


АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер проекта
ООО «Газпром проектирование»

 П.С. Складановский

«16» сентября 2022 г.

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТОВ
А1/1 - А4/1 ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения
Часть 1. Технология трубопроводного транспорта
Книга 1. Текстовая часть**

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1

Том 3.1.1
(Изм.1)

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	255835

Первый заместитель
генерального директора -
главный инженер



16.09.2022

А.Б. Ганбаров

Главный инженер проекта




16.09.2022

Р.С. Кокорев



Содержание тома 3.1.1





Обозначение	Наименование	Примечание
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1-С	Содержание тома 3.1.1	1 Изм.1(Зам.)
0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП	Состав проектной документации	1 Изм.1 (Зам.)
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Технология трубопроводного транспорта	128 Изм. 1(Зам.)
	Всего листов	130

Инв. № подл.	228428		Подп. и дата			Взам. инв.№	225835			
	1	-	Зам.	1871-22	<i>[Подпись]</i>	16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1-С			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				
	Разраб.		Чмилевская		<i>[Подпись]</i>	16.09.22	Содержание тома 3.1.1	Стадия	Лист	Листов
								П		1
	Н.контр.		Дробышева		<i>[Подпись]</i>	16.09.22	Содержание тома 3.1.1	 АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»		

Состав проектной документации

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание

*Состав проектной документации смотри том 0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП «Состав проектной документации».

Инв. № подл. 228428	Подп. и дата		Взам. инв. № 225835		0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП	Стадия	Лист	Листов
	1	-	Зам.	1871-22				
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Состав проектной документации	
	Разраб.			Кокорев		16.09.22		
	Н.контр.			Дробышева		16.09.22		
	ГИП			Кокорев		16.09.22		
							 АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»	

Содержание

Перечень основных действующих нормативных документов.....	5
Перечень обозначений и сокращений.....	9
1 Общие сведения.....	10
2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических и метеорологических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	12
3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	17
4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	19
5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	21
6 Сведения о категории и классе линейного объекта	23
7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта	25
8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	28
8.1 Запорная арматура	28
8.1.1 Предмонтажные работы и испытания запорной арматуры.....	29
8.1.2 Монтажные и пусконаладочные работы на запорной арматуре.....	30
8.2 Трубы.....	30
8.3 Соединительные детали	32
9 Перечень мероприятий по энергосбережению	33
10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	34
11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	35
12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	36
13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	38
13.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	38
14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	39
14.1 Техническое обслуживание и ремонт	39
14.2 Аварийный запас.....	40
15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	41
16 Технологические решения линейного объекта	42
16.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта	42
16.2 Характеристика параметров трубопроводов.....	43

16.09.22	16.09.22				
Карташов	Арепьева	Гл. спец.	Гл. спец.		
Согласовано	16.09.22	16.09.22			
Каракозова	Гуселинский				
Нач. отдела	Гл. спец.				

Взам. инв. №	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22	<i>Мур</i>	16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Чмилевская		<i>Мур</i>	16.09.22
Н.контр.		Дробышева		<i>Д</i>	16.09.22

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения.
Технология трубопроводного транспорта

Стадия	Лист	Листов
П	1	128


 АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»

Перечень основных действующих нормативных документов

Настоящий раздел проектной документации выполнен в соответствии с основными действующими нормативными документами:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ;
- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Правила охраны магистральных газопроводов, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2017 г. № 1083;
- Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные Постановлением Госгортехнадзора России от 24 апреля 1992 г. № 9;
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- ГОСТ 34068-2017 Добыча газа. Промысловые трубопроводы. Механическая безопасность. Испытания на прочность и проверка на герметичность»;
- ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
- ГОСТ Р 21.101-2020 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
- ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования;
- СП 68.13330.2017 «СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
- СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы»;

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	228428		225835			
Изм.	Подп. и дата					5
	228428					
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

– СТО Газпром 2-2.3-385-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры;

– СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов;

– СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях;

– СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях;

– СТО Газпром 2-3.5-1076-2016 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Инструкция по изготовлению отводов холодного гнущья в заводских и трассовых условиях;

– СТО Газпром 2-4.1-713-2013 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Технические требования к трубам и соединительным деталям;

– СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»;

– СТО Газпром 2-4.1-951-2015 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по выбору и применению стальных сероводородостойких труб на объектах ОАО «Газпром»;

– СТО Газпром 2-4.1-971-2015 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;

– СТО Газпром 2-4.1-1019-2015 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Детали соединительные в сероводородостойком исполнении. Общие технические условия;

– СТО Газпром 2-4.1-1108-2017 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Арматура трубопроводная. Краны специальные. Общие технические условия;

– СТО Газпром 3.3-4-026-2012 Система норм и нормативов расхода ресурсов, использования оборудования и формирования производственных запасов ОАО «Газпром».

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Нормы аварийного запаса материально-технических ресурсов для восстановления линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»;

- СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия;
- СТО Газпром 18000.1-001-2021 Единая система управления производственной безопасностью. Основные положения;
- Правила устройства электроустановок ПУЭ, утвержденные Минэнерго России, Приказ от 20.05.2003 г. № 101;
- Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 08.09.2017 г. № 1083;
- Временные требования к организации монтажно-сварочных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром», утвержденные 17.10.2013 г. заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром»;
- Комментарии с уточнениями положений «Временных требований к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»;
- Перечень требований, к порядку организации и завершению работ по проведению гидравлических испытаний при реконструкции, ремонте и строительстве объектов добычи и транспорта газа, утвержденный 11.12.2004 г. Заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром».

Инв. № подл.	228428					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22		8
Взам. инв. №	225835						
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Перечень обозначений и сокращений

ВИП	– внутритрубный инспекционный прибор;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ВТД	– внутритрубная диагностика;
ГС	– газоконденсатная скважина
ДКС	– дожимная компрессорная станция;
ИММ	– изолирующая монолитная муфта;
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КИГик	– комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии;
ЛЧ	– линейная часть;
МГ	– магистральный газопровод;
МТР	– материально-технические ресурсы;
МДР	– минимально допустимые расстояния;
ОГПЗ	– Оренбургский газоперерабатывающий завод;
ОНГКМ	– Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение;
ОПО	– опасный производственный объект
ООС	– мероприятия по охране окружающей среды;
ПК	– пикет;
ПОС	– проект организации строительства;
ППР	– проект производства работ;
ПТ	– промысловый трубопровод;
СДТ	– соединительные детали трубопроводов
СМР	– строительно-монтажные работы;
ТПА	– трубопроводная арматура;
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа;
ЭХЗ	– электрохимическая защита;
ЭО	– эксплуатирующая организация;
DN	– номинальный диаметр трубопровода;
PN	– номинальное давление;
Рисп	– давление испытания;
Рр	– рабочее давление газопровода.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	
1	-	Зам.	1871-22	16.09.22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т					Лист
					9

1 Общие сведения

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение находится в промышленной разработке с 1974 г. и является основным источником углеводородного сырья для Оренбургского газохимического комплекса. Сбор и подготовка пластового газа производится на УКПГ. Подготовленный на УКПГ газ и углеводородный конденсат по газоконденсатопроводам УКПГ – ДКС - ГПЗ транспортируется на Оренбургский газоперерабатывающий завод. В настоящее время на Оренбургском НГКМ эксплуатируются три дожимные компрессорные станции.

Согласно действующему проектному документу на разработку Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на Восточном участке месторождения в границах горного отвода ООО «Газпром добыча Оренбург» предусматривается бурение двух газоконденсатных скважин № 110 и № 111 на залежи пластов А1/1-А4/1 в московско-башкирских отложениях.

Скважины № 110, № 111 предназначены для добычи высоконапорного газа с целью последующего его использования для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин Ассельской НГКЗ согласно «Технологическому проекту разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области».

Проектная документация «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» к установкам комплексной подготовки газа № 10 (УКПГ-10) выполняется для обустройства скважин, запланированных строительством на Оренбургском НГКМ с целью поддержания проектных уровней добычи газа и обеспечения сырьем Оренбургского газоперерабатывающего завода.

В проектной документации технологические решения по промысловым трубопроводам приняты в соответствии с законодательными, нормативными правовыми актами Российской Федерации, с соблюдением требований действующих нормативных документов Российской Федерации, стандартов ПАО «Газпром».

Проектная документация разработана на основании:

- Задания на проектирование «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ», утвержденного Заместителем Председателем Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним 14.10.2021 г.;
- Технических требований на проектирование «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» (приложение 1 к заданию на проектирование).

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Проектной документацией по подключению 2-х проектируемых газоконденсатных скважин № 110 и № 111 к УКПГ-10 предусматривается строительство:

- газопровода-шлейфа номинальным диаметром DN 150 рабочим давлением Pp=25,0 МПа от газоконденсатной скважины (ГС) № 110;
- газопровода-шлейфа DN 150 Pp=25,0 МПа от ГС № 111;
- метанолопровода DN 50 Pp=25,0 МПа к ГС № 110;
- метанолопровода DN 50 Pp=25,0 МПа к ГС № 111;
- узел охранных кранов DN 150 Pp=25,0 МПа, DN 50 Pp=25,0 МПа;
- узел линейного крана DN 150 Pp=25,0 МПа.

В соответствии с п.4.2.1 Технических требований, подключение проектируемых газоконденсатных скважин № 110 и № 111 предусматривается с учетом отдельного транспорта газа.

Параллельно проектируемым газопроводам-шлейфам DN 150 предусматривается прокладка метанолопроводов DN 50, по которым в проектируемые скважины подается комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии (КИГИК). Метанолопроводы уложены в одну траншею с газопроводами-шлейфами.

Прокладка проектируемых промышленных трубопроводов DN 150 и DN 50 предусматривается подземная. Подземная прокладка предусматривается укладкой трубопроводов в одну траншею и индивидуально. Укладка трубопроводов в одну траншею предусматривается не более четырех трубопроводов в соответствии с п.9.3.5 СП 284.1325800.2016. Индивидуально (по одному в траншею), трубопроводы прокладываются на участках пересечения с автомобильными дорогами и коридорами коммуникаций.

Срок безопасной эксплуатации проектируемых участков газопроводов-шлейфов составляет 50 лет с учетом своевременной замены комплектующих изделий и материалов, имеющих меньший срок службы, а также проведения технического диагностирования и ремонта, согласно действующим требованиям.

Расчет срока безопасной эксплуатации проектируемого газопровода представлен в [Приложении И](#).

Трасса трубопроводов представлена в томе 3.1.2 на чертежах:

- ситуационный план - 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.01;
- планы газопроводов - 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.05 ... 13;
- технологическая схема - 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.02.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

В административном отношении территория расположения проектируемых промысловых трубопроводов расположена в Оренбургском районе Оренбургской области, в 12 км юго-восточнее города Оренбург.

Район инженерно-топографических изысканий расположен в левобережной части бассейна реки Урал. Участки работ располагаются на 1 км западнее реки Бердянки и на 6 км северо-восточнее реки Донгуз. На рассматриваемой территории широко развита сеть поверхностных водоемов. Водоемы представлены большим количеством озер в пойме реки Урал и прудами. Глубина прудов обычно не превышает 1,0-3,0 м.

Рельеф участка равнинный, пересеченный многочисленными ложбинами, неглубокими сухими балками и оврагами. Абсолютные отметки колеблются от 105,29 до 178,05 м. Углы наклона поверхности не превышают 1,5°.

На территории строительства промысловых трубопроводов леса естественного происхождения отсутствуют. Древесная и кустарниковая растительность представлена в виде искусственно созданных посадок и лесных полезащитных полос.

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства СП 131.13330.2020, территория изысканий относится к III району, III А подрайону климатического районирования для строительства.

Климат района строительства промысловых трубопроводов континентальный.

Климатические параметры холодного периода года в соответствии СП 131.13330.2020 представлены в [таблице 2.1](#).

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Таблица 2.1 Климатические параметры холодного периода года

Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью	0,98	минус 36
	0,92	минус 33
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	минус 32
	0,92	минус 29
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		минус 18
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		79
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %		76
Количество осадков за ноябрь-март, мм		138
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		В
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		5,6
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ} \text{C}$		4,1

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата		Взам. инв. №	225835
Изм.	1	Кол.уч.	-	Лист	Зам.
					1871-22
					16.09.22
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т					Лист
					13

Климатические параметры теплого периода года в соответствии СП 131.13330.2020 представлены в [таблице 2.2](#).

Таблица 2.2 — Климатические параметры тёплого периода года

Барометрическое давление, гПа	1001
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	28
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	32
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	29,8
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	16,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	56
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее теплого месяца, %	39
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	225
Суточный максимум осадков, мм	62
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С, В
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,4

Территория Оренбургской области располагается на двух отличных друг от друга районах: на юго-востоке Восточно-Европейской платформы и юге Уральской складчатости.

Оренбуржье можно разделить на три части: низкогорную центральную и возвышенные равнины занимающие территории запада и востока области.

На территории Оренбургской области преобладает увалистый тип рельефа, повсеместное его распространение нарушают массивы мелкосопочников, низкогорные гряды, и равнинные террасы рек.

Одна из особенностей рельефа Оренбургской области – это асимметрия речных долин и междуречий платформенной части области. Северные склоны более длинные и пологие, а южные – короткие и крутые, часто даже обрывистые, это явление можно объяснить несколькими факторами.

Долины рек связаны с линиями разломов кристаллического фундамента, т.е. их междуречья представляют собой единые блоки, имеющие субширотное простирание. Эти блоки испытывают непрерывные опускания на юг и юго-запад в сторону Прикаспийской впадины. В результате этих движений у речных долин оказывается приподнятым северный, а опущенным -

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

южный борт. Во-вторых, на правобережную «тектоническую» асимметрию накладывается климатический инсоляционный фактор. Сущность его заключается в том, что в течение длительного периода, южные склоны подвергались размыву в весенний период, а северные, напротив, приобрели вид длинных пологих шлейфов, выровненных делювием.

Непосредственно площадка строительства промышленных трубопроводов расположена в междуречье реки Урал и ее левого притока реки Донгуз, у подножия Илекского плато, расположенного южнее исследуемой территории. На севере, у берегов реки Урал, максимальная высота плато достигает 120 м, минимальная составляет 81 м. Илекское плато представляет собой сырцово-увалистую возвышенность, включающую в свой состав несколько холмистых массивов.

Район строительства расположен в левобережной части бассейна реки Урал. Участки работ располагаются на 6 км южнее реки Урал. На территории, прилегающей к участку изысканий развита овражно-балочная сеть, повсеместно распространены малые водохранилища, созданные при возведении некапитальных плотин (в большинстве случаях глухих) и используемых для сельскохозяйственных нужд.

В годовом разрезе режим стока рек характеризуется высоким весенним половодьем и низкой летней меженью с редкими дождевыми паводками. В осенний период наблюдается несколько повышенная водность в результате выпадения осадков и уменьшения испарения с водосборов. Зимой на большинстве рек сток прекращается.

Наибольшие годовые расходы воды чаще всего наблюдаются во второй половине апреля и лишь изредка во второй половине мая. На реках, имеющие сток в течение всего года, минимальные значения расходов приходятся на декабрь-март.

Продолжительность подъема половодья на малых водотоках составляет обычно 1-3 дня, на средних – 8-12 дней и на сравнительно крупных – 20-30 дней. Как правило, в поздние весны при дружном снеготаянии половодье бывает наиболее высоким, а в ранние, когда стаивание снега происходит постепенно. При затяжном снеготаянии, с частыми возвратами холодов, гидрографы стока на малых водотоках характеризуются отдельными волнами, разделенными периодами низкого стока или полного его отсутствия.

После окончания половодья на реках наступает летне-осенняя межень; величина стока резко уменьшается, а на многих водотоках сток совсем прекращается.

Замерзание рек на данной территории происходит обычно в ноябре. Продолжительность ледостава на реках составляет 150-170 дней. В течение зимы на реках образуется довольно мощный ледяной покров. Вскрытие рек происходит в конце марта – первой половине апреля. Продолжительность весеннего ледохода в среднем составляет 3-6 дней, а в отдельные годы лед тает на месте.

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Леса занимают лишь 4% территории области. Большая масса лесной растительности располагается на северо-западе области, покрывая вершины сыртов и берегов рек, чем ближе к югу области количество лесной растительности уменьшается.

На территории Оренбургской области ярко выражены две ботанико-географические зоны: лесостепная и степная.

Лесостепная зона представлена разнотравно-ковыльными степями с островными лесами в состав которых входят береза, дуб, ильма, сосна.

Более половины территории Оренбуржья занято степной растительностью: луговая (полностью превращены в пахотные угодья), разнотравно-ковыльная (на ровных водоразделах полностью распаханых), типчаково-ковыльная, ковыльно-полынная.

Азональные типы растительности в области представлены: сосновыми широколиственными восточно-европейскими лесам (Бузулукский бор), солончаково-луговая растительность, растительность песчаных степей, комплексами участков степной и солонцовой растительности.

Почти полностью территорию области занимают черноземы, исключением является наличие каштановых почв на юге и серых почв на севере, подстилающих лесную растительность. По содержанию гумуса в семействе черноземов выделяют типичные (более 80 см мощность гумусового горизонта), обыкновенные (от 65 до 80 см мощность гумусового горизонта) и южные (от 40 до 50 см мощность гумусового горизонта) черноземы.

В состав азональных почв Оренбургской области входят аллювиальные, солонцы.

На территории Оренбургской области в настоящее время обитает 75 видов млекопитающих, встречаются более 270 видов птиц, отмечено 12 видов рептилий, 10 видов амфибий, более 60 видов и подвидов рыб.

Самым многочисленным отрядом млекопитающих являются грызуны - сурки, суслики, тушканчики, мышовки, мыши, полевки.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Разновидности грунтов, залегающих в зоне сезонного промерзания по степени морозной пучинистости, по данным лабораторных исследований относятся к:

- слабопучинистым – ИГЭ 1а – песок мелкий ($\epsilon_{fh} = 0,025-0,034$ д.е.);
- среднепучинистым – ИГЭ 3 и 4 – глины твердая и полутвердая ($\epsilon_{fh} = 0,045-0,060$ д.е.).

На территории строительства промысловых трубопроводов согласно СП 22.13330.2011 встречены следующие типы специфических грунтов - набухающие грунты.

К набухающим под нагрузками грунтам относятся грунты ИГЭ 3 (глины твердые) и ИГЭ 4 (глины полутвердые).

Грунты ИГЭ 3 – преимущественно средненабухающие, местами до сильнонабухающих, относительное набухание грунта составляет 0,090 – 0,130 д.е.

Грунты ИГЭ 4 – слабонабухающие, относительное набухание грунта составляет 0,040 – 0,070 д.е.

На территории строительства набухающие грунты встречены с поверхности и до глубины бурения 30,0 м, на абсолютных отметках 99,35 м – 163,19 м. Грунты представлены глиной светло-коричневой, песчанистой, легкой, твердой, с редкими включениями карбонатов, местами с поверхности и до глубины 1,5 м с прослоями гравелистой глины мощностью до 20 см, сильнонабухающей и глиной светло-коричневой, песчанистой, слоистой, легкой, полутвердой, с прослоями супеси твердой ожелезненной, местами с включением органики, с редким включением карбонатов до 5-10%, слабонабухающей. С поверхности перекрыты почвенно-растительным слоем. Кровля набухающих глин залегает неравномерно, местами с резкими перепадами абсолютных отметок. Вскрытая мощность 0,5 – 22,4 м.

Основания, сложенные набухающими грунтами, должны проектироваться с учетом специфической способности таких грунтов при замачивании увеличиваться в объеме - набухать. При последующем понижении влажности у набухающих грунтов происходит обратный процесс - усадка.

В ходе выполнения проектных и строительных работ необходимо добиться снижения интенсивности набухания с помощью возведения компенсирующих песчаных подушек, позволяющих частично сглаживать неравномерное набухание грунта вследствие более равномерного распределения давления на большую площадь. Одновременно песчаные подушки способствуют сравнительно равномерному развитию набухания, обеспечивая стекание влаги с мест большего подъема набухшего грунта в пониженные зоны, где набухание замедлилось, тем самым автоматически регулируя развитие процесса набухания.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

В ходе выполнения строительных и эксплуатационных работ, ухудшения свойств специфических грунтов не прогнозируется.

Опасные склоновые процессы и явления в виде оползней, обвалов на территории не отмечаются. Для исследуемого района характерны пологие склоны, уклон которых не превышает 8 градусов.

Карстовые процессы на исследуемом участке не развиты (не было отмечено, как существование каких-либо карстовых форм рельефа, так и других проявлений карста). Согласно СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов» категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов – VI.

Согласно картам общего сейсмического районирования ОСР-2015-А, В и С СП 14.13330.2018, район расположения объектов имеет сейсмичность менее 6 баллов (карты А и В) и 6 баллов (карта С). Грунтовые условия на площадке соответствует III категории по сейсмическим свойствам (для четвертичных отложений) и II категории по сейсмическим свойствам (для коренных отложений).

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Территория строительства промышленных трубопроводов расположена в междуречье реки Урал и ее левого притока реки Донгуз, у подножия Илекского плато, расположенного южнее исследуемой территории. На севере, у берегов реки Урал, максимальная высота плато достигает 120 м, минимальная составляет 81 м. Илекское плато представляет собой сырцово-увалистую возвышенность, включающую в свой состав несколько холмистых массивов.

В результате инженерно-геологических изысканий в пределах исследуемой глубины 30 м были встречены следующие стратиграфо-генетические комплексы: голоценовые отложения (pdQIV), озерно-аллювиальные отложения верхнеплейстоценово-голоценовые (IaQIII-IV), среднемиоценовые отложения неогеновой системы (N2).

Почвенно-растительный слой–pdQIV. Представлены суглинком темно-коричневым, твердым. Отложения вскрыты повсеместно. Мощность слоя составляет 0,2-1,4 м.

Стратиграфо-генетический комплекс озерно-аллювиальных отложений верхнеплейстоценово-голоценового возраста – IaQIII-IV. Комплекс пород представлен глинами, суглинками, супесями и песками. Мощность слоя составляет 0,5÷22,4 м.

Суглинки и супеси включают зерна гравия, редкую гальку, редкое включение карбонатов; характерны пятна ожелезнения.

Наиболее распространены в разрезе суглинки, составляющие до 60% его минеральной части, на глины и супеси приходится около 40%.

Четвертичные отложения района исследований залегают на коренных породах, представленных отложениями неогеновой системы – № 2.

Стратиграфо-генетический комплекс среднемиоценовых отложений неогеновой системы на описываемом участке имеет ограниченное распространение в нижней части разреза, вскрыт глубокими скважинами. Породы представлены песчаником, темно-серым, средней прочности, трещиноватым, а также аргиллитом, красно-коричневым, малопрочным, с прослоями песчаника выветрелого, трещиноватого. Песчаник вскрыт скважинами на глубине 20÷30 м. Аргиллит – 5,9÷26,2 м. Мощность слоя составляет 1,8÷17,4 м.

Разделение геологического разреза на ИГЭ выполнено на основании полевого описания, лабораторных исследований, полевых испытаний грунтов.

С1 - Почвенно-растительный слой (суглинок темно-коричневый, твердый), pdQIV;

ИГЭ 1а - Песок мелкий желто-коричневый, средней плотности, малой степени водонасыщения, с глубиной средней степени водонасыщения, с частыми прослоями песка пылеватого мощностью до 20 см, IaQIII-IV;

ИГЭ 1б - Песок пылеватый желто-коричневый, средней плотности, водонасыщенный, с прослоями песка средней крупности мощностью до 20 см, IaQIII-IV;

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

ИГЭ 2 - Суглинок желто-коричневый, слоистый, легкий, песчанистый, тугопластичный, с прослоями песка пылеватого мощностью до 10÷15 см, с включением до 10-15% гравия, слабонабухающий, IaQIII-IV;

ИГЭ 3 - Глина светло-коричневая, песчаная, легкая, твердая, с редким включением карбонатов, местами с поверхности и до глубины 1,5 м встречаются прослои гравелистой глины мощностью до 20 см, сильнонабухающая, IaQIII-IV;

ИГЭ 4 - Глина светло-коричневая, песчаная, слоистая, легкая, полутвердая, с прослоями супеси твердой ожелезненной, с местами включением органики, с редким включением карбонатов до 5-10%, слабонабухающая, IaQIII-IV;

ИГЭ 5 - Песок гравелистый средней плотности, малой и средней степени водонасыщения, с включением до 30% гальки, IaQIII-IV;

ИГЭ 6 - Аргиллит красно-коричневый, очень низкой прочности, с прослоями песчаника серого выветрелого трещиноватого, № 2;

ИГЭ 7 - Песчаник темно-серый, низкой прочности, трещиноватый, обводненный по трещинам, № 2.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Район строительства промысловых трубопроводов находится в зоне недостаточного увлажнения.

Гидрогеологические условия трасс определяются локальным распространением подземных вод. На исследуемой территории выделяется два водоносных горизонта. Грунтовые воды (1-ый от поверхности водоносный горизонт) вскрыты на глубинах 18,6÷22,2 м и приурочены к четвертичным отложениям. Подземные воды (2-ой водоносный горизонт) вскрыты на глубине 21,2÷26,2 м и приурочены к коренным отложениям неогеновой системы – № 2. Воды обоих вскрытых водоносных горизонтов слабозасолены.

Грунтовые воды (1-ый водоносный горизонт).

Водовмещающими грунтами являются пески пылеватые – ИГЭ 1б. Вскрытые грунтовые воды напорные, величина напора составляет от 4,4 до 8,3 м. Водоупором выступают суглинки тугопластичные и глины полутвердые.

Подземные воды (2-ой водоносный горизонт).

Водовмещающими грунтами являются:

- ИГЭ 7 – песчаники, темно-серые, средней прочности, трещиноватые;
- ИГЭ 6 – аргиллиты, красно-коричневые, малопрочные, с прослоями песчаника выветрелого, трещиноватого.

Вскрытые подземные воды напорно-безнапорные. Напор вскрыт скважиной 262 и составляет 2,7 м.

Согласно карте-схеме гидрогеологического районирования (Гидрогеология СССР, Том XLIII. Оренбургская область), район работ относится к структурам II порядка юго-восточной части Волго-Камского артезианского бассейна (АБ). В гидрогеологическом отношении бассейн представляет собой сложную систему водоносных горизонтов и комплексов, отличающихся большим разнообразием гидродинамических условий, химического состава и минерализации подземных вод. Характерной особенностью бассейна является его распространение в полосе недостаточного увлажнения.

В ходе проведения полевых работ вскрыто два горизонта подземных вод, имеющих следующее распространение и глубины залегания на исследуемой территории:

В районе профиля газопровода-шлейфа DN 150, Pp=25,0 МПа от газоконденсатной скважины № 110 и метаноопровода DN 50, Pp=25,0 МПа к газоконденсатной скважине № 110 на ПК 0,00 – ПК 0+7,1 вскрыт 2-ой водоносный горизонт, установившийся уровень залегает на глубине 22,00 м на абсолютных отметках 101,50 м. На ПК 42+65,10 – ПК 43+51,2 вскрыт горизонт грунтовых вод (1-ый водоносный горизонт). Установившийся уровень вскрытого горизонта

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

залегают на глубине 15,50 м на абсолютных отметках 99,90 м. Величина напора здесь составляет 5,7 м.

В районе кранового узла ПК 42а+72,34 - ПК 45а+46,24 вскрыт 1-ый водоносный горизонт, установившийся уровень вскрытого горизонта грунтовых вод залегают на глубинах 13,70÷16,00 м на абсолютных отметках 100,10÷103,50 м. Величина напора составляет от 5,8 до 8,3 м.

Питание комплекса грунтовых вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в естественные водотоки и мелиоративные каналы. Ввиду равнинного рельефа и слабых фильтрационных свойств грунтов поверхностный и подземный сток затруднены. В результате грунты имеют высокую влажность и степень водонасыщения близкую или равную единице.

Подъем уровня грунтовых вод зависит от уровня воды в реке, поскольку исследуемый участок расположен на террасе. Таким образом, ожидаемый прогнозируемый подъем воды в многоводные периоды составит 0,5÷1,0 м.

При проведении изысканий на участке было отобрано 6 проб подземных вод.

По химическому составу воды обоих водоносных горизонтов сульфатно-хлоридные натриево-кальциевые, слабосоленые с минерализацией от 1,2 до 1,7 г/дм³, нейтральные pH 6,8-7,6, очень жёсткие (жёсткость постоянная).

Степень агрессивности грунтовых вод к металлическим конструкциям по СП 28.13330.2017 по водородному показателю средняя.

Согласно таблице В.4 СП 28.13330.2017, степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 грунтовые воды – слабоагрессивны (к портландцементу), а подземные воды – не агрессивны.

Согласно таблице В.5 СП 28.13330.2017, степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред для бетонов марок по водонепроницаемости W10-W20 – не агрессивны.

Степень агрессивного воздействия жидких хлоридных сред на арматуру железобетонных конструкций, согласно таблице Г.2 СП 28.13330.2017, при постоянном погружении – не агрессивны, при периодическом смачивании грунтовые воды - слабоагрессивные, подземные воды обладают средней агрессивностью.

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности производственных объектов» проектируемые промысловые трубопроводы относятся к опасным производственным объектам.

Проектной документацией предусматривается строительство:

- двух газопроводов-шлейфов DN 150 рабочим давлением $P_p=25,0$ МПа от газоконденсатных скважин № 110 и № 111 протяженностью 4547 м до 6727 м соответственно;
- двух метаноопроводов DN 50, $P_p=25,0$ МПа к скважинам № 110 и № 111 протяженностью 4516 м и 6740 м соответственно.

В соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014, продукты, транспортируемые по трубопроводам, относятся к категориям:

- природный газ - к категории 3;
- метанол - к категории 6.

В соответствии с требованиями п.7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014 и п.5.2 СП 284.1325800.2016 в зависимости от рабочего давления, проектируемые газопроводы-шлейфы и трубопроводы метанола относятся к I классу.

В соответствии с действующей нормативной документацией в зависимости от назначения и характеристики трубопровода, проектируемые трубопроводы имеют категорию:

а) газопроводы-шлейфы рабочим давлением 25,0 МПа:

- категорию II (СП 284.1325800.2016);
- категорию С (ГОСТ Р 55990-2014);

б) метаноопроводы рабочим давлением 25,0 МПа

- категорию II (СП 284.1325800.2016);
- категорию С (ГОСТ Р 55990-2014).

