



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»**

**Восточно-Тазовское месторождение.  
Объекты добычи. Лупинг газопровода  
пластового газа от Куста 1 до Куста 3**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 1. Технологические решения**

**Книга 1. Текстовая часть**

**1576-П-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»**

**Восточно-Тазовское месторождение.  
Объекты добычи. Лупинг газопровода  
пластового газа от Куста 1 до Куста 3**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 1. Текстовая часть**

**1576-П-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**

Главный инженер

Главный инженер проекта



*Попов*  
*Брусничкин*


**Н.П. Попов**

**А.А. Брусничкин**







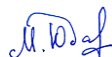




2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
1576-П-ТКР1.1-С	Содержание тома 3.1.1	
1576-П-СП	Состав проектной документации	
1576-П-ТКР1.1	Книга 1. Текстовая часть	
1576-П-ПР-РР01	Расчет температурного режима ММГ на участке ННБ перехода газопровода через автодорогу и коммуникации	

Взам. инв. №												
	Подпись и дата											
<b>1576-П-ТКР1.1-С</b>												
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
	Разраб.		Макарова		<i>[Подпись]</i>	11.12.23						
	Н.контр.		Поликашина		<i>[Подпись]</i>	11.12.23						
Содержание тома 3.1.1						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов										
П		1										
												

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Начальник отдела ТОСиТНиГ		С.А. Силин
Главный специалист		В.И. Липатов
Заведующий группой		А.В. Мазурин
Заведующий группой		Н.С. Маркелова
Ведущий инженер		Е.И. Макарова
Ведущий инженер		Л.В. Шабалкина
Начальник отдела ТОСиТНиГ		М.А. Юдаков
Главный специалист		М.А. Федотенко
Заведующий группой		А.В. Елуферьев
Инженер I категории		Д.В. Щербакова
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина



## СОДЕРЖАНИЕ

1 СБОР И ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА.....	1-1
1.1 Исходные данные.....	1-1
1.2 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА, НА КОТОРОМ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЯ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-1
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-2
1.3.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-3
1.3.2 Специфические грунты.....	1-4
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-4
1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-6
1.6 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-7
1.7 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-8
1.8 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-9
1.8.1 Лупинг газопровода пластового газа.....	1-9
1.8.2 Узлы запорной арматуры.....	1-9
1.8.3 Расстановка знаков.....	1-10
1.8.4 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопровода.....	1-11
1.9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	1-15
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-15
1.11 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-15
1.12 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ».....	1-16
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	1-18
1.14 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ.....	1-20
1.15 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	1-21
1.16 ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ.....	1-23
1.16.1 Переходы трубопроводов через водные преграды.....	1-23
1.16.2 Переходы трубопроводов через существующие коммуникации.....	1-23
1.16.3 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги.....	1-26
1.17 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.....	1-26
1.17.1 Общие положения.....	1-26
1.17.2 Исходные данные.....	1-27
1.17.3 Результаты гидравлического расчета.....	1-44
1.17.4 Выводы по результатам гидравлического расчета.....	1-52
1.18 ТРЕБОВАНИЕ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА.....	1-55
1.18.1 Обоснование потребности в основных видах ресурсов.....	1-57
1.18.2 Описание источников поступления сырья и материалов.....	1-57
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ.....	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Промысловые трубопроводы.....	2-1
2.2.2 Технологические трубопроводы.....	2-1
2.2.3 Аппараты и ёмкости.....	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 Запорная и регулирующая арматура.....	2-3
2.4.4 Металлоконструкции.....	2-4

2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные .....	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки промышленного газопровода.....	2-6
2.5.3 Расчёт толщины стенки технологического газопровода .....	2-7
2.5.4 Расчёт срока службы трубопроводов .....	2-8
2.5.5 Расчет на прочность и устойчивость надземного трубопровода.....	2-8
2.5.6 Проверочный расчет на прочность подземных участков трубопроводов.....	2-10
2.5.7 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.....	2-14
3 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
4 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	4-1
4.1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	4-1
4.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4-1
4.3 СОКРАЩЕНИЯ .....	4-1
4.4 ОБЩИЕ ДАННЫЕ .....	4-1
4.5 КРИТЕРИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ.....	4-2
4.6 ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА .....	4-2
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ.....	Б-1
ПРИЛОЖЕНИЕ В ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА. ....	В-1

# 1 Сбор и транспорт нефти и газа

## 1.1 Исходные данные

Основанием для разработки данного раздела является:

- Задание на проектирование «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3», утвержденное Генеральным директором ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» С.М. Васильевым 23 марта 2023 года;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные АО «Гипровостокнефть» в 2023 году.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов, представленных в приложении А.

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

В административном отношении район изысканий расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. По физико-географическому районированию участок изысканий расположен в лесотундровой равнине широтно-зональной области нижнетазовской провинции.

Ближайшими населенными пунктами являются п. Тибейсале, расположенный в 20 км на юго-запад, п. Газсале в 40 км на запад от участка изысканий. Административный центр Тазовского района – п. Тазовский расположен в 45-55 км северо-западнее проектируемой трассы.

Ближайший действующий аэропорт, способный принимать самолеты разных классов расположен в городе Новый Уренгой, на расстоянии около 195 км юго-западнее. В поселке Тазовский, расположен аэропорт с грунтовой ВПП, основным транспортом являются вертолеты.

Район изысканий относится к заболоченной части Западно - Сибирской равнины и соответствует Пур - Тазовской провинции подзоны северной тайги лесной равнинной зональной области. Проектируемые сооружения расположены в бассейне реки Таз.

Гидрографическая сеть района изысканий представлена крупной рекой Таз, ее притоками, а также большим количеством озер и болот.

В связи с плоским рельефом и малым врезом речных долин сброс поверхностного стока замедлен, а естественный дренаж грунтовых вод незначителен. Это является причиной широкого распространения болот на рассматриваемой территории и значительной массовой заболоченности речных водосборов. На рассматриваемой территории господствуют глеевые и тундровые иллювиально-гумусовые почвы, широко распространены тундрово-болотные почвы, почвы пятен и мерзлотных трещин. Значительно реже, в южной подзоне, на участках, сложенных песками, развиваются маломощные оподзоленные глеевые тундровые почвы. Для болотных массивов типичны болотные и болотно-тундровые почвы.

Среднее значение густоты речной сети для участка изысканий – 0,40 км/км<sup>2</sup>, заболоченность территории около 40%.

В целом для этого района характерен резко континентальный климат с суровой продолжительной зимой и непродолжительным прохладным летом, короткими переходными весенним и осенним сезонами, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Безморозный период очень короткий. Холодное Карское море, являясь источником холода летом и сильных ветров зимой, увеличивает суровость климата. Его влияние проявляется в незначительном понижении летних температур. В холодное время года, при преобладании антициклонической, малооблачной погоды, имеет место сильное выхолаживание материка.

Зона проектирования относится к I району, 1 Г подрайону климатического районирования для строительства согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

Климатическая характеристика принята по ближайшим метеорологическим станциям Тазовское (Хальмер-Седе) и Новый Порт.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 9,3 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января - минус 26,7 °С, а самого жаркого июля - плюс 13,4 °С. Абсолютный минимум температуры (абс. min) приходится на февраль - минус 60 °С, абсолютный максимум - на июнь-июль - плюс 32 °С. Продолжительность безморозного периода 84 дня, устойчивых морозов 206 дней. Дата первого заморозка осенью – 8 сентября, последнего весной - 15 июня. Дата наступления средних суточных температур выше и ниже 0 °С 31 мая и 1 октября соответственно.

Рассматриваемый район относится к зоне избыточного увлажнения. Годовое количество осадков составляет в среднем 394 мм, из них с ноября по март выпадает 109 мм, а с апреля по октябрь – 285 мм. Максимум осадков наблюдается в июле и в августе – 62 мм, минимум в июне – 46 мм. Среднее количество дней с осадками 180. Среднее количество дней с осадками 180.

Средняя дата образования устойчивого снежного покрова 10 октября, а его разрушения - 2 июня. Среднемноголетняя максимальная высота снежного покрова 30 см при плотности 0,26 г/см<sup>3</sup> на открытом пространстве. Среднегодовое число дней с метелями - 83 дня, с туманом - 46 дней.

Режим ветра в течение всего года складывается в зависимости от циркуляционных факторов и местных условий. На направление ветра в отдельных пунктах существенное влияние оказывают местные условия: неровности рельефа, направление долин рек, различные препятствия. Преобладающими направлениями ветров в течение года являются ветры южного и юго-западного направлений. Средняя годовая скорость ветра составляет 6,2 м/с, за январь - 6,9 м/с, за июль - 5,3 м/с.

### **1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта**

Район работ располагается в Тазовской низменности на водосборной площади реки Таз. Поверхность территории представляет собой плоско-всхолмленную равнину с общим, очень небольшим уклоном на север, местами залесенную и значительно заболоченную. Поверхность изобилует озерами, ручьями, болотами. Глубина болот на изысканной территории составляет от 0,5 до 4,7 м. Суходольные участки представлены балками, оврагами, отмечаются в виде грив, островов, а также в виде узких полос вдоль водотоков.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 м в долинах до 40 м на водоразделах. В северной части территории имеются полигональные поверхности.

В геологическом строении территории участка принимают участие верхнечетвертичные и современные аллювиальные и озерно-аллювиальные отложения речной долины, представленные песчаными и глинистыми разностями грунтов.

В междуречье реки Таз и протоки Ванепарод разрез до глубины 2,1-2,5 м представлен суглинками текучепластичными и текучими. В интервале глубин 2,1- 5,0 м вскрыты супеси текучие. Супеси подстилаются песками мелкими средней плотности насыщенными водой.

На суходоле протоки Ванепарод разрез до глубины 3,0-5,0 м представлен песками средней плотности.

Территория Тазовского междуречья представляет собой озерно-аллювиальную равнину, значительно переработанную денудацией. Эрозионное расчленение неглубокое. Глубина вреза речных долин составляет 15-20 м.

В соответствии СП 14.13330.2018 сейсмичность территории (Ямало-Ненецкий автономный округ Тюменской области) по картам А, В, С - 5 баллов.

Категория опасности землетрясения – умеренно опасная.

### 1.3.1 Многолетнемерзлые грунты

В геокриологическом отношении участок изысканий расположен в северной геокриологической зоне, в подзоне сплошного распространения ММП, нарушаемого межмерзлотными таликами и с поверхности гидрогенными таликами, «щелями» и «окнами» несквозных таликов. В пределах участка изысканий установлены подзоны:

- сплошного распространения ММП;
- с заглубленной кровлей ММП;
- межмерзлотных таликов.

По результатам изысканий 2023 г. температура многолетнемерзлых грунтов изменяется от минус 0,5 до минус 1,8 °С. Среднегодовая температура ММП на глубине 10 м изменяется в диапазоне от минус 0,8 до минус 1,7 °С.

Мощность ММП изменяется в пределах от 100 до 400 м. Наименьшие мощности мерзлых толщ приурочены к поймам рек (100-200). Средние годовые температуры мерзлых толщ изменяются от минус 3 до минус 6 °С. Температура в поймах рек выше на 1,0-1,3 °С.

Характер льдистости многолетнемерзлых пород находится в зависимости от основных стратиграфо-генетических комплексов выделенных отложений. Наименьшей льдистостью ( $I_i < 0,2$ ) характеризуется отложения третьей озерно-аллювиальной равнины. Высокая льдистость ( $I_i > 0,2$ , местами  $I_i > 0,4$ ) отмечена в песчаных отложениях первой и второй надпойменных террас и в поймах рек.

В пределах пойм рек и вдоль морских берегов активно развиваются процессы термоэрозии, термокарста и термоабразии, что приводит к разрушению массивов ММП. На заболоченных участках, где формируются торфяные массивы, и на сильно увлажнённых породах лайды и пойм рек интенсивно проявляется процесс морозобойного трещинообразования. На склонах террас, водораздельных равнин и отдельных холмов активны солифлюкционные и нивационные процессы.

Криогенная текстура песчаных пород, в основном, массивная, торфа и глинистых пород – слоисто-сетчатая.

### 1.3.2 Специфические грунты

На основании СП 11-105-97, часть III, к специфическим грунтам разреза следует отнести органические грунты (торф).

В геологическом разрезе торф охарактеризован как ИГЭ-8м.

Торф мёрзлый (ИГЭ-8м) тёмно-коричневый, бурый, сильнольдистый ( $I_{tot}=0,838$  до 0,986 д.е., в среднем 0,902 д.е.).

Согласно ГОСТ 25100-2020 торф (ИГЭ-8м) по степени разложения ( $D_{dp}=28,10-34,10$  %, в среднем 31,87 %) характеризуется как среднеразложившийся.

По степени влажности торф (ИГЭ-8м) водонасыщенный. Влажность суммарная изменяется от 310,00 до 622,00 %, в среднем составляя 471,67 %.

Залегают торф (ИГЭ-8м) в верхней части разреза. На участке изысканий имеет ограниченное распространение. Мощность изменяется от 0,4 м до 1,1 м.

Согласно рекомендаций СП 86.13330-2014 п.8.7.1 и учитывая, что строительство на объекте рекомендуется проводить в зимний период, на болотах первого типа траншеи могут разрабатываться после предварительного промораживания грунта на полосе строительства.

К специфическим особенностям органических грунтов относятся:

- высокая пористость и влажность;
- малая прочность и большая сжимаемость с длительной консолидацией при уплотнении;
- существенное изменение деформационных, прочностных и фильтрационных свойств под воздействием динамических и статических нагрузок.

Эти особенности позволяют считать торфа непригодными для строительства на них различных сооружений.

Мерзлый торф обладает релаксационными свойствами – сжиматься довольно длительное время при приложении нагрузок. В связи с тем, что влажность и льдистость биогенных отложений неоднородна по мощности и простиранию, возможны неравномерные осадки и деформации сооружений.

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

В геолого-литологическом строении участка изысканий до глубины 15,0-17,0 м принимают участие верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложения (IaQIII), представленные суглинками, глинами, супесями и песками, а также современные биогенные отложения (bQIV), представленные торфом.

Грунты на изысканной территории находятся в мерзлом и талом состояниях.

При оттаивании мерзлые глинистые грунты изменяют свое состояние, и консистенция их становится от мягкопластичной до текучей, пески при оттаивании становятся водонасыщенными.

С учетом номенклатуры грунтов, их генезиса, физико-механических свойств (согласно ГОСТ 20522-2012) и в результате анализа пространственной изменчивости литологического строения и характеристик грунтов в пределах изученного разреза выделено 10 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Ниже приводится краткая характеристика грунтов, выделенных ИГЭ.

#### *Талые грунты*

**bQ<sub>IV</sub>** Мохово-растительный слой вскрыт на участках, незатронутых

		строительной деятельностью человека. Мощность мохово-растительного слоя изменяется от 0,1 до 0,2 м.
ИГЭ-3	IaQ <sub>III</sub>	Суглинок коричневый, мягкопластичный, с прослойками песка и супеси до 10-15 см. Вскрывается локально, только в скв. №№38-23, 190Т, 188Т под мохово-растительным слоем. Мощность суглинка изменяется от 1,8 до 2,8 м
ИГЭ-5	IaQ <sub>III</sub>	Супесь серая, текучая, с прослоями суглинка и песка. Вскрывается локально, только в скв. №№24-23, 33-23 на переходе через р.Яратотанне и ручей, в скв. №49-23 на ПК18+21,1-ПК19+16,3. Мощность супеси изменяется от 0,7 до 4,6 м
ИГЭ-7	IaQ <sub>III</sub>	Песок мелкий, серый, водонасыщенный, средней плотности, глинистый, с прослоями супеси. заиленный. Вскрывается локально, только в скв. №49-23 под супесью (ИГЭ-5) с глубины 4,8 м. Мощность песка составляет от 2,7 до 10,2 м

### *Мёрзлые грунты*

ИГЭ-2м	IaQ <sub>III</sub>	Суглинок песчанистый, легкий, слабльдистый ( $I_i=0,131$ д.ед.), пластичномерзлый, криотекстура массивная, с прослоями песка, в талом состоянии текучий. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Вскрывается суглинок с глубины от 0,1 до 13,8 м, мощностью от 0,4 до 13,1 м
ИГЭ-3м	IaQ <sub>III</sub>	Супесь песчанистая, слабльдистая ( $I_i=0,085$ д.ед.), твердомерзлая, криотекстура массивная, с прослоями песка, в талом состоянии текучая. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Вскрывается супесь с глубины 0,1-13,9 м, мощностью от 1,1 до 9,7 м
ИГЭ-4м	IaQ <sub>III</sub>	Глина песчанистая, легкая, слабльдистая ( $I_i=0,071$ д.ед.), пластичномерзлая, криотекстура массивная, слоистая, с прослоями песка, в талом состоянии тугопластичная. Имеет ограниченное распространение на участке изысканий. Вскрывается глина с глубины 0,1-12,0 м мощностью от 2,0 до 12,0 м
ИГЭ-5м	IaQ <sub>III</sub>	Глина песчанистая, легкая, слабльдистая ( $I_i=0,111$ д.ед.), пластичномерзлая, криотекстура массивная, слоистая, с включением гравия и гальки до 10 %, с прослоями песка, в талом состоянии мягкопластичная. Имеет ограниченное распространение на участке изысканий. Вскрывается в интервале глубин 0,1-12,6 м мощностью от 3,4 до 5,7 м
ИГЭ-6м	IaQ <sub>III</sub>	Песок пылеватый, льдистый ( $I_{tot}=0,419$ д.ед.), твердомерзлый, криотекстура массивная, глинистый, с прослоями супеси и суглинка, в талом состоянии средней плотности, насыщенный водой. Имеет ограниченное распространение на участке изысканий. Вскрывается с глубины 3,4-12,8 м мощностью от 1,7 до 11,7 м
ИГЭ-7м	IaQ <sub>III</sub>	Песок мелкий, льдистый ( $I_{tot}=0,403$ д.ед.), твердомерзлый, криотекстура массивная, глинистый, с прослоями супеси и суглинка, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Вскрывается с глубины 2,6-10,2 м мощностью от 2,5 до 14,3 м
ИГЭ-8м	bQ <sub>IV</sub>	Торф темно-коричневый, среднеразложившийся, мерзлый, сильнольдистый, криотекстура массивная. При оттаивании водонасыщенный. На участке изысканий вскрывается локально. Мощность торфа изменяется от 0,4 до 1,1 м.

Естественным основанием и вмещающими грунтами сооружений на участке изысканий будут служить вышеописанные грунты: глины (ИГЭ-4м, ИГЭ-5м), суглинки (ИГЭ-2м, ИГЭ-3), супеси (ИГЭ-3м, ИГЭ-5), пески (ИГЭ-6м, ИГЭ-7м, ИГЭ-7).

Торф (ИГЭ-8м) относится к специфическим грунтам. К специфическим особенностям торфов следует относить:

- малую прочность и большую сжимаемость с длительной консолидацией при уплотнении;
- существенное изменение деформационных и прочностных свойств при нарушении их естественного сложения, а также под воздействием динамических и статических нагрузок;
- анизотропию прочностных и деформационных характеристик.

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

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория находится в северной части Западно - Сибирского артезианского бассейна. Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия проектируемых сооружений.

В пределах изысканного участка выделяются воды деятельного слоя (надмерзлотные воды) и воды сквозных таликов.

На период проведения изысканий (июль-август 2023 г) уровень подземных вод деятельного слоя (надмерзлотные воды) приурочены к деятельному слою.

Формируются с началом сезонного оттаивания грунтов, в период зимнего промерзания сфера циркуляции надмерзлотных вод сокращается, в январе - феврале они перемерзают. Питание происходит за счет атмосферных осадков и протаивания деятельного слоя. Нижним водоупором является верхняя граница многолетнемерзлых грунтов. Разгрузка вод происходит в ложбины, овраги, ручьи, реки, озера.

Как правило, имеют статический уровень, но в ходе промерзания СТС могут приобретать слабый напор. Водообильность и водоотдача водовмещающих надмерзлотные воды грунтов невысокая. В пониженных участках рельефа отложения СТС уже с поверхности могут быть водонасыщенными. На возвышенных, сложенных отложениями с высокими фильтрационными свойствами, воды СТС (деятельного слоя) отсутствуют.

На территории изысканий надмерзлотные воды деятельного слоя (надмерзлотные грунтовые воды слоя СТС) встречены локально, зона залегания водовмещающих пород редко превышает 2,9 м. Приурочены к озерно-аллювиальным суглинкам и супесям. Воды безнапорные.

На период проведения изысканий (май - июнь 2023 г) уровень подземных вод деятельного слоя (надмерзлотные воды) вскрыт на участке ПК46+67,9-ПК51+62,4, в скважинах №№ 38-23, 190Т, 188Т на глубине 1,2-2,4 м (13,27-14,11 м в абсолютных отметках), установился на глубине от 1,2 до 2,0 м (13,65-14,11 м в абсолютных отметках).

Прогнозный уровень данного горизонта вод с учётом естественной амплитуды колебаний рекомендуется принять на дневной поверхности, что соответствует глубине 0,0 м.

По химическому составу воды гидрокарбонатные натриево-магниевые и хлоридно-гидрокарбонатные магниевые, весьма пресные, умеренно жёсткие и жесткие (жёсткость карбонатная), с минерализацией от 443,43 до 459,80 мг/л.



Согласно СП 28.13330.2017, подземные воды слабоагрессивны по pH и неагрессивны по другим компонентам к бетону марки W4 по водонепроницаемости.

Согласно СП 28.13330.2017, подземные воды неагрессивны к арматуре железобетонных конструкций воды при постоянном погружении и периодическом смачивании.

Подземные воды среднеагрессивные к металлическим конструкциям.

На период проведения изысканий (июль-август 2023г.) уровень подземных вод сквозных таликов вскрыт на участке ПК18+21,1-ПК19+16,3, в скважине №49-23 на глубине 0,0 м (6,12 м в абсолютных отметках).

Питание вод происходит за счет паводковой воды и инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка вод происходит в ложбины, овраги, ручьи, реки, озера.

Водовмещающими породами являются озерно-аллювиальные супеси с прослоями песка и пески мелкие.

Минерализация вод 241,93 мг/л, по химическому составу сульфатно-гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, весьма пресные, мягкие (жёсткость карбонатная).

Согласно СП 28.13330.2017, подземные воды неагрессивны по всем компонентам к бетону марки W4 по водонепроницаемости.

Согласно СП 28.13330.2017, подземные воды неагрессивны к арматуре железобетонных конструкций воды при постоянном погружении и периодическом смачивании.

Подземные воды среднеагрессивные к металлическим конструкциям.

Основными факторами подтопления являются: при строительстве - изменение условий поверхностного стока при вертикальной планировке, естественных дренажей, производстве земляных работ, длительный разрыв между выполнением земляных работ и строительными работами (закладкой фундаментов, прокладкой коммуникаций и т.п.); при эксплуатации - инфильтрация утечек производственных вод (носящих, как правило, случайный характер), уменьшение испарения под зданиями и сооружениями и покрытиями, полив зеленых насаждений, инфильтрация вод поверхностного стока, нарушение условий подземного стока.

В соответствии с таблицей «И» СП 11-105-97 часть II по наличию процесса подтопления территория прохождения трассы газопровода является подтопленной в естественных условиях и подразделяется на:

- участок трассы (ПК18+21,1-ПК19+16,3; ПК46+67,9-ПК51+62,4) - постоянно подтопленный (тип I-A-1);
- участок трассы (ПК0-ПК18+21,1; ПК19+16,3-ПК46+67,9; ПК51+62,4-ПК107+91,3) - сезонно (ежегодно) подтапливаемый (тип I-A-2).

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

В данном проекте предусматриваются промышленные трубопроводы надземной прокладки. Подземная прокладка предусмотрена на участках перехода газопровода пластового газа через существующие коммуникации.

Проектируемые газопроводы рассчитаны на давление 16,0 МПа.

Категория перекачиваемого продукта для газопроводов – 4.

В соответствии с определением таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014, категория трубопроводов принята В, на пересечениях с существующими коммуникациями.

В соответствии с требованиями п. 7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, все проектируемые газопроводы относятся к III классу, категории С.

### **1.7 Сведения о проектной мощности линейного объекта**

Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3, включает в себя строительство газопровода пластового газа с сооружениями, обеспечивающими ввод в эксплуатацию объекта.

Схема принципиальная технологическая по системе сбора продукции скважин представлена на чертеже 1576-П-СНГ-0001.

Расчетное давление газопроводов составляет 16,0 МПа. Номинальный диаметр газопровода пластового газа от точки врезки N4 до точки врезки N6 составляет DN200. Номинальный диаметр газопровода пластового газа от точки врезки N6 до точки врезки N5 составляет DN250.

В местах врезок газопроводов в трубопроводы от существующих кустовых площадок и одиночной скважины 671Ю Восточно-Газовского газоконденсатного месторождения, предусматриваются узлы запорной арматуры.

Прокладка проектируемых газопроводов надземная – на опорах. На участках перехода газопровода через существующие коммуникации выполнена подземная прокладка в футляре.

Для сохранения температуры промышленных и технологических трубопроводов предусматривается теплоизоляция скорлупами из пенополиуретана, толщиной 50 мм в защитной оболочке из оцинкованной стали.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности подземных промышленных трубопроводов с теплоизоляцией предусмотрены двухкомпонентные эпоксидные покрытия по ТУ 2312-003-74820144-2015 – два слоя толщиной по 125 мкм.

Материальное исполнение промышленных трубопроводов приведено в разделе 2.

Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования приведена в разделе 3.

Режим работы проектируемых сооружений – непрерывный, расчетное время работы 365 сут/год.

Расчетный срок эксплуатации трубопровода составляет 20 лет. При этом возможно последующее продление срока эксплуатации трубопровода при соответствующем обосновании.

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- надежность эксплуатации технологических и промышленных трубопроводов;
- полную герметизацию процессов сбора и транспортирования продукции скважин;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

В проекте присутствуют опасные участки: переходы через автодороги, водные преграды, существующие подземные коммуникации, участки прокладываемые в зонах распространения ММГ.

Согласно п.19 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» в проекте предусмотрены специальные меры безопасности:

- применение защитных футляров;

- установка запорной арматуры с дистанционным управлением на участках перехода трубопровода через водные преграды;
- 100% контроль сварных швов;
- проведение испытаний, количество этапов которых по участкам описано в п. 1.8.4.

Указанные выше специальные меры безопасности позволяют снизить риск аварий на этих опасных участках.

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемых трубопроводов системы сбора предусмотрены узлы запорной арматуры. Подробная информация об узлах запорной арматуры приведена в разделе 1.8.2.

На участках перехода трубопроводов от подземной к надземной прокладке предусмотрены постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м и установлены регулируемые опоры в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014. Подземные участки трассы:

- переход через коммуникации методом ННБ, согласно выданным Техническим условиям на пересечение, представленным в приложении Г тома 1;
- переход через ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская, согласно выданным Техническим условиям на пересечение, представленным в приложении Г тома 1.

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

### **1.8.1 Лупинг газопровода пластового газа**

Лупинг газопровода пластового газа предназначен для транспорта газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения от точки врезки N4 куста скважин 1 до точки врезки N5 куста скважин 3.

Началом лупинга газопровода пластового газа является точка врезки в газосборный трубопровод от кустовой площадки №1 (точка врезки N4), конечной точкой является точка врезки в газосборный трубопровод от кустовой площадки №3 (точка врезки N5).

Номинальный диаметр газопровода пластового газа от точки врезки N4 до точки врезки N6 составляет DN200. Номинальный диаметр газопровода пластового газа от точки врезки N6 до точки врезки N5 составляет DN250.

Расчетное давление газопровода пластового газа принято 16,0 МПа. Гидравлический расчет газопровода пластового газа представлен в п. 1.16 настоящего раздела.

В соответствии с требованиями п. 7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый газопровод пластового газа относится к III классу, категории С.

Для проектируемого газопровода пластового газа принят радиус изгиба отводов 5DN.

### **1.8.2 Узлы запорной арматуры**

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемого трубопровода предусмотрены узлы и площадки запорной арматуры, которые устанавливаются на переходах через водные преграды и в местах врезок в трубопроводы от существующих кустовых площадок и одиночной скважины 671Ю Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения.

Все узлы и площадки запорной арматуры, размещаемые по трассе проектируемого трубопровода, предусматриваются с ограждением высотой 2,2 м. В ограждениях площадок предусматриваются ворота с калиткой.

Вся применяемая запорная арматура обеспечивает герметичность затвора по классу А в соответствии с ГОСТ Р 54808-2011.

В качестве запорной арматуры применяются шаровые краны с ручным и электрическим приводом. Краны с электроприводом управляются дистанционно и автоматически и обеспечивают автоматическое отключение трубопровода в случае возникновения аварийных ситуаций на технологических площадках. Время закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 120 с.

Для контроля давления до и после запорной арматуры предусмотрены приборы КИПиА. На узлах запорной арматуры с электрическим приводом устанавливаются манометры, датчики давления и термометры. На узлах запорной арматуры с ручным приводом устанавливаются манометры.

Схема принципиальная технологическая отключающей арматуры на трубопроводе системы сбора представлена на чертеже 1576-П-СНГ-0002.

Запорная арматура с электроприводом поставляется в соответствии с требованиями опросного листа 1576-П-ТХ-ОЛ14.

Запорная арматура с ручным приводом поставляется в соответствии с требованиями опросных листов 1576-П-ТХ-ОЛ02, 1576-П-ТХ-ОЛ09, 1576-П-ТХ-ОЛ10, 1576-П-ТХ-ОЛ15.

Планы площадок запорной арматуры представлены на чертежах 1576-П-СНГ-0005, 1576-П-СНГ-0006.

Планы узлов запорной арматуры представлены на чертежах 1576-П-СНГ-0003, 1576-П-СНГ-0004, 1576-П-СНГ-0011.

### 1.8.3 Расстановка знаков

Трассы проектируемого трубопровода обозначаются километровыми и опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,8 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 1000 м, на углах поворота и на пересечениях с существующими коммуникациями. Знаки устанавливаются на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны по ходу продукта

По трассе проектируемого трубопровода устанавливаются километровые и опознавательные знаки в соответствии с требованиями Постановления №9 «Правила охраны магистральных трубопроводов»:

На автодорогах, на расстоянии 100 м от оси перехода с каждой стороны устанавливаются предупредительный знак и знак «Остановка запрещена». Вдоль оси трассы трубопровода (на расстоянии 1 м от нее) с каждой стороны от перехода устанавливаются знаки закрепления трассы, на которых указано:

- наименования трубопровода;
- диаметра трубопровода;
- транспортируемой среды;
- рабочего давления трубопровода;
- глубины залегания трубопровода;
- наименования и контактной информации эксплуатирующей организации.

