



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

**Заказчик – ПАО «Газпром»
(Агент – Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»)**

**Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).
Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению
проектного положения нитки морского участка подводного
перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 3. Исходно-разрешительная документация

Книга 1. Приложение А-М

0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1

Том 1.3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3412-2021		28.05.2021
2	10232-2022		29.09.2022

Реестр изменений, внесенных в проектную документацию «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

№ п/п	Том	Комплект (шифр)	Лист	Содержание замечания	Содержание изменения	№ изм., дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1.3.1	0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1	Приложение И	-	Добавлены материалы об учете объемов стравливаемого газа ООО «Газпром трансгаз Ухта».	Изм.1, 05.2021	
2	1.3.1	0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1	Приложение К	-	Добавлены материалы Технической справки №50-2.1-ПВО ПП-МГ «Б-У II» Байдарацкая Губа (РН)-2021 оценка технического состояния ПП СМГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка) через залив Байдарацкая Губа (резервная нитка) Ду 1220 км 123,300-194,800 Воркутинского ЛПУМГ.	Изм.1, 05.2021	
3	1.3.1	0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1	Приложение Л	-	Добавлены материалы по уточнению срока выполнения капитального ремонта магистрального газопровода.	Изм.1, 05.2021	
4	1.3.1	0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1	Приложение В, Приложение М	-	Актуализировано приложение В (выписки из СРО), добавлено приложение М (изменение 1 к ТЗ).	Изм.2, 09.2022	



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

**Заказчик – ПАО «Газпром»
(Агент – Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»)**

**Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).
Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению
проектного положения нитки морского участка подводного
перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 3. Исходно-разрешительная документация

Книга 1. Приложение А-М

0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1

Том 1.3.1

Главный инженер Саратовского филиала

Р.А. Туголуков

Главный инженер проекта

Д.Ю. Гордеев

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



Обозначение	Наименование	Примечание
0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1-С	Содержание тома 1.3.1	2 Изм.2 (Зам)
0441.051.001.П.0004-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1	Книга 1. Приложение А-М Текстовая часть	3 Изм.2 (Зам)

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

2						0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1-С			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
					09.22	Содержание тома 1.3.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
									

Список исполнителейБюро управления проектами объектов добычи № 1

Главный инженер проекта

09.2022

Д.Ю. Гордеев

(подпись, дата)

Содержание

Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации	5
Приложение А Задание на проектирование №06/ПП/ПИР-2019 изм по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»»	6
Приложение Б План мероприятий на выполнение проектно-изыскательских работ для капитального ремонта.....	54
Приложение В Выписки из реестра членов саморегулируемой организации	61
Приложение Г Согласование землеотвода на береговом участке (обосновывающие материалы)	80
Приложение Д Согласование поставщика щебня (обосновывающие материалы)	87
Приложение Е Срок безопасной эксплуатации объекта (обосновывающие материалы)	95
Приложение Ж Срок службы подводного перехода (обосновывающие материалы)	97
Приложение И Учет объемов стравленного газа ООО «Газпром трансгаз Ухта» (обосновывающие материалы).....	165
Приложение К Техническая справка №50-2.1-ПВО ПП-МГ «Б-У II» Байдарацкая Губа (РН)-2021 оценка технического состояния ПП СМГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка) через залив Байдарацкая Губа (резервная нитка) Ду 1220 км 123,300-194,800 Воркутинского ЛПУМГ	170
Приложение Л Уточнении срока выполнения капитального ремонта подводного перехода (обосновывающие материалы).....	174
Приложение М Изменение 1 к заданию на проектирование по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»»	178

0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1



ООО «Газпром проектирование»

**Ведомость картографических материалов,
применяемых в электронной версии документации**

Наименование документации: Проектная документация: «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»»

Обозначение: 0441.051.001.П.0004-ПЗ3.1

Организация: ООО «Газпром проектирование» Саратовский филиал

Подразделение: Бюро управления проектами объектов добычи №1

Дата создания: 28.09.2022

№	Краткое наименование тома (книги)	Обозначение тома (книги)	Номер страницы	Номер рисунка	Краткое наименование рисунка	Реквизиты лицензионного договора	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Картографические материалы отсутствуют		-	-	-	-	-

Составил: Инженер
(должность)

(подпись, дата)

/ Ю.А. Кожарина /
(инициалы, фамилия)

Проверил: ГИП
(должность)

подпись, дата)

/ Д.Ю. Гордеев /
(инициалы, фамилия)

Приложение А

**Задание на проектирование №06/ПП/ПИР-2019 изм по объекту
«Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200,
инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению
проектного положения нитки морского участка подводного перехода
через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»»**

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ №06/ПП/ПИР-2019 изм

по объекту:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).
Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт
по восстановлению проектного положения нитки морского участка
подводного перехода через з. Байдарацкая губа.
Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»


ООО «Газпром трансгаз Ухта»

2019г.

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
ОЛИПИР.ТРИЭН УОВОФ


СОДЕРЖАНИЕ

Название документа	Количество листов
Задание на проектирование	
<i>Приложение 1</i> Перечень документов, представляемых Заказчиком для проектирования	
<i>Приложение 2</i> Технические требования на разработку проектной документации для капитального ремонта объекта	

Зам. начальника ОПиПИР УОВОФ  С.И. Лапин

Согласовано:

Начальник
ОПиПИР, ТРИЭП УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
 А.В. Демидов
« » 20 г.

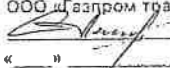
Зам. начальника ПОЭМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
 В.В. Зорин
« » 20 г.

Главный инженер УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
 Е.В. Брейтенбюхер

Ведущий инженер ПОЭМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
 О.В. Козырь
« » 20 г.

**Перечень документов, предоставляемых
Заказчиком для проектирования**

1. Письмо ПАО «Газпром» №03/38-1536 от 03.08.2015 г.
2. РМ 20-003-2018 «Оформление прав пользования земельными участками и водными объектами при проведении ремонтных и диагностических работ», утв. Приказом ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 23.07.2018 №1345;
3. «Инструкция определения сметной стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» (письмо ПАО «Газпром» от 08.09.2015 № 03/36-3803);
4. «Порядок определения стоимости работ по диагностическому обследованию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту объектов ПАО «Газпром», утвержденный распоряжением ПАО «Газпром» №397 от 21.12.2015 (письмо ПАО «Газпром» от 30.12.2015 № 03/38-4637);
5. Приказ ОАО «Газпром» от 21 июня 2002 г. №57 «Об упорядочении закупок материально-технических ресурсов для дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» (в редакции приказа от 27.11.2013 № 447 на основании письма ОАО «Газпром» от 26.12.2013 № 03-2390).
6. Письма ОАО «Газпром» от 25.10.2013 № 03/08/1-5714, ООО «Газпром комплектация» от 08.11.2011 № 50-01/ВК-096203, от 09.07.2014 № 50-01/ВА-052093;
7. Письмо ОАО «Газпром» от 19.03.2014 № 03/11-717;
8. Методические указания по подготовке и передаче на экспертизу и в электронный архив проектной и рабочей документации объектов капитального ремонта ОАО «Газпром», утв. ОАО «Газпром» 25.03.2015.

Заместитель начальника
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
 С.И. Лапин
« » 20 г.

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ

(КР ЛЧ Ш ТТ)

**Технические требования на проектирование
объектов линейной части магистральных газопроводов/
подводных переходов**

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. №458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа.

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения
1	2	3
ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
1.	Инвентарный номер	458074
2.	Год ввода в эксплуатацию объекта	2014
3.	Диаметр, мм	1220
4.	Тип существующей изоляции	Заводское антикоррозионное трехслойное полиэтиленовое покрытие
5.	Рабочее давление МПа (кгс/см ²)	11,8 (120)
6.	Категории ремонтируемых участков	В
7.	Максимальная и минимальная температура газа на ремонтируемом участке t_{\max}/t_{\min} °С	+7 / +4
8.	Год проведения последней внутритрубной дефектоскопии; наименование организации, проводившей обследование	2016, ООО «НПЦ «ВТД»
9.	Год проведения последнего электрометрического обследования	Не требуется
10.	Год проведения экспертизы промышленной безопасности и регистрационный номер заключения ЭПБ	Не проводилась
11.	Наличие переходов МГ через авто - и железные дороги; категория (назначение) дороги:	Отсутствуют
12.	Наличие переходов через водные препятствия	—

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения
1	2	3
13.	Наличие пересечений с существующими инженерными коммуникациями в границах проведения работ (в том числе сторонних организаций): – наименование коммуникации (кабель, ВЛ, трубопровод), км расположения, угол пересечения.	Пересечения отсутствуют
14.	Наличие коммуникаций в границах проведения работ, проходящих параллельно ремонту участку и попадающих в зону проведения работ, в том числе сторонних организаций	1. МГ «Бованенково-Ухта II» основная (3 нитка) подводного перехода через з. Байдарацкая губа. 2. МГ «Бованенково-Ухта I» резервная (2 нитка) подводного перехода через з. Байдарацкая губа. 3. МГ «Бованенково-Ухта I» основная (1 нитка) подводного перехода через з. Байдарацкая губа. 4. Кабельная линия связи ВОЛС.
15.	Сведения о размещении средств ЭХЗ, в т.ч.: - количество УКЗ; - наличие на участке блуждающих токов; - количество УПЗ; - количество СДЗ; - наличие вдольтрассовой ЛЭП;	Не требуется
16.	Сведения о средствах электроснабжения	Не требуется
17.	Сведения о средствах автоматизации технологических процессов	Не требуется
18.	Сведения о системах безопасности	Не требуется
19.	Сведения о системах пожарной автоматики	Не требуется
20.	Сведения о средствах телекоммуникации	Не требуется
21.	Сведения о средствах телемеханизации	Не требуется
22.	Наименование владельца земель (Лесничество, лесхоз и т.д. По участкам	Не требуется. Земельные участки не используются.

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения
1	2	3
	<i>лесного фонда указать – информацию о лесничествах, кварталах, на которых они располагаются)</i>	
23.	Категория земель (<i>Лесной фонд, промышленности, водный фонд и т.д.</i>)	Не требуется. Земельные участки не используются.
24.	Сведения об вдольтрассовых технологических проездах и автодорогах (длина, вид покрытия, состояние)	Не требуется.
25.	Сведения о расположении ближайшего отделения пожарной охраны к месту ремонта	ВПЧ КС-41 «Байдарацкая» 7 км.

Продолжение технических требований

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения	№ п. перечня док-в неудов. техсост. сооружения
1	2	3	4
ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА			
26.	Разделение на этапы капитального ремонта (указать при необходимости, выделить участки)	I. Подготовка к проведению работ 1. Подготовка и доставка в порт отгрузки инертных материалов. II. Работы основного этапа (после остановки газопровода и стравливания газа) 2. Проведение подводно-технических работ по вскрытию газопровода и разработке траншеи. 3. Укладка трубопровода в разработанную траншею на проектные отметки. 4. Балластировка уложенного газопровода. 6. Обратная засыпка уложенного	

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения	№ п. перечня док-в неудов. техсост. сооружения
1	2	3	4
		забалластированного трубопровода. 7. Проведение испытаний проходным давлением уложенного газопровода.	
27.	Предполагаемый квартал (месяц) начала выполнения ремонта, предполагаемая максимальная продолжительность ремонта (сутки), в том числе отключения газопровода (сутки)	2-3 квартал 2022 года; 2-3 квартал 2023 года.	
28.	Режим работы газопровода в период ремонта (<i>с отключением, без отключения. При освобождении от газа указать способ (стравливание или перекачивание с помощью МКС) Если используется перекачка с помощью МКС, то необходимо указать требования к необходимости подготовки крановых узлов и рабочих площадок к мобильным компрессорным станциям при перекачке газа из ремонтируемого участка</i>)	Без отключения, с остановкой, выработкой газа и сбросом давления до атмосферного.	
29.	Требования к сварочным работам	Не требуется	
ОБЪЕМЫ РЕМОНТА			
30.	Общая протяженность ремонтируемых участков, п.м. (<i>для КРТТ указать дополнительно м²</i>)	9200, включая 2022 год – 2900 м 2023 год – 6300 м	Приложение 1
31.	Объем замены изоляционного покрытия, п.м. (<i>для КРТТ указать дополнительно м²</i>)	Не требуется	
32.	Ожидаемый объем отбраковки и замены труб, п.м. (<i>для КРТТ указать дополнительно м²</i>)	Не требуется	

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения	№ п. перечня док-в неудов. техсост. сооружения
1	2	3	4
33.	Замена СДТ крановых узлов, шт.	Не требуется.	
34.	Замена ТПА крановых узлов, шт.	Не требуется	
35.	Монтаж/демонтаж технических устройств	Не требуется	
36.	Ремонт участков через водные препятствия, шт.	Не требуется	
37.	Ремонт территории и ограждения крановых узлов, шт.	Не требуется	
38.	Ремонта переходов МГ через авто - и железные дороги, шт.	Не требуется	
39.	Сведения для ремонта средств ЭХЗ в виде схемы с указанием - мест размещения КИП, СКЗ, АЗ; - типа установленного оборудования; - удельного электрического сопротивления грунта; - наличия или отсутствия параметров блуждающих токов и установление их источников; - данных оценки возможного влияния высоковольтных линий электропередачи переменного тока.	Не требуется	
40.	Ремонт средств электроснабжения, м	Не требуется	
41.	Ремонт средств автоматизации технологических процессов, шт.	Не требуется	
42.	Ремонт систем безопасности, шт.	Не требуется	
43.	Ремонт систем пожарной автоматики, шт.	Не требуется	
44.	Ремонт средств телекоммуникации, шт.	Не требуется	
45.	Ремонт средств телемеханизации, шт.	Не требуется	

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения	№ п. перечня док-в неудов. техсост. сооружения
1	2	3	4
46.	Ремонт вдольтрассовых технологических проездов (общая протяжённость ремонта), м	Не требуется	
ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К МТР			
47.	Особые требования к типу изоляции (при наличии особых требований представить ТЭО)	Не требуется	
48.	Особые требования к типу балластирующих устройств (при наличии особых требований представить ТЭО)	Согласно реестра материалов, разрешенных к применению в ПАО «Газпром».	
49.	Особые требования к лакокрасочным покрытиям (при наличии особых требований представить ТЭО)	Не требуется	
50.	Другие особые требования (при наличии особых требований представить ТЭО)	Не требуется	

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Перечень документов, характеризующих неудовлетворительное состояние сооружения;
2. Схема ремонтируемого участка газопровода;
- 2.1. Таблица расположения участков ремонта;
3. Сведения о состоянии изоляционных покрытий ремонтируемого участка;
4. Таблица ремонта дефектов и выбраковки труб по результатам ВТД;
5. Таблица ремонта ТПА;
6. Сведения о наличии объектов капитального строительства на участке ремонта;
7. Таблица пересечений МГ с искусственными и естественными препятствиями;
8. Таблица пересечений МГ с водными преградами;
9. Таблица пересечений с инженерными сетями и коммуникациями;
10. Существующая балластировка на участке ремонта;
11. Схема транспортной сети.

Согласовано Воркутинское ЛПУМГ:

Исполняющий обязанности начальника
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС
и.о. начальника СЗК



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович

В.Н. Павлович


А.А. Любимов

Согласовано – администрация ООО «Газпром трансгаз Ухта»:

Заместитель генерального директора по
эксплуатации газопроводов


Д.С. Волков

И.о. заместителя начальника ПОЭМГ


Д.В. Поляков

(КР ЛЧ Ш.ТТ)

Приложение 1

Газопровод: Бованенково-Ухта II,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

км-км: 8,86-22,46

**Перечень документов, характеризующих неудовлетворительное состояние
сооружения**

№ п/п	Расположение сооружения, км-км	Наименование сооружения	Документ, подтверждающий неудовлетворительное техническое состояние сооружения, на основании которого принимается решение о выводе в ремонт
1	2	3	4
1	8,86-22,46	Бованенково-Ухта II, резервная нитка морского участка перехода через з. Байдарацкая губа (4 нитка)	Отчет по приборно-водолазному обследованию подводного перехода, выполненного в 2017 году.

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович

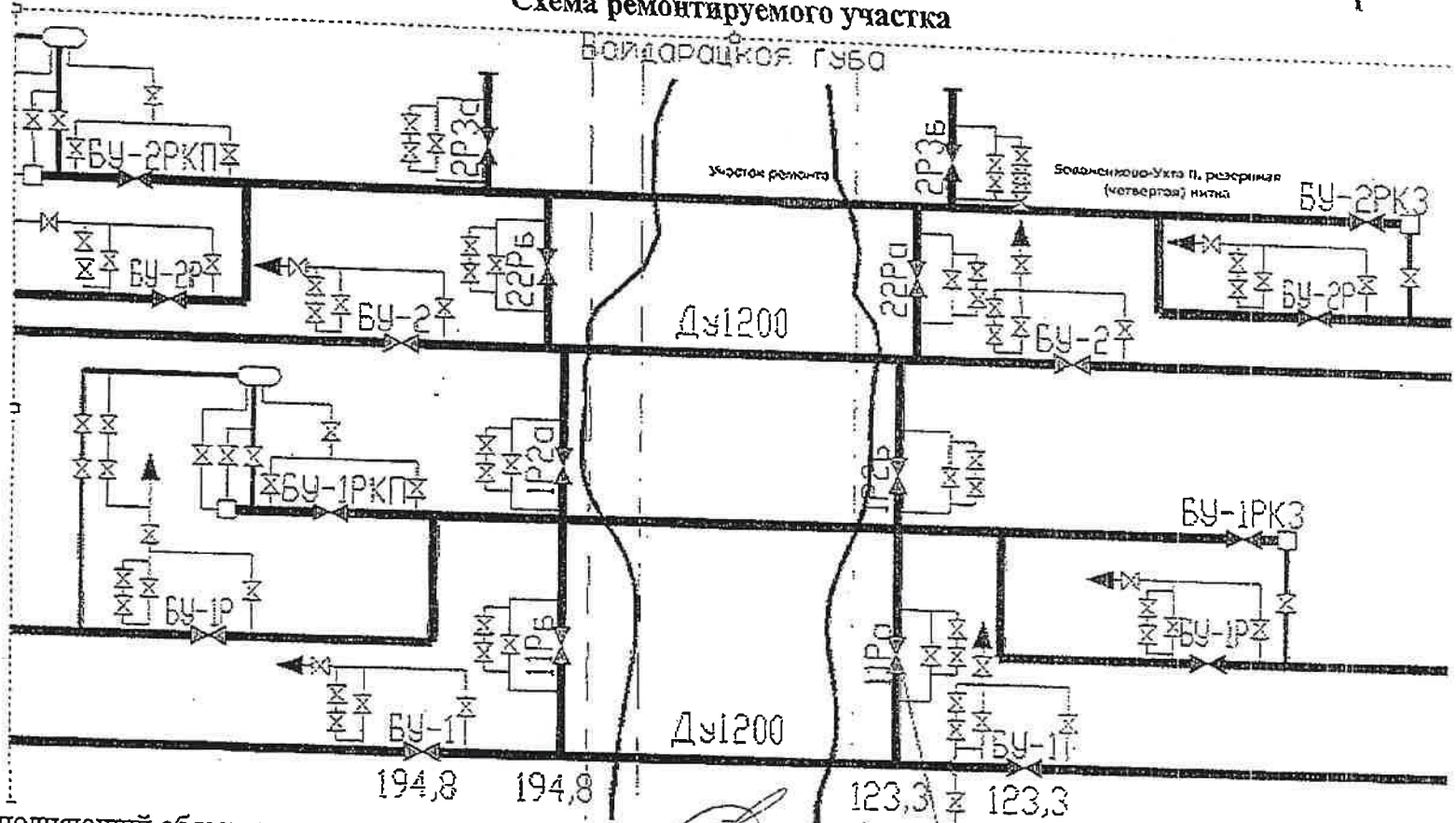
В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта II, резервная нитка морского участка перехода через з. Байдарацкая губа (4 нитка)

км-км: 8,86-22,46

(КР ЛЧ Ш ТТ)
Приложение 2

Схема ремонтируемого участка



Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС

А.В. Мудраков
В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
ОПЕРАТОР ТРИЭН УОВОФ

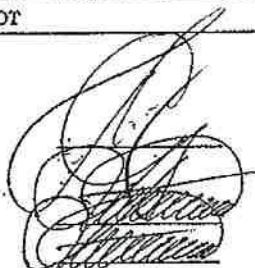
(КР ЛЧ Ш ТТ)
Приложение 2.1

Газопровод: Бованенково-Ухта II, км-км: 8,86-22,46
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

Таблица расположения участков ремонта

№ п/п	№ участка ремонта	Участок по трассе, км		Ориентир на местности и расстояние (м) до:		Ориентировочная длина участка, м
		начало	конец	начала участка	конца участка	
1	2	3	4	5	6	7
Участки, подлежащие ремонту (проектированию)						
1	1	ПК 88+53,1	ПК 103+10,8	Ориентиры отсутствуют Расположение судов при проведении работ осуществляется через спутниковое позиционирование		1458
2	2	ПК 108+88,4	ПК 123+53,8			1465
3	3	ПК 193+36,1	ПК 256+21,1			6285
Участки, исключаемы из ремонта (проектирования)						
отсутствуют						

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта II, км-км: 8,86-22,46
резервная нитка морского участка перехода через з. Байдарацкая губа (4 нитка)

(КР ЛЧ ИП ТТ)
Приложение 3

Сведения о состоянии изоляционных покрытий ремонтируемого участка

№ п/п	Тип существующего изоляционного покрытия	Год нанесения	Наличие и виды дефектов изоляционного покрытия	Участок по трассе, км		Величина защитного потенциала «труба-земля», В	Документ, подтверждающий необходимость ремонта	Максимальная коррозионная опасность участка
				начало ИП	конец ИП			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РЕМОНТ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ НЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕТСЯ								

Исполняющий обязанности начальника Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения (здания) в филиале
Начальник ЛЭС
и.о начальника СЗК

А.В. Мудраков
В.Н. Павлович
В.Н. Павлович
А.А. Любимов

ООО «Газпром Трансгаз Ухта»
Опикер, ТРИП УОВОФ

Газопровод: Бованенково-Ухта II,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

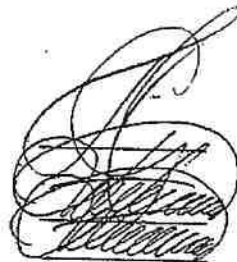
км-км: 8,86-22,46

(КР ЛЧ III ТТ)
Приложение 4

Таблица ремонта дефектов и выбраковки труб по результатам ВТД

Участок по трассе км	№ секции МГ	Тип секции МГ	Длина элемента, м	Толщина стенки, мм	Тип дефекта	Геометрические параметры дефекта, мм			Расстояние от сварного шва, мм		Предлагаемый метод ремонта дефекта	Предлагаемый метод ремонта трубы
						глубина	длина	ширина	кольцевого	продольного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ НЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕТСЯ												
ИТОГО ремонт контролируемой шлифовкой (мест)												
ИТОГО ремонт наплавкой (мест)												
ИТОГО вырезка катушек (шт.)												