Отдельным участкам трубопроводов в соответствии с действующей нормативной документацией в зависимости от характеристики участка трубопровода присваивается категория. Категории отдельных участков трубопроводов, таких как: переходы через автомобильные дороги IV категорий, участки трубопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения, к узлам запорной арматуры по 250 м с каждой стороны в соответствии с СП.284.1325800.2016 и ГОСТ Р 55990-2014 присваивается категория:

а) газопроводы-шлейфы рабочим давлением 25,0 МПа:

- I (СП 284.1325800.2016);
- B (ГОСТ Р 55990-2014);

Инв. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата		Дата	Лист
	228428	225835				
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	23

б) метаноопроводы рабочим давлением 25,0 МПа

- I (СП 284.1325800.2016);
- В (ГОСТ Р 55990-2014).

Далее в проектной документации категория проектируемых промышленных трубопроводов указывается в соответствии с СП 284.1325800.2016.

Инв. № подл.	228428					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22		24
Взам. инв. №	225835						
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта

Сведения о проектной мощности и пропускной способности проектируемых газопроводов-шлейфов приведены в [таблице 7.1](#).

Таблица 7.1 Сведения о проектной мощности проектируемых газопроводов-шлейфов

Год	Средний дебит скважины газа	Средний часовой расход газа по газопроводу-шлейфу	Среднее пластовое давление газа на конец года		Устьевое динамическое давление газа на конец года		Устьевое статическое давление газа на конец года	
			Скв. 110	Скв. 111	Скв. 110	Скв. 111	Скв. 110	Скв. 111
			МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа
2024	157	6542	24,0	23,2	11,9	11,1	20,2	19,5
2025	72	3000	23,7	22,8	11,4	10,5	19,8	19,1
2026	72	3000	23,3	22,4	11,0	10,1	19,5	18,8
2027	72	3000	22,9	22,1	10,7	9,9	19,2	18,5
2028	72	3000	22,6	21,8	10,3	9,5	18,9	18,3
2029	72	3000	22,3	21,4	9,5	8,7	18,7	18,0
2030	72	3000	21,9	21,1	9,4	8,6	18,4	17,7
2031	72	3000	21,6	20,8	9,2	8,4	18,1	17,4
2032	72	3000	21,3	20,5	8,3	7,5	17,8	17,2
2033	72	3000	21,0	20,2	7,3	6,5	17,6	16,9
2034	72	3000	20,7	19,9	6,9	6,1	17,3	16,7
2035	72	3000	20,4	19,6	6,7	5,9	17,1	16,4
2036	72	3000	20,1	19,3	6,5	5,7	16,8	16,2
2037	72	3000	19,8	19,0	6,4	5,6	16,6	15,9
2038	72	3000	19,5	18,7	6,1	5,3	16,3	15,7
2039	72	3000	19,2	18,4	6,0	5,2	16,1	15,4
2040	72	3000	18,9	18,1	5,8	5,0	15,9	15,2
2041	72	3000	18,7	17,9	5,6	4,8	15,6	15,0
2042	72	3000	18,4	17,6	5,5	4,7	15,4	14,8

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		25

Год	Средний дебит скважины газа	Средний часовой расход газа по газопро- воду- шлейфу	Среднее пластовое давление газа на конец года		Устьевое динамическое давление газа на конец года		Устьевое статическое давление газа на конец года	
			Скв.110	Скв.111	Скв.110	Скв.111	Скв.110	Скв.111
	Тыс.м ³ / сут.	м ³ /час	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа
2043	72	3000	18,1	17,3	5,5	4,7	15,2	14,5
2044	72	3000	17,9	17,0	5,6	4,8	15,0	14,3
2045	72	3000	17,6	16,8	5,4	4,6	14,7	14,1
2046	72	3000	17,3	16,5	5,2	4,4	14,5	13,9
2047	72	3000	17,1	16,3	5,1	4,3	14,3	13,6
2048	72	3000	16,8	16,0	4,8	4,0	14,1	13,4
2049	72	3000	16,6	15,8	4,7	3,9	13,9	13,2
2050	72	3000	16,3	15,5	4,5	3,7	13,7	13,0
2051	72	3000	16,1	15,3	4,4	3,6	13,5	12,8
2052	118	4917	14,3	13,8	3,7	3,2	12,0	11,6
2053	190	7917	13,2	12,7	4,0	3,5	11,1	10,6
2054	181	7542	12,2	11,6	4,1	3,5	10,2	9,7
2055	170	7083	11,1	10,5	4,1	3,5	9,3	8,9
2056	159	6625	10,2	9,6	4,1	3,4	8,6	8,0
2057	147	6125	9,3	8,7	3,9	3,2	7,8	7,3
2058	134	5583	8,5	7,9	3,6	2,9	7,1	6,6
2059	122	5083	7,7	7,1	3,2	2,6	6,5	6,0
2060	110	4583	7,0	6,4	2,8	2,2	5,9	5,4

Инва. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

26

Потребность в комплексном ингибиторе гидратообразования (метаноле) по проектируемым скважинам № 110, № 111 представлена в [таблице 7.2](#).

Таблица 7.2 Потребность в комплексном ингибиторе гидратообразования (метаноле) по проектируемым скважинам

Наименование объекта	Потребность	Единица измерения	Количество	Примечание
Скважина 110	Комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии (КИГиК)	м ³ /20 суток	2,12 – 4,8	по годам добычи с 2024 г. до 2060 г.
Скважина 111	Комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии (КИГиК)	м ³ /20 суток	1,92 – 5,76	по годам добычи с 2024 г. до 2060 г.

Данные о расходе метанола приняты в соответствии с проведенным расчетом потребности метанола по годам эксплуатации. Исходные данные и результаты расчета представлены в томе 4.3.2.1.1 (0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1) Часть 1 «Технологические решения».

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

В проектной документации применены запорная арматура, трубы, соединительные детали трубопроводов, изоляционные покрытия и другие материалы, сертифицированные в установленном порядке, выпускаемые по техническим условиям, которые прошли рассмотрение Постоянно действующей комиссией ПАО «Газпром» по приемке новых видов продукции (создана приказом ОАО «Газпром» от 21.06.2005 № 101) и включены на момент выпуска проектной документации в Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (далее Единый реестр МТР ПАО «Газпром»).

Оборудование, примененное в проектной документации, также имеет сертификаты системы добровольной сертификации «ИНТЕРГАЗСЕРТ» и декларации соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза. Сертификаты и декларации представлены в [Приложении Д](#).

8.1 Запорная арматура

В проектной документации на проектируемых трубопроводах предусмотрена установка запорной арматуры, которая соответствует общим техническим требованиям безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

В качестве запорной арматуры в проектной документации приняты стальные полнопроходные шаровые краны:

- DN 150 PN 25,0 МПа, устанавливаемые на линейной части газопроводов-шлейфов;
- DN 50 PN 25,0 МПа, устанавливаемые на линейной части метаноопроводов.

Краны предусмотрены подземного исполнения, с присоединением к трубопроводу под приварку, с заводским противокоррозионным покрытием усиленного типа и с приваренными в заводских условиях патрубками (катушками).

Краны оснащены электроприводами и устройствами, обеспечивающими возможность ручного, местного и дистанционного управления, имеют указатель положения затвора.

Краны предусмотрены с гальванической развязкой корпуса крана и привода.

На стояках КИП предусмотрена установка шаровых кранов DN 50, номинальным давлением PN 25,0 МПа, с ручным управлением, с присоединением к трубопроводу под приварку, надземной установки. Краны надземной установки поставляются с заводским защитным противокоррозионным покрытием от атмосферной коррозии.

Шаровые краны, устанавливаемые на газопроводах-шлейфах с сероводородсодержащей средой, соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008 и СТО Газпром 2-4.1-1108-2017. Материалы деталей проточной части, находящиеся в контакте с

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
							28
228428							
Подп. и дата	225835						
Взам. инв.№	228428						

рабочей средой, содержащей H₂S и CO₂ до 6%, соответствуют требованиям ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию» и ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

Краны имеют герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015.

Назначенный срок службы запорной арматуры составляет не менее 30 лет.

8.1.1 Предмонтажные работы и испытания запорной арматуры

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-385-2009 на строительной площадке перед врезкой запорной арматуры в трубопроводы проводятся предмонтажные работы и испытания.

При проведении предмонтажных работ необходимо:

- освободить запорную арматуру от транспортной упаковки и снять заглушки с патрубков;
- расконсервировать и очистить корпусные детали от смазки и грязи;
- проверить затяжку резьбовых соединений корпуса, колонны-удлинителя и привода, болтовых и ниппельных соединений и при необходимости подтянуть их;
- проверить надежность крепления трубопроводов обвязки, расположенных вдоль корпуса и колонны удлинителя, съемных металлических кожухов для защиты от механических повреждений;
- проверить работоспособность ручного дублера и регулировку упоров на приводах по конечным положениям затвора;
- дополнительно заполнить смазкой систему уплотнения затвора и шпинделя;
- обеспечить защиту внутренних полостей арматуры от падения шлака, окалины и других предметов.

По результатам предмонтажной подготовки оформляется акт о проведенных работах и проверках.

В проектной документации предусмотрено проведение испытания запорной арматуры гидравлическим способом в составе кранового узла при проведении предварительных испытаний. В случае появления течи или «потения» через металл, а также поломок, трещин, определяемых визуально, арматура считается не выдержавшей испытания. По результатам испытаний оформляется акт, претензии по качеству предъявляются изготовителю арматуры.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

8.1.2 Монтажные и пусконаладочные работы на запорной арматуре

Монтаж запорной арматуры проводится в соответствии с руководством по эксплуатации и проектной документацией.

Установленная в соответствии с проектной документацией запорная арматура не должна испытывать нагрузок от трубопровода (при изгибе, сжатии, растяжении, кручении, перекосах, вибрации, неравномерности затяжки крепежа и так далее).

При приварке запорной арматуры к трубопроводу принимаются меры, исключая попадание во внутренние полости корпуса сварного грата и окалины, а также обеспечивается температура нагрева патрубков арматуры в соответствии с руководством по эксплуатации.

Работы по наладке и пуску запорной арматуры выполняются после завершения строительно-монтажных работ и испытаний трубопроводов. Пусконаладочные работы на запорной арматуре проводятся в соответствии с действующей в ПАО «Газпром» нормативно-технической документацией.

При вводе запорной арматуры в эксплуатацию проводится ее комплексное опробование в течение 72 часов, обеспечивающее совместную взаимосвязанную работу запорной арматуры и оборудования в предусмотренном проектной документацией технологическом процессе на холостом ходу, с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим эксплуатации.

Завершаются пусконаладочные работы составлением и утверждением акта рабочей комиссии о приемке запорной арматуры в эксплуатацию.

8.2 Трубы

Проектной документацией для строительства промышленных трубопроводов предусмотрены трубы в соответствии с:

- СТО Газпром 2-4.1-951-2015 «Инструкция по выбору и применению стальных сероводородостойких труб на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям»;
- СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;
- «Единым Реестром МТР ПАО «Газпром»;
- сортаментом труб, выпускаемых отечественной промышленностью.

Толщина стенки труб определена расчетом в соответствии с требованиями раздела 13 СП 284.1325800.2016.

Выбор материала труб произведен в соответствии с разделом 11 СП 284.1325800.2016 и разделом 3 СТО Газпром 2-4.1-713-2013 исходя из условий строительства и эксплуатации участков трубопроводов, а также температуры транспортируемой среды.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Материал труб для сероводородсодержащих сред принят в соответствии с разделом 6 СТО Газпром 2-4.1-951-2015. В зависимости от условий работы и категории участков трубопроводов, основной металл труб газопроводов-шлейфов, по которым транспортируется сероводородсодержащий газ, предусмотрен группы стойкости - С-1.

Проектной документацией для линейной части газопроводов-шлейфов DN 150 предусматривается применение стальных бесшовных труб, изготовленные из углеродистой стали типа X42SS, для метаноопроводов DN 50 предусматривается применение стальных бесшовных труб, изготовленные из спокойной низколегированной стали классом прочности K48.

Трубы для трубопроводов, по которым транспортируется сероводородсодержащий газ, приняты со значением ударной вязкости, KCV, при температуре испытаний минус 40° С не менее 98 Дж/см² – для продольных образцов, не менее 49 Дж/см² - для поперечных образцов.

Трубы для метаноопроводов приняты со значениями ударной вязкости, KCV, при температуре испытаний минус 20° С не менее 75 Дж/см² – для продольных образцов, не менее 50 Дж/см² для поперечных образцов, ударной вязкости, KCU, при температуре испытаний минус 40° С - не менее 50 Дж/см².

Трубы для подземной прокладки поставляются с наружным антикоррозионным монослойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа.

Монослойное полиэтиленовое покрытие состоит из грунтовочного слоя на основе порошковой эпоксидной композиции и наружного реактивного полиэтиленового покрытия.

Монослойное покрытие труб имеет следующую конструкцию:

- грунтовочный слой на основе порошковых эпоксидных композиций толщиной:
 - а) не менее 140 мкм для покрытия исполнения Н (для труб DN 50 ÷ DN 150);
 - б) не менее 250 мкм для покрытия исполнения С (для защитных кожухов DN 300 и DN 400).
- наружный слой на основе термо- и светостабилизированной реактивной полиэтиленовой композиции, толщина которого должна быть достаточной для получения покрытия общей толщиной 2,0 мм (исполнение Н), 2,7 мм (исполнение С).

Для изоляции сварных стыков труб, соединительных деталей и арматуры применены термоусаживающиеся манжеты толщиной: 1,5 мм и 2,5 мм, что соответствует требованиям ГОСТ Р 51164-98, таблица 1 примечание 3. Номер конструкции защитного покрытия – 14.

Для стояков газа предусмотрены бесшовные трубы без заводского наружного покрытия из стали классом прочности K48 - для трубопроводов метанола и из стали типа X42SS – для газопроводов-шлейфов.

Качество труб соответствует требованиям СП 284.1325800.2016, СТО Газпром 2-4.1-713-2013, СТО Газпром 2-4.1-951-2015, качество защитного антикоррозионного покрытия соответствует ГОСТ Р 51164-98.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

8.3 Соединительные детали

Проектной документацией предусматриваются приварные встык соединительные детали заводского изготовления следующих типов:

- отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева;
- отводы крутоизогнутые;
- переходы штампованные;
- тройники штампованные;
- заглушки эллиптические;
- заглушки точеные.

Толщина стенки соединительных деталей трубопроводов определяется расчетом в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016.

Заготовки, применяемые при изготовлении соединительных деталей, устанавливаемых на трубопроводах с сероводородсодержащей средой, должны изготавливаться из сталей повышенной чистоты группы стойкости С-1. Все соединительные детали термообработаны в заводских условиях.

Качество соединительных деталей соответствует требованиям СП 284.1325800.2016, СТО Газпром 2-4.1-713-2013 и СТО Газпром 2-4.1-1019-2015.

Соединительные детали испытываются в заводских условиях в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р 55990-2014, СТО Газпром 2-4.1-1019-2015, технических условий.

Кромки соединительных деталей обработаны в заводских условиях.

Инв. № подл.	228428					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22		32
Взам. инв. №	225835						
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Проектная документация выполнена с учетом требований Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении, и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Природный газ, транспортируемый по проектируемым газопроводам-шлейфам, является энергоносителем.

В проектной документации предусматриваются энергосберегающие мероприятия:

- выбор оптимальной трассы и диаметра газопроводов (обеспечивает минимальные потери давления при транспорте газа);
- защита трубопроводов от почвенной коррозии защитными антикоррозионными покрытиями (пассивная) и средствами электрохимической защиты (активная);
- применение современных изоляционных материалов;
- контроль за энергопотребляющим оборудованием;
- испытания газопроводов на прочность и проверка на герметичность;
- 100%-ный контроль качества сварных соединений радиографическим методом;
- операционный контроль монтажно-строительных работ на всех стадиях строительства;
- осуществление постоянного надзора за техническим состоянием газопроводов и запорной арматуры, своевременная замена изношенных конструкций;
- минимизация потерь транспортируемого продукта при возникновении аварийных ситуаций за счет автоматического или дистанционного перекрытия газопроводов.

При строительстве объекта необходимо рационально использовать энергетические ресурсы.

Реализация данных мероприятий позволяет снизить потери газа при эксплуатации проектируемых газопроводов и затраты на его транспортировку.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства газопровода, представлены Томе 5 (0548.002.П.0/0.0005-ПОС/15643.П.0-ПОС) Раздел 5 «Проект организации строительства».

Инв. № подл.	228428		Взам. инв. №	225835	
	Подп. и дата				
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т					Лист
					34

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

Эксплуатацию проектируемых промысловых трубопроводов оперативное и техническое обслуживание, профилактические и ремонтные работы осуществляется службами УКПГ-10 ООО «Газпром добыча Оренбург».

Режим работы трубопроводов круглогодичный, круглосуточный.

Эксплуатация трубопроводов должна быть организована в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Эксплуатационные службы должны обеспечивать:

- эффективную и безопасную эксплуатацию линейной части промысловых трубопроводов, оборудования, сооружений;
- своевременное выполнение технического обслуживания и ремонта;
- поддержание в готовности к работе закрепленных механизмов и транспортных средств;
- ликвидацию аварий и отказов в минимальные сроки;
- герметичность трубопроводов и оборудования;
- предотвращение загрязнения окружающей среды;
- принимать участие в приемке законченных строительством трубопроводов;
- осуществлять своевременное ведение технической документации и отчетности.

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест, которые будут эксплуатировать проектируемые трубопроводы представлены в томе 10.18 (0548.002.П.0/0.0005-ИД18/15643.П.0-УП) Часть 18 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Мероприятия, обеспечивающие соблюдение правил техники безопасности (охраны труда) и пожарной безопасности при эксплуатации промышленных трубопроводов, предусматриваются в соответствии с Единой системой управления производственной безопасностью (СТО Газпром 18000.1-001-2021).

Система охраны труда включает в себя правовые социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия, которые направлены на создание работникам здоровых и безопасных условий труда, соответствующих требованиям охраны труда и промышленной безопасности.

Обеспечение охраны труда работников в процессе эксплуатации проектируемого газопровода осуществляет эксплуатирующая организация – УКПГ-10 ООО «Газпром добыча Оренбург».

Техническое обслуживание и ремонт газового оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций, составленных на основе инструкций заводов-изготовителей оборудования, «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». К инструкциям должна прилагаться схема трубопроводов с указанием мест установки запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов. В инструкциях должны содержаться требования по охране труда и пожарной безопасности.

Вновь принятые на работу, а также переводимые на другую работу сотрудники обязаны пройти инструктаж по охране труда, промышленной безопасности и профессионально-техническое обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказания первой помощи пострадавшим.

Руководители, специалисты и рабочие, связанные с обслуживанием оборудования, подконтрольного органам государственного надзора, и выполнением газоопасных работ, должны пройти обучение, проверку знаний в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Работники, привлекаемые к аварийно-ремонтным работам, должны быть ознакомлены с соответствующими инструкциями и разделами плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. Знание ПЛА проверяется во время учебных тревог и учебно-тренировочных занятий с персоналом объекта, проводимых по графику, утвержденному техническим руководителем ОПО, но не реже одного раза в месяц.

Работы повышенной опасности (газоопасные, огневые, земляные и т.д.) должны выполняться согласно требованиям действующих нормативных документов.

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Выполнение мероприятий по охране труда, технике безопасности при выполнении отдельных видов работ непосредственно на каждом участке является обязательным требованием.

Все работы должны проводиться в дневное время, а при необходимости выполнения работ в темное время суток рабочая площадка должна освещаться в соответствии с действующими нормами.

При выявлении неисправности оборудования и систем необходимо поставить в известность диспетчера УКПГ-10.

Ликвидацию неисправностей производит персонал ремонтно-технической службы УКПГ-10.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

В проектной документации предусмотрена телемеханизация крановых узлов, установленных на проектируемых трубопроводах. Обоснование принятых в проектной документации решений по телемеханизации и автоматизации приведено в томе 3.3 (0548.002.П.0/0.0005-ТКРЗ/15643.П.0-ТХТЛМ) Часть 3 «Телемеханизация».

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

Проектируемый объект не является объектом транспортной инфраструктуры.

Основные решения по техническим средствам охраны учитывают современные требования, предъявляемые к охране объектов ПАО «Газпром», и включают инженерные и технические средства охраны.

Для проектируемого объекта предусматривается комплекс мероприятий по установлению специального пропускного режима.

Полное описание принятых проектных решений по техническим средствам охраны приведено в томе 4.3.2.2 (0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.2/15643.П.0-ИОСКИТСО) Книга 2 «Комплекс инженерно-технических средств охраны».

Инв. № подл.	228428					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22		38
Взам. инв. №	225835						
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость

14.1 Техническое обслуживание и ремонт

Техническое обслуживание и текущий ремонт газопроводов и крановых узлов осуществляется персоналом УКПГ-10 ООО «Газпром добыча Оренбург».

Текущим ремонтом являются работы по поддержанию ЛЧ промышленных трубопроводов и крановых узлов в исправном состоянии, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения эксплуатирующего предприятия, а также других предприятий.

В обязанности работников входит периодический осмотр трассы промышленных трубопроводов и сооружений с целью своевременного выявления утечек и неисправностей, выполнения необходимых профилактических ремонтных работ, а также ликвидации аварий, проверка соблюдения границ отведенных земельных участков под объекты трубопроводов, расчистка охранной зоны от древесно-кустарниковой растительности.

В соответствии с п.6.12.9 СТО Газпром 2-3.5-454-2010 трассу трубопроводов, в пределах 3 м от оси в каждую сторону необходимо периодически расчищать от кустарников, древесной растительности и содержать в безопасном противопожарном состоянии.

Ограждение площадок крановых узлов необходимо поддерживать в исправном состоянии. Многолетние травы должны выкашиваться вокруг площадок в радиусе не менее 5 м.

Периодичность проведения осмотра трассы промышленных трубопроводов устанавливается эксплуатирующей организацией.

Эксплуатирующая организация должна быть оснащена необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными механизмами, материалами, инструментами и инвентарем.

Транспорт, механизмы и оборудование, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Использовать данную технику на хозяйственных работах запрещается.

Необходимость, объемы и сроки выполнения капитального ремонта линейной части промышленных трубопроводов определяется эксплуатирующим предприятием по результатам осмотра, обследований, прогнозируемым режимам транспортировки газа, установленным предельным рабочим давлениям, по результатам анализа эксплуатационной надежности с учетом местных условий и требований.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

14.2 Аварийный запас

Для обеспечения готовности к действиям по ликвидации аварий, организация, эксплуатирующая промышленные трубопроводы, имеет запас материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий на газопроводах.

Аварийный запас материально-технических ресурсов (МТР): запорной арматуры, труб, соединительных деталей трубопроводов, горюче-смазочных и других материалов предназначен и должен использоваться для ликвидации аварий. Аварийный запас используется для восстановления линейной части промышленных трубопроводов в результате аварий и для внеплановых ремонтов газопроводов.

Аварийный запас формируется только по важнейшим видам материально-технических ресурсов, без которых невозможно в кратчайшие сроки обеспечить внеплановый ремонт и восстановление линейной части трубопроводов при авариях и чрезвычайных ситуациях.

Аварийный запас МТР создается эксплуатирующей организацией в объеме согласно СТО Газпром 3.3-4-026-2012.

По мере использования, аварийный запас должен немедленно восполняться в установленных объемах, но не ниже нормируемого неснижаемого запаса труб, арматуры, соединительных деталей, горюче-смазочных и других материалов.

Хранение аварийного запаса предусматривается на специально оборудованных площадках.

Трубы должны храниться на стеллажах под наклоном от 1° до 2° по вертикали (для предотвращения скапливания воды внутри труб) в один или два яруса с устройством концевых упоров, предотвращающих раскат труб и обязательной прокладкой досок между ними.

На внутренней поверхности всех труб и соединительных деталей аварийного запаса должны быть нанесены несмываемой краской данные о технических условиях, длине, диаметре, толщине стенки трубы и марке стали согласно сертификатам и номер труб в соответствии с записью в журнале хранения аварийного запаса труб.

Торцы труб, соединительных деталей и запорной арматуры должны быть закрыты съёмными заглушками.

Объем аварийного запаса, порядок его расходования, пополнения и хранения регламентируется нормативными документами.

Аварийный запас обновляют до истечения срока хранения, указанного в технических условиях (паспортах, сертификатах) на изделия. Замену использованного аварийного запаса изоляционных материалов необходимо производить по истечении 75% времени их допустимого хранения в соответствии с нормативной документацией и инструкциями производителей.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Трассы проектируемых газопроводов проложены в грунтах разной степени пучинистости.

При прокладке газопровода в слабопучинистых и среднепучинистых грунтах дополнительных мероприятий по прокладке газопровода в том числе замена грунта не требуется так как температура транспортируемого газа выше температуры грунта и воздействие грунта на газопровод в зимнее время отсутствует.

Трассы проектируемых промысловых трубопроводов прокладываются по участку с грунтами, имеющими специфические свойства – набухание.

Набухание - свойство грунтов при повышении влажности увеличиваться в объеме - набухать. При последующем понижении влажности у набухающих грунтов происходит обратный процесс - усадка.

При прокладке трубопроводов в набухающих грунтах для исключения влияния набухающих свойств грунта на проектируемые трубопроводы предусмотрена замена набухающего грунта песком, т.е. устройство основания из песка под газопровод толщиной не менее 0,2 м и засыпка газопровода песком на толщину 0,2 м над верхней образующей трубы.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	228428	225835				
Подп. и дата						
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

16 Технологические решения линейного объекта

Проектной документацией по подключению 2-х проектируемых газоконденсатных скважин № 110 и № 111 к УКПГ-10 предусматривается строительство:

- газопровода-шлейфа номинальным диаметром DN 150 рабочим давлением Pp=25,0 МПа от газоконденсатной скважины (ГС) № 110 протяженностью 4547 м
- газопровода-шлейфа DN 150 Pp=25,0 МПа от ГС № 111 протяженностью 6727 м;
- метанолопровода DN 50 Pp=25,0 МПа к ГС № 110 протяженностью 4516 м;
- метанолопровода DN 50 Pp=25,0 МПа к ГС № 111 протяженностью 6740 м;
- узла охранных кранов DN 150 Pp=25,0 МПа, DN 50 Pp=25,0 МПа;
- узла линейного крана DN 150 Pp=25,0 МПа.

Также в соответствии с требованиями Технических условий ООО «Газпром добыча Оренбург» ([Приложение К](#)), проектной документацией предусматривается переизоляция участков действующих трубопроводов эксплуатируемых ООО «Газпром добыча Оренбург» на расстоянии по 20 м в каждую сторону от места пересечения с проектируемыми трубопроводами.

16.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Проектной документацией по подключению 2-х проектируемых газоконденсатных скважин № 110 и № 111 к УКПГ-10 предусматривается строительство:

- газопровода-шлейфа номинальным диаметром DN 150 рабочим давлением Pp=25,0 МПа от газоконденсатной скважины (ГС) № 110;
- газопровода-шлейфа DN 150 Pp=25,0 МПа от ГС № 111;

По проектируемым газопроводам-шлейфам DN 150 Pp=25 МПа природный газ подается от площадок ГС № 110 и № 111 на промплощадку УКПГ-10.

Параллельно проектируемым газопроводам-шлейфам прокладываются метанолопроводы DN 50 Pp=25 МПа для подачи КИГиК в скважины. КИГиК в скважины по метанолопроводам подается от площадки УКПГ-10.

Метанолопроводы DN 50 прокладываются параллельно газопроводам-шлейфам в одной траншее.

Паспорт качества газа представлен в [приложении Б](#).

Технологическая схема проектируемых промышленных трубопроводов представлена на чертеже:

- 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.02.

Ситуационный план – чертеж:

- 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.01.

Планы газопроводов – чертежи:

- 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.0513.

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

16.2 Характеристика параметров трубопроводов

К основным параметрам газопроводов-шлейфов относятся: диаметр, рабочее давление, протяженность.

Технологические параметры трубопроводов-шлейфов определены исходными данными (максимальное расчетное потребление газа) и по результатам оптимизационных расчетов.

Основные технологические параметры газопроводов-шлейфов приведены в [таблице 16.2.1](#).

Таблица 16.2.1 Основные технологические параметры газопроводов-шлейфов

Наименование технологического параметра	Единица измерения	Количество	
		ГС № 110	ГС № 111
Производительность проектная	тыс.м ³ /сут	72÷190	72÷190
Номинальный диаметр	мм	150	150
Рабочее давление	МПа	25,0	25,0
Протяженность участков	м	4547	6727

Проектная производительность газопроводов-шлейфов принята в соответствии с письмом ООО «Газпром добыча Оренбург» от 10.11.2021 № 23/02-2587 ([приложение А](#)).

16.3 Обоснование диаметра трубопровода

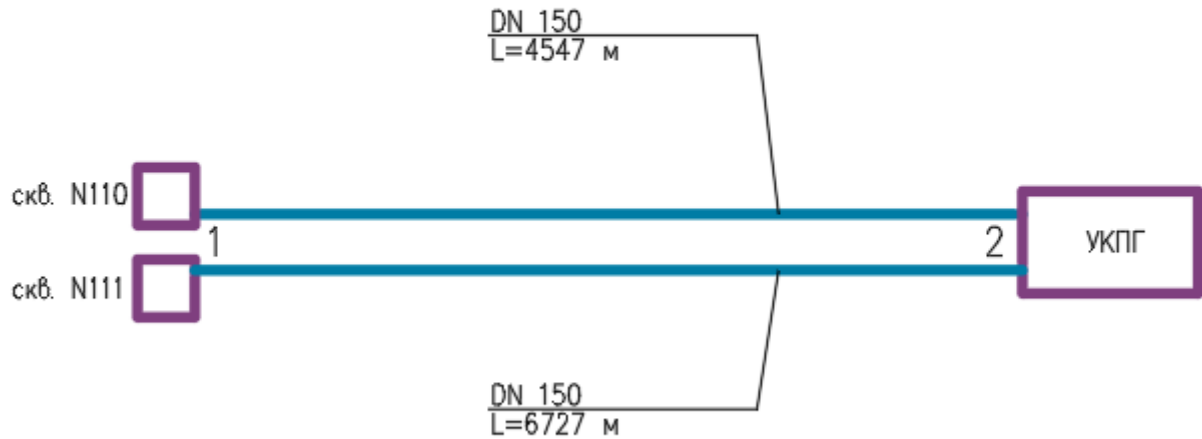
Для определения диаметров проектируемых газопроводов-шлейфов, обеспечивающих подачу необходимого количества газа при допустимом перепаде давления, выполнен гидравлический расчет с использованием программного средства «Гидросистема». Сертификат соответствия программы «Гидросистема» предоставлен в [Приложении Е](#).