При пересечении проектируемого трубопровода с коммуникациями также устанавливаются опознавательные-предупредительные знаки.

Охранная зона трубопроводов составляет по 25 м в каждую сторону от оси трубопровода.

#### **1.8.4 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений трубопровода**

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промышленных трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные».

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

В соответствии с п. 13.1.13 ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы с номинальным давлением свыше 10 МПа испытываются гидравлическим способом.

Величины давлений, продолжительность испытаний технологических трубопроводов на прочность, плотность, проверка их на герметичность и объем контроля сварных стыков приведены в таблице 1.2.

В соответствии с п. 13.1 ГОСТ Р 55990-2014 испытания промышленных трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа на прочность и герметичность производится гидравлическим способом.

Величины давлений, продолжительность испытаний промышленных трубопроводов на прочность и герметичность и объем контроля сварных стыков приведены в таблице 1.3.

Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов представлены в таблице 1.1. Перед началом испытаний данные зоны необходимо обозначить знаками.

Таблица 1.1- Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100-300	100	900

Проверку на герметичность участка или трубопроводов в целом 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.

Очистку трубопроводов и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком.

Таблица 1.2 - Характеристика технологических трубопроводов давления испытаний и объем контроля сварных швов

Наименование участка	Расчетное давление, МПа	Группа, категория	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний, ч		Нормативный документ
				На прочность	На герметичность	На прочность	На герметичность	
<b>Трубопроводы на площадках отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003</b>								
Трубопроводы для продувки азотом	16,0	В, II	10	$1,43P_{расч}=22,88$ МПа	$P_{расч}=16,0$ МПа	не менее 0,5 ч	не менее 12 ч	ГОСТ 32569-2013

**Таблица 1.3 - Характеристика промышленных 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	
Газопровод пластового газа	16,0	С	100	1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч		ГОСТ Р 55990-2014 P <sub>раб</sub> =16,0 (время выдержки не менее 12 ч)
Подключение проектируемого газопровода к существующему газопроводу	16,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P <sub>раб</sub> =16,0 (время выдержки не менее 12 ч) ГОСТ Р 55990-2014	
Газопроводы пластового газа на участках переходов через дороги, водные преграды в русловой части и ГВВ 10%	16,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P <sub>раб</sub> =16,0 (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	
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки газопроводов пластового газа по 250 м, прилегающие к ним	16,0	С	100	1 этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P <sub>раб</sub> =16,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переход через существующий коридор коммуникаций АО «Транснефть» в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемых коммуникаций	16,0	В	100	1 этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5P <sub>раб</sub> =24,0 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P <sub>раб</sub> =16,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014
Переход через существующую ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская в пределах 1000 м по обе стороны от пересекаемых коммуникаций	16,0	В	100	1 этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах 1,5P <sub>раб</sub> =24,0 – с выдержкой в теч. 6 ч 2 этап – одновременно с испытанием трубопровода 1,25P <sub>раб</sub> =20,0 – с выдержкой в теч. 12 ч	P <sub>раб</sub> =16,0 (время выдержки не менее 12 ч)	ГОСТ Р 55990-2014



### **1.9 Перечень мероприятий по энергосбережению**

Основными мероприятиями по снижению затрат энергоресурсов в процессе эксплуатации трубопровода является выбор оптимального диаметра трубопроводов и конструкции теплоизоляции.

Выбор диаметра проектируемых трубопроводов произведен по расходу перекачиваемого продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по длинам трубопроводов.

По энергосбережению на линейных объектах проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- оптимальный выбор перепада давления между давлениями на устьях скважин существующих кустов и одиночной скважины 671Ю Восточно-Газовского месторождения и давлением в проектируемом газопроводе пластового газа;
- выбор диаметров проектируемых трубопроводов, обеспечивающих возможность работы на весь период эксплуатации при оптимальных режимах, позволяющих выполнять строительство объекта с минимальными капитальными вложениями, а эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- прокладка трубопроводов по кратчайшему расстоянию;
- теплоизоляция трубопроводов для сохранения температурного режима, предотвращения выпадения кристаллогидратов и продления времени безопасной остановки трубопровода, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов.

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

Весь комплекс оборудования, примененный в проекте, выбран из условий наиболее рациональной обвязки, позволяющей осуществлять полный комплекс работ по эксплуатации трубопровода, с соблюдением действующих норм и правил при наименьших затратах.

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

Для обхода и обслуживания газопровода пластового газа со всеми установленными на нем устройствами используется вездеходная техника в соответствии с приложением Д тома 1.

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Численность персонала по обслуживанию линейной части проектируемого трубопровода приведена в Томе 3.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.12 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»**

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (взрывы, пожары, человеческие жертвы). Кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Снижение вероятности возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций из-за противоправных действий внешних и внутренних нарушителей, неумышленных действий персонала объектов, а также предотвращение хищений материальных ценностей является основной задачей современных систем безопасности.

Обеспечение устойчивой и бесперебойной работы объектов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации рассматривается Правительством, как важная государственная задача по укреплению национальной безопасности страны.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям нормативно-правовых документов:

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов». №186 от 31.03.08 г.;

Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно - технических средств охраны и организационных мероприятий:

- устройств контроля и автоматики;
- контроля доступа в систему управления технологическим процессом;
- оперативной связи и оповещения;
- проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА.

Основным элементом инженерно-технических средств охраны, предназначенным для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект, является защитное ограждение.

Ограждение исключает случайный проход людей (животных), въезд транспорта, затрудняет проникновение нарушителей на охраняемую территорию.

Предусмотрено периметральное ограждение проектируемых площадок узлов запорной арматуры, состоящее из основного ограждения, выполненное из унифицированных сварных секций с прутками диаметром 5 мм, размер ячейки сетчатой панели 50x150 мм, высота панелей ограждения от планировочной отметки не менее 2,2 м. Для исключения возможности перелеза через основное ограждение, предусматривается дополнительное верхнее ограждение, выполненное из плоского барьера безопасности, диаметром 600 мм. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

На ограждении с внешней стороны должна быть предусмотрена установка запрещающих знаков.

Проезд и проход внутрь ограждения осуществляются через ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

Проход на территорию технологических площадок возможен только по письменному разрешению представителей организации-владельца объекта и с обязательным уведомлением представителей охраны объекта.

В соответствии с ТУ по системе безопасности и охране предусматривается установка IP видеокамер типа HikVision. Для обеспечения обзора территории площадки видеокамеры устанавливаются на конструкциях эстакады.

Для записи информации от видеокамер предусматривается установка видеорегистратора для IP-камер TRASSIR MiniNVR AnyIP 4 на 4 канала. Размер архива до 2-х HDD/SSD 2.5/3.5"любого объема. Напряжение питания 12 В, мощность 30 Вт, блок питания входит в комплект поставки.

Для обеспечения антитеррористической защищенности на площадке предусматривается установка средства обнаружения вибросейсмического «Годограф СМ-В-1С» производства НИКИРЭТ.

Чувствительный элемент СО «Годограф СМ-В-1С» размещается на полотне ограждения и реагирует на вибрацию при попытке преодоления заграждения.

К блоку электронному БЭ подключается два ЧЭ длиной до 250 м каждый.

Выходные контакты БЭ выводятся на прибор приемно-контрольный охранный «Сигнал-10» в блоке аппаратурном.

Для блокирования ворот применяется двухпозиционное радиолучевое средство обнаружения РЛД, состоящее из приемника и передатчика, между которыми формируется эллипсоидная объемная зона обнаружения.

Для контроля положения створок ворот предусматривается применение датчика магнитоконтактного ДПМГ-100, контролируемый зазор 100 мм.

Прибор «Сигнал-10» через преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet подключаются к коммутатору доступа, далее через сеть передачи данных ООО «ИНК» информация поступает на пульт централизованного наблюдения (ПЦН) в существующей проходной.

На двери блока аппаратурного, устанавливается датчик магнитоконтактный для контроля положения двери. Информация от магнитоконтактного датчика выводится на прибор приемно-контрольный охранный в блоке аппаратурном.

Предлагаемые организационные мероприятия и инженерно-технические средства охраны способствуют повышению надежности охраны проектируемых объектов и обеспечивают необходимую безопасность объектов.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- опознавательные знаки закрепления трассы трубопроводов на местности с указанием глубины заложения и расстояния охранной зоны от оси трубопровода;
- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» инженерно-технические средства охраны для объекта обустройства Восточно - Тазовского НГКМ принять, как для объектов 3 класса (низкая значимость).

Допуск лиц на проектируемые объекты и организация въезда автотранспорта осуществляется через существующий контрольно-пропускной пункт (КПП) расположенный на Восточно - Тазовском НГКМ.

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

Технологический процесс транспорта продукции скважин связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – пластового 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:

- теплоизоляция трубопроводов и соединительных деталей для сохранения температурного режима;
- выбор оптимального диаметра и толщины стенки трубопроводов для снижения степени негативного воздействия коррозии на стенки трубопроводов;
- установка запорной арматуры в начале и конце трубопроводов для своевременного перекрытия потока;

- 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 продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

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

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности. Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

### **1.14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость**

Для обеспечения обустройства и эксплуатации объектов газодобычи в составе газодобывающего предприятия предусматриваются обслуживающие и ремонтные подразделения, выполняющие техническое обслуживание и текущий ремонт промышленного и энергетического оборудования, технологического транспорта инженерных сетей и коммуникаций. На проектируемом объекте эти подразделения размещаются на существующих ремонтных предприятиях.

Принятая в проекте схема организации ремонта и обслуживания предусматривает техническое обслуживание, мелкий аварийный ремонт, капитальный и текущий ремонт трубопроводов, устранение аварий на трубопроводах, выполняемые силами ремонтно-восстановительных бригад, размещенных на базе производственного обслуживания Тазовского месторождения.

Организация ремонта и технического обслуживания предусматривает систему проведения планово-предупредительного ремонта технологического оборудования и транспорта в соответствии с установленными нормативными сроками и графиками.

Система технического обслуживания и ремонта разрабатывается предприятием, обслуживающим объект, и должна предусматривать:

- периодический осмотр сооружений с целью выявления утечек, неисправностей, отказов;
- диагностику технического состояния объекта;
- техническое обслуживание, текущий ремонт и капитальный ремонт, ликвидацию аварий и аварийных ситуаций;
- поддержание в исправном состоянии аварийной техники, механизмов, приспособлений, средств линейной телемеханики и КИП;
- контроль за состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия и другие виды работ.

Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения предприятия, эксплуатирующего данный объект, или другие обслуживающие и сервисные предприятия, имеющие лицензию на право производства необходимого вида работ.

### **1.15 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях**

В геокриологическом отношении участок изысканий расположен в северной геокриологической зоне, в подзоне сплошного распространения ММП, нарушаемого межмерзлотными таликами и с поверхности гидрогенными таликами, «щелями» и «окнами» несквозных таликов. В пределах участка изысканий установлены подзоны:

- сплошного распространения ММП;
- с заглубленной кровлей ММП;
- межмерзлотных таликов.

В пределах пойм рек и вдоль морских берегов активно развиваются процессы термоэрозии, термокарста и термоабразии, что приводит к разрушению массивов ММП. На заболоченных участках, где формируются торфяные массивы, и на сильно увлажнённых породах лайды и пойм рек интенсивно проявляется процесс морозобойного трещинообразования. На склонах террас, водораздельных равнин и отдельных холмов активны солифлюкционные и нивационные процессы.

Глубина сезонного оттаивания в зависимости от литологического состава. Наименьшая глубина оттаивания характерна для торфяников с мощным моховым покровом. Глубины оттаивания до 2,0-2,5 м встречаются на хорошо дренированных участках, сложенных мелкими, средней крупности песками. Это преимущественно приречные территории вдоль русел рек. Часто это участки южной экспозиции с маломощным напочвенным покровом.

В большинстве же случаев на участках развития песков глубины сезонного оттаивания не превышают 1,8-2,5 м, а суглинков – 1,5-2,5 м. Глубина промерзания пород достигает 2,0-3,0 м и более.

По трассе газопровода пластового газа распространены грунты в многолетнемерзлом состоянии (ММГ). По результатам изысканий 2023 г. температура многолетнемерзлых грунтов изменяется от минус 0,5 до минус 1,8 °С. Среднегодовая температура ММП на глубине 10 м изменяется в диапазоне от минус 0,8 до минус 1,7 °С

В строении геологического разреза в пределах глубины изысканий принимают участие верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложения, представленные песчаными и глинистыми разностями грунтов, а также современные биогенные отложения (bQIV), представленные торфом.

Заболачивание на объекте изысканий имеет локальное распространение. Этому способствуют климатические, геоморфологические и мерзлотные условия территории. Участки заболачивания распространены локально по трассе газопровода.

Морозное пучение – грунтов слюя сезонного промерзания-оттаивания - инженерно-геологический процесс, наиболее активно протекающий на заболоченных и обводненных участках, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Процесс морозного пучения носит сезонный характер и проявляется в зимний период.

В соответствии с п.6.1.6 СП 25.13330.2020 на линейных сооружениях допускается проектировать с применением на отдельных участках трассы разных принципов использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания. При этом следует предусматривать меры по приспособлению их конструкций к неравномерным деформациям основания в местах перехода от одного участка к другому, а при прокладке их в пределах

застраиваемой территории следует предусматривать, как правило, один принцип использования многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований, принятых на площадке.

По линейной части допускается применение I-го принципа и II-го принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания.

Применение I-го принципа на участках трассы рекомендуется, где грунты основания можно сохранить в мерзлом состоянии при экономически целесообразных затратах на мероприятия, обеспечивающие сохранение такого состояния.

Применение II-го принципа возможно на участках при не сплошном распространении многолетнемерзлых грунтов или при наличии в основании малосжимаемых грунтов, деформация которых при оттаивании не превышают предельно допустимых значений для проектируемого сооружения, а также когда по техническим и конструктивным особенностям сооружения и инженерно-геокриологическим условиям участка при сохранении мерзлого состояния грунтов основания не обеспечивается требуемый уровень надежности строительства.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, СП 25.13330.2012, и согласно материалам инженерных изысканий, основным принципом использования вечномерзлых грунтов в качестве основания для трубопроводов является I принцип, обеспечивающий сохранение мерзлоты в течение всего периода эксплуатации. Данный принцип обеспечивает сохранность, работоспособность и ремонтпригодность проектируемого трубопровода в течение всего периода эксплуатации.

В соответствии с ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты» перед началом строительных работ необходимо провести обследование трассы визуальным осмотром в натуре, инструментальными замерами для уточнения характера местности и мерзлотно-грунтово-геологических критериев, определить возможность применения местных грунтов для сооружения дорог, подсыпки траншей и присыпки трубопроводов, глубину оттаивания грунтов, залесенность, глубину и ширину зеркала воды на переходах.

Расчистку полосы строительства от леса и кустарника осуществляют с сохранением корневой системы, за исключением зоны расположения траншеи под трубопровод. Тем самым обеспечивается сохранение почвенно-растительного слоя в пределах полосы отвода и снижается риск растепления ММГ и образования карстов.

Для сохранения вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии и обеспечения их расчетного теплового режима, ведение строительного-монтажных работ необходимо вести в холодное время года, когда обеспечивается сохранение исходной температуры ММГ в соответствии с требованиями ВСН 013-88.

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

В связи с тем, что многолетняя мерзлота в районе трассирования имеет тенденцию к деградации в процессе строительства и эксплуатации, должна быть создана комплексная система мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль как за техническим состоянием трубопровода, так и за экологической обстановкой на прилегающей к трассе территории. Также строительная организация обязана вести мониторинг за состоянием многолетнемерзлых грунтов, особенно на участках контакта ММГ с тальными породами.

Для обеспечения отвода поверхностных вод для исключения увлажнения и переувлажнения грунтов на участках распространения ММГ по трассе проектируемых



трубопроводов применяются водоотводящие лотки. Лотки устанавливаются в пониженных местах проектируемой трассы и определяются по месту.

Результаты обследования необходимо сравнить с проектными данными, и если отклонения существенные, то необходимо скорректировать объемы работ и технологические решения.

## **1.16 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды**

### **1.16.1 Переходы трубопроводов через водные преграды**

Проектируемый промысловый трубопровод пересекает ручьи и реку Яратотанне.

Переходы через водные преграды выполняются надземно, переход через р. Яратотанне - надземно, в футляре. Защитный футляр предусматривается с внутренним диаметром больше проектируемого трубопровода не менее чем на 200 мм. Защитный футляр представлен на чертеже 1576-П-СНГ-0024.

В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014 участки трубопроводов на переходах через водные преграды в пределах уровня горизонта высоких вод 10 % обеспеченности относятся к категории С.

В соответствии с требованиями п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 на переходах через водные преграды на отметках выше ГВВ 10 % обеспеченности предусматривается установка узлов запорной арматуры с электроприводом.

Ведомость пересекаемых водных преград представлена в таблице 1.4.

**Таблица 1.4 – Ведомость водных преград, пересекаемых трассой**

Наименование водотока	Местоположение по трассе	Урез, м	Глубина от дна до межennaleго горизонта, м
<b>Трасса газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3</b>			
Ручей пересыхающий	ПК18+48,1	-	-
Ручей	ПК62+63,5	4,4	0,54
р. Яратотанне	ПК71+3,7	4,5	0,7
Ручей пересыхающий	ПК84+77,9	-	-

### **1.16.2 Переходы трубопроводов через существующие коммуникации**

Проектируемый промысловый трубопровод пересекает ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская. Переход через ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская выполняется подземно, открытым способом, в защитном футляре, в соответствии с выданными Техническими условиями, представленными в приложении Г тома 1 и ПУЭ седьмое издание п.2.5.287 – 2.5.290 «Пересечение и сближение ВЛ с подземными трубопроводами».

Защитный футляр представлен на чертеже 1576-П-СНГ-0025.

Угол пересечения с коммуникациями принимается не менее 60°.

Расстояние от подземной части (фундаментов) опор ВЛ до трубопроводов не менее 25 м.

Проектируемый промысловый трубопровод пересекает ВЛ-10 кВ АО «Транснефть-Сибирь», автодорогу и нефтепровод. Переход через данные коммуникации выполняется

подземно, закрытым способом, в защитном футляре (методом ННБ), в соответствии с выданными Техническими условиями, представленными в приложении Г тома 1.

Ведомость пересекаемых наземных коммуникаций представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Ведомость наземных коммуникаций, пересекаемых трассой

Пикетаж по трассе	Отметка земли	Наименование линии	Количество пересекаемых проводов	Угол пересечения, градусы	Расстояние до левой опоры, м	Расстояние до правой опоры, м	Отметка нижнего провода	Отметка верхнего провода	Наименование организации, адрес	Примечание
0+0,0	6,74	Эстакада		89	5,7	6,15			ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, г. Тарко-Сале, ул. Тарасова, 28	Газ ст.219 Метанол ст.57 h <sub>к1ур.</sub> =29,00 h <sub>к2ур.</sub> =29,50
66+70,8	6,64	ВЛ 10кВ	4	90	112,59	73,06	20,99	23,89	АО "Транснефть-Сибирь" г. Тюмень, ул. Республиканская, д.139	
84+81,0	12,02	ВЛ 220кВ	3пр.+1 трос.	90	71,57	328,25	28,82	35,72	ПАО "ФСК ЕЭС" Ямало-Ненецкое ПМЭС 629806, Тюменская область, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Энтузиастов, д.10	Ермак-Славянская 2 цепь
85+31,4	13,42	ВЛ 220кВ	3пр.+1 трос.	90	298,46	71,51	25,92	32,22	ПАО "ФСК ЕЭС" Ямало-Ненецкое ПМЭС 629806, Тюменская область, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Энтузиастов, д.10	Ермак-Славянская 1 цепь
107+90,2	26,05	Кабель	1	90	8,7	3,19			ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, г. Тарко-Сале, ул. Тарасова, 28	h <sub>к</sub> =29,39
107+91,3	26,05	Эстакада		90	8,65	3,25			ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, г. Тарко-Сале, ул. Тарасова, 28	Газ ст.219 Метанол ст.57 h <sub>к1ур.</sub> =27,95 h <sub>к2ур.</sub> =28,45

Ведомость пересекаемых подземных коммуникаций представлена в таблице 1.6.

**Таблица 1.6 – Ведомость подземных коммуникаций, пересекаемых трассой**

Пикетаж по трассе	Отметка земли	Наименование коммуникации	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка, диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Наименование организации, адрес
67+0,2	6,74	Нефтепровод	сталь	2,1	820	89	АО «Транснефть-Сибирь» г. Тюмень, ул. Республиканская, 139

### 1.16.3 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Проектируемый промысловый трубопровод пересекает существующую автодорогу и автозимник.

Переход через существующую автодорогу и существующие коммуникации выполняется закрытым способом, в защитном футляре (методом ННБ), в соответствии с выданными Техническими условиями, представленными в приложении Г тома 1. Переход методом наклонного направленного бурения (ННБ) описан в томе 5.1 раздела 5.

Проектируемый промысловый газопровод пересекает автозимник надземно, на эстакаде.

На автодорогах, на расстоянии 100 м от оси перехода с каждой стороны устанавливаются предупредительный знак и знак «Остановка запрещена». Вдоль оси трассы газопровода (на расстоянии 1 м от нее) с каждой стороны от перехода устанавливаются знаки закрепления трассы, на которых указано:

- наименования трубопровода;
- диаметра трубопровода;
- транспортируемой среды;
- рабочего давления трубопровода;
- глубины залегания трубопровода;
- наименования и контактной информации эксплуатирующей организации.

Подробно правила расстановки знаков описаны в п. 1.8.3.

Ведомость пересекаемых автодорог представлена в таблице 1.7.

**Таблица 1.7 – Ведомость подземных коммуникаций, пересекаемых трассой**

Пикетаж по трассе	Наименование дороги	Угол пересечения, градусы	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Наименование организации, адрес
66+83,2	Автодорога	89	песок	10,9	8,5	АО «Транснефть-Сибирь» г. Тюмень, ул. Республиканская, 139

## 1.17 Гидравлический расчет

### 1.17.1 Общие положения

В данном разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения

от трех кустовых площадок К-1 и К-2, К-3. Продукция газоконденсатных скважин поступает на УКПГ Северо-Русского месторождения для подготовки газа и конденсата для внешнего транспорта.

Гидравлическое исследование системы сбора газоконденсатной смеси было проведено с целью:

- **определения оптимального диаметра лупинга от куста К1 до куста К3;**
- определения необходимости применения теплоизоляции трубопровода-лупинга;
- определения температуры и давления продукции газоконденсатных скважин куста К-1 и скважины 671Ю;
- определения скорости и режимов движения потоков газоконденсата в трубопроводах;
- определения вероятности выпадения кристаллогидратов при движении газоконденсата в трубопроводах.
- определения количества ингибитора гидратообразования, необходимого для обеспечения безгидратного транспорта продукции скважин.

Гидравлический расчет газопровода выполнен с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

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

### 1.17.2 Исходные данные

Для выполнения гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси использовались следующие исходные данные:

- объемы добычи газа, конденсата и воды приняты в соответствии с Приложением «Исходные данные для выполнения ПИР (427843053 v1)» к письму №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и представлены в таблице 1.8;
- устьевые давления и температуры по скважинам и кустам приняты в соответствии с Приложением «Исходные данные для выполнения ПИР (427843053 v1)» к письму №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Устьевые давления представлены в таблице 1.9, устьевые температуры указаны в таблицах результатов расчетов;
- номера скважин, а также принадлежность скважин к пластам и кустовым площадкам приняты в соответствии с Приложением «Исходные данные для выполнения ПИР (427843053 v1)» к письму №4660 от УКС 16.08.2023г и представлены в таблице 1.10 ;
- перенос сроков запуска скважины 671Ю на 2025 год принят в соответствии с письмом №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»;
- увеличение диаметра участка «т.вр.скв.671Ю-Куст-3» проектируемого лупинга с DN200 до DN250 с учетом перспектив реализации программы по разработке юрских залежей ВТМ принят в соответствии с письмом №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»;
- в качестве теплоизоляции при надземной прокладке использован пенополиуретан с теплопроводностью  $\lambda_t=0,029$  Вт/(м·К), толщина теплоизоляции 50 мм;
- прокладка трубопроводов надземная (способ принят на основании инженерных изысканий и лабораторных исследований);
- температура окружающего воздуха для июня плюс 11,3<sup>0</sup>С, для августа плюс 12,4<sup>0</sup>С, для сентября плюс 5,8<sup>0</sup>С, для ноября минус 16,1<sup>0</sup>С, для декабря принята минус 40<sup>0</sup>С;

- расчетное давление трубопроводов системы сбора 16,0 МПа (изб.);
- коэффициент абсолютной шероховатости стального трубопровода 0,1 мм (в соответствии с замечаниями ПАО «Новатэк»);
- в качестве ингибитора гидратообразования применяется 95%-ный раствор метанола (в соответствии с замечаниями ПАО «Новатэк»);
- расчет количества ингибитора гидратообразования выполнен с учетом добычи пластовой воды;
- количество суток работы системы сбора 365;
- компонентный состав газа и конденсата для кустов и скважин принят в соответствии с Приложением «Исходные данные для выполнения ПИР (427843053 v1)» к письму №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и представлен в таблицах 1.11 - 1.14;
- профиль участка трубопровода от куста К1 до куста К3 принят в соответствии с рабочей документацией проекта 0915;

Диаметры трубопроводов системы сбора Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения от кустовых площадок К-1 и К-2, К-3 приняты в соответствии с проектной документацией 0915 и представлены на рисунке 1.1.

Таблица 1.8 - Показатели добычи газа, конденсата и воды Восточно-Тазовского месторождения по годам

Кусты	Добыча	Август 2025г	Ноябрь 2025г	Декабрь 2026г	Сентябрь 2027г	Декабрь 2028г	Декабрь 2030г	Июнь 2031г	Декабрь 2032г	Декабрь 2033г	Ноябрь 2034г	Декабрь 2040г
1	С1-С4, тыс.м <sup>3</sup> /сут	3358,20	3393,97	3765,56	3375,44	2804,44	2235	2121,27	1801,21	1602,78	1358,34	859,38
	С5, т/сут	525,62	495,43	435,00	349,89	258,00	182,00	169,00	136,00	117,00	99,30	54,20
	вода, м <sup>3</sup> /сут	79,00	82,00	98,50	94,80	85,40	80,20	79,10	75,30	72,50	45,50	37,30
2	С1-С4, тыс. м <sup>3</sup> /сут	626,13	597,63	300,00	300,00	300,00	300,00	286,88	190,41	156,55	0,00	0,00
	С5, т/сут	46,34	43,04	19,50	18,66	17,70	16,70	15,80	10,60	8,84	0,00	0,00
	вода, м <sup>3</sup> /сут	41,64	40,40	5,85	6,24	6,75	12,30	15,90	19,00	21,20	0,00	0,00
3	С1-С4, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1131,67	1124,39	949,96	726,28	617,43	505	485,74	312,50	250,40	243,05	0,00
	С5, т/сут	86,29	84,36	67,50	51,49	41,70	31,90	30,30	19,10	15,70	15,80	0,00
	вода, м <sup>3</sup> /сут	1,80	2,20	14,90	2,54	3,61	5,04	7,53	1,38	2,21	9,40	0,00
СКВ 671 Ю	С1-С4, тыс. м <sup>3</sup> /сут	372,86	364,02	291,10	228,43	179,68	130,50	115,87	104,51	94,58	84,78	0,00
	С5, т/сут	124,53	121,03	87,04	84,00	63,13	36,34	28,96	23,87	20,12	17,14	0,00
	вода, м <sup>3</sup> /сут	1,69	1,44	1,00	0,85	0,78	0,71	0,71	0,64	0,61	0,59	0,00

**Таблица 1.9 – Устьевые давления для скважин и кустов Восточно-Газовского месторождения по годам**

Кусты	Параметр	Август 2025г	Ноябрь 2025г	Декабрь 2026г	Сентябрь 2027г	Декабрь 2028г	Декабрь 2030г	Июнь 2031г	Декабрь 2032г	Декабрь 2033г	Ноябрь 2034г	Декабрь 2040г
1	Давление на устье, бар(абс.)	136,12	130,51	111,00	101,33	91,00	74,70	71,30	63,30	59,50	55,10	37,10
2		67,96	62,06	92,6	81,85	67	41,6	35	29,6	25,6	-	-
3		81,16	77,16	65	54,12	47,9	41,4	39,7	33,2	28,8	26,5	-
скв 671 Ю		208,15	160,99	87,39	103,81	80,06	52,50	47,40	28,50	26,00	23,25	-



**Таблица 1.10 - Принадлежность скважин к кустам Восточно-Газовского месторождения**

<b>Кустовая площадка</b>	<b>Номера скважин</b>
<b>Куст №1</b>	1111ZBS
	1131
	1132
	1133
	1134ZBS
	1135
	1136
	1137
	1138
<b>Куст №3</b>	1001ZBS
	1002
	1003ZBS
	901
<b>Куст №2</b>	1004
	1007ZBS
	902
<b>Одиночная скважина</b>	671Ю

Таблица 1.11 – Компонентный мольный состав газа для куста 1 Восточно-Газовского месторождения