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта II, км-км: 8,86-22,46
 резервная нитка морского
 участка перехода через
 з. Байдарацкая губа (4 нитка)

(КР ЛЧ ШЛ ТГ)
 Приложение 5

Таблица ремонта ТПА

№ п/п	Участок по трассе км	№ секции МГ	Тип секции МГ	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Необходимость ремонта	Причина ремонта	Документ, подтверждающий необходимость ремонта
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РЕМОНТ ТПА НЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕТСЯ								

Исполняющий обязанности начальника
 Воркутинского ЛПУМГ
 Ответственный за эксплуатацию сооружения
 (здания) в филиале
 Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
 В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта II,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

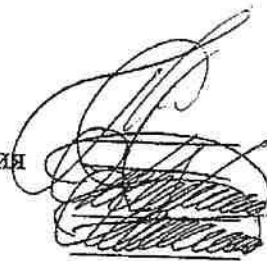
км-км: 8,86-22,46

(КР ЛЧ ШП ТТ)
Приложение 6

Сведения о наличии объектов капитального строительства на участке ремонта (ограждения, блок-боксы, укрытия и т.д.)

№ п/п	Участок по трассе км	Наименование объекта	Описание объекта	Необходимость ремонта	Документ, подтверждающий необходимость ремонта
1	2	3	4	7	9
				Отсутствуют	

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружений
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

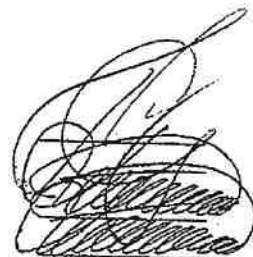
Газопровод: Бованенково-Ухта II, км-км: 8,86-22,46
 резервная нитка морского
 участка перехода через
 з. Байдарацкая губа (4 нитка)

(КР ЛЧ ПП ТТ)
 Приложение 7

Таблица пересечений МГ
 с искусственными и естественными препятствиями

№ п/п	Участок по трассе, км		Пересекаемый объект/тип покрытия и категория для автодорог	Длина перехода, м	Защитное сооружение (кожух)		Необходимость ремонта	Документ, подтверждающий необходимость ремонта	Собственник пересекаемого сооружения (объекта)
	начало	конец			длина, м	толщина стенки, мм			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отсутствуют									

Исполняющий обязанности начальника
 Воркутинского ЛПУМГ
 Ответственный за эксплуатацию сооружения
 (здания) в филиале
 Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович

В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта Ц,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

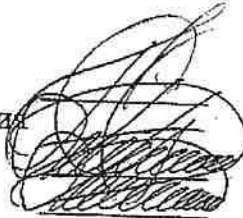
км-км: 8,86-22,46

(КР ЛЧ ПП ТТ)
Приложение 8

Таблица пересечений МГ с водными преградами

№ п/п	Участок по трассе, км		Пересекаемая водная преграда	Длина всего перехода, м	Характеристики перехода в межень					Необходимость ремонта	Документ, подтверждающий необходимость ремонта	
	начало	конец			Ширина, м			Скорость течения, м/с	Глубина, м			Перепад между левым и правым берегом, м
					левой пойменной части	русла	правой пойменной части					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Отсутствуют												

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

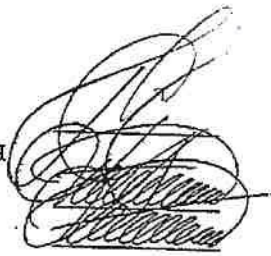
Газопровод: Бованенково-Ухта П, км-км: 8,86-22,46
 резервная нитка морского участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

(КР ЛЧ ПП ТТ)
 Приложение 9

Таблица пересечений с инженерными сетями и коммуникациями

№ п/п	Участок газопровода, км	Наименование пересекающего объекта	Высота/глубина, м	Дополнительная информация об объекте	Необходимость ремонта	Документ, подтверждающий необходимость ремонта	Ответственная служба/эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8
Отсутствуют							

Исполняющий обязанности начальника
 Воркутинского ЛПУМГ
 Ответственный за эксплуатацию сооружения
 (здания) в филиале
 Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков
 В.Н. Павлович
 В.Н. Павлович

ООО «Газпром Трансгаз Ухта»
 ОПИМР, ГИЗН УОВОФ

(КР ЛЧ Ш ТТ)
Приложение 10

Газопровод: Бованенково-Ухта II,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

км-км: .. 8,86-22,46

Существующая балластировка на
участке ремонта
(согласно исполнительной документации)

№ п/п	Участок по трассе, км		Тип, марка балластирующего устройства	Кол-во, комплектов	Шаг, м
	начало	конец			
1	2	3	4	5	6
Труба с обетонированным покрытием					

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович

В.Н. Павлович

Газопровод: Бованенково-Ухта II,
резервная нитка морского
участка перехода через
з. Байдарацкая губа (4 нитка)

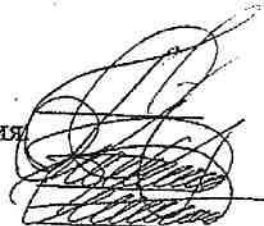
км-км: 8,86-22,46

(КР ЛЧ ПП ТТ)
Приложение 11

Схема транспортной сети

Схема не требуется. Доставка оборудования и материалов на объект ремонта осуществляется морским путем с отгрузкой в портах дислокации судов.

Исполняющий обязанности начальника
Воркутинского ЛПУМГ
Ответственный за эксплуатацию сооружения
(здания) в филиале
Начальник ЛЭС



А.В. Мудраков

В.Н. Павлович
В.Н. Павлович

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству
ООО «Газпром трансгаз Ухта»



С.В. Рябухин

2019 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по подготовке
производства Филиала
ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»



В.В. Небабин

2019 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ №06/ПП/ПИР-2019

по объекту:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).

Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт

по восстановлению проектного положения нитки морского участка
подводного перехода через з. Байдарацкая губа.

Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

№ пункта	Наименование пункта	Содержание пункта
1	2	3
1.	Основание для разработки проектной документации	Проект программы капитального ремонта подводных переходов газопроводов ПАО "Газпром" на 2020-2022 гг.
2.	Исходные данные	<ul style="list-style-type: none"> – Отчёт ООО «ПГЭС» ИТЦ «Дюкер» «Выполнение обследования морского участка системы магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта» (1,3 и 4 нитки) в Ямало-Ненецком Автономном округе для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2017 году»; – Отчёт ООО «ПГЭС» ИТЦ «Дюкер» «Выполнение обследования морского участка системы магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта» (1,3 и 4 нитки) в Ямало-Ненецком Автономном округе для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2019 году»; – Исходные материалы (имеющиеся в наличии) и разрешительные документы для проектирования (допуски) выдаются специалистами Воркутинского ЛПУМГ, по запросу проектной организации; – Все исходные данные проектировщик уточняет по результатам рассмотрения имеющейся в Воркутинском ЛПУМГ документации и натурному изучению объекта. Перечень и содержание исходных данных, согласовывается с ПОЭМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»; <p>На этапе сбора исходных данных проектная организация должна получить:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Перечень документов, представляемых Заказчиком для проектирования капитального ремонта линей-

		<p>ной части магистральных газопроводов (Приложение 1 к ЗП).</p> <p>– Технические требования для разработки проектной документации Приложение 2 к ЗП).</p>
3.	Район капитального ремонта.	Ямало-Ненецкий Автономный Округ, з. Байдарацкая губа Карского моря
4.	Вид документации капитального ремонта или этап проектирования	Проектная документация на капитальный ремонт (Стадия П и РД) (далее – ПД КР)
5.	Порядок разработки проектной документации на капитальный ремонт	<p>Выполнить проектно-изыскательские работы в следующем порядке в сроки согласно календарному плану выполнения проектно-изыскательских работ (приложение к договору):</p> <ul style="list-style-type: none"> – сбор исходных данных в Воркутинском ЛПУМГ с изучением района выполнения работ, в том числе данных для разработки раздела «Проект организации капитального ремонта» и «Сметной документации», остальные исходные данные, находящиеся в распоряжении ООО «Газпром трансгаз Ухта» предоставляются УОВОФ ООО «Газпром трансгаз Ухта» по запросу проектировщика, в том числе, при необходимости предоставление материалов проектной документации: «Газопровод 1-я нитка подводного перехода через Байдарацкую губу первой нитки магистрального газопровода Бованенково- Ухта на участке км 111,7 - км 186,7» инв. № 392834 принадлежащий на праве собственности ПАО "Газпром", о чем сделана запись в ЕГРН за №89-89-01/037/2013-140 от 13.01.2014) - (Бованенково - Ухта I (1 нитка), Ду1400) - капитальный ремонт первой нитки Ду1200 подводного перехода через Байдарацкую губу. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»; – получение технических условий, справок, других сведений необходимых для проектирования (проектная организация самостоятельно оформляет запрос на получение технических условий, справок, сведений, оплачивает их подготовку, контролирует их своевременное получение от соответствующих организаций); – разработка программы комплексных морских инженерных изысканий, прохождение Государственной экологической экспертизы. Получение решения на водопользование. Получение разрешения на буровые работы. – выполнение комплексных инженерных изысканий (в период навигации); – предоставление на рассмотрение и согласование в Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт» отчётов по инженерным изысканиям (с согласованным Воркутинским ЛПУМГ «Актом приёмки выполненных объёмов полевых работ по инженерным изысканиям», подписанным со стороны исполнителя и представителя эксплуатирующей организации)), в срок не менее чем за 10 рабочих дней до предоставления Заказчику актов выполненных работ; – разработка, согласование и утверждение Заказчи-

ком раздела «Основные технические решения» (ОТР) и технико-экономического обоснования выбора метода ремонта;

- разработка и согласование с Заказчиком проектной документации на капитальный ремонт, участие в экспертно-техническом совете по результатам рассмотрения проектной документации в ООО «Газпром трансгаз Ухта», предоставление проектной документации для рассмотрения осуществлять в срок не менее чем за 15 рабочих дней до предоставления Заказчику актов выполненных работ;

- сопровождение проектной документации на стадии независимой экспертизы и до получения Заказчиком положительного заключения независимой экспертизы проектной документации, при корректировке ПД по замечаниям, проектировщик выдаёт Заказчику откорректированную документацию, совместно с ответами на замечания (с указанием тома, страницы, абзаца где выполнена корректировка), с «Сопоставительной ведомостью изменений сметной стоимости» и «Сопоставительной ведомости объёмов работ» (см. приложение к заданию);

- согласование проектной документации в территориальных органах Росрыболовства на проведение ремонтных работ;

- подготовка общественных слушаний по оценке воздействия на окружающую среду и участие в них, в рамках подготовки к государственной экологической экспертизе проектной документации;

- сопровождение (корректировка) проектной документации по результатам государственной экологической экспертизы проектной документации;

- внесение корректировок в рабочую документацию на стадии выполнения авторского надзора на объекте согласно требованиям п. 8.1 (в) СП 246.1325800.2016 «Об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений».

Состав проектной документации должен соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», на основании ст.48 (п.12.2) Градостроительного кодекса РФ №190-ФЗ от 29.12.2004 г., по отдельному запросу генерального проектировщика, состав проектной документации может быть Заказчиком уточнён.

При разработке проектной документации следует учитывать письмо ПАО «Газпром» №03/38-1536 от 03.06.2015 г. «О направлении замечаний по результатам проверки ПД», с целью недопущения подобных замечаний.

Проектная документация должна быть выполнена согласно требованиям действующего законодательства РФ и нормативным документам. ПАО «Газпром» в области проектирования. В случае изменения требований

		<p>нормативных правовых и нормативно-технических актов Российской Федерации или нормативных документов ПАО «Газпром» на момент разработки проектной документации до утверждения ее Заказчиком (подписания актов сдачи/приемки), генеральный проектировщик осуществляет корректировку проектной документации на соответствие измененным требованиям нормативных правовых актов, а также включенных нормативно-технических документов в Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" и Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений".</p> <p>Заказчик обязан своевременно (не более 10 дней с момента выхода) довести до сведения генерального проектировщика информацию об изменении нормативных правовых и нормативно-технических документов, включая директивные письма ПАО «Газпром» влияющих на разработку проектных решений, а также согласовать с генеральным проектировщиком сроки и стоимость дополнительных работ по разработке проектной и рабочей документации».</p> <p>При разработке проектных решений предусмотреть использование «Унифицированных проектных решений» (УПР) разработанных ПАО «Газпром» (при отсутствии их у генерального проектировщика, набор альбомов УПР выдаёт Заказчик), все материалы и оборудование применяемые в проектной документации должны быть разрешены к применению на объектах ПАО «Газпром».</p> <p>Графическая и текстовая часть проектной и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ 21.001-2013 «Система проектной документации для строительства. Общие положения» и ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».</p> <p>Основные технико-экономические показатели определить в проектной документации с учётом минимизации затрат на проведение капитального ремонта.</p>
5.1.	Требования к разработке основных разделов ПД:	
	«Пояснительная записка»	Разработать в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», СТО Газпром 2-3.5-695-2013.

«Проект полосы отвода»	<p>Выполнить комплекс кадастровых и иных работ в целях подготовки и получения сведений, требуемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 с учётом выполнения работ в акватории з. Байдарацкая губа Карского моря.</p> <p>При выявлении в процессе проектирования объекта капитального ремонта необходимости организации временных сооружений и площадок (на период ремонта) расположенных на земле:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Подготовить краткое описание территории объекта капитального ремонта, сведения о кадастровом учете и административном делении, о категориях земель, собственниках, арендаторах, землепользователях, землевладельцах, обладателях сервитутов, о целевом назначении лесов (при их наличии). 2. Получить сведения из Единого государственного реестра недвижимости (ЕГРН): <ul style="list-style-type: none"> - кадастровые планы территории; - кадастровые выписки об объектах недвижимости и земельных участках; - кадастровые выписки, подтверждающие права на земельные участки; 3. Получить сведения о земельных участках, информация о которых не внесена в ЕГРН (сведения из поземельных книг, архивов Росреестра, органов муниципального самоуправления и пр.); 4. Подготовить и утвердить уполномоченным органом схему расположения земельного участка в соответствии со ст. 39.34 Земельного кодекса РФ (раздельно сформировать земельные участки, необходимые во временное пользование на период капитального ремонта, и в постоянное пользование на период эксплуатации). 5. Приложить согласованные с Заказчиком и землепользователями расчеты арендной платы и убытков, включая упущенную выгоду; 6. Получить протокол общего собрания участников долевой собственности с решением о предоставлении земельного участка для капитального ремонта объекта (при наличии долевой собственности на испрашиваемых земельных участках); 7. Получить письменное согласие (соглашение о намерениях заключить договор аренды) собственников, землевладельцев, землепользователей и арендаторов земельных участков о предоставлении земельного участка для капитального ремонта объекта. Соглашение должно содержать графическую часть, с указанием границ, площади, координат угловых точек земельного участка занимаемого на период капитального ремонта и текстовую с указанием информации о правообладателе земельного участка (Фамилию, Имя, Отчество, контактные данные, почтовый адрес), реквизитов правоустанавливающих документов на земельный участок (копии документов должны быть приложены к согла-
------------------------	--

		<p>шению), согласованный собственником и Заказчиком расчет возмещения убытков;</p> <p>8. В графической части раздела ППО должны быть указаны границы отводимого на период капитального ремонта земельного участка, в строгом соответствии с утвержденными правоустанавливающими документами и подписанными собственниками земельных участков соглашениями;</p> <p>9. Оформить Ситуационный план, разработанный на основании полученных материалов, с указанием:</p> <ul style="list-style-type: none"> - проектируемых сооружений; - границ испрашиваемых земельных участков, необходимых для размещения объекта с разделением границ отводимых земель в краткосрочное и долгосрочное использование; - границ субъектов РФ, муниципальных районов и городских округов (в соответствии со сведениями ЕГРН); - границ земель в соответствии с их категорией (в соответствии со сведениями ЕГРН); - границ и номеров кадастровых кварталов (в соответствии со сведениями ЕГРН); - границ и номеров земельных участков (частей земельных участков) (поставленных на кадастровый учет, в том числе ранее учтенных); <p>10. К ситуационному плану предоставить ведомость испрашиваемых земельных участков для размещения объекта, в которой указать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - субъект РФ; - муниципальный район или городской округ; - правообладателей земельных участков; - вид права с указанием правоустанавливающих документов; - кадастровые номера земельных участков; - категории земель; - площади каждого земельного участка с разделением на участки необходимые в долгосрочное и краткосрочное пользование. - реквизит документа о согласовании испрашиваемых земельных участков; - адреса и контакты лиц участвовавших в согласовании. <p>В ведомости дать ссылки на испрашиваемые земельные участки (части земельных участков), нанесенные на ситуационном плане.</p>
	<p>«Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»</p>	<p>Проектом предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Устранение оголений морского участка МГ с последующим заглублением. Величину заглубления МГ необходимо обосновать. 2. В случае принятия решения о применении в ПД балластирующих устройств необходимо выполнить технико-экономические обоснования выбранных средств баллаستировки. 3. Минимизировать непроизводительные затраты, в том числе при укладке трассы газопровода исключить

		необоснованное увеличение глубины залегания, а также прочие нерациональные проектные решения, влекущие увеличение стоимости капитального ремонта.
	«Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта»	Не требуется
	«Проект организации капитального ремонта» (ПОКР) и «Проект организации работ по демонтажу линейного объекта» (ПОД)	<p>1. Разделы ПОКР и ПОД выполнить в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», СТО Газпром 2-3.5-695-2013. В составе проекта организации КР (ПОС и ПОД) разработать нормативные графики (ежедневный календарный план) ремонта с поквартальным распределением капитальных затрат и объемов СМР.</p> <p>2. Разработать сетевой календарный график выполнения работ с указанием сроков поставки оборудования и материалов. Транспортную схему доставки материалов и оборудования на объект согласовать с Заказчиком, указать места размещения карьеров грунта, причалов и т.д. Указать характеристики морских судов, класс, комплектация оборудованием, наличие разрешений.</p> <p>3. Места временного складирования материалов согласовать с Заказчиком.</p> <p>4. Транспортную схему разработать с учетом п. 9.2 УПР по КР ПП МГ (Указания по разработке разделов ПД для КР ПП МГ. Том 0. (шифр УПР.Ч000.00-ПЗ). При разработке транспортной схемы учесть требования п. 9.4 «Порядка определения стоимости работ по диагностическому обследованию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту объектов ПАО «Газпром», утвержденного распоряжением ПАО «Газпром» №397 от 21.12.2015, в части необходимости минимизации расстояний доставки МТР от заводов-изготовителей (карьеров, оптово-складских баз и т.п.). Дополнительно учесть необходимость выполнения мониторинга при выборе полигонов ТБО. Транспортную схему с установленными проектом оптимальными расстояниями согласовать с Заказчиком.</p> <p>5. В составе раздела предусмотреть включение обоснования применения коэффициентов, учитывающих усложняющие факторы и условия производства работ (капитальный ремонт, особые (стесненные) условия производства работ), с указанием факторов их обуславливающих.</p> <p>6. В составе ПОКР и ПОД Ведомости объемов работ разработать отдельно для каждого этапа капитального ремонта, согласно техническим требованиям:</p> <p>1 этап (2022 год*) – 2900 м (1 участок ПК88+53.1 – ПК103+10.8), 2 участок ПК108+88.4 – ПК123+53.8);</p> <p>2 этап (2023 год*) – 6300 м (3 участок ПК193+36.1- ПК256+21.1).</p> <p>(* - уточнить при проектировании)</p>

<p>«Мероприятия по охране окружающей среды»</p>	<p>Разработку раздела «Мероприятия по охране окружающей среды» произвести в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», учитывая требования СТО Газпром 2-3.5-695-2013, Приказа Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», с Законом Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», регламента РМ 20-003-2018 «Оформление прав пользования земельными участками и водными объектами при проведении ремонтных и диагностических работ», утвержденного приказом ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 23.07.2018 №1345.</p> <p>Разработать программу проведения ПЭК и М на период производства работ.</p> <p>Изыскать и указать сведения о наличии полигонов складирования (вывозе) излишков грунта (при необходимости), сведения об отсутствии/наличии в районе намечаемого ремонта объектов культурного наследия, либо объектов, обладающих признаками объектов культурного наследия, особо охраняемых природных территорий, промысловых угодий, заповедников, заказников и т.п.</p> <p>Предусмотреть в обязанности подрядной организации выполнение требований природоохранного законодательства, в т.ч.: выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха и почвенного покрова; по сбору, использованию, размещению и обезвреживанию отходов; охране животного и растительного мира, оформление право пользования водными объектами согласно ст.11 Водного кодекса Российской Федерации.</p> <p>В проекте необходимо отразить, что Генеральный Подрядчик несет ответственность в соответствии с требованиями природоохранного законодательства и несёт ответственность в соответствии с требованиями природоохранного законодательства:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) осуществляет ПЭК и М в период КР. б) назначает лицо, ответственное за осуществление контроля за соблюдение требований природоохранного законодательства, за учет негативного воздействия на ОС (движение отходов, количество выбросов, сбросов и т.д.). в) обеспечивает допуск к обращению с отходами специалистов, имеющих свидетельство (сертификат) на право обращения с опасными отходами. г) получает самостоятельно все необходимые разрешения и свидетельства на деятельность в области охраны окружающей среды, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> - разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух в период капитального ремонта; - лимиты на размещение отходов; - договор водопользования и/или решение о предо-
---	---