Гидравлический расчет произведен на максимальный расход газа и динамическое давление газа в точке подключения газопроводов-шлейфов. Данные для гидравлического давления газопроводов-шлейфов приняты в соответствии с письмом ООО «Газпром добыча Оренбург» от 10.11.2021 № 23/02-2587 ([приложение А](#)).

Гидравлический расчет выполнен без учета рельефа местности, так как на протяжении трассы газопровода разница высотных отметок не превышает 100 м.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Расчетная схема газопроводов-шлейфов



Исходные данные и результаты гидравлических расчетов приведены в [таблицах 16.3.1, 16.3.2.](#)

Таблица 16.3.1 Определение диаметра газопровода-шлейфа от скважины № 110

Год	Длина м	Диаметр мм	Расход м³/ч	Давление нач., (изб.) МПа	Давление кон., (изб.) МПа	Скорость газа м/с	Темпера- тура нач. ° С	Темпера- тура кон. ° С
2024	4547	150	6542	11,9	11,87	1,10	36,7	31,82
2025÷2051	4547	150	3000	11,4÷4,4	11,39÷4,4	0,50÷1,34	36,7	12,41÷4,38
2052	4547	150	4917	3,7	3,65	2,70	36,7	5,59
2053	4547	150	7917	4,0	3,87	4,12	36,7	9
2054	4547	150	7542	4,1	3,99	3,81	36,7	8,72
2055	4547	150	7083	4,1	4,00	3,57	36,7	8,21
2056	4547	150	6625	4,1	4,07	3,33	36,7	7,69
2057	4547	150	6125	3,9	3,82	3,23	36,7	6,96
2058	4547	150	5583	3,6	3,53	3,18	36,7	6,17
2059	4547	150	5083	3,2	3,13	3,26	36,7	5,49
2060	4547	150	4583	2,8	2,74	3,35	36,7	4,94

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
44

16.6 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок

Необходимость применения антифрикционных присадок при строительстве и эксплуатации проектируемых промышленных трубопроводов отсутствует.

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

В проектной документации предусматривается строительство:

- газопроводов-шлейфов номинальным диаметром DN 150 Pp=25,0 МПа от ГС № 110 и № 111;
- метаноопроводов DN 50 Pp=25,0 МПа к ГС № 110 и № 111.

Толщина стенки труб определена на основании расчета на прочность, выполненного с использованием программного средства «Старт-Проф» в соответствии с разделом 13 СП 284.1325800.2016. Сертификат соответствия программного средства «Старт-Проф» предоставлен в [Приложении Ж](#).

Толщина стенки труб определена в зависимости от категории трубопроводов, внутреннего давления в трубопроводах, нормативного предела текучести и нормативного предела прочности стали, согласно техническим условиям на трубы.

Толщины стенок труб определены расчетом на максимальное расчетное давление и подобраны с учетом номенклатуры заводов-изготовителей.

Техническая характеристика труб, принятых в проектной документации, исходные данные и результаты расчета приведены в [Таблице 16.7.1](#).

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Таблица 16.7.1 Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб

Диаметр газопровода, мм	Категория участка газопровода	ГОСТ, ТУ	Класс прочности	Механические свойства металла, МПа		Коэффициент надежности по материалу	Толщина стенки, мм		Рабочее давление, МПа	Допустимый температурный перепад, °С	Минимальный радиус упругого изгиба, м
				Временное сопротивление разрыву	Предел текучести		Расчетная	Принятая*			
168	I	ТУ 14-3P-132-2013	K42	412	289	1,4	18,25	19	25	27	800
168	II	ТУ 14-3P-132-2013	K42	412	289	1,4	14,99	15	25	27	400
57	I	ТУ 14-3P-137-2015	K48	470	290	1,4	3,9	5	25	30	120
57	II	ТУ 14-3P-137-2015	K48	470	290	1,4	3,2	5	25	30	120

* - толщина стенки труб в соответствии с расчетами принимается с учетом нормативного температурного перепада при сварке замыкающего стыка и прокладки трубопроводов упругим изгибом.

С учетом сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью, проектной документацией предусматривается применение стальных бесшовных труб, изготовленных:

- из углеродистой стали типа X42SS – для газопроводов-шлейфов DN 150;
- спокойной низколегированной стали классом прочности K48 для метаноопроводов DN 50.

Выбор материала труб произведен исходя из условий эксплуатации промышленных трубопроводов с учетом климатических условий и температуры транспортируемой среды.

Проектной документацией предусматривается применение труб с наружным монослойным полиэтиленовым покрытием.

Качество труб соответствует требованиям СТО Газпром 2-4.1-971-2015 и СП 284.1325800.2016, качество защитного противокоррозионного покрытия соответствует ГОСТ Р 51164-98.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
228428		225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
47

16.8 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Установка запорной арматуры на проектируемых промысловых трубопроводах предусмотрена в соответствии с п.9.2.1 СП 284.1325800.2016:

- охранные краны УКПГ - на входе-выходе трубопроводов из УКПГ-10 на расстоянии не менее 100 м от границы территории площадки. Установка охранных кранов предусмотрена на газопроводах-шлейфах DN 150 и метанолопроводах DN 50;
- линейный кран на расстоянии не более 5 км от охрannого крана - на газопроводешлейфе DN 150 от ГС №111 протяженностью 6,727 км.

На метанолопроводе DN 50 к скважине № 111 линейный кран не предусматривается в соответствии с п.9.2.1, так как протяженность метанолопровода составляет менее 10 км.

В соответствии с п.9.2.4 СП 284.1325800.2016 на крановых узлах продувочные свечи не предусматриваются.

Расположение площадок запорной арматуры предоставлено в томе 3.1.2 на чертежах:

- ситуационный план –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.01;
- технологическая схема проектируемых промысловых трубопроводов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.02.
- планы трубопроводов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.0513
- площадки крановых узлов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.03,04

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

Проектируемые газопроводы-шлейфы предназначены для подачи природного газа от проектируемых скважин № 110 и № 111 до УКПГ-10 Оренбургского НГКМ. Сведения о резервной пропускной способности представлены в «Технологическом проекте разработки Восточного участка нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (Протокол ЦКР Роснедр от 20.12.2019 № 7860).

Резервное подключение газопроводов, а также установка резервных кранов и устройство резервных ниток на проектируемых трубопроводах не предусматривается.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

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

Выбор технологии транспортирования газа на основе сравнительного анализа других существующих технологий в проектной документации не рассматривается в связи с отсутствием данных требований в Задании на проектирование.

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

В проектной документации предусмотрена установка запорной арматуры в соответствии с п.9.2.1 284.1325800.2016 и п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Установка запорной арматуры на проектируемых промышленных трубопроводах предусмотрена:

- охранные краны УКПГ - на входе-выходе трубопроводов из УКПГ-10 на расстоянии не менее 100 м от границы территории площадки. Установка охранных кранов предусмотрена на газопроводах-шлейфах DN 150 и метаноопроводах DN 50;
- линейный кран на расстоянии от не более 5 км от охранного крана - на газопроводешлейфе DN 150 от ГС №111 протяженность которого более 5 км.

Предусмотренная в проектной документации запорная арматура (краны шаровые) включены в Единый Реестр МТР ПАО «Газпром».

Запорная арматура, предусмотренная в проектной документации, соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008 и СТО Газпром 2-4.1-1108-2017.

Методы управления оборудованием (кранами) приведены в томе 3.3 (0548.002.П.0/0.0005-ТКР3/15643.П.0-ТХТЛМ) Часть 3 «Телемеханизация».

На проектируемых промышленных трубопроводах установка задвижек не предусматривается.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.12 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-восстановительных бригад и водителей специального транспорта

Непосредственно эксплуатацию промысловых трубопроводов, их техническое обслуживание, профилактические и ремонтные работы осуществляют службы УКПГ-10 ООО «Газпром добыча Оренбург».

Служба эксплуатации должна быть оснащена необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с действующими нормами оснащения служб, эксплуатирующих промысловые трубопроводы.

Транспорт, механизмы и оборудование, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Использовать данную технику на хозяйственных работах запрещается.

Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-восстановительных бригад и водителей специального транспорта, представлены в томе 10.18 (0548.002.П.0/0.0005-ИД18/15643.П.0-УП) Часть 18 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

Потребителями электроэнергии при эксплуатации проектируемых промысловых трубопроводов являются:

- электроприводы шаровых кранов, устанавливаемых на линейной части промысловых трубопроводов;
- системы электрохимзащиты, телемеханики и средств охраны.

Сведения о расходе потребляемой электроэнергии приведены в томе 4.3.1 (0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.1/15643.П.0-ИОСЭ) Часть 1 «Система электроснабжения».

16.14 Описание системы управления технологическим процессом

Управление технологическим процессом транспортировки газа осуществляется оператором с диспетчерского пункта УКПГ-10.

Описание процесса управления приведено в томе 3.3 (0548.002.П.0/0.0005-ТКРЗ/15643.П.0-ТХТЛМ) Часть 3 «Телемеханизация».

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.15 Описание системы диагностики состояния трубопроводов

Для контроля технического состояния линейной части проектируемых трубопроводов применяют наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов и экскавации газопроводов (шурфование).

В связи с отсутствием требований в задании на проектирование о необходимости установки узлов пуска приема внутритрубных устройств, проектной документацией не предусматривается установка узлов пуска и приема ВТУ (п.9.1.9 ГОСТ Р 55990-2014).

В ходе наземных обследований трубопроводов производится:

- выявление свищей и утечек продукта;
- визуальная, инструментальная и приборная оценка состояния металла и защитного покрытия в шурфах и местах выхода трубопроводов из грунта.

Техническое диагностирование трубопроводов осуществляется на протяжении всего срока эксплуатации и в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-095-2007, выполняется эксплуатирующей или специализированной организацией, включенной в «Реестр организаций, допущенных к выполнению работ по диагностике объектов линейной части промышленных трубопроводов ПАО «Газпром», или организацией, имеющей, в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046-2006, заключение с решением о готовности к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа.

Для возможности выполнения диагностического обследования необходимо иметь следующие документы:

- заключение по организационно-технической готовности к ведению работ по диагностированию технического состояния газовых объектов;
- свидетельство об аттестации лаборатории;
- сертификаты на технические устройства;
- соответствующие стандарты и методическое обеспечение диагностических работ;
- свидетельства об аттестации по методам неразрушающего контроля специалистов по техническому диагностированию;
- свидетельства об аттестации по правилам безопасного проведения работ специалистов по техническому диагностированию, выданные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Для оценки технического состояния структурных элементов трубопроводов используют различные способы, виды и методы диагностирования, позволяющие получить наиболее полное представление о состоянии объекта диагностирования. При выборе способа, вида и метода диагностирования должны учитываться следующие факторы:

- категория трубопровода;
- срок эксплуатации трубопровода;

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

- конструкционные особенности трубопровода;
- наличие нарушений охранных зон трубопровода;
- наличие структурных элементов трубопровода, относящихся к потенциально опасным, особо ответственным и сложным для диагностирования.

Способы диагностирования структурных элементов трубопровода классифицируют следующим образом:

- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
- испытание трубопровода (участков трубопровода) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

Для контроля технического состояния трубопроводов могут применяться следующие методы:

- акустический;
- магнитный;
- оптический;
- электромагнитный;
- внутритрубный;
- электрометрический;
- радиографический;
- тензометрирование;
- аэрокосмический;
- геодезический (геодезическое позиционирование);
- радиолокационный с применением георадаров и др.

По результатам диагностирования составляются графики планово-предупредительных ремонтов, что обеспечивает длительную и безаварийную эксплуатацию газопроводов.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.16 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от снижения (увеличения) температуры газа выше (ниже) допустимой

Прокладка проектируемых промышленных трубопроводов предусматривается подземной, с заглублением до верхней образующей трубы в соответствии с разделом 9.3.1 СП 284.1325800.2016 - не менее 1,0 м (пахотные земли).

Сезонные колебания температуры не приводят к изменениям параметров транспортируемого газа, нарушающих технологический режим подачи газа по трубопроводам. Проектируемые участки трубопроводов прокладываются вне зоны многолетнемерзлых грунтов, поэтому специальных мероприятий по защите трубопроводов от понижения или повышения температуры не требуются.

16.17 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

На проектируемых участках промышленных трубопроводов отходы, подлежащие утилизации и захоронению, отсутствуют.

Вид и состав отходов, образующихся при производстве строительно-монтажных работ и эксплуатации участков трубопроводов, отражены в томе 7.1 (0548.002.П.0/0.0005-ООС1/15643.П.0-ООС) Часть 1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

16.18 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с техническими условиями

Отходы, имеющие высокую степень опасности и токсичности, и требующие специального обезвреживания в период строительства, отсутствуют.

В период эксплуатации трубопроводов отрицательное воздействие на окружающую среду не оказывается, за исключением аварийных ситуаций.

Производство строительно-монтажных работ носит кратковременный характер и выполняется на ограниченной площадке, что не может повлиять на экологическую обстановку в целом.

16.19 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Для снижения выбросов природного газа, транспортируемого по проектируемым промышленным трубопроводам, проектной документацией предусматривается:

- выбор оборудования, трубопроводной арматуры и труб с учетом максимального рабочего давления. Материалы, конструкция оборудования, трубопроводов и арматуры рассчитаны на обеспечение прочности и устойчивости и надёжной эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур;

Инва. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		53
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- применение запорной арматуры с присоединением к трубопроводу под приварку и герметичностью затвора класса А по ГОСТ 9544-2015;
- применение сварки для соединения труб при строительстве трубопроводов, что обеспечивает герметичность трубопроводов на всей его протяженности (исключение потерь газа через неплотности и сварные соединения при эксплуатации);
- периодический осмотр трассы трубопроводов и его сооружений с целью своевременного выявления утечек и неисправностей, выполнения необходимых профилактических ремонтных работ.

Описание выбросов, сбросов приведено в томе 7.1 (0548.002.П.0/0.0005-ООС1/15643.П.0-ООС) Часть 1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

16.20 Оценка возможных аварийных ситуаций

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- нарушение технологии строительства и эксплуатации трубопроводов;
- трещины сварного шва;
- трещины в теле трубы из-за скрытых дефектов;
- коррозия (износ) оборудования (повреждения корпуса запорной арматуры);
- механические повреждения (повреждения стенки трубы трубопровода внешним воздействием);
- нарушение противопожарных правил и правил по охране труда;
- стихийные бедствия природного и техногенного характера.

С точки зрения негативного воздействия на человека и окружающую среду, наибольшую опасность представляют аварии с воспламенением газа (после нарушения герметичности или разрыва трубопровода). При этом характер горения газа и масштабы воздействия пожара на окружающую среду зависят от большого числа и конкретного сочетания ряда факторов, основными из которых являются:

- рабочее давление газа, диаметр трубопровода, место разрыва;
- способ прокладки трубопровода (подземный);
- общие размеры разрушения (линейный пробег трещины);
- характерные размеры (длина, ширина, глубина) и форма грунтового новообразования (траншея, котлован);
- свойства массива грунта;
- взаимное положение осей зафиксированных концов разрушенного трубопровода;
- распределение людей, зданий, сооружений и оборудования вокруг места разрыва;
- мероприятия по локализации и ликвидации аварии.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	54
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Основными физическими и биологическими факторами поражения для человека являются:

- барические эффекты (волны сжатия за счет расширения природного газа, заключенного под давлением, и расширения продуктов сгорания);
- термическая радиация (мгновенная вспышка огня, пожар, «струевое» пламя);
- механические воздействия при разрушениях конструкций от взрывных или иных явлений (разлет фрагментов трубы, осколков оборудования).

Условиями безопасности трубопроводов, исходя из факторов опасности, является поддержание давления в регламентированных пределах.

Возможность возникновения аварии связана в основном с эксплуатацией трубопроводов.

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на трубопроводах представлены в томе 10.1 (0548.002.П.0/0.0005-ГОЧС/15643.П.0-ООС 15643.П.0-ГОЧС) Часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

16.21 Сведения об опасных участках на трассе газопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Согласно перечню особо опасных участков, указанных в п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на проектируемых трубопроводах к опасным участкам, требующим дополнительных мер безопасности, относятся участки пересечения с автомобильными дорогами и подземными и надземными коммуникациями.

Трассы проектируемых газопроводов пересекают существующие: ВЛ напряжением 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ, промысловые трубопроводы, газопровод-отвод и водопроводы.

Решения по пересечению трубопроводами с подземными и надземными коммуникациями предусмотрены в соответствии с требованиями нормативной документации. Подробно технические решения по пересечениям проектируемых трубопроводов представлены:

- с подземными трубопроводами в п.16.23.3.3, п.16.23.3.4;
- с ВЛ в п.16.23.3.5;
- кабелями в п.16.23.3.6;
- автомобильными дорогами в п.16.23.3.1, п.16.23.3.2.

Сохранность трубопроводов и его объектов, создание условий для нормальной работы, предотвращение аварий и непреднамеренных повреждений трубопроводов различной техникой, порядок организации и производства работ в охранной зоне трубопроводов обеспечивается выполнением требований:

- «Правил охраны магистральных газопроводов» (от 8 сентября 2017 г. №1083);
- «Правил охраны магистральных трубопроводов» (от 24 апреля 1992г. № 9).

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

На проектируемых трубопроводах, в соответствии с «Правилами охраны магистральных газопроводов» (от 8 сентября 2017 г. № 1083), для исключения возможности повреждения газопроводов, устанавливается охранная зона:

- вдоль трубопроводов – в виде территории, ограниченной условными параллельными линиями, проходящими на расстоянии 25 м от оси трубопровода с каждой стороны (при прокладке одного трубопровода в траншее);
- вдоль трубопроводов – в виде территории, ограниченной условными параллельными линиями, проходящими на расстоянии 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны (при прокладке нескольких трубопроводов в одной траншее).

В соответствии с требованиями «Правил охраны магистральных газопроводов» и «Правил охраны магистральных трубопроводов» в охранной зоне газопровода запрещается:

- перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки, контрольно-измерительные пункты;
- открывать люки, калитки и двери крановых узлов, необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной запорной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики газопровода;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- складировать любые материалы, в том числе горюче-смазочные, или размещать хранилища любых материалов;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения;
- осуществлять рекреационную деятельность, разводить костры и размещать источники огня;
- огораживать и перегораживать охранные зоны;
- осуществлять несанкционированное подключение (присоединение) к промышленным трубопроводам.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.22 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

Для предотвращения аварий на проектируемых трубопроводах, проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- защита участков промысловых трубопроводов от коррозии;
- проведение сварочных работ при контроле технического надзора заказчика;
- термообработка сварных соединений трубопроводов для сероводородсодержащего газа;
- 100%-ный контроль качества сварных соединений радиографическим и ультразвуковым методами;
- контроль твердости сварных соединений газопроводов с сероводородсодержащим газом;
- операционный контроль монтажно-строительных работ;
- соблюдение правил и норм взрыво- и пожаробезопасности.

Задачами персонала эксплуатирующей организации при возникновении аварийных ситуаций являются:

- локализация аварий отключением аварийного участка трубопровода;
- оповещение, сбор и выезд аварийной бригады;
- принятие необходимых мер по безопасности населения, близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с трубопроводами, а также гражданских и промышленных объектов;
- уведомление местных органов власти об аварии;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы объектов промысловых трубопроводов;
- принятие необходимых мер по предупреждению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных работе по ее ликвидации;
- обеспечение безопасности близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с трубопроводами, а также обеспечение безопасности гражданских и промышленных объектов;
- расстановка постов охраны на местах аварии, обозначение мест аварии сигнальной лентой, установка предупредительных знаков и т.д.;
- ликвидация аварий в возможно короткие сроки.

Ликвидация аварийных ситуаций на промысловых трубопроводах осуществляется силами эксплуатирующей организации.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

К ликвидации последствий аварии приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, получения сообщений об организации постов на ТПА, отключающей аварийный участок от действующего газопровода.

После завершения аварийно-восстановительных работ ЭО проводит:

- вытеснение газозооушной смеси из восстановленного участка трубопровода;
- испытание на герметичность восстановленного участка трубопровода;
- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии.

Для ликвидации аварии не требуется оформления разрешения на производство работ. В случае необходимости, план проведения аварийных работ составляется руководителем этих работ на месте их проведения.

16.23 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопроводов

16.23.1 Общие сведения по трассе трубопроводов

Трасса проектируемых трубопроводов проложена вне зоны застроенной территории на расстоянии от населенных пунктов, отдельных промышленных предприятий, зданий и сооружений с учетом их безопасности в соответствии с таблицей 7 СП 284.1325800.2016.

Подключение проектируемых трубопроводов предусматривается к проектируемым технологическим коммуникациям площадки УКПГ-10 и проектируемым ГС № 110 и № 111.

Технологическая схема проектируемых трубопроводов приведена в томе 3.1.2 на чертеже 0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.02.

Начальными точками трасс проектируемых трубопроводов являются площадки ГС № 110, № 111. Конечные точки трасс трубопроводов – ограждение площадки УКПГ-10.

Прокладка проектируемых трубопроводов предусмотрена подземная из стальных труб с заводской изоляцией.

На проектируемых промысловых трубопроводах установлены крановые узлы в соответствии с п.9.2.1 СП 284.1325800.2016.

В проектной документации предусмотрена установка вставок электроизолирующих (изолирующих монолитных муфт - ИММ) с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа. Вставки электроизолирующие устанавливаются в районе площадок УКПГ-10 и проектируемых ГС № 110 и № 111, в месте доступном для технического контроля. Необходимость установки ВЭИ (ИММ) определена в соответствии с действующими нормами. Решения по установке ВЭИ приведены в томе 3.2 (0548.002.П.0/0.0005-ТКР2/15643.П.0-ТХЗК) Часть 2 «Защита от коррозии».

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают автомобильные дороги с твердым и грунтовым покрытием, подземные и надземные инженерные коммуникации.

В соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила в нефтяной и газовой промышленности», трассы проектируемых промысловых трубопроводов обозначается знаками закрепления на местности, устанавливаемыми на углах поворотов газопроводов в горизонтальной плоскости, в местах пересечения с подземными и надземными коммуникациями, на пересечениях с автомобильными дорогами.

Для обеспечения подъезда к проектируемым трубопроводам используются, существующие подъездные пути, для подъезда к площадкам крановых узлов предусматриваются проектируемые подъездные дороги.

16.23.2 Крановые узлы

На проектируемых промысловых трубопроводах в соответствии с п.9.2.1 СП 284.1325800.2016 предусмотрена установка крановых узлов с запорной арматурой:

- охранные краны УКПГ - на входе-выходе трубопроводов из УКПГ-10 на расстоянии не менее 100 м от границы территории площадки. Установка охранных кранов предусмотрена на газопроводах-шлейфах DN 150 и метанолопроводах DN 50;
- линейный кран на расстоянии не более 5 км от охранного крана - на газопроводе-шлейфе DN 150 от ГС №111 протяженностью 6,727 км.

На площадке охранных кранов установлена запорная арматура на газопроводах-шлейфах DN 150 и метанолопроводах DN 50 от скважин № 110, № 111.

На площадке линейного крана установлена запорная арматура на газопроводе-шлейфе DN 150 от ГС № 111. На метанолопроводе DN 50 к скважине № 111 линейный кран не предусматривается в соответствии с п.9.2.1, так как протяженность метанолопровода составляет менее 10 км.

В качестве запорной арматуры, устанавливаемой на крановых узлах, приняты стальные полнопроходные шаровые краны номинальным диаметром DN 150 номинальным давлением PN 25,0 МПа и DN 50 PN 25,0 МПа, подземной установки, с присоединением к трубопроводам под приварку.

Шаровые краны DN 150 Pp=25,0 МПа и DN 50 PN 25,0 МПа не оснащены байпасной линией в соответствии с п.9.2.2 ГОСТ Р 55990-2014, т.к. давление газа в трубопроводах составляет 25 МПа. Также крановые узлы не оснащены продувочными свечами в соответствии с п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 и п.9.2,2 СП 284.1325800.2016.

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Проектной документацией в соответствии с п.9.2.8 ГОСТ Р 55990-2014 предусматривается бесколодезная установка кранов с выводом управления на поверхность земли. Доступ обслуживающего персонала предусматривается только к приводам кранов.

Краны оснащены электроприводами и устройствами, обеспечивающими возможность ручного, местного и дистанционного управления.

На стояках КИП предусмотрена установка шаровых кранов DN 50 номинальным давлением PN 25,0 МПа, с ручным управлением, надземной установки.

Краны, предусмотренные в проектной документации, соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008. Шаровые краны, устанавливаемые на газопроводах-шлейфах с сероводородсодержащей средой, соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008 и СТО Газпром 2-4.1-1108-2017.

Краны по герметичности затворов шаровых кранов, предусмотренных в проектной документации, соответствуют классу А по ГОСТ 9544-2015.

Запорная арматура на момент строительства должна быть включена Единый реестр МТР ПАО «Газпром».

Крановые узлы оснащаются техническими манометрами, для измерения давления газа, установленными до и после основного крана.

Площадки крановых узлов благоустраиваются и защищаются от доступа посторонних лиц металлическим ограждением, имеющим две калитки, запирающиеся на замок. На территориях площадок предусматривается дренирующий тип покрытия.

На ограждениях, с наружной стороны крановых площадок, должны быть вывешены утвержденные технологические схемы крановых узлов.

На наружной стороне ограждения, по периметру площадок крановых узлов, устанавливаются знаки в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Цветовые решения по оформлению площадок крановых узлов соответствуют требованиям раздела 6 «Типовой книги фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утвержденной Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 16.12.2019 № 48 с учетом письма ПАО «Газпром» от 18.12.2018 г. № 03/08/2-12289 по окраске ТПА - по каталогу RAL K7 CLASSIC.

С наружной стороны крановых площадок, территорию на расстоянии 5 м от ограждения необходимо освобождать от растительности в соответствии с п.5.7.20 СТО «Газпром» 2-3.5-454-2010.

Для обслуживания запорной арматуры к площадкам крановых узлов предусматриваются проектируемые подъездные дороги.

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Расположение площадок запорной арматуры предоставлено в томе 3.1.2 на чертежах:

- ситуационный план –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.01;
- технологическая схема проектируемых промышленных трубопроводов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.02;
- планы трубопроводов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.0513;
- площадки крановых узлов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.03,04.

16.23.3 Пересечение проектируемых трубопроводов с естественными и искусственными препятствиями

Трассы проектируемых участков газопроводов пересекают:

- автомобильные дороги IV категории;
- грунтовые автомобильные дороги;
- действующие промышленные трубопроводы;
- трубопроводы различного назначения;
- воздушные линии электропередачи (ВЛ)
- кабели различного назначения.

Пересечения трубопроводов с естественными и искусственными препятствиями предусматривается в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Ведомости пересечений по трассам проектируемых трубопроводов с подземными и надземными коммуникациями представлены в [Приложении Г](#).

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22						

16.23.3.1 Переходы трубопроводами через автомобильные дороги IV категории

Проектируемые промышленные трубопроводы пересекают автомобильные дороги IV категории с твердым покрытием. Пикеты трубопроводов в местах переходов через автодороги указаны в [таблице 16.23.3.1.1](#).

Таблица 16.23.3.1.1 Пересечения автодорог IV категории

Название дороги	Название трубопровода	Пикет пересечения
«Оренбург – Паника» IV категории	Газопровод-шлейф DN 150 Pp=25,0 МПа от скважины № 110	ПК 4а+32,25
	Метанолопровод DN 50 Pp=25,0 МПа к скважине № 110	ПК 4б+49,71
	Газопровод-шлейф DN 150 Pp=25,0 МПа от скважины № 111	ПК 18в+16,44
	Метанолопровод DN 50 Pp=25,0 МПа к скважине № 111	ПК 18г+01,10
«Оренбург – Паника – УКПГ-10» IV категории	Газопровод-шлейф DN 150 Pp=25,0 МПа от скважины № 110	ПК 31а+81,32
	Метанолопровод DN 50 Pp=25,0 МПа к скважине № 110	ПК 31б+27,53

Переходы трубопроводами через автомобильные дороги IV категории выполняются подземно в защитных кожухах. Пересечение проектируемых трубопроводов через автодороги предусматривается под углом 90 градусов.

Переход проектируемыми промышленными трубопроводами через автодороги предусматривается закрытым (бестраншейным) способом:

- методом горизонтального шнекового бурения - через автодорогу «Оренбург – Паника»;
- методом горизонтального управляемого бурения - через автодорогу «Оренбург – Паника – УКПГ-10».

Участки трубопроводов на переходах через автомобильные дороги, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи земляного полотна дороги, имеют категорию не ниже II в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016.

На переходе через автомобильные дороги предусматривается прокладка проектируемых трубопроводов в защитных кожухах из стальных труб 325x10 мм (для метанолопроводов DN 50) и 426x10 (для газопроводов-шлейфов DN 150). Внутренний диаметр кожухов предусмотрен больше наружного диаметра трубопроводов не менее чем на 200 мм в соответствии с п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014.

Для защиты от механических повреждений изоляционного покрытия трубопроводов в защитных кожухах, предусмотрены кольца предохранительные диэлектрические.

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Для герметизации межтрубного пространства между трубопроводами и кожухами применяются герметизирующие манжеты. Для защиты герметизирующих манжет предусматриваются специальные укрытия.

Концы защитных кожухов выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами, принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха, а в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

На защитных кожухах предусматривается установка вытяжных свечей на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги и высотой не менее 5 м от уровня земли.

