



АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

**ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.  
КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09.  
КОРРЕКТИРОВКА.**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" Подраздел 7 "Технологические решения" Часть 1 "Линейные сооружения"

658/2023-00-000-ИОС7.1

Том 5.7.1

2024

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	





# АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

## ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09. КОРРЕКТИРОВКА.

### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" Подраздел 7 "Технологические решения" Часть 1 "Линейные сооружения"

658/2023-00-000-ИОС7.1  
Том 5.7.1

Главный инженер

А.А. Зорин

Главный инженер проекта

А.А. Мельников

2024



№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Обозначение		Наименование		Примечание															
		<b>Текстовая часть</b>																	
658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ		Пояснительная записка																	
658/2023-00-000-ИОС7.1.С		Спецификация оборудования, изделий и материалов																	
658/2023-00-000-ИОС7.1.ВР		Ведомость объемов строительных и монтажных работ																	
		<b>Графическая часть</b>																	
658/2023-00-000-ИОС7.1		Технологические решения																	
Лист 1		Общие данные																	
Лист 2		Схема проектируемого газопровода-шлейфа																	
Лист 3		План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК0+00-ПК3+00																	
Лист 4		План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК3+00-ПК15+00																	
Лист 5		План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК15+00-ПК27+00																	
Лист 6		План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК27+00-ПК39+46.15																	
Лист 7		Продольный профиль газопровода-шлейфа ПК0+00-ПК39+46.15																	
Лист 8		Узел подключения газопровода-шлейфа DN200																	
Лист 9		Футляр защитный DN600																	
Лист 10		Знак опознавательный																	
Состав проекта представлен в Томе 0.																			
<b>658/2023-00-000-ИОС7.1С</b>																			
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подпись		Дата									
Интв. № подл.		Разработал		Столяренко				19.01.24		Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка. Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" Подраздел 7 "Технологические решения" Часть 1 "Линейные сооружения" Содержание Том 5.7.1		Стадия		Лист		Листов			
		Проверил		Столяренко				19.01.24				П				1			
		Нач. отд.		Мельников				19.01.24				АО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень							
		Н. контр.		Кутно				19.01.24											
		ГИП		Мельников				19.01.24											

**Содержание**

**1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....5**

1.1 Исходные данные для разработки раздела .....5

1.2 Общие сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....6

1.3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....21

1.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....24

1.1 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....25

1.2 Специфические грунты .....29

1.3 Трасса проектируемого газопровод-шлейфа. ....30

**2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....31**

2.1 Сведения о проектной мощности линейного объекта (пропускной способности трубопроводов) .....31

2.2 Сведения о категории и классе трубопроводов.....31

2.3 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....32

2.4 Перечень мероприятий по энергосбережению .....34

2.5 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....35

2.6 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....35

**3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ .....36**

Обоснование диаметра трубопровода .....38

3.1 Общие положения .....39

3.2 Описание технологии процесса транспортирования продукта .....40

3.3 Характеристика параметров трубопровода .....40

3.4 Трасса трубопровода .....41

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	№ док.	Вып.
							0
Подпись и дата						Взам. инв. №	

**658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ**

Инва. № подл.	Разработал	Столяренко		19.01.24
	Проверил	Столяренко		19.01.24
	Нач. отд.	Мельников		19.01.24
	Н. контр.	Кугно		19.01.24
	ГИП	Мельников		19.01.24

Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка. Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" Подраздел 7 "Технологические решения" Часть 1 "Линейные сооружения"

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
П	1	109
АО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень		

3.5 Обоснование диаметров трубопроводов .....42

3.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении .....42

3.7 Описание системы работы клапанов-регуляторов.....42

3.8 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок .....43

3.9 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации .....43

3.9.1 Расчеты отбраковочной толщины стенки и срока службы промышленных трубопроводов .....44

3.10 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград.....45

3.11 Сведения о резервной пропускной способности трубопроводов и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них .....46

3.12 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий .....46

3.13 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием .....46

3.13.1 Выбор труб и соединительных деталей для трубопроводов.....47

3.14 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта .....49

3.15 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды.....50

3.16 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса).....50

3.17 Описание системы диагностики трубопроводов.....50

3.18 Контроль качества и операционный контроль строительства трубопроводов .....52

3.19 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой.....54

3.20 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон.....54

3.21 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов .....57

3.22 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов).....57

3.22.1 Подготовительные работы .....58

3.23 Основные технические решения по прокладке трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях .....60

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
									0	

3.24 Переходы водных преград.....62

3.25 Переходы трубопровода через автомобильные и железные дороги .....64

3.26 Изоляция трубопровода .....66

3.27 Сварочные работы и контроль сварных соединений трубопровода .....69

3.28 Очистка полости и испытание трубопроводов .....72

3.29 Мероприятия по комплексному опробованию трубопровода .....77

3.30 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов, инженерных сооружений, а также при параллельном прохождении трубопроводов с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами .....78

3.31 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных их элементов .....79

3.32 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке, по грунту и другим параметрам .....81

3.33 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета.....82

3.34 Обоснование требований к размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны .....82

3.35 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации) .....83

3.36 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве.....83

3.37 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов .....84

3.38 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках .....84

3.39 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек.....85

3.40 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры).....85

3.41 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов и других водных объектов.....90

3.42 Обоснование выбранных мест установки опознавательных и сигнальных знаков по трассе трубопроводов .....90

3.43 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований безопасной эксплуатации, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах, .....91

3.43.1 Обследование переходов через естественные и искусственные преграды .....98

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ .....104

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							3



# 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Исходные данные для разработки раздела

Проект документации выполнен на основании:

задания на проектирование по объекту «Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин № УО5, № УО9. Корректировка». Утвержденного генеральным директором – АО «АРКТИКГАЗ» П.А. Порхун от 04.08.2023 г.;

- материалов инженерных изысканий на объект «Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин № УО5, № УО9. Корректировка», выполнены в 2023 г. АО «Институт «Нефтегазпроект»

- Согласно задания на выполнение инженерных изысканий и программе работ на объекте были закреплены следующие проектируемые сооружения:

- Газопровод-шлейф от куста скважин газоконденсатных эксплуатационных №У09.

- Начальная, конечная точка и местоположение трассы, после предварительного трассирования на топографических планах, были согласованы с Заказчиком, после чего выполнялся вынос и закрепление оси трассы на местности.

Обустройство площадки куста № У-05 и У-09 выполнено в томе 6 «Технологические решения» (ш. 658/2023-00-000-ТХ).

Производственная программа определена показателями разработки месторождения, представленными Заказчиком.

Согласно показателям разработки, проведенным гидравлическим расчетам, установлены следующие максимальные объемы добычи:

- по газу– 50,904 тыс. м3/сут;

Режим работы предприятия: круглосуточный, круглогодичный, с учетом времени остановки оборудования на ТО и ремонт.

Уровень ответственности проектируемого объекта – нормальный, согласно ст.4, п.9 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» №384-ФЗ от 30.12.2009 г.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		





Обзорная схема

Российская Федерация Пуровский район  
Тюменская область Яро-Яхинский  
ЯНАО лицензионный участок

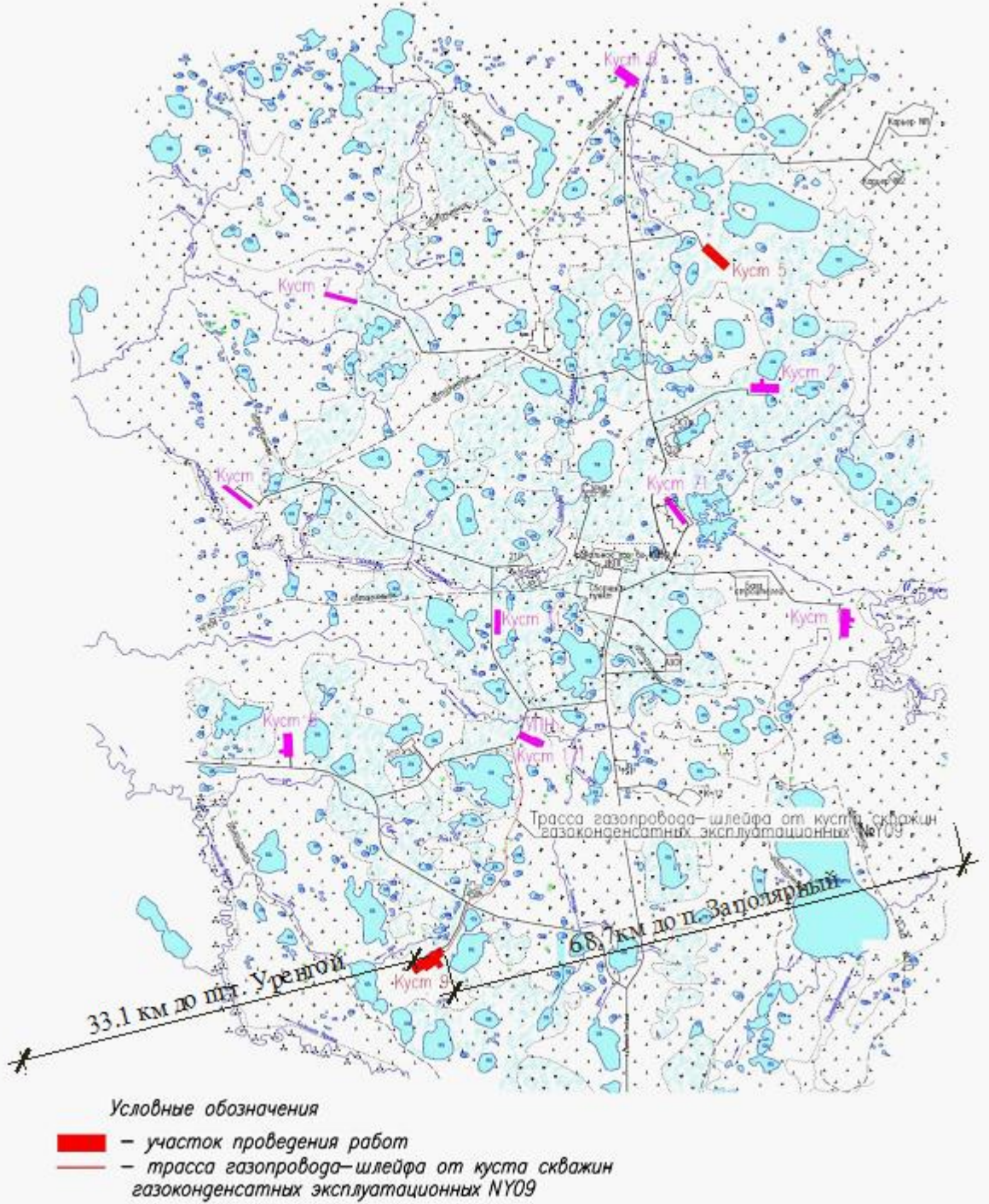


Рис 1.1. Обзорная схема участка работ.

№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.
	0			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ

Лист

7

Дорожная сеть на территории месторождения представлена внутрипромысловыми автомобильными дорогами с твердым покрытием и грунтовыми дорогами – вдольтрассовыми проездами IV-V категории.

**Климатическая характеристика**

Климатическая характеристика района изысканий составлена по наиболее ближайшей и репрезентативной для района изысканий метеостанции Уренгой с учетом нормативной документации СП 131.13330.2020, а также данных ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС» и ФГБУ «ВНИИГМИ-МЦД».

Согласно СП 131.13330.2020 территория изысканий относится к I району, I Д подрайону климатического районирования, рекомендуемого для строительства.

Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам.

Характерной чертой климата рассматриваемого района является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года и в переходные периоды.

Климат исследуемого района умеренно-континентальный, зима холодная и продолжительная, лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

В районе изысканий в холодный период (декабрь-февраль) и за год в данном районе преобладают ветры южной четверти, в теплый период (июнь-август) северной четверти. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,7 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе, наибольшие в мае.

По опасным гидрометеорологическим явлениям наибольшая повторяемость приходится на сильный ветер (скорость ветра 40 м/с и более).

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,1 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (января) минус 25,9 °С, а самого жаркого (июля) плюс 15,7 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь и составляет минус 56,3 °С, абсолютный максимум приходится на июнь и составляет плюс 34,0 °С. Дата первого заморозка осенью начало октября., последнего весной первая декада июня.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Годовая сумма осадков составляет 497 мм. Глубина промерзания почвы находится в тесной зависимости от ее механического состава, степени увлажнения, а также высоты и плотности снежного покрова. Полностью почва оттаивает в течение мая и первой декаде июня.

Повсеместно могут наблюдаться такие опасные явления как сильные морозы, дожди, снегопады, град.

Расчетная температура наиболее холодных суток и холодной пятидневки обеспеченностью 0.98 и 0.92, а также средняя температура отопительного периода приняты по данным метеостанции Уренгой согласно СП 131.13330.2020 (таблица 1.5).

Климатические параметры теплого периода (температура воздуха обеспеченностью 0.95 и 0.98, а также средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца и средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца) приведены по данным метеостанции Уренгой согласно СП 131.13330.2020 (таблица 1.6).

Таблица 1.1 – Абсолютный минимум температуры воздуха (t, °C) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-56,3	-55,8	-49,7	-41,7	-26,7	-7,9	-0,6	-3,7	-14,9	-36,7	-49,5	-55,8	-56,3
1973	1951	2007	1985	1964	1961	1960	2006	1996	2006	2002	1984	1973

Таблица 1.2 - Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха (t, °C) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-46,4	-45,3	-40,2	-31,9	-17,8	-2,1	3,7	0,3	-5,3	-24,6	-38,7	-44,6	-49,5

Таблица 1.3 – Абсолютный максимум температуры воздуха (t, °C) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1,2	2,6	9,5	11,8	29,0	33,8	34,8	31,0	25,6	16,3	4,2	1,7	34,8
2007	2016	2008	2011	1953	2012	2019	2001	2008	2009	1967	2011	2019

Таблица 1.4 - Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха (t, °C) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-6,3	-5,8	0,5	5,7	14,3	27,1	29,5	24,7	18,1	6,6	-0,4	-3,4	30,5

Таблица 1.5 – Климатические параметры отопительного периода (1966-2018гг)

Температура воздуха наиболее холодных суток (t), °C обеспеченностью	Расчетная температура самой холодной, пятидневки (t), °C обеспеченностью		Температура воздуха (t), °C обеспеченностью	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха (t), °C наиболее холодного	Продолжительность (сутки) и средняя температура воздуха (t) °C за периоды со средней суточной температурой воздуха						
	0,98	0,92			0,98	0,92	0,94	t ≤ 0°C	t ≤ 8°C	t ≤ 10°C	
0,98	0,92	0,98	0,92	0,94							

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					месяца (января)						
-54	-52	-50	-48	-36	9,4	232	-16,9	283	-13,1	298	-12

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 1.6 – Климатические параметры теплого периода (1965-2018гг)

Температура воздуха (t), °С обеспеченностью		Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца (t), °С	Барометрическое давление, гПа	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца (t), °С
0.95	0.98			
19,0	23,0	20,9	1010	10,4

Согласно принятым данным переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С весной происходит в мае и осенью в октябре, переход среднесуточной температуры воздуха через 8 °С весной происходит в июне и осенью в сентябре (таблица 1.7). Продолжительность теплого периода 136 дней. Продолжительность холодного периода 229 дней.

Относительно данных первые заморозки обычно наблюдаются в конце августа, последние в первой декаде июня. Средняя продолжительность безморозного периода 84 дня, наибольшая 117 дней, наименьшая 43 дня (таблица 1.8).

Таблица 1.7 - Даты перехода средней суточной температуры воздуха через 0 и 8 °С и продолжительность периода с температурой выше и ниже этих пределов (1948-2020гг)

Вид		Температура воздуха (t, °С)	
		0	8
Дата	весной	21.V	13.VI
	осенью	04.X	03.IX
Продолжительность периода (дни) с температурой выше указанных пределов		136	83
Продолжительность периода (дни) с температурой ниже указанных пределов		229	282

Таблица 1.8 - Средние даты наступления заморозков и продолжительность безморозного периода (1962-2020гг)

Дата первого заморозка			Дата последнего заморозка			Продолжительность безморозного периода, дни		
средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	наим.	наиб.
01.09	28.07 (1992)	22.09 (2012)	08.06	23.05 (2015)	13.07 (1960)	84	43 (1992)	117 (2012)

#### Температура почвы.

Относительно принятых данных средняя годовая температура поверхности почвы по метеостанции Уренгой составляет минус 7,1 °С, абсолютный максимум плюс 47,7 °С, абсолютный минимум минус 58 °С (таблице 1.9). Характеристики устойчивых морозов приведены в таблице 1.10. Даты первого и последнего заморозка на почве и продолжительность безморозного периода приведены в таблице 1.11.

Средняя месячная и годовая температура почвы по вытяжным термометрам приведена по метеостанции Тарко-Сале (таблица 1.9).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
								11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Характеристика глубины промерзания почвы приведена в таблице 1.13.

Таблица 1.9 - Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы (t, °C) (1965-2018гг)

Статистика	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Средняя	-27,7	-26,4	-18,1	-11,0	-2,5	11,2	17,8	13,0	5,2	-6,0	-18,7	-24,3	-7,1
Абсолютный максимум	0,0 2007	-0,1 1995	0,0 1978	0,0 1978	35,2 2011	44,5 2011	47,7 1990	40,0 2001	34,0 2005	14,2 2009	0,0 1988	0,0 1979	47,7 1990

Таблица 1.10 – Характеристики периода устойчивых морозов (1965-2018гг)

Характеристики устойчивых морозов				
наступление	прекращение	продолжительность	начало периода	окончание
21.10	18.04	180	1959	2016

Таблица 1.11 - Даты первого и последнего заморозка на почве и продолжительность безморозного периода (1965-2018гг)

Дата первого заморозка			Дата последнего заморозка			Продолжительность безморозного периода, дни		
средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	наим.	наиб.
24.08	29.07 (2001)	28.09 (2016)	15.06	25.05 (2011)	16.07 (1981)	71	34 (1975)	122 (2016)

Таблица 1.12 - Средняя месячная и годовая температура почвы по вытяжным термометрам (t, °C) (1962-2020гг)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Глубина 0,2 м												
-4,3	-4,7	-3,9	-2,0	0,7	9,3	15,9	13,5	7,3	1,0	-2,0	-3,3	-2,3
Глубина 0,4 м												
-3,6	-4,3	-3,4	-2,1	0,4	7,5	14,3	12,9	7,7	1,8	-1,0	-2,4	2,3
Глубина 0,8 м												
-1,9	-2,6	-2,4	-1,3	0,1	5,0	12,1	12,0	8,0	3,0	0,6	-0,7	2,7
Глубина 1,2 м												
-0,1	-0,7	-0,9	-0,5	0,2	4,0	10,5	11,3	8,3	4,1	1,7	0,6	3,2
Глубина 1,6 м												
0,5	0,0	-0,5	-0,5	0,1	2,1	8,3	9,9	8,2	4,7	2,4	1,3	3,0
Примечание – на глубинах 2,4 и 3,2 м наблюдения не проводятся												

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							12

Таблица 1.13– Характеристика глубины промерзания почвы (t, °С) (2003-2020гг)

Характеристика	Глубина промерзания почвы, см по месяцам							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Средняя	21	47	73	93	111	126	134	132
Наибольшая	50	104	146	более 150	более 150	более 150	более 150	более 150
Средняя из наибольших	40	89	129	более 150	более 150	более 150	более 150	более 150
Средняя из наименьших	3	12	25	42	56	82	86	92

Осадки.

Относительно принятых данных средняя многолетняя сумма осадков составляет 497 мм, из которой 138 мм в период с ноября по март и 359 мм в период с апреля по октябрь. Наибольшее месячное количество осадков приходится на август и составляет 67 мм, наименьшее количество приходится на февраль и равно 20 мм (таблица 1.14).

Таблица 1.14 - Месячное и годовое количество осадков с поправками на смачивание (мм) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
24	20	25	29	35	55	62	67	57	54	38	31	497

Для характеристики осадков использованы данные наблюдений, приведенные к показаниям осадкомера и с учетом поправок на смачивание.

Наблюденный суточный максимум осадков по данным составляет 65 мм (17.06.1988). Суточный максимум осадков 1 % обеспеченности 67 мм. Жидкие осадки составляют порядка 52,5 %, твердые около 36,9 % и смешанные – 10,6 % общего количества осадков (таблица 1.15).

Таблица 1.15 - Месячное и годовое количество твердых, жидких и смешанных осадков (%) 1948-2020гг

Вид осадков	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
жидкие	-	-	-	4,6	33,3	87,9	100	100	78	12,5	-	-	52,5
твердые	100	100	99,1	65,9	36,7	1,9	-	-	2,9	55,8	94,8	99,3	36,9
смешанные	-	-	0,9	29,5	30,0	10,2	-	-	19,1	31,7	5,2	0,7	10,6

Снежный покров.

Снежный покров - это слой снега, лежащий на поверхности почвы или льда, образовавшийся в результате снегопадов в зимнее время. Высота снежного покрова определяется по трем постоянным рейкам, установленным на открытых и защищенных участках.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ	Лист
							13



Согласно принятым данным снежный покров в среднем появляется в конце сентября, как правило, через десять дней образуется устойчивый снежный покров (таблица 1.16). В рассматриваемом районе среднее число дней с устойчивым снежным покровом 228. Снеготаяние обычно начинается в последней декаде мая. Сход снежного покрова происходит неравномерно. Раньше всего он исчезает на открытых возвышенных местах и склонах южной экспозиции. Дата схода снежного покрова приходится на конец мая.

Таблица 1.16 – Число дней со снежным покровом, даты появления и схода снежного покрова, образования и разрушения устойчивого снежного покрова (1948-2020гг)

Число дней с устойчивым снежным покровом	Дата появления снежного покрова			Дата образования устойчивого снежного покрова			Дата разрушения устойчивого снежного покрова			Дата схода снежного покрова		
	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя
228	28.IX	11.IX	16.X	09.X	22.IX	24.X	24.V	30.IV	11.VI	30.V	14.V	16.VI

Максимальная высота снежного покрова наблюдается чаще всего в конце марта – начале апреля. Средняя декадная высота снежного покрова из наибольших за зиму по постоянной рейке (место установки рейки – открытое) согласно данным «по метеостанции Уренгой составляет 85 см, максимальная 132 см, минимальная 38 см (таблица 1.17). Плотность снежного покрова при наибольшей декадной высоте 240 кг/м<sup>3</sup>. Расчетная высота снежного покрова 5 % обеспеченности 116 см.

Таблица 1.17 - Средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке (см) (1948-2020гг.)

Место установки рейки	Месяц																				
	сентябрь			октябрь			ноябрь			декабрь			январь			февраль			март		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Защищенный участок	●	●	●	3	7	13	19	28	34	39	44	51	55	59	62	67	69	72	74	77	79

Продолжение таблицы 1.17

Место установки рейки	Месяц									Наибольшая за зиму		
	апрель			май			Июнь					
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	сред.	max	min
Закрытое	80	78	72	63	48	33	6	●	●	85	132	38

Примечание – точка (●) обозначает, что снежный покров наблюдается менее чем в 50 % p<sub>бв</sub>

Влажность воздуха.

Среднее годовое значение относительной влажности воздуха по принятым данным составляет 77 % (таблица 1.18). Наиболее высокие значения относительной влажности воздуха в холодное время года приурочены к октябрю и составляют 86 %. К наиболее сухому периоду (июнь-июль) относительная влажность понижается до 68-69 %.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							15

Таблица 1.18 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
77	77	76	74	75	68	69	78	82	86	82	79	77

Среднее годовое значение парциального давления принято согласно СП 131.13330.2020 за период 1966-2018гг и составляет 4,7 гПа, изменяясь от 0,9 гПа в январе до 11,9 гПа в июле (таблица 1.19).

Таблица 1.19 - Среднее месячное и годовое давление водяного пара (гПа) (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0,9	1,0	1,7	2,6	4,3	8,2	11,9	10,7	7,4	4,1	1,8	1,2	4,7

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января), а также средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января) в 15 часов приняты согласно СП 131.13330.2020 за период 1966-2018гг и составляют 75 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца (июля), а также средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца (июля) в 15 часов согласно СП 131.13330.2020 за период 1966-2018гг и составляют 69 и 54 % соответственно.

Согласно СП 50.13330.2012 район изысканий по влажности относится к зоне (2) зоне нормальной влажности.

Годовой ход метеорологических элементов по метеостанции Уренгой представлен на рисунке 3.2.

Атмосферные явления.

К атмосферным явлениям относятся явления, которые визуально наблюдаются на метеорологической станции и в ее окрестностях: осадки и туманы различных видов, метели, грозы, полярное сияние, шквал, вихрь, пыльная буря, смерч, мгла, гололедица.

Туманы.

Туманом называется скопление продуктов конденсации, взвешенных в воздухе, непосредственно над поверхностью земли, когда горизонтальная видимость менее 1 км. Туманы согласно принятым данным в среднем за год могут достигать 15,4 дней, наибольшее число дней с туманами за год до 26 дней (таблица 1.20).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							16

Таблица 1.20 – Количество дней с туманом (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее многолетнее число дней												
0,3	0,4	0,7	1,0	1,4	1,2	0,7	2,9	2,6	2,4	1,2	0,62	15,4
Наибольшее число дней												
3	2	4	6	4	7	4	6	8	8	4	5	26,0

Грозы.

Грозой называется атмосферное явление, при котором многократные электрические заряды между облаками или между облаком и землей (молнии) сопровождаются звуковым явлением – громом. Грозы согласно данным в среднем за год могут достигать 7,76 дней, наибольшее число с грозами за год 15 дней (таблица 1.21).

Таблица 1.21 – Количество дней с грозой (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее многолетнее число дней												
0,04	0,02-	-	-	0,3	2,1	3,3	1,6	0,4	-	-	-	7,76
Наибольшее число дней												
1	1	-	-	3	7	7	7	2	-	-	-	15

Метели.

Метелью называется явление переноса снега над поверхностью земли ветром достаточной силы. Метели, согласно принятым данным, наблюдаются в среднем за год до 43,7 дней, наибольшее за год число дней с метелями 99 дней (таблица 1.22).

Таблица 1.22 – Количество дней с метелью (1948-2020гг)

Месяц												Год
IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Среднее многолетнее число дней												
5,9	4,9	5,60	5,4	2,5	0,2	-	-	0,70	5,1	6,6	6,8	43,7
Наибольшее число дней												
18	12	24	18	12	2	-	-	7	18	19	16	99

Пыльные бури.

Относительно принятых данных наблюдаются в среднем за год до 1,14 дней с пыльной бурей, наибольшее за год число дней с пыльной бурей 11 дней (таблица 1.23).

Таблица 1.23 – Количество дней с пыльной бурей (1948-2020гг)

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее многолетнее число дней												
-	-	-	-	0,1	0,3	0,5	0,2	0,01	0,03	-	-	1,14
Наибольшее число дней												
-	-	-	-	6	4	6	3	1	2-	-	-	11

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

**Геоморфологическая характеристика**

В соответствии со схемой геоморфологического районирования, изучаемая территория изысканий располагается на юго-западе полого снижающейся к Карскому морю абразионно-аккумулятивной равнине севера Западно-Сибирской равнины.

Рельеф территории относится к аккумулятивному типу озерно-аллювиального генезиса четвертой надпойменной террасы (IgIIIchs). Большой частью поверхность террасы заболочена и заозерена. На заболоченных участках широко развиты бугры пучения. Аллювиальные отложения представлены песками и суглинками.

Многолетнемерзлые породы на исследуемой территории развиты локально и характеризуются островным распространением по площади.

Характерная черта криологических условий – небольшие участки, морфологически выраженные в виде плоскобугристого торфяника (незакономерное чередование мерзлых бугров разнообразной формы и размеров с тальми мочажинами).

Согласно физико-географическому районированию Тюменской области район изысканий находится в южной части лесотундровой равнинной широтно-зональной области Северо-Ныдым-Пурской провинции, местность которой в основном безлесная, с сильным линейным расчленением, исключение составляют участки пойм с отдельными лиственницами, с зарослями ивы и ольхи.

**Гидрографическая характеристика**

Согласно физико-географическому районированию Тюменской области район изысканий расположен в пределах лесной равнинной широтно-зональной области Пур-Тазовской провинции, которая представляет собой расчлененную, заболоченную равнину, осложненную современной гидросетью с наличием многолетней мерзлоты.