	<p>ставлении водных объектов в пользование в соответствии с требованиями ст. 11 Водного кодекса РФ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрешения (договоры аренды) на право пользования земельными участками под временные площадки, не предусмотренные проектом; <p>д) самостоятельно осуществляет платежи за фактическое негативное воздействие на окружающую среду по месту производства работ;</p> <p>е) заключает самостоятельно (или обязывает заключить привлеченные субподрядные организации) договоры на вывоз, утилизацию (использование или обезвреживание), размещение (захоронение) отходов с 1 по 4 класса опасности с лицензированными организациями, а также договоры на вывоз, утилизацию (использование или обезвреживание), размещение (захоронение) отходов 5 класса опасности с соответствующими организациями.</p> <p>ж) заключает самостоятельно (или обязывает заключить привлеченные субподрядные организации) договоры на прием промышленных и хозяйственно-бытовых стоков.</p> <p>Учитывая выполнение работ по КР в акватории водного объекта, раздел должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сведения о планируемых мерах по сохранению ВБР, включающие оценку воздействия планируемой деятельности на ВБР и среду их обитания, согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 29.04.2013 № 380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания»; - согласование уполномоченных органов Росрыболовства на проведение ремонтных работ; - программу проведения ПЭК и М по контролю за состоянием ВБР. <p>Провести идентификацию и оценку значимости экологических аспектов с составлением Общего перечня экологических аспектов в соответствии с пп.6.2.3 СТО Газпром 12-1-019-2015 "Охрана окружающей среды. Планирование. Порядок идентификации экологических аспектов", заполнив форму Б2 приложения Б. (СТО Газпром 12-1-019-2015 "Охрана окружающей среды. Планирование. Порядок идентификации экологических аспектов").</p> <p>Учесть наличие природоохранных ограничений, зон с особыми условиями использования территории (особо-охраняемые природные территории, водоохранные зоны, рыбоохранные зоны, санитарно-защитные зоны объектов, зоны санитарной охраны источников водоснабжения, наличие объектов культурного наследия и др.). В составе документации представить необходимые справки, согласования, заключения.</p> <p>Установить для объектов капитального строительства категорию объекта негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением</p>
--	--

		<p>Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 № 1029.</p> <p>На период эксплуатации объекта (I, II, III категории), оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, разработать необходимые расчетные и обосновывающие материалы в соответствии с ч. 3 ст. 31.1, ч. 4 ст. 31.2, ч.4 ст.22 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в редакции Федерального закона от 21.07.2014 № 219-ФЗ, вступивший в силу с 01.01.2019). На период строительства и эксплуатации (I, II категории) разработать нормативы образования отходов и лимиты на их размещение в соответствии с ч.2 ст.18 Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "Об отходах производства и потребления" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019).</p> <p>Проектная документация должна соответствовать требованиям законодательства и нормативной документации в области охраны окружающей среды действующей на момент разработки и периода ее согласования. При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных требований представить соответствующее обоснование в текстовой части раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».</p>
	«Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	<p>Требования законодательных актов Российской Федерации, в том числе Федерального закона РФ от 30.12.2009 № 384 ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», и нормативных документов ПАО «Газпром», содержащих основные положения по пожарной безопасности.</p>
	«Смета на капитальный ремонт линейного объекта»	<p>Сметную документацию разработать в соответствии с документами – «Инструкция определения сметной стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» (письмо ПАО «Газпром» от 08.09.2015 № 03/36-3803), «Порядок определения стоимости работ по диагностическому обследованию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту объектов ПАО «Газпром», утвержденный распоряжением ПАО «Газпром» №397 от 21.12.2015 (письмо ПАО «Газпром» от 30.12.2015 № 03/38-4637).</p> <p>Сметную документацию разработать в программном комплексе «Гранд-смета» в последней актуальной версии и на основе действующей сметно-нормативной базы на момент составления СД.</p> <p>Объектные сметы выполнить на каждый участок производства работ в соответствии с разделением объемов по СВОР. Наименование ОС должно соответствовать разделу СВОР.</p> <p>Объемы работ, указанные в сметной документации должны в полном объеме соответствовать объемам, указанным в сводной ведомости объемов работ.</p>

Сводный сметный расчет разрабатывается в уровне цен по состоянию на 01 января года окончания проектирования (приложение 2 к Порядку) и должен включать лимитированные затраты и резерв средств на непредвиденные работы и затраты, издержки Заказчика. Объектный сметный расчет составить на основе ССР с исключением затрат Заказчика.

В сметной документации материалы централизованной поставки Заказчика выделить в отдельный раздел в составе локальных сметных расчетов или в отдельные локальные сметные расчеты. В объектных сметах и сводном сметном расчете стоимость материалов централизованной поставки Заказчика справочно выделить отдельными строками.

Согласно приказу ОАО «Газпром» от 21 июня 2002 г. №57 «Об упорядочении закупок материально-технических ресурсов для дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» (в редакции приказа от 06.06.2016 № 387) стоимость материалов централизованной поставки Заказчика необходимо согласовать с ООО «Газпром комплектация», в том числе: отпускная цена поставщика, транспортные расходы централизованного поставщика.

Все МТР, включенные в номенклатуру поставки АО «Газпром СтройТЭК Салават», должны учитываться по цене на основании прайс-листа, действующего на дату разработки. В случае необходимости учета в сметной документации стоимости МТР по прайс-листам, заключениям ООО «Газпром комплектация», заключениям отдела мониторинга цен Филиала ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт» (цена франко-склад поставщика, либо станция отправления) транспортные и заготовительно-складские расходы, не учтенные в данных источниках, включить в сметную документацию по расчетным калькуляциям. Прайс-листы и заключения предоставить в обязательном порядке.

Включить в сметную документацию:

- затраты на природоохранные мероприятия (определять расчетами на основании ПОКР и ООС, действующих норм и расценок применительно к условиям, действующим на соответствующих территориях и участках проведения работ с учетом действующих на момент разработки изменений и дополнений):

- затраты на компенсацию негативного воздействия на ОС;

- затраты на техническую и биологическую рекультивацию нарушенных земель (при возникновении необходимости);

- затраты на вывоз и размещение образовавшихся отходов (утилизацию пригрузов б/у, изоляции, на оплату услуг сторонних лицензированных организаций, принимающих отходы на дальнейшее использование, обезвреживание, размещение (захоронение) отходов);

- затраты на мероприятия по сохранению рыбных за-

пасов, водных биоресурсов и среды их обитания предусмотреть в случае необходимости;

- затраты на проведение производственного экологического контроля (мониторинга),

- затраты на геодезические работы по выносу осей трассы и границ участка для капитального ремонта в натуру;

При выполнении сметной документации предусмотреть округление значений:

- в локальных сметных расчетах – до целых рублей;

- в объектных сметных расчетах и ССР – в тысячах рублей с округлением до трех знаков после запятой.

Сметная документация после устранения замечаний должна быть представлена как на бумажном носителе, так и в электронном виде на CD в форматах ПК «Гранд-Смета», XML, Excel, Word, pdf.

Дополнительные требования:

а) Сметная документация на капитальный ремонт разрабатывается ресурсным методом в уровне цен по состоянию на 01 января года окончания проектирования;

б) Сводный сметный расчет оформляется, и разрабатывается в соответствии с действующими нормативными документами РФ, стандартами и другими руководящими документами ПАО «Газпром»;

с) Сводный сметный расчет должен быть утвержден руководителем организации, и скреплен оригинальной печатью;

д) Сметная документация должна содержать:

- сводный сметный расчет;

- локальные, объектные сметные расчеты, ресурсные ведомости (к каждой локальной смете) и другие расчеты;

- укрупненную выборку ресурсов (с указанием стоимости ресурсов, накладных расходов, сметной прибыли и с выделением МТР централизованной поставки и важнейших видов МТР в отдельный раздел);

- перечень разработанной сметной документации;

- обосновывающие материалы;

е) Наименование объекта в сметной документации должно соответствовать утвержденному заданию на проектирование объекта капитального ремонта. В составе сметной документации для объектов, имеющих разные инвентарные номера (нитки), сметы разработать отдельно для каждого инвентарного номера (нитки) в соответствии с правилами бухгалтерского учета.

ф) В сметную документацию в обязательном порядке должны быть включены пояснительная записка, содержание раздела «Сметная документация» и содержание томов.

г) Размер средств на оплату труда определяется на основании действующих документов на момент составления настоящего документа:

- Рекомендаций по определению часовой заработной

	<p>платы для рабочих и машинистов, занятых на строительстве объектов ПАО «Газпром» (РЧЗПсм);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рекомендаций по определению часовой заработной платы для рабочих и специалистов, занятых на пуско-наладочных работах (РЧЗПп). <p>h) Определение стоимости машино-часа эксплуатации машин и механизмов в текущем уровне цен следует осуществлять:</p> <ul style="list-style-type: none"> – согласно Сборнику сметной стоимости машино-часа строительных машин, механизмов и автотранспортных средств, разработанному АО «Газпром промгаз» в последней редакции сборника; – на основании действующих Рекомендаций по определению сметной стоимости эксплуатации машин и механизмов, утвержденных ПАО «Газпром» (РЭМ). <p>i) Стоимость материальных ресурсов определяется:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отпускная стоимость МТР централизованной поставки, важнейших МТР, запасных частей и комплектующих – на основании запросов о ценах централизованного и комплексного поставщика; – материалов поставки подрядчика – по сборникам сметных цен на материалы, изделия и конструкции АО «Газпром промгаз» в последней редакции сборника; – инертные материалы – на основании мониторинга цен 3-х поставщиков с учетом не превышения средне-региональных цен. <p>При определении стоимости материальных ресурсов предпочтение следует отдавать минимальной цене на идентичные (однородные) МТР по результатам сбора и анализа общедоступной ценовой информации, с учетом принципов минимального удаления (например от карьера, завода-изготовителя и т.д.).</p> <p>j) Цены, отсутствующие в сборниках сметных цен на материалы, изделия и конструкции АО «Газпром промгаз», определяются по минимальным показателям цен на идентичные (однородные) МТР:</p> <ul style="list-style-type: none"> – по ценам, сложившимся в регионе проведения работ, на основании региональных данных; – на основании мониторинга цен. <p>Требования к разработке локальных, объектных сметных расчетов и перечню разработанной документации.</p> <p>k) Локальные сметные расчеты составляются по форме №4 Приложения №2 МДС 81-35.2004 на основании проектной документации с использованием действующих государственных элементных сметных норм (ГЭСН), отраслевых сметных норм по видам работ с добавлением граф по трудозатратам механизаторов «на единицу/всего».</p> <p>l) Нормативы накладных расходов и сметная прибыль определяются в соответствии с МДС 81-33.2004, МДС 81-34.2004, МДС 81-25.2001 и письмом Министерства регионального развития РФ от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС (до выхода новой редакции).</p>
--	--

m) В сметной документации приводится расшифровка всех применяемых коэффициентов, индексов по позициям и по итогам локальных сметных расчетов, расшифровка накладных расходов и сметной прибыли по каждому разделу и в конце сметного расчета.

n) Материалы централизованной поставки выделяются в отдельный раздел в составе локальных сметных расчетов или в отдельные локальные сметные расчеты.

o) Локальная ресурсная ведомость должна содержать расшифровку затрат труда согласно ГЭСН на оплату труда рабочих поразрядно, эксплуатацию машин и механизмов, материалы, конструкции и изделия и полностью корреспондироваться с локальным сметным расчетом.

p) В обязательном порядке один комплект сметной документации должен содержать на уровне локальных сметных расчетов полную расшифровку ресурсов по каждой позиции.

q) Объектные сметные расчеты составляются по форме Приложения №2 МДС 81-35.2004.

r) В объектных сметных расчетах в обязательном порядке построчно и в итоге приводятся показатели единичной стоимости на единицу измерения (шт., га, м³, м², км и т.п.).

s) Перечень разработанной документации должен содержать всю разработанную сметную документацию с выделением аннулированных смет и указанием № локального сметного расчета, № книги (тома), шифра чертежа, стоимость всего в тыс. руб.

t) При составлении сметной документации на капитальный ремонт необходимо руководствоваться Порядком определения стоимости работ по ДТОиР объектов ПАО «Газпром», утвержденным распоряжением ПАО «Газпром» № 397 от 21.12.2015 и Инструкцией определения сметной стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» утвержденной 04.08.2015.

u) В сводном сметном расчете предусмотреть затраты на вывоз, размещение, утилизацию отходов, образующихся в период капремонта на основании коммерческих предложений потенциальных организаций, осуществляющих прием отходов, а также предусмотреть затраты на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат в период капремонта.

v) Предусмотреть затраты подрядной организации, осуществляющей СМР на объекте капремонта на обустройство мест временного накопления отходов в период капремонта, мониторинг в период капремонта.

w) Предусмотреть в сводном сметном расчете затраты на выполнение организацией, ведущей строительномонтажные работы на объекте, исполнительной геодезической съемки.

x) Предусмотреть в сводном сметном расчете затраты

		<p>на восстановление водных биологических ресурсов (при их наличии).</p> <p>Представить коммерческие предложения организаций на выполнение природоохранных мероприятий (прием отходов и сточных вод, восстановление водных биологических ресурсов, аренду научно-исследовательского судна для выполнения производственного экологического мониторинга и контроля и т.п.)</p> <p>Разработать в составе проектной документации Паспорт проекта по утвержденной ПАО «Газпром» форме. Паспорт проекта необходимо представлять в составе ПД, как приложение к разделу «Пояснительная записка».</p>
	«Конкурсная (закупочная документация) по выбору подрядной организации для проведения капитального ремонта»	<p>Разрабатывается, в рамках лимитов настоящего договора, в объеме технической части (коммерческую часть разрабатывает Заказчик на основе утверждённой сметной документации).</p>
	«Сводная ведомость объемов работ»	<p>Сводную ведомость объемов работ разработать отдельно для каждого участка ремонта, согласно техническим требованиям.</p> <p>В СВОР предусмотреть разделы для каждого участка с характерными особенностями производства ремонтных работ с привязкой к пикетажу трассы в технологической последовательности выполнения всего комплекса работ.</p> <p>В ведомости по каждому виду работ, указать ссылку на соответствующие разделы проектной документации. Ведомость должна быть структурирована в соответствии с наименованием глав сводного сметного расчета в соответствии с МДС 81-35.2004.</p> <p>Объемы работ, указанные в СВОР должны соответствовать данным разделов ПД, на которые указаны ссылки.</p> <p>Ведомости объемов работ должны быть подписаны ответственными за соответствующий раздел проектной документации лицами и главным инженером проекта.</p>
	«Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности»	<p>ПД выполнить согласно требованиям</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 27751-2014 «Межгосударственный стандарт. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения» (введен в действие Приказом Росстандарта от 11.12.2014 N 1974-ст); - Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утверждённые Приказом Ростехнадзора от 06.11.2013 № 520; - Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утвержденных Приказом Ростехнадзора от 14.03.2014 № 102;

		<ul style="list-style-type: none"> - Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утверждённые Приказом Ростехнадзора от 20.11.2017 № 485; - «Правилами охраны магистральных газопроводов» Постановление Правительства РФ №1083 от 08.09.2017. - «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» (Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ); - Федерального закона РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» - Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520) предусмотреть установление и обоснование расчетного срока службы, предусмотреть порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования проектируемых объектов, указать требования к поддержанию состояния проектных значений параметров сооружений и их качественных характеристик на требуемом уровне безопасности», действующих норм и правил РФ по промышленной безопасности на объектах газовой промышленности (ОПО).
6.	«Материально-технические ресурсы»	<p>«Сборник спецификаций оборудования» разработать отдельно для каждого этапа капитального ремонта в соответствии с техническими требованиями:</p> <p>1 этап (2022 год*) – 2900 м (1 участок ПК88+53.1 – ПК103+10.8), 2 участок ПК108+88.4 – ПК123+53.8);</p> <p>2 этап (2023 год*) – 6300 м (3 участок ПК193+36.1-ПК256+21.1).</p> <p>(* - уточнить при проектировании).</p> <p>1. Раздел «Сборник спецификаций оборудования» (ССО) сформировать в соответствии с указаниями письма ОАО «Газпром» от 26.12.2013 № 03-239 от 26.12.2013 № 03-2390 за исключением средств балластировки и закрепления трубопровода, материалов предназначенных для защиты изоляционного покрытия, изоляционных материалов для защиты сварных стыков и соединений, с учетом приказа ОАО «Газпром» от 21.06.2002 № 57 «Об упорядочении закупок материально-технических ресурсов для дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» (в редакции приказа от 27.11.2013 № 447) в объеме:</p> <p>1.1. Материалы и оборудования поставки Подрядчика (ССО 2);</p> <p>1.2. Материалы и оборудования поставки Заказчика (ССО 1), в том числе:</p> <p>1.2.1. Материалы и оборудования поставки АО «Газ-</p>

	<p>пром СтройТэк Салават» (АО «ГСС»);</p> <p>1.2.2. Оборудования, требующее монтажа (ОТМ), разделенное по номенклатуре;</p> <p>1.2.3. Оборудования, не требующее монтажа (ОНТМ), разделенное на производственный инвентарь, хозяйственный инвентарь, мебель.</p> <p>1.2.4. Материалы с разделением по номенклатуре.</p> <p>1.2.5. Опросные листы (ССО 3);</p> <p>1.2.6. Технические требования на технологическое оборудование длительного срока изготовления (ССО 4) (по необходимости)</p> <p>2. Раздел «Сборник заказных спецификаций» (СЗС):</p> <p>2.1. СЗС разработать для материалов и оборудования поставки Заказчика, с выделением:</p> <p>2.1.1. Материалы и оборудования поставки АО «Газпром СтройТэк Салават» (АО «ГСС»);</p> <p>2.1.2. Оборудования, требующего монтажа (ОТМ), разделенного по номенклатуре;</p> <p>2.1.3. Оборудования, не требующего монтажа (ОНТМ), разделенного на производственный инвентарь, хозяйственный инвентарь, мебель;</p> <p>2.1.4. Материалы.</p> <p>2.1.5. Дополнительно подготовить заключение о полноте СЗС.</p> <p>2.1.6. В спецификациях проставит коды МТР из единого отраслевого справочника.</p> <p>3. Опросные листы, технические задания на оборудование, запросы о ценах, оформленные в соответствии с требованиями, указанными в письмах: ОАО «Газпром» от 25.10.2013 № 03/08/1-5714, ООО «Газпром комплектация» от 08.11.2011 № 50-01/ВК-096203, от 09.07.2014 № 50-01/ВА-052093, согласовать с ООО «Газпром комплектация» и с ООО «Газпром трансгаз Ухта».</p> <p>4. Перечень и стоимость специализированной продукции АО «ГСС» согласовать с АО «ГСС», в соответствии с письмом Департамента по проектированию ОАО «Газпром» от 19.03.2014 № 03/11-717</p> <p>5. Копии опросных листов, согласованных с ООО «Газпром комплектация» и с ООО «Газпром трансгаз Ухта», включить в состав (СЗС).</p> <p>6. Сформировать разделительную ведомость поставки МТР Заказчик-Подрядчик согласно документов ПАО «Газпром».</p> <p>7. В проектной документации, именно, в спецификации прописывать «Ссылка на продукцию дана справочно. Выбор материала осуществляется согласно реестров ПАО «Газпром», исходя из технических характеристик, стоимостных показателей и оптимальной логистической схемы с минимальными затратами на поставку продукции».</p> <p>8. При выборе поставщиков материалов и оборудования в приоритетном порядке рассмотреть производителей с учётом наиболее оптимальных транспортных</p>
--	---

		<p>схем.</p> <p>9. Проектные решения должны приниматься с учётом необходимости импортозамещения. При выборе оборудования и материалов предпочтение отдавать изделиям с наименьшим количеством комплектующих иностранного производства.</p>
7.	Особые условия капитального ремонта:	Сроки проведения работ предусмотреть в период навигации с наименьшими затратами на проведение ремонта (включая минимизацию непроизводительных затрат).
8.	Климатические условия капитального ремонта (осадки, температура, снежный покров, сила ветра и др.).	Общая характеристика. Климатическая характеристика принимается по ближайшим метеостанциям, согласно СНиП 23-01-99(2003) «Строительная климатология», уточняется по результатам гидрометеорологических изысканий.
9.	Требования к проведению инженерных изысканий	<p>Получить разрешение на проведение инженерных изысканий в порядке, определенном Федеральным законом №155-ФЗ от 31.07.1998 и Постановлением Правительства РФ №44 от 19.01.2000.</p> <p>Комплекс инженерных изысканий выполнить в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 20 от 19.01.2006 и Приказа Минрегиона РФ № 624 от 30.12.2009, СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», требованиями раздела 4 СТО Газпром 2-3,5-695-2013.</p> <p>При выполнении изысканий учесть решение Инвестора (Департамент (С.В.Скрынников), Департамент (Н.В. Ткаченко) ПАО «Газпром») и ООО «Газпром трансгаз Ухта» (письмо ПАО «Газпром» №06/47-1189 от 20.08.19г.): «При разработке проектной документации на капитальный ремонт 4-ой нитки подводного перехода МГ Бованенково-Ухта через Байдарацкую губу использовать результаты инженерно-гидрометеорологических изысканий (полевых работ), которые будут выполнены в период август-октябрь 2020 года для объекта «Комплексные инженерные изыскания для подготовки проектной документации по объекту строительства «МГ Бованенково-Ухта III нитка (подводный переход через Байдарацкую губу)» (передачу материалов изысканий генпроектировщику обеспечивает ООО «Газпром трансгаз Ухта»).</p> <p>Разработать и предоставить Заказчику на согласование задание на проведение инженерных изысканий, в соответствии с требованиями СП 47.13330.2012.</p> <p>Разработать программу и календарный план-график изысканий и согласовать с филиалом ООО «Газпром трансгаз Ухта», эксплуатирующим объект КР (Воркутинское ЛПУМГ) и Заказчиком до начала проведения инженерных изысканий.</p> <p>Оформить разрешительные документы, на право выполнения изысканий в морской акватории залива согласно требованиям Законодательства РФ.</p> <p>Начало выполнения, окончание выполнения и объем</p>