Проверка герметичности защитных кожухов, после установки на них герметизирующих манжет, производится пневматическим способом (сжатым воздухом), давлением $R_{исп.} = 0,01$ МПа, продолжительностью 6 часов. Потеря давления, при проверке на герметичность, не должна превышать 1%.

16.23.3.2 Переход трубопроводами через грунтовые дороги

Прокладка трубопроводов через грунтовые автомобильные дороги без твердого покрытия предусматривается открытым способом без устройства защитных кожухов. Заглубление трубопроводов предусматривается не менее 1,7 м от верхней образующей трубы до бровки автодороги или подошвы насыпи земляного полотна дороги.

Участки трубопроводов, прокладываемые на переходах через грунтовые дороги, а также сами дороги защищаются железобетонными плитами.

Железобетонные плиты укладываются:

- по верху грунтовой дороги - на длине по 10 м в каждую сторону от крайних осей трубопроводов;
- вдоль трубопроводов на длине не менее 10 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна дороги (для защиты трубопроводов от падения транспортных средств). В поперечном направлении ширина полосы, защищаемой железобетонными плитами, принимается не менее $3DN$. На данных участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.23.3.3 Пересечение с существующими трубопроводами

Проектной документацией решения по пересечению проектируемыми трубопроводами с существующими трубопроводами предусмотрены в соответствии с требованиями нормативной документации и Техническими условиями эксплуатирующей организации ([Приложение К](#)).

Пересечение проектируемых трубопроводов с действующими предусмотрена под углом не менее 60 градусов на расстоянии в свету по вертикали между верхней образующей проектируемых трубопроводов и нижней образующей действующих трубопроводов не менее 0,35 м.

Укладка проектируемых трубопроводов в местах прокладки под действующими коммуникациями производится открытым способом, методом протаскивания. При протаскивании предусмотрены мероприятия по защите изоляции проектируемого трубопровода от механических повреждений скальным листом.

Всем проектируемым трубопроводам на участках пересечения с действующими трубопроводами присвоена категория не ниже II.

Земляные работы на расстоянии 2,0 м от существующих трубопроводов должны проводиться вручную, без применения ударных механизмов, в присутствии и с письменного разрешения владельцев трубопроводов.

16.23.3.4 Пересечение проектируемыми трубопроводами с техническими коридорами коммуникаций

На участках пересечения проектируемых промышленных трубопроводов с техническими коридорами действующих коммуникаций проектной документацией предусматривается прокладка проектируемых трубопроводов в защитных кожухах закрытым (бестраншейным) способом:

- методом горизонтального шнекового бурения при длине защитного кожуха менее 100 м;
- методом горизонтального управляемого бурения при длине защитного кожуха более 100 м.

Укладка проектируемых трубопроводов предусматривается в защитные кожухи из стальных труб 325x10 мм (для метаноопроводов DN 50) и 426x10 (для газопроводов-шлейфов DN 150). Внутренний диаметр кожухов предусмотрен больше наружного диаметра трубопроводов не менее чем на 200 мм в соответствии с п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014.

Для защиты от механических повреждений изоляционного покрытия трубопроводов, в защитных кожухах предусмотрены кольца предохранительные диэлектрические.

Для герметизации межтрубного пространства между трубопроводами и кожухами применяются герметизирующие манжеты. Для защиты герметизирующих манжет предусматриваются специальные укрытия.

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Концы защитных кожухов выводятся на расстояние не менее 4,5 м от оси крайней коммуникации технического коридора.

На защитных кожухах предусматривается установка вытяжных свечей высотой не менее 5 м от уровня земли.

Проверка герметичности защитных кожухов, после установки на них герметизирующих манжет, производится пневматическим способом (сжатым воздухом), давлением $R_{исп.} = 0,01$ МПа, продолжительностью 6 часов. Потеря давления, при проверке на герметичность, не должна превышать 1%.

16.23.3.5 Пересечение с воздушными линиями электропередачи (ВЛ)

Проектируемые промышленные трубопроводы пересекают воздушные линии электропередачи напряжением: 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ.

Прокладка трубопроводов при пересечении с воздушными линиями электропередачи предусмотрена в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание.

При пересечении проектируемыми трубопроводами с ВЛ расстояния от заземлителя или подземной части (фундаментов) опор ВЛ выдержаны в соответствии с ПУЭ седьмое издание, таблица 2.5.40 не менее 5 м (для ВЛ 6, 10 и 35 кВ), не менее 10 м (для ВЛ 110 кВ).

Углы пересечения проектируемых трубопроводов с ВЛ предусмотрены под углом не менее 60 градусов.

Пересечение трубопроводов с линиями электропередачи осуществляется открытым способом. Укладка трубной плети в охранной зоне ВЛ осуществляется методом протаскивания.

При протаскивании трубной плети, для защиты изолированной поверхности трубопроводов от механических повреждений, предусматривается применение скального листа.

16.23.3.6 Пересечения проектируемыми трубопроводами с кабелями

Проектируемые промышленные трубопроводы пересекают подземные кабели различного назначения.

Прокладка проектируемых трубопроводов предусмотрена под существующими кабелями.

Угол пересечения трубопроводов с кабелями принят не менее 60 градусов.

Пересечение проектируемых трубопроводов с кабелями предусмотрено открытым способом. Укладка трубной плети трубопроводов осуществляется методом протаскивания. При протаскивании трубных плетей, для защиты изолированной поверхности трубопроводов от механических повреждений, предусматривается применение скального листа.

Земляные работы на расстоянии 2,0 м на пересечениях трубопроводов с кабелями должны проводиться вручную, без применения ударных механизмов.

На пересечениях проектируемых трубопроводов с кабелями, заглубление трубопроводов предусматривается на расстоянии в свету не менее 0,5 м от пересекаемого кабеля. При этом

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

пересекаемый кабель заключается в защитный кожух, выполненный из стальных швеллеров. Одна часть кожуха подводится под кабель, располагаясь вырезом вверх, затем накладывается верхняя часть кожуха и обе части скручиваются проволокой. Собранный кожух покрывается снаружи битумом. Концы кожуха засыпаются с тщательным уплотнением грунта на длину не менее 2 м с каждой стороны. Работы по строительству трубопроводов, включая рытье траншеи под трубопроводы, разрешается, производить только после установки защитного кожуха на кабеле.

На кабелях, пересечение которых предусмотрено методом горизонтального бурения, узлы защиты подземного кабеля не устанавливаются, так как при прокладке трубопроводов методом горизонтального бурения разработка траншеи под трубопроводы не предусматривается.

16.23.4 Оформление линейной части промысловых трубопроводов

По трассе промысловых трубопроводов, в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», СП 284.1325800.2016, «Правил охраны магистральных газопроводов», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.09.2017 г. № 1083 предусмотрена установка опознавательных, предупреждающих и запрещающих знаков.

Установка знаков предусматривается для обеспечения сохранности трубопроводов и максимально безопасных условий их эксплуатации, предотвращения вероятности несчастных случаев, а также исключения повреждение трубопроводов.

Трассы промысловых трубопроводов на местности обозначаются щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте $1,5 \div 2$ м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 1000 м, а также на углах поворотов в горизонтальной плоскости и пересечениях с другими промысловыми трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается в 1 м от оси подземного промыслового трубопровода.

На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:

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

Трасса промысловых трубопроводов в местах переходов через естественные и искусственные преграды, узлов запорной арматуры и на опасных участках должна быть обозначена на местности постоянными опознавательно-предупредительными знаками.

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Знаки на пересечениях автомобильных дорог, правила их установки должны отвечать требованиям правил эксплуатации автодорог.

Знаки в проектной документации предусмотрены заводского изготовления.

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

Расстояния от оси подземных проектируемых промысловых трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных предприятий, зданий и сооружений принимаются в соответствии с таблицей 7 СП 284.1325800.2016 в зависимости от класса и диаметра трубопровода, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности.

Проектируемые трубопроводы размещаются на безопасном расстоянии до других промышленных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения, установленных в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

В соответствии с таблицей 7 СП 284.1325800.2016 проектной документацией для проектируемых трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащий газ, устанавливаются минимальное расстояние 400 м до населенных пунктов, транспортных путей и коммуникаций.

На расстоянии 400 м от оси проектируемых трубопроводов в каждую сторону отсутствуют: города и другие населенные пункты; коллективные сады, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог категорий I и II с пролетом свыше 20 м, склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов, автозаправочные станции и другие объекты, указанные в п.1 таблицы 7 СП 284.1325800.2016.

Проектируемые промысловые трубопроводы рабочим давлением $P_r=25,0$ МПа относятся к I классу.

Трубопроводы прокладываются подземно.

Расстояния между строящимися и действующими трубопроводами принято из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, указанных в таблице 8 СП 284.1325800.2016, и составляет не менее 5 м.

Расстояние от проектируемых трубопроводов до ближайшего населенного пункта – города Оренбург составляет 3457 м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
							67
228428							
Взам. инв.№	225835						
Подп. и дата							

До автомобильной дороги IV категории при параллельном следовании расстояние от проектируемых промысловых трубопроводов составляет 173 м до автодороги «Оренбург – Паника» и 248 м до автодороги «Оренбург – Паника – УКПГ-10» (в соответствии с п.3 таблицы 7 СП 284.1325800.2016 требуется 150 м).

Расстояние от проектируемых промысловых трубопроводов до устьев действующих скважин составляет не менее 50 м, до обвалования горизонтальных факелов не менее 60 м.

Расположение населенных пунктов и других сооружений по отношению к промысловым трубопроводам и взаимное расположение проектируемых участков трубопроводов с существующими подземными и надземными коммуникациями показано в томе 3.1.2 на чертежах:

- ситуационного плана –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.01;
- планов трубопроводов –
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.2/15643.П.0.000.0-ТКР2.ТП.Г.0513

16.25 Обоснование надежности и устойчивости газопровода и отдельных его элементов

Надежность – свойство трубопроводов транспортировать газ в заданных объемах, не допуская ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, является комплексным свойством, включающим безотказность, долговечность, ремонтпригодность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

Предусмотренные проектной документацией решения обеспечивают способность сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции.

Эксплуатационную надежность линейной части промысловых трубопроводов обеспечивают:

- контролем состояния трубопроводов обходами, объездами;
- поддержанием в работоспособном состоянии трубопроводов линейной части за счет технического обслуживания, выполнения диагностических и ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охранным зонам и минимально допустимым расстояниям.

Одним из показателей надежности трубопровода является обеспечение его устойчивости. Устойчивость трубопровода достигается его укладкой на расчетную глубину, обеспечением температурного режима трубопровода, соблюдением температурного перепада при сварке замыкающего стыка трубопровода в нитку.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	68
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

В проектной документации при выборе оборудования учитываются все виды нагрузок и воздействий, возникающих на этапах строительства, эксплуатации и реконструкции, а также неблагоприятные варианты их сочетания, которые могут повлиять на надежность и безопасность ЛЧ трубопровода.

16.26 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания приняты в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016. При расчете трубопроводов учитывались нагрузки, возникающие при сооружении трубопроводов, их испытании и эксплуатации.

Нагрузки и воздействия по продолжительности приложения классифицируются на постоянные и временные, а временные – на длительные, кратковременные и особые.

К постоянным относятся нагрузки от воздействия предварительного напряжения (упругого изгиба), веса грунта и гидростатического давления воды.

К временным длительным относятся нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий транспортируемого газа.

К кратковременным относятся нагрузки и воздействия, возникающие при испытании газопровода и при пропуске внутритрубных устройств.

16.27 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

В соответствии с требованиями СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия», при расчетах на прочность учитывалось наиболее неблагоприятное сочетание постоянных, длительных, кратковременных и одной особой нагрузок и воздействий, которые могут возникнуть при сооружении, испытании и эксплуатации газопровода.

Расчеты параметров трубопроводов выполнены в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016. Целью проведения расчетов является проверка прочности, деформативности, общей устойчивости в продольном направлении. Надежность и устойчивость участков трубопроводов обеспечиваются положительными результатами проверки указанных условий.

Схема сочетания нагрузок приведены в [Приложении В](#).

Инд. № подл. 228428	Подп. и дата	Взам. инв. № 225835					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
			1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

16.28 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению газопровода, по нагрузке, по грунту приведены в [таблице 16.28.1](#).

Таблица 16.28.1 Сведения о принятых для расчета коэффициентах

Наименование	Значение
Коэффициент надежности по материалу, k_1	1,4
Коэффициент надежности по материалу, k_2	1,15
Коэффициент надежности по ответственности газопровода, k_n	1,2
Коэффициент надежности по нагрузке, n	1,1

Значения коэффициентов надежности для труб, приняты в соответствии с п.13 СП 284.1325800.2016 и п.12.1 СП 36.13330.2012 «СНиП 02.05.06-85* Магистральные трубопроводы».

Значения коэффициентов по грунту приняты в соответствии с материалами инженерно-геологических изысканий.

16.29 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета приведены в [таблице 16.29.1](#).

Таблица 16.29.1 Основные физические характеристики стали труб

Класс прочности	Механические свойства, не менее		
	Временное сопротивление разрыву σ_b МПа	Предел текучести σ_T МПа	Относительное удлинение δ %
X42SS	412	289	28*; 24**
K48	470	290	21

* - для продольных образцов;
** - для поперечных образцов.

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

										Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т				70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

16.30 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость газопровода

Трубы для строительства проектируемых трубопроводов предусмотрены:

- для газопроводов-шлейфов DN 150 стальные бесшовные трубы, изготовленные из углеродистой стали типа X42SS стойкие против сероводородного растрескивания;
- для метаноопроводов DN 50 стальные бесшовные трубы, изготовленные из спокойной низколегированной стали классом прочности K48.

Бесшовные трубы при производстве должны подвергаться контролю неразрушающими методами.

Величина эквивалента углерода стали труб не превышает: 0,38 для газопроводов-шлейфов и 0,46 для метаноопроводов.

Ударная вязкость основного металла соответствует требованиям таблицы 22 СП 36.13330.2012.

Габаритные размеры, допустимые отклонения наружного диаметра, овальности и кривизны труб, предусмотренных в проектной документации, соответствуют требованиям раздела 17 СП 36.13330.2012.

Трубы для газопроводов-шлейфов, предусмотренные в проектной документации, имеют следующие основные параметры и характеристики:

- длина труб в пределах 6,0÷12,5 м;
- допускается отклонение наружного диаметра торцов труб +1,6 до - 0,4 мм на длине не менее 150 мм от каждого торца трубы; по наружному диаметру трубы $\pm 0,00075DN$ - по телу трубы.
- предельное отклонение толщины стенки труб должно составлять $\pm 12,5\%$;
- кривизна труб должна быть не более 0,2% длины трубы. Отклонение от прямолинейности (кривизна) любого участка труб на 1,0 м длины не должно превышать 1,5 мм;
- овальность по телу трубы в пределах допускаемых отклонений по диаметру, по торцам труб на длине не менее 150 мм, не более 0,010DN.

Трубы для метаноопроводов, предусмотренные в проектной документации, имеют следующие основные параметры и характеристики:

- длина труб в пределах 8,00÷12,00 м. Допускается поставка труб длиной от 7,00 до 8,00 м в объеме не более 10% от партии;
- допускается отклонение наружного диаметра торцов труб $\pm 0,008$ от номинального диаметра на длине не менее 100 мм от каждого торца трубы; по наружному диаметру корпуса трубы $\pm 0,008DN$;

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

– предельное отклонение толщины стенки труб должно составлять не более 15% и не менее 12,5% от номинального значения;

– кривизна труб должна быть не более 0,2% длины трубы. Отклонение от прямолинейности (кривизна) любого участка труб на 1 м длины не должно превышать 1,5 мм.

Расчеты на прочность и устойчивость трубопроводов выполнены с использованием программного средства «Старт-Проф» в соответствии с разделом 13 СП 284.1325800.2016.

Исходные данные и результаты расчета на прочность и устойчивость участков трубопроводов приведены в [таблице 16.30.1](#). Расчет выполнен в соответствии с СП 284.1325800.2016.

Таблица 16.30.1 Исходные данные и результаты расчета на прочность и устойчивость

Обозначение	Наименование	Единица измерения	Значение	
D_n	Диаметр наружный	мм	168	57
P_p	Рабочее давление	МПа	25,0	25,0
R_1^H	Временное сопротивление	МПа	412	470
R_2^H	Предел текучести	МПа	289	290
m	Коэффициент условий работы	–	I, II	I, II
k_1	Коэффициент надежности по материалу	–	1,4	
k_2	Коэффициент надежности по материалу	–	1,15	
n	Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	–	1,2	
μ_0	Коэффициент поперечной упругой деформации Пуассона	–	0,3	
α	Коэффициент линейного расширения стали	–	0,000012	
E_0	Модуль упругости	МПа	206000	
δ	Толщина стенки	мм	19 / 15	5
Δt	Расчетный температурный перепад	°C	27	30
ρ	Минимальный радиус упругого изгиба	м	800 / 400	120

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

72

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

Трубопроводы имеют относительно малую массу и небольшую жесткость. Поэтому при эксплуатации и в отдельных случаях при строительстве из-за аэродинамического воздействия воздуха (при надземной прокладке) или воды (при подводной укладке) они подвергаются колебательному движению. Это требует при проектировании предусматривать мероприятия и сооружения, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию трубопроводов и целостность трубы при строительстве.

Проектируемые участки трубопроводов прокладываются подземно.

Укладка трубопроводов в траншею предусматривается в пределах упругой деформации труб с учетом радиуса минимального изгиба, на углах поворотов трассы в горизонтальной плоскости предусматривается установка отводов заводского изготовления с радиусом изгиба не менее 5DN.

Ввиду отсутствия на трассе подземных трубопроводов обводненных участков и участков с надземной прокладкой, специальные мероприятия по улучшению жесткости конструкции проектируемых трубопроводов при эксплуатации не предусматриваются.

Пространственная жесткость конструкций обеспечивается:

1) при транспортировке:

- ограничением габаритных размеров изделий и сборочных единиц;
- ограничением веса изделий и сборочных единиц;
- товарной упаковкой;
- применением соответствующих грузоподъемных средств и приспособлений.

2) при монтаже:

- требуемым количеством и оснасткой грузоподъемных средств;
- соблюдением последовательности монтажа конструкций;
- соблюдением последовательности грузоподъемных операций.

3) при эксплуатации:

- заглублением труб на требуемую величину.

Выбор труб выполнен в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СТО Газпром 2-4.1-971-2015 и СТО Газпром 2-4.1-951-2015 и обеспечивает надежность конструкции при воздействии нагрузок во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	73
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.32 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

В проектной документации для строительства газопроводов-шлейфов выбраны трубы стальные бесшовные из стали X42SS стойкие к сероводородному растрескиванию, для строительства метаноопроводов – стальные бесшовные трубы из стали классом прочности K48.

Выбранные трубы обеспечивают показатели по прочности и допустимым пластическим деформациям сваренных в нитку и уложенных трубопроводов.

Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве трубопроводов предоставлены в томе 4.2 (0548.002.П.0/0.0005-ИЛО2/15643.П.0-КР) Подраздел 2 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

16.33 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке газопровода по трассе крутизной склонов более 15 градусов

На трассе проектируемых промысловых трубопроводов участки крутизной склонов более 15 градусов отсутствуют.

16.34 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках. Укладка газопровода

Проектируемые участки трубопроводов прокладываются подземно. Укладка трубопроводов в грунт предусмотрена преимущественно параллельно рельефу местности.

В соответствии с п.9.3.5 СП 284.1325800.2016 прокладка проектируемых трубопроводов предусматривается совместно в траншеях. В одной траншее расположено не более 4 трубопроводов.

Минимальная глубина прокладки трубопроводов принята не менее 1,0 м (пахотные земли) от поверхности земли до верхней образующей трубы.

Криволинейное очертание трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигается укладкой сварных плетей в спрофилированную траншею по кривым естественного изгиба труб в пределах упругой деформации или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов радиусом изгиба не менее 5DN.

В местах установки электроизолирующих вставок траншея засыпается песком с последующей подбивкой и трамбовкой. Верхняя кромка песка должна быть выше верхней образующей ВЭИ не менее чем на 0,7 м (п.5.9 ВСН 39-1.22-007-2002).

Укладка трубопроводов при пересечении с подземными и надземными коммуникациями производится протаскиванием. Проектной документацией предусмотрены мероприятия по

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	74
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

защите изоляции протаскиваемого трубопровода от механических повреждений скальным листом.

Размеры и профили траншеи принимаются в зависимости от группы разработки грунтов, их влажности, типов землеройных машин и других факторов.

Ширина траншеи по дну при прокладке одного трубопровода предусматривается в соответствии с п. 9.1.3 СП 36.13330.2012 не менее DN+300 мм.

Ширина траншеи по дну при прокладке в одной траншее нескольких трубопроводов в соответствии с п.9.3.8 СП 284.1325800.2016 должна увеличиваться на значение:

$$\sum_n d_b + \sum_n C$$

где n - число трубопроводов, прокладываемых совместно с первым;

d_b - наружные диаметры трубопроводов, м;

C - расстояния между трубопроводами, м.

Ширина траншеи по дну принимается с учетом следующих дополнительных требований (п.20.3.1 СП 284.1325800.2016):

– при разработке грунта землеройными машинами, ширина траншеи должна приниматься равной ширине режущей кромки рабочего органа машины, принятой проектом организации строительства, но не менее, указанной выше;

– ширина траншеи по дну на кривых участках из отводов принудительного гнутья должна быть равна двукратной величине по отношению к ширине траншеи на прямолинейных участках;

– в местах технологических разрывов для сварки стыков должны разрабатываться прямки размерами, не менее: длина - 1,0 м, ширина - ($d_b+1,2$) м, где d_b - наружный диаметр трубопровода с учетом толщины покрытия, глубина 0,7 м.

Характерные поперечники траншеи, земляные работы и работы по укладке трубопроводов в грунт представлены в томе 5 (0548.002.П.0/0.0005-ПОС/15643.П.0-ПОС) Раздел 5 «Проект организации строительства».

16.35 Описание конструктивных решений при прокладке трубопроводов 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

Трассы проектируемых промысловых трубопроводов не пересекают болота, участки, где наблюдаются осыпи, оползни, участки, подверженные эрозии, крутые склоны, промоины, а также малые и средние реки.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.36 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы трубопроводов с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)

По трассам проектируемых промысловых трубопроводов установка утяжелителей не предусматривается.

16.37 Контроль качества сварных соединений

Соединение труб между собой, с СДТ и запорной арматурой производится сваркой.

Сварка кольцевых сварных соединений трубопроводов для транспортировки сероводородсодержащих продуктов в соответствии с п.2.11.5 ВСН 006-89 предусматривается с использованием ручной дуговой и автоматической сварки под флюсом.

Выбор оптимальных технологий, материалов и оборудования по сварке, а также организация сварочно-монтажных работ, должны выполняться в соответствии с требованиями ВСН 006-89, СП 86.13330.2014, СП 284.1325800.2016, СТО Газпром 2-2.2-136-2007 и в соответствии с «Временными требованиями к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ПАО «Газпром» утвержденными 17.10.2013 г. заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» (далее Временными требованиями), в зависимости от протяженности участка производства работ и имеющегося оборудования.

Перед сборкой и сваркой необходимо произвести визуальный осмотр труб и соединительных деталей. Отклонение по диаметру, толщине стенки, овальности и перпендикулярности плоскостей торцов должны быть в пределах допустимых отклонений, регламентированных в нормативных документах.

Организация работ по неразрушающему контролю качества сварных соединений трубопроводов производится согласно СТО Газпром 2-2.4-083-2006 и Временным требованиям.

При строительстве необходимо применять следующие методы неразрушающего контроля качества сварных соединений:

- систематический операционный;
- визуальный и измерительный;
- радиографический;
- ультразвуковой.

Систематический операционный контроль осуществляется в процессе сборки и сварки трубопроводов.

Методом визуального и измерительного контроля подвергаются 100% сварных стыков. Дефекты, выявленные по результатам визуального и измерительного контроля, должны быть устранены.

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Сварные соединения трубопроводов, признанные годными по результатам визуального и измерительного контроля, подлежат неразрушающему контролю физическими методами. Основным физическим методом контроля качества сварных соединений является радиографический контроль. В качестве дублирующего физического метода контроля качества сварных соединений применяют ультразвуковой контроль.

Проектируемые участки трубопроводов категории I и II, защитные кожухи и гарантийные стыки подлежат:

- радиографическому контролю в объеме 100%;
- ультразвуковому контролю в объеме 100%.

Сварные соединения считаются годными, если в них отсутствуют дефекты, размеры которых превышают допустимые нормы в зависимости от методов неразрушающего контроля.

Все сварные соединения трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащий газ, подвергаются термообработке в соответствии с п.2.11.43 ВСН 006-89. Контроль твердости сварных соединений выполняется в объеме 10% стыков в соответствии с п.2.11.3 ВСН 006-89. Замеры проводятся в 3 точках: на металле шва, в зоне термического влияния (на расстоянии 2 мм от линии сплавления) и на основном металле (на расстоянии 50 мм от шва).

Уровни качества, объемы и методы неразрушающего контроля качества сварных соединений должны соответствовать Временным требованиям, а технология проведения и нормы оценки качества сварных соединений - СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

До начала работ технология сварки, сварочное оборудование и материалы, персонал сварочного производства (сварщики и специалисты сварочного производства) должны быть аттестованы в соответствии с действующими руководящими документами системы аттестации сварочного производства в соответствии с «Положением об аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, производственной аттестации технологий сварки, сварочного оборудования и сварочных материалов на объектах ПАО «Газпром» утвержденным Заместителем Председателя Правления - начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним от 09.06.2020 г.

Сварщики и специалисты сварочного производства должны соответствовать требованиям п.9. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Требования к производству сварочных работ на опасном производственном объекте" утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2020 года № 519.

Лаборатории дефектоскопии и специалисты неразрушающего контроля должны быть аттестованы в соответствии с действующими руководящими документами системы аттестации в области неразрушающего контроля.

Специалисты выполняющие неразрушающий контроль качества сварных соединений должны соответствовать требованиям п.9 Федеральных норм и правил в области

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

промышленной безопасности "Основные требования к проведению неразрушающего контроля технических устройств, зданий и сооружений на опасном производственном объекте" утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 01.12.2020 г. № 478.

16.38 Испытание газопроводов. Очистка и осушка полости. Заполнение газопроводов азотом

Комплекс работ по очистке полости, испытанию, осушке и заполнению азотом трубопроводов производится согласно специальным рабочим инструкциям, которые разрабатываются подрядной организацией.

Специальные рабочие инструкции согласовываются с генеральным подрядчиком, Заказчиком, эксплуатирующей организацией, организацией ПАО «Газпром», осуществляющей строительный контроль (технический надзор) за качеством строительства, проектной организацией и утверждаются председателем комиссии по испытаниям.

При производстве работ на всех стадиях строительства предусмотрена защита полости трубопроводов от загрязнений транспортными заглушками.

После завершения строительно-монтажных работ производится очистка, испытание на прочность, проверка на герметичность, осушка и заполнение азотом построенных трубопроводов согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Перечню требований к порядку организации и завершению работ по проведению гидравлических испытаний при реконструкции, ремонте и строительстве объектов добычи и транспорта газа», СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018, ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 34068-2017, СП 86.13330.2014, ВСН 011-88, СТО Газпром 2-3.5-354-2009 и СТО Газпром 2-3.5-1048-2016.

Испытание трубопроводов, в том числе предварительные испытания участков трубопроводов, на прочность и проверка на герметичность проводятся гидравлическим способом.

Для проведения гидравлических испытаний используется привозная вода.

Тип, характеристика этапов, давление и продолжительность испытаний предусматривается в соответствии с СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 34068-2017.

Схемы испытаний трубопроводов предоставлены в томе 5 (0548.002.П.0/0.0005-ПОС/15643.П.0-ПОС) Раздел 5 «Проект организации строительства».

Методы, этапы, параметры, технология работы по испытаниям должны соответствовать требованиям СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018, ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 34068-2017, СП 86.13330.2014, ВСН 011-88, СТО Газпром 14-2005.

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

До очистки и испытания трубопроводов необходимо сварить закладные элементы для приборов КИПиА.

16.38.1 Защита полости труб и плетей трубопроводов в процессе строительства

Чистота полости трубопроводов должна быть обеспечена на всех этапах работы с трубами: при транспортировке, погрузке, разгрузке, раскладке по трассе, сварке в нитку и укладке.

Трубы для строительства промысловых трубопроводов должны поставляться заводами-изготовителями с установленными на них инвентарными биоразлагаемыми заглушками. Конструкция заглушек должна обеспечивать защиту полости труб от попадания влаги и загрязнений и возможность проведения всех такелажных операций, не снимая их с торца трубы и не нарушая их конструкцию. Не допускается разгрузка труб на неподготовленные площадки, волочение их по земле и т.д.

Подрядчик, осуществляющий строительство промысловых трубопроводов, должен обеспечивать наличие заглушек на торцах труб на всех этапах работ до монтажа трубопровода в плеть. Снятие заглушек допускается только для проведения входного контроля с последующей установкой их на место и непосредственно перед монтажом трубопровода.

Смонтированные участки трубопроводов должны быть заглушены до ликвидации технологических разрывов, независимо от того лежат они на бровке траншеи или уложены в траншею.

16.38.2 Предварительная очистка внутренней полости трубопроводов протягиванием механических очистных устройств

Очистку полости протягиванием очистного устройства следует выполнять непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ, в процессе сборки и сварки отдельных труб или секций в нитку трубопровода с помощью штанги трубоукладчика (трактора).

Предварительная очистка полости трубопроводов выполняется протягиванием очистных устройств, которые перемещаются внутри труб с помощью штанги трубоукладчиком. Загрязнения удаляются в конце каждой секции.

В качестве очистных устройств при протягивании должны использоваться специальные приспособления, оборудованные очистными щетками и скребками.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	79
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.38.3 Предварительные испытания участков трубопроводов

В соответствии с требованиями СП 284.13330.2016 проектной документацией предусмотрены предварительные испытания:

- узлов запорной арматуры (крановых узлов);
- участков переходов проектируемых промышленных трубопроводов через автомобильные дороги IV категории с твердым покрытием;
- участков переходов трубопроводов, укладываемых в защитных кожухах, через технические коридоры коммуникаций.