Содержание, %моль	Периоды										
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034	12.2040
He	0,0054	0,0051	0,0046	0,0045	0,0043	0,0043	0,0042	0,0041	0,0041	0,0038	0,0036
H2	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0004	0,0003
N2	0,1670	0,1716	0,1780	0,1804	0,1831	0,1847	0,1853	0,1867	0,1877	0,1959	0,1955
CO2	0,1319	0,1327	0,1342	0,1347	0,1353	0,1356	0,1358	0,1361	0,1363	0,1369	0,1371
C1	86,6644	86,9179	87,5081	87,7091	87,8712	87,9987	88,0237	88,0720	88,0996	88,0644	88,3305
C2	6,3339	6,3896	6,4729	6,5065	6,5400	6,5600	6,5681	6,5910	6,6066	6,6575	6,6426
C3	2,6015	2,5599	2,4884	2,4747	2,4621	2,4576	2,4551	2,4498	2,4429	2,4414	2,3699
iC4	0,3667	0,3551	0,3353	0,3304	0,3253	0,3224	0,3213	0,3188	0,3166	0,3115	0,2989
nC4	0,7280	0,6927	0,6310	0,6152	0,6002	0,5919	0,5886	0,5809	0,5743	0,5679	0,5312
iC5	0,3380	0,3330	0,3202	0,3162	0,3126	0,3091	0,3084	0,3072	0,3066	0,3075	0,2906
nC5	0,3606	0,3488	0,3238	0,3161	0,3091	0,3034	0,3019	0,2989	0,2970	0,2969	0,2765
C6	0,5156	0,5000	0,4605	0,4453	0,4315	0,4187	0,4160	0,4102	0,4075	0,4073	0,3768
C7	0,4294	0,4051	0,3393	0,3095	0,2807	0,2551	0,2499	0,2379	0,2318	0,2305	0,2139
C8	0,3887	0,3576	0,2801	0,2467	0,2175	0,1940	0,1890	0,1779	0,1721	0,1680	0,1532
C9	0,2885	0,2600	0,1894	0,1599	0,1356	0,1170	0,1130	0,1047	0,1005	0,0976	0,0864
C10	0,2074	0,1828	0,1228	0,0988	0,0802	0,0663	0,0635	0,0577	0,0549	0,0531	0,0455
C11	0,1333	0,1151	0,0717	0,0550	0,0428	0,0337	0,0320	0,0285	0,0269	0,0259	0,0216
C12	0,0916	0,0773	0,0447	0,0329	0,0245	0,0182	0,0171	0,0149	0,0139	0,0134	0,0107
C13	0,0676	0,0558	0,0300	0,0213	0,0152	0,0108	0,0100	0,0086	0,0079	0,0076	0,0059
C14	0,0499	0,0402	0,0201	0,0137	0,0094	0,0063	0,0058	0,0048	0,0044	0,0043	0,0032
C15	0,0360	0,0283	0,0132	0,0087	0,0057	0,0036	0,0033	0,0027	0,0024	0,0023	0,0017
C16	0,0281	0,0221	0,0105	0,0070	0,0047	0,0030	0,0028	0,0023	0,0021	0,0021	0,0016
C17	0,0191	0,0151	0,0073	0,0049	0,0034	0,0022	0,0020	0,0017	0,0016	0,0015	0,0012
C18	0,0166	0,0127	0,0057	0,0037	0,0025	0,0015	0,0014	0,0012	0,0011	0,0011	0,0008
C19	0,0095	0,0072	0,0032	0,0020	0,0013	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0006	0,0004
C20	0,0072	0,0052	0,0021	0,0012	0,0008	0,0004	0,0004	0,0003	0,0003	0,0003	0,0002
C21	0,0048	0,0034	0,0012	0,0007	0,0004	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001

Содержание, %моль	Периоды										
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034	12.2040
C22	0,00268771710 541	0,00177498385 852	0,00053880131 964	0,00026623326 039	0,00014807754 268	0,00006481639 302	0,00005669043 754	0,00004231470 685	0,00003663507 407	0,00003428706 967	0,00001993461 464
C23	0,00188274724 493	0,00117870836 198	0,00030466628 629	0,00013274036 754	0,00006881065 772	0,00002499274 846	0,00002166242 194	0,00001491668 455	0,00001218479 768	0,00001059188 261	0,00000471050 300
C24	0,00131226688 237	0,00080221760 746	0,00019431802 808	0,00008045307 558	0,00004087570 153	0,00001394768 022	0,00001204354 424	0,00000818798 920	0,00000663243 123	0,00000570375 863	0,00000241450 583
C25	0,00089542665 185	0,00053546868 500	0,00012188414 732	0,00004799156 410	0,00002393193 527	0,00000767062 343	0,00000660001 517	0,00000443290 680	0,00000356148 186	0,00000303086 906	0,00000121810 638
C26	0,00062571339 859	0,00036688162 319	0,00007876699 561	0,00002952418 723	0,00001446902 177	0,00000435149 881	0,00000373115 424	0,00000247585 561	0,00000197261 554	0,00000166151 966	0,00000063003 728
C27	0,00042369452 336	0,00024419885 011	0,00004975396 197	0,00001783202 497	0,00000861134 412	0,00000244716 889	0,00000209259 874	0,00000137526 855	0,00000108838 013	0,00000090852 097	0,00000032778 523
C28	0,00030431920 347	0,00017241332 537	0,00003327816 506	0,00001137060 214	0,00000540973 297	0,00000144663 954	0,00000123371 876	0,00000080304 822	0,00000063120 574	0,00000052187 235	0,00000017842 935
C29	0,00021037042 891	0,00011709223 223	0,00002131201 267	0,00000690014 838	0,00000323179 392	0,00000080671 724	0,00000068607 198	0,00000044209 597	0,00000034497 261	0,00000028228 226	0,00000009069 277
C30	0,00013905789 790	0,00007600276 309	0,00001300234 729	0,00000396986 174	0,00000182994 063	0,00000042406 062	0,00000035970 699	0,00000022958 977	0,00000017790 637	0,00000014400 209	0,00000004341 022
C31	0,00009530011 418	0,00005139604 847	0,00000837176 107	0,00000243344 190	0,00000110792 845	0,00000024077 211	0,00000020377 805	0,00000012899 166	0,00000009933 679	0,00000007970 459	0,00000002254 913
C32	0,00006351032 803	0,00003377941 247	0,00000522538 391	0,00000144053 089	0,00000064775 065	0,00000013150 022	0,00000011106 778	0,00000006976 760	0,00000005341 730	0,00000004247 896	0,00000001127 720
C33	0,00004232586 696	0,00002221145 084	0,00000326147 753	0,00000085042 282	0,00000037774 001	0,00000007134 027	0,00000006013 638	0,00000003749 275	0,00000002854 219	0,00000002249 149	0,00000000557 752
C34	0,00002814823 645	0,00001459343 425	0,00000204112 444	0,00000050444 661	0,00000022166 151	0,00000003907 446	0,00000003288 091	0,00000002036 481	0,00000001542 384	0,00000001205 702	0,00000000279 592
C35	0,00001910638 942	0,00000979929 516	0,00000131116 306	0,00000030811 181	0,00000013409 690	0,00000002214 701	0,00000001860 941	0,00000001146 114	0,00000000864 238	0,00000000670 639	0,00000000146 231
C36	0,00001252762 191	0,00000637592 628	0,00000082493 296	0,00000018635 011	0,00000008054 486	0,00000001263 770	0,00000001060 679	0,00000000650 334	0,00000000488 653	0,00000000377 147	0,00000000077 851
C37	0,00000960431 415	0,00000484632 233	0,00000060454 623	0,00000013080 703	0,00000005613 209	0,00000000834 058	0,00000000699 342	0,00000000427 161	0,00000000320 001	0,00000000245 638	0,00000000048 347
C38	0,00000647798 185	0,00000323906 384	0,00000038828 712	0,00000008003 495	0,00000003407 669	0,00000000475 553	0,00000000398 331	0,00000000242 318	0,00000000180 945	0,00000000138 046	0,00000000025 747
C39	0,00000430945 226	0,00000213866 319	0,00000024760 593	0,00000004887 697	0,00000002068 147	0,00000000273 038	0,00000000228 466	0,00000000138 425	0,00000000103 027	0,00000000078 211	0,00000000013 713
C40	0,00000291781 071	0,00000143666 301	0,00000016036 895	0,00000003022 773	0,00000001270 864	0,00000000158 116	0,00000000132 182	0,00000000079 795	0,00000000059 214	0,00000000044 721	0,00000000007 392
C41	0,00000195840 948	0,00000095661 017	0,00000010284 838	0,00000001846 905	0,00000000771 543	0,00000000090 178	0,00000000075 323	0,00000000045 316	0,00000000033 535	0,00000000025 196	0,00000000003 929
C42	0,00000129020 648	0,00000062526 520	0,00000006471 091	0,00000001105 631	0,00000000459 118	0,00000000050 374	0,00000000042 041	0,00000000025 208	0,00000000018 604	0,00000000013 911	0,00000000002 037
C43	0,00000087059 760	0,00000041885 235	0,00000004184 185	0,00000000682 110	0,00000000281 727	0,00000000029 110	0,00000000024 277	0,00000000014 516	0,00000000010 688	0,00000000007 957	0,00000000001 101
C44	0,00000059800 449	0,00000028580 537	0,00000002763 080	0,00000000431 166	0,00000000177 251	0,00000000017 335	0,00000000014 449	0,00000000008 620	0,00000000006 334	0,00000000004 699	0,00000000000 620

Содержание, %моль	Периоды										
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034	12.2040
C45	0,00000041276 260	0,00000019604 307	0,00000001834 902	0,00000000273 952	0,00000000112 123	0,00000000010 364	0,00000000008 633	0,00000000005 138	0,00000000003 768	0,00000000002 785	0,00000000000 347
C46	0,00000028197 447	0,00000013312 298	0,00000001206 992	0,00000000172 424	0,00000000070 271	0,00000000006 136	0,00000000005 109	0,00000000003 033	0,00000000002 220	0,00000000001 635	0,00000000000 193
C47	0,00000019114 425	0,00000008972 062	0,00000000789 598	0,00000000108 279	0,00000000043 969	0,00000000003 650	0,00000000003 037	0,00000000001 800	0,00000000001 316	0,00000000000 967	0,00000000000 109
C48	0,00000012990 853	0,00000006058 831	0,00000000517 532	0,00000000068 122	0,00000000027 565	0,00000000002 174	0,00000000001 808	0,00000000001 070	0,00000000000 781	0,00000000000 572	0,00000000000 062
C49	0,00000008872 163	0,00000004111 613	0,00000000341 123	0,00000000043 138	0,00000000017 397	0,00000000001 305	0,00000000001 085	0,00000000000 641	0,00000000000 468	0,00000000000 342	0,00000000000 036
C50	0,00000006118 161	0,00000002821 218	0,00000000227 859	0,00000000027 739	0,00000000011 154	0,00000000000 797	0,00000000000 663	0,00000000000 391	0,00000000000 285	0,00000000000 208	0,00000000000 021
C51	0,00000004208 430	0,00000001931 631	0,00000000151 966	0,00000000017 816	0,00000000007 145	0,00000000000 487	0,00000000000 405	0,00000000000 238	0,00000000000 173	0,00000000000 126	0,00000000000 012
C52	0,00000002882 661	0,00000001316 413	0,00000000100 968	0,00000000011 420	0,00000000004 569	0,00000000000 298	0,00000000000 248	0,00000000000 146	0,00000000000 106	0,00000000000 077	0,00000000000 007
C53	0,00000001937 205	0,00000000879 922	0,00000000065 761	0,00000000007 169	0,00000000002 860	0,00000000000 178	0,00000000000 148	0,00000000000 087	0,00000000000 063	0,00000000000 046	0,00000000000 004
C54	0,00000001279 780	0,00000000578 523	0,00000000042 235	0,00000000004 453	0,00000000001 773	0,00000000000 106	0,00000000000 088	0,00000000000 052	0,00000000000 037	0,00000000000 027	0,00000000000 002
C55	0,00000000827 379	0,00000000372 078	0,00000000026 496	0,00000000002 697	0,00000000001 072	0,00000000000 062	0,00000000000 051	0,00000000000 030	0,00000000000 022	0,00000000000 016	0,00000000000 002
C56	0,00000000532 696	0,00000000238 292	0,00000000016 581	0,00000000001 633	0,00000000000 647	0,00000000000 035	0,00000000000 029	0,00000000000 017	0,00000000000 012	0,00000000000 009	0,00000000000 001
C57	0,00000000317 949	0,00000000141 287	0,00000000009 605	0,00000000000 916	0,00000000000 363	0,00000000000 019	0,00000000000 016	0,00000000000 009	0,00000000000 007	0,00000000000 005	0,00000000000 000
C58	0,00000000157 647	0,00000000069 263	0,00000000004 593	0,00000000000 425	0,00000000000 168	0,00000000000 008	0,00000000000 007	0,00000000000 004	0,00000000000 003	0,00000000000 002	0,00000000000 000
C59	0,00000000057 107	0,00000000024 342	0,00000000001 541	0,00000000000 136	0,00000000000 053	0,00000000000 002	0,00000000000 002	0,00000000000 001	0,00000000000 001	0,00000000000 001	0,00000000000 000
C60	0,00000000014 007	0,00000000005 354	0,00000000000 297	0,00000000000 023	0,00000000000 009	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000
C61	0,00000000002 208	0,00000000000 432	0,00000000000 007	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000
C62	0,00000000001 002	0,00000000000 192	0,00000000000 003	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000
C63	0,00000000000 097	0,00000000000 019	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000	0,00000000000 000
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 1.12 – Компонентный мольный состав газа для куста 2 Восточно-Газовского месторождения

Содержание, %моль	Периоды								
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033
He	0,012956	0,012962	0,012981	0,013000	0,013003	0,013007	0,013006	0,013007	0,013008
H2	0,008684	0,008749	0,009001	0,009277	0,009278	0,009279	0,009277	0,009279	0,009280
N2	0,477814	0,482239	0,499140	0,517690	0,517803	0,517925	0,517879	0,517940	0,517973
CO2	0,007603	0,007618	0,007671	0,007726	0,007732	0,007741	0,007742	0,007741	0,007738
C1	89,676860	89,716219	89,825739	89,916679	89,960619	90,026450	90,028738	90,025678	90,016288
C2	4,947361	4,939083	4,902373	4,859970	4,863792	4,870665	4,872008	4,870211	4,868132
C3	2,166944	2,174647	2,202300	2,232725	2,234022	2,237124	2,238279	2,236733	2,235252
iC4	0,415215	0,417379	0,425574	0,434862	0,434744	0,434892	0,435170	0,434798	0,434507
nC4	0,605015	0,600801	0,584989	0,568077	0,567666	0,567540	0,567941	0,567405	0,567023
iC5	0,211853	0,209247	0,200130	0,190616	0,189976	0,189211	0,189326	0,189172	0,189143
nC5	0,209987	0,204704	0,186032	0,166150	0,165414	0,164486	0,164575	0,164456	0,164471
C6	0,246269	0,239378	0,218506	0,197128	0,196316	0,195268	0,195342	0,195243	0,195285
C7	0,297546	0,289520	0,270653	0,254106	0,249866	0,243514	0,243137	0,243642	0,244711
C8	0,312596	0,308017	0,301468	0,300373	0,289921	0,273722	0,272353	0,274185	0,277310
C9	0,151526	0,148083	0,141479	0,138490	0,130556	0,118127	0,117012	0,118504	0,120963
C10	0,105996	0,102763	0,095245	0,090982	0,083213	0,070990	0,069921	0,071351	0,073740
C11	0,053769	0,051820	0,046477	0,043215	0,038093	0,030001	0,029347	0,030222	0,031745
C12	0,032227	0,030761	0,026213	0,023193	0,019603	0,013870	0,013461	0,014009	0,015029
C13	0,023557	0,022583	0,019030	0,016737	0,013658	0,008728	0,008394	0,008841	0,009700
C14	0,015300	0,014486	0,011518	0,009489	0,007486	0,004201	0,004011	0,004266	0,004800
C15	0,009322	0,008666	0,006489	0,004945	0,003801	0,001863	0,001767	0,001896	0,002192
C16	0,005727	0,005208	0,003699	0,002601	0,001967	0,000857	0,000809	0,000874	0,001035
C17	0,002767	0,002457	0,001665	0,001079	0,000807	0,000313	0,000294	0,000320	0,000388
C18	0,002190	0,001917	0,001268	0,000786	0,000585	0,000208	0,000195	0,000213	0,000263
C19	0,000330	0,000255	0,000138	0,000047	0,000035	0,000008	0,000007	0,000008	0,000011
C20	0,000239	0,000182	0,000096	0,000031	0,000023	0,000005	0,000004	0,000005	0,000007
C21	0,000139	0,000104	0,000053	0,000015	0,000011	0,000002	0,000002	0,000002	0,000003

Содержани е, %моль	Периоды								
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033
C22	0,00007493314190 79	0,00005508073312 88	0,00002703565546 81	0,00000551048104 60	0,00000420725988 80	0,00000069466381 94	0,00000063856053 21	0,00000071361440 57	0,00000107404481 11
C23	0,00006556788933 33	0,00004792617250 85	0,00002263994668 51	0,00000311446731 84	0,00000240604986 63	0,00000035802095 55	0,00000032862147 86	0,00000036795152 03	0,00000057110099 67
C24	0,00003251933673 65	0,00002345999377 54	0,00001087005828 79	0,00000129107253 17	0,00000101066471 68	0,00000013587477 90	0,00000012455833 14	0,00000013969725 23	0,00000022364558 80
C25	0,00001452446833 29	0,00001030622515 19	0,00000470142607 15	0,00000052052986 51	0,00000041412686 97	0,00000004984172 77	0,00000004563415 65	0,00000005126296 25	0,00000008497966 96
C26	0,00001166218047 16	0,00000850761371 59	0,00000439513986 93	0,00000133319189 71	0,00000101474009 95	0,00000018139435 10	0,00000016704722 91	0,00000018624052 64	0,00000027347108 74
C27	0,00000456148371 43	0,00000325721578 89	0,00000163455489 36	0,00000044238189 13	0,00000034038238 16	0,00000005493352 16	0,00000005050924 79	0,00000005642795 41	0,00000008530793 25
C28	0,00000181816490 46	0,00000127151268 13	0,00000062136530 58	0,00000015066540 98	0,00000011744798 81	0,00000001703698 23	0,00000001564174 90	0,00000001750826 46	0,00000002731563 73
C29	0,00000068920530 65	0,00000047240013 09	0,00000022303729 29	0,00000004612715 81	0,00000003650336 89	0,00000000474662 17	0,00000000435197 16	0,00000000487992 68	0,00000000787224 44
C30	0,00000030286685 34	0,00000020352033 41	0,00000009503327 06	0,00000001888800 40	0,00000001519832 11	0,00000000177171 60	0,00000000162242 16	0,00000000182214 47	0,00000000304281 07
C31	0,00000011958196 78	0,00000007865007 59	0,00000003560159 77	0,00000000602607 37	0,00000000496221 74	0,00000000050404 65	0,00000000046093 93	0,00000000051860 73	0,00000000090605 11
C32	0,00000004282250 55	0,00000002774351 72	0,00000001194998 72	0,00000000149373 97	0,00000000126112 19	0,00000000011179 89	0,00000000010211 55	0,00000000011506 97	0,00000000021058 93
C33	0,00000001347883 69	0,00000000864205 73	0,00000000333463 98	0,00000000008106 18	0,00000000007969 48	0,00000000000345 46	0,00000000000314 10	0,00000000000356 06	0,00000000000858 37
C34	0,00000000594004 17	0,00000000377104 85	0,00000000142610 36	0,00000000002677 64	0,00000000002748 62	0,00000000000100 59	0,00000000000091 39	0,00000000000103 69	0,00000000000268 21
C35	0,00000000256186 68	0,00000000161363 66	0,00000000059743 52	0,00000000000780 91	0,00000000000846 15	0,00000000000025 26	0,00000000000022 93	0,00000000000026 04	0,00000000000073 51
C36	0,00000000110550 83	0,00000000069122 45	0,00000000025089 73	0,00000000000234 34	0,00000000000267 06	0,00000000000006 63	0,00000000000006 02	0,00000000000006 84	0,00000000000020 94
C37	0,00000000048756 69	0,00000000030285 26	0,00000000010787 36	0,00000000000070 84	0,00000000000085 03	0,00000000000001 76	0,00000000000001 59	0,00000000000001 81	0,00000000000006 03
C38	0,00000000021799 19	0,00000000013454 22	0,00000000004706 40	0,00000000000021 23	0,00000000000027 01	0,00000000000000 46	0,00000000000000 41	0,00000000000000 47	0,00000000000001 72
C39	0,00000000013347 40	0,00000000007797 84	0,00000000002945 93	0,00000000000175 89	0,00000000000179 18	0,00000000000006 88	0,00000000000006 25	0,00000000000007 09	0,00000000000017 91
C40	0,00000000006337 91	0,00000000003626 40	0,00000000001365 73	0,00000000000083 88	0,00000000000087 83	0,00000000000003 03	0,00000000000002 76	0,00000000000003 13	0,00000000000008 26
C41	0,00000000002714 89	0,00000000001506 98	0,00000000000573 95	0,00000000000041 11	0,00000000000043 83	0,00000000000001 42	0,00000000000001 29	0,00000000000001 46	0,00000000000003 97
C42	0,00000000001127 01	0,00000000000619 35	0,00000000000233 74	0,00000000000016 58	0,00000000000017 87	0,00000000000000 56	0,00000000000000 51	0,00000000000000 57	0,00000000000001 58
C43	0,00000000001797 95	0,00000000000790 15	0,00000000000349 08	0,00000000000041 08	0,00000000000049 02	0,00000000000001 07	0,00000000000000 97	0,00000000000001 11	0,00000000000003 56
C44	0,00000000001620 01	0,00000000000693 41	0,00000000000319 32	0,00000000000042 68	0,00000000000050 16	0,00000000000001 16	0,00000000000001 06	0,00000000000001 20	0,00000000000003 75

Содержание, %моль	Периоды								
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033
C45	0,00000000000058 52	0,00000000000034 70	0,00000000000010 81	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C46	0,00000000000025 77	0,00000000000015 18	0,00000000000004 66	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C47	0,00000000000011 39	0,00000000000006 67	0,00000000000002 02	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C48	0,00000000000005 04	0,00000000000002 94	0,00000000000000 88	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C49	0,00000000000002 24	0,00000000000001 29	0,00000000000000 38	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C50	0,00000000000000 99	0,00000000000000 57	0,00000000000000 17	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C51	0,00000000000000 44	0,00000000000000 25	0,00000000000000 07	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C52	0,00000000000000 20	0,00000000000000 11	0,00000000000000 03	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C53	0,00000000000000 09	0,00000000000000 05	0,00000000000000 01	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
C54	0,00000000000000 04	0,00000000000000 02	0,00000000000000 01	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00	0,00000000000000 00
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 1.13 – Компонентный мольный состав газа для куста 3 Восточно-Тазовского месторождения

Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
He	0,01295	0,01295	0,01296	0,01294	0,01295	0,01296	0,01296	0,01296	0,01295	0,01298
H2	0,00841	0,00842	0,00840	0,00820	0,00834	0,00853	0,00857	0,00866	0,00865	0,00895
N2	0,45963	0,45994	0,45885	0,44534	0,45465	0,46756	0,47042	0,47636	0,47586	0,49625
CO2	0,00755	0,00755	0,00756	0,00752	0,00756	0,00760	0,00761	0,00763	0,00763	0,00768
C1	89,62928	89,65162	89,72421	89,70566	89,76790	89,84625	89,86000	89,85831	89,82120	89,90814
C2	4,98928	4,98996	4,99796	5,03704	5,01934	4,99324	4,98787	4,98050	4,98362	4,92661
C3	2,13453	2,13487	2,13296	2,11490	2,13238	2,15602	2,16206	2,17985	2,18326	2,20786
iC4	0,40505	0,40497	0,40370	0,39743	0,40244	0,40934	0,41113	0,41633	0,41746	0,42565
nC4	0,62069	0,62009	0,61993	0,63341	0,62534	0,61417	0,61203	0,61076	0,61423	0,59122
iC5	0,22075	0,22025	0,21954	0,22630	0,22137	0,21477	0,21348	0,21238	0,21440	0,20217
nC5	0,22961	0,22887	0,22845	0,24260	0,23226	0,21841	0,21549	0,21140	0,21423	0,19011

Содержан ие, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
C6	0,26946	0,26808	0,26553	0,27829	0,26597	0,25104	0,24800	0,24363	0,24767	0,22222
C7	0,31596	0,31289	0,30314	0,30592	0,29312	0,27935	0,27677	0,27290	0,27787	0,26244
C8	0,30940	0,30528	0,28878	0,27716	0,27073	0,26406	0,26287	0,26351	0,26854	0,27482
C9	0,15030	0,14738	0,13575	0,12919	0,12371	0,11706	0,11568	0,11463	0,11734	0,12072
C10	0,10466	0,10189	0,09102	0,08597	0,08047	0,07323	0,07169	0,07006	0,07213	0,07455
C11	0,05182	0,04996	0,04299	0,04006	0,03664	0,03186	0,03085	0,02976	0,03086	0,03239
C12	0,03012	0,02864	0,02356	0,02167	0,01921	0,01573	0,01502	0,01420	0,01485	0,01573
C13	0,02069	0,01948	0,01539	0,01379	0,01208	0,00944	0,00890	0,00843	0,00893	0,00999
C14	0,01280	0,01180	0,00885	0,00774	0,00655	0,00477	0,00443	0,00412	0,00441	0,00506
C15	0,00750	0,00674	0,00481	0,00410	0,00334	0,00227	0,00208	0,00189	0,00204	0,00238
C16	0,00457	0,00403	0,00278	0,00234	0,00184	0,00119	0,00108	0,00094	0,00102	0,00118
C17	0,00222	0,00192	0,00129	0,00107	0,00082	0,00051	0,00046	0,00038	0,00042	0,00047
C18	0,00171	0,00145	0,00095	0,00077	0,00058	0,00035	0,00031	0,00026	0,00028	0,00032
C19	0,00036	0,00032	0,00022	0,00019	0,00014	0,00009	0,00008	0,00005	0,00005	0,00004
C20	0,00026	0,00023	0,00016	0,00013	0,00009	0,00006	0,00005	0,00003	0,00003	0,00002
C21	0,00016	0,00014	0,00010	0,00008	0,00006	0,00004	0,00003	0,00002	0,00002	0,00001
C22	0,000099111470 6501	0,000088353457 7099	0,000062101236 9002	0,000054455774 4568	0,000038385794 1356	0,000024839245 1919	0,000022662612 7773	0,000013851474 6968	0,000013313601 9825	0,000007862711 6629
C23	0,000095632046 1407	0,000087009053 3057	0,000062565448 1292	0,000055850358 0729	0,000039694373 6195	0,000026118275 9442	0,000023912037 0564	0,000014684514 8315	0,000014068334 2621	0,000007827462 1757
C24	0,000049003508 8355	0,000044648260 9510	0,000031591168 1976	0,000027807166 7085	0,000019518919 2148	0,000012680572 9383	0,000011587179 8711	0,000006886878 9393	0,000006536554 4450	0,000003609608 0461
C25	0,000022282046 1631	0,000020241078 9326	0,000013962980 1728	0,000012032874 5836	0,000008299276 4782	0,000005284901 1073	0,000004813839 9514	0,000002739367 1583	0,000002570744 8281	0,000001421705 1525
C26	0,000013008510 6905	0,000011015322 8144	0,000007078323 8888	0,000005740823 5324	0,000003852490 5102	0,000002294116 9278	0,000002058684 5149	0,000001173968 1448	0,000001133947 6435	0,000000824511 7968
C27	0,000005391536 5513	0,000004593409 9696	0,000002905240 0057	0,000002325275 0140	0,000001534296 3031	0,000000900921 9236	0,000000807133 2778	0,000000436019 8608	0,000000414444 2026	0,000000291669 7431
C28	0,000002259595 0458	0,000001933295 2181	0,000001199641 6380	0,000000945388 5403	0,000000613003 1872	0,000000353725 5030	0,000000316138 6494	0,000000161813 2212	0,000000151551 0150	0,000000104197 9444
C29	0,000000928505 8624	0,000000804382 9715	0,000000490642 4326	0,000000381768 1719	0,000000243642 5464	0,000000138438 0254	0,000000123503 8338	0,000000059669 0020	0,000000054893 2495	0,000000036196 1145
C30	0,000000408191 1790	0,000000350807 2686	0,000000208292 3161	0,000000158541 4171	0,000000099218 3546	0,000000054889 5198	0,000000048739 1409	0,000000022407 1433	0,000000020445 2580	0,000000013698 5748
C31	0,000000172146 4704	0,000000149187 5935	0,000000086713 9420	0,000000064993 0778	0,000000040009 5087	0,000000021692 9298	0,000000019206 7859	0,000000008331 0687	0,000000007479 4721	0,000000004852 5119



Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
C32	0,000000070128 7904	0,000000062233 5784	0,000000035490 3001	0,000000026297 8602	0,000000015970 4187	0,000000008506 5665	0,000000007515 4844	0,000000003061 8530	0,00000002692 0360	0,000000001640 2668
C33	0,000000028442 0242	0,000000026345 1835	0,000000014772 8750	0,000000010873 0432	0,000000006536 9182	0,000000003432 9297	0,000000003029 8286	0,000000001152 7817	0,00000000984 9838	0,000000000530 8012
C34	0,000000013059 2109	0,000000012130 3447	0,000000006614 1383	0,000000004770 4287	0,000000002820 7564	0,000000001438 3734	0,000000001262 8357	0,000000000454 6532	0,000000000384 3959	0,000000000206 7438
C35	0,000000005893 9255	0,000000005494 7803	0,000000002913 7252	0,000000002059 6699	0,000000001198 5357	0,000000000593 0278	0,000000000517 7951	0,000000000176 3172	0,000000000147 5499	0,000000000079 1307
C36	0,000000002656 4221	0,000000002484 5418	0,000000001280 2174	0,000000000886 2142	0,000000000507 4664	0,000000000243 2055	0,000000000211 0751	0,000000000067 8516	0,000000000056 2217	0,000000000030 1097
C37	0,000000001222 5177	0,000000001146 9294	0,000000000574 4055	0,000000000389 3517	0,000000000219 5167	0,000000000101 8373	0,000000000087 8233	0,000000000026 6485	0,000000000021 8752	0,000000000011 7049
C38	0,000000000569 8853	0,000000000536 1634	0,000000000260 9897	0,000000000173 1644	0,000000000096 1643	0,000000000043 1455	0,000000000036 9573	0,000000000010 5777	0,000000000008 6058	0,000000000004 6024
C39	0,000000000287 7824	0,000000000260 4730	0,000000000122 9147	0,000000000079 1063	0,000000000042 9578	0,000000000018 4850	0,000000000015 6798	0,000000000004 2637	0,000000000003 4959	0,000000000002 0912
C40	0,000000000136 8748	0,000000000123 3047	0,000000000056 5946	0,000000000035 5938	0,000000000019 0289	0,000000000007 9021	0,000000000006 6497	0,000000000001 7053	0,000000000001 3914	0,000000000000 8500
C41	0,000000000056 7113	0,000000000050 4301	0,000000000022 3283	0,000000000013 5972	0,000000000007 1157	0,000000000002 8125	0,000000000002 3388	0,000000000000 5564	0,000000000000 4540	0,000000000000 2950
C42	0,000000000024 3291	0,000000000021 6962	0,000000000009 3360	0,000000000005 5487	0,000000000002 8628	0,000000000001 0882	0,000000000000 8963	0,000000000000 2000	0,000000000000 1626	0,000000000000 1080
C43	0,000000000018 6347	0,000000000012 2683	0,000000000005 1365	0,000000000002 8164	0,000000000001 3296	0,000000000000 4635	0,000000000000 3702	0,000000000000 0820	0,000000000000 0765	0,000000000000 0912
C44	0,000000000013 1751	0,000000000007 1435	0,000000000002 9448	0,000000000001 5056	0,000000000000 6477	0,000000000000 2034	0,000000000000 1552	0,000000000000 0363	0,000000000000 0414	0,000000000000 0746
C45	0,000000000002 0975	0,000000000002 0095	0,000000000000 7925	0,000000000000 4400	0,000000000000 2211	0,000000000000 0752	0,000000000000 0602	0,000000000000 0108	0,000000000000 0083	0,000000000000 0045
C46	0,000000000000 9655	0,000000000000 9269	0,000000000000 3553	0,000000000000 1917	0,000000000000 0952	0,000000000000 0311	0,000000000000 0246	0,000000000000 0041	0,000000000000 0032	0,000000000000 0017
C47	0,000000000000 4467	0,000000000000 4297	0,000000000000 1602	0,000000000000 0840	0,000000000000 0412	0,000000000000 0129	0,000000000000 0101	0,000000000000 0016	0,000000000000 0012	0,000000000000 0006
C48	0,000000000000 2071	0,000000000000 1996	0,000000000000 0724	0,000000000000 0368	0,000000000000 0179	0,000000000000 0054	0,000000000000 0041	0,000000000000 0006	0,000000000000 0005	0,000000000000 0002
C49	0,000000000000 0962	0,000000000000 0929	0,000000000000 0328	0,000000000000 0162	0,000000000000 0078	0,000000000000 0022	0,000000000000 0017	0,000000000000 0002	0,000000000000 0002	0,000000000000 0001
C50	0,000000000000 0449	0,000000000000 0434	0,000000000000 0149	0,000000000000 0071	0,000000000000 0034	0,000000000000 0009	0,000000000000 0007	0,000000000000 0001	0,000000000000 0001	0,000000000000 0000
C51	0,000000000000 0210	0,000000000000 0203	0,000000000000 0068	0,000000000000 0031	0,000000000000 0015	0,000000000000 0004	0,000000000000 0003	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000
C52	0,000000000000 0098	0,000000000000 0096	0,000000000000 0031	0,000000000000 0014	0,000000000000 0007	0,000000000000 0002	0,000000000000 0001	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000
C53	0,000000000000 0046	0,000000000000 0045	0,000000000000 0014	0,000000000000 0006	0,000000000000 0003	0,000000000000 0001	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000
C54	0,000000000000 0022	0,000000000000 0021	0,000000000000 0007	0,000000000000 0003	0,000000000000 0001	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000	0,000000000000 0000

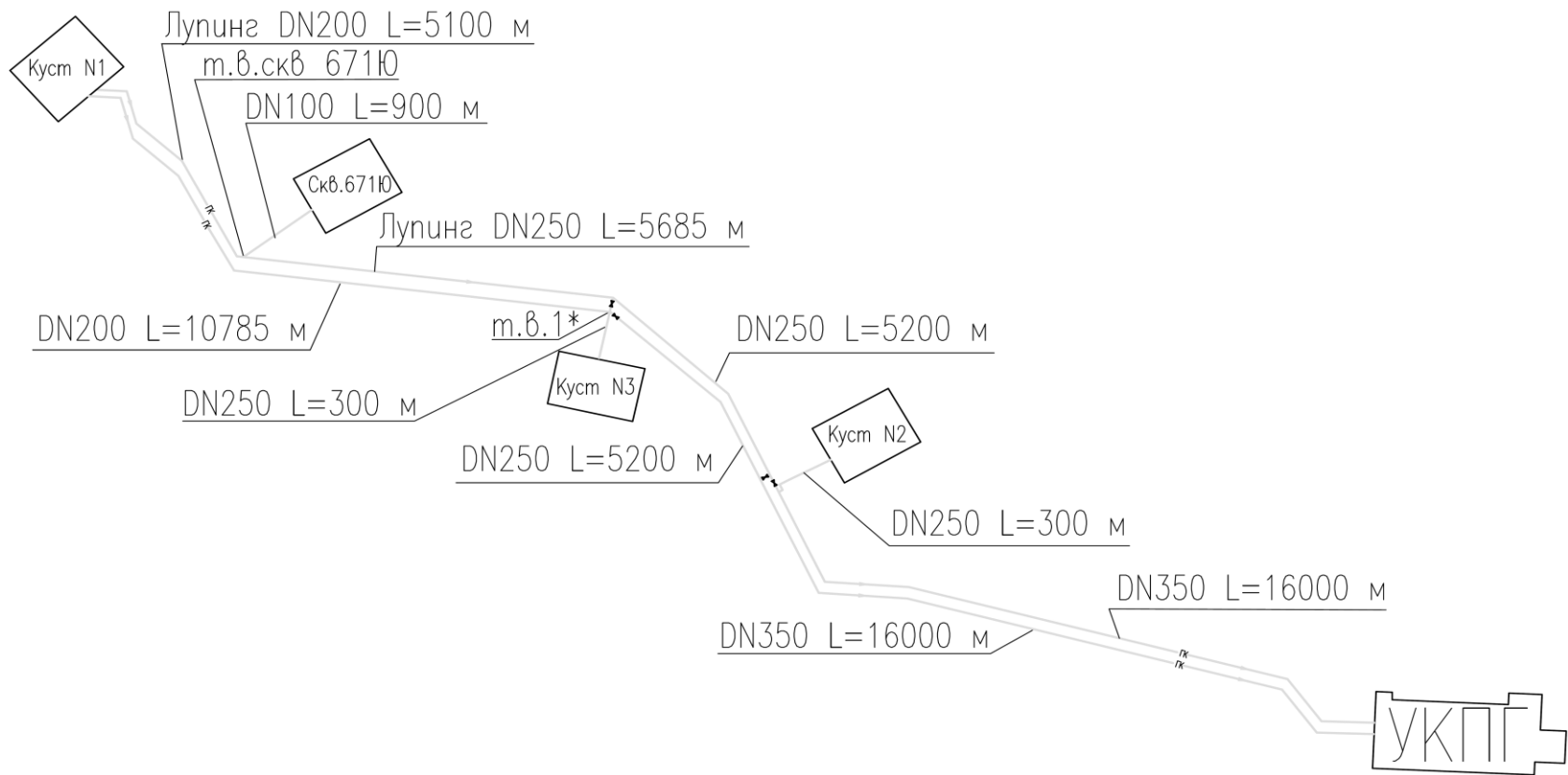
Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

**Таблица 1.14 – Компонентный мольный состав газа для скважины №671 Восточно-Тазовского месторождения**

Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
He	0,000265624	0,000265687	0,000267726	0,00026834	0,00026961	0,00027155	0,000271979	0,000272993	0,000273457	0,000273766
H2	0,004405375	0,0044063	0,004437018	0,004446406	0,004466079	0,004496865	0,004503752	0,004520494	0,004528312	0,004533626
N2	0,210746643	0,210796742	0,212412052	0,212894043	0,213884004	0,215382258	0,215712097	0,216489858	0,216845295	0,217081241
CO2	0,67047773	0,670512799	0,67188551	0,672364954	0,673499035	0,675705548	0,676252566	0,677895981	0,678785435	0,679481208
C1	83,11351654	83,12537449	83,52580165	83,65063296	83,91855554	84,36140424	84,46351309	84,73023638	84,8620671	84,95712243
C2	6,387375177	6,387412098	6,388899236	6,38950536	6,391294278	6,396469438	6,397966196	6,404016332	6,407899325	6,411339391
C3	3,355885381	3,355549523	3,343153171	3,339064885	3,329997256	3,314739534	3,311241253	3,30274679	3,29894766	3,296504569
iC4	0,727588086	0,72746979	0,722870512	0,721286807	0,717616723	0,710855393	0,709229943	0,704770845	0,702545219	0,700929937
nC4	0,938036419	0,937823751	0,92973514	0,926982319	0,920638775	0,908980275	0,906175061	0,898416053	0,894506259	0,891641331
iC5	0,353961861	0,353851252	0,349496236	0,347972536	0,344365301	0,337391808	0,33567377	0,330667041	0,328045761	0,326055743
nC5	0,31890771	0,318794276	0,314331167	0,312768441	0,309061582	0,301859426	0,300080458	0,294862886	0,292117836	0,290024695
F 45-60	0,047900619	0,047881356	0,047106495	0,04683068	0,046166487	0,044842131	0,044511333	0,043519204	0,042989571	0,042580579
F 60-70	0,346322863	0,34614573	0,339033211	0,336499368	0,330381972	0,318111942	0,315038577	0,305764862	0,300793837	0,29694154
F 70-80	0,104556579	0,104486601	0,101717779	0,100739814	0,098393269	0,093731374	0,092568277	0,089085176	0,087226667	0,085792013
F 80-90	0,231388125	0,231216415	0,224370447	0,2219382	0,216072049	0,204329541	0,201391664	0,192557292	0,187834561	0,184183297
F 90-100	0,260835627	0,260623336	0,252087047	0,249035047	0,241634886	0,22671399	0,222971505	0,211683498	0,205643557	0,20097076
F 100-110	0,385253158	0,384916642	0,371240244	0,366313144	0,354291585	0,329850527	0,323702895	0,305102435	0,295142797	0,287433935
F 110-120	0,367313036	0,366969278	0,352858492	0,347739232	0,335179408	0,309472635	0,302993607	0,283367055	0,272864955	0,264741999
F 120-130	0,16117991	0,161015392	0,154214024	0,151734462	0,145630001	0,133103851	0,129946461	0,120410035	0,115324015	0,111401917
F 130-140	0,215959929	0,215719961	0,205741459	0,2020896	0,19307834	0,174583632	0,169926295	0,155933191	0,148505548	0,142801857
F 140-150	0,157824649	0,157633803	0,149655219	0,146725443	0,139484493	0,124646469	0,120916918	0,109793152	0,103924114	0,099441543
F 150-160	0,144012442	0,143820358	0,135759684	0,132793811	0,125464436	0,110526339	0,106785643	0,095755523	0,089985376	0,085611947
F 160-170	0,163107295	0,162872751	0,152960634	0,1492985	0,140234267	0,121817012	0,117218417	0,103796127	0,096829909	0,09158792
F 170-180	0,114339055	0,114160728	0,106579739	0,103770252	0,096815139	0,082771242	0,079280195	0,069226729	0,064059571	0,060206058

Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
F 180-190	0,07579521	0,075667004	0,070186483	0,068150226	0,06311286	0,053027139	0,050534012	0,043466816	0,039874166	0,037222127
F 190-200	0,093092122	0,092919457	0,085513595	0,08276018	0,075969675	0,062555551	0,059266023	0,050128138	0,045543864	0,042201737
F 200-210	0,060585387	0,060463614	0,055212575	0,053256796	0,048445224	0,03906385	0,036781733	0,030571078	0,027496431	0,025283333
F 210-220	0,082708419	0,082529073	0,074750289	0,071847746	0,064727531	0,05104467	0,047745656	0,038962753	0,034674534	0,031629554
F 220-230	0,049861632	0,049742533	0,044572212	0,042647303	0,037960912	0,029161264	0,027066787	0,02164585	0,019042475	0,017223951
F 230-240	0,090020284	0,089780355	0,079384481	0,075533416	0,066262291	0,049372745	0,045417946	0,035517882	0,030851084	0,027652038
F 240-250	0,049474001	0,049325156	0,042921991	0,040572313	0,035005439	0,025238801	0,022996299	0,01758443	0,015082015	0,013400359
F 250-260	0,083200455	0,08292193	0,071000255	0,066662184	0,056541875	0,039426081	0,035571851	0,026593243	0,022516964	0,019830144
F 260-270	0,053738376	0,053539406	0,045059821	0,042000576	0,034978487	0,023546327	0,021023919	0,0153543	0,01282677	0,011193249
F 270-280	0,063792892	0,063534361	0,05254416	0,04860979	0,039722152	0,025789232	0,022777625	0,016242558	0,0133805	0,011566746
F 280-290	0,056793906	0,056540596	0,045830563	0,042037541	0,033633717	0,021009314	0,018342253	0,012764378	0,010365239	0,00887542
F 290-300	0,034233631	0,034065184	0,026996001	0,024525292	0,019171601	0,011494837	0,009912754	0,006727403	0,005382077	0,004563922
F 300-310	0,053311434	0,05302195	0,040985989	0,036844305	0,028088921	0,016139182	0,013740147	0,009091292	0,007162992	0,006014759
F 310-320	0,04466607	0,044398126	0,033386629	0,029666267	0,022014237	0,012102077	0,010166188	0,006556199	0,005085366	0,004227963
F 320-330	0,025686101	0,025514692	0,018584378	0,016296643	0,011738444	0,006160862	0,005103318	0,003206796	0,002447809	0,002014826
F 330-340	0,037200694	0,036924039	0,025958407	0,022435541	0,015656012	0,00783752	0,006399657	0,003918509	0,002942826	0,002398079
F 340-350	0,033495833	0,033216791	0,022430365	0,019076316	0,012865769	0,006136049	0,004937029	0,002945533	0,002175838	0,001755268
F 350-360	0,031134519	0,030843398	0,019924129	0,016654312	0,010843072	0,004929968	0,003909193	0,002274479	0,001653025	0,001320479
F 360-370	0,018761862	0,018564385	0,011416723	0,009366981	0,005879119	0,002548846	0,001991805	0,001130608	0,000808412	0,000639513
F 370-380	0,025378068	0,025077255	0,014622244	0,011765046	0,007115469	0,002945244	0,002268823	0,001257379	0,000884707	0,000693212
F 380-390	0,02288146	0,022574781	0,012409018	0,009779042	0,005693707	0,002251518	0,001709876	0,000925572	0,000640846	0,000497395
F 390-400	0,020420178	0,020110958	0,010376557	0,00800315	0,004484333	0,001694972	0,001268874	0,00067081	0,000456846	0,000351163
F 400-410	0,018875366	0,018552635	0,008949218	0,006752422	0,003642312	0,001317671	0,00097255	0,000502351	0,000336502	0,000256173
F 410-420	0,015932233	0,015623654	0,007003912	0,005165937	0,002681893	0,000929222	0,000676183	0,000341286	0,000224801	0,000169482
F 420-430	0,014202628	0,013891403	0,005765256	0,004156458	0,002077995	0,000690252	0,000495226	0,00024426	0,000158164	0,000118078
F 430-440	0,0119085897	0,0116128053	0,0044388110	0,0031273141	0,0015061890	0,0004800488	0,0003395729	0,0001636892	0,0001041692	0,0000770040
F 440-450	0,0107798516	0,0104754805	0,0036664274	0,0025239286	0,0011714529	0,0003584881	0,0002500094	0,0001177892	0,0000736478	0,0000539038
F 450-460	0,0085503639	0,0082773003	0,0026496277	0,0017835329	0,0007987669	0,0002349191	0,0001615159	0,0000743717	0,0000456689	0,0000330907

Содержание, %моль	Периоды									
	08.2025	11.2025	12.2026	09.2027	12.2028	12.2030	06.2031	12.2032	12.2033	11.2034
F 460-470	0,0070092349	0,0067552751	0,0019672060	0,0012950483	0,0005599955	0,0001584091	0,0001073750	0,0000483313	0,0000291424	0,0000209051
F 470-480	0,0055063287	0,0052810786	0,0013981184	0,0009008983	0,0003765062	0,0001024847	0,0000684738	0,0000301218	0,0000178244	0,0000126561
F 480-490	0,0046728118	0,0044571336	0,0010694388	0,0006747660	0,0002726536	0,0000714121	0,0000470151	0,0000202051	0,0000117256	0,0000082390
F 490-500	0,0035033607	0,0033222274	0,0007237409	0,0004476226	0,0001750808	0,0000441492	0,0000286376	0,0000120227	0,0000068395	0,0000047553
F 500-510	0,0029175955	0,0027488266	0,0005425942	0,0003291069	0,0001246499	0,0000302626	0,0000193353	0,0000079280	0,0000044185	0,0000030394
F 510-520	0,0021568051	0,0020177777	0,0003609064	0,0002148203	0,0000788303	0,0000184283	0,0000115947	0,0000046424	0,0000025334	0,0000017239
F 520-530	0,0016537724	0,0015357779	0,0002492427	0,0001456411	0,0000517686	0,0000116404	0,0000072068	0,0000028149	0,0000015021	0,0000010106
F 530-540	0,0012462382	0,0011479463	0,0001688400	0,0000969067	0,0000333841	0,0000072240	0,0000044009	0,0000016774	0,0000008751	0,0000005822
F 540-550	0,0010065477	0,0009194904	0,0001228716	0,0000692908	0,0000231264	0,0000048106	0,0000028816	0,0000010707	0,0000005453	0,0000003586
F 550-560	0,0007381989	0,0006683379	0,0000810550	0,0000449197	0,0000145228	0,0000029030	0,0000017091	0,0000006189	0,0000003075	0,0000001999
F 560-570	0,0005583719	0,0005008887	0,0000552275	0,0000300887	0,0000094236	0,0000018098	0,0000010469	0,0000003694	0,0000001789	0,0000001149
F 570-580	0,0004101826	0,0003645555	0,0000366342	0,0000196272	0,0000059544	0,0000010983	0,0000006240	0,0000002145	0,0000001012	0,0000000642
F 580-590	0,0002942211	0,0002591262	0,0000238039	0,0000125425	0,0000036839	0,0000006521	0,0000003636	0,0000001217	0,0000000558	0,0000000350
F 590-600	0,0002134528	0,0001868243	0,0000160439	0,0000083337	0,0000023785	0,0000004057	0,0000002224	0,0000000726	0,0000000325	0,0000000201
F 600-610	0,0001598413	0,0001391123	0,0000112110	0,0000057414	0,0000015920	0,0000002615	0,0000001409	0,0000000449	0,0000000196	0,0000000120
F 610-620	0,0001203485	0,0001041725	0,0000078913	0,0000039848	0,0000010734	0,0000001699	0,0000000899	0,0000000280	0,0000000119	0,0000000072
F 620-630	0,0000875912	0,0000754192	0,0000053770	0,0000026774	0,0000007006	0,0000001068	0,0000000556	0,0000000168	0,0000000069	0,0000000042
F 630-640	0,0000570488	0,0000488944	0,0000032927	0,0000016168	0,0000004109	0,0000000603	0,0000000308	0,0000000091	0,0000000037	0,0000000022
F 640-650	0,0000327858	0,0000279751	0,0000017814	0,0000008626	0,0000002128	0,0000000301	0,0000000151	0,0000000044	0,0000000017	0,0000000010
F 650-660	0,0000138664	0,0000117812	0,0000007101	0,0000003391	0,0000000812	0,0000000111	0,0000000055	0,0000000015	0,0000000006	0,0000000003
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



**Рисунок 1.1 – Принципиальная схема системы сбора Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения**

### 1.17.3 Результаты гидравлического расчета

Для определения оптимального диаметра лупинга от куста К1 до куста К3 был выполнен гидравлический расчет системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения от трех кустовых площадок К-1 и К-2, К-3 и скважины 671Ю для следующих расчетных периодов:

- 08.2025г – период максимальной добычи С1-С4+С5 для кустов К1, К2, К3 и скв. 671Ю суммарно;
- 11.2025г – последний период возможной работы без ввода в эксплуатацию лупинга от куста К-1 до куста К-3;
- 12.2026г – период максимальной добычи С1-С4+С5 для куста К1 и С1-С4+С5 для куста К1 и скв. 671Ю суммарно;
- 09.2027г, 12.2028г, 12.2030г, 06.2031г, 12.2032г, 12.2033г, 11.2034г, 12.2040г – периоды для определения режима и параметров работы трубопроводов при падении устьевого давления и устьевой температуры.

Результаты гидравлического расчета для системы сбора от Куста К1 до Куста К3 с учетом скв.671Ю по периодам представлены в таблицах 1.13 - 1.23.

Для обоснования необходимости применения теплоизоляции лупинга был выполнен теплогидравлический расчет без теплоизоляции лупинга и с частичной теплоизоляцией (по участкам) по расчетным периодам.

Результаты гидравлического расчета для системы сбора от Куста К1 до Куста К3 с учетом скв.671Ю без теплоизоляции лупинга по периодам представлены в таблицах 1.24-1.28.

**Таблица 1.15 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2026 г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	11,01	8,583		36,7	29,5			141830,6	1225,0	160646,3	23,0	3,1 (Массовое содержание метанола в ВМР 7,93 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр. Куста 3	200	5100	8,583	7,613	0,190	29,5	23,4	7,21	дисперсный	66377	729,1	74912,3	12,3	
	200	5685	7,613	6,391	0,216	23,4	16,1	8,43	дисперсный	66377	806,7	74725,47	13,0	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	8,583	7,170	0,277	29,5	22,2	9,08	дисперсный	75454	828,8	85156,72	14,0	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	8,637	7,548		41,49	38,3			13346	133,4	12797,45	4,5	7,8 (Массовое содержание метанола в ВМР 27,8 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	7,548	7,170	0,420	38,3	35,3	6,37	дисперсный	13346	152,6	12797,88	4,5	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	7,170	6,391	0,137	24,1	18,6*	7,40	дисперсный	88800	1136,8	97716,83	19,4	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 11,8 °С (запас 6,8°С, количество ингибитора определяется по потоку на вход УКПП)

**Таблица 1.16 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 09.2027 г. Температура воздуха плюс 5,8 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	10,03	7,347		35,39	26,6			125518,3	1210,0	144279,8	18,0	1,4 (Массовое содержание метанола в ВМР 3,65 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	7,347	6,456	0,175	26,6	22,4	7,76	дисперсный	58554	766,7	67067,41	9,8	
	200	5685	6,456	5,303	0,203	22,4	16,8	9,42	дисперсный	58554	868,1	66989,54	10,1	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	7,347	6,033	0,258	26,6	20,9	9,90	дисперсный	66964	876,8	76699,81	11,2	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	10,28	6,326		33,73	21,2			11101	87,61	10691,02	3,8	4,7 (Массовое содержание метанола в ВМР 21,3 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	6,326	6,033	0,326	21,2	19,7	5,96	дисперсный	11101	142,1	10678,61	3,9	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	6,033	5,303	0,127	20,7	17,04*	8,10	дисперсный	78065	1213,1	87305,48	15,5	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 13,27 °С (запас 3,77°С)

**Таблица 1.17 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2028 г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	9,000	6,279		33,2	23,7			103896,1	1121	119663,4	15,0	7,1 (Массовое содержание метанола в ВМР 15,07 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	6,279	5,573	0,138	23,7	17,3	7,38	дисперсный	48416	748,2	55589,22	7,8	
	200	5685	5,573	4,681	0,157	17,3	9,8	8,63	дисперсный	48416	826,5	55467,83	8,2	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	6,279	5,236	0,204	23,7	16,3	9,42	дисперсный	55481	857,4	63700,95	9,0	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	7,905	5,441										11,8, (Массовое содержание метанола в ВМР 40,2 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	5,441	5,236	0,229	17,4	14,5	5,38	дисперсный	8675	89,6	8463,901	2,96	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	5,236	4,681	0,097	16,1	10,57*	7,43	дисперсный	64156	1147,0	72061,68	12,36	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 6,09 °С (запас 3,77°С)

**Таблица 1.18 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2030 г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	7,371	5,233		31,7	23,7			82454,0	1112	95125,72	12,0	7,9 (Массовое содержание метанола в ВМР 14,82 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	5,233	4,699	0,105	23,7	16,9	7,09	дисперсный	38323	729,5	44113,24	5,8	
	200	5685	4,699	4,034	0,117	16,9	9,4	8,06	дисперсный	38323	792,9	44016,7	6,1	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	5,233	4,437	0,156	23,7	16,4	9,05	дисперсный	44154	841,0	50856,06	6,7	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	5,148	4,554										16,7 (Массовое содержание метанола в ВМР 51,52 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	4,554	4,437	0,117	15,3	11,9	3,94	дисперсный	5938	98,1	5977,415	1,82	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	4,437	4,034	0,071	15,9	9,9*	6,88	дисперсный	50093	1086	56755,21	8,81	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 5,2 °С (запас 4,7°С)



**Таблица 1.19 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 06.2031 г. Температура воздуха плюс 11,3 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	7,024	4,897		31,2	22,9			77681,5	1111	90240,63	11,0	1,9 (Массовое содержание метанола в ВМР 3,98 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	4,897	4,391	0,099	22,9	19,9	7,35	дисперсный	35966	739,9	41722,28	5,1	
	200	5685	4,391	3,753	0,113	19,9	16,3	8,57	дисперсный	35966	822,2	41704,58	5,2	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	4,897	4,131	0,150	22,9	18,9	9,45	дисперсный	41714	858,2	48390,64	5,9	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	4,638	4,225		15,09	13,2			5080	94,6	5214,234	1,39	5,8 (Массовое содержание метанола в ВМР 30,08 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	4,225	4,131	0,105	13,2	12,7	4,26	дисперсный	5080	104,1	5218,067	1,4	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	4,131	3,753	0,067	18,3	15,93*	7,26	дисперсный	46795	1122	53611,14	7,4	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 10,93 °С (запас 5,0°С)

**Таблица 1.20 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2032 г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	6,226	3,452		29,6	18,3			66776,7	1073,0	76563,83	9,79	11,8 (Массовое содержание метанола в ВМР 18,45 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	3,452	2,918	0,105	18,3	10,4	9,32	дисперсный	31051	905,2	35578,4	4,7	
	200	5685	2,918	2,191	0,128	10,4	1,5	12,07	дисперсный	31051	1043,0	35516,55	4,9	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	3,452	2,631	0,161	18,3	9,7	12,42	дисперсный	35726	1041,5	40934,29	5,4	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	2,747	2,747		12,87	12,87			4561	149,9	4739,125	1,1	21,1 (Массовое содержание метанола в ВМР 59,60 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	2,747	2,631	0,127	12,9	8,7	6,15	дисперсный	4561	149,9	4739,127	1,2	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	2,631	2,191	0,077	9,7	2,68*	10,28	дисперсный	40287	1489,7	45627,71	6,7	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 1,2 °С (запас 3,9°С)

**Таблица 1.21 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2033 г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	5,852	3,119		28,7	17,3			59737,4	1019,0	68107,77	9,0	14,7 (Массовое содержание метанола в ВМР 20,78 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	3,119	2,648	0,092	17,3	9,2	9,14	волновой	27778	894,2	31661,76	4,3	
	200	5685	2,648	2,013	0,111	9,2	0,3	11,66	дисперсный	27778	1022,9	31604,1	4,5	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	3,119	2,396	0,142	17,3	8,7	12,14	дисперсный	31959	1028,8	36428,04	5,0	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	2,499	2,499										35,2 (Массовое содержание метанола в ВМР 70,79 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	2,499	2,396	0,113	10,9	6,6	6,04	дисперсный	4127	147,6	4263,373	1,0	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	2,396	2,013	0,067	8,7	1,5*	9,95	дисперсный	36086	1456,8	40652,1	6,1	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 3,91 °С (запас 5,4°С, количество ингибитора определяется по потоку на вход УКПГ)

**Таблица 1.22 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 11.2034 г. Температура воздуха минус 16,1 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	5,405	2,715		28,58	16,6			49488,7	943,1	57772,72	6,3	7,8 (Массовое содержание метанола в ВМР 15,74 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	2,715	2,334	0,075	16,6	10,6	8,90	волновой	23012	875,0	26866,9	3,0	
	200	5685	2,334	1,827	0,089	10,6	4,1	11,11	дисперсный	23012	996,5	26838,95	3,1	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	2,715	2,134	0,114	16,6	10,1	11,68	дисперсный	26476	1006,7	30911,38	3,4	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	2,223	2,223										26,2 (Массовое содержание метанола в ВМР 64,54 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	2,223	2,134	0,098	8,9	6,2	6,08	волновой	3630	147,6	3810,997	0,9	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	2,134	1,827	0,054	9,8	4,7*	9,51	дисперсный	30106	1408,3	34712	4,3	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 2,23 °С (запас 6,9°С, количество ингибитора определяется по потоку на вход УКПГ)

**Таблица 1.23 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2040г. Температура воздуха минус 40 °С**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	3,609	3,609		26,1	26,1			31856,5	918,0	36518,71	4,6	21,9 (Массовое содержание метанола в ВМР 28,9 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	3,609	3,491	0,023	26,1	13,4	3,66	волновой	14590	420,4	16725,57	2,1	
	200	5685	3,491	3,349	0,025	13,4	2,1	3,60	пробковый	14590	409,3	16652,68	2,3	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	3,609	3,430	0,035	26,1	14,9	4,63	волновой	17266	497,6	19793,14		
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	Не работает в расчетный период											-
скв. 671Ю после редуцирования – т.вр.скв.671Ю	100	900												
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	3,430	3,351	0,014	14,9	3,4*	2,83	пробковый	17266	497,4	19720,5		

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 2,84 °С (запас 6,3°С, количество ингибитора определяется по потоку на вход УКПГ)

**Таблица 1.24 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2026г. Температура воздуха минус 40 °С. Без теплоизоляции лупинга**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	11,01	8,589		36,7	30,1			146831	1226,7	160682,7	30,7	34,2 (Массовое содержание метанола в ВМР 45,0 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	8,589	7,611	0,192	30,1	24,3	7,06	дисперсный	66793	712,0	72817,4	15,0	
	200	5685	7,611	6,393	0,217	24,3	17,3	8,29	дисперсный	66793	790,3	72627,7	15,6	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	8,589	7,143	0,283	30,1	-5,0	7,66	дисперсный	80037	853,1	87256,0	18,0	
Сква.671Ю – скв. 671Ю после редуцирования	-	-	8,637	7,571		41,49	38,97			14746	133,3	12617,6	6,9	118,9 (Массовое содержание метанола в ВМР 80,18 %)
скв. 671Ю после редуцирования – т.вр.скв.671Ю	100	900	7,571	7,143	0,474	39,0	36,4	6,43	дисперсный	14746	152,5	12648,2	6,8	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	7,143	6,393	0,132	1,5	-19,2*	5,63	дисперсный	94783	996,3	97848,0	30,2	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 24,1 °С (запас 4,9°С)