		<p>полевых работ подтвердить актом между непосредственным исполнителем инженерных изысканий и филиалом ООО «Газпром трансгаз Ухта» эксплуатирующего объект КР (Воркутинское ЛПУМГ).</p> <p>Согласовать отчет по изысканиям с Заказчиком и филиалом ООО «Газпром трансгаз Ухта» эксплуатирующем объект КР (Воркутинское ЛПУМГ).</p> <p>Материалы инженерных изысканий должны в обязательном порядке содержать ссылки на официальные источники получения картографических и геодезических материалов.</p>
10.	<p>Особые требования к проектированию</p>	<p>В рамках настоящего договора проектная организация обязана:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Согласовать с Заказчиком: <ul style="list-style-type: none"> - Основные технические (технологические) решения, - применяемые материалы и оборудование; - разделительную ведомость поставки МТР Заказчик-Подрядчик; - сборник заказных спецификаций; - транспортные схемы доставки МТР, рабочих, демонтируемых материалов, отходов и пр. 2. Представить в проектной документации расчет устойчивости забалластированного трубопровода. 3. Проектные решения согласовать с надзорными и контролирующими органами (по необходимости) в объеме необходимом для прохождения экспертизы Федерального агентства по рыболовству и Государственной экологической экспертизы. 4. Сопровождать ПД КР на стадии экспертизы Заказчика до получения акта экспертно-технического совета о согласовании проектных решений, а также на стадии проведения независимой экспертизы и государственной экологической экспертизы до получения положительных заключений. <p>В рамках лимитов настоящего договора объем проектно-изыскательских работ может быть уточнен по результатам проведенных инженерных изысканий, получения технических условий на проектирование и согласований со всеми заинтересованными организациями принятых проектных решений.</p> <p>В стоимость договора включены и не подлежат дополнительной оплате затраты подрядной организации необходимые для получения справок, технических условий и других сведений требуемых для разработки проекта и получения положительных согласований проектных решений от всех заинтересованных организаций, включая, при необходимости, организацию и проведение общественных слушаний в рамках подготовки ПД к государственной экологической экспертизе.</p> <p>Проектировщик передает Заказчику проектную документацию готовую для проведения государственной экологической экспертизы.</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Требования к материально-техническим ресурсам: <ol style="list-style-type: none"> 5.1. «В составе рабочей документации предусмотреть

		<p>выполнение сводных заказных спецификаций оборудования и материалов поставки, комплексного поставщика АО «Газпром Строй-ТЭК Салават», централизованного поставщика ООО «Газпром комплектация» и Подрядчика, спецификаций оборудования, не требующего монтажа.</p> <p>5.2. Сборник заказных спецификаций, сформировать в соответствии с Приказом ПАО «Газпром» №57 от 21.06.2002 «Об упорядочивании закупок МТР для дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром».</p> <p>5.3. Сформировать разделительную ведомость поставки МТР Заказчик-Подрядчик согласно, документов ПАО «Газпром».</p> <p>5.4. Цены на оборудование и материалы поставки Заказчика должны быть согласованы с ООО «Газпром комплектация» и с АО «Газпром СтройТЭК Салават».</p> <p>6. Максимальное применение унифицированных проектных решений ПАО «Газпром».</p> <p>7. Предусмотреть разработку проекта организации демонтажных работ (при наличии конструкций подлежащих демонтажу).</p> <p>8. На основании исходных данных и результатов диагностических обследований выбрать наименее затратный метод ремонта с выполнением технико-экономического обоснования.</p> <p>9. В ПД указать перечень работ, подлежащий освидетельствованию авторского надзора.</p>
11.	Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции	Необходимо соблюдать требования к соответствию принятых технологий и технических решений капитального ремонта, соответствующим стандартам и нормам РФ по качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам.
12.	Режим работы предприятия, требования к техническим решениям и технике применяемой при выполнении капитального ремонта	<p>Технологические процессы капитального ремонта должны быть максимально механизированными, автоматизированными, энергосберегающими, экологически безопасными.</p> <p>Режим работы строительных бригад на период капитального ремонта предусмотреть исходя из согласованных с ООО «Газпром трансгаз Ухта» сроков.</p> <p>Принятое оборудования, технические решения, организация капитального ремонта должны соответствовать нормам УПР и законодательным и нормативным актам Российской Федерации.</p> <p>Выбранные технологические и технические решения, должны обеспечить снижение капиталовложений и эксплуатационные затраты при выполнении капитального ремонта и соответствовать современному уровню развития техники и технологий ремонта.</p> <p>Применяемое оборудование, изоляционные покрытия и соединительные детали трубопроводов, должно быть сертифицировано в установленном порядке и разрешено к применению в ПАО «Газпром».</p>

13.	Требования к конструктивным и инженерным решениям	<p>Применять компоновочные и технические решения, минимизирующие техногенное воздействие на природную среду, технические решения капитального ремонта, учитывающие климатические условия района и геокриологические условия площадок капитального ремонта.</p> <p>Прочие требования – в соответствии с техническими требованиями, прилагаемыми к заданию на проектирование.</p>
14.	Требования к организации работы и условиям труда	<p>Принятые решения должны соответствовать Трудовому кодексу РФ и Федеральному закону РФ от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», документам по охране труда и технике безопасности на объектах газовой промышленности, а также внутренним локальным нормативным документам.</p>
15.	Требования к системам безопасности и охране объектов	<p>При капитальном ремонте объекта обеспечить сохранность (восстановление) работоспособности и целостности существующих систем защиты объектов.</p>
16.	Выделение этапов капитального ремонта	<p>Предусмотреть разделение ПСД (ведомости работ, спецификации, сметную документацию) на 2 этапа капитального ремонта в соответствии с техническими требованиями:</p> <p>1 этап (2022 год*) – 2900 м (1 участок ПК88+53.1 - ПК103+10.8), 2 участок ПК108+88.4 – ПК123+53.8);</p> <p>2 этап (2023 год*) – 6300 м (3 участок ПК193+36.1- ПК256+21.1).</p> <p>(* - уточнить при проектировании).</p>
17.	Затраты на страхование	<p>Предусмотреть в сводном сметном расчете лимит средств на покрытие затрат по страхованию (в том числе строительно-монтажных рисков) в размере 0,9 % от итога по главам 1-8 (Письмо ОАО "Газпром" от 17.06.2015 №07/30-1008). Затраты на страхование строительно-монтажных рисков устанавливаются в соответствии с протоколом заседания комиссии ПАО «Газпром» по подведению итогов открытого запроса предложений на услуги страхования для Компаний Группы Газпром, действующим на момент заключения договора подряда.</p>
18.	Источник финансирования	<p>Лимит капитального ремонта основных фондов ПАО «Газпром».</p>
19.	Агент, исполняющий функции Заказчика	<p>Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»</p>
20.	Проектная организация	<p>ООО «Газпром проектирование»</p>
21.	Требования к проектной организации	<p>Наличие допуска СРО к выполнению проектно-изыскательских работ, входящих в «Перечень видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства», утв. Приказом Министерства регионального развития РФ от 30.12.2009 №624, технической оснащенности, опыта</p>

		проектирования морских трубопроводов, специализации, необходимой квалификации и аттестации персонала.
22.	Субподрядные проектные организации	Организации, определенные проектной организацией по согласованию с Заказчиком. Привлечение субподрядных организаций для разработки разделов проектной и рабочей документации по системам безопасности осуществлять в установленном порядке (резолюция Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера от 24.01.2013 № 01-135 и письма Службы корпоративной защиты ОАО «Газпром» от 09.04.2014 № СКЗ-2356).
23.	Подрядная организация по капитальному ремонту	Организация, определенная для выполнения капитального ремонта по результатам конкурса
24.	Срок выполнения работы	Согласно календарному плану к договору
25.	Срок действия задания	В течение срока проектирования. Изменения и дополнения к заданию утверждаются Заказчиком.
26.	Порядок сдачи работы	<p>Генпроектировщик представляет Заказчику проектную документацию в 4-х экземплярах и одном (1) экземпляре сметную документацию на бумажных носителях, и в 4-х экземплярах комплекты ПД на электронных носителях (два бумажных носителя сброшюрованные, в остальных – чертежи отдельными листами разместить в папках с завязками помеченных этикетками с шифром вложенного документа). Чертежи выполнить на стандартных форматах А4-А0, текстовые документы на формате А4.</p> <p>На этапе проведения внутренней экспертизы ПД необходимо представить Заказчику в 1 экземпляре на электронном носителе (в том числе в формате разработки). В процессе устранения замечаний, в последующем, откорректированная документация передается также на электронном носителе в 1 экземпляре, со справкой об устранении замечаний, в которой необходимо указать информацию об устранении замечания (том, стр.), непринятые замечания должны быть обоснованы.</p> <p>В составе проектной документации предоставить оригиналы документов об использовании земельных (лесных) участков для размещения объекта капитального ремонта, на которые действие градостроительных регламентов не распространяется (в том числе договоров аренды земельных (лесных) участков для размещения объекта капитального ремонта, кадастровых паспортов земельных участков для размещения объекта капитального ремонта, актов выбора земельных участков/проектов межевания, утвержденных и зарегистрированных в установленном порядке.</p> <p>Все согласования, полученные от сторонних организаций, в оригинале должны быть включены в состав раздела «Материалы согласований».</p> <p>Согласование Заказчика, полученные в процессе проектирования, должны быть включены в состав соот-</p>

	<p>27. Требования к передаче материалов на электронных носителях</p>	<p>ветствующих разделов.</p> <p>Порядок передачи материалов на электронных носителях должен соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.5-695-2013 «ЛЧ МГ. Общие технические требования к ПД для КР» и «Методическим указаниям по подготовке и передаче на экспертизу и в электронный архив проектной и рабочей документации объектов капитального ремонта ОАО «Газпром», утв. ОАО «Газпром» 25.03.2015. (сметная документация кроме этого должна быть представлена в формате ПК «Гранд-Смета», XML, Excel, Word, pdf).</p> <p>Электронная копия комплекта документации передается на CD (DVD)-R диске (дисках) в 4 экземплярах (в форматах разработки и pdf), в том числе в обязательном порядке ведомости объемов работ и спецификации в формате Microsoft Office Excel</p> <p>На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: шифра и наименования проекта (рабочего проекта), заказчика, исполнителя, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска.</p> <p>Диск должен быть защищен от записи. В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания. Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога (файла) должно соответствовать названию раздела (документа).</p> <p>Файлы в формате разработки должны нормально открываться в режиме редактирования средствами Microsoft Office, Autocad.</p>
--	--	---

Приложения

Форма «Сопоставительной ведомости изменений сметной стоимости» и форма «Сопоставительной ведомости объемов работ».

Заказчик:

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству
ОАО «Газпром трансгаз Ухта»

С.В. Рябухин
_____ 20 ____ г.



Начальник управления подготовки производства
Филиал ОАО «Газпром инвест» «Газпром
ремонт»

И.В. Леонтьев
_____ 20 ____ г.

Исполнитель:

Главный инженер – первый
заместитель генерального директора
по перспективному проектированию
и технологиям
ОАО «Газпром проектирование»
В.В. Павленко

Е.А. Солдатов
по доверенности
от «____» _____ 20 ____ г.
М.П. _____ 20 ____ г.



Главный инженер УОВОФ
ОАО «Газпром трансгаз Ухта»
Е.В. Брейтенбюхер
_____ 20 ____ г.

Капининский А.А.
_____ 20 ____ г.

Заместитель начальника
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ
ОАО «Газпром трансгаз Ухта»
С.И. Лапин
«____» _____ 20 ____ г.

ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УХТА»
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по эксплуатации газопроводов
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

 Д.С. Волков

« _____ » _____ 2020 г.

**Дополнение к техническим требованиям на проектирование
по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200,
инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного
положения нитки морского участка подводного перехода через
з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»**

1. В проектных решениях по обеспечению устойчивости газопровода методом сплошной отсыпки щебнем или устройством удерживающих гравийных опор, с целью исключения повреждения изоляции кольцевых стыков при выявлении отсутствия кожуха и пенополиуретанового наполнителя, предусмотреть монтаж временных защитных конструкций.

2. Для ремонта методом сплошной отсыпки щебнем или устройством удерживающих гравийных опор потребность в монтаже временных защитных конструкций кольцевых стыков принять в количестве 56 единиц (7 % от общего количества стыков на ремонтируемом участке по аналогии с ремонтом 1-й нитки, выполненного в 2020 году).

3. Проектными решениями определить протяженность вскрытия участков газопровода, минимизирующих (исключающих) напряжения упругого изгиба после укладки на проектные отметки ремонтируемого участка газопровода с выявленными по результатам ВТД дефектами на ПК 194+89 – ПК195+00.

И.о. начальника ПОЭМГ



Д.В. Поляков

Приложение Б

План мероприятий на выполнение проектно-изыскательских работ для капитального ремонта

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора по
ремонту и капитальному строительству
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.В. Рябухин

« 23 » 12 2019 г.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора по
перспективному развитию и технологии
газотранспортных производств
ООО «Газпром проектирование»

Е.А. Соловьев

« ___ » _____ 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора филиала
ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»
В.В. Небабин

« ___ » _____ 2019 г.

План мероприятий

на выполнение проектно-изыскательских работ для капитального ремонта объекта: «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2019-2021 году»

№ п/п	Наименование мероприятий	Ответственный исполнитель	Сроки исполнения	Примечание
1	Заключение договора на выполнение ПИР для капитального ремонта подводного перехода через Байдарацкую губу (4-я нитка) (ПП) для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2019-2020 г.г.	ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев); ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин); ООО «Газпром проектирование» (В.В. Павленко)	31.12.2019	Договор
2	Заключение трехстороннего соглашения о перемене лиц в обязательстве (замена Заказчика на ООО «Газпром инвест») без изменения иных условий договора на выполнение ПИР для капитального ремонта подводного перехода через Байдарацкую губу (4-я нитка) (ПП) для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2019-2020 г.г. (письмо ПАО «Газпром» №06/45-2016/06/46-2232 от 03.12.2019г.)	ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев); ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин); ООО «Газпром проектирование» (В.В. Павленко)	31.12.2019	Соглашение

№ п/п	Наименование мероприятий	Ответственный исполнитель	Сроки исполнения	Примечание
3	Выполнение сбора исходных данных	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев) ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	04.11.2019 – 01.04.2020	
3.1	Сбор исходных данных, выполняемый проектной организацией	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	04.11.2019 – 01.04.2020	Материалы отчета СИД
3.2	Предоставление результатов обследования трубопровода и акта технического состояния объекта капитального ремонта	ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев)	04.11.2019 – 31.01.2020	Материалы отчета по обследованию, акт технического состояния
4	Выполнение комплексных инженерных изысканий ^{(3), (5)} , в том числе разработка Программы комплексных морских инженерных изыскания. Прохождение Государственной экологической экспертизы. Получение решения на водопользование. Получение разрешения на буровые работы	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ¹	31.12.2019 – 15.02.2021	Разрешительная документация, необходимая для выполнения комплексных инженерных изысканий, технические отчеты
4.1	Инженерно-геодезические изыскания. Камеральные работы.	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ¹	26.09.2020 - 15.02.2021	Технический отчет
4.2	Инженерно-геологические изыскания	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ¹	21.07.2020 - 15.02.2021	Технический отчет
4.3	Инженерно-гидрометеорологические изыскания	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ¹	21.07.2020 - 15.02.2021	Технический отчет
4.4	Инженерно-экологические изыскания	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ¹	16.08.2020 - 15.02.2021	Технический отчет
5	Разработка проектной и рабочей документации на капитальный ремонт 4-й нитки		02.04.2020 - 30.12.2021 ⁽⁴⁾	

№ п/п	Наименование мероприятий	Ответственный исполнитель	Сроки исполнения	Примечание
	<i>Разработка проектной документации, в т.ч.:</i>			
5.1	Разработка основных технических решений (ОТР) ⁽⁶⁾	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	02.04.2020 - 17.06.2020	Материалы ОТР
5.2	Рассмотрение и согласование заказчиком документации ОТР	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев) ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	18.06.2020 - 20.07.2020	Заключение Заказчика
5.3	Разработка технических разделов проектной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	18.01.2021 - 19.03.2021 ⁽⁴⁾	Разделы проектной документации
5.4	Разработка природоохранных разделов проектной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ²	22.03.2021 - 19.05.2021 ⁽⁴⁾	Разделы проектной документации
5.5	Экспертиза в Федеральном агентстве по рыболовству	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ² ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев)	13.07.2021 - 13.09.2021 ⁽⁴⁾	Разделы проектной документации
5.6	Подготовка и проведение общественных обсуждений	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин) ² ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев); ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	24.05.2021 - 01.09.2021 ⁽⁴⁾	Комплект материалов общественных обсуждений
5.7	Разработка ведомости СМР, сборников спецификаций МТР и сметной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	22.03.2021 - 26.05.2021 ⁽⁴⁾	Ведомости объемов работ, сборники спецификаций, объектные и локальные сметы

№ п/п	Наименование мероприятий	Ответственный исполнитель	Сроки исполнения	Примечание
5.8	Рассмотрение и согласование проектной документации заказчиком	ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев); ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	28.05.2021 - 17.06.2021 ⁽⁴⁾	Заклучение Заказчика
5.9	Проведение независимой экспертизы проектной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев); ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	21.06.2021 - 12.07.2021 ⁽⁴⁾	Заклучение НЭ
	<i>Разработка рабочей документации, в т.ч.:</i>			
5.10	Разработка комплектов рабочих чертежей	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	14.07.2021 - 10.09.2021 ⁽⁴⁾	Комплекты рабочих чертежей
5.11	Разработка ведомости СМР, сборников спецификаций МТР и сметной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	13.09.2021 - 13.10.2021 ⁽⁴⁾	Ведомости объемов работ, сборники спецификаций, объектные и локальные сметы
5.12	Разработка технической части закупочной документации по выбору генерального подрядчика на капитальный ремонт	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин)	15.11.2021 - 30.12.2021 ⁽⁴⁾	Комплект материалов технической части закупочной документации
6	Проведение независимой экспертизы рабочей документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарин); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев) ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	18.10.2021 - 12.11.2021 ⁽⁴⁾	Заклучение экспертизы

№ п/п	Наименование мероприятий	Ответственный исполнитель	Сроки исполнения	Примечание
7	Проведение государственной экологической экспертизы проектной документации	ООО «Газпром проектирование» (В.А. Вагарни); ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром ремонт» (И.В. Леонтьев) ООО «Газпром трансгаз Ухта» (С.В. Рябухин)	15.09.2021 - 30.12.2021 ⁽⁴⁾	Заключение экспертизы

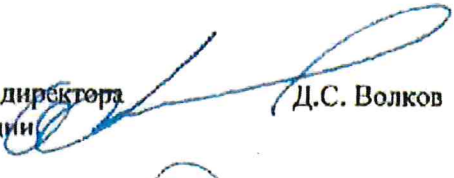
Примечания

- ¹ - Комплексные инженерные изыскания выполняются подрядной организацией, определяемой по результатам конкурентных закупок. Подрядная организация будет являться соисполнителем ООО «Газпром проектирование» в соответствии с заявкой на участие в конкурентных процедурах;
- ² - Природоохранные разделы проектной документации (включая подготовку и проведение общественных обсуждений, прохождение экспертизы ФАР, независимой государственной экологической) выполняются подрядной организацией, определяемой по результатам конкурентных закупок. Подрядная организация будет являться соисполнителем ООО «Газпром проектирование» в соответствии с заявкой на участие в конкурентных процедурах;
- ³ - При условии проведения конкурентной закупки, определения подрядчика на выполнение инженерных изысканий, заключение субподрядного договора не позднее 2019г., а также выполнение работ по комплексным инженерным изысканиям в сроки указанные в Плане мероприятий (далее – ПМ) по Объекту;
- ⁴ - При предоставлении отчетов по комплексным инженерным изысканиям для начала разработки проектной документации не позднее 18.01.2021г.;
- ⁵ - ПМ составлен без учета сроков проведения внешнего контроля за качеством выполнения комплексных морских инженерных изысканий компанией ООО «ИГИИС», ввиду отсутствия у ООО «Газпром проектирование» решения Заказчика о необходимости привлечения данной организации для осуществления внешнего контроля за выполнением изыскательских работ по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка) - капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа»(далее Объект
- ⁶ - Разработка ОТР выполняется на основании архивных материалов инженерных изысканий, предоставляемых не позднее 02.04.2020 в ООО «Газпром проектирование» Заказчиком по Объекту.

- ПИР организованы в соответствии с «Программой капитального ремонта подводных переходов газопроводов ПАО «Газпром» на 2020-2022 гг.» (РД 03-174 от 09.07.2019, письмо ПАО «Газпром» №03/08/2-7386 от 10.07.2019г.).
- ООО «Газпром проектирование» определено исполнителем ПИР в соответствии с Приказом ПАО «Газпром» от 30.04.2019г. №182 (письмо ПАО «Газпром» №06-516 от 29.05.2019г.).