Предварительные испытания узлов запорной арматуры предусматриваются до врезки в нитку трубопровода созданием внутреннего статического давления для выявления дефектов и подтверждения их герметичности до испытаний всего трубопровода после завершения СМР.

Предварительные испытания крановых узлов выполняются на трассе на месте установки кранового узла.

Для проведения предварительных испытаний к торцам крановых узлов привариваются временные патрубки с силовыми эллиптическими заглушками из труб длиной не менее 1,5 наружного диаметра трубопровода (п.8.7.2 СП 411.1325800.2018). После проведения предварительных испытаний временные патрубки со сферическими заглушками демонтируются.

Гидравлические испытания на прочность должны проводиться при полностью открытой запорной арматуре испытываемого кранового узла (п.8.7.2 СП 411.1325800.2018).

Предварительные гидравлические испытания узлов запорной арматуры производятся:

- на прочность - давлением $R_{исп}=1,25P_p=31,25$ МПа, продолжительностью 6 часов.
- проверка на герметичность - давлением $R_{исп}=P_p=25,0$ МПа в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

Узел запорной арматуры считается выдержавшим предварительное испытание, если при осмотре узла не были обнаружены утечки.

Предварительные испытания участков переходов промышленными трубопроводами через автомобильные дороги IV категории предусматриваются гидравлическим способом.

Предварительные испытания участков трубопроводов на переходах через автодороги предусматриваются давлением:

- на прочность $R_{исп.}=1,5P_p=37,5$ МПа в течение 6 часов;
- на герметичность $R_{исп.}=P_p=25,0$ МПа в течение 12 часов.

Предварительные испытания участков переходов промышленными трубопроводами через коридоры коммуникаций, проложенные в защитных кожухах, предусматриваются гидравлическим способом.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Предварительные испытания участков трубопроводов на переходах через технические коридоры коммуникаций предусматриваются давлением:

- на прочность $R_{исп.} = 1,5R_p = 37,5$ МПа в течение 6 часов;
- на герметичность $R_{исп.} = R_p = 25,0$ МПа в течение 12 часов.

В соответствии с примечанием к таблице 30 СП 284.1325800.2016, участки трубопроводов в местах пересечений с подземными инженерными коммуникациями, проложенными индивидуально не в технических коридорах, включая участки по 20 м в каждую сторону от пересечения, участки трубопроводов на расстоянии по 250 м от крановых узлов (запорной арматуры), участки трубопроводов между территорией УКПГ-10 и охранными кранами, участки трубопроводов примыкающие к площадкам ГС № 110 и № 111 на расстоянии 150 м, участки переходов трубопроводами через грунтовые дороги испытываются в составе всего трубопровода давлением равным испытательному давлению первого этапа испытаний.

16.38.4 Удаление воды из участков трубопроводов после предварительного испытания

По окончании предварительных испытаний участков трубопроводов и крановых узлов из трубопроводов удаляют воду сжатым воздухом, без пропуска очистных и разделительных поршней.

16.38.5 Очистка внутренней полости трубопроводов перед заключительным этапом испытаний

Очистка полости трубопроводов перед заключительным этапом испытания проводится после укладки и засыпки трубопроводов. Так как диаметр проектируемых промышленных трубопроводов менее 219 мм, очистка полости трубопроводов в соответствии с п.24.2 СП 284.1325800.2016 выполняется промывкой без пропуска поршней.

Очистка полости трубопроводов промывкой без пропуска поршней осуществляется выносом загрязнений в скоростном потоке воды. Скорость потока воды должна быть равна скорости выноса загрязнений и поддерживаться на всем протяжении очищаемого участка в течение времени перемещения загрязнений от начала до конца участка и составлять не менее 1,5 м/с.

Промывка без пропуска поршней считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835
--------------	--------	--------------	--------------	--------

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

16.38.6 Контроль формы поперечного сечения трубопроводов после завершения строительного-монтажных работ, внутритрубная дефектоскопия

Перед заключительным этапом гидравлического испытания газопроводов-шлейфов номинальным диаметром DN 150, после промывки полости трубопроводов и заполнения водой, в соответствии с п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», проектируемые газопроводы-шлейфы DN 150 должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике.

Контроль формы поперечного сечения и внутритрубная дефектоскопия трубопроводов проводятся с целью выявления и ликвидации перед сдачей трубопроводов в эксплуатацию нарушений геометрических размеров внутренней полости, недопустимых отклонений профиля от окружности, допущенных в процессе строительного-монтажных работ и предотвращения повреждений ВИП при последующем проведении диагностических работ в процессе эксплуатации.

В соответствии с п.9 СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 на заключительном этапе гидравлического испытания по трубопроводу пропускают внутритрубные диагностические устройства:

- поршень с калибровочным диском для контроля геометрических параметров трубопровода;
- снаряд-дефектоскоп (профилемер) контроля геометрии труб для определения местоположения дефектов типа вмятин, гофров, овальностей;
- магнитный снаряд-дефектоскоп или ультразвуковой снаряд-дефектоскоп для выявления металлургических (плены, закаты, трещины и т.д.), строительного-монтажных (вмятины, задиры и т.д.) дефектов и дефектов сварных соединений.

Недопустимые дефекты, выявленные по результатам внутритрубной дефектоскопии, должны быть устранены.

Поршни с калибровочным диском и снаряды-дефектоскопы по газопроводам пропускают в потоке воды.

Контроль формы поперечного сечения и внутритрубная дефектоскопия газопроводов проводится в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022, СТО Газпром 2-3.5-354-2009, ГОСТ Р 55999-2014, СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 и п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Инд. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	82
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.38.7 Заключительный этап испытания трубопроводов на прочность и проверка на герметичность

По окончании очистки и дефектоскопии трубопроводов (для газопроводов-шлейфов) проводится заключительный этап испытаний на прочность и проверка на герметичность всего трубопровода гидравлическим способом.

Испытание проектируемых трубопроводов производится гидравлическим способом:

- на прочность давлением не менее $P_{исп.}=1,5P_p=37,5$ МПа в течение 12 часов;
- проверка на герметичность давлением $P_{исп.}=P_p=25,0$ МПа в течение времени необходимого для осмотра трассы трубопроводов, но не менее 12 часов;

При гидравлическом испытании трубопроводов величина максимального давления не должна превышать заводского испытательного давления принятых проектными решениями труб и соединительных деталей, величина которого уточняется по сертификатам заводов-изготовителей.

Трубопроводы считаются выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопроводов на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки. В ходе проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

16.38.8 Удаление воды из трубопроводов после заключительного этапа испытания

По окончании испытаний трубопроводов гидравлическим способом на прочность и проверки на герметичность из них должна быть полностью удалена вода.

Из проектируемых трубопроводов воду удаляют под давлением сжатого воздуха без пропуска поршней-разделителей. Удаление воды считается законченным, когда из трубопроводов выходит чистая струя воздуха.

Сброс воды после гидравлических испытаний предусматривается в земляные гидроизолированные амбары-отстойники.

16.38.9 Осушка полости трубопроводов

Осушку полости трубопроводов выполняют с целью полного удаления из нее остатков воды после строительно-монтажных работ. Осушка - это технологический процесс, направленный на снижение влагосодержания в полости трубопровода.

Осушку следует производить по специальной рабочей инструкции по осушке полости трубопроводов. Специальная рабочая инструкция согласовывается генеральным подрядчиком, заказчиком, эксплуатирующей организацией, организацией ПАО «Газпром», осуществляющей строительный контроль (технический надзор) за качеством строительства, проектной организацией и утверждается председателем комиссии по осушке трубопроводов.

Изм. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Осушка полости трубопроводов производится сухим воздухом, подаваемым в трубопровод от установки осушки, как правило, при температуре наружного воздуха не ниже 0°C.

В случае проведения работ в условиях отрицательных температур атмосферного воздуха, необходимо, согласно п.8.2 СТО Газпром 2-3.5-1048-2016, обеспечить сооружение временных укрытий для обогрева открытых частей трубопроводов, запорной арматуры, оборудования подогретым воздухом, подаваемым от мобильных теплогенерирующих установок.

Подачу сухого сжатого воздуха необходимо повторять до тех пор, пока в конце участка будет достигнута необходимая степень влажности.

Осушка трубопроводов выполняется в два этапа:

- на первом этапе проводится удаление влаги в паровой фазе путем продувки трубопроводов сухим сжатым воздухом на свободное сечение трубопроводов с одновременным измерением влагосодержания воздуха на выходе из участка газопровода на его противоположном конце. Осушка выполняется до достижения на выходе осушаемых трубопроводов температуры точки росы (ТТР) минус 20°C;

- на втором этапе проводят осушку крановых узлов. Осушку трубопроводов крановых узлов проводят продувкой через стояки газа.

После достижения нормативного значения ТТР во всех контрольных точках трубопровода, продувку прекращают, избыточное давление сухого воздуха снижают до атмосферного, установку осушки выключают на 24 часа.

Через 24 часа демонтируют временную заглушку на конце трубопровода, запускают установку осушки и повторно измеряют ТТР в контрольных точках. Если ТТР превышает минус 20°C, то производят доосушку трубопровода до достижения необходимой величины ТТР.

Осушка считается завершенной, если по истечении 24 часов ТТР не превышает минус 20°C и содержание влаги в выходящем из трубопровода воздухе будет не выше содержания влаги в транспортируемом природном газе.

Контроль влагосодержания воздуха на выходе из осушаемого путем продувки трубопровода осуществляют с периодичностью не реже чем через каждые 30 минут с помощью портативного гигрометра с потоковым датчиком.

Контрольные замеры осуществляются в присутствии представителей комиссии по осушке.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	84
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

16.38.10 Заполнение трубопроводов азотом

С целью предотвращения образования взрывоопасной газозвушной смеси при заполнении газопроводов-шлейфов DN 150 газом, следует до подачи газа в газопроводы заполнить их азотом.

Осушенную полость газопроводов-шлейфов заполняют азотом с объемной концентрацией не менее 98%, температурой точки росы не выше минус 20° до избыточного давления 0,02 МПа.

16.39 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

Проектируемые промышленные трубопроводы не пересекают судоходные реки и водоемы, поэтому установка сигнальных знаков в проектной документации не предусматривается.

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв. №	225835	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						Лист
					1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	85
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

**Приложение А
(обязательное)**

Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» от 10.11.2021 № 23/02-2587

**Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)**

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@ofo.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04984476, ОГРН 1025801028221, ИНН 5610058025, КПП 997250001

10.11.2021 № *23/02-2587*
на № _____ от _____

**Главному инженеру
Санкт-Петербургского филиала
ООО «Газпром проектирование»**

Н.Е. Кривенко

**Заместитель генерального
директора по проектированию
технологических объектов
АО «Газпроектинжиниринг»**

В.Н. Бондареву

О предоставлении информации

**Уважаемый Николай Евгеньевич!
Уважаемый Владимир Николаевич!**

В соответствии с запросами ООО «Газпром проектирование» от 22.10.2021 № 01/01/02-9452 и АО «Газпроектинжиниринг» от 12.10.2021 № 21662/11, предоставленными в рамках проектирования объекта «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» (далее – Объект) направляю запрашиваемую информацию и разъяснения специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» по пунктам 4.2 и 4.5 технических требований на проектирование Объекта.

Дополнительно сообщая, что технологический регламент направлен 26.10.2021 в рабочем порядке в АО «Газпроектинжиниринг» на адрес электронной почты: *bev@GASP.RU*.

Приложение: 1. Служебные записки ОГ,РМ, ЛиН от 27.10.201.2021 №05-666 на _ л.
2. Служебные записки ОГ,РМ, ЛиН от 09.11.201.2021 №05-675 на _ л.
3. Служебная записка ПОДиТГ,ГКиН от 10.11.2021 №11-538 на _ л.

**Временно исполняющий обязанности
заместителя генерального директора
по ремонту и капитальному строительству**
(по доверенности от 05.08.2021 № 155,
по приказу от 13.09.2021 № 1130)



Д.А. Сороколетов

Абросимов Владимир Владимирович
(754) 31-133

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №21593е 10.11.2021

Инв. № подл. 228428	Взам. инв. № 225835	Подп. и дата					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист 86
			1	-	Зам.	1871-22		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Отдел геологии, разработки
месторождений, лицензирования
и недропользования

Начальнику службы
организации реконструкции и
строительства основных фондов

Д.А. Сороколетову

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА
27.10.2021 № 05 – 666

*О направлении информации
согласно запросу*

Уважаемый Дмитрий Анатольевич!

В ответ на Вашу служебную записку от 26.10.2021 №23/02-2476 сообщаем следующее.

Скважины №№110, 111 предназначены для добычи высоконапорного газа с целью последующего его использования для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин Ассельской НГКЗ, согласно «Технологическому проекту разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 20.12.2019 № 7860) по объекту А^{1/1}-А^{4/1} предусмотрено ограничение годового отбора газа до 29–33 млн м³.

Также для достоверного учета добываемой углеводородной смеси из объекта А^{1/1}-А^{4/1} необходимо предусмотреть строительство или выделение отдельной технологической линии на УКПГ-10, т.е. подача газа из объекта А^{1/1}-А^{4/1} в кольцевой коллектор газлифтного газа должна осуществляться после его подготовки методом низкотемпературной сепарации (после отделения ВМС и нестабильного конденсата).

Вышеуказанная информация направлена на адрес i.brovko@gdo.gazprom.ru.

**Временно исполняющий обязанности
начальника отдела геологии,
разработки месторождений,
лицензирования и недропользования**

И.В. Новоженин



Днистрянский Александр Владимирович
31-488

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593е 10.11.2021

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
87

Отдел геологии,
разработки месторождений,
лицензирования и недропользования

Начальнику СОРиСОФ

Д.А. Сороколетову

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

09.11.2021 № 05 - 675

*О предоставлении информации
По объекту (код ПИР:051-1005893)*

*А.В. Сороколетову Д.А.
Ваше предложение
10.11.21*

Уважаемая Дмитрий Анатольевич!

В соответствии с запросом от 22.10.2021 № 01/01/02-9452 с целью разработки основных технических решений, проектной документации «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» направляем Вам информацию по дебитам, Р пласт, Т пласт, Р уст, Т уст, Р стат по скважинам №№ 110, 111 на период до 2060 года.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

**Начальник отдела геологии,
разработки месторождений,
лицензирования и недропользования**



С.К. Самарцева

Новоженин Иван Васильевич
30-125

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593е 10.11.2021

Инв. № подл. 228428	Подп. и дата	Взам. инв. № 225835	Новоженин Иван Васильевич 30-125				0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
			1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
228428		225835

Изм.	1
Кол.уч.	-
Лист	Зам.
№ док.	1871-22
Подп.	
Дата	160922

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист	89
------	----

Год	Средний дебит скважин газа тыс. м ³ /сут	Среднее пластовое давление на конец года*		Устьевое динамическое давление на конец года		Устьевое статическое давление на конец года**	
		сква. 110	сква. 111	сква. 110	сква. 111	сква. 110	сква. 111
		МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа
2024	157	24.0	23.2	11.9	11.1	20.2	19.5
2025	72	23.7	22.8	11.4	10.5	19.8	19.1
2026	72	23.3	22.4	11.0	10.1	19.5	18.8
2027	72	22.9	22.1	10.7	9.9	19.2	18.5
2028	72	22.6	21.8	10.3	9.5	18.9	18.3
2029	72	22.3	21.4	9.5	8.7	18.7	18.0
2030	72	21.9	21.1	9.4	8.6	18.4	17.7
2031	72	21.6	20.8	9.2	8.4	18.1	17.4
2032	72	21.3	20.5	8.3	7.5	17.8	17.2
2033	72	21.0	20.2	7.3	6.5	17.6	16.9
2034	72	20.7	19.9	6.9	6.1	17.3	16.7
2035	72	20.4	19.6	6.7	5.9	17.1	16.4
2036	72	20.1	19.3	6.5	5.7	16.8	16.2
2037	72	19.8	19.0	6.4	5.6	16.6	15.9
2038	72	19.5	18.7	6.1	5.3	16.3	15.7
2039	72	19.2	18.4	6.0	5.2	16.1	15.4
2040	72	18.9	18.1	5.8	5.0	15.9	15.2
2041	72	18.7	17.9	5.6	4.8	15.6	15.0
2042	72	18.4	17.6	5.5	4.7	15.4	14.8
2043	72	18.1	17.3	5.5	4.7	15.2	14.5
2044	72	17.9	17.0	5.6	4.8	15.0	14.3
2045	72	17.6	16.8	5.4	4.6	14.7	14.1
2046	72	17.3	16.5	5.2	4.4	14.5	13.9
2047	72	17.1	16.3	5.1	4.3	14.3	13.6
2048	72	16.8	16.0	4.8	4.0	14.1	13.4
2049	72	16.6	15.8	4.7	3.9	13.9	13.2
2050	72	16.3	15.5	4.5	3.7	13.7	13.0
2051	72	16.1	15.3	4.4	3.6	13.5	12.8
2052	118	14.3	13.8	3.7	3.2	12.0	11.6
2053	190	13.2	12.7	4.0	3.5	11.1	10.6
2054	181	12.2	11.6	4.1	3.5	10.2	9.7
2055	170	11.1	10.5	4.1	3.5	9.3	8.9
2056	159	10.2	9.6	4.1	3.4	8.6	8.0
2057	147	9.3	8.7	3.9	3.2	7.8	7.3
2058	134	8.5	7.9	3.6	2.9	7.1	6.6
2059	122	7.7	7.1	3.2	2.6	6.5	6.0
2060	110	7.0	6.4	2.8	2.2	5.9	5.4

Данные представлены в соответствии с технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского НГКМ утвержденного Протокола ЦКР № 7860 от 20.12.2019

* среднее пластовое давление по вскрытому интервалу

** расчетное значение давления (барометрическая формула)

Начальник отдела геологии, разработки месторождений,
лицензирования и недропользования


С.К. Самарцев

Заместитель начальника центра - начальник службы разработки
месторождений и геологоразведочных работ ИТЦ


А.С. Колубаев

Скважина	Средняя начальная температура пластовая	Температура окружающей среды на устье	Максимальное начальное пластовое давление (пласт А4/1)	Максимальное устьевое статическое давление**
	°С	°С	МПа	МПа
110	35,7	плюс 45 - минус 40	24,4	20,5
111	36,7	плюс 45 - минус 40	24,8	20,8

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593е 10.11.2021

**Приложение Б
(обязательное)**

Паспорт качества газа

ООО "Газпром добыча Оренбург"
Газопромысловое управление (ГПУ)
Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ)
460503, Оренбургская обл., Оренбургский район, с. Дедуровка-2, тел. (3532) 73-61-72

Справка № 245

от 25 марта 2021 г.

Наименование объекта: газ природный
НД на объект: проект разработки ОНГКМ
НД на отбор проб: ГОСТ 31370
Место отбора: ЦДНГНК
Точка отбора: УИС "Porta-test" скв. 697
Дата и время отбора: 24.03.2021 г. / 09:00
Условия отбора: P = 26 кгс/см²; T = 9 °C; Q = 990 м³/ч
Заказчик: геологическая служба
Дата поступления: 24.03.2021 г.
Дата испытания: 24-25.03.2021 г.
Пробоотборник: 4106

№ п/п	Определяемый показатель	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норматив по НД на объект	Результат измерений	Неопределённость
1	Плотность газа при стандартных условиях (20 °C и 101,325 кПа)	кг/м ³	ГОСТ 17310	не норм.	0,808	0,004
2	Компонентный состав:	% мол.	ГОСТ 31371.7 метод А	не норм.		
	метан				84,60	0,30
	этан				3,14	0,13
	пропан				1,37	0,08
	изо-бутан				0,266	0,016
	н-бутан				0,55	0,03
	нео-пентан				0,0033	0,0004
	изо-пентан				0,209	0,013
	н-пентан				0,208	0,013
	гексан				0,245	0,015
	гептан				0,069	0,004
	октан				0,0069	0,0008
	бензол				0,0183	0,0017
	толуол				0,0072	0,0008
	гелий				0,047	0,003
	водород				0,0012	0,0003
	диоксид углерода				1,86	0,11
азот	2,79	0,11				
3	Меркаптановая сера	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не норм.	0,59	0,09
4	Сероводород	г/м ³			64,6	2,9
		% мол.			4,61	0,21

Начальник лаборатории _____ Г.П. Стрельчик
Инженер лаборатории _____ Е.С. Батурина

1. Справка распространяется только на пробу, прошедшую испытание.
2. За представительность пробы, отобранной заказчиком, лаборатория ответственности не несёт.

36-597 Батурина Е.С.

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

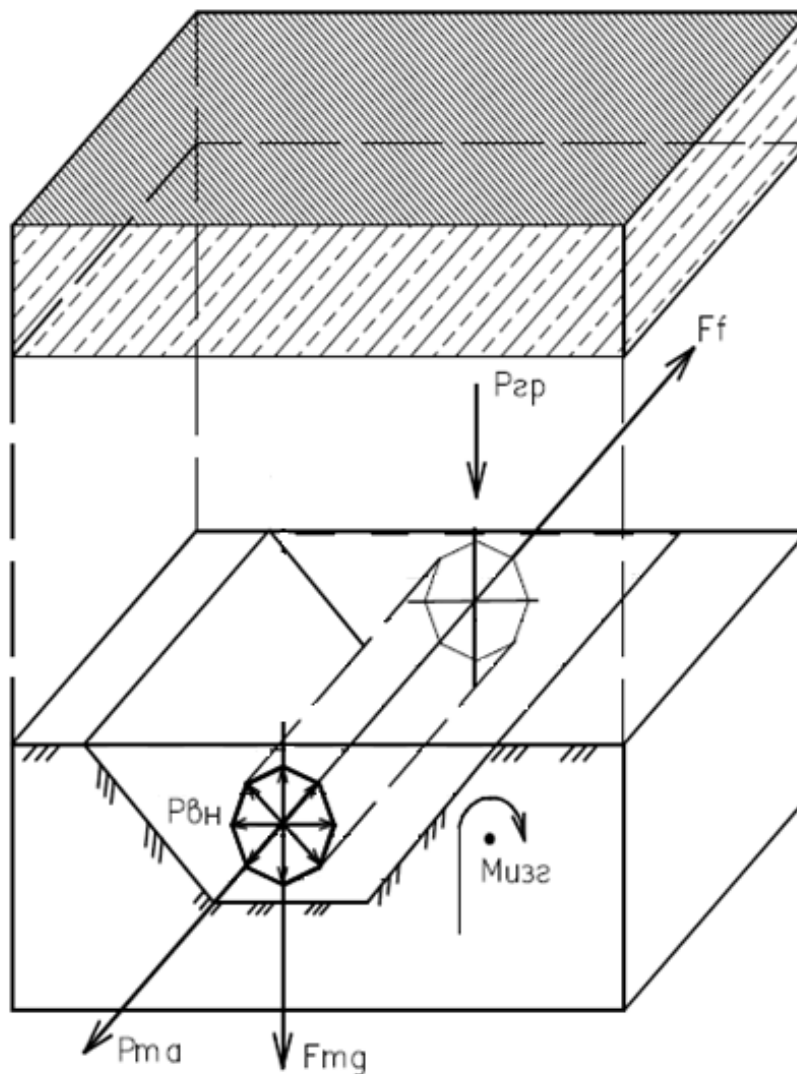
0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
90

Приложение В
(обязательное)

Схема сочетания нагрузок

Воздействие сил в грунте



$P_{гр}$ – сила давления грунта на трубопровод;

$P_{вн}$ – сила внутреннего давления;

$P_{ма}$ – продольная осевая сила;

F_{mg} – сила тяжести (вес трубопровода);

F_f – сила трения газопровода об грунт;

$M_{изг}$ – изгибающий момент.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
228428		225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
91

Приложение Г

(обязательное)

Ведомости пересечений

Ведомость пересечений по трассе а проектируемого газопровода-шлейфа с подземными, надземными коммуникациями и сооружениями

Сводная ведомость пересечений								
Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2,9	296+15,74	каб.КИП	81°58'	-0,8	d = 10 мм	416708,0	2309484,4	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73 34-47
3,0	306+22,78	нефтепр. БВН-1	89°51'	-1,7	d = 200 мм	416828,2	2309451,8	
3,0	306+38,75	ГС,МС скв.636,10009,10059	89°28'	-1,2	d = 168 мм	416812,2	2309451,3	
3,0	306+44,14	нефтепр. ст. Н ст.219	89°17'	-1,2	d = 219 мм	416806,8	2309451,1	
3,0	306+48,73	ГС,МС скв.645,646,567н,507	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416802,2	2309451,0	
3,1	306+53,58	ГС,МС скв.649,674,675,10020, 10083	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416597,4	2309450,8	
3,1	306+58,19	ГС,МС скв.648,667,671,673,10011	89°17'	-1,2	d = 168 мм	416592,8	2309450,7	
3,1	306+63,43	вода ст.	89°17'	-1,2	d = 200 мм	416587,5	2309450,5	
3,1	306+68,48	ГС,МС скв.650,664,10003,1000 4,10071	89°17'	-1,2	d = 168 мм	416582,5	2309450,4	
3,1	306+73,54	ГС,МС скв.651,683,62-р,507- нд	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416577,4	2309450,2	
3,1	306+79,35	ГС,МС скв.652,684,685,1гг	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416571,6	2309450,1	
3,1	306+84,38	ГС,МС скв.9- р,656,657,686,10043	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416568,6	2309449,9	
3,1	306+89,33	ГО	88°05'	-1,2	d = 168 мм	416561,6	2309449,8	
3,1	306+93,62	каб.КИП	89°17'	-0,8	d = 10 мм	416557,4	2309449,6	
3,1	316+3,18	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-1 ПП10 СЭС ПЛУ	89°25'	7,5	3 провода	416547,8	2309449,3	
3,1	316+27,53	а/д Оренбург-Павлица - УКПГ- 10	89°36'	0,0	IV категория, асфальт	416523,5	2309448,6	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 460000, г. Оренбург, ул. Пролетарская,58, +7 (3532) 77-57-10
3,1	316+47,72	ВЛ 110 кВ Пугачевская- Аэропорт 1, отп. на ПП-10	89°11'	9,5	4 провода	416503,3	2309448,0	ЮУФ ООО "Газпром энерго", 460027, Оренбург, ул. Дюгузская, дом 26, тел. +7-3532-73-32-77
3,2	316+72,11	ВЛ 110 кВ Пугачевская- Аэропорт 2, отп. на ПП-10	89°17'	8,2	4 провода	416478,9	2309447,3	
3,8	376+58,86	гсмс ст.219,57	89°44'	-1,5	d = 219 мм	416086,5	2309186,1	
3,8	376+63,00	гсмс ст.219,57	89°12'	-1,5	d = 219 мм	416085,3	2309182,1	
3,8	376+71,71	гсмс ст.219,57	86°53'	-1,5	d = 219 мм	416082,7	2309173,8	
3,8	376+80,40	гсмс ст.219,57	86°54'	-1,5	d = 219 мм	416080,1	2309165,5	
3,8	376+87,20	гсмс ст.219,57	87°11'	-1,5	d = 219 мм	416058,08	2309159,04	
3,8	376+95,94	гсмс ст.219,57	89°51'	-1,5	d = 219 мм	416055,5	2309150,7	
3,8	386+8,75	каб.КИП	89°29'	-0,7	d = 10 мм	416051,7	2309138,5	
3,8	386+16,62	Го ст.168	89°39'	-1,5	d = 168 мм	416049,3	2309130,9	
3,8	386+24,08	нефть ст.219	88°25'	-2	d = 219 мм	416047,1	2309123,8	
3,8	386+31,38	Н ст.219	88°35'	-1,5	d = 219 мм	416045,0	2309116,8	
3,8	386+40,83	Гс ст.168 637	89°00'	-1,5	d = 168 мм	416042,2	2309107,8	
3,8	386+45,86	гсмс ст.168,57 638	89°12'	-1,2	d = 168 мм	416040,7	2309103,0	

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

Лист

92

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Сводная ведомость пересечений

Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
КМ	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,5	4а+61.52	каб. связи	89°25'	-0,7	d = 10 мм, нед.	417033,0	2311834,2	ПАО "Ростелеком", 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 10, +7(3532) 77 34 10
0,8	7а+50.18	водопр. ст.	79°37'	-1,6	d = 200 мм	416848,4	2311627,3	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
0,8	7а+52.21	нефтепр. ст.	79°37'	-1,6	d = 100 мм	416847,6	2311625,4	
1,5	15а+28.80	газопровод скв. 10009	81°44'	-1,2	d = 100 мм	416737,8	2310876,6	
2,5	25а+34.07	ВЛ 110кВ Пугачи-Маякская	83°10'	7,4	3 провода	416751,5	2309874,7	Филиал ПАО "Россети Волга" – "Оренбургэнерго", 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (приемная директора филиала): +7(3532) 77-31-82
2,6	25а+63.07	ВЛ 110кВ Пугачи - Соль-Илецк	83°05'	10,4	3 провода	416748,4	2309845,8	
2,9	29а+26.62	каб. КИП	81°58'	-0,8	d = 10 мм	416708,7	2309484,5	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
3,1	30а+77.20	нефтепр. БВН-1	89°51'	-1,7	d = 200 мм	416629,5	2309402,7	
3,1	30а+92.58	ГС,МС скв. 636,10009,10059	89°26'	-1,2	d = 168 мм	416614,2	2309402,2	
3,1	30а+97.83	нефтепр. ст. Н ст.219	89°17'	-1,2	d = 219 мм	416608,9	2309402,0	
3,1	31а+2.44	ГС,МС скв. 645,646,567н,507	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416604,3	2309401,9	
3,1	31а+7.27	ГС,МС скв. 649,674,675,10020,10083	89°16'	-1,2	d = 168 мм	416599,5	2309401,7	
3,1	31а+11.89	ГС,МС скв. 648,667,671,673,10011	89°17'	-1,2	d = 168 мм	416594,9	2309401,6	
3,1	31а+17.12	вода ст.	89°17'	-1,2	d = 200 мм	416589,6	2309401,4	
3,1	31а+22.17	ГС,МС скв. 650,664,10003,10004,10071	89°17'	-1,2	d = 168 мм	416584,6	2309401,3	
3,1	31а+27.24	ГС,МС скв. 651,683,62-р,507-нд	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416579,5	2309401,1	
3,1	31а+33.05	ГС,МС скв. 652,684,685,1гг	89°18'	-1,2	d = 168 мм	416573,7	2309401,0	
3,1	31а+38.04	ГС,МС скв. 9-р,656,657,686,10043	89°16'	-1,2	d = 168 мм	416568,7	2309400,8	
3,1	31а+42.97	ГО	89°16'	-1,2	d = 168 мм	416563,8	2309400,7	
3,1	31а+47.31	каб. КИП	89°17'	-0,8	d = 10 мм	416559,5	2309400,5	
3,1	31а+56.94	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-1 ГП10 СЭС ГПУ	89°21'	7,9	3 провода	416549,8	2309400,2	
3,1	31а+81,32	а/д Оренбург-Паника - УКПГ-10	89°47'	0,0	IV категория асфальт	416525,5	2309399,5	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 460000, г. Оренбург, ул. Пролетарская, 58, +7 (3532) 77-57-
3,2	32а+1.33	ВЛ 110 кВ Пугачевская-Аэропорт 1, отп. на ГП-10	89°11'	9,5	4 провода	416505,5	2309398,9	ЮУФ ООО "Газпром энерго", 460027, Оренбург, ул. Донгузская, дом 26, тел. +7-3532-73-32-77
3,2	32а+25.80	ВЛ 110 кВ Пугачевская-Аэропорт 2, отп. на ГП-10	89°17'	10,1	4 провода	416481,0	2309398,2	

Взам. инв.№

225835

Подп. и дата

Инв. № подл.