**Таблица 1.25 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 09.2027г. Температура воздуха плюс 5,8<sup>0</sup>С. Без теплоизоляции лупинга**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	10,03	7,340		35,39	26,8			126418	1210,8	144293,8	19,8	7,6(Массовое содержание метанола в ВМР 16,5 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	7,340	6,454	0,174	26,8	22,6	7,70	дисперсный	58405	761,1	66424,2	10,2	
	200	5685	6,454	5,305	0,201	22,6	17,2	9,34	дисперсный	58405	861,4	66347,7	10,5	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	7,340	6,020	0,259	26,8	12,1	9,48	дисперсный	68013	886,2	77351,2	11,9	
Сква.671Ю – сква. 671Ю после редуцирования	-	-	10,28	6,328		33,73	22,2			11451	87,4	10616,7	4,5	37,7(Массовое содержание метанола в ВМР 60,49 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	6,328	6,020	0,341	22,2	20,7	6,00	дисперсный	11451	142,6	10633,6	4,5	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	6,020	5,305	0,126	13,6	7,1*	7,69	дисперсный	79465	1172,7	87555,3	17,8	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применения ингибитора гидратообразования – плюс 2,6 °С (запас 4,55°С)

**Таблица 1.26 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2028г. Температура воздуха минус 40 °С. Без теплоизоляции лупинга**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	9,000	6,302		33,2	24,7			108646	1124	119710,4	21,5	46,8 (Массовое содержание метанола в ВМР 51,2 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	6,302	5,587	0,140	24,6	18,6	7,21	дисперсный	49075	728,0	53904,0	10,3	
	200	5685	5,587	4,680	0,159	18,6	11,5	8,47	дисперсный	49075	806,8	53782,3	10,7	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	6,302	5,229	0,210	24,6	-14,5	7,85	дисперсный	59571	883,7	65431,8	12,5	
Сква.671Ю – сква. 671Ю после редуцирования	-	-	7,905	5,491		26,4	20,2			10375	90,3	8291,7	5,6	217,1 (Массовое содержание метанола в ВМР 87,4 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	5,491	5,229	0,291	20,2	17,8	5,52	дисперсный	10375	132,3	8381,1	5,3	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	5,229	4,680	0,097	-9,6	-28,1*	5,76	дисперсный	69946	993,1	72157,2	22,2	

Примечание: \* - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 33,1 °С (запас 5,0°С)

**Таблица 1.27 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 06.2031г. Температура воздуха плюс 11,3 °С. Без теплоизоляции лупинга**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	7,024	4,898		31,2	23,0			78111,5	1111	90245,0	10,9	6,6 (Массовое содержание метанола в ВМР 12,5 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	4,898	4,391	0,099	23,0	20,0	7,32	дисперсный	36009	737,2	41544,3	5,3	
	200	5685	4,391	3,758	0,113	20,0	16,5	8,54	дисперсный	36009	819,4	41526,6	5,4	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	4,898	4,134	0,150	23,0	12,7	9,16	дисперсный	42102	861,9	48573,5	6,2	
Сква.671Ю – сква. 671Ю после редуцирования	-	-	4,638	4,230		15,09	133			5150,0	94,6	5207,4	1,6	19,2 (Массовое содержание метанола в ВМР 54,7 %)
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	4,230	4,134	0,107	13,3	12,8	4,26	дисперсный	5150	104,0	5211,6	1,5	
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	4,134	3,756	0,067	12,8	10,6*	7,08	дисперсный	47252	1092,2	53650,6	8,2	
Примечание: * - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – плюс 5,8 °С (запас 4,8°С)														

**Таблица 1.28 - Результаты гидравлического расчета системы сбора газоконденсатной смеси со скважин Восточно-Тазовского месторождения на период 12.2040г. Температура воздуха минус 40 °С. Без теплоизоляции лупинга**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Перепад на 1 км, МПа (изб.)	Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход ГК смеси, кг/ч	Объемный расход потока в раб, условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд, условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб, условиях, в начале, м³/ч	Удельный расход ингибитора гидратообразования, кг/1000ст.м³ газа
			в начале	в конце		в начале	в конце							
Куст 1 – Куст 1 после редуцирования	-	-	3,609	3,609		26,1	26,1			36056,5	923,1	36563,5	9,9	136,7 (Массовое содержание метанола в ВМР 69,33 %)
Куст 1 после редуцирования - т.вр.Куста 3	200	5100	3,609	3,467	0,028	26,1	15,1	3,64	волновой	16088	411,9	16314,7	4,4	
	200	5685	3,467	3,296	0,030	15,1	4,9	3,64	пробковый	16088	407,4	16237,3	4,6	
Лупинг Куст 1 после редуцирования - т.вр. скв.671	200	5100	3,609	3,402	0,041	26,1	-34,6	3,51	волновой	19968	511,2	20248,9	5,5	
Сква.671Ю – сква. 671Ю после редуцирования	-	-	Не работает в расчетный период											
сква. 671Ю после редуцирования – т.вр.сква.671Ю	100	900	Не работает в расчетный период											
Лупинг т.вр.671 - т.вр. Куста 3	250	5685	3,402	3,295	0,019	-34,6	-39,6*	2,22	пробковый	19968	377,3	19389,9	7,6	
Примечание: * - Температура гидратообразования при применении ингибитора гидратообразования – минус 44,6 °С (запас 5,0°С)														

#### 1.17.4 Выводы по результатам гидравлического расчета

По результатам гидравлического расчета системы сбора Восточно-Газовского месторождения кустов К1, К2, К3 и скв. 671Ю можно сделать следующие выводы:

- оптимальным диаметром лупинга газоконденсатосборного трубопровода от куста К1 до т.в. скв. 671Ю является DN200. От т.в. скв. 671Ю до куста К3 принят DN250 с учетом перспектив реализации программы по разработке юрских залежей ВТМ принят в соответствии с письмом №4660 от УКС 16.08.2023г ООО «НОВАТЕК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»;
- 12.2025г - период, когда необходимо вводить лупинг от куста К1 до куста К3;
- скорость в основном трубопроводе DN200 в рассматриваемые периоды составляет 8,87-19,96 м/с;
- скорость в трубопроводе-лупинге DN200/DN250 в рассматриваемые периоды составляет 2,83-12,42 м/с;
- в связи с различием в устьевых давлениях для скважин кустов Восточно-Газовского месторождения необходимо осуществлять редуцирование на скважинах для выравнивания давления в системе сбора. В таблицах результатов гидравлического расчета указано редуцирование на кусте в связи с тем, что расчет выполнялся не от скважин, а от куста К-1;
- давление на кусте К1 определяется более низким давлением на кустах К2, К3 и скв.671Ю. В свою очередь снижение давления в трубопроводе приводит к возрастанию скорости потока выше допустимых значений, и как следствие к необходимости использования лупинга;
- диаметры трубопроводов системы сбора Восточно-Газовского газоконденсатного месторождения от кустовых площадок К-1 и К-2, К-3 приняты в соответствии с проектной документацией 0915;
- для обеспечения безгидратного транспорта газоконденсатной смеси требуется использовать ингибитор гидратообразования (95%-ный раствор метанола). Критерием определения количества ингибитора является обеспечение разницы температуры гидратообразования и температуры потока. Температура гидратообразования должна быть ниже температуры потока на 5<sup>0</sup>С. Требуемое удельное количество ингибитора гидратообразования на 1000ст.м<sup>3</sup> газа по вариантам в зависимости от наличия или отсутствия теплоизоляции указано в таблицах с результатами расчетов. Количество ингибитора гидратообразования может быть откорректировано после получения рекомендации со стороны Заказчика по снижению запаса по температуре гидратообразования до 1-2<sup>0</sup>С. Определение количества ингибитора гидратообразования расчетным способом по имеющимся методикам не учитывает компонентный мольный состав потока и уступает методу определения с помощью программного комплекса с учетом уравнения состояния СРА, разработанного специально для расчета газоконденсатных месторождений, учитывающего более точное распределение ингибитора в жидкой фазе перекачиваемой среды и другие факторы, которые принимаются с погрешностью при расчетном методе Точное количество ингибитора гидратообразования может быть определено только службой эксплуатации, так как расчетный программный комплекс не учитывает минерализацию воды, которая значительно снижает потребность в ингибиторе;
- для трубопровода-лупинга от куста К-1 до т.в. куста К-3 рекомендуется применение теплоизоляции. Как видно из результатов расчетов, применение теплоизоляции лупинга позволяет значительно снизить потребность в ингибиторе гидратообразования в отличие от варианта в отсутствии теплоизоляции или с частичной теплоизоляцией лупинга. Сравнительный анализ по требуемому количеству ингибитора

гидратообразования по вариантам расчета в зависимости от наличия теплоизоляции представлен в таблице 1.30.

**Таблица 1.29 - Сравнительный таблица по требуемому количеству ингибитора гидратообразования по вариантам расчета в зависимости от наличия теплоизоляции**

Удельный расход ингибитора, кг/1000ст.м3 газа	12.2026г				09.2027г				12.2028г				06.2031г				12.2040г			
	Лупинг в т/ии	Лупинг без т/ии	Без т/ии 1 участка лупинга (5100м)	Без т/ии 2 участка лупинга (5685м)	Лупинг в т/ии	Лупинг без т/ии	Без т/ии 1 участка лупинга (5100м)	Без т/ии 2 участка лупинга (5685м)	Лупинг в т/ии	Лупинг без т/ии	Без т/ии 1 участка лупинга (5100м)	Без т/ии 2 участка лупинга (5685м)	Лупинг в т/ии	Лупинг без т/ии	Без т/ии 1 участка лупинга (5100м)	Без т/ии 2 участка лупинга (5685м)	Лупинг в т/ии	Лупинг без т/ии	Без т/ии 1 участка лупинга (5100м)	Без т/ии 2 участка лупинга (5685м)
Куст 1	3,1	34,2	28,6	27,4	1,4	7,6	7,6	7,6	7,1	46,8	45,1	45,9	1,9	6,6	6,6	5	21,9	136,7	123,1	125,8
скв 671Ю	7,8	118,9	3,9	39,2	4,7	37,7	18,8	14,1	11,8	217,1	17,7	53,5	5,8	19,2	15,4	19,2	-	-	-	-



### **1.18 Требование к организации производства**

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача – обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой – орудий и предметов труда.

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемой продукции, степени общественного разделения труда и состоит из следующих основных направлений:

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое обслуживание производства – квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

В основу разработки организационной структуры и численности по обслуживанию проектируемых объектов Восточно-Тазовского месторождения положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала с учетом автоматизации производственного процесса.

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 12.3.002-75 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», Постановление 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда".

Организация рабочего места, конструкция органов контроля и управления производится с учетом антропометрических, сенсомоторных, биомеханических и психофизиологических характеристик человека при соблюдении требований и удобного доступа к органам управления в соответствии с ГОСТ 12.2.064-81. ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.4.040-78 ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Обозначения».

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- достигаемость – рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обозримость;
- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предупреждающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Доставка рабочих смен к месту работы от мест проживания предусмотрена вахтовым транспортом.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимизации напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики работы на промысле. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка по соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьей 108 Трудового Кодекса РФ.

Применение прогрессивных технологий, технологическое автоматизированное оборудование, которым оснащаются проектируемые объекты системы транспорта нефти, требует высокого профессионализма рабочих и служащих, и своевременной опережающей подготовки рабочих кадров. Обучение смежным профессиям и периодическое повышение квалификации будут осуществляться непосредственно на предприятии, в предусмотренных для этого помещениях, т. к. эта форма обучения является преобладающей. Также возможна подготовка работников по смежным профессиям из числа лиц, имеющих необходимую общетеоретическую подготовку и опыт работы по родственным и смежным специальностям.

Возраст, пол и состояние здоровья лиц, принимаемых для обучения на производстве, должны соответствовать действующему трудовому законодательству. Обучение обслуживающего персонала опасных производственных объектов осуществляется организациями, имеющими специальное разрешение (ГОСТ 12.0.004-2015).

В соответствии с местоположением нефтепромысла набор кадров для эксплуатации этой системы предполагается производить в ближайших населенных пунктах, в которых имеется избыток трудовых ресурсов и сложились условия для проживания и обслуживания населения.

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров.

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта нефти, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

### 1.18.1 Обоснование потребности в основных видах ресурсов

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- азот.

Азот используется для продувки газопроводов. Продувка их осуществляется от передвижной азотной установки.

Подвод азота к оборудованию и трубопроводам для их продувки производится при помощи сборных трубопроводов и гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон сборного участка. После продувки эти участки трубопроводов и шланги должны быть разобраны. Количество потребляемых ресурсов приведено в таблице 1.30.

**Таблица 1.30 –Количество потребляемых ресурсов.**

Вид потребляемого ресурса	Потребление в год
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.4.1 «Система электроснабжения»
Азот для продувки трубопроводов	250 м <sup>3</sup> /год

### 1.18.2 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем и готовой продукцией для данного объекта является газоконденсатная смесь от кустовых площадок №№ 1, 2, 3 и одиночной скважины 671Ю Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения.

Лупинг газопровода пластового газа предусматривается от точки врезки N4 куста 1 до точки врезки N5 куста 3.

Продукция газоконденсатных скважин поступает на УКПГ Северо - Русского месторождения для подготовки газа и конденсата для внешнего транспорта.

## **2 Материальное исполнение**

### **2.1 Назначение**

Целью работы является выбор материального исполнения и сортамента трубопровода проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3». Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов представленных в Приложении А.

### **2.2 Общие положения**

#### **2.2.1 Промысловые трубопроводы**

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

#### **2.2.2 Технологические трубопроводы**

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 по методике ГОСТ 32388-2013, представленной в данном документе.

#### **2.2.3 Аппараты и ёмкости**

Ёмкостное оборудование (технологические аппараты, дренажные ёмкости) разработано на основании требований опросных листов (ОЛ). В опросных листах приведены технологические параметры аппаратов, физико-химические свойства рабочих сред, условия эксплуатации и рекомендации к материальному исполнению.

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 60 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 32 °С;
- Средняя температура самого холодного месяца (января) – Минус 48°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);

- Технического Задания на проектирование.

Степень агрессивного воздействия и прогнозируемая скорость коррозии определены согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений».

Учитывая опыт проектирования, наличие системы мониторинга коррозии, а также рекомендации п. 12.2.1.4 ГОСТ Р 55990-2014 и ГОСТ 32569-2013, расчетная скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год. Прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет составляет 2,0 мм.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- За минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 и требованиям ГОСТ 32569-2013 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, п. 16 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 32569-2013 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов принять стальные сварные трубы, выполненные высокочастотной контактной сваркой из хладостойкой стали 09Г2С класса прочности не ниже К52 с объемной термообработкой.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-2013 и технического регламента «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), 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 19% для сварных труб и не менее 21% для бесшовных.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-2013 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С;
- не менее 20 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С на образцах КСV.

#### **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. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов рекомендуется применять соединительные детали трубопроводов (отводы крутоизогнутые штампованные R=1,5DN, отводы горячего гнутья трубопроводов из низколегированных хладостойких сталей класса прочности не ниже К52 по ТУ 1469-032-04834179-2012 в некоррозионностойком исполнении И2 (или по иным техническим условиям с аналогичными техническими характеристиками).

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

Для соединения трубопроводов с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык (тип 11) по ГОСТ 33259-2015 исполнения В для давления 1,6 МПа и исполнения J для давления 16 МПа из стали 09Г2С.

Прокладки во фланцевых соединениях трубопроводов с давлением 1,6 МПа применять плоские эластичные из паронита марки ПМБ по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев.

Прокладки во фланцевых соединениях трубопроводов с давлением 16 МПа рекомендуется применять овального или восьмиугольного сечения по ГОСТ 34655-2020. Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применять из малоуглеродистой стали. Болты применять из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применять из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применять из стали 35. Защиту от атмосферной коррозии крепежных деталей выполнить цинкованием.

#### **2.4.3 Запорная и регулирующая арматура**

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать ГОСТ 33260-2015, требованиям федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Для трубопроводов применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали (20ГЛ, 09Г2С и другие) с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>.

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).

#### 2.4.4 Металлоконструкции

Для изготовления вспомогательных металлоконструкций (опоры под трубопроводы, площадки обслуживания) и нестандартного оборудования применяется низколегированная хладостойкая сталь 09Г2С (сталь С345 по ГОСТ 27772-2021).

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 с заводским антикоррозионным покрытием (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству).

В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

#### 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 трубопроводов**

Диаметр, мм	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 (для технологических) или категория по ГОСТ Р 55990-2014 (для промысловых)	Категория (группа) согласно ФНИП (приказ 444)	Наименование участка трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
						H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
<b>Промысловые трубопроводы</b>							
250	С	-	Лулинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3	16,0	0...+35,0	-	0,14
200							
250	В	-	Переход через существующий коридор коммуникаций АО «Транснефть», существующую ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская (подземное)	16,0	0...+35,0	-	0,14

Диаметр, мм	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 (для технологических) или категория по ГОСТ Р 55990-2014 (для промысловых)	Категория (группа) согласно ФНиП (приказ 444)	Наименование участка трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
						H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
250	В	-	Переход через существующий коридор коммуникаций АО «Транснефть», существующую ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская (надземное)	16,0	0...+35,0	-	0,14
<b>Технологические трубопроводы</b>							
50	Аб, I	3 (группа среды I)	Трубопровод продувки на узлах запорной арматуры	16,0	0...+35,0	-	0,1371

Характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

**Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
09Г2С по ТУ 24.20.13.130 007 16427522-2018	К52	375	510
09Г2С	К48	265	470

### 2.5.2 Расчёт толщины стенки промыслового газопровода

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

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

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

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

где  $\gamma_{fp}$  – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014), принимается равным 1,10 для газопроводов;

$P$  – расчётное давление;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_u$  – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;



$R_y$  – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

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

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

где  $\sigma_y$  – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

$\sigma_u$  – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

$\gamma_d$  – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{mu}=1,40$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

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

$\gamma_n = 1,1$  – коэффициент 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 промышленных трубопроводов**

Трубопровод		$P$ , МПа	$\gamma_d$	$R_y$ , МПа	$R_u$ , МПа	Толщина стенки, мм			
$D$ , мм	Категория					$t_y$	$t_u$	Номинальная	Принятая
273	С	16,0	0,767	225,55	254,01	10,65	9,46	12,65	13
273	В	16,0	0,637	225,55	254,01	12,83	11,96	14,83	15
219	С	16,0	0,767	225,55	254,01	8,54	7,59	10,54	12

### 2.5.3 Расчёт толщины стенки технологического газопровода

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1:

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|},$$

где  $s_R$  – расчётная толщина стенки, мм;

$P$  – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении,

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right]$$

где  $\sigma_p$  – предел текучести, МПа;  
 $\sigma_m$  – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов  $s$  определяется из условий (5.7), (5.8) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

где  $C_2$  – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;

$C_1$  – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

$s_{min}$  – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно формуле (5.11) ГОСТ 32388-2013:

$$[s] = \max(s_R + C_1; s_{min}).$$

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для технологических трубопроводов приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 - Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов**

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная $s_R$	$C_1$	$C_2$	Отбраковочная [s]	Номинальная S	Принятая
57	16,0	176,67	12,5	2,47	0,75	2	3,22	5,22	6

### 2.5.4 Расчёт срока службы трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации выполнен в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии равной 0,1 мм/год по формуле:

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

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

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

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

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно ГОСТ Р 55990-2014 и ГОСТ 32388-2013.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 - Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	$\tau$ , лет
Промысловые трубопроводы						
273	15	16	372	510	12,83	21
273	13	16	372	510	10,65	23
219	12	16	372	510	8,54	34
Технологические трубопроводы						
57	6	16	265	470	3,22	27

Назначенный срок службы технологических трубопроводов составляет 20 лет согласно пункту ДЗ ГОСТ 32388-2013 и промышленных трубопроводов согласно требованиям ТЗ.

### 2.5.5 Расчет на прочность и устойчивость надземного трубопровода

Расчет на прочность и устойчивость надземного промышленного трубопровода на опорах выполняется согласно требованиям раздела 12.7 ГОСТ Р 55990-2014.

На этапе ПД определяется предварительный шаг расстановки опорных конструкций исходя из условий прочности и устойчивости трубопровода согласно п. 12.7.13 ГОСТ Р 55990-2014.

Пролет из условия статической прочности определяется как меньшее из значений пролета для растянутой и сжатой зоны сечения, определяемых по формулам (12.62) и (12.63) ГОСТ Р 55990-2014

$$L_{sta}^+ = \sqrt{12 \cdot (R_y - \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}};$$

$$L_{sta}^- = \sqrt{12 \cdot (\psi \cdot R_y + \frac{1}{2} \cdot \sigma_h) \cdot \frac{W}{q_{sta}}};$$

где  $\psi = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \cdot (\sigma_h^*)^2 - \frac{1}{2} \cdot (\sigma_h^*)}$  – понижающий коэффициент, учитывающий сложное напряженное состояние;

$$\sigma_h^* = \frac{\sigma_h}{R_y};$$

$R_y$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала труб по текучести, мм;

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

$W$  – момент сопротивления сечения трубопровода, м<sup>3</sup>;

$q_{sta}$  – погонная нагрузка на трубопровод, Н/м.

Пролет, исходя из условия обеспечения аэродинамической устойчивости, вычисляется по формуле (12.68) ГОСТ Р 55990-2014

$$L_{dyn} = k \cdot \sqrt{\frac{\delta/K_\delta}{c \cdot \rho \cdot D_{т.р.} \cdot v_0}} \cdot \sqrt[4]{E_0 \cdot I \cdot m}$$

где  $k$  – коэффициент учета числа пролетов (принимается равным  $\pi$ );

$\delta$  – конструкционный декремент колебаний, принимается равным 0,007;

$K_\delta$  – коэффициент запаса по декременту колебаний, принимается равным 1,33;

$c$  – аэродинамический коэффициент, принимается равным 1,15;

$\rho$  – плотность воздуха в ветровом потоке, принимается равной 1,25 кг/м<sup>3</sup>;

$D_{t.p.}$  – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции, м;

$v_0 = \sqrt{2 \cdot K \cdot w_0 / \rho}$  – скорость ветра нормативная, м/с;

$E_0$  – модуль упругости стали, принят равным 205000 МПа;

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

$m$  – погонная масса трубопровода в изоляции в опорожненном состоянии, кг/м;

$K$  – поправочный коэффициент, принимаемый равным 0,75 (ось трубопровода находится ниже 5 метров над поверхностью земли);

$w_0$  – нормативное значение ветрового давления, принимаемое по таблице 11.1 СП 20.13330.2016, Па.

Результаты расчета максимальных длин пролетов, обеспечивающих прочность и устойчивость трубопровода указаны в таблице 2.6.

**Таблица 2.6 – Результаты расчета шага стоек по условию прочности и устойчивости**

Трубо-провод	$D_{t.p.}$ , мм	$P$ , МПа	$R_y$ , МПа	$q_{sta}$ , Н/м	$w_0$ , Па	$m$ , кг/м	$L_{sta}$ , м	$L_{dyn}$ , м
273×15	400	16	241,91	1850	380	109,8	30,1	26,2
273×13	400	16	241,91	1725	380	97,8	28,1	24,5
219×12	314	16	187,32	1284	380	71,7	21,2	21,3

Реальный шаг расстановки стоек на линейной части газопровода, в целях ограничения нагрузок на технологические опоры и строительные конструкции, предлагается принять не более 12 метров для DN200 и не более 15 метров для DN250.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов осуществляется путем устройства трапециевидных компенсаторов с применением 45-градусных отводов горячего гнутья радиусомгиба 5DN. Шаг расстановки компенсаторов и приварных «неподвижных» опор определяется уточненным расчетом с помощью метода конечных элементов с учетом фактического плана и профиля трубопровода на последующих стадиях проектирования.

### 2.5.6 Проверочный расчет на прочность подземных участков трубопроводов

Расчет на прочность подземного промышленного 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

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

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

где  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;

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

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

$f_l, f_{eq}$  – расчетные коэффициенты, принимаемы по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равные соответственно 0,6 и 0,9 для стадии эксплуатации.

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

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

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

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

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

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации;

$E$  – модуль деформации, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубы, м;

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

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

$\Delta T$  – температурный перепад (принимается из условия температуры замыкания трубопровода не ниже минус 10°C), °C.

В качестве температуры замыкания, для подземных трубопроводов, принимается температура грунта, которым производится засыпка трубопровода при условии проведения работ по разработке траншеи, укладке трубопровода и засыпке траншеи в одну рабочую смену.

Результаты расчета подземных трубопроводов на прочность указаны в таблице 2.7.

**Таблица 2.7 – Результаты расчета подземных трубопроводов по условию прочности**

Трубо-провод	P, МПа	$\sigma_y$ , МПа	$\Delta T$ , °C	R, м	$\sigma_h$ , МПа	$\sigma_l^+$ , МПа	$\sigma_l^-$ , МПа	$\sigma_{eq}$ , МПа	$f_l \sigma_y$	$f_{eq} \sigma_y$
273×15	16,0	372	55	300	160,2	6,0	-180,5	295,2	223,2	334,8
Примечание – Расчетные продольные напряжения во всем сечении трубопровода сжимающие										

Проверочный расчет согласно представленной выше таблице показал, что условия прочности (12.12) и (12.13) ГОСТ Р 55990-2014 выполняются при принятых радиусах упругого изгиба для трубопроводов DN250 - 300 метров.

### 2.5.7 Выборка типоразмеров труб

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

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

DN	Наименование участка трубопровода	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода			
				Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 (для технологических) или категория по ГОСТ Р 55990-2014 (для промышленных)	Категория (группа) согласно ФНиП (приказ 444)	D × s, мм	Тип трубы, материал
<b>Промысловые трубопроводы</b>							
250	Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3	16,0	0...+35	С	-	273×13	Трубы стальные электросварные прямошовные, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичному
200					-	219×12	
250	Переходы через существующий коридор коммуникаций АО «Транснефть», существующую ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская (подземное)	16,0	0...+35	В	-	273×15	Трубы стальные электросварные прямошовные, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичному
250	Переходы через существующий коридор коммуникаций АО «Транснефть», существующую ВЛ-220 кВ Ермак-Славянская (надземное)	16,0	0...+35	В	-	273×15	Трубы стальные электросварные прямошовные, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичному
<b>Технологические трубопроводы</b>							
50	Трубопровод продувки на узлах запорной арматуры	16,0	0...+35	Аб, I	3 (группа среды 1)	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78

### **2.6 Выбор материального исполнения футляров**

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

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

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
DN, мм	$D \times s$ , мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
200	630×10	Трубы электросварные прямошовные из стали 09Г2С по ГОСТ 10704-91
250		

### 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 –  $n_{bal}=0,8$  для пригрузов заполненных грунтом (согласно таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014).

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

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

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

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

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

–  $\gamma_{bal}$  – плотность материала пригрузов,

– для грунта  $\gamma_{bal} = 1400$  кг/м<sup>3</sup>.

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

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

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

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

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

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

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

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

Балластировка газосборного трубопровода выполняется с учетом антикоррозионного покрытия трубопроводов.

Принятые в расчёте характеристики утяжелителей представлены в таблице 2.10.

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

Тип пригруза	Материал	Длина, м	Объем пригруза, м <sup>3</sup>	Масса груза на воздухе, кг
ПКБУ-630 по ТУ 4834-019-05410300-2016	Грунт	1,6	3,5	4900

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.

Расчитанные шаги  $L$  приведены в таблице 2.11.

**Таблица 2.11 – Шаг расстановки утяжелителей**

Трубопровод	Тип пригруза	$L$ , м		
		вогнутые кривые	выпуклые кривые	прямые участки
630×10 (кожух)	ПКБУ-630 по ТУ 4834-019-05410300-2016	-	-	5,3

## 2.8 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанным специализированной организацией техническим требованиям на сварку и требованиям федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016, СП 406.1325800.2018.

Сборка труб под сварку может производиться с использованием как внутренних, так и наружных центраторов.



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.

Величина отклонения от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образующей должна быть не более значений, приведенных в п.19.3 СП 284.1325800.2016.

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 аргодуговой (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 рекомендуются:

- для автоматической под флюсом применять сварочную проволоку Св-10ГА, Св-08Г2С, Св-12ГС, 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 рекомендуются к применению электроды марки:

- для сварки металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб - электроды типа Э-55, AWS E7015, AWS E7018 по ГОСТ 9467-75.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- Ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния (ЗТВ) сварных соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус

20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах КСV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах КСУ при температуре плюс 20 °С;

- Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений промышленных трубопроводов не должна превышать 280 HV<sub>10</sub> и 300 HV<sub>10</sub> соответственно.

После проведения сварочных работ, очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия грата выполнять 100% контроль визуально-измерительным методом.

Контроль сварных соединений промышленных трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018 и СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб. На участках пересечения трубопроводов с магистральным нефтепроводом «Заполярье – ПНС «Пур-пе» выполнить дублирующий ультразвуковой контроль в 100% объеме. Нормы отбраковки кольцевых сварных соединений согласно приложения Д к СП 86.13330.2022. Для газопроводов принять уровень качества сварных соединений В.

Контроль сварных соединений площадочных трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва.

Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

## **3 Анतिकоррозионная защита**

### **3.1 Общие положения**

Целью работы является выдача рекомендаций по антикоррозионной защите оборудования, трубопроводов и емкостей по объекту «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3.»

Защита промышленных и технологических трубопроводов, емкостей 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.

### **3.2 Защита от атмосферной коррозии**

Условия эксплуатации трубопроводов, оборудования и других металлических конструкций зависят от категории коррозионной активности атмосферы. Категории коррозионной активности атмосферы должны соответствовать ISO 12944-2:1998. Для данного проекта категорию коррозионной активности атмосферы принять С3 (средняя).

Нанесение лакокрасочных материалов (ЛКМ) – это один из самых распространенных и надежных способов защиты надземных конструкций от коррозии.

ЛКМ – это поверхностные пленкообразующие покрытия, способные при нанесении их на какую-либо поверхность высыхать или полимеризоваться с образованием твердой и прочной пленки. Их широко применяют для защиты, от коррозии наружной и внутренней поверхности подземных, надземных и подводных трубопроводов, резервуаров, различных строительных конструкций и т.д.

Защитные действия лакокрасочного покрытия (ЛКМ) заключаются в создании на поверхности изделия сплошной пленки, которая препятствует агрессивному воздействию окружающей среды и предохраняет металл от разрушения.

