34	-10,1	-7,7
авг.34	3,2	8,3
мар.35	-8,4	-6,0
авг.35	5,4	11,4
мар.36	-5,4	-4,1
авг.36	12,4	13,0

Таблица Г.4 -Температура границы кустаб - т.в. 3,DN250, L=1361м

	Температура, °С	
	в начале	в конце
июл.28	6,0	8,7
янв.29	0,0	-0,5
мар.29	-10,3	-10,6
авг.29	-16,5	-15,3
мар.30	-19,6	-19,7
авг.30	-20,7	-19,1
ноя.30	-22,0	-21,2
дек.30	-22,2	-21,5
авг.31	-21,0	-18,5
мар.32	-21,7	-20,7
авг.32	-20,5	-17,1
мар.33	-20,8	-19,2
авг.33	-18,4	-14,2
мар.34	-18,5	-16,5
авг.34	-15,8	-10,8
мар.35	-17,4	-14,9
авг.35	-15,4	-8,7
мар.36	-18,2	-13,9
авг.36	2,0	6,0