228428

Лист

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

93

Сводная ведомость пересечений

Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
КМ	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3,8	37а+80.79	гсмс ст.219,57	86°07'	-1,5	d = 219 мм	416077,0	2309183,0	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
3,8	37а+84.94	гсмс ст.219,57	89°12'	-1,5	d = 219 мм	416075,8	2309179,0	
3,8	37а+94.41	гсмс ст.219,57	86°53'	-1,5	d = 219 мм	416073,0	2309170,0	
3,8	38а+3.09	гсмс ст.219,57	86°54'	-1,5	d = 219 мм	416070,4	2309161,7	
3,8	38а+09,83	гсмс ст.219,57	87°11'	-1,5	d = 219 мм	416068,42	2309155,25	
3,8	38а+18,06	гсмс ст.219,57	89°51'	-1,5	d = 219 мм	416066,0	2309147,4	
3,8	38а+30.75	каб.КМП	89°29'	-0,7	d = 10 мм	416062,2	2309135,3	
3,8	38а+38.78	Го ст.168	89°39'	-1,5	d = 168 мм	416059,8	2309127,6	
3,8	38а+45.87	нефть ст.219	88°25'	-2,0	d = 219 мм	416057,7	2309120,8	
3,9	38а+53.21	Н ст.219	88°35'	-1,5	d = 219 мм	416055,5	2309113,8	
3,9	38а+62.74	Го ст.168 637	89°00'	-1,5	d = 168 мм	416052,7	2309104,7	
3,9	38а+67.80	гсмс ст.168,57 638	89°12'	-1,2	d = 168 мм	416051,2	2309099,9	
3,9	38а+72.58	гсмс ст.168,57 658	89°04'	-1,2	d = 168 мм	416049,8	2309095,3	
3,9	38а+78.26	гсмс ст.168,57 612	89°12'	-1,2	d = 168 мм	416048,1	2309089,9	
3,9	38а+83.46	гсмс ст.168,57 663	89°13'	-1,2	d = 168 мм	416046,6	2309084,9	
3,9	38а+88.27	гсмс ст.168,57 669	89°11'	-1,2	d = 168 мм	416045,1	2309080,3	
3,9	38а+93.81	гсмс ст.168,57 662	89°13'	-1,2	d = 168 мм	416043,5	2309075,1	
3,9	38а+98.38	гсмс ст.168,57 656	89°14'	-1,2	d = 168 мм	416042,1	2309070,7	
3,9	39а+3.05	гсмс ст.168,57 641	89°14'	-1,2	d = 168 мм	416040,8	2309066,2	
3,9	39а+7.12	гсмс ст.168,57 639	89°07'	-1,2	d = 168 мм	416039,5	2309062,4	
3,9	39а+11.89	Го ст.57	88°38'	-1,2	d = 57 мм	416038,1	2309057,8	
4,0	39а+56.79	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-10	79°21'	7,7	3 провода	416028,9	2309014,2	
4,0	40а+49.42	нефтепр. ст.89	63°29'	-1,2	d = 89 мм	416012,4	2308925,3	
4,0	40а+49.72	нефтепр. ст.89	64°00'	-1,5	d = 89 мм	416012,2	2308925,0	
4,1	40а+77.02	ГС,МС ст.168,57 ска.644	74°49'	-1,2	d = 168 мм	415998,9	2308901,2	
4,1	40а+89.82	ГО ст.100	84°19'	-1,2	d = 100 мм	415992,6	2308890,0	
4,2	42а+10.28	Го ст.168	88°54'	-1,5	d = 168 мм	416002,0	2308780,7	
4,2	42а+24.84	газопр. ПЗ (АГРС "Бердянка")	87°44'	-1,4	d = 225 мм	416016,0	2308776,7	
4,3	42а+91.07	каб.КМП	59°56'	-0,7	d = 10 мм	416079,6	2308758,1	
4,3	43а+37.88	каб.КМП	29°13'	-0,7	d = 10 мм	416104,1	2308782,2	
4,4	43а+84.26	каб.КМП	57°02'	-0,7	d = 10 мм	416118,1	2308824,9	
4,4	44а+1.28	гсмс ст.168,57 ска 641	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416134,4	2308820,1	
4,4	44а+5.66	гсмс ст.168,57 ска 639	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416138,6	2308818,9	
4,4	44а+10.20	гсмс ст.168,57 ска 643	88°29'	-1,2	d = 168 мм	416143,0	2308817,6	
4,4	44а+17.78	гсмс ст.168,57 ска 612	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416150,3	2308815,5	
4,4	44а+22.08	гсмс ст.168,57 ска 623	88°29'	-1,2	d = 168 мм	416154,4	2308814,3	
4,4	44а+25.30	гсмс ст.168,57 ска 624	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416157,5	2308813,4	
4,4	44а+29.81	гсмс ст.168,57 ска 622	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416161,8	2308812,1	
4,4	44а+34.50	гсмс ст.168,57 ска 608	88°36'	-1,2	d = 168 мм	416166,3	2308810,8	
4,4	44а+40.34	гсмс ст.168,57 ска 620	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416171,9	2308809,2	
4,4	44а+46.12	гсмс ст.168,57 ска 621	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416177,5	2308807,5	
4,5	44а+50.79	гсмс ст.168,57 ска 601	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416182,0	2308806,2	
4,5	44а+54.75	гсмс ст.168,57 ска 603	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416185,8	2308805,1	
4,5	44а+61.51	гсмс ст.168,57 ска 644	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416192,3	2308803,2	
4,5	44а+65.24	гсмс ст.168,57 ска 634 ска	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416195,8	2308802,2	
4,5	44а+70.62	гсмс ст.168,57 ска 631	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416201,0	2308800,7	
4,5	44а+73.97	гсмс ст.168,57 ска 633	88°30'	-1,2	d = 168 мм	416204,2	2308799,7	
4,5	45а+11.91	ГО ст.100	76°42'	-1,2	d = 100 мм	416234,5	2308787,5	
4,5	45а+42.90	каб.КМП	81°57'	-0,7	d = 10 мм	416264,0	2308783,3	

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

94

Ведомость пересечений по трассе б проектируемого метаноопровода с подземными, надземными коммуникациями и сооружениями

Сводная ведомость пересечений								
Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ведомость пересечения коммуникаций по трассе Б скв110-ГП								
0,1	16+46.10	водопр. ст.	88°20'	-1.5	d = 200 мм	417095,7	2312136,0	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
0,2	16+51.36	гсмс 684-н, 10071	88°39'	-1.2	d = 168 мм	417094,4	2312130,9	
0,2	16+56.17	гсмс 648,667,671,673,10011	88°24'	-1.2	d = 168 мм	417093,3	2312126,3	
0,2	16+62.05	гсмс 649,674,675,10020,10083	88°25'	-1.2	d = 168 мм	417091,9	2312120,5	
0,2	16+67.49	га	88°02'	-1.2	d = 168 мм	417090,8	2312115,3	
0,2	16+71.76	гсмс 645,646	87°57'	-1.2	d = 168 мм	417089,6	2312111,1	
0,2	16+76.48	нефтяной коллектор	87°48'	-1.2	d = 100 мм	417088,4	2312106,5	
0,2	16+83.59	метанол 507-д	88°02'	-1.2	d = 50 мм	417086,8	2312099,6	
0,4	36+68.69	ВЛ 35 кВ Пугачи-Бердяевка	89°49'	8,6	4 провода	416983,0	2311962,0	Филиал ПАО "Россети Волга" – "Оренбургэнерго", 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (приемная директора филиала): +7(3532) 77-31-82
0,4	36+82.92	ВЛ 110кВ 4пр. Пугачевская - Аэропорт 2-я линия, отг. на ГП-10	89°41'	11,6	4 провода	416979,1	2311946,3	ЮУФ ООО "Газпром энерго", 460027, Оренбург, ул. Дангузская, дом 26, тел. +7-3532-73-32-77
0,4	46+8.63	ВЛ 110кВ 4пр. Пугачевская - Аэропорт 1-я линия, отг. на ГП-10	89°35'	12,2	4 провода	416973,0	2311921,3	
0,4	46+28.20	ВЛ 10 кВ	89°44'	8,0	3 провода	416968,3	2311902,3	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 460048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
0,4	46+34.09	вода ст.	89°35'	-1.5	d = 200 мм	416966,9	2311896,6	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
0,4	46+49,71	зд Оренбург-Панька	89°59'	0,0	IV категория, асфальт	416963,2	2311881,4	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 460000, г. Оренбург, ул. Пролетарская, 58, +7 (3532) 77-57-10
0,5	46+63.22	ВЛ 6 кВ	89°48'	8,0	3 провода	416960,0	2311868,3	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 460048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
0,5	46+64.65	каб.КИП	89°41'	-0.7	d = 10 мм	416959,7	2311866,9	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
0,5	46+72.01	каб.КИП	88°43'	-0.7	d = 10 мм	416957,9	2311859,7	
0,5	46+78.57	каб.связи	88°16'	-0.7	d = 10 мм, недейств.	416956,3	2311853,4	ПАО "Ростелеком", 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д.10, +7(3532) 77 34 10
0,7	76+39.13	водопр. ст.	79°37'	-1.5	d = 200 мм	416847,7	2311627,5	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
0,7	76+41.16	нефтепр. ст.	79°37'	-1.6	d = 100 мм	416846,9	2311625,6	
1,5	156+17.84	газопровод скв.10009	81°44'	-1.2	d = 100 мм	416737,1	2310876,7	
2,5	256+22.74	ВЛ 110кВ Пугачи-Мавзская	63°10'	7,6	3 провода	416750,9	2309875,1	Филиал ПАО "Россети Волга" – "Оренбургэнерго", 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (приемная директора филиала): +7(3532) 77-31-82
2,6	256+51.73	ВЛ 110кВ Пугачи - Соль-Илецк	63°05'	10,4	3 провода	416747,7	2309846,3	

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

95

Сводная ведомость пересечений								
Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пакетажное зачение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2,9	296+15.74	каб.КИП	81°58'	-0.8	d = 10 мм	416708,0	2309484,4	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73 34-47
3,0	306+22.76	нефтепр. БВН-1	89°51'	-1.7	d = 200 мм	416628,2	2309451,8	
3,0	306+38.75	ГС,МС скв.638,10009,10059	89°28'	-1.2	d = 168 мм	416612,2	2309451,3	
3,0	306+44.14	нефтепр. ст. Н ст.219	89°17'	-1.2	d = 219 мм	416806,8	2309451,1	
3,0	306+48.73	ГС,МС скв.645,646,567,507	89°18'	-1.2	d = 168 мм	416802,2	2309451,0	
3,1	306+53.58	ГС,МС скв.649,674,675,10020, 10083	89°16'	-1.2	d = 168 мм	416597,4	2309450,8	
3,1	306+58.19	ГС,МС скв.648,667,671,673,10011	89°17'	-1.2	d = 168 мм	416592,8	2309450,7	
3,1	306+63.43	вода ст.	89°17'	-1.2	d = 200 мм	416587,5	2309450,5	
3,1	306+68.48	ГС,МС скв.650,664,10003,1000 4,10071	89°17'	-1.2	d = 168 мм	416582,5	2309450,4	
3,1	306+73.54	ГС,МС скв.651,683,62-р,507- нд	89°18'	-1.2	d = 168 мм	416577,4	2309450,2	
3,1	306+79.35	ГС,МС скв.652,664,685,1ст	89°18'	-1.2	d = 168 мм	416571,6	2309450,1	
3,1	306+84.36	ГС,МС скв.9- р,656,657,686,10043	89°16'	-1.2	d = 168 мм	416566,6	2309449,9	
3,1	306+89.33	ГО	88°05'	-1.2	d = 168 мм	416561,6	2309449,8	
3,1	306+93.62	каб.КИП	89°17'	-0.8	d = 10 мм	416557,4	2309449,6	
3,1	316+3.16	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-1 ПП10 СЭС ПТУ	89°25'	7,5	3 провода	416547,8	2309449,3	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 460000, г. Оренбург, ул. Пролетарская,58, +7 (3532) 77-57-10
3,1	316+27.53	ад Оренбург-Панкя - УКПГ- 10	89°36'	0,0	IV категория, асфальт	416523,5	2309448,6	
3,1	316+47.72	ВЛ 110 кВ Пугачевская- Аэропорт 1, отп. на ПП-10	89°11'	9,5	4 провода	416503,3	2309448,0	ЮФ ООО «Газпром энерго», 460027, Оренбург, ул. Догульская, дом 26, тел. +7-3532-73-32-77
3,2	316+72.11	ВЛ 110 кВ Пугачевская- Аэропорт 2, отп. на ПП-10	89°17'	8,2	4 провода	416478,9	2309447,3	
3,8	376+58.86	гсмс ст.219,57	89°44'	-1.5	d = 219 мм	416066,5	2309186,1	
3,8	376+63.00	гсмс ст.219,57	89°12'	-1.5	d = 219 мм	416065,3	2309182,1	
3,8	376+71.71	гсмс ст.219,57	88°53'	-1.5	d = 219 мм	416062,7	2309173,8	
3,8	376+80.40	гсмс ст.219,57	88°54'	-1.5	d = 219 мм	416060,1	2309165,5	
3,8	376+87.20	гсмс ст.219,57	87°11'	-1.5	d = 219 мм	416058,08	2309159,04	
3,8	376+95.94	гсмс ст.219,57	89°51'	-1.5	d = 219 мм	416055,5	2309150,7	
3,8	386+8.75	каб.КИП	89°29'	-0.7	d = 10 мм	416051,7	2309138,5	
3,8	386+16.62	Го ст.168	89°39'	-1.5	d = 168 мм	416049,3	2309130,9	
3,8	386+24.08	нефть ст.219	88°25'	-2	d = 219 мм	416047,1	2309123,8	
3,8	386+31.38	Н ст.219	88°35'	-1.5	d = 219 мм	416045,0	2309116,8	
3,8	386+40.83	Го ст.168 637	89°00'	-1.5	d = 168 мм	416042,2	2309107,8	
3,8	386+45.86	гсмс ст.168,57 638	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416040,7	2309103,0	

Инва. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
96

Сводная ведомость пересечений

Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пакетажное зачленение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3,9	386+50.86	гсмс ст.168,57 658	89°04'	-1.2	d = 168 мм	416039,2	2309098,4	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73- 34-47
3,9	386+58.32	гсмс ст.168,57 612	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416037,8	2309093,0	
3,9	386+61.51	гсмс ст.168,57 663	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416036,0	2309088,1	
3,9	386+68.34	гсмс ст.168,57 689	89°11'	-1.2	d = 168 мм	416034,8	2309083,5	
3,9	386+71.87	гсмс ст.168,57 662	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416032,9	2309078,2	
3,9	386+78.43	гсмс ст.168,57 656	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416031,8	2309073,8	
3,9	386+81.10	гсмс ст.168,57 641	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416030,2	2309069,4	
3,9	386+85.20	гсмс ст.168,57 639	89°07'	-1.2	d = 168 мм	416029,0	2309065,5	
3,9	386+90.05	Го ст.57	88°38'	-1.2	d = 57 мм	416027,5	2309060,8	
3,9	386+38.06	ЛЭП 6кВ 3пр. ф-10	79°21'	7,7	3 провода	416028,2	2309014,4	
4,0	406+30.13	нефтепр. ст.89	63°29'	-1.2	d = 89 мм	416011,9	2308925,9	
4,0	406+30.44	нефтепр. ст.89	64°00'	-1.5	d = 89 мм	416011,8	2308925,7	
4,1	406+58.27	ГС,МС ст.168,57 скв.644	74°49'	-1.2	d = 168 мм	415998,2	2308901,4	
4,1	406+70.82	ГО ст.100	84°19'	-1.2	d = 100 мм	415992,1	2308890,4	
4,2	416+92.93	Го ст.168	88°54'	-1.5	d = 168 мм	416001,7	2308779,8	
4,2	426+7.47	газопр. ПЗ (АГРС "Бердянка")	87°44'	-1.4	d = 225 мм	416015,7	2308775,7	
4,3	426+73.17	каб.КИП	59°58'	-0.7	d = 10 мм	416078,7	2308757,3	
4,3	436+23.51	каб.КИП	29°13'	-0.7	d = 10 мм	416105,1	2308783,2	
4,4	436+61.98	каб.КИП	80°13'	-0.7	d = 10 мм	416119,9	2308812,9	
4,4	436+73.86	гсмс ст.168,57 скв 641	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416131,1	2308809,8	
4,4	436+78.04	гсмс ст.168,57 скв 639	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416135,3	2308808,4	
4,4	436+82.58	гсмс ст.168,57 скв 643	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416139,8	2308807,1	
4,4	436+90.16	гсмс ст.168,57 скв 612	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416148,9	2308805,0	
4,4	436+94.46	гсмс ст.168,57 скв 623	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416151,0	2308803,8	
4,4	436+97.88	гсмс ст.168,57 скв 624	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416154,1	2308802,9	
4,4	446+2.20	гсмс ст.168,57 скв 622	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416158,5	2308801,6	
4,4	446+6.90	гсмс ст.168,57 скв 608	88°36'	-1.2	d = 168 мм	416163,0	2308800,3	
4,4	446+12.72	гсмс ст.168,57 скв 620	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416168,8	2308798,7	
4,4	446+18.50	гсмс ст.168,57 скв 621	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416174,1	2308797,1	
4,4	446+23.17	гсмс ст.168,57 скв 601	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416178,8	2308795,8	
4,4	446+27.13	гсмс ст.168,57 скв 603	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416182,4	2308794,7	
4,4	446+33.89	гсмс ст.168,57 скв 644	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416188,9	2308792,8	
4,4	446+37.83	гсмс ст.168,57 скв 634 653	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416192,5	2308791,7	
4,4	446+43.00	гсмс ст.168,57 скв 631	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416197,8	2308790,2	
4,4	446+48.35	гсмс ст.168,57 скв 633	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416200,9	2308789,3	
4,5	446+82.25	ГО ст.100	76°42'	-1.2	d = 100 мм	416234,9	2308786,9	
4,5	456+12.47	каб.КИП	81°57'	-0.7	d = 10 мм	416263,7	2308782,8	

Взам. инв.№

225835

Подп. и дата

Инв. № подл.

228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

97

Ведомость пересечений по трассе в проектируемого газопровода-шлейфа с подземными, надземными коммуникациями и сооружениями

Сводная ведомость пересечений								
Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
КМ	Пикетажное значение					Х, м	У, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ведомость пересечения коммуникаций по трассе по трассе В скв111-ГП								
1,0	9в+82.47	гс,мс скв.7р	89°12'	-1.2	d = 168 мм	415093,8	2313195,9	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
1,8	17в+79.79	ВЛ 35 кВ+1ВОЛС Пугачи-Бердянка	89°26'	9,0	4 провода	415056,7	2312411,7	Филиал ПАО "Россети Волга" – "Оренбургэнерго", 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (приемная директора филиала): +7(3532) 77-31-82
1,8	17в+90.90	ВЛ 10 кВ	89°29'	8,5	3 провода	415054,0	2312400,9	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 460048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
1,8	18в+16.44	а/д Оренбург-Паника	89°44'	0	IV категория, асфальт	415047,7	2312376,18	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 460000, г. Оренбург, ул. Пролетарская, 58, +7 (3532) 77-57-10
1,8	18в+30.61	каб. ЭХЗ на анод	88°40'	-0.7	d = 10 мм	415044,2	2312362,4	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
1,8	18в+42.09	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-10	89°54'	7,5	3 провода	415041,4	2312351,3	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 460048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
1,9	18в+74.70	каб.связи нед.	89°39'	-0.7	d = 10 мм	415033,4	2312319,7	ПАО "Ростелеком", 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д.10, +7(3532) 77 34 10
2,8	28в+40.79	нефть ст.89	89°27'	-1.2	d = 89 мм	415813,7	2311992,2	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
2,9	28в+67.91	нефть ст.108	88°09'	-1.2	d = 108 мм	415840,3	2311988,8	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
3,1	30в+66.80	нефтепр. ст.	89°59'	-1.2	d = 89 мм	416035,1	2311946,7	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
4,9	49в+4.68	ВЛ 110кВ Пугачи-Маякская	69°16'	9,1	3 провода	416222,5	2310218,8	Филиал ПАО "Россети Волга" – "Оренбургэнерго", 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (приемная директора филиала): +7(3532) 77-31-82
4,9	49в+32.09	ВЛ 110кВ Пугачи - Соль-Илецк	69°01'	11,2	3 провода	416216,7	2310192,0	

Взам. инв.№ 225835	Подп. и дата
Инв. № подл. 228428	Подп. и дата

1	-	Зам.	1871-22	16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

98

Сводная ведомость пересечений

Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристика коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
КМ	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6,0	59а+66.67	ГСМС ст.219,57	89°44'	-1.5	d = 219 мм	416056,0	2309189,3	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73-34-47
6,0	59а+70.92	ГСМС ст.219,57	89°12'	-1.5	d = 219 мм	416054,7	2309185,3	
6,0	59а+78.88	ГСМС ст.219,57	86°53'	-1.5	d = 219 мм	416052,3	2309177,7	
6,0	59а+87.57	ГСМС ст.219,57	86°54'	-1.5	d = 219 мм	416049,8	2309169,4	
6,0	59а+94.42	ГСМС ст.219,57	87°11'	-1.5	d = 219 мм	416047,73	2309162,82	
6,0	60а+3.68	ГСМС ст.219,57	89°51'	-1.5	d = 219 мм	416045,0	2309154,0	
6,0	60а+16.61	каб.КЮП	89°29'	-0.7	d = 10 мм	416041,1	2309141,6	
6,0	60а+24.44	Го ст.168	89°30'	-1.5	d = 168 мм	416038,8	2309134,1	
6,0	60а+32.12	нефть ст.219	88°49'	-2	d = 219 мм	416036,5	2309126,8	
6,0	60а+39.42	Н ст.219	88°35'	-1.5	d = 219 мм	416034,4	2309119,8	
6,0	60а+48.79	Го ст.168 637	89°00'	-1.5	d = 168 мм	416031,6	2309110,9	
6,1	60а+53.78	ГСМС ст.168,57 638	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416030,1	2309106,1	
6,1	60а+58.61	ГСМС ст.168,57 658	89°04'	-1.2	d = 168 мм	416028,7	2309101,5	
6,1	60а+64.24	ГСМС ст.168,57 612	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416027,0	2309096,1	
6,1	60а+69.43	ГСМС ст.168,57 663	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416025,5	2309091,2	
6,1	60а+74.26	ГСМС ст.168,57669	89°11'	-1.2	d = 168 мм	416024,0	2309086,6	
6,1	60а+79.78	ГСМС ст.168,57662	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416022,4	2309081,3	
6,1	60а+84.34	ГСМС ст.168,57656	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416021,0	2309076,9	
6,1	60а+89.01	ГСМС ст.168,57641	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416019,7	2309072,5	
6,1	60а+93.13	ГСМС ст.168,57639	89°07'	-1.2	d = 168 мм	416018,4	2309068,6	
6,1	60а+98.08	Го ст.57	88°38'	-1.2	d = 57 мм	416017,0	2309063,8	
6,2	61а+53.21	ЛЭП 6кВ 3пр. ф-10	79°21'	7.5	3 провода	416027,5	2309014,5	
6,2	62а+44.73	нефтепр. ст.89	63°29'	-1.2	d = 89 мм	416011,5	2308926,6	
6,2	62а+45.05	нефтепр. ст.89	64°00'	-1.5	d = 89 мм	416011,4	2308926,3	
6,3	62а+73.41	ГСМС ст.168,57 скв.644	74°49'	-1.2	d = 168 мм	415997,5	2308901,6	
6,3	62а+85.70	ГО ст.100	84°19'	-1.2	d = 100 мм	415991,5	2308890,8	
6,4	64а+9.47	Го ст.168	88°54'	-1.5	d = 168 мм	416001,4	2308778,8	
6,4	64а+23.99	газопр. ПЭ (АГРС "Бердянка")	87°44'	-1.4	d = 225 мм	416015,3	2308774,8	
6,5	64а+89.14	каб.КЮП	59°56'	-0.7	d = 10 мм	416077,9	2308756,5	
6,5	65а+43.03	каб.КЮП	28°34'	-0.7	d = 10 мм	416106,2	2308784,2	
6,5	65а+70.44	каб.КЮП	80°13'	-0.7	d = 10 мм	416118,6	2308801,8	
6,6	65а+79.93	ГСМС ст.168,57 скв 641	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416127,7	2308799,1	
6,6	65а+84.30	ГСМС ст.168,57 скв 639	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416131,9	2308797,9	
6,6	65а+88.85	ГСМС ст.168,57 скв 643	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416136,3	2308796,6	
6,6	65а+96.43	ГСМС ст.168,57	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416143,6	2308794,5	
6,6	66а+0.72	ГСМС ст.168,57	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416147,7	2308793,3	
6,6	66а+3.94	ГСМС ст.168,57 скв 624	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416150,8	2308792,4	
6,6	66а+8.46	ГСМС ст.168,57 скв 622	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416155,1	2308791,2	
6,6	66а+13.19	ГСМС ст.168,57 скв 608	88°36'	-1.2	d = 168 мм	416159,6	2308789,8	
6,6	66а+18.99	ГСМС ст.168,57 скв 620	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416165,2	2308788,2	
6,6	66а+24.77	ГСМС ст.168,57 скв 621	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416170,8	2308786,6	
6,6	66а+29.44	ГСМС ст.168,57 скв 601	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416175,2	2308785,3	
6,6	66а+33.39	ГСМС ст.168,57 скв 603	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416179,0	2308784,2	
6,6	66а+40.16	ГСМС ст.168,57 скв 644	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416185,5	2308782,3	
6,6	66а+43.89	ГСМС ст.168,57 скв 634 653	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416189,1	2308781,2	
6,6	66а+49.27	ГСМС ст.168,57 скв 631	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416194,3	2308779,7	
6,7	66а+52.62	ГСМС ст.168,57 скв 633	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416197,5	2308778,8	
6,7	66а+97.62	ГО ст.100	73°10'	-1.2	d = 100 мм	416239,9	2308780,3	
6,7	67а+22.58	каб.КЮП	81°57'	-0.7	d = 10 мм	416263,4	2308782,0	

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

99

Ведомость пересечений по трассе г проектируемого метаноопровода с подземными, надземными коммуникациями и сооружениями

Сводная ведомость пересечений								
Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пикетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ведомость пересечения коммуникаций по трассе по трассе Г скв111-ГП								
1,0	9н+83.60	гс,мс скв.7р	89°12'	-1.2	d = 168 мм	415093,1	2313195,9	ООО «Газпром добыча Оренбург», 480058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73 34-47
1,8	17н+64.08	ВЛ 35 кВ+1ВОЛС Пугачи-Бердянка	89°28'	7,8	4 провода	415018,0	2312421,9	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго», 480024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (прямая линия директора филиала):
1,8	17н+75.15	ВЛ 10 кВ	89°20'	7,9	3 провода	415015,3	2312411,2	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 480048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
1,8	18н+1.10	ад Оренбург-Павлюк	89°51'	0,0	IV категория, асфальт	415008,9	2312388,0	Главное управление дорожного хозяйства Оренбургской области, 480000, г. Оренбург, ул. Пролетарская,58, +7 (3532) 77-57-10
1,8	18н+14.37	каб. ЭХЗ на анод,	88°40'	-0.7	d = 10 мм	415005,7	2312373,2	ООО «Газпром добыча Оренбург», 480058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73 34-47
1,8	18н+26.67	ЛЭП 6кВ Зпр. ф-10	89°47'	7,4	3 провода	415002,7	2312361,3	Оренбургское предприятие магистральных электрических сетей, 480048, Оренбург, пр. Автоматики, 15, +7 (3532) 79-70-12
1,9	18н+59.31	каб. связи нед.	89°59'	-0.7	d = 10 мм	414994,8	2312329,8	ПАО «Ростелеком», 480000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д.10, +7(3532) 77 34 10
2,8	28н+43.18	нефть ст.89	89°27'	-1.2	d = 89 мм	415813,6	2311991,5	ООО «Газпром добыча Оренбург», 480058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73 34-47
2,9	28н+70.33	нефть ст.108	88°09'	-1.2	d = 108 мм	415840,2	2311988,1	
3,1	30н+89.20	нефтепр. ст.	89°59'	-1.2	d = 89 мм	416034,9	2311948,0	
4,9	49н+5.55	ВЛ 110кВ Пугачи-Маяковская	89°18'	9,1	3 провода	416221,9	2310219,2	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго», 480024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44, Телефон (прямая линия директора филиала): +7(3532) 77-31-82
4,9	49н+32.95	ВЛ 110кВ Пугачи - Соль-Илецк	89°01'	11,2	3 провода	416216,1	2310192,5	