Работы по защите оборудования, аппаратов и емкостей от коррозии следует выполнять после окончания всех предшествующих строительно-монтажных работ, в процессе производства которых защитное покрытие может быть повреждено.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения покрытия и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Рекомендуется 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 нанесению должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры, оборудования с теплоизоляцией применить двухкомпонентные эпоксидные покрытия по ТУ 2312-003-74820144-2015 – два слоя толщиной по 125 мкм. Общая толщина покрытия 250 мкм. Трубная продукция рекомендуется к применению преимущественно с заводским антикоррозионным покрытием и теплогидроизоляционным слоем. Защиту сварных

стыков трубопроводов с заводским антикоррозионным и теплогидроизоляционным покрытием рекомендуется выполнять комплектами изоляции сварных стыков, содержащими термоусаживающиеся манжеты и комплекты теплоизоляции.

Защиту коррозии наружной поверхности теплоизолируемых трубопроводов выполнить двухкомпонентным эпоксидным покрытием по ТУ 2312-003-74820144-2015 – два слоя толщиной по 125 мкм. Общая толщина покрытия 250 мкм.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры и оборудования без теплоизоляции, а также металлоконструкций в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

– эпоксидное мастичное покрытие по ТУ 2312-003-74820144-2015 – один толщиной 150 мкм;

– полиуретановое покрытие стойкое к ультрафиолетовому излучению по ТУ 2312-005-74820144-2015 – один слой толщиной 50 мкм.

Возможно применение других систем антикоррозионных покрытий при условии соответствия характеристик требованиям проекта и при согласовании с Заказчиком. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10 лет. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. 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.

Контроль качества ЛКП осуществляют после его полного отверждения согласно технической документации на ЛКП. Контролю подлежат, как минимум, внешний вид покрытия, его толщина, сплошность покрытия и адгезия.

### **3.3 Защита от почвенной коррозии**

#### **3.3.1 Антикоррозионная защита покрытиями**

Основным направлением повышения надёжности и долговечности антикоррозионной защиты подземных трубопроводов является применение труб с наружным изоляционным покрытием заводского исполнения и с последующей защитой зоны сварных стыков не уступающей по качеству изоляцией, например термоусаживающимися материалами.

При подземной прокладке трубопроводов без теплоизоляционного покрытия применить трубы с заводским трехслойным наружным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-004-32256008-03, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным противокоррозионным покрытием на основе термоусаживающихся материалов по ТУ 1468-013-32256008-07. Возможно применение других заводских покрытий при условии их соответствия требованиям к защитным покрытиям усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

При подземной прокладке трубопроводов в теплоизоляционном покрытии применить трубы и соединительные детали трубопроводов с заводским наружным эпоксидным мастичным покрытием общей толщиной не менее 350 мкм по ТУ 2312-003-74820144-2015. Эпоксидное ЛКП покрывается слоем теплоизоляции из пенополиуретана и защитной оболочкой.

Защиту от коррозии сварных стыков подземного трубопровода с заводским наружным покрытием рекомендуется выполнять термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА-СТМП» по ТУ 2293-046-82119587-2013. Возможно применение других типов термоусаживающихся

материалов при условии их соответствия требованиям к защитным покрытиям усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Защиту футляров и непротяженных стальных подземных трубопроводов в трассовых условиях необходимо выполнить покрытием на основе полимерных грунтовок и полимерных лент, согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98. В проекте рекомендуется применять ленточное полимерное покрытие усиленного типа следующей конструкции:

- грунтовка полимерная «Праимер НК50» по ТУ 2313-007-09355006-2013 один слой;
- лента изоляционная полимерная липкая «Полилен» по ТУ 2245-008-09355006-2013 два слоя толщиной 0,6мм;
- обёртка защитная полимерная липкая «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-009-09355006-2013 один слой толщиной не менее 0,6мм.

Возможно применение других конструкций защитных покрытий при условии их соответствия требованиям к защитным покрытиям усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 для условий трассового нанесения (номера конструкций 12...19 согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98).

Для защиты от почвенной коррозии подземных емкостей и арматуры предусмотреть заводское антикоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие по ТУ 2312-003-74820144-2015 общей толщиной не менее 400 мкм. Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно таблице 1 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 качества термоусаживающихся манжет и покрытий наносимых в трассовых условиях должен выполняться согласно правил Изготовителя с учетом требований таблицы 2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

### **3.4 Защита внутренней поверхности**

Защиту внутренних поверхностей емкостей необходимо выполнить лакокрасочными покрытиями с учетом характеристик хранящихся сред (температура и химический состав жидкости). Для защиты внутренней поверхности емкостей от коррозии применить эпоксидно-фенольное покрытие – два слоя толщиной по 150 мкм. Общая толщина покрытия 300 мкм. Срок службы покрытия должен составлять не менее 10 лет с учетом характеристик хранящихся сред.

## 4 Электрохимическая защита

Целью работы является определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.4.1.

### 4.1 Нормативные ссылки

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

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

### 4.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

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

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

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

### 4.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

### 4.4 Общие данные

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 51 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 18,9 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 46 °С.

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

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

#### **4.5 Критерии защиты от коррозии**

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

В соответствии с ведомостью (Приложение И 1576-ИИ-ИГИ-ПрилИ) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 153 до 619 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 (см. п.7.7).

С целью исключения вредного влияния между существующими стальными трубопроводами и проектируемым газопроводом в местах пересечения устанавливаются стойки КИП с встроенным блоком совместной защиты. Кабельные линии от трубопроводов заводятся на клеммную панель КИП. Электрохимическая защита кожуха на переходах газопровода через автодорогу осуществляется протекторными установками.

#### **4.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода**

Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 3.

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 2 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 3 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 4 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 5 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 6 ГОСТ 8734 75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 7 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 8 ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- 9 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 10 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 11 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 12 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 13 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 14 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 15 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
- 16 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 17 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).
- 18 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
- 19 СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
- 20 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.
- 21 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
- 22 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.
- 23 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 24 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 25 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».



26 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

27 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

28 ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.

29 ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды.

**Приложение Б****Ведомость оборудования, изделий и материалов**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
<b>Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3</b>			
Кран шаровой фланцевый с ручным приводом DN250 PN16 МПа	1576-П-ТХ-ОЛ15	шт.	1
Кран шаровой с электроприводом DN250 PN16 МПа	1576-П-ТХ-ОЛ14	шт.	2
Кран шаровой фланцевый с ручным приводом DN200 PN16 МПа	1576-П-ТХ-ОЛ02	шт.	3
Кран шаровой фланцевый с ручным приводом DN100 PN16 МПа	1576-П-ТХ-ОЛ09	шт.	1
Кран шаровой фланцевый с ручным приводом DN50 PN16 МПа	1576-П-ТХ-ОЛ10	шт.	6
Труба стальная электросварная прямошовная 273х13, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52	ТУ 24.20.13.130-007-164 27522-2018 или аналог	м	41,3
Труба стальная электросварная прямошовная 273х13, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	3635,2
Труба стальная электросварная прямошовная 273х13, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	109
Труба стальная электросварная прямошовная 273х15, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	1909,8
Труба стальная электросварная прямошовная 273х15, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	58

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Труба стальная электросварная прямошовная 273x15, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из стального листа с полиэтиленовым покрытием 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	115
Труба стальная электросварная прямошовная 273x15, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из стального листа с полиэтиленовым покрытием 400 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	4
Труба стальная электросварная прямошовная 219x12, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналог	м	5,6
Труба стальная электросварная прямошовная 219x12, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 315 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	4796
Труба стальная электросварная прямошовная 219x12, класса прочности К52, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с наружным диаметром защитной оболочки из оцинкованной стали 315 мм	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 ТУ 5768-001-01395041-2015	м	144
Труба стальная электросварная прямошовная 114x8, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52	ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналог	м	1,5
Труба бесшовная горячедеформированная 57x6 из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48	ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78	м	13,4

**Приложение В****Ведомость оборудования, изделий и материалов. Электрохимическая защита.**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
1. Кабель силовой с медными жилами с пластмассовой изоляцией в ПВХ оболочке сечением 2х6 мм <sup>2</sup>	ВВГ ГОСТ 31996-2012		км	0,380
3. Контрольно-измерительный пункт	КИП2-12-4.БСЗ-ПР-1-1		шт.	2
4. Контрольно-измерительный пункт	КИП2-12-4.БСЗ-ПР-10-1		шт.	1
5. Электрод сравнения неполяризующийся медносульфатный с кабелем длиной 5 м	ХС-МЭС-2(К-К)-Т-ВЭ-5		шт.	2
6. Электрод сравнения неполяризующийся медносульфатный с кабелем длиной 230 м	ХС-МЭС-2(К-К)-Т-ВЭ-230		шт.	1
7. Электрод сравнения неполяризующийся медносульфатный с кабелем длиной 5 м	ПСС-МЭС-1(К)-Г-ВЭ-5		шт.	1
8. Блок пластин индикаторов	БПИ-2		шт.	2
9. Протектор магниевый	ПМ-10У		шт.	8
10. Минеральный активатор			м <sup>3</sup>	0,72

## Расчет температурного режима ММГ на участке ННБ перехода газопровода через автодорогу и коммуникации

Согласовано	
Согласовано	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

<b>1576-П-ПР-РР01</b>								
Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Баюшева		<i>Баюшева</i>	25.10.23	П	1	35
Проверил		Симонова		<i>Симонова</i>	25.10.23			
Гл. спец.		Федотенко		<i>Федотенко</i>	25.10.23			
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	25.10.23	Расчет температурного режима ММГ на участке ННБ перехода газопровода через автодорогу и коммуникации		
ГИП		Брусничкин		<i>Брусничкин</i>	25.10.23			



**СОДЕРЖАНИЕ**

1 ВВЕДЕНИЕ .....	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	3
3.1 ПАРАМЕТРЫ ТРУБОПРОВОДОВ .....	3
3.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА .....	4
3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	4
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	6
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ .....	6
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ТРУБОПРОВОДЫ-ГРУНТ .....	8
4.3 МОДЕЛЬ ГРУНТА .....	9
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....	10
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ.....	10
5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ .....	12
5.3 РАСЧЕТ ПРОСАДКИ ГРУНТА .....	12
6 ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ .....	14
7 ВЫВОДЫ.....	16
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	18
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ РАСТЕПЛЕНИЯ.....	21

## **1 Введение**

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов в основании газопровода на участке перехода ННБ через автодорогу и коммуникации проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

## **2 Общие положения**

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

Расчет температурного режима проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия № РОСС RU.СП15.Н00900, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. Расчет проводится методом конечных разностей. По результатам теплотехнического расчета определяется стабилизированная осадка трубопровода, которая является входным параметром для второго этапа. Стабилизированная осадка определяется относительно момента запуска проектируемого газосборного трубопровода.

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

## **3 Исходные данные**

### **3.1 Параметры трубопроводов**

Проектируемый газопровод выполнен из электросварных прямошовных труб из стали 09Г2С класса прочности К52. Температура продукта в трубопроводе принята согласно Тому 3.1.1 проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

Характеристики проектируемого трубопровода представлены в таблице 1.

**Таблица 1 - Характеристики проектируемого трубопровода**

Диаметр трубопровода, D, мм	Материал	Толщина теплоизоляции, мм	Расчётное давление продукта, МПа	Максимальная температура продукта, °С	Рабочий продукт
273х15 проектируемый трубопровод	Трубы стальные электросварные прямошовные, ВЧС из стали 09Г2С класса прочности К52 по ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018 или аналогичному	63,5	16	До +35	Пластовый газ

Проектируемый газопровод на ПК66+97,4 пересекает трубопровод товарной нефти 820х12, выполненный из электросварных прямошовных труб К56-2 по ОТТ-23.040.00-КТН-051-11. Пересекаемый трубопровод прокладывается в теплоизоляции толщиной 100 мм. Температура продукта в трубопроводе товарной нефти принята равной +46°С.

На участке перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ трубопровод прокладываются подземно в теплогидроизоляции из пенополиуретана с защитной оболочкой из стального листа с полиэтиленовым покрытием и в защитном футляре 630х10. Глубина заложения трубопровода принимается в соответствии с чертежами Тома 3.1.2.

### **3.2 Климатические условия района**

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Тазовский в соответствии с техническим отчетом 1576-ИИ-ИГМИ проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

Климатические характеристики приведены в таблице 2.

**Таблица 2 - Климатические данные**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-26,2	-25,7	-20,2	-12,7	-4,2	6,9	14,3	11	4,6	-6,1	-18,4	-23,3
Высота снежного покрова, см	33,00	38,67	45,00	49,33	28,00	0	0	0	0	6,00	19,00	27,67
Скорость ветра, м/с	5,5	5,3	5,5	5,8	5,6	5,1	4,8	4,6	4,8	5,3	5,4	5,8

### **3.3 Инженерно-геологические условия**

Параметры для теплофизических характеристик грунтов приняты в соответствии с отчётом 1576-ИИ-ИГИ1 проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3». Расчетные и нормативные характеристики тепло-физических свойств грунтов представлены в приложении Б.



Инженерно-геологические условия приняты по инженерно-геологическим разрезам, представленным на чертежах Тома 2.3 технического отчета 1576-ИИ-ИГИЗ проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

В качестве расчетных выбраны геологические скважины №26-23, №27-23 и №28-23.

В разрезе по скважине №26-23 выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- Мохово-растительный слой. Мощность слоя 0,1 м;
- ИГЭ-5м - Глина песчаная, легкая, слабодистая ( $I_i=0,111$  д.ед.), пластичномерзлая, криотекстура массивная, слоистая, с включением гравия и гальки до 10 %, с прослоями песка, в талом состоянии мягкопластичная. Температура замерзания грунта минус 0,25 °С, мощность слоя 3,4 м;
- ИГЭ-7м - Песок мелкий, льдистый ( $I_{tot}=0,403$  д.ед.), твердомерзлый, криотекстура массивная, глинистый, с прослоями супеси и суглинка, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Температура замерзания грунта минус 0,10 °С, мощность слоя 11,5 м.

В разрезе по скважине №27-23 выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- Мохово-растительный слой. Мощность слоя 0,1 м;
- ИГЭ-5м - Глина песчаная, легкая, слабодистая ( $I_i=0,111$  д.ед.), пластичномерзлая, криотекстура массивная, слоистая, с включением гравия и гальки до 10 %, с прослоями песка, в талом состоянии мягкопластичная. Температура замерзания грунта минус 0,25 °С, мощность слоя 2,5 м;
- ИГЭ-7м - Песок мелкий, льдистый ( $I_{tot}=0,403$  д.ед.), твердомерзлый, криотекстура массивная, глинистый, с прослоями супеси и суглинка, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Температура замерзания грунта минус 0,10 °С, мощность слоя 11,2 м;
- ИГЭ-3м - Супесь песчаная, слабодистая ( $I_i=0,085$  д.ед.), твердомерзлая, криотекстура массивная, с прослоями песка, в талом состоянии текучая. Температура замерзания грунта минус 0,15 °С, мощность слоя 1,2 м.

В разрезе по скважине №28-23 выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- Мохово-растительный слой. Мощность слоя 0,1 м;

- ИГЭ-3м - Супесь песчаная, слабольдистая ( $I_i=0,085$  д.ед.), твердомерзлая, криотекстура массивная, с прослоями песка, в талом состоянии текучая. Температура замерзания грунта минус  $0,15$  °С, мощность слоя  $3,7$  м;
- ИГЭ-7м - Песок мелкий, льдистый ( $I_{tot}=0,403$  д.ед.), твердомерзлый, криотекстура массивная, глинистый, с прослоями супеси и суглинка, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой. Имеет широкое распространение на участке изысканий. Температура замерзания грунта минус  $0,10$  °С, мощность слоя  $9,6$  м;
- ИГЭ-3м - Супесь песчаная, слабольдистая ( $I_i=0,085$  д.ед.), твердомерзлая, криотекстура массивная, с прослоями песка, в талом состоянии текучая. Температура замерзания грунта минус  $0,15$  °С, мощность слоя  $1,6$  м.

Начальные распределения температур в моделях принято на основании результатов замеров температур грунта в скважинах №26-23, №27-23 и №28-23 согласно приложению Ж к отчёту 1576-ИИ-ИГИ1 проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3» и представлены в таблице 3.

**Таблица 3 - 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	15,0
26-23	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-1,2	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1
27-23	-0,5	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1
28-23	-0,8	-0,7	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-1,2	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1

## 4 Расчетные параметры

### 4.1 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Данные о температуре окружающей среды взяты из технического отчета 1576-ИИ-ИГМИ проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

Коэффициент конвективного теплообмена  $\alpha$  в отсутствие снежного покрова принимается равным [3]:

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

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

Для поверхности грунта суммарный приходящий тепловой поток от солнечной радиации компенсируется расходными значениями за счет испарения с поверхности мохово-растительного слоя и длинноволнового излучения. Суммарное значение теплового потока на

поверхность почвы учитывается при определении приведенного коэффициента теплоотдачи, определяемого в ходе расчетной процедуры, описанной ниже.

Коэффициент конвективного теплообмена  $\alpha$  при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [4]:

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

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

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

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

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

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена  $\alpha$  уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем изменения коэффициентов теплообмена на некоторую величину с целью обеспечения сходимости расчетной температуры на глубине нулевых амплитуд (принята равной 10 метрам) с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [6]. Расчет ведется на период 50 лет до удовлетворения условия по отсутствию динамики изменения температуры на глубине нулевых амплитуд (температура на глубине должна быть установившейся) и удовлетворения условия по температуре на глубине нулевых амплитуд (плюс 0,2 °С, минус 0,1 °С).

Принятые условия теплообмена с поверхностью почвы представлены в таблице 4.

**Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м <sup>2</sup> К	28,58	27,76	28,58	29,78	28,98	26,94	26,27	25,43	26,27	27,76	28,17	29,78
Калиброванный коэффициент теплообмена грунт-воздух на участке скв.№26-23, Вт/м <sup>2</sup> К	1,10	0,94	0,81	0,75	1,29	26,94	26,27	25,43	26,27	5,13	1,86	1,30
Калиброванный коэффициент теплообмена грунт-воздух на участке скв.№27-23, Вт/м <sup>2</sup> К	1,09	0,94	0,81	0,74	1,28	26,94	26,27	25,43	26,27	5,11	1,85	1,30

Калиброванный коэффициент теплообмена грунт-воздух на участке скв. №28-23, Вт/м <sup>2</sup> К	1,12	0,96	0,83	0,76	1,31	26,94	26,27	25,43	26,27	5,22	1,89	1,33
--	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	------	------	------

#### 4.2 Параметры для расчета теплообмена трубопроводы-грунт

Основными расчетными параметрами для моделирования теплового влияния трубопровода на окружающие грунты является температура транспортируемого продукта и коэффициент теплопередачи между трубопроводом 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 [9],

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

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

$C$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м<sup>3</sup>·°С);

$\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$  – теплопроводность, Вт/(м·°С);

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

$d$  – внутренний диаметр трубы, м.

Принятые условия теплообмена газопровода с окружающими грунтами показаны в таблице 5.

**Таблица 5 - Исходные данные для теплового расчета**

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м К
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции труб	0,03 Вт/м К
Приведенный коэффициент теплоотдачи через стенку газопровода DN250 с теплоизоляцией в футляре	0,268 Вт/м <sup>2</sup> К

### 4.3 Модель грунта

Теплотехнические данные по мерзлым грунтам в рассматриваемом районе взяты на основании технического отчета о выполненных инженерно-геологических изысканиях. Принятые значения параметров для грунтов приведены в приложении Б.

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

Расчёт характеристик взаимодействия трубопровода с грунтом выполнен по методике А.Б. Айбиндера [1]. Параметры для расчета жесткостных характеристик грунта приняты в соответствии с рекомендациями СП 22.13330.2016 и изысканиями, представленными в приложении Б. Результаты жесткостных характеристик грунта представлены в таблице 6.

**Таблица 6 - Жесткостные характеристики грунтов, окружающих трубопровод**

Трубопровод	Тип грунта, окружающего трубопровод	Направление	Жесткость, Н/мм <sup>2</sup>	Предельная сила, Н/мм	Предельное перемещение, мм
DN 250 в футляре (глубина заложения 0,80 м)	Супесь	Поперечное горизонтальное	17,840	38,005	2,13
		Осевое (продольное)	0,340	5,044	14,84
		Вверх	2,951	31,477	10,67
		Вниз	3,141	237,008	75,46
DN 250 в футляре (глубина заложения 2,50 м)	Супесь	Поперечное горизонтальное	45,040	164,681	3,66
		Осевое (продольное)	0,859	12,734	14,82
		Вверх	7,319	234,961	32,1
		Вниз	4,951	375,524	75,85
DN 250 в футляре (глубина заложения 3,06 м)	Супесь	Поперечное горизонтальное	54,000	222,475	4,12
		Осевое (продольное)	1,030	15,267	14,82
		Вверх	2,532	103,32	40,81
		Вниз	5,547	418,494	75,45
DN 250 в футляре (глубина заложения 4,27 м)	Песок	Поперечное горизонтальное	73,360	326,156	4,45
		Осевое (продольное)	1,792	26,564	14,82
		Вверх	1,717	97,746	56,93
		Вниз	10,860	819,39	75,45
DN 250 в футляре (глубина заложения 5,65 м)	Песок	Поперечное горизонтальное	86,640	414,756	4,79
		Осевое (продольное)	2,116	31,372	14,83

Трубопровод	Тип грунта, окружающего трубопровод	Направление	Жесткость, Н/мм <sup>2</sup>	Предельная сила, Н/мм	Предельное перемещение, мм
		Вверх	1,437	97,746	68,02
		Вниз	12,577	948,887	75,45
DN 250 в футляре (глубина заложения 5,95 м)		Поперечное горизонтальное	100,240	503,991	5,03
		Осевое (продольное)	2,449	35,297	14,41
		Вверх	1,232	97,746	79,34
		Вниз	14,334	1081,504	75,45

## 5 Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов

### 5.1 Методика прогнозирования

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

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

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

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

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется программный комплекс Frost 3D Universal. Задача решается в нестационарной постановке. Решается уравнение теплопроводности [14]:

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

где  $T$  – температура, °С;

$C(T)$  – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

$\rho$  – плотность грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

$t$  – время, с;

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

$C_w$  – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

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

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

Размер расчетной области (удаленность нижней границы) подбирается путем ряда расчетов с целью обеспечения условия отсутствия значительного влияния размеров области на температурное распределение [11]. 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.

Расчетная сетка модели представлена на рисунке 1.

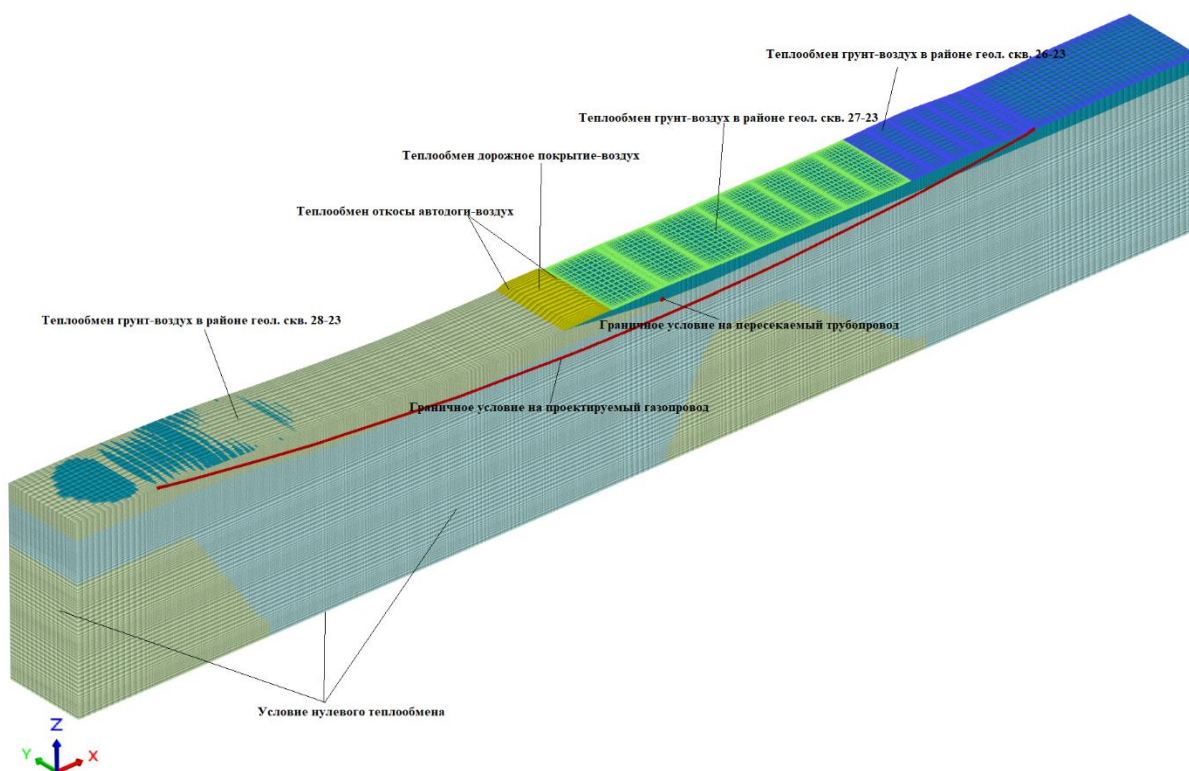


Рисунок 1 - Конечно-разностная сетка модели

## 5.2 Определение ореола оттаивания трубопроводов

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 в виде температурных полей представлены в приложении В.

## 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 [27]:

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

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<sup>-1</sup>,  $i$ -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.

Результаты расчета просадки грунта представлены в таблице 7.

**Таблица 7 - Результаты теплотехнического расчета**

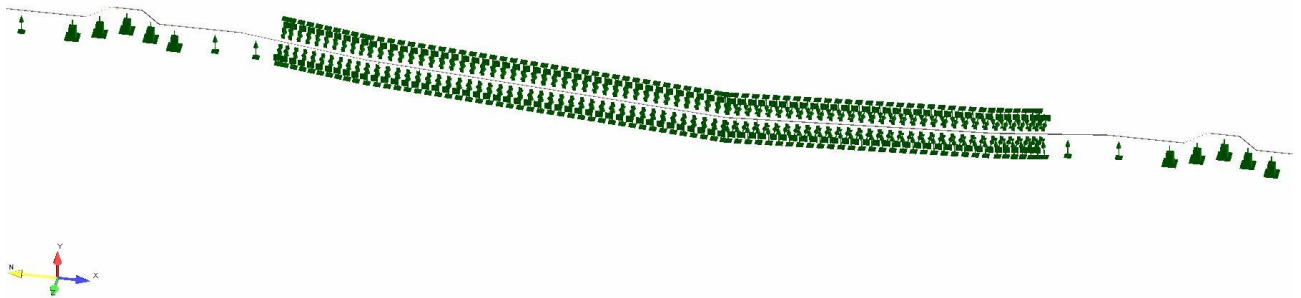
Трубопровод	Участок	Глубина талого грунта под трубой, м	Стабилизированная осадка ММГ за срок эксплуатации, мм
Водовод DN250 переход через АД и коммуникации методом ННБ	ПК65+73,62(вход в землю)	2,882	117,0186
	ПК65+82,09(скв.28-23)	3,588	217,249
	ПК66+00,20	4,125	342,897
	ПК66+12,50	4,192	331,076
	ПК66+48,10	4,176	416,857
	ПК66+76,25	2,735	279,208
	ПК66+80,35(ось АД)	2,585	264,292
	ПК66+98,75(трубопровод)	4,838	496,664
	ПК67+00,25	4,798	492,296
	ПК67+10,71	3,481	354,386
	ПК67+23,01	4,085	412,730
	ПК67+28,70(скв.27-23)	3,722	375,177
	ПК67+59,95	4,377	426,024
	ПК67+75,85	4,208	385,231
	ПК67+88,6	3,534	255,919
	ПК67+91,33(выход из земли)	3,21	217,298

Как видно из представленных результатов, при прохождении трубопровода 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

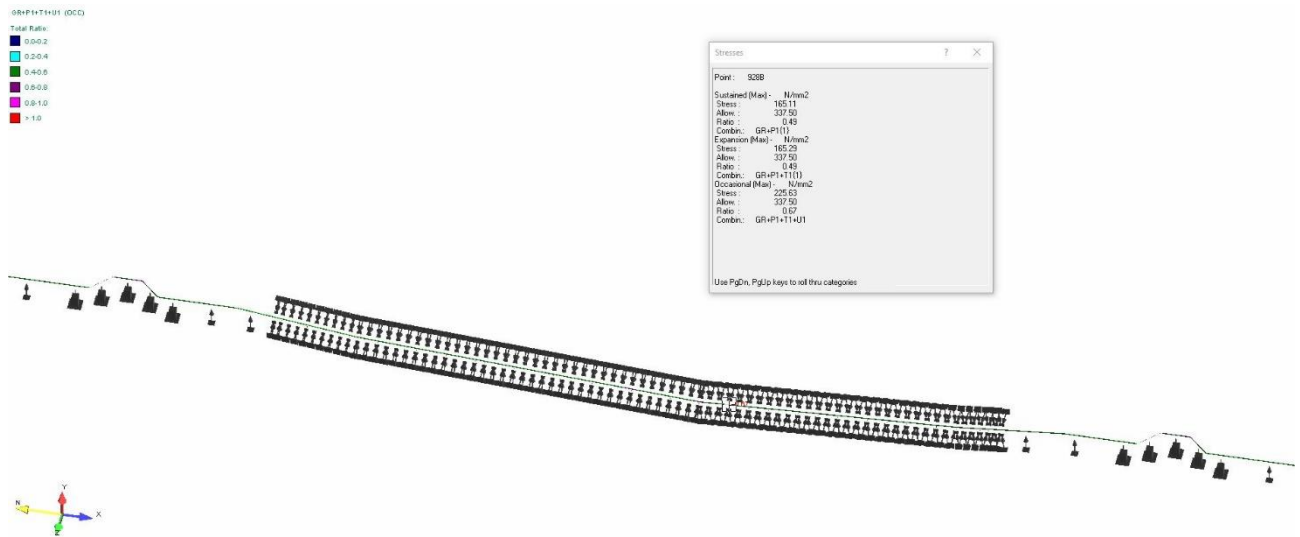
Решение задачи проводится в нелинейной статической постановке с учетом нелинейности поведения окружающего трубу грунта. Расчет проводится с помощью программы AutoPIPE V8i (SELECT series 3) Plus Edition.

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. Расчетная схема представлена на рисунке 2.