Для рассматриваемого района характерно слабое расчленение рельефа, извилистые реки и наличие вечной мерзлоты. Поверхность представлена слаборасчлененной, преимущественно заболоченной равниной с общим небольшим уклоном на север с площадью покрытой лесом по территории в пределах от 30 до 45 %, а также с распространением многомерзлых пород. Преобладающими породами деревьев являются лиственница, ель, сосна, кедр. Средняя заболоченность территории составляет 25-45 %, средняя озерность, представленная преимущественно внутриболотными озерами, достигает 10-20 %.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Поскольку район изысканий расположен в зоне многолетней мерзлоты, практически все болота относятся к категории мерзлых плоскобугристых болот. Поверхность болот состоит из чередующихся торфяных, плоских, слабокочковатых бугров или гряд с мокрыми низинами-мочажинами. Глубина болот в основном 1-2 м, редко более 2 м. Высота бугров небольшая 30-50 см, иногда до 75 см. Мощность торфяной залежи на буграх 25-30 см, в мочажинах 1,0-1,5 м.

Озера встречаются часто среди комплекса бугров и мочажин, нередко соединенные между собой ручьями. Характерной особенностью внутриболотных озер рассматриваемого района являются их небольшие размеры и малые глубины. Преобладают озера округлой формы диаметром 100-600 м. Берега их торфяные, обрывистые высотой 0,4-0,6 м. Дно озер ровное, в большинстве случаев торфяное, иногда песчано-илистое. Озера, как правило, незаросшие, на некоторых имеются торфяные острова. Средние глубины озер 1,0-1,5 м, максимальные до 3 м. Все озёра имеют сток, который осуществляется либо только фильтрационным путём через торфяную залежь, либо фильтрационным и русловым путём.

Поверхностные водотоки и водоемы района изысканий относятся к речной сети Карского моря (правобережью водосбора среднего течения р. Пур - притока Тазовской губы). Средняя густота речной сети в пределах рассматриваемой территории составляет 0,4–0,5 км/км<sup>2</sup>.

Поверхностные водотоки района характеризуются спокойным течением и средней и слабой извилистостью, типично равнинные со слабовыраженными, сильно заболоченными долинами, с выраженными заболоченными водоразделами.

***Растительность***

Согласно физико-географическому районированию Тюменской области район изысканий находится в южной части лесотундровой равнинной широтно-зональной области Северо-Ныдым-Пурской провинции, местность которой в основном безлесная, с сильным линейным расчленением, исключение составляют участки пойм с отдельными лиственницами, с зарослями ивы и ольхи.

***Техногенные условия***

Техногенные условия рассматриваемой территории обусловлены хозяйственным освоением территории.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Участок проектируемых сооружений куста скважин №У05 располагается на распланированной территории действующей кустовой площадки. Территория площадки спланирована, осложнена наличием производственных сооружений, в восточной части расположены искусственные ямы с водой.

Территория площадки куста скважин №У09 спланирована, осложнена наличием производственных сооружений. Территория по проектируемой трассе шлейф-газопровода не застроена, частично залесена (лиственница). Большая часть изыскиваемой территории расположена на болоте, покрыта мхом.

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

Линии связи, системы отопления, водоснабжения и канализации в основном проложены совместно на эстакадах, и частично подземно.

Строительство осуществляется на отсыпанных и спланированных площадках. Отсыпка производится песками из сухоройных карьеров.

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

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

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

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В процессе строительства проектируемых объектов для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности рекомендуем провести следующие мероприятия:

- Предусмотреть антикоррозионные мероприятия.
- Предусмотреть мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения и деформации конструктивных элементов проектируемых объектов.
- По окончании строительства провести рекультивацию почвы для исключения загрязнения почв, грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий.
- Предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места.
- При строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в почву, грунты, поверхностные и подземные воды.

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

Среди процессов, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, на участке возможно подтопление территории, морозное пучение грунтов в зоне сезонного промерзания-оттаивания.

Основным условием формирования болот постоянное переувлажнение почвогрунтов. Избыток влаги из-за обилия осадков или слабого испарения, а также высокий уровень грунтовых вод, рельеф — плоские участки при неглубоком дренаже или понижения с замедленным стоком; продолжительные половодья на реках и т. д. Леса в условиях избытка влаги, а значит, анаэробных условий и кислородного голодания погибают, что способствует большему заболачиванию из-за сокращения транспирации.

Согласно приложению И СП 11-105-97 (часть 2) участки распространения болот и заболоченностей, относится к 1-А-1 категории – подтопленные в естественных условиях.

По характеру подтопления участок работ согласно СП 22.13330.2016 П.5.4.8 относится к естественно подтопляемым территориям.

По категории опасности процесс заболачивания и подтопления территории, согласно СП 115.13330-2016, относится к весьма опасным (площадная пораженность территории более 50%).

**Морозное пучение**

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							21



Среди криогенных проявлений, происходящих на территории, ведущая роль принадлежит пучению грунтов, сопровождающих процесс сезонного промерзания грунтов.

Сезонное промерзание грунтов связано не столько с зональным изменением среднегодовой температуры грунтов, сколько с изменением их литологического состава, а для сезонно-мерзлого слоя - динамикой снегонакопления. Песчаные отложения, при прочих равных условиях, промерзают на большую глубину, чем тонкодисперсные.

Существенные различия в глубине сезонного промерзания грунтов наблюдаются между залесенными и безлесными участками плоских водоразделов и их склонами, дренированными и заболоченными участками, минеральными грунтами и торфяниками. При этом наименьшая глубина сезонного промерзания свойственна органическим отложениям, наибольшая - сухим опесчаненным склонам водоразделов.

Сезонное промерзание и оттаивание грунтов. Сезонноталый (СТС) и сезонномерзлый (СМС) слои представляют собой верхний горизонт грунтов, подвергающихся сезонным преобразованиям.

Мощность СТС и СМС зависит от метеорологических факторов, мощности снежного покрова, времени года, геоморфологического положения, экспозиции участка и литологических разностей грунтов. Изменчивость глубины деятельного слоя от вышеуказанных факторов может достигать 20%.

**Подтопление**

Заболачивание и подтопление территории отмечается на пониженных участка, участках развития болот. Во время снеготаяния и длительных осадков возможно повышение уровня на 0,5-1,0 м и выход грунтовых вод на поверхность. При строительстве и эксплуатации объектов следует провести мероприятия по защите данной территории от подтопления, а именно, регулирование поверхностного стока, устройство защитных сооружений, локальное повышение территории путем отсыпки.

**Затопление**

Согласно СП 22.13330.2016 п. 5.4.8 по характеру подтопления следует выделять естественно и техногенно подтопленные территории с глубинами залегания УГВ менее 3,0 м. Протяженность естественно подтопленных территорий в неблагоприятный период (октябрь-май) составляет менее 25 % от общей площади участка работ, в период июнь-сентябрь свыше 75 % от общей площади участка.

По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 подтопление территории относится к «опасному» процессу на данной территории. При

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит более 75 % от общей площади, и территория по подтоплению будет относиться к «весьма опасному».

В системе инженерной защиты от подтопления в зависимости от природных условий рекомендуется поверхностный сток со стороны водораздела отводить с защищаемой территории по дренажным каналам относительно объекта.

По результатам визуального обследования маршрутов полосы сопредельной территории в основном не установлено опасного влияния водотоков на проектируемый объект на пример разрушения.

**Термокарстовые процессы**

Являются одними из наиболее распространенных и опасных криогенных процессов района изысканий. Термокарст связан с вытаиванием ледяных включений в грунтовой толще и является причиной образования просадочных форм рельефа. Большая часть термокарстовых форм, играющих ландшафтообразующую роль, – озера, хасыреи, обширные заболоченные депрессии – являются древними образованиями. Современные термокарстовые образования имеют небольшие размеры (диаметр, в среднем 10–50 м, относительное понижение 0,1–1,0 м), они заболочены или обводнены.

Наиболее интенсивно термокарстовые процессы развиваются на площадях занятых торфяниками, где лед присутствует в виде прослоев или сложно-сетчатых скоплений с мощностью обычно 0,2-0,5 м. Начальной стадией развития термокарстовых котловин являются ерсеи, возникающие на месте трещин и между торфяными буграми, на участках вытаивания льдов. Накапливающаяся в понижениях вода, отепляя вышележащие породы, способствует дальнейшему увеличению глубины протаивания грунтов. Обводненные котловины за счет протаивания торфа и подстилающих отложений в дальнейшем интенсивно развиваются по площади и на глубину, перерастая в термокарстовые озера.

По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 термокарст относится к «опасному» процессу на данной территории.

**Сейсмика**

В соответствии с СП 14.13330.2018 (Актуализированная редакция СНиП II-7-81), рассматриваемый район по шкале MSK-64 приурочен к 5-балльной зоне сейсмических воздействий по карте ОСР-2015 «А», 5-балльной зоне по карте ОСР-2015 «В» и 5-балльной зоне по карте ОСР-2015 «С».

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Объект расположен на землях промышленности и сельскохозяйственного назначения.

Территория спланирована, плотно застроена действующими сооружениями и коммуникациями, технологическими трубными, кабельными эстакадами, резервуарами.

*Четвертичные отложения озерно-аллювиального генезиса (lgIIIchs), преимущественно мерзлые, ограниченно - талые, имеют сплошное распространение по всей изученной территории и представлены:*

- Супесь песчанистая текучая минеральная (ИГС 313), мощность слоя от 1,7 до 3,0 м.;
- Суглинок легкий мягкопластичный минеральный (ИГС 214), мощность слоя от 0,3 до 2,7 м.;
- Супесь песчанистая, пластичномерзлая, льдистая, при оттаивании текучая (ИГЭЗм192), мощность слоя от 0,5 до 7,5 м.;
- Супесь песчанистая, пластичномерзлая, слабольдистая, при оттаивании текучая (ИГЭЗм191), мощность слоя от 0,3 до 9,1 м.;
- Суглинок легкий, пластичномерзлый, слабольдистый, при оттаивании мягкопластичный, с примесью органического вещества (ИГЭ2м091), мощность слоя от 0,5 до 10,9 м.;
- Суглинок легкий пылеватый, пластичномерзлый, льдистый, при оттаивании текучий, с примесью органического вещества (ИГЭ2м092), мощность слоя от 0,4 до 14,0 м.;
- Песок пылеватый, слабольдистый, при оттаивании водонасыщенный, средней плотности (ИГЭ4м1), мощность слоя от 0,7 до 3,8 м.;
- Песок мелкий, слабольдистый, при оттаивании водонасыщенный, средней плотности (ИГЭ4м2), мощность слоя от 0,5 до 2,6 м.;
- Глина легкая, сильнольдистая, при оттаивании текучая (ИГС 1м25), мощность слоя от 0,5 м..

*Современные техногенные грунты (tQIV) имеют распространение в верхней части геологического разреза на спланированных кустовых площадках и существующих технологических проездах и представлены:*

- Насыпной грунт- Песок мелкий влажный (средней плотности), мощность слоя от 2,0 до 3,5 м.

*Озерно-болотные отложения (bQIV) вскрыты локально, составляют верхнюю часть разреза и представлены:*

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							24

- Мохово-растительный слой (П), мощность слоя от 0,1 до 0,3 м.;
- Торф слаборазложившийся (ИГС 61), мощность слоя от 0,2 до 0,8 м.;
- Торф среднеразложившийся (ИГС 62), мощность слоя 0,3 м.;
- Торф сильноразложившийся (ИГС 63), мощность слоя 0,3 м.;
- Торф мерзлый слаборазложившийся (ИГС 6м1), мощность слоя от 0,3 до 2,6 м.;
- Торф мерзлый среднеразложившийся (ИГС 6м2), мощность слоя от 0,2 до 0,8 м.

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

В гидрогеологическом отношении территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну.

В гидрогеологическом отношении инженерные сооружения находятся во взаимодействии с надмерзлотными грунтовыми водами первого гидрогеологического комплекса – надмерзлотными грунтовыми водами сезонно-талого слоя (далее – СТС), поверхностными водами озер, рек и ручьев, грунтовыми водами озерно-аллювиальных талых отложений.

Надмерзлотные грунтовые воды СТС приурочены к слою сезонного оттаивания на участках развития многолетнемерзлых грунтов и залегают на отметках, близких к поверхности земли. Уровень грунтовых вод (далее – УГВ) СТС залегает на глубинах от 0,0 м. Надмерзлотные грунтовые воды СТС возникают в теплый период года (июнь) и существуют до полного промерзания слоя сезонного оттаивания (декабрь). Эти воды характеризуются временным существованием, малой водообильностью и загрязненностью органическими примесями.

Глубина залегания подошвы надмерзлотных грунтовых вод СТС определяется глубиной сезонного оттаивания. Мощность горизонта достаточно изменчива, но не превышает 3,0 м. Мощность водоносного горизонта определяется литологическим составом и влажностью грунтов. В теплый период года мощность водоносного горизонта постоянно увеличивается по мере оттаивания грунтов и с первыми заморозками начинает уменьшаться вплоть до полного промерзания. Водовмещающими грунтами являются торфы, пески, супеси и суглинки. Водоупором является кровля многолетнемерзлых грунтов. В летний период горизонт безнапорный и лишь в начале промерзания приобретает временный напор.

Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и протаивания льдистых пород, разгрузка осуществляется в ближайшие водосборы

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

(реки, озера, понижения рельефа). Тип режима подземных вод – междуречный. Междуречный вид режима подземных вод характеризуется тесной связью колебаний уровня грунтовых вод с атмосферными осадками.

Особенное значение имеют грунтовые надмерзлотные воды СТС. Они залегают на очень небольшой глубине от 0,0 до 3,0 м, имеют невысокую минерализацию. Этот тип вод, несмотря на кратковременность его существования, оказывает огромное влияние на процессы, происходящие в слое сезонного оттаивания – промерзания грунтов, а также во многом определяет прочностные и деформационные свойства сезонноталых грунтов. Кроме того, в летнее время надмерзлотные воды способствуют разжижению грунтов при динамических воздействиях на них.

Надмерзлотные грунтовые воды несквозных таликов имеют более постоянный режим. Они приурочены к суходолам, заболоченным участкам, талым болотам, акваториям озер. Водовмещающими грунтами являются все литологические типы грунтов. Водоупором является кровля многолетнемерзлых грунтов. Воды несквозных таликов безнапорные, разгружаются в водотоки, понижения рельефа и овражно-балочную сеть. Наиболее высокие УГВ приурочены к болотам, наиболее низкие – к суходолам на возвышенных формах рельефа.

На момент проведения инженерных изысканий сентябрь-октябрь 2023 г. уровни грунтовых вод вскрыты на глубине от 0,0 м до 3,8 м. Водовмещающими породами служат насыпные пески и торфы. Водоупором служат многолетнемерзлые грунты. Разгрузка вод происходит в пониженные участки.

Для лабораторного проведения химического анализа грунтовых вод были отобраны 3 пробы грунтовой воды: скв.К5-1 с 0,0 м; скв.22 с 0,2 м; скв.1 с 0,5 м (Приложение М).

Цвет воды светло-желтый, без осадка и запаха. Водородный показатель рН 6,5-6,9.

Жесткость составляет 0,40-2,00 мг-экв/л – вода очень мягкая (жесткость карбонатная).

По степени минерализации воды от весьма пресных до умеренно солоноватых (в скв. 1 сухой остаток - 2468,49 мг/дм<sup>3</sup>, сухой остаток в среднем составляет 94,65 мг/л).

По химическому составу воды от гидрокарбонатной натриевой (скв. 1) до сульфатно-гидрокарбонатной кальциево-натриевой (скв. 22) и сульфатной натриевой (скв. К5-1).

По степени агрессивного воздействия по водонепроницаемости вода является:  
- на бетон марок W4 – от неагрессивной (скв. 1) до слабоагрессивной по бикарбонатной щелочности;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- на бетон марок W4 – от неагрессивной до слабоагрессивной (скв. 1) по водородному показателю;
- на бетон марок W4 – слабоагрессивной по содержанию углекислоты;
- на бетон марок W6, W8, W10-12 - неагрессивной по бикарбонатной щелочности;
- на бетон марок W6, W8, W10-12 - неагрессивной по водородному показателю;
- на бетон марок W6, W8, W10-12 - неагрессивной по содержанию углекислоты;
- на бетон марок W4, W6, W8, W10-12 - неагрессивной по содержанию солей магния, солей аммония, едких щелочей и суммарному содержанию хлоридов, сульфатов, нитратов и др. солей (согласно СП 28.13330.2017 таблицы В1, В2, В.3).

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

Степень агрессивного воздействия жидких сред к железобетонным конструкциям при постоянном смачивании – неагрессивная, при периодическом – слабоагрессивная (в соответствии с таблицей Г.1 СП 28.13330.2017 и ГОСТ 31384-2017).

Подземные воды являются среднеагрессивными по отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (таблица Х.3, СП 28.13330.2017).

Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются слабоагрессивными по водородному показателю рН и содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов, при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50<sup>0</sup>С и скорости движения до 0,1 м/сут (согласно СП 28.13330.2017 табл.Х.5.).

Результаты химического анализа воды приведены в текстовом приложении М.

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

Грунтовые воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водными объектами.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



### 1.2 Специфические грунты

Специфические грунты на объекте представлены техногенными насыпными грунтами, органическими грунтами.

*Техногенные грунты (tQIV)* встречены при рекогносцировочном обследовании местности в насыпях автодорог, существующих технологических проездах, и на спланированных кустовых площадках и участках исследуемой территории, а так же при бурении скважин.

Техногенные грунты представляют собой планомерно возведенную насыпь, состоящую из минералов природного происхождения, первоначальная структура которых изменена в результате разработки и вторичной укладки. В литологическом отношении насыпные грунты представлены песком мелким средней плотности.

Насыпные грунты подвержены процессу самоуплотнения, продолжительность которого зависит от гранулометрического состава и способа отсыпки. Согласно СП 22.13330.2016 таблицы 6.9 грунты относятся к слежавшимся, дальность отсыпки более 1 года.

*К органическим грунтам* относятся почвенно-растительный слой и торф.

Мощность почвенно-растительного слоя составляет 0,1-0,4 м. Распространение фактически повсеместное.

Торф образует покровы на различных выположенных элементах рельефа – болотах и заболоченных участках.

Органические грунты представлены болотными отложениями торфа.

ИГЭ-6м1. Торф мерзлый слаборазложившийся,

ИГЭ-6м2. Торф мерзлый среднеразложившийся,

ИГС 61 - Торф слаборазложившийся,

ИГС 62 - Торф среднеразложившийся,

ИГС 63 - Торф сильноразложившийся

В соответствии с ВСН 26-90 (таблица 2.7) торф по прочности 1 типа, по деформируемости 1А типа.

Минеральное дно болот сложено суглинистыми и супесчаными отложениями. Дно болот преимущественно ровное или с небольшим уклоном.

Пределы распространения болотных отложений приведены на инженерно-геологических профилях.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		





## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Сведения о проектной мощности линейного объекта (пропускной способности трубопроводов)

На основании задания на проектирование, в проектной документации предусматривается строительство газопровода-шлейфа от кустовой площадки № У-09 (L=3946,15м).

Проектируемый газопровод-шлейф относится к промышленным трубопроводам.

Граница проектирования ПК0+00 газопровода-шлейфа соответствует обваловке куста скважин газоконденсатных эксплуатационных №У09.

Границами проектирования промышленных трубопроводов являются точки подключения на обваловке технологической площадки куста скважин №У-09, и точка подключения к существующему газопроводу-шлейфу DN300.

Согласно показателям разработки, проведенным гидравлическим расчетам, установлены следующие максимальные объемы добычи:

– 50,904 тыс. м3/сут;

Режим работы промышленного трубопровода - круглосуточный, непрерывный.

Диаметры проектируемого трубопровода приняты на основании результатов гидравлических расчетов. Обоснование диаметров приведено в разделе 3 «Гидравлические расчеты» данного тома.

Пропускная способность и технологические параметры (расчетное давление, диаметр) промышленных трубопроводов определены проектом от производительности добывающих скважин куста №88.

Измерение и учет добываемой продукции скважины осуществляется расходомером в составе скважинной обвязки на площадке куста № 88.

### 2.2 Сведения о категории и классе трубопроводов

Согласно раздела 7 ГОСТ Р 55990-2014, проектируемый трубопровод подразделяются на классы и категории, которые определяются его назначением и характеризуются объемом неразрушающего контроля сварных соединений и величиной испытательного давления.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 - Классы и категория проектируемого трубопровода

Наименование трубопровода	Класс	Категория
Газопровод шлейф Ø 219 мм.	По давлению: II- п.7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014	C – п.7.1.7 табл. 3 ГОСТ Р 55990-2014

Исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла:

газопровод-шлейф по типу транспортируемого продукта, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (таблица 1) относится к 4 категории.

Категории отдельных участков трубопровода определены согласно таблице 4 ГОСТ Р 55990-2014.

Категории участков трубопроводов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Категории участков промысловых трубопроводов

Наименование участка трубопроводов	Газопровод-шлейф (категория и ПК)
Участки трубопровода, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения	C ПК0+00-ПК39+46,15
Участки трубопровода, при подходе к узлу запорной арматуры - на расстоянии 250 м от ограждения	
Участки трубопровода, прокладываемые на территориях распространения многолетнемерзлых пород	

Проектируемый газопровод-шлейф относится к промысловым трубопроводам.

### 2.3 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Район строительства расположен в Российской Федерации, Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе, на Яро-Яхинском лицензионном участке.

За расчетную температуру строительства принято значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 48°C.

Выбор труб для строительства проектируемого трубопровода выполнен на основании расчета на прочность, исходя из расчетного давления (максимально возможного давления) транспортируемого рабочего продукта с учетом требований ГОСТ Р 55990-2014.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ	Лист
							32
№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.			
	0						



Показатели и характеристики промышленных трубопроводов приведены в пунктах 4.3 и п. 4.13.

### 2.4 Перечень мероприятий по энергосбережению

Обеспечение энергетической эффективности работы трубопроводов достигается за счет:

- выбор режимов работы трубопровода в соответствии с заданной производительностью транспорта среды;
- применение самокомпенсирующихся схем подземной прокладки проектируемых трубопроводов за счет использования углов поворота и кривых упругого изгиба;
- выбор диаметров проектируемых внутрипромысловых трубопроводов, обеспечивающих возможность работы проектируемого объекта на весь период эксплуатации в оптимальном режиме, позволяющего выполнять строительство объекта с капитальными минимальными вложениями, а также эксплуатацию объекта с минимальными энергозатратами;
- снижения металлоемкости путем принятия оптимальной толщины стенки трубопровода в соответствии с сортаментом труб;
- применения труб с заводским антикоррозионным наружным эпоксидным покрытием, как пассивную защиту от коррозии;
- применения труб в заводской теплоизоляции.

Вышеперечисленные мероприятия приводит к более долгому безаварийному сроку службы промышленных трубопроводов, снижению затрат на их ремонт и обслуживание, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.

На проектируемом промышленном трубопроводе (газопровод-шлейфе) применяется запорная арматура, количество и тип которой представлен в п.3.12 данного тома.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется, исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов. Комплектация потока при строительстве линейной части и его оснащенность определяется по соответствующим ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также массы монтируемых строительных конструкций, а также по ВСН 2-133-81 (в качестве справочного материала).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Нормативное число машин принимается с учетом планово-предупредительных ремонтов.

Сведения о количестве применяемого в процессе строительства трубопровода оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств, механизмов, используемых в процессе производства работ, представлены в томе 7.1 (шифр 658/2023-00-000-ПОС1) «Проект организации строительства».

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками.

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

Техническое обслуживание и ремонт проектируемых объектов производится персоналом АО "АРКТИКГАЗ".

В рамках проекта обустройства куста №У09 рекомендуется организовать работу проектируемого объекта в составе действующей структуры управления АО "АРКТИКГАЗ".

Количество эксплуатационного персонала остается на прежнем уровне, дополнительного персонала не требуется.

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

В проектной документации на линейной части проектируемых промышленных трубопроводов применяется запорная арматура с ручным управлением.

Автоматизация технологических процессов обустройства куста № У09 Яро-Яхинского лицензионного участка представлены в томе 5.7.2 (ш. 658/2023-00-000-ИОС7.2).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью гидравлического расчета является выбор диаметра газопровода-шлейфа от кустовой площадки №У-09 то точки подключения к газопроводу-шлейфу.

Для выполнения целевой задачи проекта необходимо определить минимальный диаметр газопровода - шлейфа.

Гидравлический расчет выполнен на основании:

- Технического задания «Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин № У05, № У09. Корректировка». Утвержденного генеральным директором – АО «АРКТИКГАЗ» П.А. Порхун от 04.08.2023 г.;
- Исходные данные, предоставленные службами АО «АРКТИКГАЗ».»;
- Письма ЛПУМГ АО «СТНГ» № Л-498-Л от 01.06.2023 «Информация по запросу»;
- Технические отчеты по результатам инженерных изысканий, выполненных институтом«Якутгазпроект» в 2023 г.;

Согласно задания на проектирование в точке подключения проектируемого газопровода к существующему участку магистрального газопровода , проектное давление в существующем газопроводе составляет 14,5 МПа.

Расчет проектируемого газопровода-шлейфа на прочность выполнен на максимальное проектное давление – Pp=16,0 МПа.

Гидравлический расчет проектируемого газопровода выполнен на режимы работы газопровода:

- на минимальное давление газа в точке подключения газопровода-шлейфа.
- на максимальное давление газа в точке подключения газопровода-шлейфа.

Для определения диаметра газопровода-отвода выполнен гидравлический расчет, по формуле:

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \Delta T_{cp} Z_{cp} L}}$$

где:

$d$  – внутренний диаметр трубы, мм;

$P_n, P_k$  – абсолютные давления в начале и конце участка газопровода, соответственно, МПа;

$\Delta$  - относительная плотность газа по воздуху;

$T_{cp}$  - средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа, К;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата





### Обоснование диаметра трубопровода

Согласно результатов гидравлического расчета, можно сделать следующие выводы:

- принятый диаметр проектируемого газопровода-шлейфа обладает необходимой пропускной способностью;
- газопровод при начальном минимальном давлении в точке врезки – 14,50 МПа, обеспечивает требуемую пропускную способность с номинальным диаметром DN 200.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							38

### 3.1 Общие положения

Технические решения, предусмотренные проектом, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных в первую очередь на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводных систем.

Основные технические решения по линейной части приняты по инженерно-геологическим и климатическим условиям района строительства, на основании задания на проектирование АО "АРКТИКГАЗ", с учетом прочностных и гидравлических расчетов трубопроводов.

Проектная документация выполнена с соблюдением действующих нормативных документов, специальные технические условия в проекте не разрабатывались и не применялись. Основные технические решения приняты в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТ Р 55990-2014, СП 45.13330.2017, ВСН 005-88, ВСН 006-88, ВСН 008-88, ВСН 011-88, ВСН 012-88.

Проектируемый газопровод-шлейф относится к промышленным трубопроводам.

Класс, категория и группа трубопроводов приведены в п. 2.1 данного тома.

Рабочее давление (определенное расчетом) в проектируемом газопроводе 14,5 МПа.

Максимально возможное рабочее давление в газопроводе составляет 14,5 МПа.

Расчетное давление в газопроводе составляет 16,0 МПа.

Проектные решения обеспечивают безаварийную эксплуатацию трубопроводов при принятых исходных данных на срок не менее 30 лет.

Технические решения по линейной части проектируемых трубопроводов приняты исходя из инженерно-геологических и климатических условий района строительства, на основании задания Заказчика, с учетом результатов гидравлических и прочностных расчетов.

Принятые технические решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемого трубопровода.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3.2 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Промысловые трубопроводы предназначены:

- газопровод-шлейф - для транспортирования газоконденсатной смеси от куста №У09 до узла подключения DN200. Режим работы промышленного трубопровода непрерывный.

### 3.3 Характеристика параметров трубопровода

Основные технические параметры проектируемого газопровода:

- транспортируемый продукт – газоконденсатная смесь;
- рабочее давление – 14,5 МПа;
- максимально возможное рабочее давление – 14,5 МПа;
- расчетное давление – 16,0 МПа;
- плотность газа в пластовых условиях – 0,97 кг/м3;
- плотность конденсата при температуре 20°С – 765 кг/м3;
- производительность перекачки газа –50,904 тыс. м3/сут.(185,8 млн.м3/год);
- производительность перекачки конденсата– 70,13 тыс. м3/сут.(0,0256 млн.м3/год)
- протяженность газопровода-шлейфа – 3946,15 м;
- диаметр газопровода-шлейфа – 219 мм;
- толщина стенки – 11 мм;
- класс прочности – K52;
- марка стали – 09Г2С;
- предел прочности – 510 МПа;
- предел текучести – 370 МПа;
- тип изоляции трубопровода – заводское наружное эпоксидное покрытие,

толщиной не менее 0,35 мм (конструкция № 4 по ГОСТ Р 51164-98), а также теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм в металлополимерной оболочке.