СОГЛАСОВАНО
от ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Заместитель
генерального директора
по эксплуатации
газопроводов


Д.С. Волков

Начальник ПОЭМГ



И.Л. Сарычев

Главный инженер
УОВОФ



Е.В. Брейтенбюхер

СОГЛАСОВАНО
от ООО «Газпром инвест»
филиал «Газпром ремонт»

Начальник
управления
подготовки
производства


И.В. Леонтьев

Заместитель
начальника отдела
проектных и
изыскательских
работ


А.А. Калининский


СОГЛАСОВАНО
от ООО «Газпром проектирование»

Директор технический


В.Л. Чайченко

Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование»

Заместитель директора
филиала по производству


В.В. Жмулин
И.А. Рязанов


ГИП



Д.Ю. Гордеев

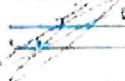
Заместитель начальника
Центра морских проектов


К.А. Скреплюк

Начальник отдела
организации и надзора за
морскими изысканиями


В.Е. Тархан

Исполнитель
Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование»

А.В. Демидов

Ведущий инженер ПОЭМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

О.В. Костарь


В.Е. Тархан

Приложение В

Выписки из реестра членов саморегулируемой организации

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах



0560022871-20220914-1911
(регистрационный номер выписки)

14.09.2022
(дата формирования выписки)

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе)

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование"

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1027700234210

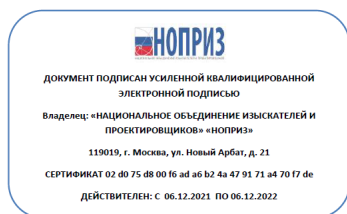
(основной государственный регистрационный номер)

№ п/п	Наименование	Сведения
		С 19.11.2009 является членом СРО Ассоциация "Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли "Инженер-Проектировщик" (СРО-П-125-26012010)

1	Сведения о члене саморегулируемой организации: идентификационный номер налогоплательщика, полное и сокращенное наименование юридического лица, адрес места нахождения, фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, место фактического осуществления деятельности, единый регистрационный номер члена саморегулируемой организации и дата его регистрации в реестре	0560022871, Общество с ограниченной ответственностью "Газпромпроектирование", ООО "Газпром проектирование", 191036, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, Суворовский проспект, дом 16/13, литер А, помещение 19Н, П-125-000560022871-0029, 19.11.2009
2	Дата и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации, дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Протокол заседания Совета № 1 от 19.11.2009, 19.11.2009
3	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
4	Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:	
	а) в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии);	Да,
	б) в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии);	Да,
	в) в отношении объектов использования атомной энергии	Нет
5	Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)

6	Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	
7	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	19.11.2009
	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
8	Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)
9	Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
10	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров (руб.)	Нет

Руководитель Аппарата



А.О. Кожуховский

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах



0560022871-20220916-1239
(регистрационный номер выписки)

16.09.2022
(дата формирования выписки)

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе)

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование"

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1027700234210

(основной государственный регистрационный номер)

№ п/п	Наименование	Сведения
		С 19.11.2009 является членом СРО Ассоциация «Объединение организаций выполняющих инженерные изыскания в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Изыскатель» (СРО-И-021-12012010)

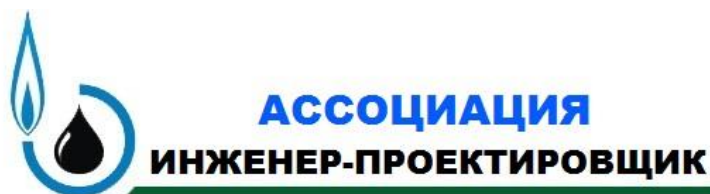
1	Сведения о члене саморегулируемой организации: идентификационный номер налогоплательщика, полное и сокращенное наименование юридического лица, адрес места нахождения, фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, место фактического осуществления деятельности, единый регистрационный номер члена саморегулируемой организации и дата его регистрации в реестре	0560022871, Общество с ограниченной ответственностью "Газпромпроектирование", ООО "Газпром проектирование", 191036, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, проспект Суворовский, дом 16/13, литер А, помещение 19Н, И-021-000560022871-0031, 19.11.2009
2	Дата и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации, дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Протокол заседания Совета № 1 от 19.11.2009, 19.11.2009
3	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
4	Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнять инженерные изыскания:	
	а) в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии);	Да,
	б) в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии);	Да,
	в) в отношении объектов использования атомной энергии	Нет
5	Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)

6	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания в отношении объектов капитального строительства	
7	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	19.11.2009
	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
8	Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)
9	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
10	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров (руб.)	Нет

Руководитель Аппарата



А.О. Кожуховский



Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли
«Инженер-Проектировщик»
(Ассоциация «Инженер-Проектировщик»)

ул. Угрешская, д.2, стр.53, оф.430, г. Москва, РФ, 115088; тел./факс: (495)259-40-91; info@ipsro.ru

Форма утверждена
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «04» марта 2019 г. № 86

Выписка из реестра членов саморегулируемой организации

29.08.2022
(дата)

447
(номер)

Ассоциация
«Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
Ассоциация «Инженер-Проектировщик»

(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

СРО, основанная на членстве лиц, выполняющих подготовку проектной документации

(вид саморегулируемой организации)

115088, г.Москва, ул.Угрешская, д.2, стр. 53, офис 430, www.ipsro.ru, info@ipsro.ru

(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта
в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», адрес электронной почты)

№ СРО-П-125-26012010

(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

выдана **Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование"**

(фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество заявителя - физического лица
или полное наименование заявителя - юридического лица)

Наименование	Сведения
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование" ООО "Газпром проектирование"
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	0560022871
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1027700234210

1.4. Адрес места нахождения юридического лица	191036, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, Суворовский проспект, дом 16/13, литер А, помещение 19Н	
1.5. Место фактического осуществления деятельности (только для индивидуального предпринимателя)	нет	
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:		
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	042	
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации (число, месяц, год)	19.11.2009	
2.3. Дата (число, месяц, год) и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	19.11.2009 Протокол заседания Совета № 1 от 19.11.2009	
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации (число, месяц, год)	19.11.2009	
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации (число, месяц, год)	нет	
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	нет	
3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации , строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (нужное выделить):		
в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	в отношении объектов использования атомной энергии
19.11.2009	19.11.2009	нет

3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (*нужное выделить*):

а) первый	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	да	стоимость работ по одному договору составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет
е) простой*	нет	в случае если член саморегулируемой организации осуществляет только снос объекта капитального строительства, не связанный со строительством, реконструкцией объекта капитального строительства

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (*нужное выделить*):

а) первый	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	да	предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:	
4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнения работ (<i>число, месяц, год</i>)	нет
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ*	нет
* указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия	

Директор
(должность уполномоченного лица)



М.П.

А.П. Петров
(инициалы, фамилия)



Ассоциация «Объединение организаций выполняющих инженерные изыскания
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Изыскатель»
(Ассоциация «Инженер-Изыскатель»)

ул. Угрешская, д.2, стр.53, оф.430, г. Москва, РФ, 115088; тел./факс: (495)259-40-91; info@izsro.ru

Форма утверждена
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «04» марта 2019 г. № 86

Выписка из реестра членов саморегулируемой организации

29.08.2022

(дата)

411-2022

(номер)

Ассоциация
«Объединение организаций выполняющих инженерные изыскания
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Изыскатель»
Ассоциация «Инженер-Изыскатель»

(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

СРО, основанная на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания

(вид саморегулируемой организации)

115088, г.Москва, ул.Угрешская, д.2, стр. 53, офис 430, www.izsro.ru, info@izsro.ru

(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта
в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», адрес электронной почты)

№ СРО-И-021-12012010

(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

выдана **Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование"**

(фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество заявителя - физического лица
или полное наименование заявителя - юридического лица)

Наименование	Сведения
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование" ООО "Газпром проектирование"
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	0560022871
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1027700234210

1.4. Адрес места нахождения юридического лица	191036, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, проспект Суворовский, дом 16/13, литер А, помещение 19Н	
1.5. Место фактического осуществления деятельности (только для индивидуального предпринимателя)	нет	
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:		
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	036	
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации (число, месяц, год)	19.11.2009	
2.3. Дата (число, месяц, год) и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	19.11.2009 Протокол заседания Совета № 1 от 19.11.2009	
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации (число, месяц, год)	19.11.2009	
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации (число, месяц, год)	нет	
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	нет	
3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания , осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (нужное выделить):		
в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	в отношении объектов использования атомной энергии
19.11.2009	19.11.2009	нет

3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда **на выполнение инженерных изысканий**, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (*нужное выделить*):

а) первый	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	да	стоимость работ по одному договору составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет
е) простой*	нет	в случае если член саморегулируемой организации осуществляет только снос объекта капитального строительства, не связанный со строительством, реконструкцией объекта капитального строительства

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда **на выполнение инженерных изысканий**, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (*нужное выделить*):

а) первый	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	да	предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:	
4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнения работ (<i>число, месяц, год</i>)	нет
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ* _____	нет
* указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия	

Директор
(должность уполномоченного лица)



М.П. 

А.П. Петров
(инициалы, фамилия)



Форма выписки
УТВЕРЖДЕНА
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому и
атомному надзору
от 4 марта 2019 г. № 86

ВЫПИСКА ИЗ РЕЕСТРА ЧЛЕНОВ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

29 августа 2022 г.

203-ТУ

(дата)

**Союз строителей «Газораспределительная система. Строительство»;
СС "ГС"**

(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих строительство

(вид саморегулируемой организации)

192019, Россия, г. Санкт-Петербург, улица Седова, д. 11, литер А, пом. 412, <http://www.npsro.com>,
ky.npsro@mail.ru

(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", адрес электронной почты)

СРО-С-048-12102009

(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование"

выдана

(фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество заявителя-физического лица или полное наименование заявителя-юридического лица)

Наименование	Сведения
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром проектирование" ООО "Газпром проектирование"
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	0560022871
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1027700234210
1.4. Адрес места нахождения юридического лица	191036, РФ, Санкт-Петербург, г. Санкт-Петербург, Суворовский проспект, 16/13, литера А, пом. 19Н.
1.5. Место фактического осуществления деятельности (только для индивидуального предпринимателя)	-
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:	
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	350
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации (число, месяц, год)	7 апреля 2017 г.
2.3. Дата (число, месяц, год) и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	27 марта 2017 г.; Протокол № 41/2
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации (число, месяц, год)	7 апреля 2017 г.
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации (число, месяц, год)	-
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	-

3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (нужное выделить):		
в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	в отношении объектов использования атомной энергии
7 апреля 2017 г.	10 ноября 2017 г.	-
3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса , и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (нужное выделить):		
а) первый	V	не превышает 60 000 000 (шестьдесят миллионов) рублей
б) второй	-	не превышает 500 000 000 (пятьсот миллионов) рублей
в) третий	-	не превышает 3 000 000 000 (три миллиарда) рублей
г) четвертый	-	не превышает 10 000 000 000 (десять миллиардов) рублей
д) пятый	-	составляет 10 000 000 000 (десять миллиардов) рублей и более
е) простой	-	в случае если член саморегулируемой организации осуществляет только снос объекта капитального строительства, не связанный со строительством, реконструкцией объекта капитального строительства
*заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство		
3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса , заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (нужное выделить):		
а) первый	V	не превышает 60 000 000 (шестьдесят миллионов) рублей
б) второй	-	не превышает 500 000 000 (пятьсот миллионов) рублей
в) третий	-	не превышает 3 000 000 000 (три миллиарда) рублей
г) четвертый	-	не превышает 10 000 000 000 (десять миллиардов) рублей
д) пятый	-	составляет 10 000 000 000 (десять миллиардов) рублей и более
*заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство		
4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства :		
4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнять работы (число, месяц, год)		
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ*		
* указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия		

Заместитель директора СС "ТС"
должность уполномоченного
лица



(подпись)

А.Б. Иванов

Приложение Г

Согласование землеотвода на береговом участке (обосновывающие материалы)

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Саратовский филиал

ул. им. Сакко и Ванцетти, д. 4, г. Саратов,
Саратовская область, Российская Федерация, 410012
тел.: +7 (8452) 74-33-23, факс: +7 (8452) 74-30-17
е-mail: saratov@gazpromproject.ru

ОКПО 26895632, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 784201001
23.10.2020 № СРТ/МК-17721

на № _____ от _____

*О временном размещении берегового
оборудования на период капитального
ремонта*

Заместителю директора
по подготовке производства филиала
ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»

В.В. Небабину

Факс: (812) 455-17-41

**E-Mail: office@invest.gazprom.ru
akalininskiy@invest.gazprom.ru**

Заместителю генерального директора
по ремонту и капитальному
строительству
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.В. Рябухину

Факс: (8216) 74-69-66

E-Mail: sgp@sgp.gazprom.ru

Уважаемый Владимир Викторович!

Уважаемый Сергей Вячеславович!

В рамках рассмотрения и согласования основных технических решений (далее ОТР) по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ» филиалом ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт» было дано замечание об отсутствии информации о необходимости временного отвода земли под размещение береговой станции замера уровня вод и береговой строительной базы.

Для решения данного вопроса Саратовским филиалом были подготовлены и направлены письма потенциальным подрядчикам, которые имеют опыт в выполнении аналогичных морских операций по другим объектам с целью получения от них информации о требованиях и способах организации работ по обеспечению позиционирования флота в районе производства работ (см. приложение 1).

На основании полученных ответов была получена следующая информация:

1. Навигационно-гидрографическое сопровождение флота на период капитального ремонта возможно двумя вариантами:

- Вариант 1 – с использованием при работе на судах GPS



приемников, обеспечивающих позиционирование посредством платной услуги дифференциального сервиса Marinestar. Отвод земельного участка во временное пользование не требуется;

- Вариант 2 - с размещением на участке Ямальского берега базовой станции дифференциальной коррекции, которую дублирует ретранслятор, находящийся на стоящем на якоре судне на удалении 12-15 км от берега, что позволяет передавать поправки на расстоянии 25км от берега. Требуется отвод земельного участка (5м²) во временное пользование на период капитального ремонта.

Также, как в первом, так и во втором варианте для регистрации колебаний уровня моря в районе работ необходима установка донного мареографа с возможностью передачи данных (уровенный пост). Требуется отвод земельного участка (2м²) во временное пользование на период капитального ремонта. Установка уровенного поста возможна на участке шпунтовой стенки существующего коффердама на береговом участке.

Для обслуживания базовой станции и уровенного поста предлагается задействовать персонал подрядной организации, базирующийся на судах и, в случае необходимости, осуществлять доставку специалистов на берег маломерными судами.

Варианты капитального ремонта, рассмотренные в ОТР, не предусматривают организации на период проведения работ строительной базы, следовательно, нет необходимости предусматривать под нее отвод земельного участка во временное пользование.

На основании вышеизложенного, просим Вас согласовать возможность использования прибрежных земельных участков, находящихся в аренде у ООО «Газпром трансгаз Ухта» для размещения на период капитального ремонта базовой станции и уровенного поста.

При положительном согласовании просим Вас направить в адрес Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» кадастровые номера земельных участков и их габаритные размеры согласно договора аренды.

Приложение.

1. Письма-запросы потенциальным подрядчикам (8 писем);
2. Письма-ответы от потенциальных подрядчиков (2 письма).

Заместитель главного инженера

М.В. Кинжигалиев

Д.Ю. Гордеев
Главный инженер проекта
Бюро управления проектами объектов добычи № 1
+7 (8452) 74-33-28



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром трансгаз Ухта»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

**Управление
организации восстановления
основных фондов**

Главпочтамт, а/я 98, г. Ухта, Республика Коми,
Российская Федерация, 169300
тел.: +7 (8216) 77-39-65, Факс: +7(8216) 77-37-22
e-mail: uks@sgr.gazprom.ru

ОКПО 04839900, ОГРН 1021100731190, ИНН 1102024468, КПП 110202007

05.11.2020 № 04-8558

на № СРТ/МК-17721 от 23.10.2020

**Начальнику Управления
по подготовке производства
филиала ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»**

И.В. Леонтьеву

**Заместителю главного инженера –
начальнику бюро ГИП
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»**

М.В. Кинжигалиеву

(по электронной почте без досылки)

О направлении информации

**Уважаемый Иван Владимирович!
Уважаемый Марат Владимирович!**

На обращение Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» сообщаем, что расположение базовой станции дифференциальной коррекции и уровня поста при капитальном ремонте по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). ДУ 1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ» возможно разместить в границах земельных участков, согласно договору аренды № 26-17 от 13.03.2017. Электронная копия договора направлена на адрес электронной почты ГИПа Д.Ю. Гордеева dygordeev@srt.gazpromproject.ru.

При наличии вопросов по договору или за более подробными разъяснениями просим обращаться в адрес Воркутинского ЛПУМГ (инженер Глухов Алексей Анатольевич, т. 8(82151) 3-54-73).

**Исполняющий обязанности
начальника**

Е.В. Брейтенбюхер

С.И. Лапин
(787) 7-38-82

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Саратовский филиал

ул. им. Сакко и Ванцетти, д. 4, г. Саратов,
Саратовская область, Российская Федерация, 410012
тел.: +7 (8452) 74-33-23, факс: +7 (8452) 74-30-17
e-mail: saratov@gazpromproject.ru

ОКПО 26895632, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 784201001

26 ФЕВ 2021

№

СРТ/АС-2757

на № _____ от _____

О согласовании размещения навигационно-
гидрографического оборудования

Заместителю генерального директора по
ремонту и капитальному строительству
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.В. Рябухину

Эл. почта: sgp@sgp.gazprom.ru

Уважаемый Сергей Вячеславович!

В соответствии с письмом Управления организации восстановления основных фондов ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 05.11.2020 № 04-8558 о возможности размещения оборудования для обеспечения навигационно-гидрографического сопровождение флота на период капитального ремонта объекта «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» для нужд ООО «Газпром трансгаз Ухта» на земельных участках, арендованных по договору аренды № 26-17 от 13.03.2017 г. (Ямальский район ЯНАО) просим Вас согласовать размещение:

- базовой станции дифференциальной коррекции (необходим отвод земельного участка (5м2) во временное пользование на период капитального ремонта (2022г. и 2023г. период июнь-октябрь) на земельном участке с кадастровым номером 89:03:030303:396.

-донного мареографа с возможностью передачи данных (уровенный пост) (необходим отвод земельного участка (2м2) во временное пользование на период капитального ремонта (2022г. и 2023г. период июнь-октябрь) на участке шпунтовой стенки существующего коффердама в границах земельного участка с кадастровым номером 89:03:030303:404. Установка временного уровенного поста на период капитального ремонта объекта с применением мареографа производится в наиболее мористой части шпунтовой стенки коффердама с погружением прибора в воду.

Заместитель главного инженера



А.Г. Соляник

Исп. Г.К. Соколов
Тел. 8 (8452) 74-39-72





Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром трансгаз Ухта»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

**Управление
организации восстановления
основных фондов**

**Заместителю
главного инженера
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»**

М.В. Кинжигалиеву

Главпочтамт, а/я 98, г. Ухта, Республика Коми,
Российская Федерация, 169300
тел.: +7 (8216) 77-39-65, Факс: +7(8216) 77-37-22
e-mail: uks@spp.gazprom.ru

ОКПО 04839900, ОГРН 1021100731190, ИНН 1102024468, КПП110202007

17 МАР 2021

№ 04-2305

на № СРТ/АС-2757 от 26.02.2020

О размещении оборудования

Уважаемый Марат Владимирович!

Сообщаем, что Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» согласовывает размещения оборудования базовой станции дифференциальной коррекции в границах земельного участка с кадастровым номером 89:03:030303:396 и размещение и уровня поста в границах земельного участка с кадастровым номером 89:03:030303:404, на период выполнения капитального ремонта объекта «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). ДУ 1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ».

Приложение: письмо Воркутинского ЛПУМГ от 11.03.2021 № 44-1058 на 1 л.

**Исполняющий обязанности
начальника**

Е.В. Брейтенбюхер

С.И. Лапин
(8216) 77-38-82

Вх. № **4502** **18.03.2021**
ООО «Газпром проектирование»
Саратовский филиал



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром трансгаз Ухта»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

**Воркутинское линейное
производственное управление
магистральных газопроводов**

И.о. главного инженера
Управления организации
восстановления основных фондов
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

А.Н. Максимову

ул. Ленина, д. 38, г. Воркута, Республика Коми,
Российская Федерация, 169906
тел.: +7 (82151) 3-44-77, факс: +7 (82151) 3-69-87
e-mail: ks44@spp.gazprom.ru
ОКПО 85378237, ОГРН 1021100731190, ИНН 1102024469, КПП 110343001

А.В. Мудраков № 44-1058

на № 04-1796 от 04.03.2021

О размещении оборудования

Уважаемый Артем Николаевич!

В ответ на Ваше письмо, Воркутинское ЛПУМГ сообщает о согласовании использования земельных участков для размещения базовой станции дифференциальной коррекции и уровня поста при капитальном ремонте объекта «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка)», инв.№458074 на период капитального ремонта по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкую губу.

Заместитель начальника управления

А.В. Мудраков

А.А. Глухов
2-43-38



ООО ГТУ УОВОФ
Вход. № 2808
« 12 » 03 2021

Приложение Д

Согласование поставщика щебня (обосновывающие материалы)

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Саратовский филиал

ул. им. Сакко и Ванцетти, д. 4, г. Саратов,
Саратовская область, Российская Федерация, 410012
тел.: +7 (8452) 74-33-23, факс: +7 (8452) 74-30-17
e-mail: saratov@gazpromproject.ru

ОКПО 26895632, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 784201001

20 ФЕВ 2021

№ СРТ/цлк-2572

на № _____ от _____

*О мониторинге стоимости инертных
материалов*

Заместителю директора по
подготовке производства
филиала ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»

В.В. Небабину

e-mail: office@invest.gazprom.ru

Уважаемый Владимир Викторович!

В рамках формирования проектно – сметной документации по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» направляем Вам результат мониторинга стоимости инертных материалов в соответствии с требованиями раздела «Смета на капитальный ремонт линейного объекта» Задания на проектирование №06/ПП/ПИР-2019 (п.п i и j).

Для учета при разработке сметной документации просим Вас согласовать результат представленного мониторинга.

Приложение: Мониторинг сметной стоимости инертных материалов на 5 л.