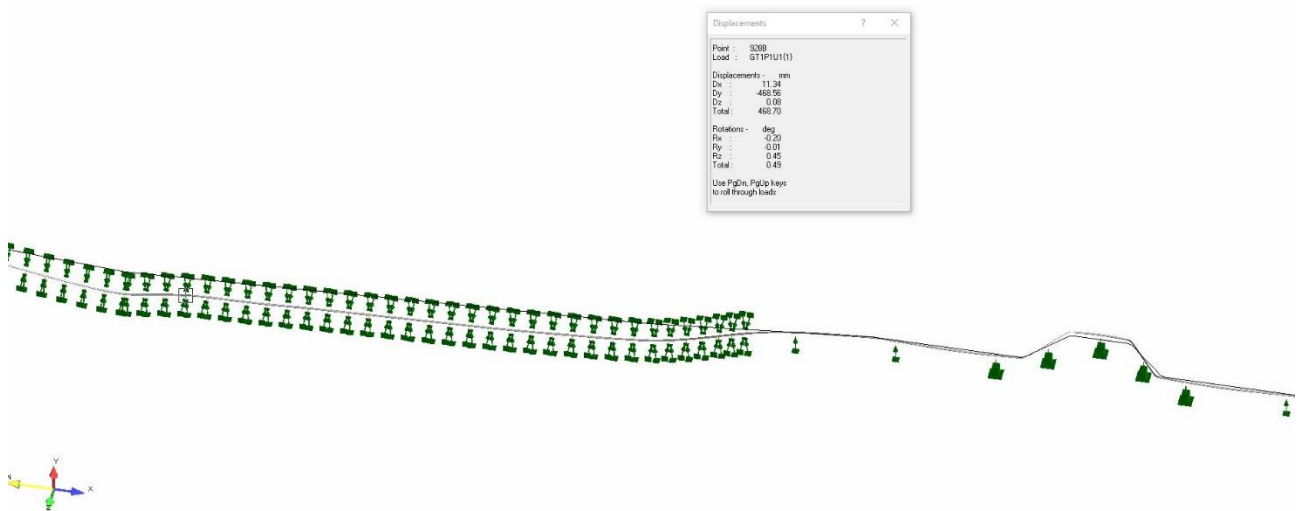


**Рисунок 2 – Расчетная схема участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ**

Результаты расчета в виде картин распределения эквивалентных напряжений по Мизесу и схем просадки представлены на рисунках 3, 4.



**Рисунок 3 – Картина распределения напряжений по Мизесу в районе максимальных напряжений участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ**



**Рисунок 4 – Картина просадки в районе максимальных напряжений по Мизесу участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ**

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

$$\sigma_1 \leq f_1 \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 \geq 0$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \sigma_y, \text{ если } \sigma_1 \geq 0$$

где  $\sigma_1$  – продольное напряжение, МПа;

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

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

$f_1$ ,  $f_{eq}$  – расчетные коэффициенты, принимаемые по таблице 16 ГОСТ Р 55990-2014 и равные соответственно 0,6 и 0,9 для стадии эксплуатации.

Вызванные просадкой напряжения в трубопроводе представлены в таблице 8.

**Таблица 8 - Результаты теплотехнического расчета и проверка условий прочности**

Участок трубопроводов	Просадка, мм	$\sigma_{eq}$ , МПа	$\sigma_1$ , МПа	$f_{eq}\sigma_y$ , МПа	$f_1\sigma_y$ , МПа	Выполнение условий прочности
Газопровод DN250 на переход через АД и коммуникации методом ННБ	До 496,664	225,63	202,4	337,5	225,0	ДА

## 7 Выводы

По результатам анализа инженерно-геологических и геокриологических условий, прогнозного расчета температурного режима и осадки ММГ в основании подземного участка газопровода проекта «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3» сделан следующий вывод:

На участке перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ на ПК65+73,62 - ПК67+91,33 стабилизированная осадка ММГ достигает 496,664 мм Условия прочности согласно ГОСТ Р 55990-2014 выполняются.

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

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. Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969;
5. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.
6. Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.;
7. Павлов А.В. Расчет и регулирование мерзлотного режима почвы. – Новосибирск: Наука, 1980. – 240 с.
8. 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;
9. Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1979, С.286;
10. СП 22.13330.2016, СНиП 2.02.01-83\* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;
11. СП 25.13330.2020, СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
12. СП 61.13330.2012, СНиП 41-03-2003 Актуализированная редакция «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
13. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.
14. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: Учебное пособие. – М.: «Высш. школа», 1973. – 448 с.

## Приложение Б

### Нормативные и расчетные характеристики физико-механических и теплофизических свойств грунтов

**Таблица Б.1 - Нормативные значения характеристик физических свойств талых грунтов**

Номер ИГЭ	Наименование грунта	Природная влажность, W, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Плотность грунта ρ, г/см <sup>3</sup> при доверительной вероятности		Коэффициент пористости, e, д.е.	Коэф. водонасыщения, SR, д.е.	Влажность, д.е.		Число пластичности, I <sub>p</sub>	Показатель текучести, I <sub>L</sub>
			сухого грунта, ρ <sub>d</sub>	частиц грунта, ρ <sub>s</sub>	грунта, ρ	0,85	0,95			на границе текучести, W <sub>L</sub>	на границе раската, W <sub>p</sub>		
3	Суглинок песчанистый, легкий, мягкопластичный	26,98	1,51	2,58	1,91	1,87	1,85	0,714	0,97	30,60	20,50	10,10	0,64
5	Супесь песчанистая, текучая	21,70	1,65	2,60	2,00	1,98	1,97	0,577	0,98	19,88	15,05	4,83	1,38
7	Песок мелкий, плотный, насыщенный водой	19,36	1,70	2,62	2,02	2,02	2,01	0,545	0,93	-	-	-	-

**Таблица Б.2 - Нормативные показатели физико-механических свойств мерзлых грунтов**

Наименование и номер ИГЭ	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Влажность, %							Коэф. пористости, мерзлого грунта, e <sub>i</sub> , д. е.	Число пластичности, I <sub>p</sub> , %	Показатель текучести, I <sub>L</sub> , д. е.	Коэффициент водонасыщения, S <sub>r</sub> , д. е.	Степень засоленности, D <sub>sal</sub> , %	Льдистость, д. е.		Коэф. оттаивания, д.е.	Коэф. сжимаемости при оттаивании	Компрессионное сжатие мерзлого грунта		Предельно-длительное эквивалентное спеление, Sec, МПа	Предел прочности на относное сжатие, R <sub>c</sub>
	мерзлого грунта, ρ <sub>г</sub>	сухого мерзлого грунта, ρ <sub>дг</sub>	частиц грунта, ρ <sub>с</sub>	суммарная, W <sub>tot</sub>	между ледяными включениями, W <sub>m</sub>	включений видимого льда, W <sub>i</sub>	незамерзшей воды, W <sub>w</sub>	на границе текучести, W <sub>L</sub>	на границе раскатывания, W <sub>p</sub>	суммарная, i <sub>tot</sub> .						видимых включений льда, i <sub>i</sub>	МПа			Коэф. сжимаемости, МПа-1			
ИГЭ-2м. Суглинок песчанистый, легкий, слабльдистый, пластичномерзлый, в талом состоянии текучий	1,84	1,41	2,71	30,01	21,37	8,54	10,99	27,89	18,24	0,924	9,65	1,21	0,88	0,11	0,293	0,131	0,091	0,1972	13,25	0,0605	0,106	0,52	
ИГЭ-3м. Супесь песчанистая, слабльдистая, твердомерзлая, в талом состоянии текучая	1,94	1,59	2,67	21,88	17,35	4,71	5,88	20,50	15,54	0,675	4,96	1,29	0,87	0,03	0,286	0,085	0,040	0,0738	19,20	0,0417	0,152	0,84	
ИГЭ-4м. Глина песчанистая, легкая, слабльдистая, пластичномерзлая, в талом состоянии тугопластичная	1,78	1,34	2,74	33,34	28,76	4,60	20,31	46,01	25,20	1,049	20,81	0,39	0,87	0,11	0,191	0,071	0,054	0,1273	12,80	0,0625	0,110	0,51	
ИГЭ-5м. Глина песчанистая, легкая, слабльдистая, пластичномерзлая, в талом состоянии мягкопластичная	1,76	1,29	2,73	36,50	28,64	7,55	19,16	43,63	24,60	1,111	19,03	0,61	0,88	0,09	0,228	0,111	0,054	0,1273	13,07	0,0613	0,102	0,54	
ИГЭ-6м. Песок пылеватый, льдистый, твердомерзлый, в талом состоянии средней плотности, насыщенный водой	1,90	1,51	2,65	25,66	24,60	1,43	0,88	-	-	0,749	-	-	0,92	0,10	0,419	0,024	0,076	0,1025	8,18	0,1257	0,153	1,07	
ИГЭ-7м. Песок мелкий, льдистый, твердомерзлый, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой	1,88	1,50	2,64	24,21	24,14	0,99	0,97	-	-	0,756	-	-	0,87	0,05	0,403	0,017	0,090	0,1083	9,60	0,0985	0,157	1,11	
ИГЭ-8м. Торф мерзлый, среднеразложившийся, сильнольдистый, в талом состоянии водонасыщенный	1,00	0,18	1,47	471,67	175,33	296,33	0,00	-	-	6,930	-	-	0,93	-	0,902	0,529	-	-	-	-	-	-	

**Таблица Б.3 - Расчетные значения теплофизических характеристик грунтов**

Наименование и номер ИГЭ	Влажность грунта суммарная, д.ед, $W_{tot}$	Плотность сухого, г/см <sup>3</sup>		Коэф. теплопроводности, Вт/(м*°С)		Объемная теплоемкость, кДж/(м <sup>3</sup> *°С)		Объемная теплота таяния (замерзания) грунта, Дж/м <sup>3</sup> , $L_{v,th}$
		талого грунта, $\rho_{d,th}$	мерзлого грунта, $\rho_{d,f}$	талого грунта, $\lambda_{th}$	мерзлого грунта, $\lambda_f$	талого грунта, $C_{th}$	мерзлого грунта, $C_f$	
ИГЭ-2м. Суглинок песчанистый, легкий, слабольдистый, пластичномерзлый, в талом состоянии текучий	0,300	1,44	1,41	1,49	1,63	2685,28	2003,59	87914050,0
ИГЭ-3м. Супесь песчанистая, слабольдистая, твердомерзлая, в талом состоянии текучая	0,218	1,62	1,59	1,68	1,80	2647,37	2192,92	86135724,8
ИГЭ-4м. Глина песчанистая, легкая, слабольдистая, пластичномерзлая, в талом состоянии тугопластичная	0,333	1,37	1,34	1,53	1,54	2173,76	1541,99	57463831,0
ИГЭ-5м. Глина песчанистая, легкая, слабольдистая, пластичномерзлая, в талом состоянии мягкопластичная	0,365	1,32	1,29	1,55	1,69	2038,82	1432,98	68840741,6
ИГЭ-6м. Песок пылеватый, льдистый, твердомерзлый, в талом состоянии средней плотности, насыщенный водой	0,256	1,54	1,51	2,07	2,28	2854,68	2228,66	127014501,3
ИГЭ-7м. Песок мелкий, льдистый, твердомерзлый, в талом состоянии рыхлый, насыщенный водой	0,242	1,53	1,50	2,13	2,36	2818,12	2188,51	121292737,1
ИГЭ-8м. Торф мерзлый, среднеразложившийся, сильнольдистый, в талом состоянии водонасыщенный	4,716	1,02	1,00	0,47	0,87	2420,79	1496,91	271925525,5



## Приложение В

### Результаты расчётов растепления

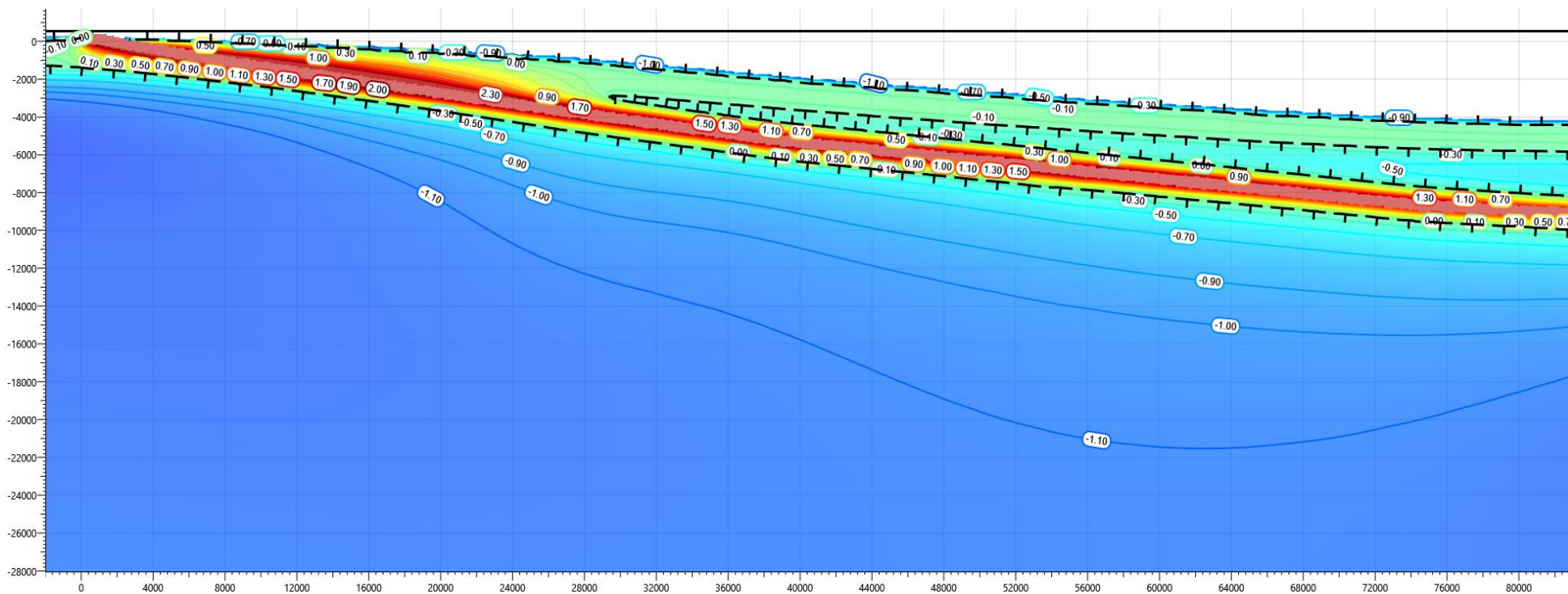
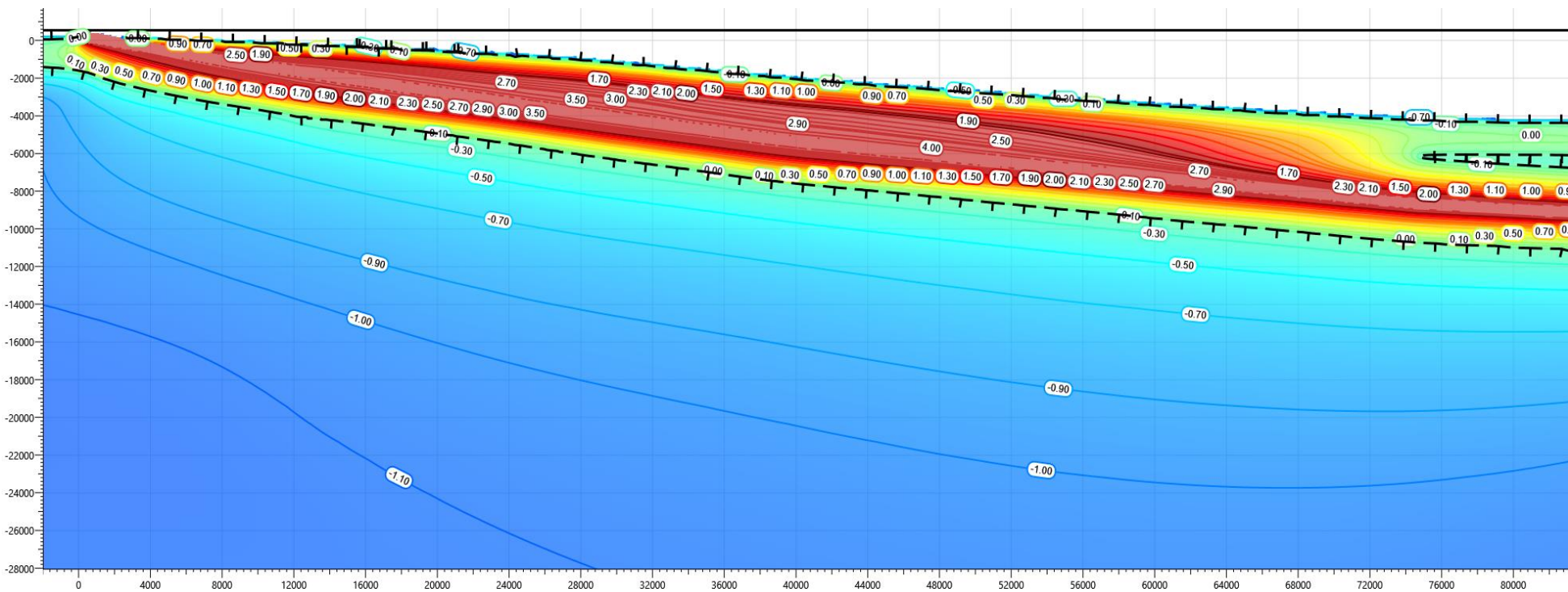
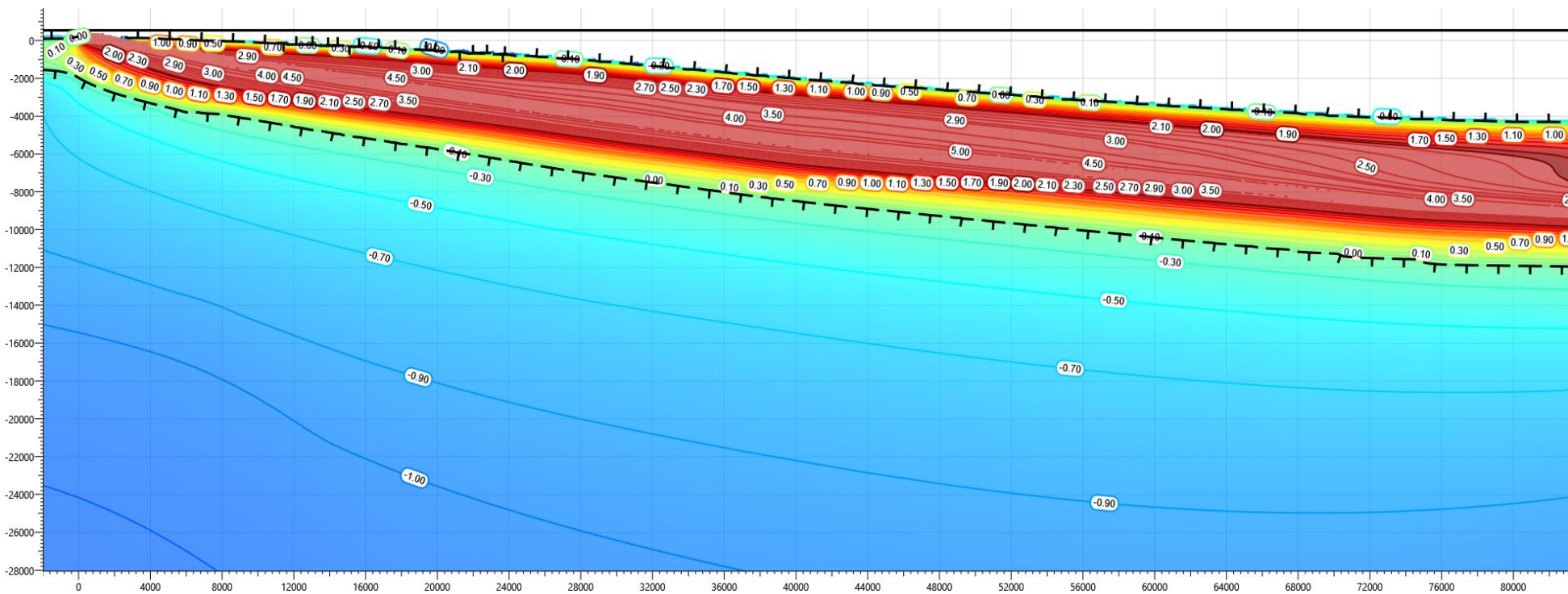


Рисунок В.1 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе входа в землю (геол. скв.№28-23) в октябре 1го года эксплуатации

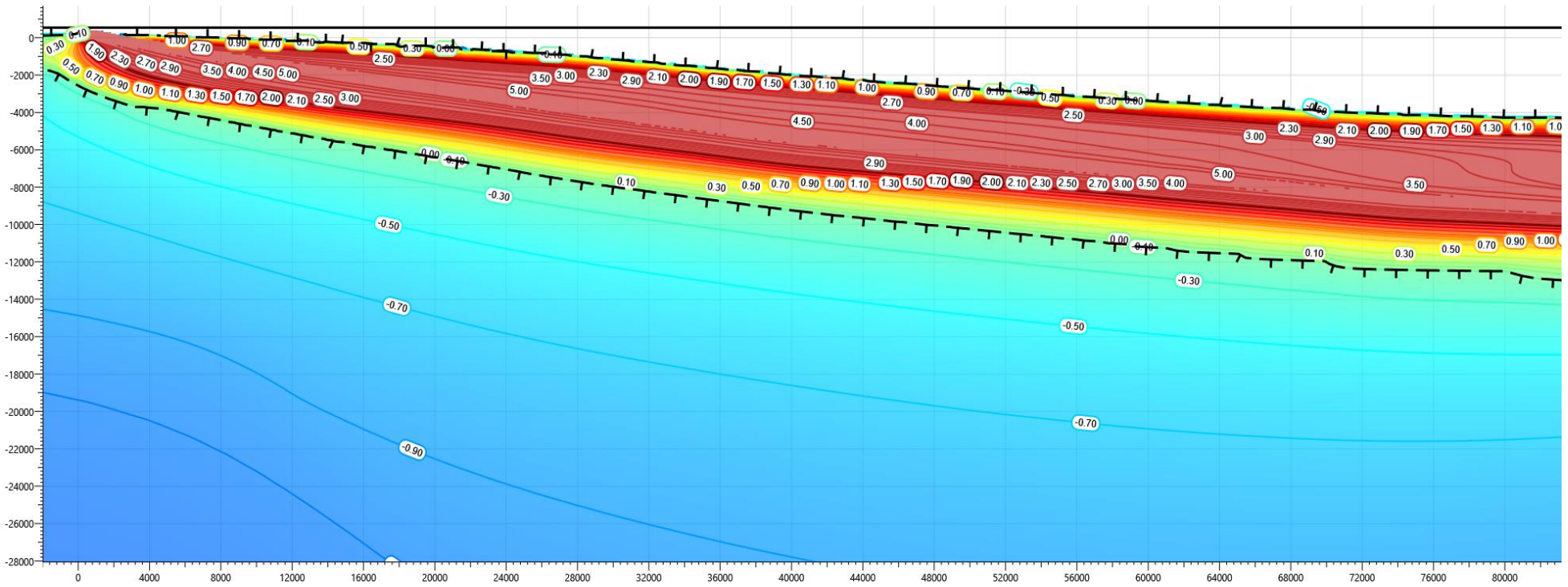


**Рисунок В.2 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе входа в землю (геол. скв.№28-23) в октябре 5го года эксплуатации**



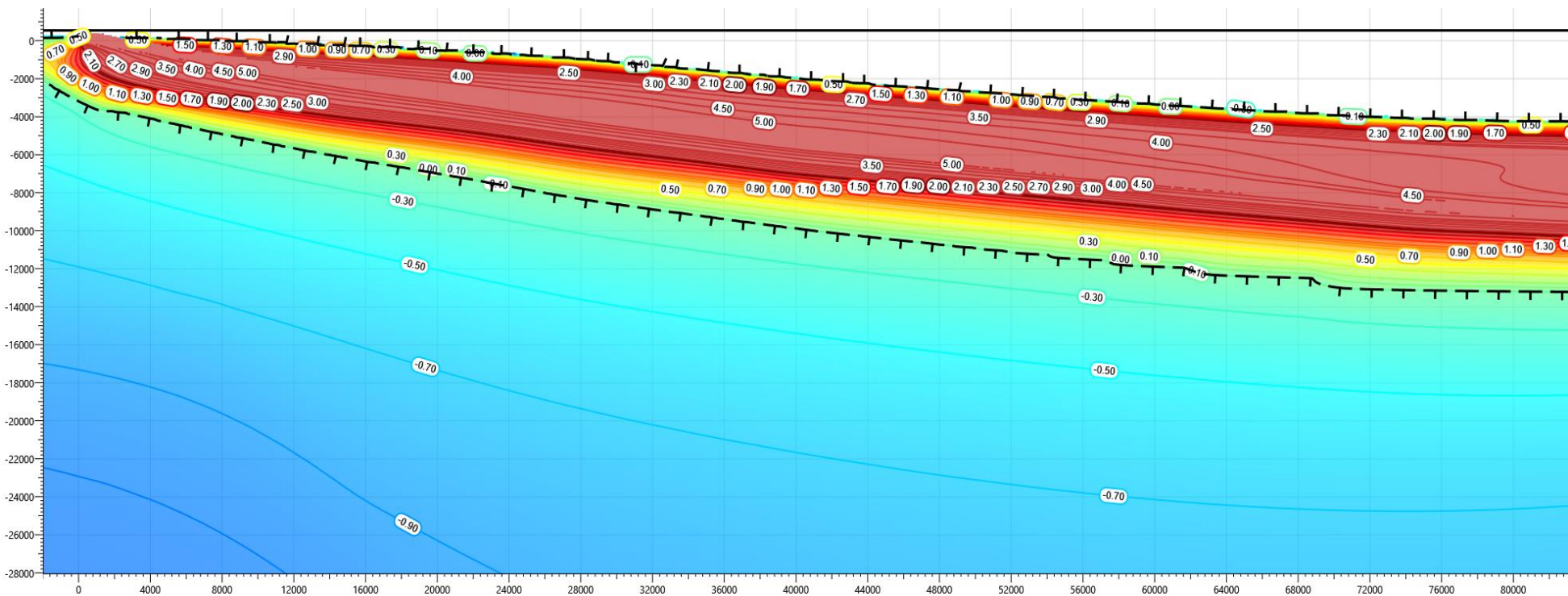
**Рисунок В.3 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе входа в землю (геол. скв.№28-23) в октябре 10го года эксплуатации**



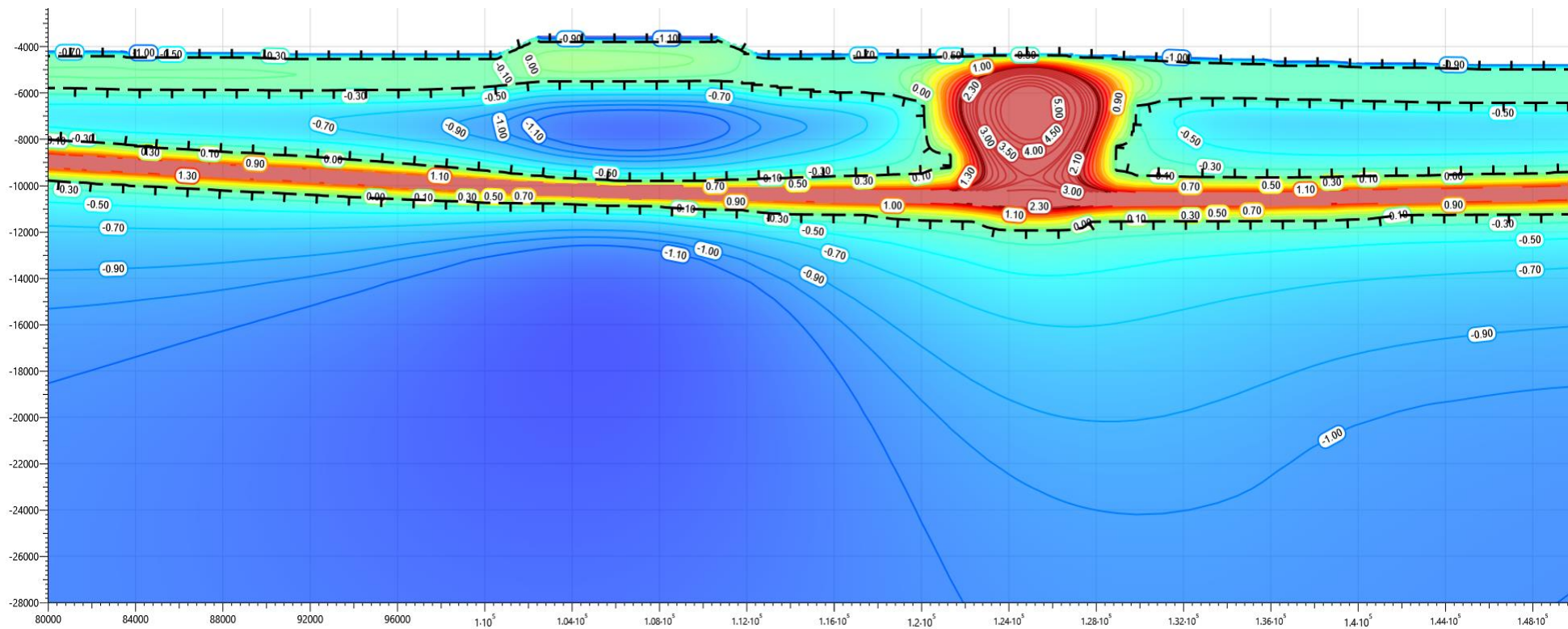


**Рисунок В.4 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе входа в землю (геол. скв.№28-23) в октябре 15го года эксплуатации**

Файл 1576-Г-ПР-РР01\_0.docx  
Расчет температурного режима МИГ на участке ННБ перехода газопровода через автодорогу и коммуникации