В настоящем томе приведены технические решения по строительству газосборного трубопровода от от куста №У09 до узла подключения DN200.

Сведения о проектируемых трубопроводах представлены в таблице 4.1. Технологическая схема трубопроводов приведена в графической части тома 5.7.1 (шифр 658/2023-00-000-ИОС7.1).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 3.1 – Характеристика параметров трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Рабочее давление, МПа	Месторасположение начального пункта	Месторасположение конечного пункта
<b>Промысловые трубопроводы</b>					
Газопровод-шлейф	219x11	3946,15	14,5	ПК0+0,00 Куст №У09	ПК39+46,15 Узел подключения

### 3.4 Трасса трубопровода

Выбор трассы проектируемых трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями раздела 8 ГОСТ Р 55990-2014 и Федеральным законом от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», иными законодательными актами и нормативными документами в этой области.

Выбор трассы трубопроводов произведен в соответствии с требованиями по охране окружающей среды, с учетом запретных зон для размещения объектов: памятников историко-культурного наследия коренного населения, мест гнездования редких птиц, занесенных в «Красную книгу», а также с учетом уменьшения затрат на строительство и эксплуатацию.

Выбор трасс и проектные решения по строительству трубопроводов приняты на основании материалов инженерных изысканий, выполненных АО «Институт «Нефтегазпроект» в 2023 году.

С учетом данных изысканий в целях снижения отрицательного воздействия на окружающую среду трассы трубопровод проложен, как правило, по малоценным землям, по кратчайшему расстоянию. Трасса трубопроводов согласована с Заказчиком.

Трасса проектируемого трубопровода от ПК0+00 до ПК9+0,84 проложена в одном техническом коридоре с трассой подъездной автомобильной дороги к КГС У-09.

Выбор трассы проектируемого газопровода-шлейфа выполнен с учетом результатов количественного анализа риска аварий, результатов расчетов по определению зон поражения в зависимости от количества разлившегося продукта и различных сценариев развития аварийных ситуаций, которые представлены в томе 13.1.1 Часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (658/2023-00-000-ГОЧС1).

Трасса проектируемого трубопровода проложена с учетом безопасного расстояния до населенных пунктов, с учетом минимизации количества пересечений с искусственными

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

(автодороги, трубопроводы, кабели и т.д.) и естественными препятствиями (подводные переходы, овраги и т.д.).

Ближайшим к участку работ населенным пунктом относится п.г.т. Уренгой. Расстояние от населенного пункта до проектируемого трубопровода составляет 80 км, что соответствует требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (табл.6).

Населенные пункты и в зоны действия поражающих факторов от возможных аварийных сценариев на технологическом оборудовании проектируемого объекта не попадают.

### 3.5 Обоснование диаметров трубопроводов

Диаметры трубопроводов и значения проходных давлений определены на основании гидравлического расчета.

Трубопроводы обеспечивают транспорт необходимых объемов рабочего продукта, обусловленных техническим заданием на проектирование.

Результат расчета представлен в разделе 3 «Гидравлический расчет» данного тома.

Технологическая схема проектируемого трубопровода представлена на листе 1 тома 5.7.2.

### 3.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

За рабочее давление (нормативное) принимается наибольшее давление, которое может быть в трубопроводе, определяемое на основании характеристик источника давления и условий эксплуатации.

Регламентный режим транспортирования газоконденсатной смеси проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом трубопровода по объемам транспортировки продукта.

#### *Газопровод-шлейф.*

Объем транспортировки рабочего продукта принят согласно Задания на проектирование.

Рабочее давление в газопроводе-шлейфе - 14,5 МПа.

Максимальное рабочее давление в газопроводе-шлейфе принято 14,5 МПа.

Расчетное давление составляет 16,0 МПа.

### 3.7 Описание системы работы клапанов-регуляторов

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Установка клапанов-регуляторов на проектируемых газопроводе-шлейфе не предусматривается.

**3.8 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок**

Применение антифрикционных присадок не предусматривается

**3.9 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации**

Расчет толщины стенки проектируемого трубопровода выполнен согласно п.12.2 ГОСТ Р 55990-2014.

За рабочее давление (нормативное) принимается наибольшее давление, которое может быть в трубопроводе, определяемое на основании характеристик источника давления и условий эксплуатации.

Регламентный режим транспортирования газоконденсатной смеси проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом трубопровода по объемам транспортировки продукта.

Принятые для расчетов коэффициенты надежности по материалу проектных труб, по назначению, нагрузке, условиям работы трубопровода, характеристики стали труб и результаты расчетов приведены в п.4.28 - п.4.31 данного тома.

Выбранные в проектной документации трубы обладают повышенной стабильностью механических характеристик, имеют повышенные эксплуатационные характеристики и обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации.

Транспортируемой средой в проектируемом газопроводе-шлейфе является газоконденсатная смесь, которая относится к агрессивным средам. Ожидаемая скорость коррозии принята в соответствии письмом АО «АРКТИКГАЗ» №СУ-0160/01-11 от 15.01.2024 о скорости коррозии трубопроводов:

- 0,1 мм/год – для газопровода шлейфа;

В период эксплуатации коррозионное состояние проектируемых трубопроводов следует определять по результатам диагностирования их технического состояния, выполняемого с помощью неразрушающих методов контроля.

***Газопровод-шлейф.***

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							43

Объем транспортировки рабочего продукта принят согласно Задания на проектирование.

Рабочее давление в газопроводе-шлейфе - 14,5 МПа.

Максимальное рабочее давление в газопроводе-шлейфе, принятое за расчетное – 16,0 МПа.

Согласно расчету толщина стенки газопровода-шлейфа диаметром 219 мм, категории «С» принята 11 мм. Толщины стенок деталей трубопровода принимаются по техническим условиям (ТУ) и заводским каталогам на стадии РД по принятому заводу-изготовителю, определенному заказчиком на тендерной основе.

Результаты расчета на прочность (согласно ГОСТ Р 55990-2014) представлены в приложениях «Б», «В» данного тома.

### 3.9.1 Расчеты отбраковочной толщины стенки и срока службы промышленных трубопроводов

При расчёте отбраковочной толщины стенки и срока службы учтены наименьшие допустимые толщины стенок промышленных трубопроводов, принятые согласно таблице 1 приложения 8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» №534 от 15.12.2020г. Наименьшая допустимая толщина стенки для газопровода-шлейфа составила 2,5 мм.

Срок службы трубопровода  $\tau$ , лет, определен по формуле:

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб}}{v_{cp}}, \tag{3.1}$$

где  $\delta_n$  – номинальная (принятая) толщина стенки трубопровода за вычетом наименьшей допустимой толщины стенки (принятой согласно таблице 1 прил.8 ПБ №534), мм;

$\delta_{отб}$  – принятая отбраковочная (расчетная) толщина стенки трубопровода (согласно п.12 ГОСТ Р 55990-2014), мм;

$v_{cp}$  – средняя скорость общей коррозии стенки трубопровода, мм/год.

Средняя скорость общей коррозии согласно письма АО «АРКТИКГАЗ» №СУ-0160/01-11 от 15.01.2024 составляет для газопровода – 0,1 мм/год,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							44

Величина прибавки на коррозию составила – 3,0 мм (для газопровода), Так как на трубопроводы нанесено наружное антикоррозионное покрытие, то общей скоростью наружной коррозии трубопроводов в нормальных режимах эксплуатации можно пренебречь.

Результаты расчётов принятой отбраковочной толщине стенки, скорости коррозии и срока службы трубопроводов приведены в таблице 4.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов отбраковочной толщины стенки срока службы

Наружный диаметр x толщина стенки принятая, мм	Расчетное давление P <sub>рас.</sub> , МПа	Принятая отбраковочная (расчетная) толщина стенки, мм	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Срок службы трубопроводов, лет	
				расчетный	проектный назначенный
219x11	14,5	6,88	0,1	30	30

В процессе эксплуатации необходимо контролировать коррозионную активность перекачиваемой среды и проводить техническое обслуживание трубопроводов (наружный осмотр, ревизию, диагностику) с периодичностью, установленной НТД. По полученным результатам уточнять фактический срок эксплуатации трубопроводов. В случае необходимости, производить ремонты трубопроводов и принимать меры по защите от коррозии.

В процессе эксплуатации трубопроводов могут измениться условия эксплуатации, которые не могут быть заранее учтены в расчетах. Поэтому приведенный в таблице 4.2 проектный назначенный срок службы может быть продлен. Но, по достижении указанных проектных назначенных сроков службы, дальнейшая эксплуатация трубопроводов без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации не допускается.

### 3.10 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград

В проекте предусматривается установка запорной арматуры на узле подключения газопровода-шлейфа к существующему промышленному газопроводу-шлейфу DN300. Учтены условия равной безопасности участков, инженерно-геологические условия трассы, возможность обслуживания и ремонта, а также уменьшение отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварийного порыва трубопроводов.

Учитывая статическое давление в скважинах, для снижения металлоемкости системы сбора, предусматривается снижение давления в арматурных блоках обвязки скважин до 14,5 МПа, при этом защита трубопроводов обеспечивается за счет установки клапана-отсекателя на

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							45



коллекторе АБ-2 и предохранительных клапанов на общем кустовом коллекторе. Технические решения по установке запорной арматуры приведены в томе 6 «Технологические решения» (ш. 658/2023-00-000-ТХ).

**3.11 Сведения о резервной пропускной способности трубопроводов и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них**

В проектной документации заложен аварийный запас труб: 0,1 % от протяженности трубопровода. Аварийный запас на трубы, запорную арматуру, соединения трубопроводов, материалы учитывается в общем аварийном запасе АО "АРКТИКГАЗ".

Дальнейшего увеличения пропускной способности трубопроводов на данном этапе проектирования не планируется, потенциальной необходимости в резервном оборудовании нет.

**3.12 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий**

Выбор технологии транспортирования газоконденсатной смеси в систему газосборных трубопроводов основан на опыте эксплуатации аналогичных объектов, на типовых проектных решениях, выполненных в соответствии с действующими нормативными документами, а также на основании задания на проектирование.

На всем протяжении предусмотрена подземная прокладка трубопроводов.

**3.13 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием**

Основное, вспомогательное оборудование и отключающая и регулирующая арматура предусматривается на кустовой площадке №У-09. Обустройство куста №У-09 выполнено в томе 6 «Технологические решения» (ш. 658/2023-00-000-ТХ).

На газопроводе предусматривается установка запорной арматуры на узле подключения газопровода-шлейфа от кустовой площадки №У-09 к существующему промышленному газопроводу-шлейфу DN300.

Для установки на газопроводе-шлейфе приняты: кран шаровый под приварку диаметром DN200, давлением PN 16,0 МПа, с ручным управлением, не сейсмостойкого исполнения, устанавливаемые в районе с сейсмичностью до 6 баллов включительно, для макроклиматического района с холодным климатом (ХЛ).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Конкретный тип запорной арматуры и ее поставщики уточняются Заказчиком.

Вся запорная арматура, применяемая в проектной документации, соответствует классу герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 и климатического исполнения – ХЛ.

На узле предусматриваются бобышки для местного контроля давления показывающими манометрами.

Для теплоизоляции кранов на газопроводах-шлейфах используются маты минераловатные.

Допустимый срок службы оборудования и арматуры рассчитывается и указывается заводом-изготовителем в технических условиях или паспорте на данные изделия (требования ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств») в зависимости от характеристики среды (нефть, газ, вода, агрессивная/неагрессивная среда к коррозии металла), параметров работы (давление, диаметр, температура) и климатического исполнения.

Расчетный срок службы (эксплуатации) применяемой трубопроводной арматуры определен заводом-изготовителем и составляет 30 лет.

Запорная арматура должна иметь сертификаты, соответствия требованиям нормативной документации Российской Федерации, а также сертификаты или декларации соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (часть 5 статьи 1, части 3, 4 статьи 8 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования», пункт 22 «з» Положения, утв. постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87) на опасных производственных объектах. Сертификаты соответствия и вся документация на арматуру поступают на место строительства вместе с арматурой с завода-изготовителя.

**3.13.1 Выбор труб и соединительных деталей для трубопроводов**

Выбор труб для проектируемого трубопровода выполнен на основании расчетов на прочность с определением толщины стенки при максимально возможном давлении перекачиваемого продукта в трубопроводах с учетом требований разделов 14, 12 ГОСТ Р 55990-2014.

Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства. Трубы и соединительные детали в проектной документации выбраны в соответствии с требованиями нормативных документов.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При выборе труб учитывались:

- условия эксплуатации;
- физико-химические свойства транспортируемого продукта;
- рабочие параметры;
- механические свойства металла труб.

Для повышения надежности и снижения аварийности в процессе эксплуатации для газопровод-шлейфа приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали марки 09Г2С класса прочности К52 с заводским антикоррозионным наружным эпоксидным покрытием и теплоизоляцией из пенополиуретана толщиной 50 мм в металлополимерной оболочке.

Прочностные характеристики и стойкость к коррозии примененных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100 % контролю неразрушающими методами и гидравлическому испытанию.

В процессе производства трубы должны проходить сдаточные механические испытания основного металла и сварного соединения труб.

Все трубы и детали должны обладать свариваемостью в полевых условиях и в условиях трубных баз, иметь геометрические размеры, соответствующие требованиям нормативной документации, не должны содержать дефектов, недопустимых в соответствии с нормативной документацией, по которой осуществляется поставка.

Механические свойства металла труб представлены в таблице 4.3.

Таблица 3.3 - Механические свойства металла труб и соединительных деталей

Наименование показателя основного металла труб	Единица измерения	Нормы механических свойств
Тип трубы		бесшовная
Диаметр и толщина	мм	219x11
Вес трубы (без изоляции)	кг	56,43
Марка стали	-	09Г2С
Класс прочности стали	-	К52
Временное сопротивление, не менее	МПа	510
Предел текучести	МПа	370
Относительное удлинение, не менее	%	23,0
Коэффициент безопасности по материалу	-	1,40

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							48

Климатическая характеристика района строительства, принята согласно материалам изысканий, а именно: средней температурой наиболее холодной пятидневки, равной минус 48,0°С обеспеченностью 0,92.

Ударная вязкость (КСУ) основного металла труб и деталей трубопровода, определенная при температуре минус 60 °С, должна быть не менее значений приведенных в таблице 4.4.

Таблица 3.4 – Требования к ударной вязкости труб и соединительных деталей

Номинальная толщина стенки, мм	Среднеарифметические значения ударной вязкости, не менее, Дж/см <sup>2</sup>	
	Для основного металла	
	трубы	детали
До 11 мм включительно	29,4	

Трубы (детали), не прошедшие испытания ударной вязкости КСУ при минус 60 °С, к покупке и эксплуатации не допускаются.

Допускается применение других марок стали на трубы и соединительные детали с соответствующими характеристиками.

Трубы и соединительные детали должны иметь сертификаты или декларации в соответствии с Технологическими регламентами Таможенного союза (ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»).

Сертификаты или декларации поступают на место строительства вместе с трубами и соединительными деталями и оборудованием с завода-изготовителя этой продукции.

При поставке труб и соединительных деталей трубопровода, продукция должна иметь документацию, подтверждающую соответствие требованиям промышленной безопасности используемого технологического оборудования и технических устройств.

**3.14 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта**

После ввода в эксплуатацию проектируемого трубопровода их будет обслуживать персонал службы добычи и подготовки газа и конденсата (СДиПГиК) АО "АРКТИКГАЗ".

Подробная информация о персонале цеха, вахтовом методе работы приведена в п. 2.6.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							49

### 3.15 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Перед пуском в работу проводят испытания трубопроводов на прочность и герметичность (рассмотрено в п. 4.26). Данные о необходимом количестве воды при производстве работ по испытанию трубопроводов приведены в томе 7.1 (ш. 658/2023-00-000-ПОС1).

Необходимое количество горючего для доставки персонала на рабочие места для проведения плановых текущих и аварийно-ремонтных работ предусмотрено в бюджете управлений и служб АО "АРКТИКГАЗ".

### 3.16 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)

Система управления технологическим процессом трубопроводов рассмотрена в томе 7.1 «Технологические решения» (ш. 658/2023-00-000-ТХ).

### 3.17 Описание системы диагностики трубопроводов

Линейная часть трубопроводов является геотехнической системой большой протяженности, для определения технического состояния которой необходимы изучение и регулярное наблюдение не только за телом трубопроводов, но и за климатической и техногенной ситуацией вдоль трассы.

В соответствии с п. п. 890, 968 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15 декабря 2020 г. № 534 (с изменениями от 19.01.2022 г.), участки проектируемого трубопровода на пересечении с коммуникациями, в период строительства подвергаются внутритрубной послемонтажной предпусковой диагностике с целью тестирования качества определенного участка построенного трубопровода.

Проведение внутритрубной диагностики особо ответственных участков трубопровода может быть осуществлено внутритрубным дефектоскопом, либо другими диагностическими средствами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентацию и взаимное расположение. При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трассы, материалов, комплектующих, основных технических решений, методов и технологии строительства.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В процессе эксплуатации трубопроводы испытывают коррозионные и механические воздействия со стороны перекачиваемого продукта и окружающей среды. Обусловленные этим воздействием процессы накопления коррозионных и усталостных повреждений носят локальный характер, что вызывает значительные трудности их своевременного выявления. Для предотвращения и прогнозирования аварий обязательным условием является выполнение диагностики технического состояния трубопроводов.

Аттестация состояния и параметров участков трубопроводов осуществляется на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные являются исполнительной базой для диагностики и прогнозирования состояния линейной части.

Диагностирование проектируемого трубопровода проектной документацией предусмотрено проводить путем наружного диагностирования.

Наружное обследование может включать в себя обход, облет, приборное обследование, выполняемое, как эксплуатационной службой заказчика, так и специализированными организациями.

Для проведения комплексного технического диагностирования трубопроводов должна разрабатываться индивидуальная программа диагностирования, обеспечивающая получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях объекта.

Программа комплексного технического диагностирования промышленного трубопровода имеет рекомендательный характер и отражает общие принципы, структуру и основные методические положения по проведению диагностики трубопроводов.

Объем работ по диагностированию трубопроводов определяют специалисты и должностные лица АО "АРКТИКГАЗ" с привлечением экспертной организации, имеющей соответствующую лицензию.

Для выполнения технического диагностирования должны использоваться методики и аппаратура, регламентируемые для этих целей действующей нормативно-технической документацией, с учетом требований проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на обследуемый трубопровод.

Контроль металла труб включает следующие работы:

- визуальный и измерительный контроль;
- определение фактической толщины стенки труб;
- выборочный ультразвуковой контроль дефектных мест металла труб;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							51

- магнитопорошковую и/или цветную дефектоскопию металла труб;
- измерение твердости металла.

Для диагностирования технического состояния трубопроводов могут также использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопроводов («ВНИИСТ»), укомплектованные приборами и оборудованием для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового и магнитного контроля.

По результатам диагностики оформляется заключение об оценке технического состояния трубопроводов, их участков. Диагностика позволяет спланировать выполнение выборочного ремонта, выявить предаварийные участки.

Периодичность диагностики устанавливается руководством предприятия заказчика в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопроводов согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Периодичность диагностики устанавливается руководством АО "АРКТИКГАЗ" в зависимости от местных условий, а также экономической целесообразности, и приурочивается к ревизии трубопровода.

### 3.18 Контроль качества и операционный контроль строительства трубопроводов

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии СП 48.13330.2011.

Методы контроля качества и приемки отдельных видов строительно-монтажных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

При входном контроле проверяется соответствие всех поступающих материалов стандартам.

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов поставщиков.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Трубы, арматура, фасонные соединительные детали по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, Технические Условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Все детали, узлы трубопровода и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или технические паспорта (раздел 4 ВСН 012-88).

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения (раздел 5 ВСН 012-88).

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе и при приемке сооружаемых трубопроводов в эксплуатацию. Необходимо производить визуальный контроль состояния покрытия, а также выполнить проверку толщины изоляционного покрытия на 10 % труб в заводском покрытии и в местах, вызывающих сомнение.

Для обеспечения высокого начального качества изоляционного покрытия трубопровода должны быть обеспечены высокие требования к контролю всех технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Операционному контролю подлежит качество выполнения всех видов строительно-монтажных работ.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом осуществляется проверка правильности и необходимой последовательности выполнения технологических операций по сборке и сварке в соответствии с требованиями ВСН 006-89 и действующих операционных технологических карт.

Приемочному контролю подвергаются скрытые работы, законченное строительство в целом. На все скрытые работы должны составляться акты.

Приборы и инструменты, предназначенные для контроля, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие соответствие требованиям национального стандарта или технических условий.

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							53
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



составляется строительно-монтажной организацией и застройщиком с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопровода (п. 7.30 ВСН 011-88).

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах производства работ.

Дефекты, выявленные при всех видах контроля качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены.

**3.19 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой**

Проектируемые трубопроводы проложены подземно. От застывания и для уменьшения растепления многолетнемерзлых грунтов при прокладке, трубопровод защищен теплоизоляционными скорлупами.

**3.20 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон**

Согласно ст. 2 п. 1 и Приложению 1 Федерального Закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемый объект идентифицируется как опасный производственный объект по следующему признакам:

- на объекте получают, используются, перерабатываются, хранятся, транспортируются в указанных в приложении 2 к Федеральному Закону от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» количествах опасные вещества, а именно горючие вещества – жидкость (метанол, газ, конденсат, газоконденсатная смесь), способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;
- на объекте используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа – газа (в газообразном, сжиженном состоянии).

Проектируемый опасный производственный объект подлежит регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации (ст. 2 п. 2 Федерального Закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Наиболее опасными участками проектируемого трубопровода с точки зрения возникновения аварии и воздействия на близлежащую территорию (согласно п.890 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							54

нефтяной и газовой промышленности"», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534ФНП) является:

1. Пересечение проектируемого газопровода-шлейфа с водными преградами(ручьи) на участке проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК 2+16-ПК4+66, должно быть подвергнуто предпусковой внутритрубной приборной диагностике.
2. Пересечение проектируемого газопровода-шлейфа с автомобильной дорогой "А.Д.Тазовский-Уренгой", которое расположено на ПК 9+0.84. Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК8+69-ПК9+36, должен быть подвергнут предпусковой внутритрубной приборной диагностике.
3. Пересечение проектируемого газопровода-шлейфа с проектируемой автомобильной дорогой «КустN8 - КустN171», которое расположено на ПК37+5.99. Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК36+71-ПК37+39 должен быть подвергнут предпусковой внутритрубной приборной диагностике.
4. Пересечение проектируемого газопровода-шлейфа с проектируемой автомобильной дорогой «Узел 3Н - Куст №171», которое расположено на ПК38+77.59. Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК38+47-ПК39+08 должен быть подвергнут предпусковой внутритрубной приборной диагностике.
5. Пересечение проектируемого газопровода-шлейфа с проектируемой кабельной эстакадой, которое расположено на ПК38+85. Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК38+65-ПК39+05 должен быть подвергнут предпусковой внутритрубной приборной диагностике.

Для указанных опасных участков проектом предусмотрены дополнительные мероприятия, позволяющие снизить риск аварий:

- 1) Увеличение толщины стенки - толщина стенки проектируемых трубопроводов рассчитана на восприятие повышенных нагрузок от внутреннего давления (расчетное давление для газопровода-шлейфа принято 16,0 МПа) и с учетом эксплуатации в коррозионной среде в течение всего срока службы;
- 2) Повышенные требования к качеству металла и сварных швов – проектом предусмотрен 100% контроль сварных швов неразрушающими методами контроля (РК), а в местах сварных соединений «захлестов» и в швах приварки арматуры предусмотрен двойной контроль (200 %) сварных соединений неразрушающими методами: 100 % УЗК и 100 % РК;
- 3) Повышение требований к защитным покрытиям – проектной документацией предусматривается для газопровод-шлейфа применение антикоррозионного эпоксидного

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							55

покрытия с теплоизоляцией из скорлуп пенополиуретана (ППУ), в металлополимерной оболочке для подземной прокладки трубопровода на всех участках. Трубопроводы запроектированы и должны быть построены таким образом, чтобы была обеспечена надежная и безопасная их эксплуатация в течении всего срока службы.

В соответствии с п.743 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов устанавливается охранная зона, размеры которой определяются проектной документацией и приняты по 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранных зонах должны быть установлены плакаты с запрещающими надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода либо привести к их повреждению, в том числе запрещающие: перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков; устраивать всякого рода свалки; разрушать берегоукрепительные сооружения, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения.

В охранных зонах сторонним организациям без письменного согласия АО "АРКТИКГАЗ" запрещается возводить любые постройки и сооружения, складывать материалы, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда, сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов.

По трассе трубопровода должны быть установлены предупредительные знаки с определенной информацией, предназначенные для привлечения внимания. Предупредительные знаки, означающие: "Остановка транспорта запрещена" и другие подобного содержания должны применяться для ограждения мест утечки продукта, ремонтируемых участков, мест размыва и т.п. На местах и участках, являющихся временно опасными, следует устанавливать переносные знаки безопасности и временные ограждения, окрашенные лакокрасочными материалами сигнальных цветов (в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2015).

При проведении гидравлических испытаний трубопровода устанавливают зоны безопасности, размеры которых указаны в таблице 4.8 в п. 4.26 настоящего тома.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



На углах поворота трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях предусматривается использование отводов радиус гнутья равным 1,5DN и 5DN заводского изготовления, а также учитываются углы естественногогиба.

Фиксацию трубопровода (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 30° С.

Контроль сварных стыков физическими методами, оценку качества сварных стыков производить в соответствии с требованиями ВСН 012-88; СП 86.13330.2014 (в части пунктов, относящихся к промышленным трубопроводам)

### 3.22.1 Подготовительные работы

При строительстве трубопроводов перед проведением земляных работ выполняется подготовка полосы строительства в следующей последовательности:

- вынос оси трассы газопровода-шлейфа и метанлопровода;
- обозначение на местности километража и пикетов трассы;
- определение границ строительной полосы;
- планировку строительной полосы;
- расчистку от леса и кустарника;
- обозначение трассы трубопровода в границах зоны производства работ вешками высотой 1,5 – 2,0 м от поверхности земли, установленными на прямых участках трассы через 50 м.

### 3.22.2 Земляные работы

Земляные работы при строительстве трубопровода выполняются в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ГОСТ Р 55990-2014, СП 45.13330.2017.

Строительство газопровода-шлейфа выполняется открытым (траншейным) способом.

Криволинейные очертания проектируемых трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигаются:

- укладкой трубопроводов траншейным способом, в спрoфилированную траншею по кривым естественного изгиба в пределах упругой деформации Rmin = 350 м;
- применением отводов R=1,5DN заводского изготовления (с помощью индукционного нагрева).
- применением отводов R=5DN заводского изготовления (с помощью индукционного

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

нагрева).

В проекте принято заглубление трубопроводов до верхней образующей трубы не менее 0,8 м, что соответствует требованиям п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Поперечный профиль траншеи принят в зависимости от геологической характеристики грунтов и глубины укладки трубопровода в соответствии с таблицами 8.1, 15.1 СП 86.13330.2014.

Разработка траншеи ведется одноковшовым экскаватором, засыпка бульдозером.

Ширина траншеи по дну прямолинейных участков, принимается равной DN+0,3 для трубопроводов диаметром до 700 мм («DN» – наружный диаметр трубопровода). В проекте ширина траншеи принята не менее ширины режущей кромки рабочего органа машины – 2,5 м (Значение принято с учетом необходимой ширины траншеи, для монтажа балластирующих устройств).

Крутизна откосов траншеи зависит от физико-механических свойств грунта и глубины траншеи и принимается в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 таблица 8.1 и СНиП 12-04-2002.

Укладка проектируемых промышленных трубопроводов осуществляется в зависимости от несущей способности грунта и характеру передвижения строительной техники согласно СП 86.13330.2014 и времени производства работ, совмещенным или разделенным способом трубоукладчиком с бровки траншеи.

Фиксацию трубопроводов (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 30° С.

Укладка трубопроводов выполняется в спрофилированную траншею. Для предотвращения механических повреждений изоляции трубопроводов при их укладке и засыпке траншеи смёрзшимся грунтом обратной засыпки, устраивается подушка мощностью 0.2 м и обсыпка на высоту 0.2 м над верхом трубопровода из сыпучемёрзлого песка. В многолетнемёрзлых грунтах подушка выполняет также и противопучинную функцию.

При засыпке необходимо обеспечить:

- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение траншеи.