Заместитель главного инженера



М.В. Кинжигалиев

Т.В. Черненко
Начальник ОСПОСМО ЦМП
+7 (8452) 74-30-00 * 4914



Расчет. Мониторинг сметной стоимости инертных материалов

Наименование дочернего общества:
Генподрядчик:

ООО "Газпром трансгаз Ухта"
ООО "Газпром проектирование" Саратовский филиал

Наименование объекта:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-ая нитка). Ду1200, инв. № 458074 - капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подвонного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО "Газпром трансгаз Ухта"

Инв. номер:

458074

Составлена в ценах на: **01.01.2020 г.**

№п/п	Наименование Поставщика	Наименование материалов, изделий и конструкций	Вес единицы брутто, т	Ед.изм	Класс груза (ТЧ ФСЦП 310)	Коэфф. загрузки (ТЧ ФСЦП310)	Расходы на автотранспорт, руб.			Норма загрузки, т (п.7×п.9)	Пробег автомобиля, S, км в одну сторону (до порта г. Мурманск)	Нормативное время пробега Тн		Тн с учетом порожнего пробега, час.	Итого затраты на перевозку, руб./ед.изм. (п.10×п.15/п.11)×п.4	Стоимость единицы, руб. (индекс-дефлятор - 1,0491)	Перевалка щебня, письмо АО "ММТП" от 10.02.2021 №09-17/09, руб. за 1 м3 (индекс-дефлятор - 1,0491)	Сметная стоимость с учетом доставки, руб.
							Автомобильный транспорт, тип	Нормативная грузоподъемность, т	Текущая стоимость маш.-час., руб. (с учетом НР=120% и СП=65%)			Нормативная скорость пробега, км/ч (из расчета норм. скорости 49 км/ч)	Простой под ПРР (ТЧ ФСЦП311)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	ООО «Карьер-2000», карьер "Магнетиты" исх. №125 от 18.02.2021	Щебень фр.40-70мм	1,42	м3	1	1	Автомобиль-самосвал, грузоподъемность до 30 т	30	3 251,46	30	40	0,82	0,2	1,84	283,18	896,72	307,70	1487,60
2	ООО «Скарос», 2021г. Карьер "Чигарпакенч" от 11.02.2021 г.	Щебень фр.40-70мм	1,46	м3	1	1	Автомобиль-самосвал, грузоподъемность до 30 т	30	3 251,46	30	42	0,86	0,2	1,92	303,82	1029,84	316,37	1650,03
3	АО "Олкон", Оленегорский ГОК. От 1 кв.2021г.	Щебень фр.40-70мм	1,38	м3	1	1	Автомобиль-самосвал, грузоподъемность до 30 т	30	3 251,46	30	130	2,65	0,2	5,50	822,62	428,94	299,03	1550,59

Опорный пункт № 102

Расчет стоимости маш./часа (гр. 10): $2337,56 + (593,44 * 120\% * 0,85) + (593,44 * 65\% * 0,8) = 3 251,46$

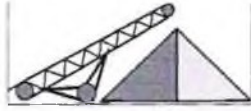
код 400055 (91.14.03-004-001) (Промгаз 2020 Зона 102 (КР))

П-3- разряд машинистов (заработная плата машинистов принята по утвержденному на РЧЗПсм-2020)

Вывод:

Согласно анализу стоимости ОПИ оптимальной (средней) ценой является - ООО «Карьер-2000» карьер "Магнетиты" по состоянию на 01.01.2020 г.

Составил:  Тарахова М.С.



ИНН 5105003216 ООО «КАРЬЕР-2000» тел: (815-2) 23-93-31, факс.23-05-13
Юридический адрес: 184381 г. Кола, ул. Привокзальная, д.27
Почтовый адрес: 183032 г. Мурманск, ул. Гвардейская 17-2а

Исх. № 125
 18.02.2021 г.

Заместителю главного инженера
ООО «Газпром проектирование»
М.В. Кинжегалиеву

Коммерческое предложение.

На Ваш запрос сообщаем, что наша компания готова поставить запрашиваемые Вами инертные материалы в необходимом количестве с доставкой в АО «Мурманский Морской Торговый Порт» и погрузкой на борт судна по следующим ценам:

№	Наименование продукции	Единица измерения	Насыпная плотность (тн/м3)	стоимость продукции (руб/тн)
1.	Щебень фракции 40-70 мм	тн	1.42	1 330,00

В стоимость продукции входит: производство продукции-795 руб./тн, доставка до АО «ММТП»-260руб./тн, погрузка на борт судна-275 руб./тн.

Интенсивность завоза и погрузки продукции не более 4000тн в сутки.

Измерение продукции определяется по осадкам судна, методом драфт сюрвея.

Цена указана на 18 февраля 2021 г. с учетом НДС 20%

С уважением,
 Директор ООО «Карьер-2000»



А.В. Хазов

Вх. № 2649 18.02.2021
 ООО «Газпром проектирование»
 Саратовский филиал



СКАРОС

183052, Мурманская область,
г. Мурманск ул. Генерала
Щербакова, д.7, корпус А,
тел/факс.: (8 152) 53-29-99
тел.: (8 152) 53-12-50

№ б/н от 11.02.2021г.

Руководителю
ООО "Газпром проектирование"

Коммерческое предложение.

Компания ООО «Скарос» готова осуществить поставку в Ваш адрес в течение 2022-2023 годов инертных материалов собственного производства в соответствии с представленной Заявкой. Ориентировочная стоимость товара составляет:

Наименование продукции	Единица измерения	Насыпная плотность (т/м.куб.)	Цена на борту судна с учётом НДС 20% (рублей за тонну)	Цена с доставкой в порт с учётом НДС 20% (рублей за тонну)	Цена без доставки с учётом НДС 20% (рублей за тонну)
Щебень фр. 40-70мм	тонна	1,46	1290,00	1000,00	740,00

Месторождение строительного камня «Чигарпакенч» расположено на 23 км автодороги г.Кола-п.Туманный . Расстояние от карьера до ПАО «Мурманский Морской Торговый порт» составляет ок.42 км. Наличие собственного парка самосвалов и сети АЗС позволяют компании самостоятельно, без привлечения сторонних организаций, доставить Товар до склада Покупателя в полном объёме и в согласованный срок.

Запасы карьера составляют ок.20млн. куб.метров строительного камня. Среднемесячная производительность карьера составляет 100 000 тонн в зависимости от.вырабатываемой фракции, среднегодовая производительность – 1 000 000 тонн.

На карьере установлены автомобильные весы, с помощью которых ведётся учёт отгружаемого инертного материала. На производстве имеется аттестованная лаборатория, вся продукция проходит испытания, обладает высоким качеством и сертифицирована. Основными характеристиками исходной изверженной породы для выработки щебня являются: по показателю «морозостойкость» - относится к марке F300, по показателю «дробимость» - относится к марке M1400, по показателю «истираемость» - И1. Окончательные условия поставки и стоимость Товара согласовываются в процессе подписания договора.

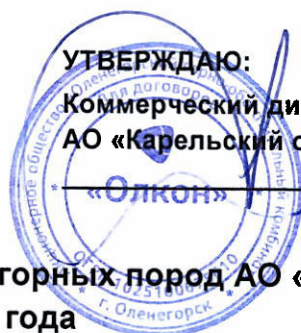
Генеральный директор:



А.Н.Вельякин

Вх. № 2270 15.02.2021
ООО «Газпром проектирование»
Саратовский филиал

УТВЕРЖДАЮ:
 Коммерческий директор
 АО «Карельский окатыш» и АО «Олкон»
 А.А. Филонов



Прейскурант на щебень из плотных горных пород АО «Олкон» 1 квартал 2021 года

Наименование	Цена рубли без НДС, самовывоз автотранспорт		Цена рубли без НДС, самовывоз ж/д транспорт		Насыпная плотность т/м3	Морозостойкость
	м3	тн	м3	тн		
Щебень фракция 5-20мм (ГОСТ 8267-93)	565	360	595	379	1,571	F300
Щебень фракция 20-40мм* (ГОСТ 8267-93)	450	302	475	319	1,49	F300
Щебень фракция 25-60мм* (ГОСТ 7392-2014)	455	314	475	328	1,447	F300
Щебень фракция 40-70мм* (ГОСТ 8267-93)	450	326	475	344	1,38	F300
Щебень фракция 16-31.5 мм*	970	630	1009	655	1,54	F300
Щебень фракция 8-11.2 мм*	936	628	973	653	1,49	F300
Щебень фракция 11.2-16 мм*	929	628	966	653	1,48	F300
Щебень фракция 4-8 мм*	1004	683	1041	708	1,47	F300
Щебень фракция 8-16 мм*	950	617	989	642	1,54	F300
Щебень фракция 5-10 мм*	877	617	913	642	1,422	F300
Щебень фракция 10-15 мм*	919	620	957	645	1,483	F300
Щебень фракция 10-20 мм*	919	607	957	632	1,514	F300
Отсев 0-4 мм*	142	90	182	115	1,58	F300
Отсев 0-5 мм	128	80	168	105	1,6	F300
Отсев 0-8 мм*	149	90	190	115	1,65	F300
Отсев 0-20 мм*	227	156	257	176	1,459	F300
Отсев 0-25 мм*	227	146	257	165	1,56	F300

Цена на Продукцию указана без НДС, кроме того НДС по ставке, действующей на дату отгрузки продукции.

Минералогический состав: скальная порода для производства щебня представлена гнейсами различного состава, диабазом (долеритом), пегматитом.

Продажа осуществляется на условиях самовывоза и 100% предоплаты.

Отгрузка продукции с месторождения возможна как железнодорожным транспортом со станции Оленегорск, так и автомобильным.

* изготовление фракций производится под актуальную заявку.

Менеджер АО «Карельский окатыш»,



А.П. Лисицин

Достичь большего вместе



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**"МУРМАНСКИЙ
МОРСКОЙ ТОРГОВЫЙ ПОРТ"
(АО "ММТП")**

Портовый пр., д. 22, г. Мурманск, 183024
тел. (815 2) 48 06 44, факс 42 31 27

ОКПО 01125399, ОГРН 1025100843371
ИНН/КПП 5190400349/519001001

Заместителю главного инженера
ООО «Газпром-проектирование»

М.В. Кинжигалиеву

10.02.2021 № 09 – 17/09
на запрос от 02.02.2021 № СРТ/МК-13/6

Уважаемый Марат Владимирович!

В ответ на Ваш запрос касательно перевалки инертных материалов через АО «ММТП» сообщаем, что стоимость работ по перевалке щебня (фр. 40-70) по варианту «автомобиль (самосвал) – склад – судно» в соответствии с действующими тарифами АО «ММТП» в 2021 году составляет 227,33 рублей РФ за тонну груза.

Стоимость хранения груза на складе общего режима при превышении срока технологического накопления (22 суток) в соответствии с действующими Тарифами составляет 6,75 рубля РФ за тонну груза в сутки хранения.

На все вышеуказанные ставки и тарифы начисляется НДС в порядке и размере, установленном действующим законодательством РФ.

Дополнительно информируем, что:

- АО «ММТП» базово осуществляет перевалку инертных на причале № 15 грузового района № 2 (глубина – 9,90 м, длина – 191,6 м), в зависимости от оперативной обстановки готовы предложить другие причалы. С характеристикой всех причалов Общества можно ознакомиться на официальном сайте ФГБУ АМП Западной Арктики в разделе «Таблицы проходных осадок судов»;

- суточная норма погрузки на судно не менее 5 000 тонн/судо-сутки;

- причал № 15 оснащен тремя порталными кранами «Кондор» грузоподъемностью 40 тонн каждый;

- норма единовременного нахождения груза не более 15 000 - 20 000 тонн, в зависимости от характеристик груза.

Коммерческий директор

А.А. Доценко



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром инвест»
(ООО «Газпром инвест»)
Филиал «Газпром ремонт»

Заместителю генерального директора
по перспективному развитию и
технологии газотранспортных
производств
ООО «Газпром проектирование»

ул. Киевская, д. 5, корп. 5,
Санкт-Петербург, Российская Федерация, 196084
тел.: +7 (812) 455-04-40
факс: +7 (812) 455-04-44

Е.А. Соловьеву

e-mail: office.remont@invest.gazprom.ru, www.invest.gazprom.ru

ОКПО 82129203, ОГРН 1077847507759, ИНН 7810483334, КПП 781043001

04.03.2021 № 24/01/3/021-2973-PPM

на № _____ от _____

О стоимости инертных материалов

Уважаемый Евгений Александрович!

В ответ на обращения Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» от 20.02.2021 № СРТ/МК-2572 по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка) Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», сообщаем.

На основании представленного мониторинга стоимости инертных материалов поставщиком щебня при разработке проектной документации принять ООО «Карьер-2000» карьер «Магнетиты».

**Заместитель директора
по подготовке производства**

В.В. Небабин

А.Н. Савсюк
(812) 455-17-00 доб. 13-286

Вх. № **5117** **05.03.2021**
ООО «Газпром проектирование»
Отдел ДОУ



Приложение Е

Срок безопасной эксплуатации объекта (обосновывающие материалы)



Питер Газ

Общество с ограниченной ответственностью



06.06.2014 № 2312

На _____ № _____

И.о. генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
С.В. Адаменко

*О сроке безопасной эксплуатации
трубопровода*

Уважаемый Станислав Владимирович!

На Ваш запрос сообщаю, что срок безопасной эксплуатации объекта «Линейная часть, 2-я нитка. Подводный переход через Байдарацкую губу (3-я и 4-я нитки)», входящий в стройку «Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта» составляет 30 лет.

**Первый заместитель генерального
директора по инжинирингу**

Н.И. Россеев

Исп.: Куренной Л.А.
Тел: (495) 657-85-98 (*3136)

Россия, Москва, 117630, Старокалужское шоссе, 62
Телефон: (495) 784-71-61, Факс: (495) 784-71-62
E-mail: OOO_PeterGaz@petergaz.com
Сайт в Интернете: www.petergaz.com

62, Starokaluzhskoe shosse, 117630, Moscow, Russia
Phone: (007)(495) 784-71-61, Fax: (007)(495) 784-71-62
E-mail: OOO_PeterGaz@petergaz.com
Internet site: www.petergaz.com

Приложение Ж

Срок службы подводного перехода (обосновывающие материалы)



ВНИПИГАЗДОБЫЧА

ПРОЕКТ

ШИФР 4377 П

СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БОВАНЕНКОВО - УХТА



ТОМ 24

МАТЕРИАЛЫ СОГЛАСОВАНИЙ

КНИГА 24.2

МАТЕРИАЛЫ СОГЛАСОВАНИЙ. ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ
ОКРУГ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАРАЦКУЮ ГУБУ

РАЗДЕЛ 24.2.6

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭКСПЕРТИЗЫ УТВЕРЖДАЕМОЙ ЧАСТИ

ЧАСТЬ 24.2.6.3

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БОВАНЕНКОВО-УХТА.
ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАРАЦКУЮ ГУБУ»

Открытое акционерное общество
«ВНИПИгаздобыча»

Шифр 4377П

ПРОЕКТ
СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ БОВАНЕНКОВО-УХТА

ТОМ 24
МАТЕРИАЛЫ СОГЛАСОВАНИЙ

КНИГА 24.2
МАТЕРИАЛЫ СОГЛАСОВАНИЙ. ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ
АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.
ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАРАЦКУЮ ГУБУ

РАЗДЕЛ 24.2.6
СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭКСПЕРТИЗЫ УТВЕРЖДАЕМОЙ
ЧАСТИ

ЧАСТЬ 24.2.6.3
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО-УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ
БАЙДАРАЦКУЮ ГУБУ»

Главный инженер

Зам. генерального директора
по производству

Главный инженер проекта

М.Ю. Мокеев

В.В. Жмулин

С.А.Дзюба

ПРОЕКТ
«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО- УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАР АЦКУЮ
ГУБУ (3-Я И 4-АЯ НИТКИ)»

ТОМ 15 РАЗРЕШЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ

КНИГА 6 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭКСПЕРТИЗЫ УТВЕРЖДАЕМОЙ ЧАСТИ
ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО-УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАРАЦКУЮ
ГУБУ»



ООО «Питер Газ» документ № 3105(4)-01-П-РС-1506(3)-С1

Москва
2008

ПРОЕКТ
«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО- УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАР АЦКУЮ
ГУБУ (3-Я И 4-АЯ НИТКИ)»

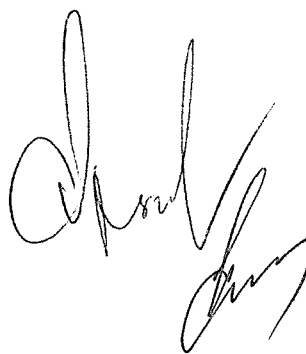
ТОМ 15 РАЗРЕШЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ

КНИГА 6 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭКСПЕРТИЗЫ УТВЕРЖДАЕМОЙ ЧАСТИ
ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО-УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ БАЙДАРАЦКУЮ
ГУБУ»

Заместитель
генерального директора

Главный инженер проекта



А.А. Архипов

А.Р. Меликян

ООО «Питер Газ» документ № 3105(4)-01-П-РС-1506(3)-С1

Москва
2008

УТВЕРЖДЕНО

Президент

ООО «Питер Газ»

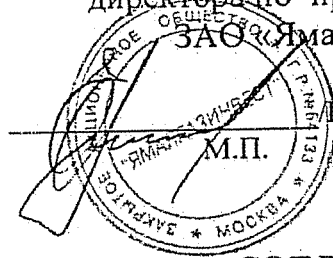
/А.С. Федоров/

М.П.



СОГЛАСОВАНО

Первый зам. генерального
директора по производству
ЗАО «Ямалгазинвест»



/О.Н. Еремеев /

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор
ОАО «ВНИПИгаздобыча»



/В.И. Милованов/

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

**«СИСТЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
БОВАНЕНКОВО-УХТА. ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ
БАЙДАРАЦКУЮ ГУБУ»**

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Вице-президент

А.А. Архипов

Главный инженер
проекта

А.Р. Меликян

ДАнные О РАЗРАБОТЧИКЕ

Специальные технические условия для проектирования и строительства «Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта. Переход через Байдарацкую губу» разработаны специалистами ООО "Питер Газ" совместно со специалистами ОАО «ВНИПИГаздобыча».

ООО "Питер Газ" расположено по адресу: г. Москва, Старокалужское шоссе, д. 62., тел./ф. 784-71-61.

ОАО «ВНИПИГаздобыча» расположено по адресу: г. Саратов, ул. Сакко и Ванцетти, 4.

ООО "Питер Газ" является проектной организацией.

В разработке технических условий для рабочего проекта «Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта. Переход через Байдарацкую губу» принимали участие следующие специалисты:

ФИО	Наименование должности
Меликян А. Р.	Главный инженер проекта, ООО «Питер Газ»
Каширов С.С.	И.о.Начальника Управления проектирования, ООО «Питер Газ»
Грудницкий Г.В.	Начальник Управления реализации морских проектов, к.т.н., ООО «Питер Газ»
Шадрин О.Б.	Начальник технологического отдела, д.т.н., профессор, ООО «Питер Газ»
Хозяинова Н. О.	Начальник отдела ПБ и ОТ, ООО «Питер Газ»
Гареев Э.Б.	Начальник линейного сектора технологического отдела, ООО «Питер Газ»
Барышев А.В.	Начальник расчетного сектора технологического отдела, ООО «Питер Газ»

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	6
2.	ТЕХНИЧЕСКИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	7
3.	НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НАСТОЯЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.....	8
4.	ОБОЗНАЧЕНИЯ И ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	12
5.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ.....	13
5.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	13
5.2.	ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	13
5.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТРАССЕ ГАЗОПРОВОДА	14
5.4.	КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОПРОВОДУ	15
6.	РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ	16
6.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	16
6.2.	НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	16
6.3.	РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ.....	17
7	МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА	20
7.1.	ТРУБЫ.....	20
7.2.	СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ	20
7.3.	ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ	21
7.4.	УТЯЖЕЛЯЮЩЕЕ ПОКРЫТИЕ	22
8	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СООРУЖЕНИЮ ГАЗОПРОВОДА.....	23
8.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	23
8.2.	СВАРКА ТРУБ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ	23
8.3.	ВЫХОДЫ ТРУБОПРОВОДА НА БЕРЕГ	24
8.4.	ПОДВОДНЫЕ ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ.....	25
8.5.	УКЛАДКА С ТРУБОУКЛАДОЧНОГО СУДНА	25
8.6.	УКЛАДКА БЕРЕГОВЫХ УЧАСТКОВ ПЕРЕХОДА	26
8.7.	БЕРЕГОЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	27
8.8.	ИСПЫТАНИЕ И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	27
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1.Технические требования на изготовление труб	29
1.1.	ВВЕДЕНИЕ	29
1.2.	СОРТАМЕНТ	29
1.3.	ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛУ И ИСПЫТАНИЯМ.....	30
1.4.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРУЗКЕ, РАЗГРУЗКЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ, МАРКИРОВКЕ ТРУБ И СЕРТИФИКАТЫ КАЧЕСТВА	34
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2.Технические требования на антикоррозионное покрытие.....	35
2.1.	ВВЕДЕНИЕ	35
2.2.	ДОПОЛНЕНИЕ К ОБЩИМ ТРЕБОВАНИЯМ RP-F106	35
2.3.	ДОПОЛНЕНИЕ К ПРИЛОЖЕНИЮ 1 СТАНДАРТА RP-F106.....	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3.Технические требования на внутреннее покрытие	39
3.1.	ВВЕДЕНИЕ	39
3.2.	ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОКРЫТИЮ	40
3.3.	КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОКРЫТИЙ	40
3.4.	ГАРАНТИИ КАЧЕСТВА.....	40
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4.Технические требования на изготовление и установку расходоуемых анодов ..	42
4.1.	ВВЕДЕНИЕ	42
4.2.	ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ	42
4.3.	МАРКИРОВКА	43
4.4.	ПРАВИЛА ПРИЕМКИ.....	43
4.5.	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	43
4.6.	УСТАНОВКА ПРОТЕКТОРОВ	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5.Технические требования на бетонное утяжеляющее покрытие	45
5.1.	ВВЕДЕНИЕ	45

Технические условия

5.2.	ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ	45
5.3.	КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И КРИТЕРИИ ПРИЁМКИ	46
5.4.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРУЗКЕ, РАЗГРУЗКЕ, ХРАНЕНИЮ И МАРКИРОВКЕ	47
5.5.	ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ БЕТОННОГО ПОКРЫТИЯ	48
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА СВАРКУ И НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ		49
6.1.	ТРЕБОВАНИЯ К СВАРОЧНЫМ МАТЕРИАЛАМ.....	49
6.2.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЯМ СВАРКИ.....	50
6.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЯМ КОНТРОЛЯ.....	50
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ИЗОЛЯЦИЮ СВАРНЫХ СТЫКОВ		52
7.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	52
7.2.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ НА МАТЕРИАЛ ПОКРЫТИЙ.	52
7.4.	ПОДГОТОВКА ПОВЕРХНОСТИ МОНТАЖНОГО СТЫКА	52
7.4.	ПОДГОТОВКА ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ ПЕРЕД СТЫКОВКОЙ И СВАРКОЙ	52
7.5.	ПОДГОТОВКА ПОВЕРХНОСТИ СТЫКА ПЕРЕД НАНЕСЕНИЕМ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ	52
7.6.	УДАЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ СО СТАЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ.....	53
7.7.	НАНЕСЕНИЕ ПОКРЫТИЯ НА МОНТАЖНЫЕ СТЫКИ.....	53
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ОТВОДЫ, ИЗГОТАВЛИВАЕМЫЕ МЕТОДОМ ХОЛОДНОГО		
ГНУТЬЯ		54
8.1.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ.....	54
8.2.	КОМПЛЕКТНОСТЬ	56
8.3.	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	56
8.4.	ПРАВИЛА ПРИЕМКИ.....	56
8.5.	МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ.....	57
8.6.	МАРКИРОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.....	59
8.7.	УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ	60
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ ЯМАЛЬСКОГО И		
УРАЛЬСКОГО УЧАСТКОВ		62

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие специальные технические условия устанавливают требования на проектирование и строительство подводного перехода через Байдарацкую губу «Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта». Для транспортировки природного газа на участке Бованенково-Ухта принят вариант строительства 2-х ниточной системы магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм на давление 11,8 МПа с 4-х ниточным переходом через Байдарацкую губу по направлению КС «Байдарацкая» - КС «Ярынская» из труб с номинальным наружным диаметром 1220 мм.