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22	16.09.22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

100

Сводная ведомость пересечений

Место пересечения по проектируемой трассе		Наименование	Угол пересечения, α	Глубина/высота заложения, м	Характеристики коммуникации	Координаты точки пересечения		Наименование эксплуатирующей организации, адрес организации
км	Пакетажное значение					X, м	Y, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6,0	59+76.23	гсмс ст.219,57	89°44'	-1.5	d = 219 мм	416045,4	2309192,5	ООО «Газпром добыча Оренбург», 460058, Оренбургская область, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2, +7 3532 73- 34-47
6,0	59+80.05	гсмс ст.219,57	85°52'	-1.5	d = 219 мм	416044,3	2309188,9	
6,0	59+87.78	гсмс ст.219,57	86°53'	-1.5	d = 219 мм	416042,0	2309181,5	
6,0	59+96.48	гсмс ст.219,57	86°54'	-1.5	d = 219 мм	416039,4	2309173,2	
6,0	60+03.38	гсмс ст.219,57	87°11'	-1.5	d = 219 мм	416037,39	2309166,60	
6,0	60+12.84	гсмс ст.219,57	85°52'	-1.5	d = 219 мм	416034,6	2309157,6	
6,0	60+26.22	каб.ЖИП	89°29'	-0.7	d = 10 мм	416030,6	2309144,8	
6,0	60+34.04	Го ст.168	89°30'	-1.5	d = 168 мм	416028,3	2309137,3	
6,0	60+41.86	нефть ст.219	88°49'	-2	d = 219 мм	416026,0	2309129,9	
6,0	60+49.19	Н ст.219	88°47'	-1.5	d = 219 мм	416023,8	2309122,9	
6,1	60+58.48	Го ст.168 637	89°00'	-1.5	d = 168 мм	416021,0	2309114,0	
6,1	60+63.44	гсмс ст.168,57 638	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416019,6	2309109,3	
6,1	60+68.29	гсмс ст.168,57 658	89°04'	-1.2	d = 168 мм	416018,1	2309104,8	
6,1	60+73.90	гсмс ст.168,57 612	89°12'	-1.2	d = 168 мм	416016,5	2309099,3	
6,1	60+79.08	гсмс ст.168,57 663	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416014,9	2309094,3	
6,1	60+83.92	гсмс ст.168,57 669	89°11'	-1.2	d = 168 мм	416013,5	2309089,7	
6,1	60+89.44	гсмс ст.168,57 662	89°13'	-1.2	d = 168 мм	416011,8	2309084,4	
6,1	60+94.00	гсмс ст.168,57 666	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416010,5	2309080,1	
6,1	60+98.66	гсмс ст.168,57 641	89°14'	-1.2	d = 168 мм	416009,1	2309075,6	
6,1	61+2.81	гсмс ст.168,57 639	89°07'	-1.2	d = 168 мм	416007,9	2309071,7	
6,1	61+7.84	Го ст.57	89°34'	-1.2	d = 57 мм	416006,4	2309066,8	
6,2	61+71.38	ЛЭП 6кВ 3пр. ф-10	79°21'	7,7	3 провода	416026,8	2309014,7	
6,3	62+62.35	нефть пр. ст.89	63°29'	-1.2	d = 89 мм	416011,1	2308927,2	
6,3	62+62.67	нефть пр. ст.89	64°00'	-1.5	d = 89 мм	416010,9	2308926,9	
6,3	62+91.57	ГС,МС ст.168,57 скв.644	74°49'	-1.2	d = 168 мм	415996,8	2308901,7	
6,3	63+3.59	ГО ст.100	84°19'	-1.2	d = 100 мм	415990,9	2308891,2	
6,4	64+29.02	Го ст.168	88°54'	-1.5	d = 168 мм	416001,1	2308777,9	
6,4	64+43.52	газопр. ПЗ (АГРС "Бердянка")	87°44'	-1.4	d = 225 мм	416015,0	2308773,8	
6,5	65+8.13	каб.ЖИП	59°56'	-0.7	d = 10 мм	416077,1	2308755,7	
6,6	65+65.58	каб.ЖИП	28°34'	-0.7	d = 10 мм	416107,2	2308785,2	
6,6	65+78.12	каб.ЖИП	61°26'	-0.7	d = 10 мм	416113,7	2308791,8	
6,6	65+89.21	гсмс ст.168,57 скв 641	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416124,4	2308788,7	
6,6	65+93.58	гсмс ст.168,57 скв 639	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416128,6	2308787,4	
6,6	65+98.13	гсмс ст.168,57 скв 643	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416132,9	2308786,2	
6,6	66+5.71	гсмс ст.168,57 скв 612	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416140,2	2308784,0	
6,6	66+10.00	гсмс ст.168,57 скв 623	88°29'	-1.2	d = 168 мм	416144,3	2308782,8	
6,6	66+13.22	гсмс ст.168,57 скв 624	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416147,4	2308781,9	
6,6	66+17.74	гсмс ст.168,57 скв 622	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416151,8	2308780,7	
6,6	66+22.49	гсмс ст.168,57 скв 608	88°36'	-1.2	d = 168 мм	416156,3	2308779,3	
6,6	66+28.27	гсмс ст.168,57 скв 620	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416161,9	2308777,7	
6,6	66+34.05	гсмс ст.168,57 скв 621	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416167,4	2308776,1	
6,6	66+38.71	гсмс ст.168,57 скв 601	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416171,9	2308774,8	
6,6	66+42.67	гсмс ст.168,57 скв 603	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416175,7	2308773,7	
6,6	66+49.44	гсмс ст.168,57 скв 644	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416182,2	2308771,8	
6,7	66+53.17	гсмс ст.168,57 скв 634 653	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416185,8	2308770,8	
6,7	66+58.55	гсмс ст.168,57 скв 631	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416190,9	2308769,2	
6,7	66+61.90	гсмс ст.168,57 скв 633	88°30'	-1.2	d = 168 мм	416194,1	2308768,3	
6,7	67+11.54	ГО ст.100	73°10'	-1.2	d = 100 мм	416240,4	2308779,8	
6,7	67+35.69	каб.ЖИП	81°57'	-0.7	d = 10 мм	416263,1	2308781,3	

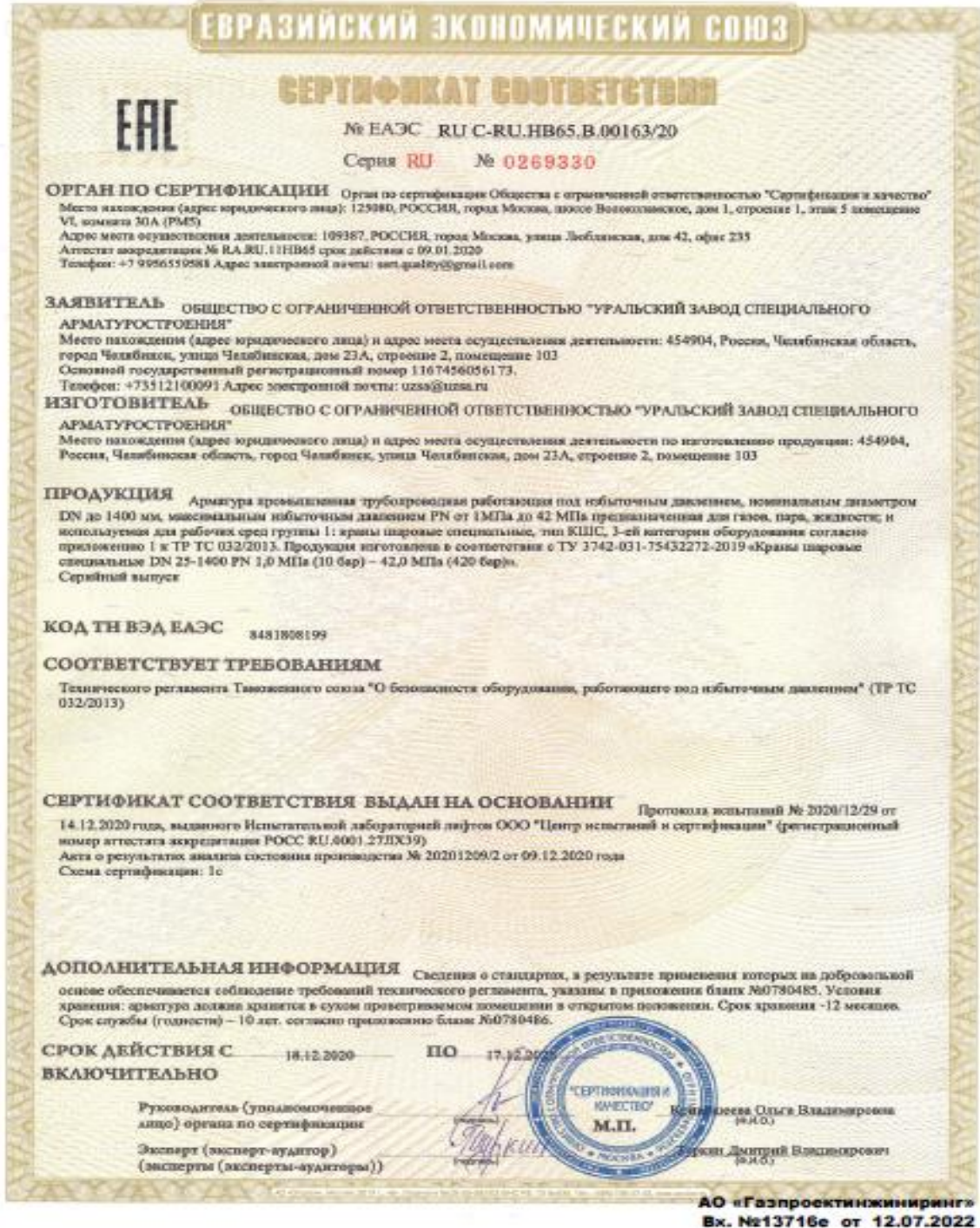
Инва. № подл.	228428
Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Приложение Д
(обязательное)

Сертификаты соответствия трубопроводной арматуры и оборудования



Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.HB63.B.00163/20

Серия **RU** № **0780485**

Сведения о национальных стандартах (сводах правил), применяемых на добровольной основе для соблюдения требований технических регламентов

Обозначение национального стандарта или свода правил	Наименование национального стандарта или свода правил
ГОСТ 9544-2015	*Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов*
ГОСТ 5761-2003	*Клапаны на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия*
ГОСТ 21345-2005	*Краны шаровые, конусные и цилиндрические на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия*

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

С. С. Сидорова
(подпись)
Сидорова
(подпись)

Климова Ольга Владимировна
(И.О.)Туркин Дмитрий Владимирович
(И.О.)АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №13716е от 12.07.2022

Инд. № подл.	Взам. инв. №
228428	225835
Подп. и дата	

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

103

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.HB65.B.00163/20

Серия **RU** № **0780486**

Сведения по сертификату соответствия

Документация изготовителя:

1. обоснования безопасности № 3742-031-75432272-2016 ОБ;
2. руководство по эксплуатации № УЭСА39280-050 РЭ;
3. паспорта № УЭСА39280-50 ПС;
4. проектная документация (КАКАЯ ИМЕННО ТУ № 3742-031-75432272-2019);
5. расчеты на прочность № УЭСА39280-50 РР;
6. протоколы заводских испытаний № 147;
7. технологические регламенты и сведения о технологических процессах № ТР ТС 032;
8. документы, подтверждающие квалификацию специалистов и персонала № 0018-8070; № 0018-11655; № 0053-4021
9. документы, подтверждающие характеристики материалов № 2018P000016053/2018; №2018P000016056/2018; № 2019028061; №218646 / 1; № U13; № 2019P000007741/2019; № 2018012112; № 2018P000016053/2018; 2018P000014158/2018; А18-2780; № 2019028059

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

fu
(подпись)
Дмитрий Калашников
(подпись)



Велихова Ольга Владимировна
(И.О.)

Лукин Дмитрий Владимирович
(И.О.)

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №13716е от 12.07.2022

Инд. № подл.	Взам. инв.№
228428	225835
Изм.	Подп. и дата
Кол.уч.	
Лист	
№ док	
Подпись	
Дата	

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ



Заявитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103, основной государственный регистрационный номер: 1167456056173, номер телефона: +73 512100091, адрес электронной почты: uzsa@uzsa.ru

в лице Генерального директора Паламарчука Михаила Владимировича

заявляет, что Арматура промышленная трубопроводная работающая под избыточным давлением, номинальным диаметром DN до 1400 мм, максимальным избыточным давлением PN от 1 МПа до 42 МПа предназначенная для газов, пара, жидкости; и используемая для рабочих сред группы 1: краны шаровые специальные тип КШС, 3-ей категории оборудования согласно приложению 1 к ТР ТС 032/2013

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103.

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-031-75432272-2019 «Краны шаровые специальные DN 25-1400 PN 1,0 МПа (10 бар) – 42,0 МПа (420 бар)».

Код ТН ВЭД ЕАЭС 8481808199. Серийный выпуск

соответствует требованиям

ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

Декларация о соответствии принята на основании


Протокола испытаний № 12-9813-2020 от 09.12.2020 года, выданного Испытательной лабораторией «ГЕРЦ» ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЕАК», аттестат аккредитации РОСС RU.32001.04ИБФ1.ИЛ13, сроком действия до 15.12.2020 года.

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

Условия хранения и срок службы продукции указаны в сопроводительной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 08.12.2025 включительно


М. П.
Паламарчук Михаил Владимирович
(подпись)
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.HX37.B.14817/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 09.12.2020

**АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №13716е от 12.07.2022**

Взам. инв.№	225835	
Подп. и дата		
Инв. № подл.	228428	

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
105



СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31570.040ГН0

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПРОДУКЦИИ Акционерное общество «Научно-производственная фирма «Центральное конструкторское бюро арматуростроения» (АО "НПО "ЦКБА") Регистрационный номер ОГН4.RU.1102 Юридический адрес: Российская Федерация, 195027, г. Санкт-Петербург, проспект Шаумяна, д.4, к.1, лит. "А", тел. +7 (812) 611-10-00, факс 8 (812) 458-7-222, e-mail: info@ckba.ru

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ОГН4.RU.1102.B00036

П 00828

Срок действия с 18.10.2018 по 17.10.2021

ПРОДУКЦИЯ: Краны шаровые специальные с уплотнением в затворе металл-металл и металл-полимер DN 25-1000 PN 1,0 МПа (10 бар) – 25,0 МПа (250 бар) изготавливаемые по ТУ 3742-031-75432272-2016.

Рабочая среда: Информация в приложении, бланк № ПП 00808

Температура рабочей среды: От минус 70 °С до плюс 150 °С.

КОД ОК 034-2014: 28.14.13.131

КОД ТН ВЭД РФ: 8481 80 81

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

СТО Газпром 2-4.1-212-2008, СТО Газпром 2-4.1-1108-2017

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Уральский завод специального арматуростроения», 454904, Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинская 23, кабинет 307, ИНН 7451403608, телефон: 8 (351) 216-02-70, e-mail: UZSA@OMK.RU

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Обществу с ограниченной ответственностью «Уральский завод специального арматуростроения», 454904, Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинская 23, кабинет 307, ИНН 7451403608, телефон: 8 (351) 216-02-70, e-mail: UZSA@OMK.RU

НА ОСНОВАНИИ Акта анализа состояния производства №ЦКБА.004-18/9-АСП от 29.03.2018, акта приемочных испытаний № 11 от 01.11.2017, протокола сертификационных испытаний № МУ30-СВ2357 от 25.03.2016, протокола контрольных испытаний № 16-04-22/1К от 22.04.2016, решения о выдаче сертификата соответствия №ЦКБА.004-18/10-РВ от 16.10.2018 года, акта экспертной группы по сертификации продукции №ЦКБА.004-18/9-АЭ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации 1d.

Руководитель органа по сертификации  Н.А. Соловатова
Эксперт  О.А. Токмяков

АО «Газпроектинжиниринг»

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №13716е от 12.07.2022

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
106

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ

ПП 00808

ПРИЛОЖЕНИЕ

к сертификату соответствия № ОГН4.RU.1102.B00036

Перечень конкретной продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия

КОД ОК 034-2014	Наименование и обозначение продукции, изготовитель	Обозначение документации, по которой выпускается продукция
Код ТН ВЭД РФ		
	Краны шаровые специальные с уплотнением в затворе металл-металл и металл-полимер DN 25-1000 PN 1,0 МПа (10 бар) – 25,0 МПа (250 бар)	Технические условия ТУ 3742-031-75432272-2016

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Уральский завод специального арматуростроения», 454904, Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинская-23, кабинет 307, ИНН 3451403608, телефон: 8 (351) 216-02-70, e-mail: UZSA@OMK.RU

Рабочая среда: природный, попутный нефтяной, технологические углеводородные газы, криогенные и другие среды, содержание в которых агрессивных компонентов (H₂S, CO₂, CH₃OH и др.), рабочей температуры эксплуатации позволяет отнести их к арматуре специального исполнения (СТО Газпром 2-4.1-1108-2017).



Руководитель органа по сертификации

М.П.

подпись

Н.А. Соловцова

инициалы, фамилия

Эксперт

подпись

О.А. Токмаков

инициалы, фамилия

АО «Газпроектинжиниринг»

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

107



СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
ИНТЕРГАЗСЕРТ
РОСС RU.31570.04ОГНО

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ

Некоммерческая организация-учреждение «Сертификационный центр «ВНИИГАЗ-Сертификат» (СЦ «ВНИИГАЗ-Сертификат»); № ОГН4.RU.1303; 142717, Московская область, г. Вдольное, п. Развилка, ВНИИГАЗ; +7 (498) 657-45-18; info@vniigaz-cert.ru.

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ОГН4.RU.1303.В01645

П 02786

Срок действия с 05.04.2022 по 04.04.2025

ПРОДУКЦИЯ:

Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)
ТУ 3647-006-93719333-2009 (TS 10722003/ТУ10722003) (изменение 3)
Серийный выпуск

КОД ОК 034-2014: 28.99.39.190

КОД ТН ВЭД РФ:

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 14192-96 п.3.5, п.п.4.1, 5.7-5.10; ГОСТ 18620-86 разделы 2-5; ГОСТ Р 9.603-2021 (п.5.4, раздел 6);
СТО Газпром 2-2.1-249-2008 п.п.15.1.9, 15.1.13; СТО Газпром 9.1-018-2012 табл.4 показ.1-8, табл.6 показ. 1-5

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество «Трубопроводные системы и технологии» (АО «ТСТ»), Московская область, г.о. Щелково, г. Щелково, ул. Московская, стр.73А

ИНН 5012034772 Телефон +7(495)647-03-07, E-mail: info@pipe-st.ru

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

Акционерному обществу «Трубопроводные системы и технологии» (АО «ТСТ»), Московская область, г.о. Щелково, г. Щелково, ул. Московская, стр.73А

ИНН 5012034772 Телефон +7(495)647-03-07, E-mail: info@pipe-st.ru

НА ОСНОВАНИИ

Протокола сертификационных испытаний от 30.03.2021 № 4192023630/004-ЦОС4/2021 (ИЦ «ВНИИГАЗ» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (ОГН4.RU.2705);

Акта о результатах анализа состояния производства от 24.12.2021 № СЦ-411/2-2021/ИГС-С;

Акта экспертной группы № СЦ-411/2-2021/ИГС-С от 11.02.2022;

Свидетельства о деловой репутации № ОГН1.RU.1401.00073, срок действия до 10.04.2022;

Решения о выдаче сертификата соответствия от 05.04.2022 № СЦ-411/2-2021/ИГС-С.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Схема сертификации 1а

Типоразмерный ряд DN 12...1400, максимальное рабочее давление 40,0 МПа,

Климатическое исполнение У1, У5, УХЛ1, УХЛ5, ХЛ1, ХЛ5.

Руководитель органа по сертификации



М.П.

Эксперт

ПОДПИСЬ

ПОДПИСЬ

Д.А. Тонца

руководитель, фамилия

Д.Н. Зелевалов

руководитель, фамилия

АО «Газпром ВНИИГАЗ» (ОГН4.RU.2705) 142717, Московская область, г. Вдольное, п. Развилка, ВНИИГАЗ; +7 (498) 657-45-18; info@vniigaz-cert.ru

Взам. инв.№
225835

Подп. и дата

Инв. № подл.
228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

108

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АД07.Н00309

Срок действия с 21.06.2019

по 20.06.2022

№ 0468590

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС». Место нахождения: 195009, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Академика Лебедева, дом 12, корпус 2, литера А, этаж 2, комната 26. Место осуществления деятельности: 190068, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Большая Подьяческая, дом 37, литера А, помещение 5Н. Телефон: +7 (495)-221-18-10, адрес электронной почты: info@velessert.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.10AД07. Дата регистрации аттестата аккредитации: 24.03.2016 года

ПРОДУКЦИЯ Элементы трубопроводов, работающие под избыточным давлением: изолирующие монолитные муфты (вставки, соединения) для катодной защиты стальных трубопроводов с DN до 1400 включительно, максимально допустимое рабочее давление до 40 МПа включительно
 ТУ 3647-006-93719333-2009; ТУ 3647-007-93719333-2010; ТУ 3647-024-93719333-2016
 Серийный выпуск

код ОК

034-2014 (КПЕС 2008)
28.99.39.190

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ 30546.2-98, ГОСТ 30546.3-98 (исполнение сейсмостойкости 9 баллов по шкале MSK-64)

код ТН ВЭД

7307 93 190 0, 7307 93 990 0

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»

Адрес: 141112, Московская область, г. Щелково, ул. Московская, строение 73А
 ИНН: 5012034772

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»

Адрес: 141112, Московская область, г. Щелково, ул. Московская, строение 73А
 Телефон: 74956470307, E-mail: info@pipe-st.ru
 ИНН: 5012034772

НА ОСНОВАНИИ протокола испытаний № 436-06/12-В от 18.06.2019 года, выданного испытательной лабораторией «Велес» Общества с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «Велес», регистрационный № РОСС RU.31485.04ИДЮ0.006.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации: 3.



Руководитель органа

Эксперт

Экхарт
 Подпись

Лаврентьев
 Подпись

К.А. Экхарт

инициалы, фамилия

С.В. Лаврентьев

инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

АО «СГС» (СГС), Москва, 2019. ИНН: 5008-05-00503-0407-00, тел. (495) 720-4742, www.scsert.ru

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
109



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель: Закрытое акционерное общество «Трубопроводные системы и технологии».

Основной государственный регистрационный номер: 1065012025088.

Место нахождения: 141112, Российская Федерация, Московская область, Щелковский район, город Щелково, улица Московская, строение 73А

Телефон: 84956470307, адрес электронной почты: info@pipe-st.ru

в лице Генерального директора Захарова Дмитрия Борисовича

заявляет, что

Элементы трубопроводов 2 категории, работающие под избыточным давлением: изолирующие монолитные муфты (вставки, соединения) для катодной защиты стальных трубопроводов

Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 3647-024-93719333-2016 «Соединение изолирующее (изолирующая монолитная муфта) на рабочее давление до 1,6 МПа», ТУ 3647-007-93719333-2010 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)», ТУ 3647-006-93719333-2009 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)»

«изготовитель» Закрытое акционерное общество «Трубопроводные системы и технологии».

Место нахождения: 141112, Российская Федерация, Московская область, Щелковский район, город Щелково, улица Московская, строение 73А

код ТН ВЭД ЕАЭС 7307 93 190 0, 7307 93 990 0

Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

Декларация о соответствии принята на основании

протокола испытаний № 2410-2017 от 15.12.2017 года, выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21A349. Предоставленная документация (смотри приложение № 1)

Схема декларирования: 3д

Дополнительная информация

Условия хранения продукции 5 (ОЖ4) в соответствии с ГОСТ 15150-69. Срок службы 35 лет. Срок хранения в заводской консервации не более 48 месяцев. Стандарты, обеспечивающий соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013: не применялись

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 14.12.2022 включительно.



 Захаров Дмитрий Борисович
 (Инициалы) (Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС № RU Д-РУ.МВ062.В.03480

Дата регистрации декларации о соответствии 15.12.2017

Инд. № подл.	Взам. инв.№
228428	225835
Подп. и дата	

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

110

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ



№ ТС RU C-RU.MIO62.B.05766

Серия RU № 0589378

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ продукции Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ».
Место нахождения: 117246, город Москва, Научный проезд, дом 8, строение 1, помещение XIX, комната №14-17.
Адрес места осуществления деятельности: 115114, Российская Федерация, город Москва, Дербеневская набережная, дом 11, помещение 60. Телефон: +7 (495) 481-33-80, адрес электронной почты: info@prommashtest.ru. Аттестат аккредитации регистрационный № РОСС RU.0001.11MIO62. Дата регистрации аттестата аккредитации 28.10.2013 года

ЗАЯВИТЕЛЬ Закрытое акционерное общество «Трубопроводные системы и технологии».

Основной государственный регистрационный номер: 1065012025088.

Место нахождения: 141112, Российская Федерация, Московская область, Щелковский район, город Щелково,

улица Московская, строение 73А

Телефон: 74956470307, адрес электронной почты: info@pipe-st.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Закрытое акционерное общество «Трубопроводные системы и технологии».

Место нахождения: 141112, Российская Федерация, Московская область, Щелковский район, город Щелково,

улица Московская, строение 73А

ПРОДУКЦИЯ Элементы трубопроводов, работающие под избыточным давлением: изолирующие монолитные муфты (вставки, соединения) для катодной защиты стальных трубопроводов с DN до 1400, максимально допустимое рабочее давление до 40 МПа.

Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 3647-006-93719333-2009 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электронизолирующие)», ТУ 3647-007-93719333-2010 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)», ТУ 3647-024-93719333-2016 «Соединение изолирующее (изолирующая монолитная муфта) на рабочее давление до 1,6 МПа».

Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ТС 7307 93 190 0, 7307 93 990 0

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013

"О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ протокола испытаний № 2636-2018 от 18.01.2018 года выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21A349; акта анализа состояния производства от 16.01.2018 года, проведенный органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»; документации изготовителя - согласно приложению - бланк № 0472221.

Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения продукции согласно ГОСТ 15150-69- 5 (ОЖ4). Срок службы 35 лет. Срок хранения в заводской консервации не более 48 месяцев. Категория оборудования 3 согласно Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением". Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013: не применялись.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 24.01.2018 ПО 23.01.2023 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**



Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

И.В. Модянов
(подпись)

И.В. Модянов
(инициалы, фамилия)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

А.А. Ярош
(подпись)

А.А. Ярош
(инициалы, фамилия)

Бланк изготовлен ЗАО «СПИДАН», www.spidan.ru (установка № 28-05-08033 ФНС РФ), тел. (495) 726-4742, Москва, 2913

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

112

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ТС RU C-RU.MЮ62.B.05766

Серия RU № 0472221

Сведения о документах, подтверждающих соответствие продукции требованиям технического регламента Таможенного союза

1. Обоснование безопасности ТБПШ.302669.006 ОБ;
2. Руководство по эксплуатации «Изолирующая монолитная муфта для катодной защиты стальных трубопроводов»;
3. Технические условия ТУ 3647-006-93719333-2009 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)», ТУ 3647-007-93719333-2010 «Муфты изолирующие монолитные (вставки электроизолирующие)», ТУ 3647-024-93719333-2016 «Соединение изолирующее (изолирующая монолитная муфта) на рабочее давление до 1,6 МПа»;
4. Паспорт ИММ-219-9,8-ХЛ;
5. Расчет на прочность оборудования ТСТ-219-9,8МПа_001;
6. Технологический паспорт «Изолирующая монолитная муфта»;
7. Паспорт контроля качества ИММ-219-9,8-ХЛ;
8. Паспорт на уплотнительную манжету;
9. Сертификата качества на стеклотекстолит;
10. Сертификаты качества на поковки;
11. Сертификаты качества на сварочную проволоку;
12. Сертификат качества на флюс;
13. Свидетельства аттестованных сварщиков и специалистов сварочного производства;
14. Свидетельства НАКС об аттестации технологий сварки;
15. Перечень сварочного оборудования;
16. План контроля качества № ИММ-219-9,8-ХЛ;
17. Сборочные чертежи и спецификации;
18. Протоколы заводских испытаний.



Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации
Эксперт-аудитор (эксперт)

И.В. Модянов
подпись
А.А. Ярош
подпись

И.В. Модянов

инициалы, фамилия

А.А. Ярош

инициалы, фамилия

АО «СЕРТИОН», Москва, 2016, «Б» Лицензия № РО-55-04193 ОКР РБ, тел. (495) 126-4742, www.seron.ru

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

113

Приложение Е
(обязательное)

Сертификат соответствия программного средства «Гидросистема»

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ	
	СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ
№ РОСС RU.НВ61.Н31823 Срок действия с 14.12.2021	по 13.12.2024 № 0637423
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ RA.RU.11НВ61 Орган по сертификации ООО "ЦЕТРИМ". Адрес: 153000, РОССИЯ, Ивановская область, город Иваново, улица Богдана Хмельницкого, дом 36В. Телефон +7 4932773165. Адрес электронной почты info@cetrim.ru	
ПРОДУКЦИЯ Программа «Гидросистема» - выбор диаметров и теплогидравлический расчет трубопроводных систем – версия 4.5. Серийный выпуск.	код ОК 58.29.29
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ СП 61-13330-2012 (с изм. №1) СП 41-103-2000 СТО Газпром 2-3.5—051-2006	код ТН ВЭД 8523
ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «НТП Трубопровод». ОГРН: 1027700208326. Адрес: 111141, РОССИЯ, Москва, улица Плеханова, дом 7, Антресоль помещение 1, комната 26., телефон: 74952259435, адрес электронной почты: info@truboprovod.ru.	
СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Общество с ограниченной ответственностью «НТП Трубопровод». ОГРН: 1027700208326. Адрес: 111141, РОССИЯ, Москва, улица Плеханова, дом 7, Антресоль помещение 1, комната 26., телефон: 74952259435, адрес электронной почты: info@truboprovod.ru.	
НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № АЛС-009-0092 от 14.12.2021 года, выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью "АТМОСФЕРА", аттестат аккредитации РОСС RU.32468.04ЛЕГ0.002	
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации: Ic	
	Руководитель органа _____ Эксперт _____
П.Г. Рухлядев <small>инициалы, фамилия</small>	В.П. Широков <small>инициалы, фамилия</small>
Сертификат не применяется при обязательной сертификации	

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

114

**Приложение Ж
(обязательное)**

Сертификат соответствия программного средства «Старт-Проф»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
228428		225835

1	-	Зам.	1871-22	16.09.22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист 115
---	-------------

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.НВ61.Н22994

Срок действия с 21.04.2021 по 20.04.2024

№ **0636017**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ RA.RU.11НВ61
 Орган по сертификации ООО "ЦЕТРИМ". Адрес: 153000, РОССИЯ, Ивановская область, город Иваново, улица Богдана Хмельницкого, дом 36В. Телефон +7 4932773165. Адрес электронной почты info@cetrim.ru

ПРОДУКЦИЯ Программная система «СТАРТ-Проф» для расчета прочности и жесткости трубопроводов (варианты поставки программы «СТАРТ-Проф», «Старт-Проф Эконом», «СТАРТ – Экспресс»). Серийный выпуск.