Для обеспечения проектного положения, полного прилегания трубопроводов ко дну траншеи по всей длине и сохранности изоляционного покрытия до начала укладочных работ (согласно п.8.1.16 СП86.13330.2014) выполняется нивелировка дна траншеи:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- на ровных участках трассы через каждые 50 м;
- на участках вертикальных кривых упругого изгиба через каждые 10 м;
- на участках вертикальных кривых, выполненных с помощью гнутых отводов через каждые 2м;
- при наличии продольных уклонах трассы более 10° - через каждые 20 м.

Грунт, вынутый из траншеи, должен укладываться в отвал с одной стороны траншеи на расстоянии не ближе 0,5 м от ее бровки. В стесненных условиях допускается укладка отвала на рабочую полосу, с последующей планировкой для проезда техники.

При засыпке трубопроводов на участках горизонтальных кривых вначале засыпают криволинейный участок, начиная с его середины. На участках с вертикальными вогнутыми кривыми засыпку следует производить снизу вверх.

Грунт, изъятый при разработке траншеи под укладку проектируемых трубопроводов используется для его обратной засыпки, а излишки грунта для устройства грунтового валика над трубопроводом.

Разработка грунтов в местах пересечения с подземными, наземными и надземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации.

Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с ППР.

### 3.23 Основные технические решения по прокладке трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях

К сложным геологическим условиям относятся участки болот III типа, пересечения с водными преградами, участки прокладки на пучинистых, многолетнемерзлых, просадочных грунтах и в сейсмически активной зоне.

По категории сложности инженерно-геологических условий участок изысканий относится к II категории – средняя (Таблица Г1, СП 47.13330.2016).

В целом, *территория вдоль газопровода* (ПК0 – ПК38+22,44) под мохово-растительным слоем (ИГС П) и до забоев представлена замещающимися суглинками легкими, пластичномерзлыми, от слабо- до льдистых, сетчатой криотекстуры, при оттаивании текучим, с примесью органического вещества (ИГЭ 2м091, 2м092) и супесью песчанистой,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

пластичномерзлой, слабльдистой, сетчатой криотекстуры, при оттаивании текучей (ИГЭ 3м191).

Согласно материалам инженерных изысканий (том **Ошибка! Неизвестное имя свойства документа.**) проектируемые трубопроводы на территории распространения слабопучинистых грунтов – суглинков пластичномерзлый от слабо- до льдистой, сетчатой криотекстуры. При оттаивании текучей.

Единичные слои мерзлого песка, залежи торфа. Степень морозоопасности грунта – слабопучинистый. Глубина промерзания составляет от 0,3 до 3,08 м.

Сейсмичность площадки строительства составляет по шкале MSK-64 приурочен к 5-балльной зоне сейсмических воздействий по карте ОСР-2015 «А», 5-балльной зоне по карте ОСР-2015 «В» и 5-балльной зоне по карте ОСР-2015 «С».

Категория опасности по землетрясениям согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1, оценивается как умеренно опасная.

По трассе проектируемого газопровода-отвода необходимо предусмотреть:

- теплоизоляцию газопровода-шлейфа.
- в проекте предусмотрены мероприятия по инженерной подготовке территории и разработан комплекс мероприятий, направленных на предотвращение нарушения природной среды на основании комплексной экологической оценки проектируемого строительства;

- земляные работы по проходке траншеи газопровода осуществлять

предпочтительно в зимнее время года, из-за плохой проходимости техники в летнее время;

- при расчете несущей способности оснований, нормативные и расчетные значения физико-механических свойств принять по отчету инженерных изысканий;

- антикоррозионная защита газопровода выполнена в соответствии с требованиями СП 424.1325800.2019;

- классификацию грунтов по трудности разработки принять по отчету инженерных изысканий, составленной согласно ГЭСН 81-02-01-2017.

Для защиты подземного трубопровода от коррозии согласно ГОСТ Р 51164-98:

- диаметром 219 мм – заводское наружное эпоксидное покрытие, толщиной не менее 0,35 мм (конструкция № 4 по ГОСТ Р 51164-98), а также теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм в металлополимерной оболочке.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							61





Таблица 4.5 – Ведомость пересечений с водными преградами

Положение пересечения			Наименование водотока	Урез, м	Угол пересечения	Ширина, м	Глубина, м	Дата изысканий
Начало ПК+	Дно ПК+	Конец ПК+						
3+45.99	3+46.81	3+47.63	ручей	43.37	66°14'	1.64	0.5	07.10
4+57.93	4+58.44	4+58.96	ручей	43.38	74°29'	1.04	0.6	07.10

Сооружение переходов выполняется в зимний период времени года (февраль - март) в момент максимального промерзания грунтов русловой и пойменной частей рек. В конечный период зимнего времени водные преграды в створе перехода промерзают до отметок дна.

Строительство переходов через ручьи предусмотрены траншейным способом с разработкой траншеи одноковшовым экскаватором. Укладка сваренной плети производится с бровки траншеи, обратная засыпка траншеи предусмотрена бульдозером.

Предусматривается укладка подводного перехода с заглублением не менее 0,5м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определенного на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течении 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1,0м от естественных отметок дна водоема.

С учетом принятого способа прокладки на переходах через указанные водные преграды в соответствии с п. 10.1.12 ГОСТ Р 55990-2014 трубопроводы рассчитаны против всплытия.

Пригрузка газопровода против всплытия на пересечении затопляемого участка с ручьями ПК2+16-ПК4+66 и на проходе вблизи озера ПК7+04-ПК7+71 предусмотрена утяжелителями железобетонными сборными кольцевыми 2 УТК 325-12 ТУ 102-264-81 изм1-8, шаг установки 6,0 м.

На пойменных участках и на участках с наличием ММГ предусмотрена пригрузка текстильными контейнерами ПТБК-500 по ТУ 4834-004-89632342-2010, заполненными минеральным грунтом, шаг установки контейнеров принят 19 м.

Ширина траншеи на участках балластировки с учетом габаритов применяемых пригрузов, составляет 1,6м как при балластировке утяжелителями УТК, так и при применении утяжелителей типа ПТБК.

На участках установки утяжелителей УТК для исключения люфта между трубой и пригрузом проектом предусматривается применение полимерного профиля «Нефтегаз» ПВХ-1(30-2000), ТУ2290-002-54892207-2006, крепящегося к трубопроводу при помощи футеровочных поясов по ТУ8151-015-54892207-2006.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ	Лист	
								0
								63

На переходах водных преград трубопровод предусматривается с заводским наружным антикоррозионным покрытием толщиной не менее 0,35 мм (конструкция № 4 по ГОСТ Р 51164-98), а также теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм в металлополимерной оболочке.

На обоих берегах, пересекаемых проектируемым газопроводом–отводом ручьев в зоне УВВ не ниже 10% обеспеченности предусмотрена установка опознавательных предупредительных знаков и аншлагов.

На участке трассы проектируемого газопровода-шлейфа, участок прохода вблизи озера ПК7+04-ПК7+71 предусмотрено дополнительное укрепление траншеи. В качестве материала для укрепления проектом предусмотрено применение «Геоматрицы ГМ» по ТУ 2290-003-86661679-2008 ООО «СпецПолимерНефтеГазСтрой»

### 3.25 Переходы трубопровода через автомобильные и железные дороги

Проектируемый газопровод-шлейф имеет пересечение с автодорогами, категории IV, на ПК9+2.23, ПК 37+5.99 и ПК38+77.59. Переходы через автодороги выполнить открытым способом. Глубина заложения газопровода-шлейфа DN200 при пересечении согласно п. 9.3.1. ГОСТ Р 55990—2014 принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Пересечение проектируемого газопровода – шлейфа и с подъездной автодорогой выполнено под углом 90° согласно требованиям п. 10.3.2 ГОСТ Р 55990—2014.

Прокладка газопровода-шлейфа DN200 на переходах через автодороги предусматривается согласно требованиям раздела 10.3.6 ГОСТ Р 55990—2014, в защитных кожухах из стальных труб (диаметр которых больше наружного диаметра трубопроводов не менее чем на 200 мм) с установкой на трубопроводах колец опорно-направляющих по ТУ 1469-001-53597015-01. ОНК обеспечивают проектное положение трубы относительно защитного кожуха и электрическую изоляцию трубы от футляра. Герметизацию межтрубного пространства на концах кожухов производится с помощью герметизирующих манжет ПМТД-Р-П 219(315)х630 (Для газопровода-шлейфа).

В соответствии с п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990—2014. концы защитных футляров при пересечении с автомобильными дорогами выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна автодорог, но не менее 2 м от подошвы насыпи. На одном из концов кожуха предусмотрена установка вытяжной свечи диаметром 57 мм высотой 5 м над уровнем земли.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для устройства защитного кожуха газопровода-шлейфа Ø219x11мм. при пересечении с автодорогами, принята труба стальная электросварная Ø630x10,0 мм по ГОСТ 10704-91/Д, ГОСТ 10706-76 с заводским изоляционным покрытием.

В качестве изоляции наружной поверхности зоны сварного шва защитного кожухов DN600 газопровода-шлейфа, имеющего заводское покрытие, принято изоляционное покрытие «ПОЛИЛЕН» Состоящее из ленты полимерной "Полилен-40-ЛИ-63-450x170" по ТУ 2245-003-01297859-99 и обертки "Полилен ОБ 40-ОБ-63" по ТУ 2245-004-01297859-99.

Переход газопровода-шлейфа DN200 через автомобильную дорогу (прокладка кожуха открытым способом) включает следующие основные виды работ:

- разработка траншеи одноковшовым экскаватором;
- укладка кожуха с бермы траншеи;
- сварка и монтаж плети газопровода;
- оснащение новой плети опорно-направляющими кольцами;
- протаскивание новой рабочей плети газопровода внутрь защитного футляра;
- установка герметизирующих манжет;
- испытание на герметичность межтрубного пространства футляра;
- установка вытяжной свечи DN50(на кожухе DN600 газопровода-шлейфа);
- предварительное испытание плети;
- установка опознавательных и дорожных знаков.

При пересечении строящихся трубопроводов с автомобильными дорогами производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти дороги, и в присутствии ее представителя. Места переходов обозначаются специальными дорожными знаками, запрещающими остановку транспорта. По обеим сторонам пересекаемых автодорог предусмотрена установка знаков «Осторожно, Газопровод!», «Остановка транспорта запрещена» по ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования», ГОСТ Р 52289-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств», количество знаков – 2 шт. на каждое пересечение с автодорогой.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Ведомость пересечений с автомобильными дорогами приведена в таблице ниже (Таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

К М	ПК	Наименование дороги	Категори я дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части м	Ширина земляного полотна м	Ширина основания насыпи м	Угол пересе чения	При меча ние
1	9+2.23	Тазовский- Уренгой	IV	песок	13,7	13,7	21,9	90°00'	
4	37+5.99	кустN8 - кустN171	IV	песок	6,0	16,0	19,5	90°00'	
5	38+77.5 9	Узел 3Н - Куст №171	IV	песок	6,3	16,0	19,5	90°00'	

### 3.26 Изоляция трубопровода

Выбор способа защиты трубопровода от коррозии выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98.

Изоляция на трубы и соединительные детали наносится в заводских условиях.

В основных проектных решениях применена заводская наружная изоляция трубопровода, соответствующая изоляции усиленного типа.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии согласно ГОСТ Р 51164-98:

- диаметром 219 мм – заводское наружное эпоксидное покрытие, толщиной не менее 0,35 мм (конструкция № 4 по ГОСТ Р 51164-98), а также теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм в металлополимерной оболочке.

Изоляция зон сварных стыков проектируемого газопровода-шлейфа выполняется комплектом материалов для заделки сварного соединения.

В комплект изоляции сварных стыков для подземной прокладки входит:

- двухкомпонентный эпоксидный праймер;
- лента термоусаживающаяся с замковой пластиной для изоляции стыка;
- скорлупа ППУ (комплект);
- термоусаживающаяся полимерная лента для изоляции кожуха;
- защитный кожух из оцинкованной стали;
- винты-саморезы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							66
№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.			
	0						

Изоляция сварных соединений проектируемого газопровода-шлейфа выполняется термоусаживаемыми манжетами (комплект) типа ТЕРМА-СТПМ (или аналог).

Отводы R=1,5DN и отводы гнутые R=5DN (с помощью индукционного нагрева) поставляются с заводским антикоррозионным эпоксидное покрытие (толщиной не менее 0,35 мм - тип 4 по ГОСТ Р 51164-98) с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана (ППУ) толщиной 50 мм и гидроизоляционным покрытием в виде металлополимерной оболочки.

Для защиты от почвенной коррозии защитных футляров предусматривается антикоррозионная изоляция с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (Конструкция № 1 по ГОСТ Р 51164-98). Толщина наружного полиэтиленового покрытия для труб диаметром 630 мм - не менее 2,2 мм. Изоляция сварных соединений футляра защитного выполняется термоусаживаемыми манжетами.

На всех этапах выполнения работ - приемка труб с заводским покрытием, подготовка поверхности трубопровода перед нанесением АКП, нанесение антикоррозионных покрытий, проверка диэлектрической сплошности – должен проводится приемочный и пооперационный контроль.

Изоляцию наружной поверхности зоны сварного шва по трассе проектируемого газопровода-шлейфа, имеющего заводское антикоррозионное покрытие выполнить манжетами защитными термоусаживающимися, температура эксплуатации покрытия от минус 40°С до плюс 40°С (предназначенных без ограничения по диаметру).

Конструкция манжет защитных термоусаживающихся для трубопровода:

- ширина - не менее 450 мм,
- минимальная толщина нормального исполнения - не менее 1,4 мм.

Изоляция зоны сварного стыка проектируемого газопровода-шлейфа выполняется комплектом материалов для заделки сварного соединения. В комплект входит: двухкомпонентный эпоксидный праймер, скорлупа ППУ, лента термоусаживающаяся с замковой пластиной, обечайка из оцинкованной стали, винты-саморезы.

Для сохранения высокого начального качества наружного изоляционного покрытия трубопровода в процессе строительства должны быть обеспечены повышенные требования к контролю всех технологических операций. Наиболее важными звеньями этого процесса является контроль адгезии и сплошности покрытия, подготовки траншеи, укладки и засыпки трубопровода. Контроль должен выполняться в течение всего периода строительства трубопровода.

По окончании строительства трубопровода рекомендуется проводить приемочный контроль состояния защитной изоляции.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Контроль качества и сплошности изоляционного покрытия рекомендуется принять в соответствии с п.6.2 ГОСТ Р 51164-98, ВСН 012-88.

Задвижки и краны должны иметь наружное антикоррозионное покрытие, выполненное в заводских условиях.

Антикоррозионную защиту надземных трубопроводов рекомендуется осуществлять с помощью лакокрасочного покрытия, наносимого в трассовых условиях.

Конструкция покрытия:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 – 1 слой;
- эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 – 2 слоя.

Общая толщина защитного покрытия должна составлять не менее 200 мкм.

Подготовку металлической поверхности перед нанесением лакокрасочных покрытия необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 9.402, ИСО 8501-01:2007: степень очистки от окислов – 2 (Sa 2,5), степень обезжиривания – 1. Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технических условий или технологических инструкций с учетом рекомендаций разработчика материалов.

Цвет атмосферостойких покрытий надземных участков должен быть светлых оттенков, чтобы избежать чрезмерного нагревания от ультрафиолетового излучения, и не противоречащей корпоративной раскраске.

Опознавательная окраска надземных трубопроводов и маркировочных щитков производится в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Для сохранения высокого начального качества наружного изоляционного покрытия трубопровода в процессе строительства должны быть обеспечены повышенные требования к контролю всех технологических операций. Наиболее важными звеньями этого процесса является контроль адгезии и сплошности покрытия, подготовки траншеи, укладки и засыпки трубопровода. Контроль должен выполняться в течение всего периода строительства трубопровода.

По окончании строительства трубопровода рекомендуется проводить приемочный контроль состояния защитной изоляции.

Контроль качества нанесения изоляционных покрытий необходимо проводить в соответствии с действующими НТД, в том числе искровым дефектоскопом с напряжением не менее 5 кВ/мм, с целью выявления трещин, проколов и других нарушений целостности покрытия.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							68

При условии качественного выполнения изоляционных работ и соблюдения строительных технологий, направленных на сохранение целостности антикоррозионных покрытий, предусмотренная наружная изоляция создаст надежный физический барьер, препятствующий доступу грунтовой среды к наружной поверхности трубопроводов и будет иметь необходимое переходное электрическое сопротивление не менее  $3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Все изоляционные материалы должны иметь сертификаты пожарной безопасности, должны поставляться в комплекте с сертификатами качества.

В процессе транспортировки, складирования и хранения труб в заводской изоляции необходимо принять меры по сохранности изоляционного покрытия.

В местах, где возможен прямой контакт изолированной поверхности труб с твердыми предметами (например, с металлическими частями машин), необходимо предусмотреть установку эластичных накладок, мягких обшивок и т.п. В процессе строительства следует постоянно контролировать их состояние и, при необходимости, производить обновление.

### 3.27 Сварочные работы и контроль сварных соединений трубопровода

Сварочные работы, выбор сварочных материалов выполнять в соответствии с требованиями ВСН 006-88, ВСН 012-88, ГОСТ Р 55990-2014, СП 86.13330.2022.

Сварку трубопровода необходимо производить в соответствии с технологической картой сварки, которая содержит требования к методам сварки, применяемым сварочным материалам, типам, конструктивным элементам подготовленных кромок и сварных швов, контролю качества сварных соединений. Технологическая карта сварки составляется подрядной организацией, аттестованным сварщиком-технологом с уровнем аттестации не ниже III, и согласовывается главным сварщиком Заказчика.

Перед сваркой трубопровода необходим визуальный контроль поверхности труб, деталей трубопровода. Обнаруженные дефекты должны быть устранены. Внутренняя полость труб и деталей трубопроводов должна быть очищена от попавшего грунта, снега и т.п. загрязнений, кромки разделки и прилегающие к ним внутренняя и наружная поверхность труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры должна быть очищена до металлического блеска на ширину не менее 15 мм.

Форма разделки кромок стыкуемых труб принята согласно требованиям ВСН 006-89:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



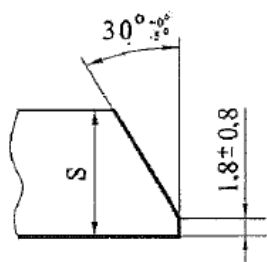


Рисунок 4.1 - Форма разделки кромок труб с толщиной стенки  $S_3$  менее 15 мм

Сборка и сварка элементов, отличающихся по номинальной толщине (по данным паспортов и сертификатов) на 2 мм и менее, проводят без дополнительной обработки свариваемых кромок.

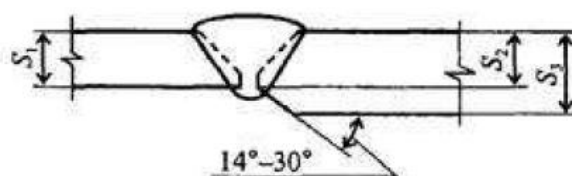


Рисунок 4.2 - Соединение с обработкой стенки толщиной  $S_3$  с внутренней стороны до размера  $S_2=S_1$ .

Проектом применены соединительные детали (отводы, тройники) с под приварку к привариваемым трубам без устройства переходных колец и без дополнительной обработки свариваемых кромок.

Сборку стыков труб и деталей следует производить на наружных центраторах. Центратор не должен оставлять царапин, задигов, масляных пятен на поверхности труб. При выполнении захлестов, в том числе путем сварки катушки стыков соединений «труба - соединительная деталь», «труба - запорная арматура», а так же когда применение внутренних центраторов технически не возможно, сборку соединений следует осуществлять на наружных центраторах.

Перед началом выполнения сварки корневого шва или установкой прихваток выполняется подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков в соответствии с разделом 2.2 ВСН 006-89. Предварительный нагрев стыков труб с помощью установок индукционного нагрева или кольцевых пропановых горелок. Данные установки должны обеспечивать равномерный подогрев торцов по периметру стыка и прилегающих к нему участков поверхности труб в зоне шириной 150 мм (по 75 мм в обе стороны от стыка). Минимальная температура предварительного подогрева должна составлять 50°C (при температуре воздуха более 0°C) и 100°C (при температуре воздуха ниже 0°C). При выполнении работ по сварке

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							70

захлестов минимальная температура подогрева должна составлять 100°C. Продолжительность подогрева определяется экспериментально для каждого подогревателя в зависимости от температуры окружающего воздуха и толщины стенки трубы. П

Сварные соединения трубопровода, сварка которых осуществляется по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке в соответствии с ВСН 006-89, ВСН 005-88, ВСН 012-88.

Обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов достигается:

- проверкой квалификации сварщиков;
- контролем исходных материалов, труб и трубных заготовок;
- правильным режимом технологии сварки.

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии со СП 48.13330.2011 «Организация строительства» раздел 6 «Контроль качества строительства. Надзор за строительством».

Контроль сварных стыков физическими методами, оценка качества сварных стыков выполнены в соответствии с требованиями раздел 6.1 ВСН 012-88.

Объем и методы контроля сварных стыков приняты в соответствии с требованиями ВСН 012-88 табл.4.6

На линейных участках трассы сварочные работы, засыпку траншеи допускается выполнять при температуре окружающего воздуха до минус 30 °С (температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода).

К сварочно-монтажным работам при строительстве трубопровода допускаются рабочие и ИТР, имеющие специальную подготовку и обученные безопасным методам производства работ, а также сдавшие экзамены в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и имеющие удостоверения установленной формы.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, Технические Условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Все детали, узлы трубопровода и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или технические паспорта (раздел 4 ВСН 012-88).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки трубопровода.

Объем и методы контроля сварных стыков приняты в соответствии с таблицей 4 ВСН 012-88

Объем контроля сварных соединений представлен в таблице 4.7.

Таблица 3.7 - Объемы контроля сварных соединений

Категория участков трубопровода	Количество сварных соединений, проконтролированных физическими методами, %		
	Всего	Радиографический, не менее	Ультразвуковой
Газопровод-шлейф			
С	200	100	100

В местах сварных соединений захлестов и в швах приварки арматуры предусмотрен двойной контроль (200 %) сварных соединений неразрушающими методами: 100 % ультразвуковым и 100 % радиографическим.

### 3.28 Очистка полости и испытание трубопроводов

Очистка полости и испытание промышленного трубопровода производится в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 011-88.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода должны выполняться после полной готовности испытываемого трубопровода (после засыпки, крепления подземных и надземных участков, установки арматуры и приборов). Каждый участок трубопровода или секция, сразу после очистки, должны быть закрыты временными заглушками.

Согласно раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014, п. 106 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для проектируемых трубопроводов принят гидравлический способ испытания на прочность при испытательном давлении  $P_{исп.}$  не менее  $1,25P_{раб.}$  -  $1,5P_{раб.}$  в зависимости от категории участков трубопроводов.

В нижней точке испытываемых участков трубопроводов давление испытания на прочность должно соответствовать гарантированному заводом испытательному давлению ( $P_{зав.}$ ) труб.

На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений ( $P_{зав.}$ ) на трубы, арматуры, фитинги и оборудования, установленные на испытываемом участке.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Подъем давления и этапы испытания трубопроводов производится в соответствии с требованиями табл. 21 ГОСТ Р 55990-2014.

Проверка трубопроводов на герметичность производится после снижения давления в трубопроводах до рабочего давления и их выдержки в течении времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

В условиях отрицательных температур проведение гидравлических испытаний водой должно предусматривать мероприятия – подогрев воды или закачка жидкости, имеющей пониженную температуру замерзания (антифризы), и возможность быстрого удаления из трубопровода опрессовочной воды с помощью заранее установленных поршней-разделителей, перемещающихся под давлением воздуха или газа.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода должны производиться в соответствии с требованиями специальной инструкции. Инструкция составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком по каждому конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, а также согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопровода.

Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 13.3, ВСН 011-88 п.2.9 и ВСН 011-88 п.2.9 перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода промывкой при гидравлическом способе испытаний с пропуском очистного устройства для трубопровода DN200. Участок трубопровода или секцию, сразу же после очистки закрыть временными заглушками.

Максимально возможное рабочее давление в газопроводе-шлейфе – 14,5 МПа.

Давление испытания на прочность для трубопровода принять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 табл. 21 и представлены в таблице 4.8.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							73
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 3.8- Характеристика участков трубопроводов, гидроиспытание трубопроводов на прочность

Наименование участка	Категория участка	Этапы испытания на прочность	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{исп.}}$ (в верхней точке), не менее
<b>Испытание газопровода-шлейфа</b>				
Трубопроводы на участках подхода к кустам скважин в пределах 150 м от ограждений площадок	С (по ГОСТ Р 55990-2014)	1-й этап – после укладки и засыпки;	14,5 МПа	$1,25P_{\text{расч.}}=18,13\text{ МПа}$ 12 часов
		2-й этап – одновременно со всем трубопроводом		$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
Трубопроводы на участках пересечения с автодорогами	С (по ГОСТ Р 55990-2014)	I этап - после укладки и засыпки	14,5 МПа	$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
		2-й этап – одновременно со всем трубопроводом		$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
Узлы запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки 250 м	С (по ГОСТ Р 55990-2014)	I этап - после укладки и засыпки	14,5 МПа	$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
		2-й этап – одновременно со всем трубопроводом		$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
Пересечение с водотоками по границам 10% ГВВ	С (по ГОСТ Р 55990-2014)	I этап - после укладки и засыпки	14,5 МПа	$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов
		2-й этап – одновременно со всем трубопроводом		$1,25P_{\text{расч.}}= 18,13\text{ МПа}$ 12 часов

**Предварительное испытание участков трубопроводов**

Предварительное испытание отдельных участков гидравлическим способом:

– трубопроводы на участках подхода к кустам скважин в пределах 150 м от ограждений площадок;

Каждый участок трубопровода или секция после очистки должны быть закрыты временными заглушками.

После предварительного испытания на прочность участков трубопроводов проводят проверку их на герметичность, снизив испытательное давление до рабочего. Продолжительность выдержки – не менее 12 часов.

Объем воды, необходимый для проведения гидроиспытаний приведен в томе 7.1 «Проект организации строительства» (ш. 658/2023-00-000-ПОС1).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Окончательный этап испытаний трубопроводов

Окончательный этап испытаний на прочность и герметичность проводят гидравлическим способом в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 011-88 после полной готовности трубопровода:

- укладки в траншею, крепления на опорах;
- установки приборов;
- удаления персонала, вывода техники из опасной зоны;
- предоставления испытательной документации на испытываемый объект.

Трубопровод испытывают одновременно со всеми предварительно испытанными участками.

Давление испытания газопровода-шлейфа - 1,25Р<sub>раб.</sub> (18,13 МПа), продолжительность - 12 часов, гидравлическим способом. После окончания испытания снизить давление до рабочего Р<sub>раб.</sub>=14,50 МПа соответственно, далее выполнить контрольный осмотр трубопроводов для проверки на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

После проведения гидравлических испытаний давление сбрасывают до атмосферного.

Источник воды для проведения гидравлических испытаний трубопроводов и место ее утилизации указаны в томе 7.1 «Проект организации строительства» (ш. 658/2023-00-000-ПОС1).

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки.

Если при осмотре трассы или в процессе подъема давления будет обнаружена утечка, то подачу воздуха, газа или жидкости в трубопровод следует немедленно прекратить, после чего должна быть установлена возможность и целесообразность дальнейшего проведения испытаний.

Осмотр трассы при увеличении давления от 0,3 Р<sub>исп</sub> до Р<sub>исп</sub> и в течение времени испытания на прочность запрещается.

При испытании трубопровода на прочность и их проверке на герметичность места утечек необходимо определять следующими методами:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- визуальным;
- акустическим;
- по запаху;
- по падению давления на испытываемом участке;
- газоаналитическим (течеискателями горючих газов).

Схема испытаний и места забора воды в соответствии с п.13.11 ГОСТ Р 55990-2014 и п. 3.3 ВСН 011-88 разрабатывается заказчиком и строительной-монтажной организацией. Инструкция составляется на стадии ППР на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства.

В соответствии с п.13.12 ГОСТ Р 55990-2014 промышленный трубопровод подлежит осушке.

При гидравлических испытаниях устанавливаются зоны безопасности в соответствии с таблицей 2 Приложения 7 Приказа Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Зоны безопасности при гидравлических испытаниях приведены в таблице 4.9.

Таблица 3.9 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях

Диаметр трубопровода, мм	Давление испытания свыше 8,25 МПа	
	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	В направлении отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100-300	100	900

Для наблюдения за состоянием трубопровода во время испытаний выделяются обходчики, которые обязаны вести наблюдение, не допускать нахождения в опасной зоне людей, животных и транспорта, осуществлять контроль состояния трубопровода. Запрещается проведение испытаний трубопровода на прочность и продувка их в ночное время.