Строительство будет осуществляться в две очереди. Границы перехода газопровода ориентировочно определены в 300 метрах по ходу газа от площадки охранных южных кранов на перемычках между нитками перехода - в районе компрессорной станции (КС) «Байдарацкая» и в 300 метрах против хода газа от северных кранов на перемычках - в районе КС «Ярынская». Протяженность одной нитки подводного перехода составляет 70,6 км.

В административном отношении трасса подводного перехода проходит по территории Ямальского и Приуральского районов Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области.

Климатические условия района прохождения сухопутных участков трассы характеризуются как весьма суровые. Среднегодовая температура воздуха минус 8,3 °С, средняя температура воздуха в январе минус 21,8 °С, абсолютно минимальная минус 52 °С, средняя температура воздуха в июле 6,6 °С, абсолютно максимальная 28 °С. Средняя продолжительность периода с температурой ниже 0 °С – 249 суток. Годовая сумма осадков 307 мм. Средние сроки образования снежного покрова – середина октября, средние сроки схода снежного покрова – середина июня. Средняя высота снежного покрова на открытых плоских участках 20-30 см, в понижениях – до 2-3 м.

Ширина зеркала воды в створе перехода через Байдарацкую губу составляет 66,8 км. Глубина губы в ее центральной части не превышает 23 м. Начало устойчивого ледообразования приходится на конец октября – начало ноября. Таяние льда начинается в середине июля – начале августа. Средний срок безледного периода составляет 65 суток.

Сухопутные участки перехода находятся в зоне практически сплошного распространения многолетнемерзлых пород.

На этом участке отсутствуют объекты инфраструктуры и транспортные коммуникации.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Трубные элементы - детали в конструкции трубопровода, такие как фланцы, тройники, колена, переходники и запорная арматура.

Утяжеляющее покрытие - покрытие, наносимое на трубопровод с целью обеспечения отрицательной плавучести и защиты от механических повреждений.

Отрицательная плавучесть трубопровода - сила, направленная вниз, равная весу конструкции трубопровода на воздухе за вычетом веса воды, вытесненной в объеме погруженного в нее трубопровода.

Минимальный предел текучести - минимальный предел текучести, указанный в сертификате или стандарте, по которому поставляются трубы.

Расчетное давление – максимальное внутреннее давление в процессе эксплуатации, на которое должен рассчитываться трубопровод или участок трубопровода.

Рабочее давление - давление, принятое как постоянно действующее максимальное давление, оказываемое транспортируемой средой на трубопровод в процессе его эксплуатации.

Всплеск давления - случайное давление, вызываемое сбоем установившегося режима потока в трубопроводной системе.

Избыточное давление - разность двух абсолютных давлений, наружного гидростатического и внутреннего.

Испытательное давление - нормированное давление, при котором производится испытание трубопровода перед сдачей его в эксплуатацию.

Испытание на герметичность - испытание давлением, устанавливающее отсутствие утечки транспортируемого продукта.

Испытание на прочность - испытание давлением, устанавливающее конструктивную прочность трубопровода.

Номинальный диаметр трубы - наружный диаметр трубы, указанный в стандарте, по которому поставляются трубы.

Номинальная толщина стенки - толщина стенки трубы, указанная в стандарте, по которому поставляются трубы.

Надежность трубопровода - способность трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленными проектом параметрами (давление, расход и другие) в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания.

Допускаемые напряжения - максимальные напряжения в трубопроводе, допускаемые нормами.

Заглубление трубопровода - положение трубопровода ниже естественного уровня грунта морского дна.

Длина провисающего участка трубопровода - длина трубопровода несприкасающегося с морским дном или с опорными устройствами.

Прокладка морского трубопровода - комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и заглублению морского трубопровода.

Урез воды – линия пересечения поверхности моря с поверхностью суши.

3. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НАСТОЯЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

ГОСТ 21.101-97 СПДС	Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 1497-84	Металлы. Методы испытаний на растяжение
ГОСТ 6996-66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств
ГОСТ 9454-78	Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах
ГОСТ 9.306-85	ЕСЗКС. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Обозначения
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 103-76	Полоса стальная горячекатаная. Сортамент
ГОСТ 380-94	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки
ГОСТ 860-75	Олово. Технические условия
ГОСТ 2333-80	Проволока стальная. Типы
ГОСТ 2590-88	Прокат стальной горячекатаный круглый. Сортамент
ГОСТ 3640-94	Цинк. Технические условия
ГОСТ 5521-93	Прокат стальной для судостроения. Технические условия
ГОСТ 10297-94	Индий. Технические условия
ГОСТ 11069-2001	Алюминий первичный. Марки
ГОСТ 21907-76	Циркония двуокись. Технические условия
ГОСТ 26251-84	Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия
ГОСТ ИСО 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 10157 – 79	Аргон газообразный и жидкий. Технические условия
ГОСТ 8050 – 85	Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия
ГОСТ 2246 – 70	Проволока стальная сварочная. Технические условия
ГОСТ 9466 – 75	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
ГОСТ 26271 – 84	Проволока порошковая для дуговой сварки углеродистых и низколегированных сталей. Общие технические условия
ГОСТ 24950-81	Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия
ГОСТ 22551-77	Песок кварцевый, молотые песчаник, кварцит и жильный кварц для стекольной промышленности
ГОСТ 8267-93	Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия
ГОСТ 10178-85	Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия
ГОСТ 30515-97	Цементы. Общие технические условия

ГОСТ 10180-90	Бетоны. Методы определения прочности по контрольным образцам.
ГОСТ 12730.0-78 ГОСТ 12730.5-84	Бетоны. Методы определения плотности, влажности, водопоглощения, пористости и водонепроницаемости.
ГОСТ 18105-86	Бетоны. Правила контроля прочности
ГОСТ 22690-88	Бетоны. определение прочности механическими методами неразрушающего контроля
ГОСТ 25192-82	Бетоны. Классификация и общие технические требования
ГОСТ 26633-91	Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия
ГОСТ 24211-2003	Добавки для бетонов и строительных растворов. Общие технические условия
СНиП 11-01-95	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений
СНиП 2.05.06-85*	Магистральные трубопроводы
СНиП 2.06.04-82*	Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)
СНиП III-42-80*	Магистральные трубопроводы
СНиП 2.02.04-88	Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах
ПБ 03-517-02	Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
Р Газпром 2-3.7-068-2006 (DNV-OSS-301)	Морские технические условия на оказание услуг DNV-OSS-301. Сертификация и проверка трубопроводов (DNV-OSS-301)
СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101)	Морской стандарт DNV - OS - F101. Подводные трубопроводные системы
СТО Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP-E305)	Руководящие указания RP - E305. Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов
СП 105-34-96	Свод правил по производству сварочных работ и контролю качества сварных соединений
СП 108-34-97	Сооружение подводных переходов
СП 32-103-97	Проектирование морских берегозащитных сооружений
СП 111-34-96	Очистка полости и испытания газопроводов
ВСН 006-89	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка
ВСН 008-88	Противокоррозионная и тепловая изоляция
ВСН 009-88	Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
ВСН 013-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты
РД 03-615-03	Порядок применения сварочных технологий при изготовлении,

	монтаже, ремонте, реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
Р Газпром	Временные технические требования к вставкам (муфтам) электроизолирующим

Стандарт Норвегии Det Norske Veritas (DNV)

RP-F103	Катодная защита подводных трубопроводов с помощью гальванических анодов (с дополнениями и комментариями от 2006г.)
RP-F106	Внешнее трубопроводное покрытие заводского изготовления для контроля коррозии

Стандарты Американского Нефтяного Института (API)

API 5L	Спецификация для стальных труб
API-1111 Практические рекомендации	Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских трубопроводов для углеводородов
API RP 2N	Планирование, расчет и строительство трубопроводов в арктических условиях
API RP 5LW	Рекомендованные правила по транспортировке труб, используемых для строительства трубопроводов, на баржах и плавучих средствах

Американское общество по испытанию материалов (ASTM)

ASTM A 370	Механическое испытание стальных изделий
ASTM E112	Стандартные методы испытаний по определению среднего размера зерен
ASTM D 3359	Стандартный метод тестирования: измерение силы адгезии с применением клейкой ленты

Британский Институт стандартов (BSI)

BS 8010	Практическое руководство для проектирования, строительства и укладки трубопроводов. Подводные трубопроводы". Части 1, 2 и 3
BS 709	Методы разрушающего контроля сварных соединений, изготовленных сплавлением, и металла сварного шва в стали
BS 7448	Метод определения критической величины раскрытия трещины и критического значения J для металлических материалов (1991)
BS 6693-5	Водород диффундирующий. Часть 5. Основной метод определения содержания диффундирующего водорода на ферритной стали, полученной при дуговой сварке металлическим электродом в среде инертного газа, дуговой сварке металлическим электродом в среде защитного газа.

Международная организация по стандартизации (ISO)

ISO 9001/9002	Системы обеспечения качества
ISO 148	Материалы металлические. Ударное испытание на маятниковом копре по Шарпи. Часть 1. Метод испытания
ISO 6507 – 1	Материалы металлические. Определение твердости по Виккерсу. Часть 1. Метод испытания

ISO 6892	Материалы металлические. Испытание на растяжение при температуре окружающей среды
ISO 3183 – 3	Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы для трубопроводов. Технические условия поставки. Часть 3. Трубы класса требований С
ISO 8502-2:1992	Подготовка стальной основы перед нанесением красок и связанных с ними продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 2. Лабораторное определение содержания хлоридов на очищенной поверхности
ISO 8502-3:1992	Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 3. Оценка запыленности стальных поверхностей, подготовленных для нанесения краски (метод липкой ленты)
ISO 8502-4:1993	Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 4. Руководство по оценке вероятности образования конденсата перед нанесением краски
ISO 8501-1:1988	Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий
ISO 9606-1	Квалификационные испытания сварщиков. Сварка плавлением. Часть 1. Стали

4. ОБОЗНАЧЕНИЯ И ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ

D	номинальный наружный диаметр трубопровода, мм;
t	номинальная толщина стенки трубопровода, мм;
σ_L	суммарные продольные напряжения, МПа;
σ_h	суммарные кольцевые напряжения, МПа;
τ_{Lh}	тангенциальные срезающие напряжения, МПа;
P_d	расчетное внутреннее давление в трубопроводе, МПа;
F_D	сила лобового сопротивления, Н/м;
F_L	подъемная сила, Н/м;
F_I	инерционная сила, Н/м;
W_{sub}	вес трубопровода в воде (отрицательная плавучесть), Н/м;
γ_{st}	коэффициент надежности;
μ	коэффициент трения;
ν	коэффициент Пуассона;
E	модуль Юнга для материала труб, МПа;
g	ускорение силы тяжести, м/с ² ;
ρ	плотность морской воды, кг/м ³ ;
$\rho_{ст}$	плотность стали, кг/м ³ ;
μ_0	коэффициент поперечной деформации Пуассона;
α	коэффициент линейного расширения, 1/°С;
k	коэффициент теплопроводности, Вт/м*К.

5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

5.1. Общие положения

5.1.1 Подводный переход через Байдарацкую губу должен обладать повышенной надежностью при эксплуатации.

5.1.2 Срок службы подводного перехода составляет 33 года, включая период строительства.

5.1.3 Границы подводного перехода магистрального газопровода определены в 300 метрах по ходу газа от площадки охранных южных кранов на перемычках между нитками перехода - в районе компрессорной станции (КС) «Байдарацкая» и в 300 метрах против хода газа от северных кранов на перемычках – в районе КС «Ярынская».

5.1.4 В состав специальных технических условий входят следующие документы (Приложения 1-9):

- технические требования на материал труб;
- технические требования на сварку труб и неразрушающий контроль, с указанием норм допустимых дефектов сварных швов;
- технические требования на наружное антикоррозионное покрытие труб;
- технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб;
- технические требования на утяжеляющее покрытие труб;
- технические требования на изготовление и установку расходуемых анодов;
- технические требования на материал покрытий для изоляции сварных стыков;
- технические требования на отводы, изготавливаемые методом холодного гнутья.
- Сравнительные показатели пересечения береговой линии Ямальского и Уральского участков

5.2. Требования к проектной документации

5.2.1 При проектировании газопровода необходимо руководствоваться действующими нормативными документами, регламентирующими состав разрабатываемой документации, правилами ее оформления, порядком согласования и утверждения разработанной проектной документации, в частности:

- ГОСТ 21.101-97 СПДС «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

5.2.2 В проекте необходимо представить данные о физическом и химическом составе транспортируемого продукта, его плотности, указать допустимые концентрации коррозионных компонентов в транспортируемом газе: сернистых соединений, воды, хлоридов, кислорода, двуокиси углерода и сероводорода, указать расчетное внутреннее давление и расчетные температуры вдоль всей трассы трубопровода.

5.2.3 В проекте будет представлен анализ допустимых пролетов и устойчивости трубопровода на дне моря.

5.2.4 В проекте будут отражены следующие данные: размеры труб, вид транспортируемого продукта, срок службы трубопроводной системы, профиль трассы газопровода, объёмы работ и графики строительства.

5.2.5 В проекте будут представлены основные технические решения по конструкции трубопровода: материала трубы, типа антикоррозионной и тепловой изоляции, конструкции утяжеляющего покрытия и пр. В проекте будут отражены основные технические решения по конструкции и разработке траншеи, методам укладки и сварки труб, способам испытаний, контролю качества строительно-монтажных работ (СМР), монтажу средств электрохимзащиты (ЭХЗ), телемеханики и др. В проекте будут

Технические условия

приведены чертежи основных сооружений, монтажные схемы оборудования, профили и планы трубопровода. Для заказа оборудования и материалов, необходимых для строительства трубопровода будут составлены сборники спецификаций.

5.2.6 В проекте будут учтены все виды нагрузок, возникающих при изготовлении, укладке и эксплуатации трубопроводной системы. Детально выполнены все необходимые расчеты трубопроводной системы на эти нагрузки, включая:

- анализ прочности трубопроводной системы при монтаже и эксплуатации;
- анализ устойчивости положения трубопровода на дне моря;
- анализ устойчивости стенки трубы на смятие.

5.2.7 Разработка проектных решений должна проводиться с учетом следующих основных факторов окружающей среды:

- направление и скорость ветра;
- высота, период и направление морских волн;
- скорость и направление морских течений;
- уровень астрономического прилива и отлива;
- штормовой нагон воды;
- свойства морской воды;
- температура воздуха и воды;
- сейсмическая обстановка;
- распространение промысловых и охраняемых видов морской флоры и фауны;
- ледовая обстановка;
- криогенные процессы;
- экзарационные и др. процессы.

5.3. Требования к трассе газопровода

5.3.1 Кривые искусственного гнутья приняты радиусом не менее 5 Ду исходя из условия прохождения очистных и контрольных устройств.

5.3.2 Вдоль трассы подводного перехода устанавливаются охранные зоны. Охранная зона берегового участка - от охранных кранов до уреза воды, ограничена условными линиями, проходящими в 25 метрах от осей крайних ниток перехода с каждой стороны. Охранная зона морского участка подводного перехода - от уреза воды далее вдоль перехода, включающий участок водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток перехода на 500 метров с каждой стороны.

5.3.3 Расстояние между параллельными нитками морского участка подводного перехода принято 50 метров из условий обеспечения безопасной эксплуатации, сохранности действующей нитки при строительстве новой нитки газопровода и безопасности при производстве строительно-монтажных и ремонтных работ.

5.3.4 Минимальное расстояние между параллельными нитками на береговых участках подводного перехода принято 100 метров.

5.4. Конструктивные требования к газопроводу

5.4.1 Толщина стенки газопровода определена в соответствии с требованиями норм СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы».

5.4.2 Углы поворота трассы на береговых участках выполняются отводами холодного гнущья или отводами индукционного гнущья.

5.4.3 Допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять в рабочем проекте расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения.

5.4.4 Длина патрубков (прямых вставок), свариваемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм.

5.4.5 На участках распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), предусматривается тепловая изоляция газопровода.

5.4.6 Для предотвращения недопустимых просадок газопровода на грунтах с низкой несущей способностью при необходимости предусматриваются подземные опоры или замена грунта.

5.4.7 Для изоляции сварных стыков на сухопутных участках предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Конструкция изоляционного покрытия сварных стыков подводной части перехода представлена в проекте.

5.4.8 Для обеспечения устойчивости газопровода на сдвиг и всплытие на подводном переходе предусматривается применение сплошного бетонного утяжеляющего покрытия.

5.4.9 На береговых участках трассы газопровода, предусматривается установка сигнальных железобетонных или деревянных знаков высотой 1,5-2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями - указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами.

5.4.10 Подводный переход на каждом берегу оборудуется знаками с сигнальными огнями, обозначающими охранную зону перехода.

5.4.11 На каждом берегу перехода устанавливаются по 2 репера, к которым выполняется высотная привязка результатов промеров при строительстве и эксплуатации перехода. Реперы устанавливаются выше уровня 10% горизонта высоких вод (ГВВ).

6. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1. Общие положения

6.1.1 Расчет прочности трубопровода основан на допускаемых напряжениях.

6.1.2 Расчеты на прочность проведены с учетом статических и динамических нагрузок, с учетом работы сварных кольцевых швов, в соответствии с требованиями строительной механики, а также прочности материалов и механики грунтов.

6.1.3 Расчет на прочность проведен на наиболее неблагоприятное сочетание реально ожидаемых нагрузок.

6.1.4 Для подводного перехода расчеты выполнены с учетом нагрузок и воздействий, возникающих при его строительстве, при эксплуатации, а также при испытаниях трубопроводной системы давлением.

6.1.5 При расчетах на прочность основные прочностные характеристики стали приняты согласно Приложения 1.

6.2. Нагрузки и воздействия

6.2.1 Система подводного перехода должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать нагрузки в течение строительства и всего периода эксплуатации.

Во всех проводимых расчетах учитывались следующие нагрузки:

- постоянно действующие нагрузки;
- постоянно действующие нагрузки совместно с нагрузками окружающей среды;
- постоянно действующие нагрузки в комбинации со случайными нагрузками.

6.2.2 К постоянно действующим нагрузкам на трубопровод в процессе его строительства и последующей эксплуатации относятся:

- вес конструкции трубопровода, включая утяжеляющее покрытие, морское обрастание и т.д.;
- наружное гидростатическое давление морской воды;
- выталкивающая сила водной среды;
- внутреннее давление транспортируемого продукта;
- температурные воздействия;
- давление грунта засыпки;
- нагрузки, вызванные подводными течениями;
- нагрузки, вызванные морским волнением.

При расчетах подводного перехода учитывались нагрузки, возникающие в период строительства от строительных механизмов и нагрузки, возникающие в процессе испытаний системы давлением.

6.2.3 К случайным нагрузкам относятся: сейсмическая активность, деформация грунтов морского дна и термокарстовые процессы.

6.2.4 При определении нагрузок и воздействий на трубопровод учитывались данные инженерных изысканий, проводимых в зоне прохождения трассы трубопровода, включая инженерно-геологические, метеорологические, сейсмические и другие виды изысканий. Нагрузки и воздействия выбирались с учетом прогнозного изменения условий окружающей среды и технологического режима транспортировки газа.

6.3. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость

6.3.1 Основные физические характеристики стали приняты в соответствии со значениями представленными в таблице 1.

Таблица 1

Физические характеристики стали

Параметр	Единицы измерения	Обозначение
1	2	3
Модуль упругости, E	МПа	$2,07 \times 10^5$
Плотность стали, $\rho_{ст}$	кг/м ³	7850
Коэффициент линейного расширения, α	1/°C	$1,2 \times 10^{-5}$
Коэффициент теплопроводности, k	Вт/м×К	45,35
Коэффициент поперечной деформации Пуассона, μ_0	-	0,3

6.3.2 Для подводного перехода толщина стенки труб рассчитана для двух ситуаций:

- а) разрушение под действием внутреннего давления;
- б) смятие трубы:
 - чистое смятие (смятие под действием только избыточного наружного гидростатического давления);
 - локальное смятие (смятие под действием наружного давления, изгиба и продольного усилия);
 - лавинное смятие (распространение единожды возникшей области локального смятия по всей длине участка, подверженного лавинному смятию).

6.3.3 Расчет минимальной толщины стенки подводного перехода выполнен в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы».

6.3.4 Номинальная толщина стенки труб установлена по минимальной толщине, определенной в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», с округлением до ближайшего большего значения, предусмотренного стандартом API 5L. Толщина стенки трубопровода принята равной 27,0 мм.

6.3.5 Выполнены расчеты устойчивости положения трубопровода на дне моря .

6.3.6 Относительная плотность трубопровода с утяжеляющим покрытием должна быть больше плотности морской воды с учетом наличия в ней взвешенных частиц грунта и растворенных солей и увеличения с учетом технологии засыпки траншеи.

6.3.7 Оценка устойчивости трубопровода на морском дне проведена в соответствии с требованиями стандарта СТО Р Газпром 2–3.7-069-2006 (RP E305) «Руководящие указания RP E305. Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов».

Величина отрицательной плавучести трубопровода из условия устойчивости его положения на дне моря принята равной 395 кг/м и определена по формуле:

$$\gamma_{st}(F_d + F_I) \leq \mu \cdot (W_{sub} - F_L) \quad (1)$$

где

F_L – подъёмная сила

F_D – сила лобового сопротивления

F_I – сила инерции

W_S – вес трубы в воде (с учетом бетонного покрытия)

μ – коэффициент трения о грунт;

F_w – коэффициент надёжности по нагрузке.