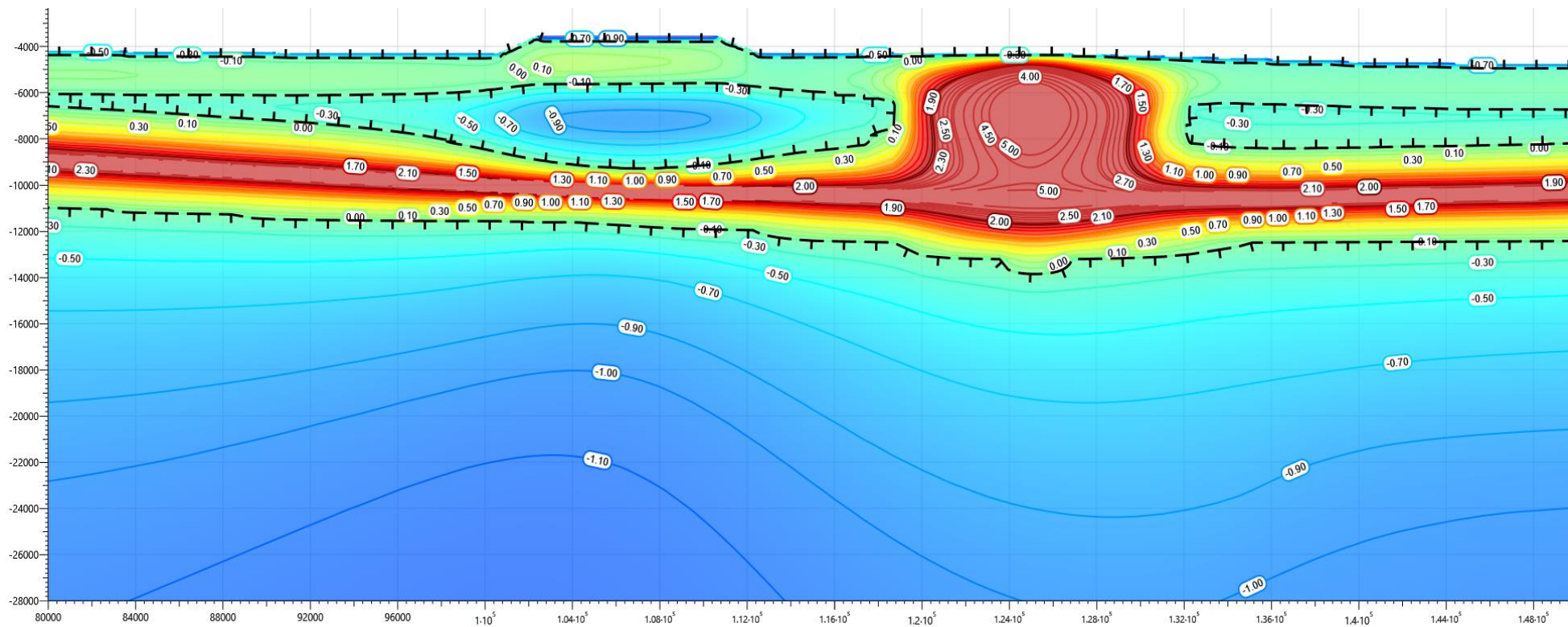


**Рисунок В.5 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе входа в землю (геол. скв.№28-23) в октябре 20го года эксплуатации**

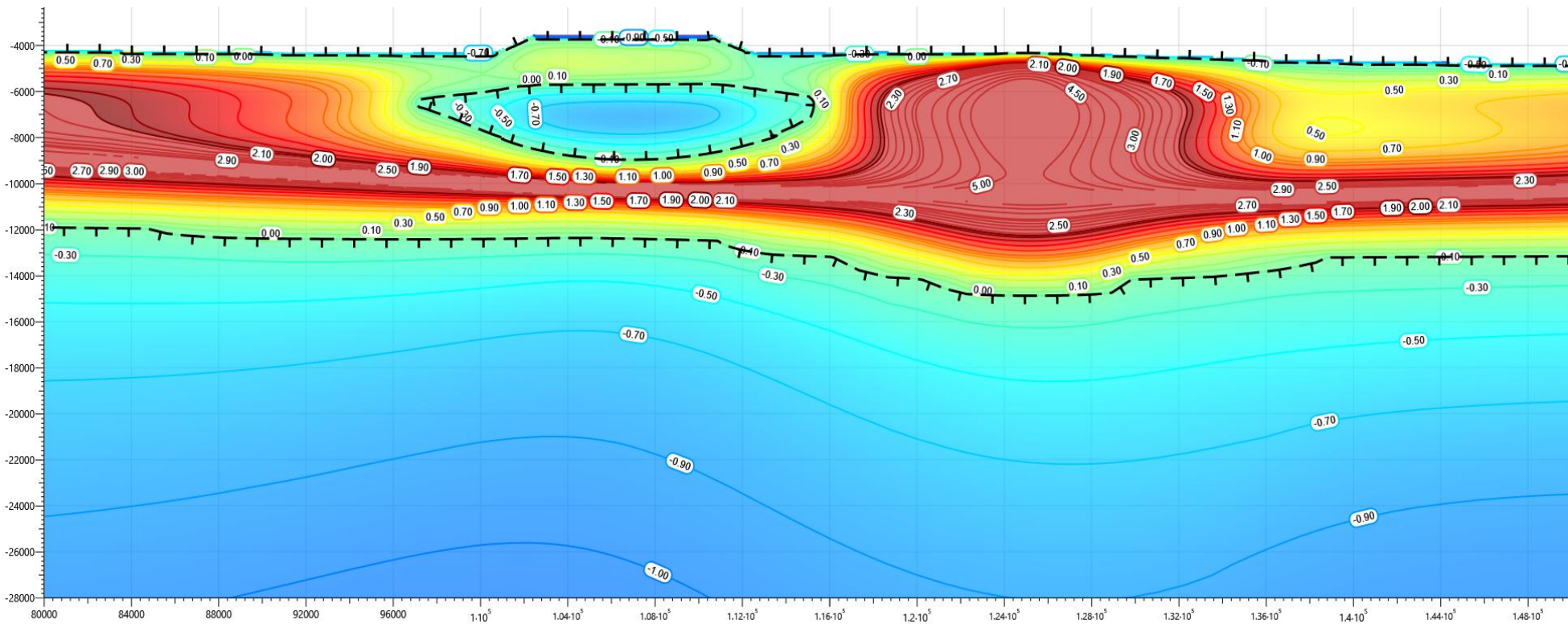


**Рисунок В.6 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе автодороги (геол. скв.№27-23) в октябре 1го года эксплуатации**



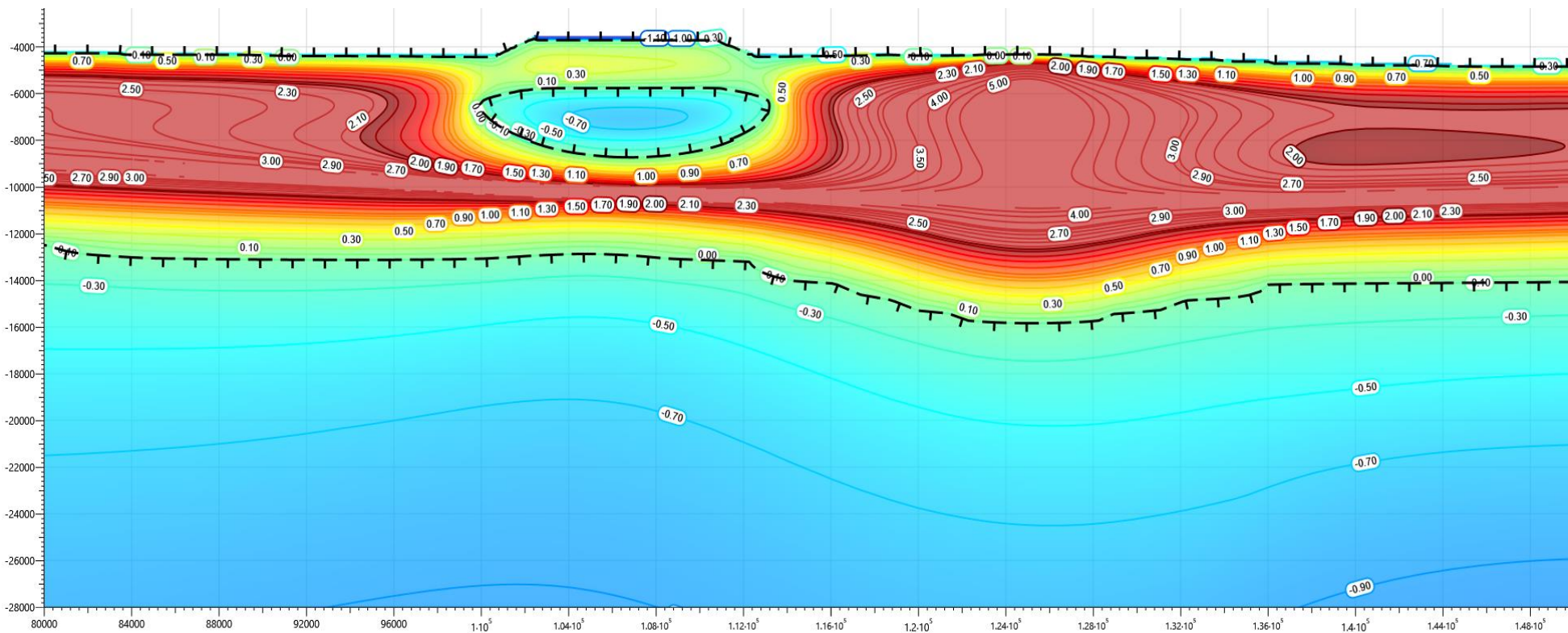


**Рисунок В.7 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе автодороги (геол. скв.№27-23) в октябре 5го года эксплуатации**

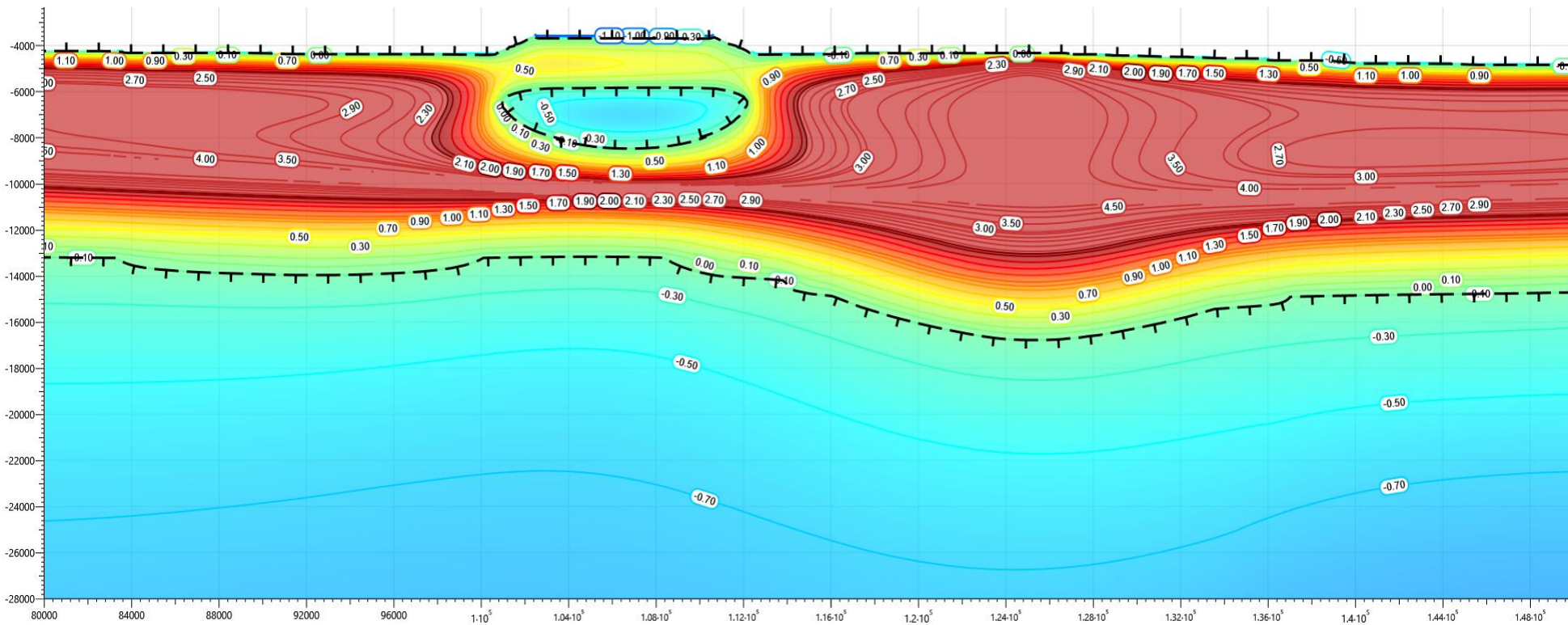


**Рисунок В.8 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе автодороги (геол. скв.№27-23) в октябре 10го года эксплуатации**

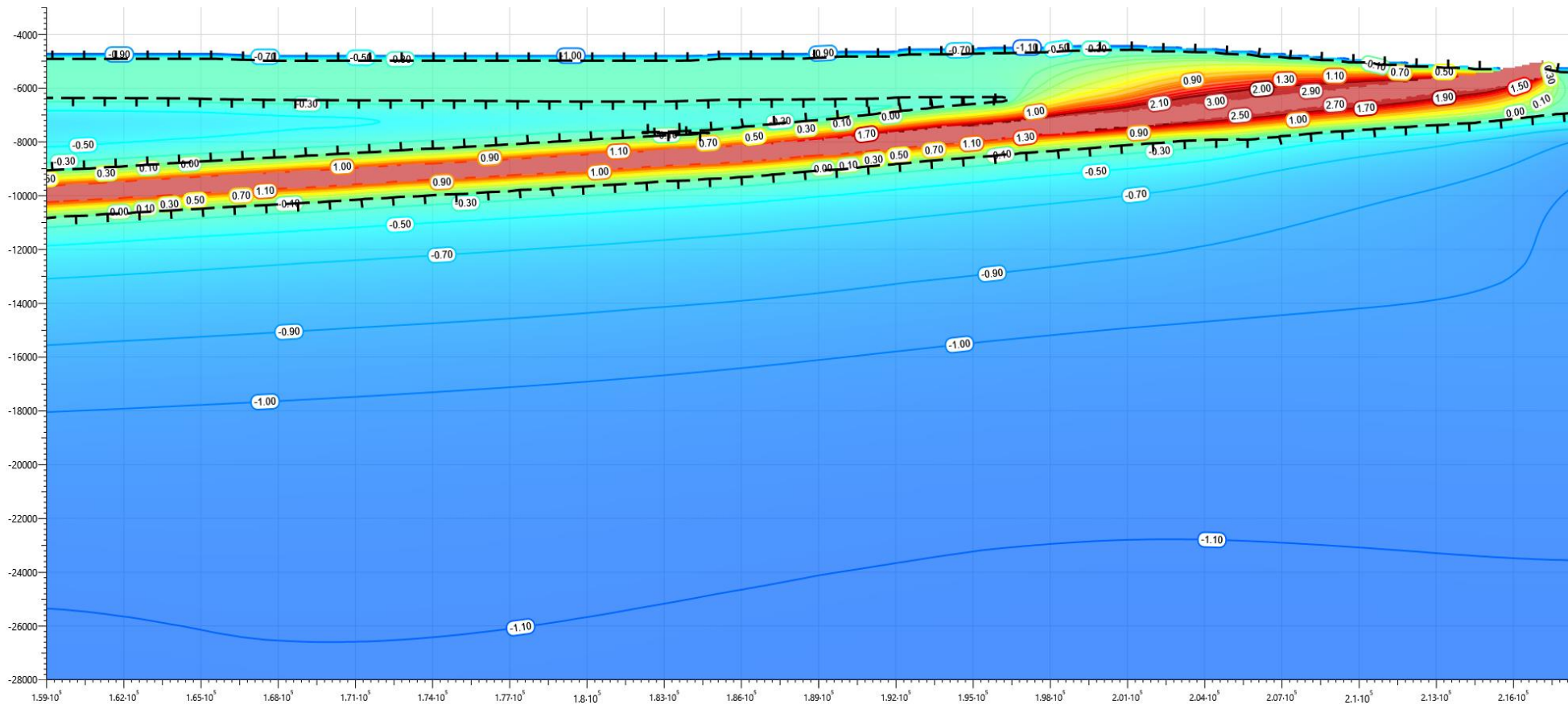




**Рисунок В.9 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе автодороги (геол. скв.№27-23) в октябре 15го года эксплуатации**



**Рисунок В.10 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе автодороги (геол. скв.№27-23) в октябре 20го года эксплуатации**



**Рисунок В.11 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе выхода из земли (геол. скв.№26-23) в октябре 1го года эксплуатации**



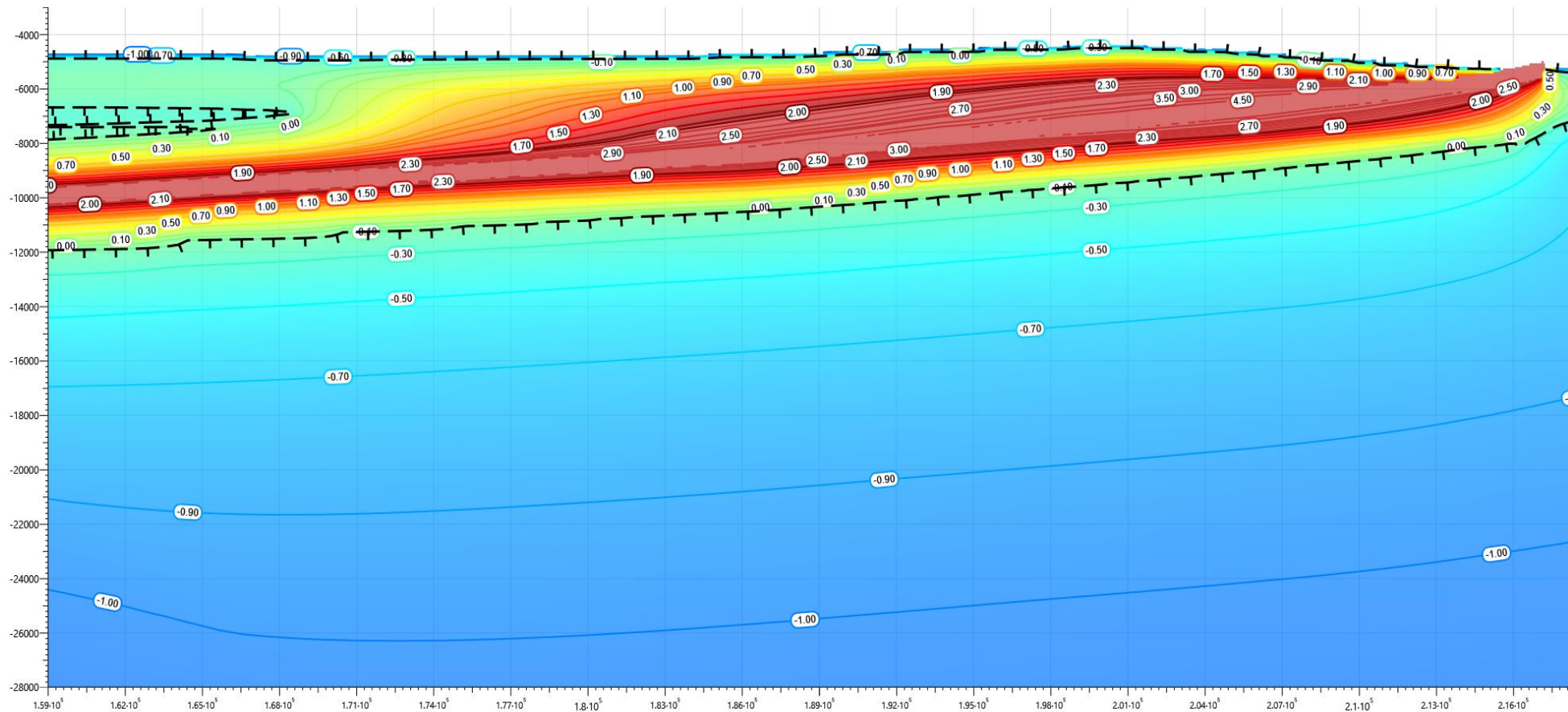


Рисунок В.12 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе выхода из земли (геол. скв.№26-23) в октябре 5го года эксплуатации

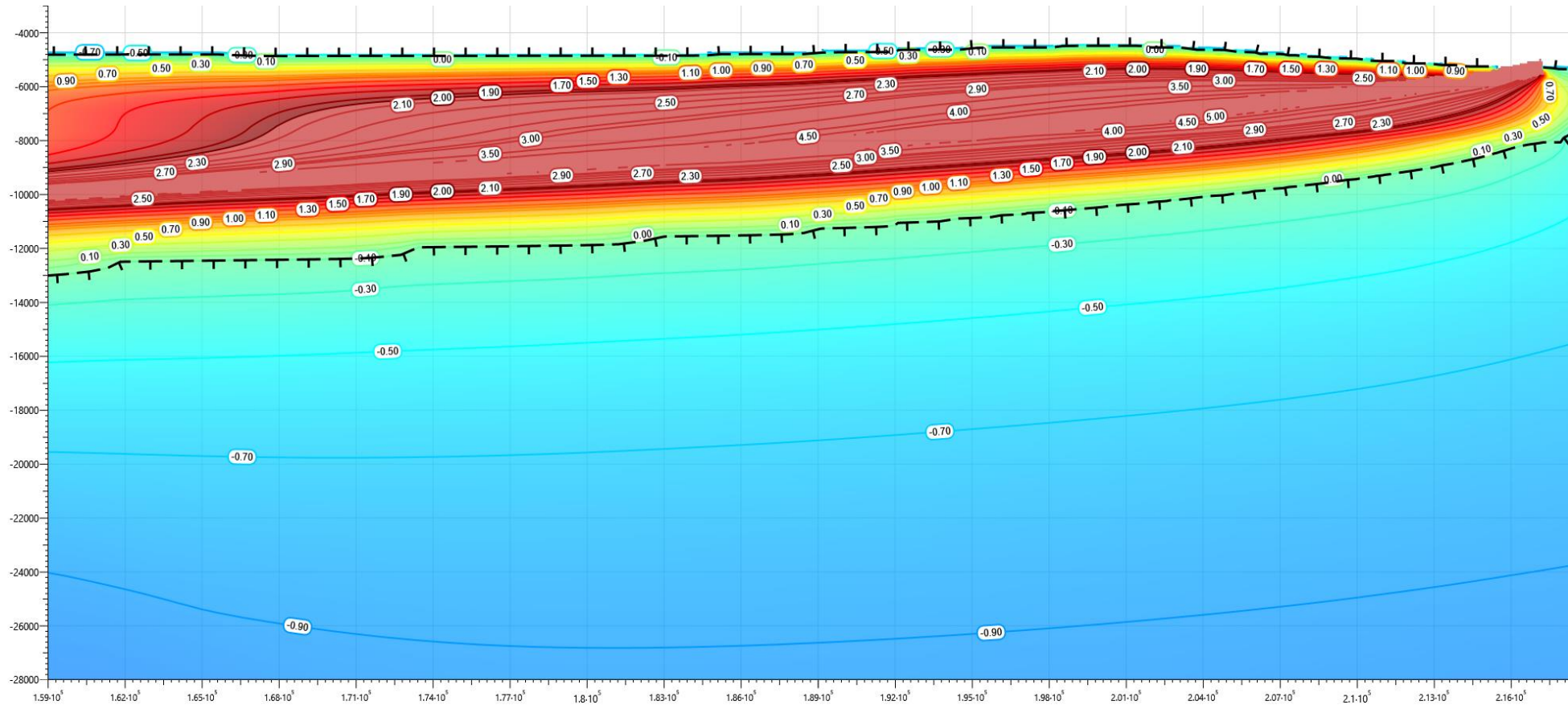
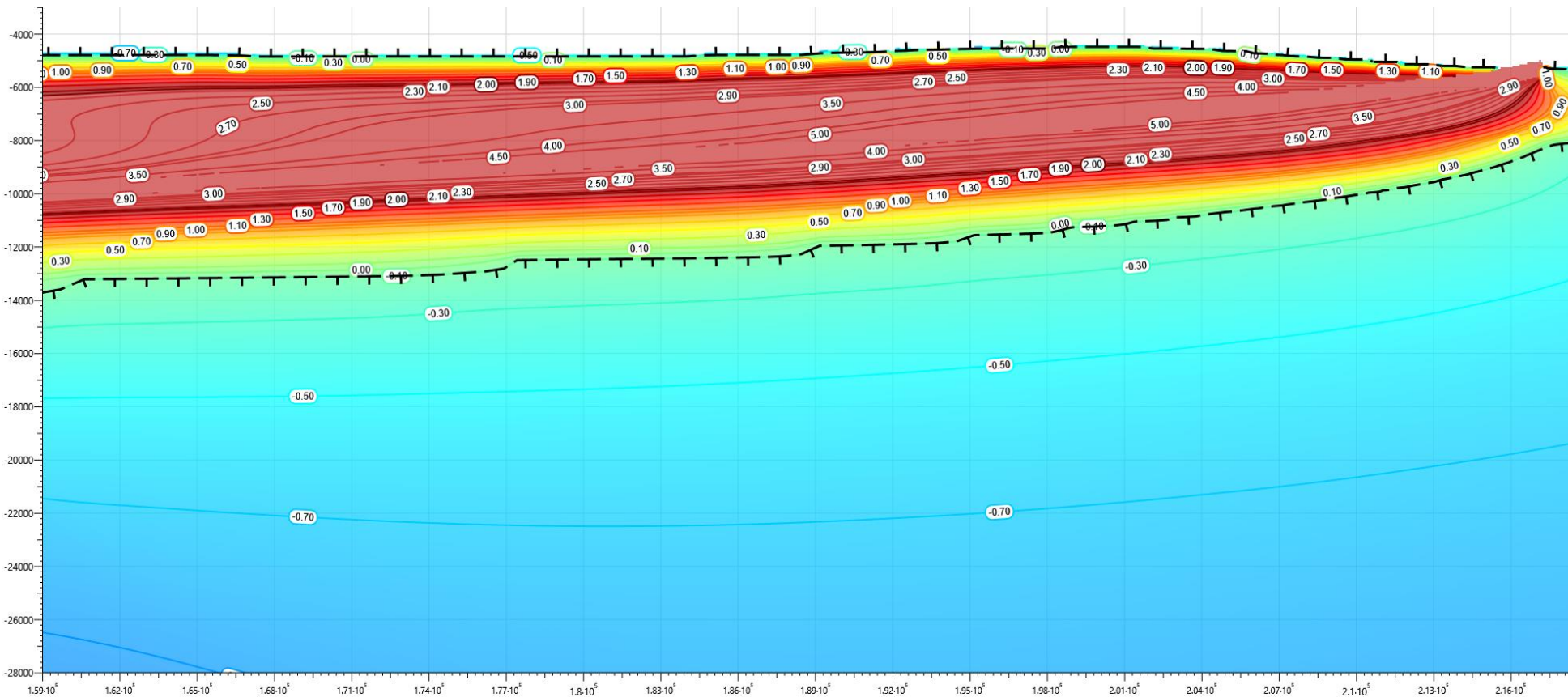
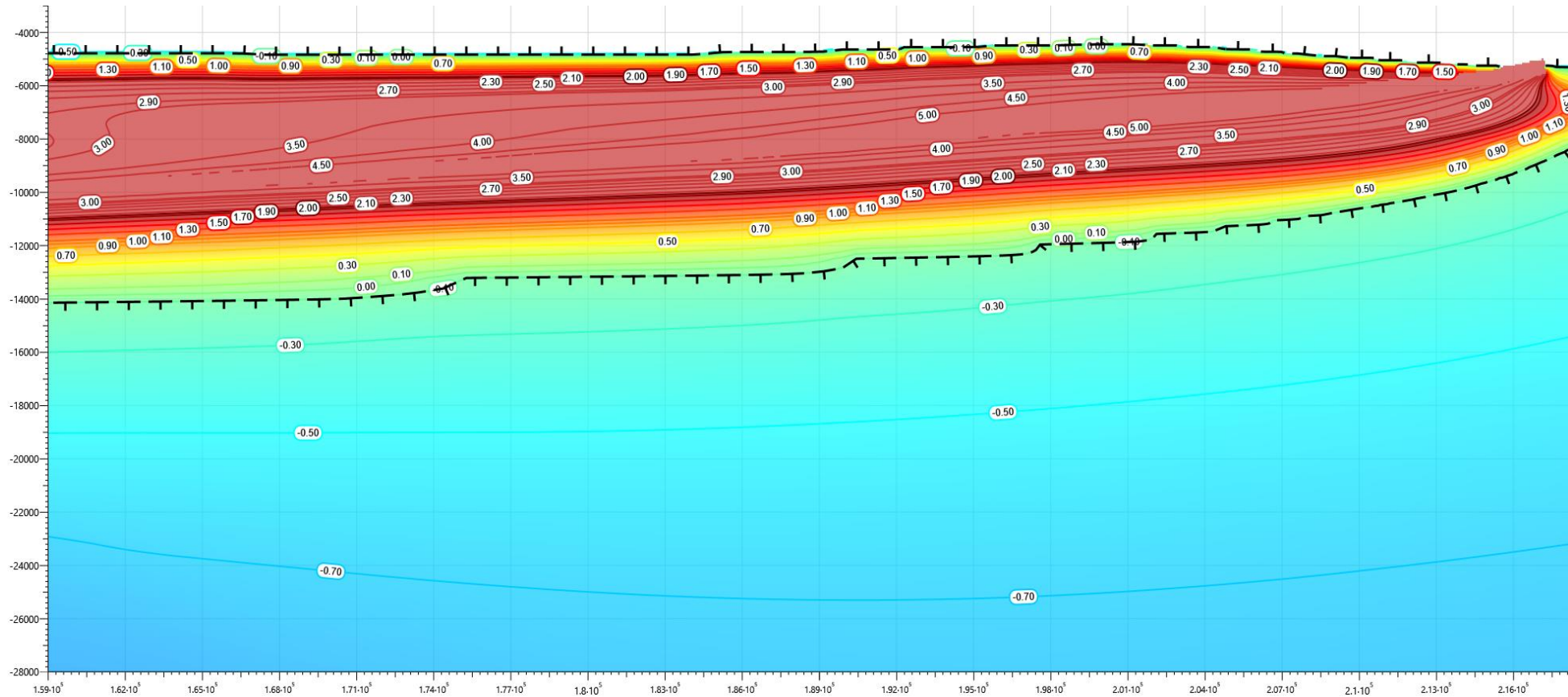


Рисунок В.13 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе выхода из земли (геол. скв.№26-23) в октябре 10го года эксплуатации



**Рисунок В.14 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе выхода из земли (геол. скв.№26-23) в октябре 15го года эксплуатации**





**Рисунок В.15 – Температурное распределение в основании участка перехода газопровода через автодорогу и коммуникации методом ННБ в районе выхода из земли (геол. скв.№26-23) в октябре 20го года эксплуатации**