Вид испытания, продолжительность его и результаты оформляются актом за подписью заказчика, подрядчика и представителя эксплуатирующей организации.

После завершения испытаний из трубопроводов должна быть удалена опрессовочная жидкость. Освобождение производит подрядчик. Удаление опрессовочной жидкости из трубопровода проводится воздухом с помощью компрессорных установок.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ	Лист		
								0	76

### 3.29 Мероприятия по комплексному опробованию трубопровода

В соответствии с требованиями «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534ФНП) (глава VII, п.108) после окончания строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, завершения проверки качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации, подключения трубопровода, перед вводом в эксплуатацию должно быть осуществлено комплексное опробование трубопровода.

Комплексным опробованием построенных трубопроводов считается их заполнение транспортируемым продуктом и их работа в течение 72 часов.

Комплексное опробование и заполнение трубопровода должно осуществляться по плану, в котором должны быть следующие мероприятия:

1. Подготовительные работы:

- назначение ответственных лиц за производство работ;
- разработка проекта производства работ (ППР) на заполнение и комплексное опробование трубопровода;
- ознакомление с ППР и инструктаж по охране труда и промышленной безопасности персонала, принимающего участие в заполнении и комплексном опробовании;
- создание необходимых материальных ресурсов, подготовка транспортных средств и оборудования;
- проверка технологического оборудования, линий связи и управления с выдачей актов готовности к проведению комплексного опробования.

2. Основные работы:

- открытие запорной арматуры, подача транспортируемой среды в трубопровод. Подача и подъем давления в трубопроводе должна выполняться поэтапно, с остановкой подъема давления, в течение времени необходимого на осмотр трассы трубопровода, технологического оборудования, а также проведения газоанализа на предмет возникновения утечек продукта;
- запуск трубопровода в работу с рабочим давлением (после полной готовности технологического оборудования и персонала к комплексному опробованию). При этом на всех основных объектах трубопровода (узлы запорной арматуры, узлы подключения, переходы через автодороги) проводится постоянный осмотр дежурным персоналом и контроль утечек продукта.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							77



Порядок проведения, состав мероприятий, действия персонала и положение оборудования должны быть подробно описаны в проекте производства работ (ППР) на заполнение и комплексное опробование трубопровода, который разрабатывает эксплуатирующая организация.

После выполнения всех мероприятий и работы трубопровода в течение 72 часов в рабочем режиме (при рабочем давлении, при работе оборудования без отклонений от стационарных режимов эксплуатации, при отсутствии утечек продукта и отсутствии нештатных ситуаций) комплексное опробование считается выполненным в полном объеме.

Приемка объекта осуществляется в соответствии с требованиями СП 68.13330.2017 (СНиП 3.01.04-87 Актуализированная редакция).

**3.30 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов, инженерных сооружений, а также при параллельном прохождении трубопроводов с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами**

В административном отношении район работ расположен в Российской Федерации, Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе, на Ево-Яхинском лицензионном участке.

Ближайшим к участку работ населенным пунктом относится п.г.т. Уренгой. Расстояние от населенного пункта до проектируемого трубопровода составляет 33,1 км, что соответствует требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (табл.6).

Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до параллельно проходящих коммуникаций и автодорог приняты в соответствии с требованиями п. 7.2 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом условий безопасности строительства и эксплуатации объектов.

Фактическое расстояние от проектируемых трубопроводов до н.п. Уренгой составляет 33,1 км. Минимально допустимое нормативное расстояние до н.п. (табл. 6 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом п.7.2.4 и п.7.2.5) составляет 316,22м.

Фактическое расстояние от проектируемых трубопроводов до н.п. п. Новозаполярный составляет 68,7 км. Минимально допустимое нормативное расстояние до н.п. (табл. 6 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом п.7.2.4 и п.7.2.5) составляет 316,22м.

Минимальные расстояния от газопроводов I и II классов от объектов групп А-Д ГОСТ

$$L = \sqrt{\frac{P}{10}} L_{bas};$$

Р55990-2014 рассчитываются по формуле

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

– от оси газопровода-шлейфа до подошвы насыпи автомобильной дороги Трасса подъездной автомобильной дороги к КГС У-09 (автодорога является внутрипромысловой), фактическое расстояние составляет не менее 13,0 м (табл. 6 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом п.7.2.6); минимальное нормативное расстояние до внутрипромысловой автодороги предназначенной для обслуживания трубопроводов составляет 10м.

– от оси газопровода-шлейфа до подошвы насыпи существующей автомобильной дороги к кусту №8 согласно письму ПАО «НОВАТЕК ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», что существующая дорога является дорогой для обслуживания (внутрипромысловой), фактическое расстояние составляет не менее 70,0 м (табл. 6 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом п.7.2.6); минимальное нормативное расстояние до внутрипромысловой автодороги предназначенной для обслуживания трубопроводов составляет 10м.

– между проектируемым газопроводом-шлейфом и существующим коридором коммуникаций DN200 и DN50 на общих опорах(на эстакаде), не менее 9 м, минимально допустимое расстояние составит 8м. (п. 8.6 Таблица 7 ГОСТ Р 55990-2014).

- Фактическое расстояние от ВЛ 6 кВ» до оси проектируемого газопровода-шлейфа составляет 16 м. с учетом (табл. 6 ГОСТ Р 55990-2014) и Таблица 2.5.40 ПУЭ 7. Минимально допустимое нормативное расстояние по Таблице 2.5.40 ПУЭ 7 составляет 10м.

**3.31 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных их элементов**

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается за счет выполнения следующих мероприятий:

- подбора труб и расчет толщины стенки в соответствии с требованиями разделом 12 ГОСТ Р 55990-2014 (см. приложение Б);
- антикоррозионная защита трубопровода;
- 100 % контроль сварных соединений трубопровода.

Технические решения по надежности и устойчивости проектируемого трубопровода приняты на основе расчета на прочность и устойчивость и теплотехнического расчета.

Расчет проектируемых трубопроводов на общую устойчивость в продольном направлении выполнен в соответствии с требованиями раздела 12 ГОСТ Р 55990-2014 и представлен в приложениях В, Г данного тома.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							79
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При расчете на прочность и устойчивость, кроме определения толщины стенки труб, в проектной документации выполнен расчет радиусов естественного изгиба проектируемых трубопроводов. Результаты расчёта толщины стенки трубопроводов, радиусов упругого изгиба приведены в приложениях В, Г.

Перед началом работ должна быть разработана и утверждена технологическая карта сборки стыков, монтажа трубопроводов с подробным описанием всех операций, связанных со сварочно-монтажными и земляными работами. Технологическая карта должна содержать полный материал по всей технологической цепочке строительства трубопроводов (участков трубопроводов).

В соответствии с требованиями СП 20.13330.2016, раздел 11 ГОСТ Р 55990-2014 при расчетах трубопроводов на прочность и устойчивость учитывались, как отдельные нагрузки и воздействия на трубопровод, так и их сочетание: постоянные, временные длительные, кратковременные (функциональные, природные, строительные, случайные).

К постоянным нагрузкам и воздействиям относятся:

- вес трубопровода, арматуры;
- вес изоляции, теплоизоляции;
- вес грунта засыпки трубопровода;
- упругий изгиб трубопровода.

К временным длительным нагрузкам и воздействиям относятся:

- внутреннее давление транспортируемой среды;
- вес транспортируемой среды;
- температурный перепад металла стенок трубопровода;
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его

структуры (осадки, пучения и др.).

К кратковременным нагрузкам и воздействиям относятся:

- снеговая;
- гололедная;
- ветровая;
- транспортирование отдельных секций труб, сооружение и испытания трубопровода.

Общий расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполнен из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков, засыпка трубопровода и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 25 °С.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для определения нормативного температурного перепада за расчетную температуру

**3.32 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке, по грунту и другим параметрам**

Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам приняты согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014.

Для расчета трубопроводов на прочность и устойчивость приняты следующие параметры и значения коэффициентов:

- коэффициент условий работы трубопровода  $\phi=0,767$  для категории «С» (по табл.13 ГОСТ Р 55990-2014);
- коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности  $\gamma_{\text{мт}}=1,40$  (табл. 12 ГОСТ Р 55990-2014);
- коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести  $\gamma_{\text{тл}}=1,15$  (п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014);
- коэффициент надежности по ответственности трубопровода  $\gamma_{\text{п}}=1,10$  (п. 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014);

Принятые в проекте коэффициенты обеспечивают выполнение условий прочности и устойчивости подземных трубопроводов. Результат расчета приведен в приложениях В. Г.

На подземном газопроводе-шлейфе прямолинейные участки чередуются с углами поворота в плане и в вертикальной плоскости, выполненными как упругим изгибом, так и с помощью гнутых отводов. Такая схема прокладки трубопровода обладает свойством самокомпенсации продольных деформаций, вызванных изменением температуры перекачиваемого газа и внутреннего давления. Толщина стенки газопровода и параметры прокладки (радиусы упругого изгиба) определены расчетом на прочность и продольную устойчивость с учетом температурного перепада стенки трубы и внутреннего давления. Как показали расчеты, необходимости в устройстве дополнительных компенсаторов нет.

Согласно выполненному прочностному расчету (Приложение Б и В) газопровода-шлейфа DN200 по ГОСТ Р 55990-2014, Выполняются условия проверки на прочность, устойчивость по кольцевым напряжениям, продольным напряжениям, эквивалентным напряжениям, и выполнены условия по проверке общей устойчивости трубопроводов.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							81

### 3.33 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Основные механические свойства металла труб, принятые для расчетов, представлены в таблице 4.3 в п. 4.13.1 настоящего тома.

### 3.34 Обоснование требований к размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны

Трубы должны соответствовать требованиям раздела 14 ГОСТ Р 55990-2014 и технических условий по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д. Принятые в проектной документации трубы обладают хорошей свариваемостью, величина углеродного коэффициента не превышает 0,44.

Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна не должна превышать 0,15 % длины трубы.

Овальность и разностенность труб не должна выводить размер трубы за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки. В соответствии с п. 9.1.10 ГОСТ Р 55990-2014 овальность концов труб не должна превышать 5%.

Углеродный эквивалент металла не должен превышать 0,43 %; для сталей с содержанием углерода 0,12 % и менее углеродный эквивалент не должен превышать 0,25 %.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев. Отклонение от перпендикулярности торцов (косина реза) не должно превышать 1,2 мм. На концах труб толщиной стенки менее 15 мм должна быть выполнена фаска.

Партия поставляемых труб сопровождается документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества изготовления труб.

Трубы и соединительные детали трубопроводов имеют сертификаты соответствия требованиям нормативной документации Российской Федерации, а также сертификаты или декларации соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (часть 5 статьи 1, части 3, 4 статьи 8 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования», пункт 22 «з») Положения, утв. постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87) на опасных производственных объектах.

Сертификаты и декларации соответствия поступают на место строительства вместе с трубами и соединительными деталями с завода-изготовителя этой продукции.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							82
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3.35 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)

Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990—2014, СП 86.13330.2014, ВСН 012-88, «Правил дорожного движения».

Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ. Расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи должно быть не менее 3 м.

Погрузку и разгрузку изолированных труб следует производить таким образом, чтобы не допустить их соударения, волочения по земле и по нижележащим трубам.

Для производства погрузочно-разгрузочных работ при помощи крановых механизмов необходимо применять широкие брезентовые или прорезиненные стропы с траверсами или оснащать грузоподъемные средства торцовыми захватами, траверсами, мягкими полотенцами.

Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и их деталей.

Нижний ряд труб следует укладывать на специальные прокладки, покрытые мягким материалом или на валики из просеянного песка, покрытые пленкой из полимерного материала. Между рядами труб прокладывается 3-4 доски шириной не менее 160 мм, при необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновая или резиноканевая лента). Трубы диаметром до 600 мм складывают в 3-4 ряда.

Допускается хранение труб на открытом воздухе. Если срок хранения труб планируется свыше 6 месяцев, то должны быть предприняты меры по защите от ультрафиолетового излучения – следует использовать навесы, укрытия и др.

Раскладку труб по трассе производят трубоукладчиками. При раскладке вдоль траншеи труб и секций их следует размещать на расстоянии 1,5-2 м от бровки траншеи.

Места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами.

### 3.36 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Строительные конструкции при строительстве проектируемых трубопроводов рассмотрены в томах 3 и 4 «Объемно-планировочные и архитектурные решения» и «Конструктивные решения» (ш. 658/2023 -00-000-АР и 658/2023 -00-000-КР).

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ	Лист
							83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



**3.39 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек**

Согласно отчету по инженерным изысканиям по трассе проектируемых трубопроводов обводненные участки, болота, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участки, подверженных эрозией, крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек не встречено.

**3.40 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)**

Устойчивость трубопроводов характеризуется способностью сохранять неизменным положение на дне заполненной водой траншеи под действием внешних нагрузок. Для обеспечения устойчивого положения трубопровода в обводненной траншее необходимо, чтобы его вес под водой превышал выталкивающую силу (имел отрицательную плавучесть).

Газопровод-шлейф DN 200 в теплоизоляции имеет положительную плавучесть.

Для придания отрицательной плавучести газопровода-шлейфа при переходах через участки в подводной траншее, через заливные поймы, на участках с высоким уровнем грунтовых вод, а также на участках с наличием ММГ, необходимо выполнить балластировку укладываемого газопровода-шлейфа с теплоизоляцией. утяжелителями полимерконтейнерными текстильными бескаркасными типа ПТБК-500.

Расчет газопровода на общую устойчивость против всплытия выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990—2014. Результаты расчета, шага балластировки приведены ниже:

Газопровод-шлейф DN200:

Исходные данные:

Диаметр наружный = 219 (мм)

Толщина стенки = 11.00 (мм)

Толщина изоляции = 3.50 (мм)

Плотность изоляции = 955.00 (кг/м3)

Толщина футеровки (теплоизоляции) = 50.00 (мм)

Плотность материала футеровки (теплоизоляции) = 60.00 (кг/м3)

Характеристики пригруза:

~~~~~

Марка пригруза ПКБК-500

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                           |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|---------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | 658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                           | 85   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                           |      |



Объем груза = 1.00 (м3)  
Плотность частиц грунта = 2640.00 (кг/м3)  
Коэф.пористости = 0.67

Прочие параметры:

~~~~~

Коэф-т надежности устойчивости (по типу участка) = 1.05  
Коэф-т надежности по нагрузке (по типу груза) = 0.80  
Плотность воды = 1020.00(кг/м3)

**РАСЧЕТ ШАГА ПРИГРУЗОВ БЕЗ УЧЕТА ВЕСА ГРУНТА ЗАСЫПКИ**

Результаты расчетов:

~~~~~

Масса трубы = 56.99 (кг/м)  
Масса трубы с изоляцией = 59.33 (кг/м)  
Масса трубы с футеровкой = 61.93 (кг/м)  
Выталкивающая сила воды,  
действующая на трубу = 85.14 (кг/м)  
Масса груза в воде = 939.52 (кг)  
Сила активная = Qакт\*Кн.в.= 89.40 (кг/м)  
Сила пассивная = Qпас. = 61.93 (кг/м)  
На прямолинейном участке шаг между осями пригрузов = 24 (м)  
**Принятый шаг баллаستировки 19,0 (м)**

На участках вертикальных углов шаг между осями пригрузов,  
с учетом радиусов по прилеганию, следующий:

| Угол | R вогн. | Шаг | R вып. | Шаг |

|                                     |
|-------------------------------------|
| 0.10   3030   18.98   2400   22.39  |
| 0.20   1910   18.99   1510   22.37  |
| 0.30   1460   19.02   1150   22.35  |
| 0.40   1200   18.95   950   22.36   |
| 0.50   1040   19.04   820   22.38   |
| 1.00   920   19.03   730   22.44    |
| 1.10   830   19.02   660   22.47    |
| 1.20   760   19.04   600   22.39    |
| Угол   R вогн.   Шаг   R вып.   Шаг |

|                                  |
|----------------------------------|
| 1.30   700   18.97   550   22.29 |
| 1.40   650   18.91   520   22.46 |
| 1.50   610   18.91   480   22.26 |
| 2.00   580   19.04   460   22.45 |
| 2.10   550   19.04   430   22.27 |
| 2.20   520   18.93   410   22.29 |
| 2.30   500   19.05   390   22.24 |
| 2.40   480   19.08   380   22.45 |
| 2.50   460   19.05   360   22.29 |
| 3.00   440   18.94   350   22.41 |
| 3.10   430   19.16   340   22.49 |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 86   |

| 3.20 | 410 | 18.93 | 320 | 22.17 |  
 | 3.30 | 400 | 19.07 | 320 | 22.57 |  
 | 3.40 | 390 | 19.16 | 300 | 22.16 |  
 | 3.50 | 380 | 19.23 | 300 | 22.52 |  
 | 4.00 | 360 | 18.78 | 290 | 22.45 |  
 | 4.10 | 350 | 18.76 | 280 | 22.36 |  
 | 4.20 | 340 | 18.71 | 270 | 22.23 |  
 | 4.30 | 340 | 19.15 | 270 | 22.54 |  
 | 4.40 | 330 | 19.06 | 260 | 22.38 |  
 | 4.50 | 320 | 18.93 | 250 | 22.18 |  
 | 5.00 | 310 | 18.77 | 250 | 22.46 |  
 | 5.10 | 310 | 19.15 | 240 | 22.23 |  
 | 5.20 | 300 | 18.95 | 240 | 22.49 |  
 | 5.30 | 300 | 19.30 | 230 | 22.21 |  
 | 5.40 | 290 | 19.06 | 230 | 22.46 |  
 | 5.50 | 280 | 18.78 | 220 | 22.15 |  
 | 6.00 | 280 | 19.11 | 220 | 22.38 |  
 | 6.10 | 270 | 18.80 | 220 | 22.60 |  
 | 6.20 | 270 | 19.11 | 210 | 22.25 |  
 | 6.30 | 260 | 18.75 | 210 | 22.47 |

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Расчет выполнен для трубы:

~~~~~

Труба прямошовная.

Диаметр наружный = 630 (мм)

Толщина стенки = 10.00 (мм)

Толщина изоляции = 3.50 (мм)

Плотность изоляции = 1000.00 (кг/м3)

Толщина футеровки (теплоизоляции) = 0.00 (мм)

Плотность материала футеровки (теплоизоляции) = 600.00 (кг/м3)

Характеристики пригруза:

~~~~~

Марка пригруза

Объем груза = 2.50 (м3)

Плотность частиц грунта = 2640.00 (кг/м3)

Коэф.пористости = 0.67

Прочие параметры:

~~~~~

Коэф-т надежности устойчивости (по типу участка) = 1.05

Коэф-т надежности по нагрузке (по типу груза) = 0.80

Плотность воды = 1020.00(кг/м3)