КОД ОК	58.29.29.000
--------	--------------

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
 СНиП 2.05.06-85*, СП 36.13330.2012, РД 10-249-98, ГОСТ Р 55596-2013, РД 10-400-01, ГОСТ 32388-2013, ГОСТ 32569-2013, ГОСТ 30732-2006, ГОСТ 34233,1-2017, СП 284.1325800.2016, ГОСТ 55990-2014, ГОСТ Р ИСО 9127-94

КОД ТН ВЭД	8523
------------	------

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО «НТП Трубопровод». ОГРН: 1027700208326, ИНН: 7706076702, КПП: 772001001.
 Адрес: 111141, РОССИЯ, г. Москва, ул. Плеханова, д. 7, Антресоль пом.1 комн. 26, телефон: 7(495)225-9435, адрес электронной почты: info@truboprovod.ru.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО «НТП Трубопровод». ОГРН: 1027700208326, ИНН: 7706076702, КПП: 772001001. Адрес: 111141, РОССИЯ, г. Москва, ул. Плеханова, д. 7, Антресоль пом.1 комн. 26, телефон: 7(495)225-9435, адрес электронной почты: info@truboprovod.ru.

НА ОСНОВАНИИ
 Протоколы испытаний № МПИ-001-2534 от 21.04.2021 года, выданного испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью "МЕГАПОЛИС", аттестат аккредитации РОСС RU.32067.04ОЛП0.ИЛ.001

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
 Схема сертификации: Ic

Руководитель органа

Эксперт

П.Г. Рухлядев

инициалы, фамилия

В.П. Широков

инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

АО «ЦЕТРИМ», Москва, 2012. © - лицензия №02-05-0030410-114 (480)796-2105, www.cetrim.ru

Приложение И
(обязательное)

Расчет срока безопасной эксплуатации газопроводов-шлейфов

Расчет срока безопасной эксплуатации газопровода DN150 на основе применения детерминистического подхода для прогнозной оценки срока службы расчетных участков

Проведен анализ трассы газопроводов-шлейфов, а также анализ геофизических данных грунтов по трассе газопроводов-шлейфов. Выполнено выделение расчетных участков с однородными условиями эксплуатации для оценки их срока службы на основании анализа геофизических свойств грунтов, а также анализа данных продольных профилей и планов газопроводов-шлейфов.

Основным повреждающим фактором для газопроводов-шлейфов являются внешние и внутренние коррозионные процессы, происходящие в металле труб.

В качестве значимых критериальных характеристических параметров для проведения оценки срока службы приняты критериальные характеристические параметры следующих служебных характеристик:

- типоразмер труб (диаметр, толщина стенки, марка стали);
- тип защитного покрытия (нормальный, усиленный);
- геофизические свойства грунтов (удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м).

Расчет срока безопасной эксплуатации газопровода выполнен в соответствии с ГОСТ 34027-2016 «Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода».

Максимальное рабочее давление в газопроводах-шлейфах – 25 МПа.

Расчет приведен для газопровода-шлейфа с максимальной протяженностью.

Расчет срока достижения предельных размеров коррозионных дефектов выполнен в соответствии с рекомендациями Приложения Е ГОСТ 34027-2016.

Значение роста коррозионных дефектов в глубину V_a (т.е. скорость проникновения коррозии вглубь структуры металла, определяемая коррозионной агрессивностью грунта, мм/год) в соответствии с рекомендациями ГОСТ 34027-2016 принято 0,15 мм/год, исходя из анализа геофизических свойств грунта по трассе (удельных электрических сопротивлений) и низкой коррозионной агрессивности грунтов.

Значение скорости роста коррозионных дефектов в длину V_b (т.е. скорость распространения коррозионных повреждений по поверхности металла трубы в продольном направлении, мм/год), принято для наиболее неблагоприятного сценария $V_b = 100 V_a$.

Прогнозный расчет предельных размеров дефектов, соответствующих достижению предельного состояния на расчетных участках, выполнен для всех расчетных участков с однородными условиями эксплуатации при реализации соотношения скоростей $V_b = 100 V_a$.

Значения критериальных характеристических параметров на расчетных участках газопроводов-шлейфов предоставлены в Таблице 1.

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

						0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		116
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Таблица 1 Значения критериальных характеристических параметров на расчетных участках газопровода-шлейфа

Расчетный участок	Транспортируемая среда	Длина участка, м	Типоразмер труб			Категория газопровода	Тип защитного покрытия	Грунт	Среднее удельное электрическое сопротивление грунта, ρ, Ом·м	Продолжительность фазы роста дефектов до достижения ими предельных размеров, годы
			Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали, класс прочности					
Скважина 110										
1	газ	625,888	168	19	K42	II, III	зав.из. усил.	3,8д	59	84
2	газ	100	168	19	K42	II, III	зав.из. усил.	2,35г	59	84
3	газ	3803	168	15	K48	II, III	зав.из. усил.	3,8д	59	56
Скважина 111										
4	газ	815,457	168	19	K42	II, III	зав.из. усил.	3,8д	59	84
5	газ	5910,658	168	15	K42	II, III	зав.из. усил.	3,8д	59	56

В работе рассмотрено влияние повреждающего фактора – внешней коррозии (вследствие влияния коррозионной агрессивности грунта).

С учетом повреждающего фактора – внешней коррозии, прогнозируемый срок службы $T_{пс1}$ определяется согласно Приложению Д «Оценка срока службы (ресурса) расчетного участка с учетом нескольких механизмов накопления повреждений» ГОСТ 34027-2016 как сумма следующих слагаемых:

- назначенного срока службы $T_{зп}$ защитного покрытия;
- прогнозной продолжительности $T_{кор}$ роста размеров коррозионного дефекта после истечения срока службы защитного покрытия

$$T_{пс1} = T_{зп} + T_{кор}.$$

Для данного варианта воздействия повреждающего фактора принимается следующее:

- в пределах срока службы изоляционного покрытия накопление коррозионных повреждений не происходит;
- процесс накопления коррозионных повреждений может начаться с момента истечения срока службы защитного покрытия, подразумевающей полную потерю покрытием своих защитных свойств.

Срок службы изоляционного покрытия в усиленном исполнении принят 30 лет.

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22		117

Проведен расчетно-графический анализ определения роста дефектов до достижения ими предельных размеров для всех расчетных участков с однородными условиями эксплуатации.

Графическая иллюстрация расчета предельных размеров дефектов, соответствующих достижению предельного состояния на расчетных участках при реализации двух вариантов соотношения скоростей $V_b = 50 V_a$ и $V_b = 100 V_a$, для газопроводов-шлейфов скважин 110, 111 диаметром 168x15 мм приведена на Рисунке 1, для газопроводов-шлейфов скважин 110, 111 диаметром 168x19 мм приведена на Рисунке 2.

Число маркеров, расположенных ниже предельной кривой соответствует продолжительности (в календарных годах) фазы роста до наступления предельного состояния.

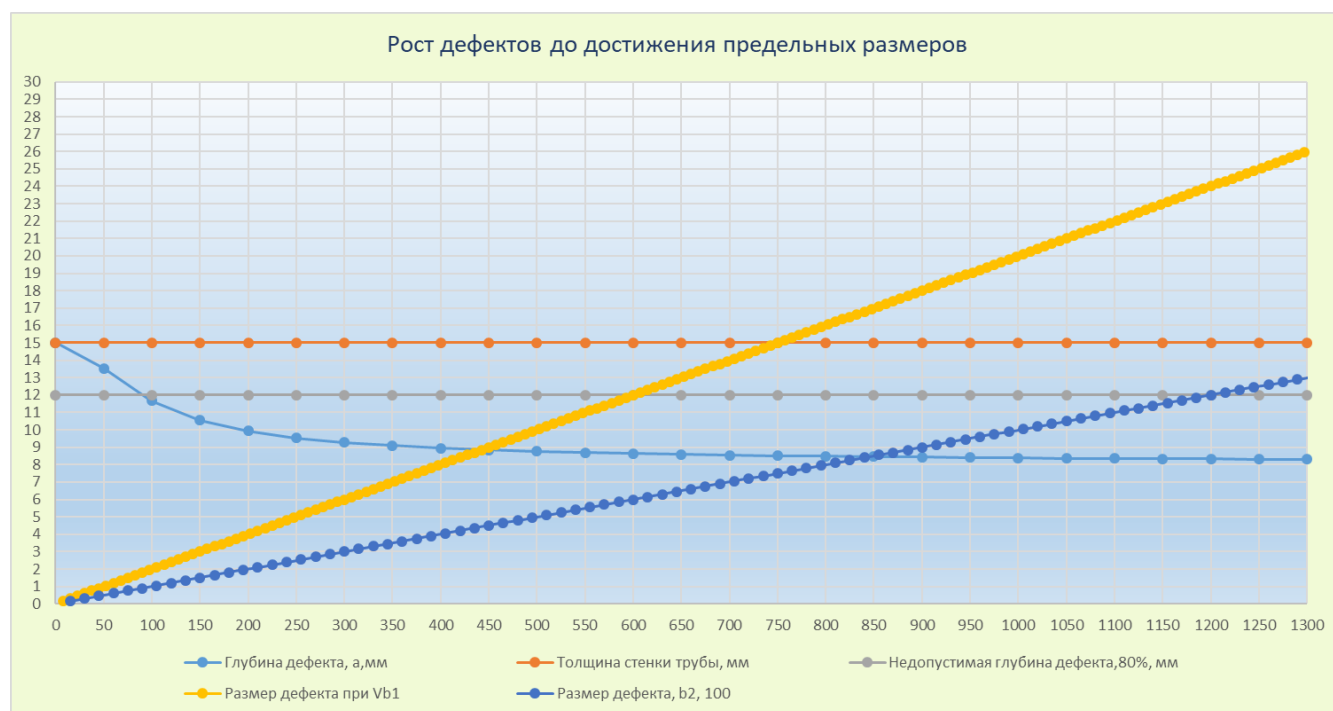


Рисунок 1 Газопроводы-шлейфы 168x15. Рост дефектов до достижения ими предельных размеров

Инв. № подл. 228428	Подп. и дата					Взам. инв. № 225835
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
						Лист 118

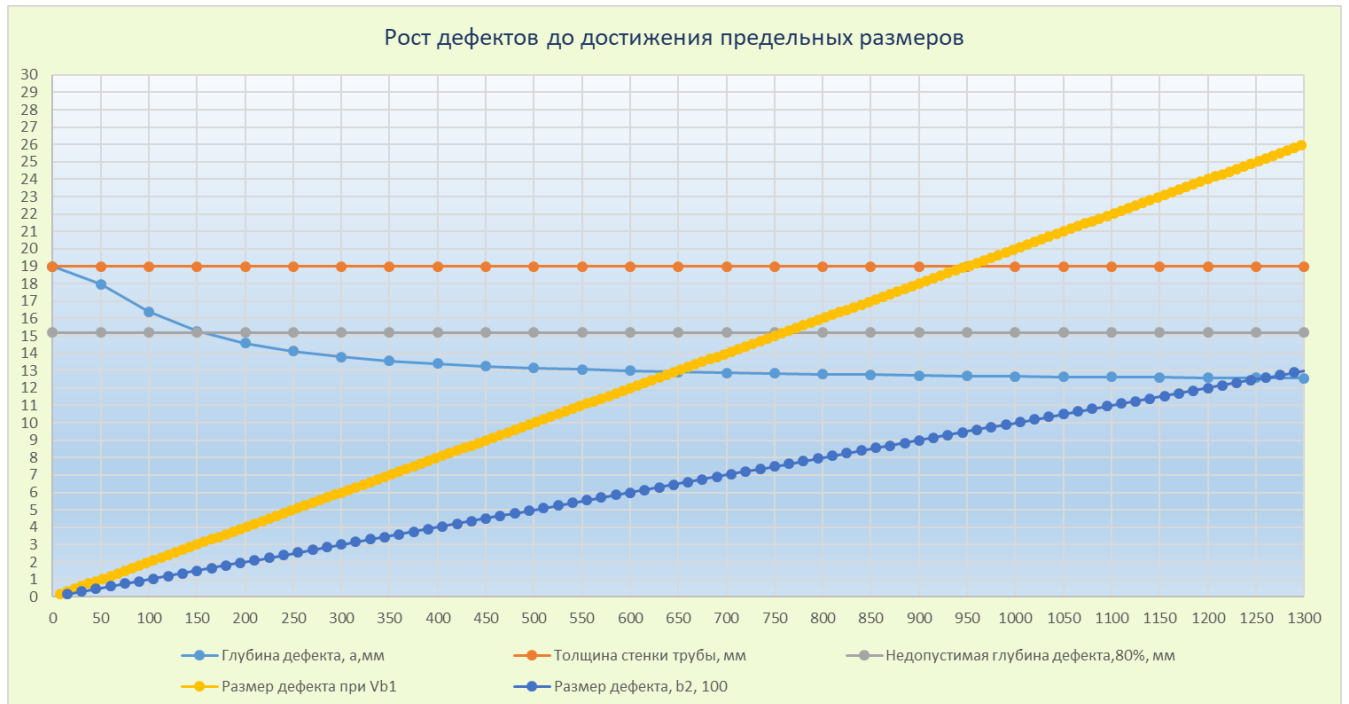


Рисунок 2 Газопроводы-шлейфы 168x19. Рост дефектов до достижения ими предельных размеров

Результаты расчетов для неблагоприятного сценария (при соотношении скоростей роста $V_b = 100 V_a$) приведены в Таблице 2.

Таблица 2 Результаты расчета прогнозируемого срока безопасной эксплуатации по повреждающему фактору – внешней коррозии для трубопровода

Транспортируемая среда	Диаметр	Толщина стенки	Протяженность участка	Продолжительность фазы роста дефектов до достижения ими предельных размеров	Срок службы защитного покрытия	Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации $T_{пс1}$
	мм	мм	м	годы	годы	годы
Скважина 110						
Газ	168	15	3803	56	30	86
Газ	168	19	725,888	84	30	114
Скважина 111						
Газ	168	15	5910,658	59	30	86
Газ	168	19	815,457	84	30	114

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

119

Срок безопасной эксплуатации для всех газопроводов-шлейфов определяется на основе полученных оценок прогнозируемых сроков службы расчетных участков с помощью данных приведенных в Таблицах 1, 2.

При анализе полученных результатов значений сроков безопасной эксплуатации газопровода по участкам определено, что 100% участков трассы обладают сроком безопасной эксплуатации более 50 лет. Определение значения срока службы соответствует рекомендациям ГОСТ 34027-2016 и выбрано с учетом того, что доля общей протяженности расчетных участков с прогнозируемым сроком службы, превышающим назначаемый, составляет не менее 95 %.

Таким образом, для газопроводов-шлейфов следует принять срок безопасной эксплуатации 50 лет.

Вывод: по результатам проведенного анализа повреждающих факторов, геологии грунтов по трассе, проведенных расчетов ресурса участков газопроводов-шлейфов прогнозируемый **срок безопасной эксплуатации газопровода составляет 50 лет.**

Рассчитала Сигова О.А.

Инв. № подл.	228428					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22		120
Взам. инв. №	225835						
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

**Приложение К
(обязательное)**

**Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» от 02.08.2022 № 001-001/23-1459-исх
О направлении ТУ на пересечение**



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@gdo.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04884476, ОГРН 1025601028221, ИНН 5610058025, КПП 997250001

02 08 2022 № 001-001/23-1459-исх
на № _____ от _____

Заместителю генерального директора
по проектированию технологических
объектов

АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

*О направлении ТУ на пересечение
по объекту 051-1005893*

Уважаемый Владимир Николаевич!

В соответствии с запросом АО «Газпроектинжиниринг» от 06.07.2022 № 14527/11 направляю технические условия на пересечение коммуникаций ООО «Газпром добыча Оренбург» проектируемыми газопроводами-шлейфами и метаноопроводами по объекту «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1 – А4/1 Оренбургского НГКМ» (051-1005893).

Приложение: на 6 л.

**Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству**


 **А.Е. Пятаев**

Бровко Илья Сергеевич
(3532) 731-454

Инв. № подл. 228428	Подп. и дата	Взам. инв. № 225835	Бровко Илья Сергеевич (3532) 731-454				0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	Лист
			1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

УТВЕРЖДАЮ

**Главный инженер – первый
заместитель генерального директора
ООО «Газпром добыча Оренбург»**



« *es* » / *es* **П.Н. Ларёв**
2022г

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на пересечение коммуникаций ООО «Газпром добыча Оренбург»
проектируемыми газопроводами-шлейфами и метанолопроводами по объекту
«Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ»

1. Выполнить проектную документацию на пересечение проектируемыми газопроводами и метанолопроводами действующих коммуникаций (указаны в приложении 1), эксплуатируемых Нижнепавловским ЛПУ (далее - НПЛПУ Управления по эксплуатации соединительных продуктопроводов ООО «Газпром добыча Оренбург» (далее – УЭСП) и действующих коммуникаций Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Оренбург» (далее - ГПУ) силами организации, имеющей свидетельство о допуске к таким видам работ, выданное саморегулируемой организацией.

2. Проектную документацию при пересечении проектируемыми газопроводами действующих коммуникаций НПЛПУ (указаны в приложении 1) и коммуникаций ГПУ выполнить в соответствии с требованиями действующих нормативных документов: СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2-05-06-85*», СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», «Правила охраны магистральных трубопроводов», ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности».

3. При пересечении проектируемыми газопроводами действующих коммуникаций НПЛПУ (указаны в приложении 1) и коммуникаций ГПУ предусмотреть:

3.1. Угол пересечения не менее 60°.

3.2. Предпочтительный метод прокладки проектируемых газопроводов и метанолопроводов в месте пересечений действующих коммуникаций НПЛПУ (указаны в приложении 1) и коммуникаций ГПУ - горизонтально-направленное бурение (ГНБ). Расстояние в свету по вертикали между газопроводами и трубопроводами УЭСП не менее 2 метров. Место забуривания методом ГНБ предусмотреть на расстоянии не менее 25 метров от оси трубопроводов. Размеры указать на плане и профиле трассы трубопровода.

3.3. При открытой прокладке (в траншее):

3.3.1. Расстояние в свету по вертикали между проектируемыми газопроводами, метанолопроводами и действующими коммуникациями (указаны в

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист

122

приложении 1) УЭСП не менее 350 мм. С монтажом («подбивкой») глиняной перемычки между трубопроводами.

3.3.2. Защиту изоляции пересекаемых трубопроводов от термических воздействий при проведении сварочно-монтажных работ по монтажу кожухов.

3.3.3. Вскрытые участки пересекаемого трубопровода в пределах 20 метров по обе стороны пересечения должны быть очищены от изоляции, подготовлены к проведению неразрушающего контроля (неразрушающий контроль выполняет эксплуатирующая организация и при необходимости проводит ремонт трубопровода). После получения от эксплуатирующей организации заключения о результатах обследования и разрешения на изоляцию участков трубопровода, нанести изоляционное покрытие усиленного типа. Конструкцию изоляционных покрытий выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016. Применяемые материалы должны быть включены в «Реестр изоляционных покрытий и материалов, разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром».

3.3.4. Мероприятия, предупреждающие просадку грунта при разработке его в непосредственной близости от действующего трубопровода; провис вскрытого участка действующего трубопровода, при проведении земляных работ, и иных повреждений трубопровода; технологию засыпки траншеи в местах пересечения с действующим трубопроводом с подбивкой пазух и послойным уплотнением грунта. Параметры засыпки и степень уплотнения грунта в местах пересечения определить проектом.

3.3.5. Проектом предусмотреть установку электрических перемычек для исключения вредного взаимного влияния согласно п.5.13.1 ГОСТ Р 51164-98 в местах пересечения действующих трубопроводов с проектируемыми газопроводами. Электрические перемычки выполнить разъемными соединениями через контрольно-измерительный пункт с блоком совместной защиты медным кабелем сечением 35 мм² и стационарными электродами сравнения длительного действия по чертежу УПР ЭХЗ-01-2013.

3.3.6. Указать на чертежах принадлежность и характеристики трубопроводов, обслуживаемых УЭСП: наименование ЛПУ, расстояние от места пересечения.

3.4. Во всех случаях проектом предусмотреть:

3.4.1. Установку знака закрепления трассы в месте пересечения проектируемыми газопроводами и метанолопроводами действующих коммуникаций НПЛПУ (указаны в приложении 1) и коммуникаций ГПУ аналогично приложению Л «Правил эксплуатации магистральных газопроводов» (СТО Газпром 2-3.5-454-2010).

3.4.2. По окончании работ засыпку места пересечения производить после осмотра состояния коммуникаций ООО «Газпром добыча Оренбург» и в присутствии представителя НПЛПУ и ГПУ.

3.4.3. Размещение мест складирования плодородного слоя почвы, минерального грунта, изъятых при разработке траншеи и/или котлованов под ГНБ, временной строительной инфраструктуры за охранной зоной действующего трубопровода.

3.4.4. Для переезда через действующие трубопроводы УЭСП и ГПУ строительной/автомобильной техники разработать проектное решение по обустройству временного переезда аналогично приложению Б СТО Газпром 2-2.3-

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Инв. № подл.	228428	Подп. и дата	Взам. инв.№	225835							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	1	-	Зам.	1871-22	16.09.22	

231.2008. Предусмотреть устройство временного переезда методом гравийной подсыпки и укладки железобетонных дорожных плит над трубопроводом с исключением поперечных стыков над осью трубопровода. Месторасположение временного переезда и схему движения техники согласовать с НПЛПУ, ГПУ и со службой главного маркшейдера ООО «Газпром добыча Оренбург», конструкцию временного переезда согласовывать со службой проектно-конструкторских работ Инженерно-технического центра (ИТЦ) ООО «Газпром добыча Оренбург», производственным отделом по эксплуатации продуктопроводов УЭСП ООО «Газпром добыча Оренбург».

3.4.5. В проекте предусмотреть выполнение настоящих технических условий в полном объеме и отразить их требования в пояснительной записке.

4. Проектную документацию (**бумажную версию**) на пересечении проектируемыми газопроводами действующие коммуникации УЭСП (указаны в приложении 1) и коммуникациями ГПУ с составлением плана, профиля трассы трубопровода и знака обозначения трассы согласовать с НПЛПУ, ГПУ, службой главного маркшейдера, ИТЦ ООО «Газпром добыча Оренбург», отделом главного механика УЭСП, отделом главного энергетика УЭСП, производственным отделом по эксплуатации продуктопроводов УЭСП. Передать копию разделов проектной документации, подтверждающих выполнение требований настоящих технических условий в НПЛПУ.

5. В НПЛПУ получить письменное разрешение на производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций (указаны в приложении 1) в соответствии с СТО 26-7.13-2017 «Положение о порядке допуска и организации безопасного производства работ сторонних (специализированных) организаций на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург». Производство работ без разрешения **запрещается**.

6. Строительно-монтажные работы в охранной зоне трубопровода производить в строгом соответствии с ВСН 51-1-80, проектом производства работ, разработанным подрядной организацией и согласованным с НПЛПУ и ГПУ.

7. За 5 рабочих суток до начала производства работ письменно уведомить НПЛПУ и ГПУ о времени производства этапов работ, специально указанных в разрешении, выполняемых в присутствии представителя эксплуатирующей организации. Данные работы вести строго в присутствии и под наблюдением представителя НПЛПУ и ГПУ.

8. Все скрытые работы, такие как нанесение изоляционных покрытий и т.п. должны выполняться в присутствии представителя НПЛПУ и ГПУ. По окончанию скрытых работ составить акт установленной формы.

9. До начала строительных работ вызвать представителя НПЛПУ и ГПУ для установления по согласованной проектной документации, точного местонахождения трубопроводов, определения технического состояния и взаиморасположения путем шурфования (при необходимости), с составлением акта. К акту прилагается ситуационный план (схема) трассы с указанием местонахождения, глубины заложения действующих трубопроводов, их необходимых характеристик, привязок трубопроводов, вырытых шурфов и установленных закрепительных знаков.

10. Трассу трубопровода, в границах зоны производства работ, закрепить знаками высотой 1,5-2,0 м с указанием фактической глубины заложения

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
124

существующей коммуникации. До закрепления трассы ведение работ **не допускается.**

11. До начала работ в охранной зоне подрядной организации совместно разработать и согласовать с НПЛПУ и ГПУ мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ и сохранность действующих трубопроводов и его сооружений.

В мероприятиях должны быть предусмотрены:

- порядок работ в охранной зоне;
- места и оборудование проездов строительных машин и транспорта через действующие трубопроводы;
- меры, предупреждающие просадку грунта при разработке его в непосредственной близости от действующего трубопровода;
- меры предосторожности, обеспечивающие безопасное ведение работ.

12. Перед началом работ приказом по организации, производящей строительные работы, из числа инженерно-технических работников назначить лицо, ответственное за производство работ (руководитель работ).

13. Весь персонал, занятый на производстве строительного-монтажных и других работ в охранных зонах, должен быть обучен методам и проинструктирован по последовательности безопасного ведения работ, ознакомлен с местонахождением трубопроводов и его сооружений, их обозначением на местности.

14. Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м в обе стороны от оси действующих трубопроводов, производить вручную в присутствии представителя НПЛПУ.

15. Для сведения сообщаем:

- охранная зона трубопровода - 25 м от оси каждого трубопровода.

16. После окончания строительного-монтажных работ комплект исполнительной документации на пересечение проектируемыми газопроводами коммуникации УЭСП (указаны в приложении 1) передать в НПЛПУ.

17. Подрядной организации, выполняющей строительного-монтажные работы, необходимо заключить с НПЛПУ УЭСП ООО «Газпром добыча Оренбург» «Соглашение о взаимоотношениях на пересечение газопроводами коммуникации УЭСП (указаны в приложении 1), эксплуатируемых НПЛПУ».

В «Соглашении...» должно быть отражено выполнение работ за счет средств и силами заинтересованной организации в новом строительстве своих объектов.

Перечень работ:

- временный отвод земли на период строительства;
- рекультивация земель после строительных работ и сдача землепользователю.

18. Организации, эксплуатирующей проектируемый газопровод и метанолопровод, совместно с НПЛПУ и ГПУ разработать «Положение о взаимоотношениях предприятий, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются» или внести изменения в уже имеющийся документ.

19. До разработки «Положения...» выдачу разрешения на работы в охранной зоне трубопровода и все работы в месте пересечения трассы трубопровода, эксплуатируемого УЭСП ООО «Газпром добыча Оренбург», производить **ЗАПРЕЩАЕТСЯ.**

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Взам. инв.№	225835
Подп. и дата	
Инв. № подл.	228428

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
125

20. «Положение о взаимоотношениях предприятий, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются», а также схему совместного технического коридора коммуникаций с указанием точных пикетов и привязок по трубопроводам и коммуникациям, эксплуатируемых НПЛУ, направить в производственный отдел по эксплуатации продуктопроводов для рассмотрения и последующего утверждения у главного инженера УЭСП.

21. В случае изменения характера и места производства работ изменения должны быть письменно согласованы.


22. В случае нарушения требований настоящих технических условий, нарушения запретов либо несоблюдения порядка выполнения работ в охранных зонах магистральных трубопроводов, в соответствии со ст.11.20.1 Кодекса об административных правонарушениях РФ, виновные лица привлекаются к административной ответственности. Ущерб, причиненный ООО «Газпром добыча Оренбург», возмещается в соответствии с нормами законодательства РФ.

23. Срок действия технических условий – 3 года со дня выдачи.

Начальник технического отдела
ООО «Газпром добыча Оренбург»


А.И. Овчаренко

Начальник производственного отдела
по добыче и транспортировке газа,
газового конденсата и нефти
ООО «Газпром добыча Оренбург»


Д.В. Черных

 А.Ю. Резванцев

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Инд. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв.№	225835

1	-	Зам.	1871-22		16.09.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т

Лист
126

Приложение №1
к техническим условиям
от _____ № _____

Ведомость пересечений проектируемых газопроводов с действующими коммуникациями, эксплуатируемыми Нижнепавловским ЛПУ
Управления по эксплуатации соединительных продуктопроводов
ООО «Газпром добыча Оренбург»

№ п/п	Существующие коммуникации	Диаметр, мм	Давление рабочее, МПа	Километр пересечения	Границы обслуживания
1	н.с.н. КоНГКМ – УКПГ-10	200	10	48,84 км	Нижнепавловское ЛПУ
2	г.о.г. КоНГКМ – УКПГ-10	50	5,5	48,24 км (0,3 км от УКПГ – 10)	Нижнепавловское ЛПУ
3	г.н.г. КоНГКМ – УКПГ-10	200	10	48,32 км	Нижнепавловское ЛПУ

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №15512е 02.08.2022

Инв. № подл. 228428	Подп. и дата	Взам. инв. № 225835					Лист 127
			1	-	Зам.	1871-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т	

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов(страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Изменённых	Заменённых	Новых	Аннулированных				
1	-	Все	-	-	128	1871-22		16.09.22

Изм. № подл.	228428
Подп. и дата	
Взам. инв. №	225835

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	1871-22		16.09.22

0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1.Т