РАСЧЕТ ШАГА ПРИГРУЗОВ БЕЗ УЧЕТА ВЕСА ГРУНТА ЗАСЫПКИ

Результаты расчетов:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						<b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b>	Лист
							87
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

~~~~~

Масса трубы = 154.43 (кг/м)  
 Масса трубы с изоляцией = 161.40 (кг/м)  
 Масса трубы с футеровкой = 161.40 (кг/м)  
 Выталкивающая сила воды,  
 действующая на трубу = 325.06 (кг/м)  
 Масса груза в воде = 2348.80 (кг)  
 Сила активная =  $Q_{акт} * K_{н.в.} = 341.32$  (кг/м)  
 Сила пассивная =  $Q_{пас.} = 161.40$  (кг/м)

**На прямолинейном участке шаг между осями пригрузов = 10.0 (м)**

На участках вертикальных углов шаг между осями пригрузов, с учетом радиусов по прилеганию, следующий:

| Угол | R вогн. | Шаг  | R вып. | Шаг  |
|------|---------|------|--------|------|
| 0.10 | 6270    | 8.83 | 4960   | 9.56 |
| 0.20 | 3950    | 8.83 | 3120   | 9.56 |
| 0.30 | 3020    | 8.84 | 2380   | 9.56 |
| 0.40 | 2490    | 8.83 | 1970   | 9.56 |
| 0.50 | 2140    | 8.82 | 1700   | 9.57 |
| 1.00 | 1900    | 8.83 | 1500   | 9.56 |
| 1.10 | 1710    | 8.82 | 1360   | 9.57 |
| 1.20 | 1570    | 8.84 | 1240   | 9.56 |
| 1.30 | 1450    | 8.83 | 1150   | 9.57 |
| 1.40 | 1350    | 8.83 | 1070   | 9.56 |
| 1.50 | 1270    | 8.84 | 1000   | 9.55 |
| 2.00 | 1200    | 8.84 | 950    | 9.57 |
| 2.10 | 1130    | 8.82 | 900    | 9.57 |
| 2.20 | 1080    | 8.83 | 850    | 9.55 |
| 2.30 | 1030    | 8.83 | 820    | 9.57 |
| 2.40 | 990     | 8.84 | 780    | 9.56 |
| 2.50 | 950     | 8.84 | 750    | 9.56 |
| 3.00 | 910     | 8.82 | 720    | 9.55 |
| 3.10 | 880     | 8.83 | 700    | 9.57 |
| 3.20 | 850     | 8.83 | 670    | 9.55 |
| 3.30 | 820     | 8.81 | 650    | 9.56 |
| 3.40 | 800     | 8.84 | 630    | 9.55 |
| 3.50 | 780     | 8.86 | 610    | 9.55 |
| 4.00 | 750     | 8.81 |        |      |
| 4.10 | 730     | 8.81 |        |      |
| 4.20 | 720     | 8.86 |        |      |
| 4.30 | 700     | 8.85 |        |      |
| 4.40 | 680     | 8.83 |        |      |
| 4.50 | 660     | 8.80 |        |      |
| 5.00 | 650     | 8.83 |        |      |
| 5.10 | 640     | 8.86 |        |      |
| 5.20 | 620     | 8.82 |        |      |
| 5.30 | 610     | 8.83 |        |      |
| 5.40 |         |      |        |      |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 88   |

Балластировка пригрузами ПТБК-500 проектируемого газопровода-шлейфа выполнена на всем протяжении трубопровода, кроме участков пригрузки железобетонными пригрузами УТК.

В месте установки защитного футляра DN600 предусмотрена балластировка пригрузами ПТБК-700 на ПК8+69-ПК9+36; ПК36+71-ПК37+39; ПК38+47-ПК39+08.

|              |                |              |      |        |
|--------------|----------------|--------------|------|--------|
| Инд. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | Вып. | № док. |
|              |                |              | 0    |        |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 89   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

**3.41 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов и других водных объектов**

Пересечения проектируемых трубопроводов с реками отсутствуют, поэтому установка сигнальных знаков на берегах рек проектом не предусмотрены.

**3.42 Обоснование выбранных мест установки опознавательных и сигнальных знаков по трассе трубопроводов**

В соответствии с п. 23 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п. 9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, трассы проектируемых трубопроводов закрепляются на местности опознавательными знаками. Установка опознавательных знаков предусматривается на углах поворота, пересечении с проектируемой дорогой, на прямолинейных участках в пределах видимости, но не реже, чем через 1000 м (п.9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014). Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения перекачиваемой среды, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

Опознавательные знаки состоят из опор-стоек и информационных табличек, оформление которых выполняется согласно требованиям ГОСТ 12.4.026-2015.

Покраска табличек предусмотрена двумя слоями эмали, устойчивой к атмосферным влияниям по ГОСТ 6465-76 по грунтовке ГФ-021 по ГОСТ 25129-82. Опознавательная окраска плакатов выполняется в соответствии с ГОСТ 14202-69.

На информационной табличке указывается:

- назначение трубопровода;
  - давление и диаметр;
- глубина заложения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (км);
- владелец трубопровода;
  - номер телефона эксплуатирующей организации.

Конструкция опознавательного знака представлена в тома 3.1.2.

В соответствии с п.743 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 90   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

трубопроводов устанавливается охранная зона, размеры которой определяются проектной документацией и приняты по 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопровода предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода, либо привести к их повреждению.

**3.43 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований безопасной эксплуатации, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах,**

Техническое обслуживание промышленного трубопровода включает:

-осмотр трассы промышленного трубопровода (наблюдение за состоянием трассы промышленного трубопровода, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли), в том числе с помощью беспилотных летательных аппаратов в целях своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности промышленного трубопровода и безопасности окружающей среды;

- обслуживание технических устройств и средств ЭХЗ промышленного трубопровода;
- ревизию промышленного трубопровода;
- обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков промышленного трубопровода, а также технических устройств, входящих в состав промышленного трубопровода, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

**Осмотр трассы промышленного трубопровода**

Осмотр трассы промышленного трубопровода должен выполняться в целях контроля состояния охранной зоны, исправности оборудования, технических устройств и прилегающей территории, выявления факторов, которые создают угрозу безопасности и надежности эксплуатации промышленного трубопровода.

Периодичность осмотра трассы промышленного трубопровода должна определяться эксплуатирующей организацией с увеличенной периодичностью осмотра в паводковый период.

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 91   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

Осмотр трассы промышленного трубопровода должен осуществляться одним из четырех способов:

- воздушный осмотр;
- наземный осмотр на транспортных средствах (включая плавсредства при патрулировании подводных и надводных переходов);
- наземный осмотр, выполняемый пешим порядком;
- постоянный видеоконтроль.

При осмотре трассы промышленного трубопровода особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в промышленного трубопровода и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом промышленного трубопровода;
- состоянию сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявлению оголений промышленного трубопровода;
- состоянию переходов через естественные и искусственные преграды;
- состоянию берегоукреплений, образованию промоин и размывов;
- состоянию вдольтрассовых сооружений (линейных колодцев, защитных противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков);
- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- наличию несанкционированных врезок;
- появлению непредусмотренных переездов трассы промышленного трубопровода;
- состоянию защитных кожухов промышленного трубопровода, а также состоянию изоляции на открытых (видимых) участках промышленного трубопровода.

При наружном осмотре балочных, подвесных и арочных надземных и надводных переходов необходимо вести визуальный контроль за общим состоянием данных переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотводных канав, мест выхода промышленного трубопровода из земли, креплений промышленного трубопровода в опорах земляных насыпей.

Проезды, подъездные пути, переезды через промышленные трубопроводы, вдольтрассовые дороги для обслуживания промышленного трубопровода должны содержаться в исправном состоянии.

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 92   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

Лица, выполняющие осмотр, должны немедленно сообщать ответственному должностному лицу о замеченных утечках, несанкционированных врезках, неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе промыслового трубопровода или безопасности людей и находящихся вблизи организаций, населенных пунктов, и окружающей среде.

При осуществлении воздушного осмотра данные об угрожающей промыслового трубопровода деятельности или производстве строительных работ в непосредственной близости от промыслового трубопровода должны быть уточнены на земле.

Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

Внеочередные осмотры должны проводиться после стихийных бедствий, аномальных паводков, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения падения давления в промыслового трубопровода по показаниям контрольных приборов, снижения объемов транспортируемой среды либо изменения схемы транспортирования.

По результатам осмотра выявленные несоответствия должны быть устранены на месте. В случае невозможности устранения несоответствий на месте разрабатываются мероприятия по их устранению.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации (документации), работы должны быть немедленно остановлены, приняты меры по обеспечению сохранности указанных коммуникаций и сооружений, установлению их принадлежности и вызову представителя эксплуатирующей организации.

В случае повреждения промыслового трубопровода или обнаружения утечки продукции в процессе выполнения работ сторонней организацией работники и технические средства должны быть немедленно выведены за пределы опасной зоны, а организация, эксплуатирующая промысловый трубопровод, извещена о происшествии.

До прибытия аварийно-восстановительной бригады руководитель работ должен принять меры, предупреждающие доступ в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств.

Работники, выполняющие осмотр или обслуживание инженерных коммуникаций и объектов, находящихся в районе прохождения промыслового трубопровода, а также граждане, обнаружившие повреждение промыслового трубопровода или выход (утечку) транспортируемой среды, обязаны немедленно сообщить об этом диспетчерской или

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 93   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |



аварийной службе организации, эксплуатирующей данный участок промышленного трубопровода.

При обнаружении повреждения промышленного трубопровода или утечки продукции, угрожающих объектам, зданиям и сооружениям, эксплуатируемым иными организациями, и окружающей среде, информация о возможном развитии опасных факторов должна быть передана диспетчерской службой организации, эксплуатирующей промышленного трубопровода, организациям-владельцам указанных объектов, а также соответствующим органам власти и управлениям.

По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения промышленного трубопровода. При возникновении оголения, провисания, размыва участков промышленного трубопровода они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями проектной документации.

Фактическая глубина заложения промышленного трубопровода должна периодически контролироваться при проведении ревизии промышленного трубопровода.

Все участки промышленного трубопровода должны быть доступны для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ. Способ доступа определяется проектной документацией либо технологическим регламентом, а также ПЛА.

**Обслуживание технических устройств промышленного трубопровода**

Площадки запорной арматуры и колодцев внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами в соответствии с проектной документацией.

К узлам управления запорной арматуры должен быть обеспечен беспрепятственный доступ работников. Площадки обслуживания должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

Операции по управлению запорной арматурой и ее техническому обслуживанию, а также поддержание технических устройств и оборудования в исправном состоянии должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

Техническое обслуживание системы электрообогрева промышленного трубопровода должно проводиться перед сезонным включением.

Техническое обслуживание средств ЭХЗ промышленного трубопровода должно включать периодический технический осмотр элементов защиты и проверку режима ее работы в

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 94   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

соответствии с графиками, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

**Обозначение трассы промышленного трубопровода на местности**

Трасса промышленного трубопровода на местности должна обозначаться щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5 - 2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500 - 1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими промышленного трубопровода и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается в 1 м от оси подземного промышленного трубопровода или на его оси.

На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:

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

Трасса промышленного трубопровода в местах переходов через естественные и искусственные преграды, узлов запорной арматуры и на опасных участках должна быть обозначена на местности постоянными опознавательными-предупредительными знаками.

Знаки на пересечениях автомобильных и железных дорог, правила их установки должны отвечать требованиям правил эксплуатации соответствующих путей сообщения и национального стандарта на знаки.

**Ревизия**

Периодичность и объемы проведения ревизии промышленного трубопровода устанавливаются документацией эксплуатирующей организации в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных промышленного трубопровода, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию промышленного трубопровода следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации промышленного трубопровода.

Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии промышленного трубопровода.

При ревизии промышленного трубопровода необходимо выполнить:

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 95   |
|      |         |      |        |         |      |                                  |      |

визуальное обследование трассы промышленного трубопровода, всех естественных и искусственных преград с привязкой к пикетам трассы;

определение глубины залегания промышленного трубопровода;

-определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее двух участков на 1 км; для промышленного трубопровода протяженностью менее 500 м провести не менее двух шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к промышленному трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;

-привязку мест неразрушающего контроля к пикетам трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки промышленного трубопровода при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами пикета трассы);

-определение технического состояния технических устройств;

определение диаметра промышленного трубопровода;

-визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);

-ультразвуковую толщинометрию стенки промышленного трубопровода или внутритрубную диагностику;

-определение целостности защитного покрытия в местах контроля (если промышленного трубопровода имеет заводскую изоляцию, необходимо рассмотреть возможность контроля толщины стенки приборами, позволяющими выполнять измерения через слой изоляции);

-ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;

-определение наличия или отсутствия блуждающих токов;

-определение мест повреждений изоляции;

-обследование участков пересечений промышленного трубопровода с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны, в том числе с магистральными нефтепроводами и газопроводами;

-определение отбраковочной толщины стенки промышленного трубопровода;

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 96   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка промышленного трубопровода необходимо принять меры по ремонту данного участка промышленного трубопровода.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, организацией, проводившей ревизию, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии промышленного трубопровода.

При обнаружении опасных дефектов на промышленного трубопровода, которые приводят к разгерметизации промышленного трубопровода, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению.

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Ревизия промышленного трубопровода выполняется работниками эксплуатирующей или подрядной организации с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

Внутритрубная диагностика должна проводиться на промышленного трубопровода при условии технической возможности, определенной проектной документацией (документацией). При проведении внутритрубной диагностики ультразвуковая толщинометрия проводится только для подтверждения дефектов в рамках дополнительного дефектоскопического контроля. Участки относящиеся к особо-опасным должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике:

- Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК2+16-ПК4+66,
- Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК8+69-ПК9+36,
- Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК36+71-ПК37+39,
- Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК38+47-ПК39+08,
- Участок проектируемого газопровода-шлейфа в пределах ПК38+65-ПК39+05.

Работы, связанные с запасовкой, пуском, приемом и извлечением внутритрубных снарядов, должны проводиться под контролем ответственного лица эксплуатирующей организации, назначаемого приказом.

Технические отчеты (заключения) по результатам диагностирования должны храниться в эксплуатирующей организации совместно с паспортом промышленного трубопровода в

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 97   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

течение всего срока эксплуатации промышленного трубопровода. Данные по проведенным ремонтам должны быть внесены в паспорт промышленного трубопровода.

### 3.43.1 Обследование переходов через естественные и искусственные преграды

Обследование переходов через водные преграды необходимо выполнять ежегодно в пределах их границ.

При обследовании подводных переходов промышленного трубопровода должны выполняться:

- проверка на соответствие проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на промышленный трубопровод;
- контроль состояния берегоукреплений;
- определение наличия (отсутствия) утечек транспортируемой среды;
- определение положения промышленного трубопровода (визуальный осмотр), наличия и величины оголений, провисов;
- проведение ультразвуковой толщинометрии в месте проведения неразрушающего контроля в пределах границ подводного перехода промышленного трубопровода;
- осмотр защитного кожуха.

При обнаружении в створе подводного перехода опасных дефектов необходимо незамедлительно принять меры по их устранению.

На подводных переходах через судоходные и несудоходные реки шириной зеркала воды в межень 25 м и более не менее одного раза в 4 года должны быть проведены следующие работы:

- привязка места расположения подводного перехода к пикетам трассы;
- разбивка промерных створов;
- определение состояния балластировки и изоляции на размытых участках промышленного трубопровода;
- определение направления и скорости течения;
- построение продольного профиля перехода (с указанием глубины водоема и залегания промышленного трубопровода, пикетажа), контроль состояния защитного покрытия.

Состояние перехода промышленного трубопровода считается исправным при следующих условиях:

- заглубление промышленного трубопровода в дно на всем протяжении руслового участка соответствует проектным и нормативным требованиям;

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 98   |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

- дно устойчиво и берега практически недеформируемы;
  - балластировка, антикоррозионная изоляция, толщина стенки соответствуют требованиям нормативных технических документов;
  - отсутствуют утечки транспортируемой среды в окружающую среду;
  - состояние информационных знаков и реперов соответствует требованиям нормативных технических документов;
  - состояние защитного кожуха соответствует нормативным требованиям.
- Состояние перехода считается неисправным при следующих условиях:
- наличие на промысловом трубопроводе оголенных и провисающих участков;
  - повреждение антикоррозионной изоляции;
  - наличие вибрации промыслового трубопровода под воздействием течения;
  - уменьшение толщины стенки промыслового трубопровода до отбраковочной толщины;
  - наличие трещин и мест утечки продукта;
  - отсутствие части балластных грузов и нарушения в их расположении;
  - понижение отметок дна в зоне перехода свыше 0,5 м;
  - значительные повреждения крепления берегов в подводной части с оголением промыслового трубопровода.

На основании данных, полученных при обследовании, составляется акт, в котором делается вывод о техническом состоянии перехода.

Обследование переходов через железные и автомобильные дороги общего пользования необходимо выполнять ежегодно в пределах их границ.

Обследование переходов через железные и автомобильные дороги общего пользования для промыслового трубопровода, проложенных методом наклонно-направленного бурения, а также переходов автомобильных дорог необщего пользования необходимо проводить в составе общих работ по ревизии.

При обследовании переходов промыслового трубопровода через железные и автомобильные дороги необходимо контролировать:

- заглубление участков промыслового трубопровода и минимальные расстояния от концов защитного футляра (кожуха) на соответствие проектной документации;
- состояние открытых (видимых) частей футляров (кожухов) промыслового трубопровода, футеровки, опор, манжет, вытяжных свечей, расстояния от вытяжной свечи до оси промыслового трубопровода, оси крайнего пути железной дороги, подошвы земляного полотна автомобильной дороги;

|      |         |      |        |         |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
|      |         |      |        |         |      |
|      |         |      |        |         |      |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

|        |      |              |                |      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|--------|------|--------------|----------------|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| № док. | Вып. | Взам. инв. № | Подпись и дата | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|        | 0    |              |                |      |         |      |        |         |      |                                  | 99   |
|        |      |              |                |      |         |      |        |         |      |                                  |      |

-состояние смотровых и отводных колодцев, отводных канав в целях выявления утечек нефти, нарушений земляного покрова, опасных для промышленного трубопровода проседаний и выпучиваний грунта в местах пересечения промышленного трубопровода с железными и автомобильными дорогами всех категорий, а также установку знаков, запрещающих остановку транспорта.

На основании данных, полученных при обследовании, эксплуатирующей организацией составляется акт, в котором делается вывод о техническом состоянии перехода промышленного трубопровода.

**Периодические испытания промышленного трубопровода**

Испытания на прочность и проверка на герметичность должны проводиться:

для оценки технического состояния промышленного трубопровода, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;

после замены участка промышленного трубопровода при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Испытания промышленного трубопровода на прочность и проверка на герметичность промышленного трубопровода проводятся в соответствии с инструкцией (мероприятиями), разработанной с учетом особенностей конкретного промышленного трубопровода и утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния промышленного трубопровода, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы промышленного трубопровода. Если на участке проводились работы по внутритрубной диагностике, то испытания на прочность и проверку на герметичность выполнять не требуется.

промышленного трубопровода считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания промышленного трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 100  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

Выявленные при испытаниях повреждения промышленного трубопровода должны немедленно устраняться с внесением информации об их устранении в паспорт промышленного трубопровода.

После устранения повреждений испытания промышленного трубопровода продолжаются по утвержденной программе. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения промышленного трубопровода, а также работы по их устранению должны отражаться в акте.

Результаты испытания должны оформляться актом и вноситься в паспорт промышленного трубопровода.

Допускается не проводить испытание всего промышленного трубопровода после замены его участка при условии, что сам участок перед врезкой в промышленный трубопровод прошел испытание, а гарантийные стыки (места присоединения к промышленному трубопроводу) были подвергнуты двойному неразрушающему контролю.

### Очистка промышленного трубопровода

На промышленных трубопроводах, оборудованных узлами пуска-приема СОД, в целях поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также подготовки участка промышленного трубопровода к внутритрубной инспекции должна проводиться очистка внутренней полости промышленного трубопровода пропуском очистных устройств.

Периодичность очистки промышленного трубопровода очистными устройствами определяется индивидуально для каждого промышленного трубопровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств транспортируемой среды на основании графиков, утвержденных техническим руководителем или уполномоченным им лицом эксплуатирующей организации.

Ответственность за организацию, проведение работ по очистке промышленного трубопровода и контроль за выполнением планов очистки возлагается на эксплуатирующую организацию.

Работы по очистке промышленного трубопровода должны выполняться в соответствии с инструкциями или мероприятиями, разработанными эксплуатирующей организацией и утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Используемые очистные устройства должны иметь комплект разрешительной и эксплуатационной документации.

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 101  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |



Переключение технологических линий при запуске, пропуске и приеме очистных устройств выполняется работниками только по указанию руководителя работ.

Во время очистки категорически запрещается:

проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне промышленного трубопровода;

присутствие на площадках узлов запуска и приема СОД лиц, не участвующих в проведении очистных работ;

переезд трассы промышленного трубопровода транспортом и механизмами.

При проведении работ по запуску и приему СОД площадки приема и запуска СОД должны быть оборудованы конструкцией, предотвращающей вылет очистного устройства за пределы площадки, предусмотренные проектной документацией.

**Ремонт промышленного трубопровода**

По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации промышленного трубопровода, проводятся выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности промышленного трубопровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта промышленного трубопровода:

текущий ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки);

выборочный ремонт изоляции;

капитальный ремонт, реконструкция, техническое перевооружение промышленного трубопровода с заменой отдельных участков или всего промышленного трубопровода.

При текущем ремонте дефектов промышленного трубопровода применяются следующие методы текущего ремонта:

-шлифовка;

-заварка;

-вырезка дефекта - замена катушки, трубы или плети;

-установка ремонтной конструкции.

Сварные соединения, выполненные в процессе ведения работ, подлежат контролю качества методами неразрушающего контроля.

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 102  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

Перед проведением ремонтных работ с монтажом катушек или секций труб ремонтируемый промышленного трубопровода должен быть освобожден от транспортируемой среды.

Участок промышленного трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других промышленного трубопровода, аппаратов и оборудования, обеспечивающих безопасное проведение работ.

Применение ремонтных конструкций, не имеющих маркировку и сертификаты на применяемые материалы, запрещается.

Вся информация о проведенных ремонтах вносится в паспорт промышленного трубопровода с привязкой к пикетам трассы.

|              |                |              |      |        |                                  |      |  |  |  |  |      |
|--------------|----------------|--------------|------|--------|----------------------------------|------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | Вып. | № док. |                                  |      |  |  |  |  | Лист |
|              |                |              |      |        |                                  |      |  |  |  |  | 103  |
|              |                |              |      |        | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> |      |  |  |  |  |      |
|              | Изм.           | Кол.уч.      | Лист | № док. | Подпись                          | Дата |  |  |  |  |      |





изменениями на 02 июля 2013 года)

СП 68.13330.2017 от 28.01.2018г. (с изменением 1) ПУЭ

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения  
Правила устройства электроустановок

СП 11-110-99

Авторский надзор за строительством зданий и сооружений

ГОСТ Р 51164-98

Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 9544-2015

Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ Р 55724-2013

Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ Р 55990-2014

Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

ГОСТ 9.602-2016 (с Поправкой)

Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

СП 86.13330.2022

Магистральные трубопроводы

СП 61.13330.2012 (с Изменением N 1)

Тепловая изоляция оборудования и трубопроводы

СП 76.13330.2016

Электротехнические устройства

ВСН 005-88

Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация

ВСН 006-89

Строительство промышленных стальных трубопроводов. Сварка

ВСН 011-88

Строительство промышленных стальных трубопроводов. Очистка полости и испытание

ГОСТ 25100-2020

Грунты. Классификация.

|      |         |      |        |         |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
|      |         |      |        |         |      |
|      |         |      |        |         |      |
|      |         |      |        |         |      |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |         |      |        |         |      | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 106  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |                                  |      |

## Приложение Б Расчет толщины стенки газопровода-шлейфа диаметром 219 мм.

| Расчет толщины стенки по ГОСТР 55990-2014      |                                                                                                                                                                                                                                                           |          |             |
|------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|-------------|
| №                                              | Параметр                                                                                                                                                                                                                                                  | Ед. изм. | Значение    |
| 1                                              | Диаметр трубопровода D                                                                                                                                                                                                                                    | мм       | 219         |
| 2                                              | Рабочее давление p                                                                                                                                                                                                                                        | МПа      | 16          |
| 3                                              | Коэффициент условий работы трубопровода при расчете прочности $\gamma_{du}$                                                                                                                                                                               | -        | 0,767       |
| 4                                              | Коэффициент условий работы трубопровода при расчете по текучести $\gamma_{du}$                                                                                                                                                                            | -        | 1           |
| 5                                              | Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности $\gamma_{tu}$                                                                                                                                                                           | -        | 1,4         |
| 6                                              | Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести $\gamma_{tu}$                                                                                                                                                                           | -        | 1,15        |
| 7                                              | Коэффициент надежности по ответственности трубопровода $\gamma_p$                                                                                                                                                                                         | -        | 1,1         |
| 8                                              | Нормативный предел прочности $\sigma_u$                                                                                                                                                                                                                   | МПа      | 510         |
| 9                                              | Нормативный предел текучести $\sigma_y$                                                                                                                                                                                                                   | МПа      | 370         |
| 10                                             | Расчетное сопротивление прочности $R_u$                                                                                                                                                                                                                   | МПа      | 254,0       |
| 11                                             | Расчетное сопротивление текучести $R_y$                                                                                                                                                                                                                   | МПа      | 292,5       |
| 12                                             | Коэффициент надежности по внутреннему давлению $\gamma_{pr}$                                                                                                                                                                                              | -        | 1,1         |
| 13                                             | Толщина стенки, определяемая по пределу прочности $t_u$                                                                                                                                                                                                   | мм       | 7,59        |
| 14                                             | Толщина стенки, определяемая по пределу текучести $t_y$                                                                                                                                                                                                   | мм       | 6,59        |
| 15                                             | Расчетная толщина стенки, принятая согласно п.12 ГОСТ Р 55990-2014                                                                                                                                                                                        | мм       | 7,59        |
| Проверка прочности (подземный трубопровод)     |                                                                                                                                                                                                                                                           |          |             |
| 1                                              | Принятая толщина стенки (номинальная) $t_n$ с учетом прибавки на коррозию и эрозию 0.1мм/год. Технологическая прибавка равная минусовому отклонению толщины стенки трубы по стандартам и техническим условиям (12.5% от номинальной толщины стенки трубы) | мм       | 11          |
| Условие прочности по кольцевым напряжениям     |                                                                                                                                                                                                                                                           |          |             |
| 2                                              | Кольцевые напряжения $\sigma_h$                                                                                                                                                                                                                           | МПа      | 175,2       |
| 3                                              | Минимальное возможное напряжение $\min(R_u; R_y)$                                                                                                                                                                                                         | МПа      | 254,0       |
| 4                                              | Условие $\sigma_h \leq \min(R_u; R_y)$                                                                                                                                                                                                                    | МПа      | выполняется |
| Условие прочности по продольным напряжениям    |                                                                                                                                                                                                                                                           |          |             |
| 5                                              | Переменный коэффициент поперечной деформации материала труб $\mu$                                                                                                                                                                                         | -        | 0,3         |
| 6                                              | Переменный модуль материала труб E                                                                                                                                                                                                                        | МПа      | 205935      |
| 7                                              | Принятый радиус упругого изгиба R                                                                                                                                                                                                                         | м        | 350         |
| 8                                              | Коэффициент линейного температурного расширения $\alpha$                                                                                                                                                                                                  | 1/°C     | 0,000012    |
| 9                                              | Температурный перепад $\Delta T$                                                                                                                                                                                                                          | °C       | 60          |
| 10                                             | Продольное напряжение $\sigma_l$                                                                                                                                                                                                                          | МПа      | -160,1      |
| 11                                             | Продольное напряжение $\sigma_l$                                                                                                                                                                                                                          | МПа      | -31,3       |
| 12                                             | Принятое для проверки продольное напряжение $\sigma_l$                                                                                                                                                                                                    | МПа      | -160,1      |
| 13                                             | Расчетный коэффициент для проверки продольных напряжений $f_l$                                                                                                                                                                                            | -        | 0,6         |
| 14                                             | $f_l \sigma_y$                                                                                                                                                                                                                                            | МПа      | 222         |
| 15                                             | Условие $\sigma_l \leq f_l \sigma_y$                                                                                                                                                                                                                      | МПа      | выполняется |
| Условие прочности по эквивалентным напряжениям |                                                                                                                                                                                                                                                           |          |             |
| 16                                             | Эквивалентное напряжение по теории Мизесса $\sigma_{eq}$                                                                                                                                                                                                  | МПа      | 290,5       |
| 17                                             | Расчетный коэффициент для проверки продольных напряжений $f_{eq}$                                                                                                                                                                                         | -        | 0,9         |
| 18                                             | $f_{eq} \sigma_{eq}$                                                                                                                                                                                                                                      | МПа      | 333         |
| 19                                             | Условие $f_{eq} \sigma_{eq} < \sigma_{eq}$                                                                                                                                                                                                                | МПа      | выполняется |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 107  |

**Проверка общей устойчивости участка трубопровода**

|    |                                                                                                    |                   |             |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------|
| 35 | Принятая глубина укладки (до верха трубы)                                                          |                   | 0,8         |
| 36 | Коэффициент линейного температурного расширения $\alpha$                                           | 1/°C              | 0,000012    |
| 37 | Модуль упругости материала труб E0                                                                 | МПа               | 206000      |
| 38 | Температурный перепад $\Delta T$                                                                   | °C                | 60          |
| 39 | Коэффициент Пуассона материала труб $\mu_0$                                                        | -                 | 0,3         |
| 40 | Площадь поперечного сечения трубы (стали)                                                          | м <sup>2</sup>    | 0,00718432  |
| 41 | Площадь поперечного сечения трубы "в свету"                                                        | м <sup>2</sup>    | 0,030465065 |
| 42 | Эквивалентное осевое продольное усилие S                                                           | МН                | 1,280       |
| 43 | Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$                                                   | -                 | 1,3         |
| 44 | Плотность теплоизоляции                                                                            | кг/м <sup>3</sup> | 45          |
| 45 | Диаметр трубопровода с учетом теплоизоляции $D_{ins}$                                              | мм                | 325         |
| 46 | Плотность стали                                                                                    | кг/м <sup>3</sup> | 7850        |
| 47 | Коэффициент надежности по нагрузке (собственный вес)                                               | -                 | 0,95        |
| 48 | Расчетный собственный вес трубопровода                                                             | МН/м              | 0,000       |
| 49 | Коэффициент надежности по нагрузке (масса продукта или воды)                                       | -                 | 0,95        |
| 50 | Плотность продукта                                                                                 | кг/м <sup>3</sup> | 1053        |
| 51 | Расчетное значение вес продукта                                                                    | МН/м              | 0,000299    |
| 52 | Расчетный погонный вес трубопровода w                                                              | МН/м              | 0,000560    |
| 53 | Плотность песчаных и других несвязных грунтов                                                      | кг/м <sup>3</sup> | 1400        |
| 54 | Плотность глинистых и других связных грунтов                                                       | кг/м <sup>3</sup> | 1900        |
| 55 | Удельный вес песчаных и других несвязных грунтов $\gamma$                                          | МН/м <sup>3</sup> | 0,014       |
| 56 | Удельный вес глинистых и других связных грунтов $\gamma$                                           | МН/м <sup>3</sup> | 0,019       |
| 57 | Коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов $k_{nc}$                                     | -                 | 1           |
| 58 | Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов $k_{nc}$                                    | -                 | 2,5         |
| 59 | Сцепление грунта засыпки c                                                                         | МПа               | 0,017       |
| 60 | Предельная несущая способность для несвязных (песчаных) грунтов $q^*s$                             | МН/м              | 0,012       |
| 61 | Предельная несущая способность для связных (глинистых) грунтов $q^*s$                              | МН/м              | 0,014       |
| 62 | Предельное сопротивление перемещениям трубопровод вверх для несвязных (песчаных) грунтов $q^*$     | МН/м              | 0,013       |
| 63 | Предельное сопротивление перемещениям трубопровод вверх для связных (глинистых) грунтов $q^*$      | МН/м              | 0,014       |
| 64 | Принятый радиус упругого изгиба для криволинейных участков R0                                      | м                 | 350         |
| 65 | Принятый радиус упругого изгиба для прямолинейных участков R0                                      | м                 | 350         |
| 66 | Критическое продольное усилие для криволинейных участков для несвязных (песчаных) грунтов $N_{cr}$ | МН/м              | 1,682       |
| 67 | $(1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                               | МН/м              | 1,294       |
| 68 | Условие $S < (1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                   | МН/м              | выполняется |
| 69 | Критическое продольное усилие для прямолинейных участков для несвязных (песчаных) грунтов $N_{cr}$ | МН/м              | 1,682       |
| 70 | $(1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                               | МН/м              | 1,294       |
| 71 | Условие $S < (1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                   | МН/м              | выполняется |
| 72 | Критическое продольное усилие для криволинейных участков для связных (глинистых) $N_{cr}$          | МН/м              | 1,844       |
| 73 | $(1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                               | МН/м              | 1,418       |
| 74 | Условие $S < (1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                   | МН/м              | выполняется |
| 75 | Критическое продольное усилие для прямолинейных участков для связных (глинистых) $N_{cr}$          | МН/м              | 1,844       |
| 76 | $(1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                               | МН/м              | 1,418       |
| 77 | Условие $S < (1/k_{u.b.})N_{cr}$                                                                   | МН/м              | выполняется |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам. инв. №   |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

Таблица регистрации изменений

| Изм. | Номера листов (страниц) |            |       |                | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|------|-------------------------|------------|-------|----------------|-------------------------------|------------|-------|------|
|      | измененных              | замененных | новых | аннулированных |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |
|      |                         |            |       |                |                               |            |       |      |

|              |                |              |      |        |
|--------------|----------------|--------------|------|--------|
| Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | Вып. | № док. |
|              |                |              | 0    |        |

|      |         |      |        |         |      |                                  |      |
|------|---------|------|--------|---------|------|----------------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | <b>658/2023-00-000-ИОС7.1.ПЗ</b> | Лист |
|      |         |      |        |         |      |                                  | 109  |
|      |         |      |        |         |      |                                  |      |





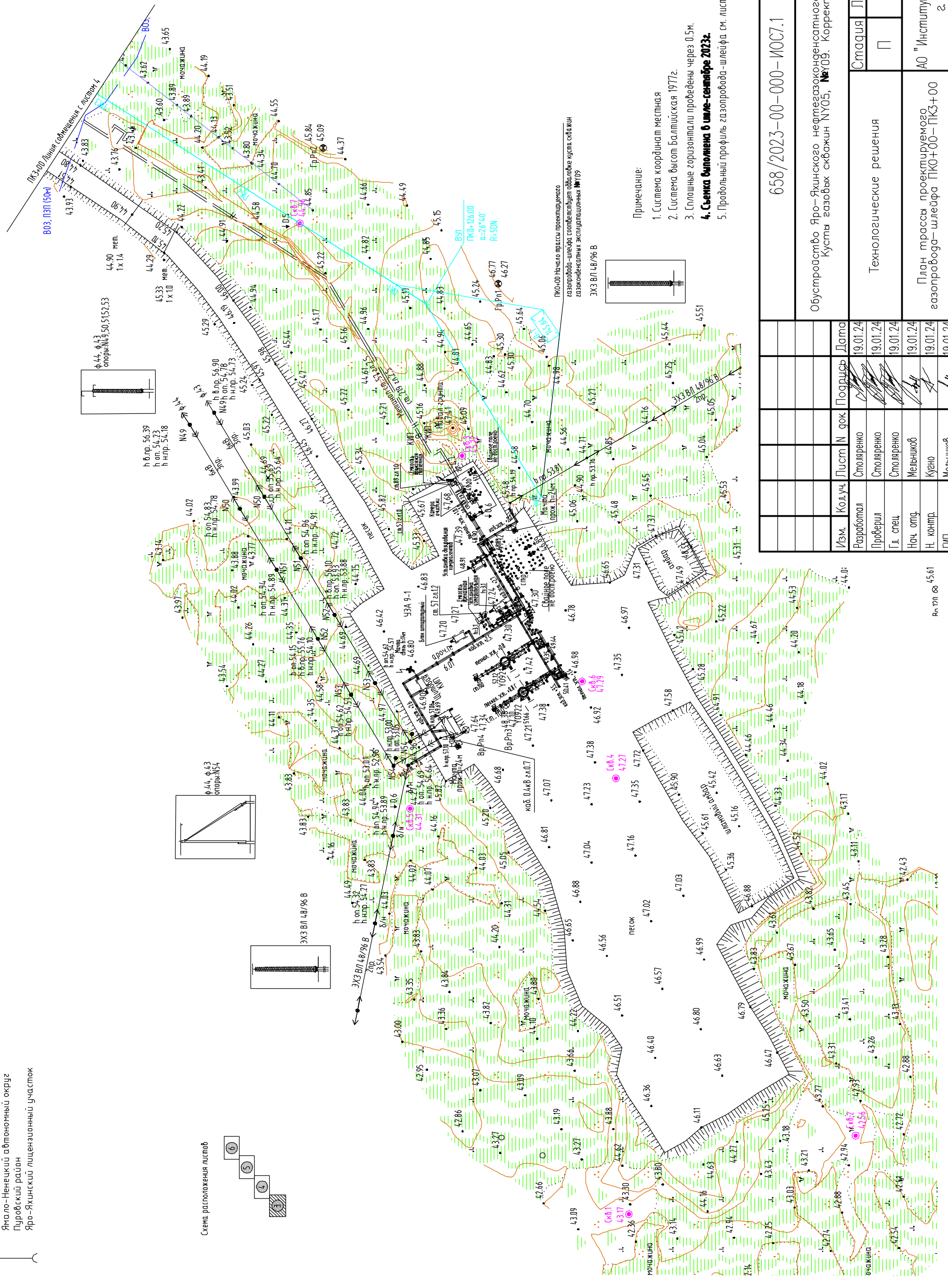






# План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК0+00-ПК3+00

Российская Федерация  
Тюменская область  
Ямало-Ненецкий автономный округ  
Пуровский район  
Яро-Яхинский лицензионный участок



- Примечание:
1. Система координат местная
  2. Система высот Балтийская 1977г.
  3. Сплошные горизонталы профведены через 0.5м.
  - 4. Съемка выполнена в июне-сентябре 2023г.**
  5. Продольный профиль газопровода-шлейфа см. лист 7.

|                                                                                                                      |            |                         |       |        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------------------|-------|--------|
| 658/2023-00-000-ИОС7.1                                                                                               |            | Стадия                  | Лист  | Листов |
| Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения.<br>Кусты газовых скважин NY05, NY09. Корректировка. |            | Технологические решения |       |        |
| Изм.                                                                                                                 | Кол.уч.    | Лист                    | № док | Дата   |
| Разработал                                                                                                           | Столяренко | 19.01.24                |       |        |
| Проверил                                                                                                             | Столяренко | 19.01.24                |       |        |
| Гл. спец.                                                                                                            | Столяренко | 19.01.24                |       |        |
| Нач. отд.                                                                                                            | Мельников  | 19.01.24                |       |        |
| Н. контр.                                                                                                            | Куно       | 19.01.24                |       |        |
| ГИП                                                                                                                  | Мельников  | 19.01.24                |       |        |

Ан. 121 45,61

АО "Институт "Нефтегазпроект"  
г. Тюмень

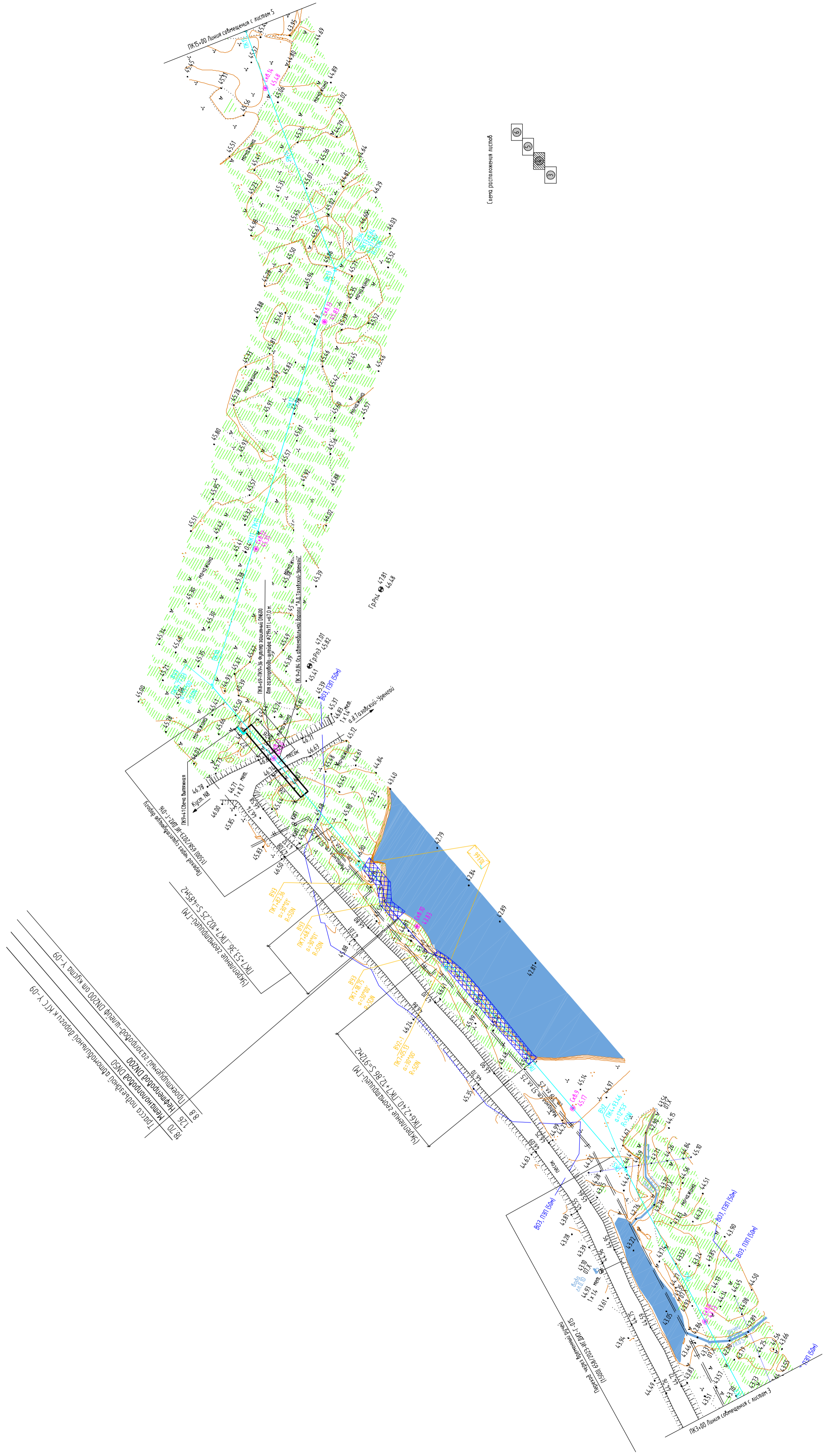
Согласовано:

|            |                |              |             |
|------------|----------------|--------------|-------------|
| № п. подл. | Подпись и дата | Взам. инв. № | Вып. № док. |
|            |                |              |             |



Российская Федерация  
Тюменская область  
Ямало-Ненецкий автономный округ  
Пуровский район  
Яро-Яхинский лицензионный участок

План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК3+00-ПК15+00



- Примечание:
1. Система координат местная
  2. Система высот Балтийская 1977г.
  3. Сплошные горизонтальные профили через 0,5м.
  4. **Схема выполнена в поле-сентябре 2023г.**
  5. Продольный профиль газопровода-шлейфа см. лист 7.

|                                                              |           |                                                                                                                   |        |
|--------------------------------------------------------------|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 658/2023-00-000-ИОС7.1                                       |           | Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин N105, N109. Корректировка. |        |
| Изм.                                                         | Кол-во    | Листы                                                                                                             | Дата   |
| Разработал                                                   | Сполярено | 19.01.24                                                                                                          |        |
| Проверил                                                     | Сполярено | 19.01.24                                                                                                          |        |
| Гл. спец.                                                    | Сполярено | 19.01.24                                                                                                          |        |
| Нач. отд.                                                    | Мельников | 19.01.24                                                                                                          |        |
| Н. контр.                                                    | Кузнецов  | 19.01.24                                                                                                          |        |
| ГИП                                                          | Мельников | 19.01.24                                                                                                          |        |
| Технологические решения                                      |           | Лист                                                                                                              | Листов |
|                                                              |           | П                                                                                                                 | 4      |
| План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК3+00-ПК15+00 |           | АО "Институт "Нефтегазпроект" г. Тюмень                                                                           |        |



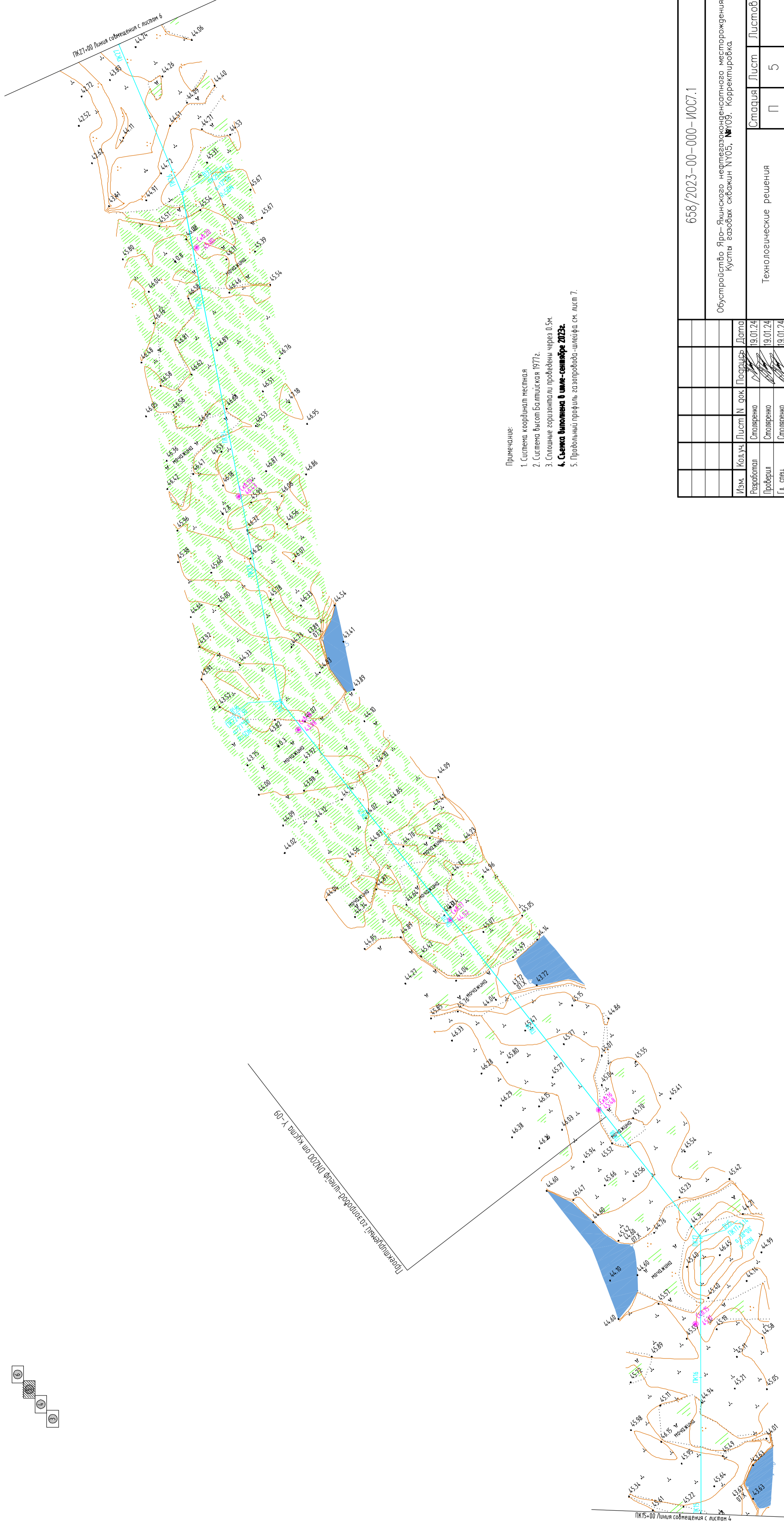
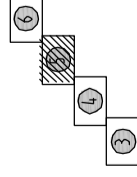


# План трассы проектируемого газопровода – шлейфа ПК15+00 – ПК27+00

Российская Федерация  
Тюменская область  
Ямало-Ненецкий автономный округ  
Пуровский район  
Яро-Яхинский лицензионный участок



Схема расположения шлейфа



- Примечание:
1. Система координат местная
  2. Система высот Балтийская 1977г.
  3. Столбные горизонталы проведены через 0.5м
  4. **Сетка выполнена в шале-сентябре 2023г.**
  5. Правильный профиль газопровода-шлейфа см. лист 7.

|                                                                    |           |                                                                                                                |                         |
|--------------------------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| 658/2023-00-000-ИОС7.1                                             |           | Обустройство Яро-Яхинского неметанодородистого месторождения. Кусты газовых скважин №105, №109. Корректировка. |                         |
| Изм.                                                               | Кол.уч.   | Лист                                                                                                           | Итого                   |
| Разработал                                                         | Сполярено | 19.01.24                                                                                                       | Подпись                 |
| Проверил                                                           | Сполярено | 19.01.24                                                                                                       | Дата                    |
| Гл. спец.                                                          | Сполярено | 19.01.24                                                                                                       | Лист                    |
| Нач. отд.                                                          | Мельников | 19.01.24                                                                                                       | Листов                  |
| И. контр.                                                          | Кулево    | 19.01.24                                                                                                       | 5                       |
| ТИП                                                                | Мельников | 19.01.24                                                                                                       | Технологические решения |
| План трассы проектируемого газопровода-шлейфа ПК15+00 – ПК27+00 А0 |           | "Институт "Нефтегазпроект" г. Тюмень                                                                           |                         |

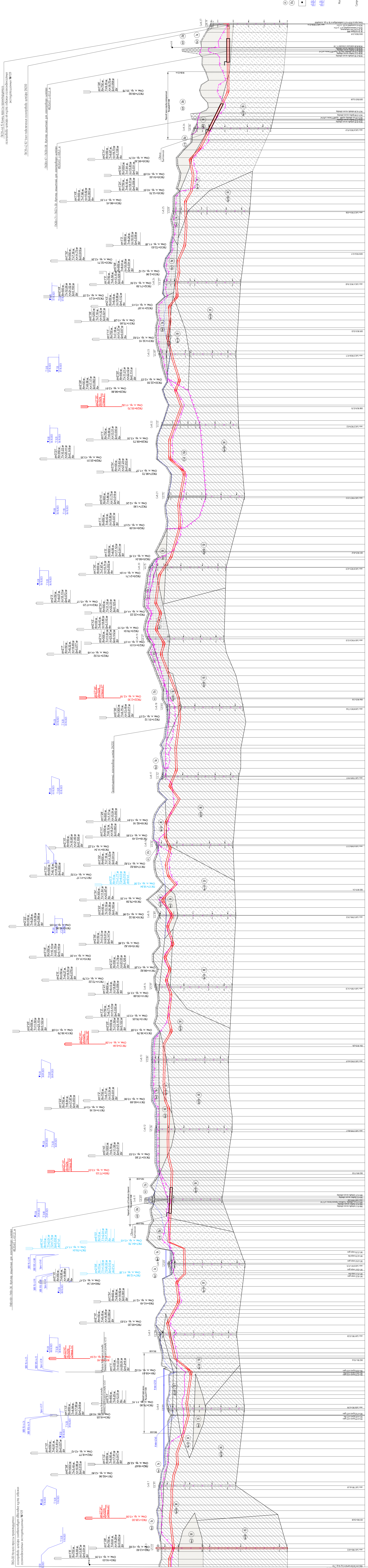
|              |                |              |            |   |
|--------------|----------------|--------------|------------|---|
| Инв. N подл. | Подпись и дата | Взам. инв. N | Вып. N док | 0 |
| Согласовано: |                |              |            |   |





Продольный профиль газопровода - шлефера ПК0-00- ПК39+46.15

| КОМПОНЕНТЫ | КОЛИЧЕСТВО | КОММЕНТАРИИ |
|------------|------------|-------------|
| 1          | 1          |             |
| 2          | 1          |             |
| 3          | 1          |             |
| 4          | 1          |             |
| 5          | 1          |             |
| 6          | 1          |             |
| 7          | 1          |             |
| 8          | 1          |             |
| 9          | 1          |             |
| 10         | 1          |             |
| 11         | 1          |             |
| 12         | 1          |             |
| 13         | 1          |             |
| 14         | 1          |             |
| 15         | 1          |             |
| 16         | 1          |             |
| 17         | 1          |             |
| 18         | 1          |             |
| 19         | 1          |             |
| 20         | 1          |             |
| 21         | 1          |             |
| 22         | 1          |             |
| 23         | 1          |             |
| 24         | 1          |             |
| 25         | 1          |             |
| 26         | 1          |             |
| 27         | 1          |             |
| 28         | 1          |             |
| 29         | 1          |             |
| 30         | 1          |             |
| 31         | 1          |             |
| 32         | 1          |             |
| 33         | 1          |             |
| 34         | 1          |             |
| 35         | 1          |             |
| 36         | 1          |             |
| 37         | 1          |             |
| 38         | 1          |             |
| 39         | 1          |             |
| 40         | 1          |             |
| 41         | 1          |             |
| 42         | 1          |             |
| 43         | 1          |             |
| 44         | 1          |             |
| 45         | 1          |             |
| 46         | 1          |             |
| 47         | 1          |             |
| 48         | 1          |             |
| 49         | 1          |             |
| 50         | 1          |             |
| 51         | 1          |             |
| 52         | 1          |             |
| 53         | 1          |             |
| 54         | 1          |             |
| 55         | 1          |             |
| 56         | 1          |             |
| 57         | 1          |             |
| 58         | 1          |             |
| 59         | 1          |             |
| 60         | 1          |             |
| 61         | 1          |             |
| 62         | 1          |             |
| 63         | 1          |             |
| 64         | 1          |             |
| 65         | 1          |             |
| 66         | 1          |             |
| 67         | 1          |             |
| 68         | 1          |             |
| 69         | 1          |             |
| 70         | 1          |             |
| 71         | 1          |             |
| 72         | 1          |             |
| 73         | 1          |             |
| 74         | 1          |             |
| 75         | 1          |             |
| 76         | 1          |             |
| 77         | 1          |             |
| 78         | 1          |             |
| 79         | 1          |             |
| 80         | 1          |             |
| 81         | 1          |             |
| 82         | 1          |             |
| 83         | 1          |             |
| 84         | 1          |             |
| 85         | 1          |             |
| 86         | 1          |             |
| 87         | 1          |             |
| 88         | 1          |             |
| 89         | 1          |             |
| 90         | 1          |             |
| 91         | 1          |             |
| 92         | 1          |             |
| 93         | 1          |             |
| 94         | 1          |             |
| 95         | 1          |             |
| 96         | 1          |             |
| 97         | 1          |             |
| 98         | 1          |             |
| 99         | 1          |             |
| 100        | 1          |             |



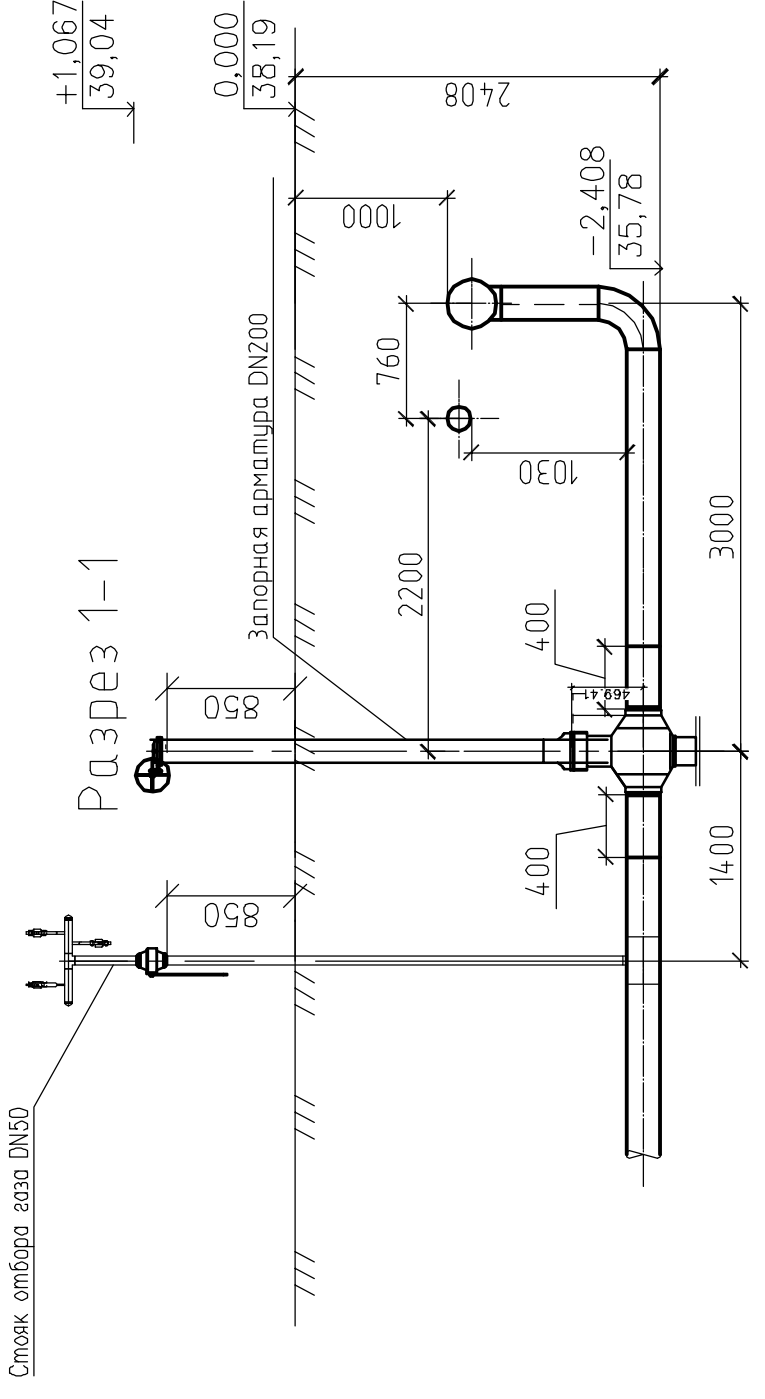
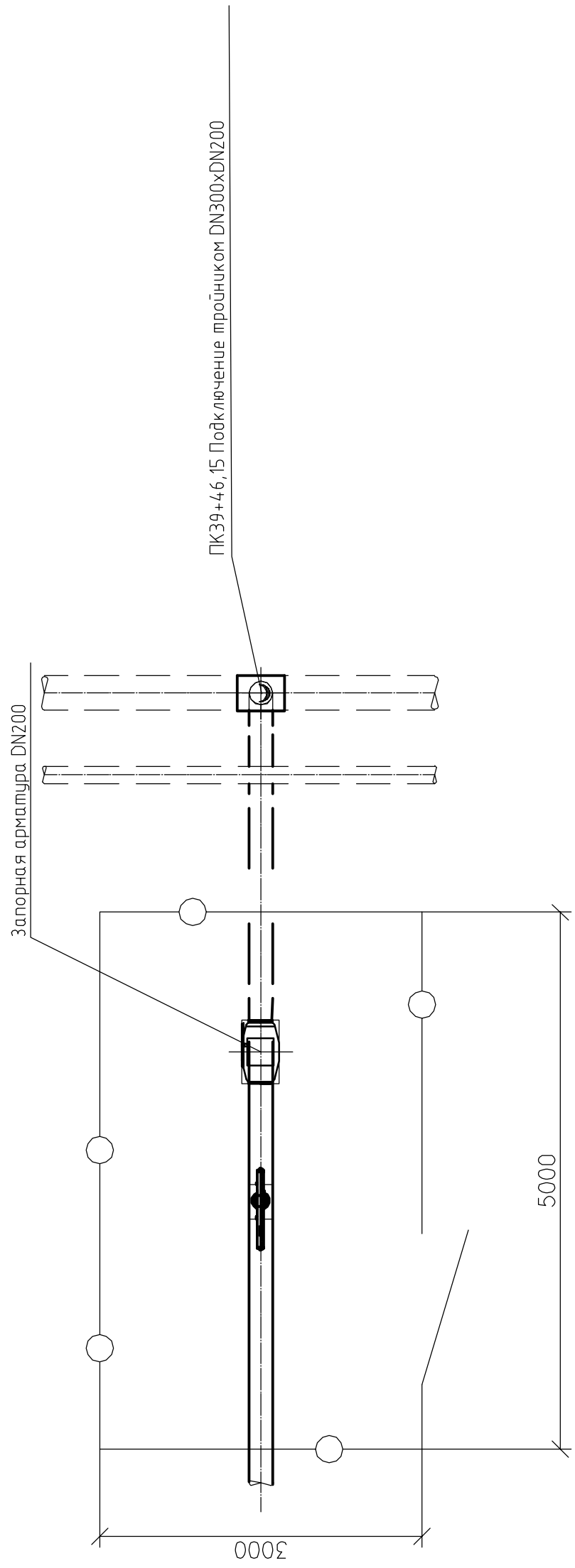
| Станция | Пикетаж | Высота | Уклон | Диаметр | Материал | Состояние | Примечания |
|---------|---------|--------|-------|---------|----------|-----------|------------|
| 0+00    | 0+00    | 100.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+100   | 0+100   | 110.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+200   | 0+200   | 120.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+300   | 0+300   | 130.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+400   | 0+400   | 140.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+500   | 0+500   | 150.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+600   | 0+600   | 160.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+700   | 0+700   | 170.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+800   | 0+800   | 180.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+900   | 0+900   | 190.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |
| 0+1000  | 0+1000  | 200.00 | 0.00  | 100     | Сталь    | Хорошо    |            |





# Узел подключения газопровода – шлейфа DN200

План 1:50



Примечания:

1 За отметку 0.000 принята отметка земли – 38,19.

|                                                                                                                 |             |         |                                         |        |         |          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|---------|-----------------------------------------|--------|---------|----------|
| Изм.                                                                                                            |             | Кол.уч. | Лист                                    | № док  | Подпись | Дата     |
| Разработал                                                                                                      | Столярченко |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| Проверил                                                                                                        | Столярченко |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| Гл. спец.                                                                                                       | Столярченко |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| Нач. отд.                                                                                                       | Мельников   |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| Н. контр.                                                                                                       | Кузнецов    |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| ГИП                                                                                                             | Мельников   |         |                                         |        |         | 19.01.24 |
| 658/2023-00-000-ИОС7.1                                                                                          |             |         |                                         |        |         |          |
| Обустройство Яро-Ялнского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин NY05, NY09. Карректировка |             |         |                                         |        |         |          |
| Технологические решения                                                                                         |             |         | Лист                                    | Листов |         |          |
|                                                                                                                 |             |         | П                                       | 8      |         |          |
| Узел подключения газопровода-шлейфа DN200                                                                       |             |         | АО "Институт "Нефтегазпроект" г. Тюмень |        |         |          |







Условные обозначения

| Обозначение     | Наименование                                                                                                                      |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| T               | Наименование трубопровода                                                                                                         |
| ПК (км)         | Пикетаж (километраж) трасса                                                                                                       |
| УГ № пр. (лев.) | Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: – вправо (пр.), – влево (лев.). |
| Дхs             | Диаметр и толщина стенки, мм                                                                                                      |
| №               | Номер телефона эксплуатирующей организации                                                                                        |
| Охранная зона   | Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м                                                                               |
| H               | Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м                                                                           |
| 25              | Значение расстояния охранной зоны и глубина залегания трубопровода, м                                                             |

Опознавательный знак  
M1:100

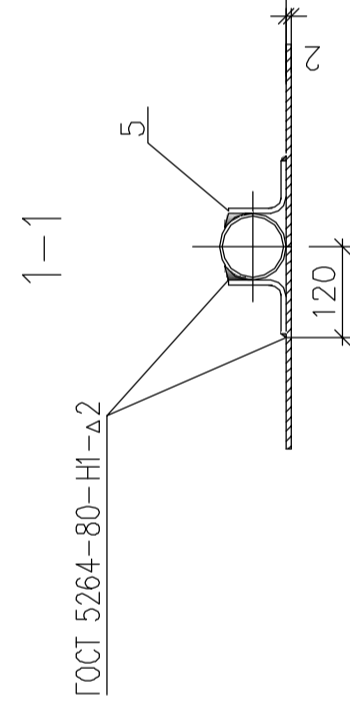
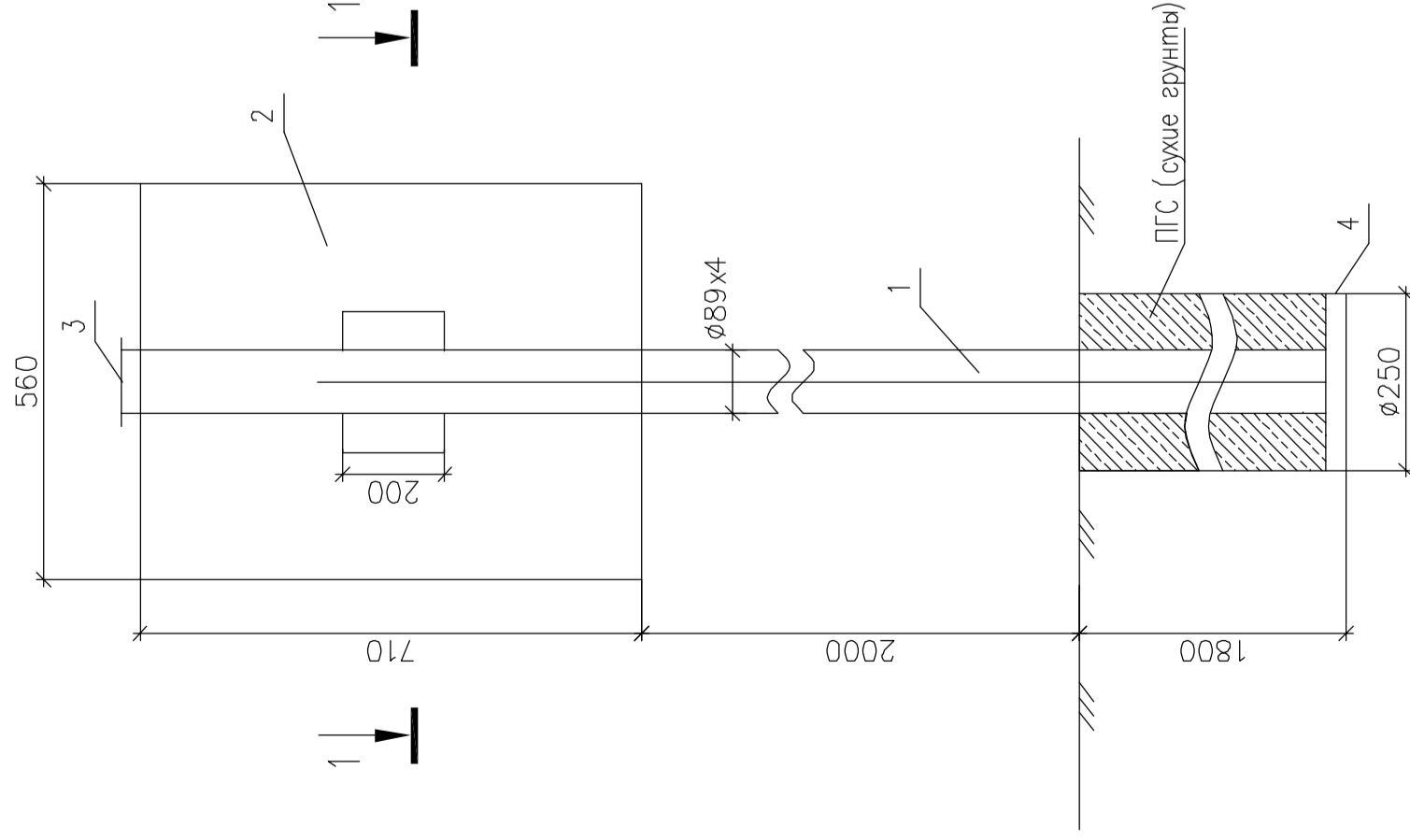
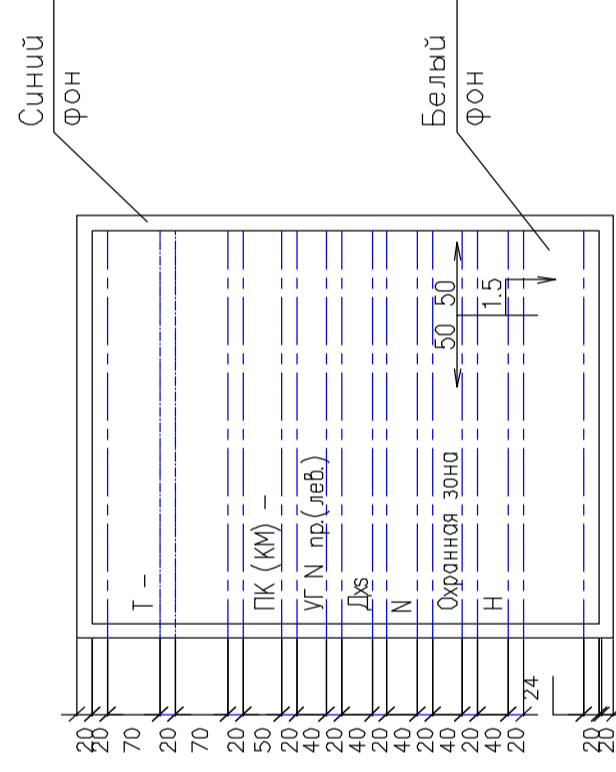


Схема расположения надписей на знаке



Спецификация

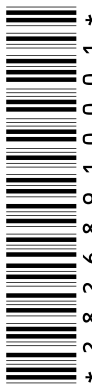
| Поз. | Обозначение                  | Наименование                                                  | Кол  | Масса ед., кг | Примечание |
|------|------------------------------|---------------------------------------------------------------|------|---------------|------------|
| 1    | ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80 | Труба стальная электросварная прямошовная Ø89x4, из стали В10 | 4,5  | 8,38          | м          |
| 2    | ГОСТ 19903-74, ГОСТ 16523-97 | Пластина 710x560 из листа Б-ПН-2, сталь ВСт3сп                | 1    | 6,24          | шт.        |
| 3    | ГОСТ 19903-74, ГОСТ 16523-97 | Заглушка Ø90 из Листа Б-ПН-2, сталь ВСт3сп                    | 1    | 0,13          | шт.        |
| 4    | ГОСТ 19903-74, ГОСТ 14637-89 | Заглушка Ø250 из Листа Б-ПН-6                                 | 1    | 2,95          | шт.        |
| 5    | ГОСТ 8510-86, ГОСТ 535-88*   | Уголок 75x60x5 Ст3                                            | 1    | 0,96          | L=400      |
|      |                              | Материалы                                                     |      |               |            |
|      | ГОСТ 5631-79                 | Краска БТ-177                                                 | 0,23 |               | кг         |
|      | ГОСТ 6465-76                 | Эмаль ПФ-115                                                  | 0,92 |               | кг         |
|      | ГОСТ 25129-82                | Грунтовка ГФ-021                                              | 0,45 |               | кг         |
|      |                              | Растворитель                                                  | 0,19 |               | кг         |

Применение – Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 опознавательный знак

Примечания:

- 1 Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.
- 2 Опознавательные знаки устанавливаются по трассе трубопровода через каждый километр, на углах поворота, на переходах через естественные и искусственные препятствия (пересечения трубопроводов, кабелей и т.д.).
- 3 Окраску наземной части знаков выполнять эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 в два слоя по слою грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 (площадь окраски 2,4 м<sup>2</sup>). Поясняющие надписи выполнять черной водостойкой краской или эмалью.
- 4 Сверху на трубу приварить заглушку (поз.3). Данную конструкцию покрыть краской БТ-177 (2 слоя) по слою грунтовки ГФ-021 с предварительной очисткой поверхности (площадь окраски 1 конструкции – 1,3 м<sup>2</sup>).

|                                                                                                                |         |            |       |         |          |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------|-------|---------|----------|
| 658/2023-00-000-ИОС7.1                                                                                         |         |            |       |         |          |
| Обустройство Яго-Вынского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №05, №09. Корректировка. |         |            |       |         |          |
| Изм.                                                                                                           | Кол.уч. | Лист       | N док | Подпись | Дата     |
|                                                                                                                |         | Составлено |       |         | 19.01.24 |
|                                                                                                                |         | Проверено  |       |         | 19.01.24 |
|                                                                                                                |         | Гл. спец.  |       |         | 19.01.24 |
|                                                                                                                |         | Нач. отд.  |       |         | 19.01.24 |
|                                                                                                                |         | Н. к.упр.  |       |         | 19.01.24 |
|                                                                                                                |         | Т.упр.     |       |         | 19.01.24 |
| Технологические решения                                                                                        |         | Стация     | Лист  | Листов  |          |
| Знак опознавательный                                                                                           |         | П          | 10    |         |          |
| АО "Институт "Нефтегазпроект" г. Тюмень                                                                        |         |            |       |         |          |



| Позиция                      | Наименование и техническая характеристика                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа                      | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание                         |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------------------------------|
| <b>ПОСТАВКА ЗАКАЗЧИКА</b>    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                         |                                      |                      |                   |            |                   |                                    |
| <b>Узел №1</b>               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                         |                                      |                      |                   |            |                   |                                    |
| <i>Запорная арматура</i>     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                         |                                      |                      |                   |            |                   |                                    |
| 1                            | Кран шаровый под приварку, с удлиненным штоком (Н-3,200м), подземное исполнение, рабочая среда – газ, тип привода – ручной, климатическое исполнение ХЛ категория размещения 2 по ГОСТ 15150-69 DN 200, PN 16.0МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 658-000-ЛТ.ОЛ1                                                          |                                      |                      | шт.               | 1          | 668.00            | комплект                           |
| <i>Трубы</i>                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                         |                                      |                      |                   |            |                   |                                    |
| 2                            | Труба класса прочности К52, из стали 09Г2С, с пределом прочности (σв, не менее) 510 МПа, пределом текучести (σт, не более) 360 МПа, ударная вязкость основного металла для образцов с надрезом КСУ при -60 °С (не менее) - 29,4 Дж/см <sup>2</sup> относительное удлинение (при разрыве) не менее 20%. С гарантированным заводским давлением гидроиспытаний (не менее) Рисп.=21,2 МПа, в заводской теплогидроизоляции по ТУ 5768-005-35349408-2009 с защитной оболочкой ЭП-ППУ-СтАП 315 Ø219x11-К52-09Г2С | ТУ14-ЗР-1128-2007, Констр.№4 ГОСТ Р 51164-98, ТУ 5768-005-35349408-2009 |                                      |                      | м/т               | 3/0,18     | 86.62             | масса с антикоррозионным покрытием |
| <i>Соединительные детали</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                         |                                      |                      |                   |            |                   |                                    |
| 3                            | Отвод 219 (12 К52)-16-0,75-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | ТУ1469-013-13799654-2008                                                |                                      |                      | шт.               | 1          | 18.40             |                                    |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         | 0 |
| Вып.           | 0 |
| Взам инв. №    |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

| Изм.       | Кол. уч.   | Лист | № док | Подп.            | Дата     | 658/2023-00-000-ИОС7.1.С                                                                                          |  |                                         |                         |  |        |      |        |
|------------|------------|------|-------|------------------|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|-----------------------------------------|-------------------------|--|--------|------|--------|
| Разработал | Столяренко |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 | Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка. |  |                                         |                         |  |        |      |        |
| Проверил   | Столяренко |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 |                                                                                                                   |  |                                         | Технологические решения |  | Стадия | Лист | Листов |
| Гл. спец.  | Столяренко |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 |                                                                                                                   |  |                                         | П                       |  | 1      | 7    |        |
| Нач. отд.  | Мельников  |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 | Спецификация оборудования, изделий и материалов                                                                   |  | ОАО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень |                         |  |        |      |        |
| Н. контр.  | Куно       |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 |                                                                                                                   |  |                                         |                         |  |        |      |        |
| ГИП        | Мельников  |      |       | <i>[подпись]</i> | 19.01.24 |                                                                                                                   |  |                                         |                         |  |        |      |        |

| Позиция | Наименование и техническая характеристика                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа                                                            | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество  | Масса единицы, кг | Примечание                                                                      |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|-------------|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
|         | <u>Стояк отбора газа</u>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
|         | <i>Запорная арматура</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
| 4       | Кран шаровый с ручным приводом с концами под приварку, для надземной установки в северном исполнении, климатическое исполнение ХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 DN 50, PN 16.0МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 658-000-ЛТ.ОЛ2<br>ТУ3742-001-10995136-98                                                                      |                                      |                      | шт.               | 1           | 15.00             |                                                                                 |
|         | <i>Соединительные детали</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
| 5       | Тройник ТШ 57(6К48)-16-0,75-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | ТУ1469-013-13799654-2008                                                                                      |                                      |                      | шт.               | 1           | 0.60              |                                                                                 |
| 6       | Днище ДШ 57-(6К48)-16-0,75-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | ТУ1469-013-13799654-2008                                                                                      |                                      |                      | шт.               | 2           | 0.32              |                                                                                 |
|         | <u>Газопровод-шлейф</u>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
|         | <i>Трубы</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
| 7       | Труба класса прочности К52, из стали 09Г2С, с пределом прочности ( $\sigma_{\text{в}}$ , не менее) 510 МПа, пределом текучести ( $\sigma_{\text{т}}$ , не более) 360 МПа, ударная вязкость основного металла для образцов с надрезом КСЧ при -60 °С (не менее) - 29,4 Дж/см <sup>2</sup> относительное удлинение (при разрыве) не менее 20%. С гарантированным заводским давлением гидроиспытаний (не менее) Р <sub>исп.</sub> =21,2 МПа, в заводской теплогидроизоляции по ТУ 5768-005-35349408-2009 с защитной оболочкой ЭП-ППУ-СтАП 315 Ø219х11-К52-09Г2С | ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 24.20.13.130-007-16427522-2018, Констр.№4 ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ Р 57385-2017 |                                      |                      | м/т               | 3994,5 /346 | 86.62             | плюс рубленные пикеты масса с учетом антикоррозионного покрытия и теплоизоляции |
|         | в том числе кривые холодного изгиба R=15м                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                               |                                      |                      |                   |             |                   |                                                                                 |
|         | Отвод 1 ГО3°.219--К52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | ГОСТ 24950-81                                                                                                 |                                      |                      | шт.               | 1           | 866.20            |                                                                                 |
|         | Отвод 1 ГО5°.219--К52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | ГОСТ 24950-81                                                                                                 |                                      |                      | шт.               | 1           | 866.20            |                                                                                 |
|         | Отвод 1 ГО7°.219--К52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | ГОСТ 24950-81                                                                                                 |                                      |                      | шт.               | 2           | 866.20            |                                                                                 |

|                |         |
|----------------|---------|
| Изм.           | № док.  |
| Вып.           | 0       |
| Взам инв.      | №       |
| Подпись и дата |         |
| Изм.           | № подл. |

|      |          |      |        |       |      |
|------|----------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|      |          |      |        |       |      |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист

2

| Позиция | Наименование и техническая характеристика                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа    | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание |
|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
|         | <i>Соединительные детали</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                       |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | Отводы гнутые, с коэффициентом условий работы 0,6, с рабочим давлением P <sub>раб</sub> =14,5 МПа, для присоединения с трубой 219х12, с классом прочности К52, из стали 09Г2С, с пределом прочности (σв, не менее) 510 МПа, пределом текучести (σт, не более) 360 МПа, в заводской гидроизоляции ПК-40, длина неизолированных концевых участков 250 мм. С гарантированным заводским давлением гидроиспытаний Р <sub>исп.</sub> =21,2 МПа. Климатическое исполнение ХЛ. | ТУ1469-013-13799654-2008<br>ТУ 1390-003-35349408-2008 |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 8       | ОГ 11°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 97.10             |            |
| 9       | ОГ 12°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 97.10             |            |
| 10      | ОГ 14°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 97.10             |            |
| 11      | ОГ 27°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-900/900-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 3          | 108.90            |            |
| 12      | ОГ 30°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-950/950-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 4          | 114.93            |            |
| 13      | ОГ 31°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-950/950-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 114.93            |            |
| 14      | ОГ 38°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-1000/1000-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                       |                                      |                      | шт.               | 2          | 120.87            |            |
| 15      | ОГ 58°-219х11-К52-09Г2С-16,0-5DN-1200/1200-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 144.65            |            |
|         | <b><u>Футляр защитный DN600 (для газопровода-шлейфа) (Два защитных футляра)</u></b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                       |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Трубы</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                       |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 16      | Труба 630х10 (футляр)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10706-76                         |                                      |                      | м                 | 196.00     | 161.4             |            |
| 17      | Труба 57х4 (свеча)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80*                        |                                      |                      | м                 | 69.00      | 5.23              |            |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам инв. №    |   |
| Подпись и дата |   |
| Изм. № подл.   |   |

|      |          |      |        |       |      |
|------|----------|------|--------|-------|------|
|      |          |      |        |       |      |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист

3

| Позиция | Наименование и техническая характеристика                                                                                                                                                     | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание |
|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
|         | <i>Детали трубопроводов</i>                                                                                                                                                                   |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 18      | Отвод 90 57x5 ст.09Г2С                                                                                                                                                                        | ГОСТ 17375-2001                                    |                                      |                      | шт.               | 9          | 2.6               | комплект   |
|         | <b>ПОСТАВКА ПОДРЯДЧИКА</b>                                                                                                                                                                    |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <b><u>Узел №1</u></b>                                                                                                                                                                         |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Изоляционные материалы</i>                                                                                                                                                                 |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 19      | Комплект материалов для заделки сварного стыка Ст 219-ЭП-ППУ-СтАП 315 на трубопроводе с заводской теплогидроизоляцией по ТУ 5768-001-35349408-2012.                                           |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 20      | В комплект входит:<br>Лента ТЕРМА СТМП450x2<br>ТУ 2245-031-82119587-2008<br>Лента ТЕРМА ЛКА 450x100(замковая пластина)<br>ТУ 2245-031-82119587                                                |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 21      | Скорлупа ППУ Ø219-Ø315, L= 420мм<br>ТУ 5678-004-35349408-2008<br>Лента ТЕРМА СТМП 650x2<br>ТУ 2245-031-82119587-2009<br>Лента ТЕРМА ЛКА 650x100(замковая пластина)<br>ТУ 2245-031-82119587    |                                                    |                                      |                      | комплект          | 10         |                   | или аналог |
|         | <u>Стойка отбора газа</u>                                                                                                                                                                     |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Запорная арматура</i>                                                                                                                                                                      |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 22      | Кран шаровый под приварку, надземное исполнение, рабочая среда – пластовая смесь, тип привода – ручной, климатическое исполнение ХЛ категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 DN 15, PN 16.0МПа | 658-000-ЛТ.ОЛЗ                                     |                                      |                      | шт.               | 3          | 1.10              |            |
| 23      | Штуцер приварной с наружной конической                                                                                                                                                        |                                                    |                                      |                      | шт.               | 3          | 0.34              |            |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам инв. №    |   |
| Подпись и дата |   |
| Инв. № подл.   |   |

|      |          |      |       |       |      |
|------|----------|------|-------|-------|------|
|      |          |      |       |       |      |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док | Подп. | Дата |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист  
4

| Позиция | Наименование и техническая характеристика                                                                                                                                                  | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
|         | резьбой Ш-К1/2"09Г2С PN16.0МПа                                                                                                                                                             |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Соединительные детали</i>                                                                                                                                                               |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 24      | Разделитель сред М20х1.5, Ру35МПа                                                                                                                                                          | РС-21-11 209 АФ.00.000<br>ТУ                       |                                      |                      | шт.               | 1          | 1.10              |            |
|         | <b><u>Газопровод-шлейф</u></b>                                                                                                                                                             |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Изоляционные материалы</i>                                                                                                                                                              |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 25      | Комплект материалов для заделки сварного стыка Ст 219-ЭП-ППУ-СтАП 315 на трубопроводе с заводской тенлогидроизоляцией по ТУ 5768-001-35349408-2012.                                        |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 26      | В комплект входит:<br>Лента ТЕРМА СТМП450х2<br>ТУ 2245-031-82119587-2008<br>Лента ТЕРМА ЛКА 450х100(замковая пластина)<br>ТУ 2245-031-82119587                                             |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 27      | Скорлупа ППУ Ø219-Ø315, L= 420мм<br>ТУ 5678-004-35349408-2008<br>Лента ТЕРМА СТМП 650х2<br>ТУ 2245-031-82119587-2009<br>Лента ТЕРМА ЛКА 650х100(замковая пластина)<br>ТУ 2245-031-82119587 |                                                    |                                      |                      | компл<br>кт       | 405        |                   |            |
|         | <i>Прочие изделия</i>                                                                                                                                                                      |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 28      | Знак опознавательный                                                                                                                                                                       | см. л.10 Знак                                      |                                      |                      | шт.               | 21         |                   |            |
| 29      | Знак дорожный "Остановка запрещена"                                                                                                                                                        |                                                    |                                      |                      | шт.               | 6          |                   |            |
| 30      | Муфта изолирующая ИММ-219                                                                                                                                                                  | 658-000-ЛТ.ОЛ4                                     |                                      |                      | шт.               | 1          |                   |            |

|                |   |
|----------------|---|
| Изм. № подл.   |   |
| Подпись и дата |   |
| Взам инв. №    |   |
| Вып.           | 0 |
| № док.         |   |

|      |          |      |       |       |      |
|------|----------|------|-------|-------|------|
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док | Подп. | Дата |
|      |          |      |       |       |      |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист

5

| Позиция | Наименование и техническая характеристика             | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание |
|---------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
|         | <b>Футляр защитный DN600 (для газопровода-шлейфа)</b> |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
|         | <i>Прочие изделия</i>                                 |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 31      | Кольцо опорно-направляющее Ду219(315)                 | ТУ 1469-001-53597015-01                            |                                      |                      | шт.               | 104        | 26                | комплект   |
| 32      | ПМТД 15.01.00.000 СБ                                  |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 33      | Манжета ПМТД-Р-П 315х630                              | ТУ 2531-002-53597015-01                            |                                      |                      | компл.            | 3          | 7                 | комплект   |
| 34      | Укрытие для резиновых манжет                          | ТУ 5959-003-53597015-05                            |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 35      | У-ПМТД-С-315х630                                      |                                                    |                                      |                      | шт.               | 6          | 10.16             | комплект   |
| 36      | Хомут стяжной ø630 мм                                 |                                                    |                                      |                      | шт.               | 6          | 4.26              |            |
| 37      | ПМГД 15.08.00.000.СБ                                  |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 38      | Хомут стяжной ø315 мм                                 |                                                    |                                      |                      | шт.               | 6          | 1.42              |            |
| 39      | Лента изоляционная липкая                             | ТУ 2245-003-01297859-99                            |                                      |                      | м <sup>2</sup>    | 190.00     |                   |            |
| 40      | "Полилен-40-ЛИ-63-450х170"                            |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 41      | Праймер Полилен НК-50                                 | ТУ 5775-001-01 297859-95                           |                                      |                      | м <sup>2</sup>    | 60.62      |                   |            |
| 42      | Обертка полиэтиленовая липкая                         |                                                    |                                      |                      | м <sup>2</sup>    | 60.62      |                   |            |
|         | "Полилен ОБ 40-ОБ-63"                                 |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 43      | Штуцер 57х4 из трубы                                  |                                                    |                                      |                      | шт.               | 3          | 0.79              | L=150 мм   |
|         | ГОСТ 10704-91/В10 ГОСТ 10705-80                       |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 44      | Металлическая стойка СКМ 1.35 d-50 мм                 |                                                    |                                      |                      | шт.               | 3          | 4.99              |            |
| 45      | Металлическая стойка СКМ 1.35 d-50 мм                 |                                                    |                                      |                      | шт.               | 3          | 4.99              |            |
| 46      | Металлическая стойка СКМ 1.35 d-50 мм                 |                                                    |                                      |                      | шт.               | 3          | 4.99              |            |
|         | <b>Балластировка газопровода-шлейфа</b>               |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |

|                |   |
|----------------|---|
| № док.         |   |
| Вып.           | 0 |
| Взам инв. №    |   |
| Подпись и дата |   |
| Изм. № подл.   |   |

|      |          |      |       |       |      |
|------|----------|------|-------|-------|------|
|      |          |      |       |       |      |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док | Подп. | Дата |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист

6



| Позиция | Наименование и техническая характеристика | Тип, марка, обозначение документа, опросного листа | Код оборудования, изделия, материала | Завод – изготовитель | Единица измерения | Количество | Масса единицы, кг | Примечание |
|---------|-------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
| 47      | Утяжелитель 2УТК-325-12                   | ТУ 102-264-81                                      |                                      |                      | шт.               | 54         | 280               |            |
| 48      | Утяжелитель ПТБК-500                      | ТУ 4834-004-89632342-2010                          |                                      |                      | шт.               | 185        |                   |            |
|         | <u>Монтаж инженерной защиты</u>           |                                                    |                                      |                      |                   |            |                   |            |
| 49      | Геоматрица ГМ 150(150)-5,1х2,4            | ТУ 2290-003-86661679-2008                          |                                      |                      | м <sup>2</sup>    | 1397       |                   |            |
|         |                                           |                                                    |                                      |                      | шт.               | 115        |                   |            |
| 50      | Щебень фракции 40-70                      | ГОСТ 8267-93*                                      |                                      |                      | м <sup>3</sup>    | 210        |                   |            |
| 51      | НСМ                                       | ГОСТ Р 53225-2008                                  |                                      |                      | м <sup>2</sup>    | 1397       |                   |            |

|              |                |             |      |        |
|--------------|----------------|-------------|------|--------|
| Име. № подл. | Подпись и дата | Взам инв. № | Вып. | № док. |
|              |                |             | 0    |        |

|      |          |      |       |       |      |
|------|----------|------|-------|-------|------|
|      |          |      |       |       |      |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | № док | Подп. | Дата |

658/2023-00-000-ИОС7.1.С

Лист

7



\* 2 8 2 2 6 8 7 8 6 5 0 1 \*

|                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  | 129            |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--|------|--|----------------|------------|------------|-------|----------|------|-----------------------------------------|------|--------|--|--------|--|
| Наименование работ                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  | Ед. изм.       | Количество | Примечание |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| <b>Общая длина.</b><br>Газопровода-шлейфа DN200 Pp14.5 МПа,<br>L=3.995 км.                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| <b>1 Земляные работы</b>                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.1                                                                                                                                       | Разработка траншеи шириной 2,5, м (по дну) для газопровода шлейфа                                                                                                                                                                                                          |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 35472.8    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.2                                                                                                                                       | Рыхление грунта механическим способом                                                                                                                                                                                                                                      |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 35472.8    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.3                                                                                                                                       | Устройство подушки мощностью 0,2 м под трубопроводами из привозного песка.                                                                                                                                                                                                 |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 1648.36    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.4                                                                                                                                       | Устройство обсыпки на высоту 0,2 м над верхом трубопроводов из привозного песка.                                                                                                                                                                                           |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 2140.76    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.5                                                                                                                                       | Обратная засыпка траншеи смёрзшимся грунтом                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 30827.91   |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 1.6                                                                                                                                       | Разравнивание в полосе отвода излишков грунта                                                                                                                                                                                                                              |            |  |      |  | м <sup>3</sup> | 4644.89    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| <b>2 Сборка и сварка трубопроводов на трассе</b>                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 2.1                                                                                                                                       | Ручная сварка труб стальных бесшовных с антикоррозионным покрытием Ø219x11-K52-09Г2С                                                                                                                                                                                       |            |  |      |  | км/стык        | 3,995/450  |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 2.3                                                                                                                                       | Сборочно-сварочные и изоляционные работы при монтаже захлестов с предварительным подогревом стыков для газопровода Ø 219x11 Ру 14.5 МПа с заводской изоляцией и теплоизоляционным слоем из пенополиуретана с защитной оболочкой ППУ-321-МП в траншее в равнинной местности |            |  |      |  | захлест        | 12         |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| <b>3 Стальные фасонные части газопровода-шлейфа DN200</b>                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Установка отводов гнутых диаметром 219(315)мм в обычных условиях подземно:                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 11°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/97,10    |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 12°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/97,10    |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 14°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-800/800-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/97,10    |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 27°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-900/900-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 3/326,7    |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 30°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-950/950-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 4/459,72   |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 31°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-950/950-ХЛ                                                                                                                                                                                                                                |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/114,93   |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 38°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-1000/1000-ХЛ                                                                                                                                                                                                                              |            |  |      |  | шт./кг         |            | 2/241,74   |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           | ОГ 58°-219x11-K52-09Г2С-16,0-5DN-1200/1200-ХЛ                                                                                                                                                                                                                              |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/144,65   |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Установка гнутых отводов диаметром 219(315)мм(R15) в обычных условиях подземно:                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 3.8                                                                                                                                       | Отвод 1 ГОЗ°-219--K52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                        |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/866      |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 3.9                                                                                                                                       | Отвод 1 ГО5°-219--K52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                        |            |  |      |  | шт./кг         |            | 1/866      |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 3.10                                                                                                                                      | Отвод 1 ГО7°-219--K52.ГОСТ 24950-81                                                                                                                                                                                                                                        |            |  |      |  | шт./кг         |            | 2/1732     |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| <b>4 Установка балластирующих устройств</b>                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 4.1                                                                                                                                       | Установка пригрузов 2УТК-325-12                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  | шт./т.         | 54/15,2    |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 4.2                                                                                                                                       | Установка пригрузов ПТБК-500 (наполнение песком)                                                                                                                                                                                                                           |            |  |      |  | шт.            | 185        |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
| 658/2023-00-000-ИОС7.1.ВР                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |
|                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  | Изм.           | Кол. уч    | Лист       | № док | Подп.    | Дата | Стадия                                  | Лист | Листов |  |        |  |
| Изм.                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Кол. уч    |  | Лист |  | № док          |            | Подп.      |       | Дата     |      | Стадия                                  |      | Лист   |  | Листов |  |
| Разработал                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Столяренко |  |      |  |                |            |            |       | 19.01.24 |      | П                                       |      | 1      |  | 3      |  |
| Проверил                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Столяренко |  |      |  |                |            |            |       | 19.01.24 |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Гл. спец.                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Столяренко |  |      |  |                |            |            |       | 19.01.24 |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Нач. отд.                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Мельников  |  |      |  |                |            |            |       | 19.01.24 |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Н. контр.                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                            | Кугно      |  |      |  |                |            |            |       | 19.01.24 |      |                                         |      |        |  |        |  |
| Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка. Технологические решения |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      | ОАО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень |      |        |  |        |  |
| Ведомость объемов строительных и монтажных работ                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                            |            |  |      |  |                |            |            |       |          |      |                                         |      |        |  |        |  |