При расчете учитываются:

- гидродинамические характеристики района строительства
- геотехнические характеристики морского дна
- конструктивные параметры газопровода

6.3.8 В расчётах значения скоростей придонных течений и волновых нагрузок приняты с повторяемостью один раз в год.

6.3.9 Расчет устойчивости выполнен для волн с обеспеченностью 13%.

6.3.10 Значения характеристик грунтов приняты в соответствии со значениями, представленными в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики типов грунтов

№	Наименование грунта ¹	Удельное сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град
1	2	3	4
1	Песок пылевой водонасыщенный	0	28,8
2	Ил глинистый	3	2,2
3	Супесь пластичная	18	33,2
4	Суглинок тугопластичный	36	26,9
5	Глина текучепластичная	26	9,7
6	Песок пылевой водонасыщенный	2	34,5
7	Ил глинистый	9	4,5
8	Супесь пластичная	36	29,2
9	Суглинок мягкопластичный	28	12,3
10	Глина текучепластичная	39	15,2
11	Суглинок полутвёрдый	50	23,1
12	Глина пластичномёрзлая атакситовой криотекстуры	0	28,3

Примечание:
1. Расположения типов грунтов показаны на инженерно-геологическом разрезе

6.3.11 Допустимые напряжения при расчетах на прочность и устойчивость подводного перехода приняты в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы».

6.3.12 Максимальные эквивалентные напряжения (σ_e), вызванные внутренним и наружным давлением, продольными усилиями, рассчитаны по формуле:

Технические условия

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - \sigma_h \sigma_l + 3\tau_{lh}^2} \quad (2)$$

и не должны превышать допускаемые значения расчетного сопротивления материала трубы.

6.3.13 Максимальные напряжения при укладке трубопровода на вогнутом участке не должны превышать 0,72 от расчетного сопротивления материала трубы (324 МПа).

6.3.14 Максимальные напряжения при укладке трубопровода на выпуклом участке (на стингере) не должны превышать 0,8 от расчетного сопротивления материала трубы (360 МПа).

6.3.15 Проведен расчет трубопровода на прочность и местную устойчивость сечения трубы от наружного гидростатического давления для внутреннего давления в трубопроводе равным 0,1 МПа.

7 МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

7.1. Трубы

7.1.1 Трубы, которые будут использованы при строительстве подводного перехода, должны быть изготовлены методом UOE или JCO и иметь один сварной продольный шов.

7.1.2 Трубы должны отвечать техническим требованиям (Приложение 1) и должны соответствовать обозначению SAWL 450 I DF, согласно СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы».

7.1.3 Для строительства подводного трубопровода будет использован метод S-укладки трубы.

7.1.4 На трубопрокатном заводе трубы должны подвергаться неразрушающему контролю уровня I, в соответствии с СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Глава 6, раздел B100.

7.1.5 Трубы должны удовлетворять следующим дополнительным требованиям согласно стандарта СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы» Глава 6, раздел B200:

- свойствам остановки разрушения, индекс F;
- повышенным требованиям к размерам труб, индекс D.

7.1.6 В соответствии с техническими требованиями, на трубы будут нанесены внутреннее гладкостное, наружное антикоррозионное и утяжеляющее покрытия.

7.1.7 Химический состав стали должен соответствовать требованиям Приложения 1 настоящего документа. Поставщик может представить на утверждение Заказчику альтернативный состав. После уточнения предлагаемый химический состав должен рассматриваться как гарантированный состав для производства.

7.1.8 Механические характеристики материала трубы должны соответствовать требованиям Приложения 1 настоящего документа. Отбор образцов для механических испытаний будет проводиться после калибрования труб гидромеханическим экспандером.

7.1.9 Требования к размерам, неразрушающему контролю, ремонту дефектов, маркировке, погрузке, разгрузке и транспортировке труб представлены в Приложении 1.

7.2. Соединительные детали

7.2.1 Отводы холодного гнущья выполняются из той же трубы, из которой выполняются прямые участки. Отводы холодного гнущья должны быть изготовлены на трубогибочных станках в заводских условиях согласно технических требований, приведенных в Приложении 8 настоящего документа, радиусом 60 метров

7.2.2 На береговых участках перехода углы поворота трассы должны выполняться отводами гнутыми по типу 1 или кривыми вставками, монтируемыми из гнутых отводов.

7.2.3 При изготовлении отводов угол гибки должен приниматься кратным 3°. Допускается по согласованию изготовителя с заказчиком при изготовлении отводов принимать угол гибки кратным 1°. При гибке прямошовной трубы продольный сварной шов должен располагаться в нейтральной плоскости, материал стенки в которой при гибке воспринимает минимальные нагрузки.

7.2.4 Предельные отклонения по толщине стенки отводов должны соответствовать допускам на толщину стенки труб, из которых изготавливаются эти отводы.

7.3. Защита от коррозии

7.3.1. Защита подводного перехода от коррозии осуществляется комплексно: защитным наружным покрытием и средствами катодной защиты.

В специальных технических условиях для строительства подводного перехода предусматривается установка изолирующих вставок, отделяющих систему защиты от коррозии морских и береговых участков подводного перехода.

7.3.2. Подводный переход будет изолирован по всей наружной поверхности антикоррозионным покрытием. Изоляция труб будет произведена в заводских условиях. Толщина изоляции предусмотрена не менее 4 мм.

7.3.3. Изоляционное покрытие морского газопровода должно соответствовать «Техническим требованиям на антикоррозионное покрытие» (Приложения 2).

Изоляция мест подключения устройств электрохимической защиты и контрольно-измерительной аппаратуры, а также восстановленная изоляция на поврежденных участках должны обеспечивать надежную адгезию и защиту от коррозии металла труб.

7.3.4. «Технические требования на внутреннее покрытие» приведены в Приложении 3 настоящего документа.

7.3.5. При выполнении изоляционных работ будет производиться:

- контроль качества применяемых материалов;
- пооперационный контроль качества этапов изоляционных работ.

7.3.6. Для изоляции сварных стыков на сухопутных участках предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Конструкция изоляционного покрытия сварных стыков подводной части перехода представлена в Приложении 7 настоящего документа.

7.3.7. Электрохимическая защита системы морских трубопроводов рассчитана согласно стандарта DNV-RP-F103 и осуществляется с помощью протекторов браслетного типа. Все оборудование электрохимической защиты рассчитано на период строительства и на полный срок эксплуатации системы морских газопроводов.

7.3.8. Протекторы будут изготавливаться из алюминий-цинк-индиевого сплава отвечающего требованиям Приложения 4 Раздела 4 настоящего документа. Поставщик может представить на утверждение Заказчику альтернативный состав. После уточнения предлагаемый химический состав должен рассматриваться как гарантированный состав для производства.

7.3.9. Протекторы браслетного типа устанавливаются на трубопроводе таким образом, чтобы избежать их механического повреждения при транспортировке и укладке трубопровода.

7.3.10. Коэффициент использования для протекторов браслетного типа принят равным 0,8.

7.3.11. На подводном переходе будут обеспечены защитные потенциалы непрерывно по всей его поверхности в течение всего периода эксплуатации. Для морской воды минимальные и максимальные значения защитных потенциалов протекторов приведены в таблице 3. Указанные потенциалы рассчитаны для морской воды с соленостью 13-36 промилле при температуре от -1,8 до 10 °С.

Таблица 3

Минимальные и максимальные защитные потенциалы

Электрод сравнения	Минимальный защитный потенциал, В	Максимальный защитный потенциал, В
1	2	3
Медносульфатный насыщенный	-0,95	-1,10
Хлоросеребряный	-0,90	-1,00
Цинковый	+0,15	0,00

7.3.12. Проектные решения по защите от коррозии береговых участков подводного перехода должны быть выполнены на основании требований следующих нормативных документов:

- СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
- ВСН 009-88 «Средства и установки электрохимзащиты»;
- ГОСТ 9.602-89 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

7.3.13. Сухопутные участки подводного перехода будут подключены к станции катодной защиты системы магистральных газопроводов «Бованенского-Ухта».

7.3.14. На сухопутных участках, по трассе газопровода на каждом километре предусмотрена установка контрольно-измерительных приборов (не реже 500 м).

7.3.15. Материал изолирующей вставки должен быть стойким к природному газу, транспортируемому по газопроводу.

7.3.16. Концевые патрубки ВЭИ должны быть изготовлены из прямошовных труб (SAWL 450 I FD) $\varnothing 1219 \times 27,0$ мм, рассчитанных на рабочее давление 11,8 МПа.

7.3.17. В техническом паспорте ВЭИ должны быть отражены результаты испытаний.

7.4. Утяжеляющее покрытие

7.4.1. Для обеспечения устойчивости газопровода на сдвиг и всплытие на подводном переходе предусматривается применение сплошного бетонного утяжеляющего покрытия. Нанесение бетонного утяжеляющего покрытия будет произведено в заводских условиях. Толщина покрытия 85 мм, плотность бетона не менее 3050 кг/м³.

7.4.2. Технические требования на утяжеляющее бетонное покрытие представлены в Приложении 5.

7.4.3. Нанесение бетонного покрытия допускается производить следующими методами:

- нанесение бетонного покрытия методом набрызгивания;
- нанесение бетонного покрытия методом зачекки бетонной смеси в пространство между трубами с использованием арматурного каркаса;
- нанесение бетонного покрытия методом зачекки бетонной смеси в пространство между трубами.

7.4.4. Нанесение бетона должно производиться таким образом, чтобы исключить повреждения антикоррозионного покрытия.

7.4.5. Запрещается наносить бетон при температуре окружающей среды 2°C и ниже.

7.4.6. В заводских условиях внутренняя поверхность трубы должна быть очищена от загрязнений.

7.4.7. Аноды должны быть установлены в специально подготовленные места, предусмотренные в рабочем проекте.

7.4.8. Трубы с балластным покрытием после достижения бетоном прочности на сжатие не менее 1,4 МПа, перекладываются с ложементов на песчаную подушку, при наборе прочности на сжатие не менее 5,0 МПа (подтвержденной результатами испытаний на прочность) могут перекладываться в «седло» на ранее уложенные трубы, где выдерживаются до набора отпускной прочности.

7.4.9. Критерии приемки, контроль качества и ремонт бетонного покрытия должен осуществляться в соответствии с требованиями, представленными в Приложении 5.

7.4.10. Требования к маркировке, погрузке/разгрузке и хранению обетонированных труб представлены в Приложении 5 настоящего документа.

8 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СООРУЖЕНИЮ ГАЗОПРОВОДА

8.1. Общие положения

8.1.1. При строительстве морских участков подводного перехода будут применены проверенные опытом технологические процессы, оборудование и строительная техника.

8.1.2. Газопровод будет заглублен в грунт.

8.1.3. В проектных решениях на строительство морских участков подводного перехода учтены все виды воздействия на трубопровод, которые могут потребовать дополнительной защиты.

8.1.4. Сварка морского и сухопутного участков подводного перехода выполняется при температуре (температура замыкания трубопровода в нитку) около -15°C .

8.1.5. Основные технические решения для береговых участков подводного перехода разрабатываются с учетом района строительства и сложных инженерно-геологических особенностей:

- неоднородное строение криогенных толщ;
- высокая динамичность природной среды;
- распространение засоленных и сильнольдистых грунтов;
- активное проявление опасных криогенных процессов (термоэрозия, термоабразия, термокарст).

8.2. Сварка труб и методы контроля сварных соединений

8.2.1 Соединения труб при строительстве выполняются сваркой отдельных труб в непрерывную нитку.

8.2.2 Сварочный процесс выполняется в соответствии с "Техническими требованиями на сварку труб и неразрушающий контроль" (Приложение б).

Технические требования включают требования к сварочным процессам на трубоукладочном судне и береговых участках подводного перехода.

Сварка на береговых участках подводного перехода может производиться по технологии ручной дуговой сварки (РДС) электродом с основным видом покрытия или по технологии полуавтоматической сварки в среде защитных газов.

Сварка основной линии трубопровода на трубоукладочном судне будет выполнена автоматической сваркой с использованием процесса двухдуговой сварки.

Сварка захлестов должна осуществляться по технологии РДС электродом с основным видом покрытия.

8.2.3 Перед началом строительных работ способы сварки, сварочное оборудование и материалы, принятые к использованию, должны быть аттестованы на сварочной базе или на трубоукладочном судне в условиях, приближенных к условиям строительства, в присутствии представителей Заказчика и приняты Заказчиком.

8.2.4 Сварные кольцевые соединения труб должны соответствовать требованиям "Технических требований на сварку труб и неразрушающий контроль".

8.2.5 Кольцевые сварные соединения морского участка подводного перехода будут подвергаться 100% автоматическому ультразвуковому контролю.

8.2.6 Кольцевые сварные соединения береговых участков подвергаются 100% неразрушающему радиографическому контролю и, по требованию Заказчика, дублирующему ультразвуковому контролю в объеме не более 25%.

8.2.7 Сварку разнотолщинных труб, фитингов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы». Контроль разнотолщинных сварных соединений, стыков захлестов, гарантийных и температурных стыков должен осуществляться радиографическим (100%) и ультразвуковым (100%) методами.

8.2.8 Приемка сварных соединений производится в соответствии с требованиями "Технических условий на сварку труб и неразрушающий контроль" (Приложение 6).

8.2.9 Кольцевые сварные швы считаются принятыми только после их одобрения представителем Заказчика на основе просмотра записей результатов ультразвукового контроля и радиографических снимков. Документация с записями результатов процесса сварки и контроля сварных стыков труб сохраняется эксплуатирующей организацией на протяжении всего срока службы подводного перехода.

8.3. Выходы трубопровода на берег

8.3.1 Для предотвращения замыва траншеи и оползания ее откосов в береговой плесовой зоне применяется шпунтовое ограждение (кофердам). Для защиты кофердама от опасных природных явлений предусмотрена его отсыпка привозным грунтом. Демонтаж кофердама по окончании строительства не предусматривается, так как он является составляющей частью комплекса берегозащитных мероприятий.

8.3.2 На основании проведенного анализа применения методов микротоннелирования и ННБ считается нецелесообразным по следующим причинам:

- большие массогабаритные характеристики и сложность транспортировки оборудования при отсутствии постоянно действующих дорог;
- отсутствие отечественного опыта по микротоннелированию и наклонно-направленному бурению в вечномёрзлых грунтах;
- большой вероятности попадания на моренные гряды ледникового периода, так как проведенных геологических изысканий недостаточно для оценки технических возможностей проходческих комплексов;
- необходимости сооружения пересечения береговой линии в зимний период, в то время как строительство подводной части газопровода возможно только в условиях открытой навигации в Байдарацкой губе;
- ограниченное количество генподрядчиков имеющих в наличии строительную технику и механизмы для выполнения технически сложных работ.

8.3.3 В проектных решениях на строительство подводного перехода принято применение открытого способа пересечения береговой линии с выполнением комплекса мероприятий для защиты газопровода от опасных природных явлений на весь период его эксплуатации. Сравнительные показатели пересечения береговой линии Ямальского и Уральского участков представлены в Приложении 9 настоящего документа (таблица 22).

8.3.4 Для выхода ниток газопровода на берег разрабатывается траншея, обеспечивающая прокладку газопровода по радиусу естественного изгиба.

8.3.5 При строительстве газопровода на береговых участках применены следующие технологии:

- плетль по мере наращивания на трубоукладочном судне (ТУС) протаскивают на берег на разгружающих понтонах по оси заранее подготовленной подводной траншеи с применением тяговой лебедки, устанавливаемой на берегу, после чего понтоны отстрапливают, трубопровод укладывается в траншею, а траншею засыпают грунтом;
- альтернативно плетль трубопровода изготавливают на береговой сварочно-монтажной площадке, проходит испытание внутренним давлением и затем протаскивают в море с разгружающими понтонами по оси заранее открытой подводной траншеи с помощью лебедок ТУС.

8.4. Подводные земляные работы

8.4.1. Технологические процессы разработки траншеи, укладки трубопровода в траншею и его засыпки грунтом должны быть максимально совмещены во времени с учетом заносимости траншеи и переформирования ее поперечного профиля. При засыпке подводных траншей будут разработаны технологические мероприятия, снижающие до минимума потери грунта за границами траншеи.

8.4.2. Заглубление трубопроводов до проектных отметок следует осуществлять формированием подводной траншеи до укладки трубопровода или после укладки его с применением трубозаглубительных или других специальных механизмов.

8.4.3. После анализа условий района строительства подводного перехода глубина траншеи на мелководных участках при глубине воды 0-7 м принята не менее 3 м. При глубине воды 7-13 м принята не менее 3,5 м. На глубоководном участке при глубине воды более 13 м глубина траншеи принята 2,5 м.

8.4.4. Объемы временных отвалов грунта будут сведены к минимуму. Местоположения складирования разрабатываемого грунта выбрано с учетом минимального загрязнения окружающей среды и располагаются на расстоянии до 15 км от места производства работ.

8.5. Укладка с трубоукладочного судна

8.5.1. Расчет укладки трубопровода на дно выполнен в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы».

8.5.2. При выборе метода укладки морского трубопровода производился анализ на технологическую выполнимость, экономическую эффективность и безопасность для окружающей среды. На основании проведенного анализа принят метод укладки трубопровода по S-образной кривой с использованием трубоукладочного судна (баржа) – метод S-укладки.

8.5.3. Трубоукладочное судно до начала производства строительных работ должно пройти испытания на нагрузки и параметры, рассчитанные в проекте, включая испытания сварочного оборудования и неразрушающих методов контроля, оборудования для изоляции и ремонта сварных стыков труб, натяжных устройств, стингера, лебедок, приборов контроля и систем управления, обеспечивающих перемещение судна по трассе и укладку трубопровода на проектные отметки.

8.5.4. На мелководных участках трассы трубоукладочное судно должно обеспечивать укладку трубопровода в подводную траншею в пределах допусков, определяемых проектом. Для контроля положения судна относительно траншеи следует использовать сканирующие эхолоты, гидролокаторы кругового обзора, GPS с точностью не менее 3 м.

8.5.5. При укладке трубопровода на дно и протаскивании по дну моря выполнить расчеты тяговых усилий и напряженного состояния трубопровода.

8.5.6. Тяговые средства выбрать по максимальному расчетному тяговому усилию, которое в свою очередь зависит от длины протаскиваемого трубопровода, коэффициента трения и веса трубопровода в воде (отрицательной плавучести).

8.5.7. Для уменьшения тяговых усилий при укладке протаскиванием на трубопровод установить понтоны, уменьшающие его отрицательную плавучесть. Понтоны должны быть проверены на прочность от воздействия гидростатического давления и иметь устройства для механической отстропки.

8.5.8. Перед началом строительства Подрядчиком должны быть выполнены уточняющие расчеты напряженно-деформированного состояния трубопровода для основных технологических процессов:

- начало укладки;
- непрерывная укладка трубопровода с изгибом по S-образной кривой;

- опуск трубопровода на дно моря перед штормом (прекращение укладки) и подъем трубопровода на трубоукладочное судно (возобновление укладки) после прохождения шторма;
- подъем и укладка в аварийных случаях (с заполнением трубопровода водой и без воды);
- надводного захлеста;
- окончание укладочных работ.

8.5.9. Укладку трубопровода следует выполнять строго в соответствии с рабочим проектом организации строительства и проектом производства работ, который должен быть разработан перед началом производства работ.

8.5.10. В процессе укладки трубопровода должны непрерывно контролироваться величина натяжения, глубина укладки, угол наклона стингера и глубина погружения его нижнего конца.

8.6. Укладка береговых участков перехода

8.6.1. Основные технические решения для береговых участков подводного перехода разработаны с учетом особенностей района строительства и сложных инженерно-геологических условий, таких как:

- неоднородное строение криогенных толщ;
- высокая динамичность природной среды;
- распространение засоленных и сильнольдистых грунтов;
- активное проявление опасных криогенных процессов (термоэрозия, термоабразия, термокарст).

8.6.2. Проектирование береговых участков трубопроводов с вечномерзлыми грунтами выполнить в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88.

8.6.3. На участках с таликами рекомендуется грунты основания газопроводов использовать в талом состоянии.

8.6.4. Принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания трубопровода принимается в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88 в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

8.6.5. На отдельных участках трассы трубопровода допускается:

- оттаивание в процессе эксплуатации вечномерзлых грунтов, если оно не сопровождается карстовыми процессами и потерей несущей способности трубопровода;
- промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировании газа с отрицательной температурой.

8.6.6. Монтаж трубопровода производится в холодный период года на промороженном основании.

8.6.7. Планировка рельефа со срезкой неровностей допускается только по полосе будущей траншеи, с последующим восстановлением до естественных отметок рельефа.

8.6.8. При производстве земляных работ и укладке береговых участков газопровода необходимо соблюдать требования СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» и СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

8.6.9. На береговых участках предусматривается подземная прокладка газопровода. Заглубление трубопровода до верха трубы принять не менее 1 м.

8.6.10. Конструкция траншеи на береговых участках принять в зависимости от грунтовых условий, в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*. Ширина по дну траншеи назначается не менее 2,5 м, с обеспечением расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,1 м.

8.6.11. При необходимости предусматривается подсыпка дна траншеи толщиной 20 см и присыпка трубы или замена грунта привозным непучинистым непросадочным грунтом толщиной до 1,5 м. Уплотнение планируется выполнять средствами малой механизации.

8.6.12. В проекте предусмотреть мероприятия по предотвращению течения воды по траншее вдоль трубы.

8.6.13. Монтаж трубопровода в нитку производить на дне траншеи.

8.7. Берегозащитные мероприятия

8.7.1 Для защиты берегового склона от разрушения предусматривается скальная наброска с последующим ее уплотнением. Мероприятие обеспечивает:

- защиту береговой линии от размыва приливно-отливными течениями;
- сохранение естественных стоков талых и дождевых вод, расчет которых произведен на максимально возможные расходы;
- предохранение насыпного грунта от водной эрозии;
- угол наклона наброски должен обеспечивать сохранение естественной поверхности рельефа берегового участка.

8.7.2 Кофердам уменьшает скорость движения наносов, что приведет к их отложению в зоне перехода.

8.8. Испытание и ввод в эксплуатацию

8.8.1. Каждая нитка перехода испытывается в два этапа. Первый этап – предварительные испытания после полной готовности нитки, второй этап – совместно с прилегающими сухопутными участками системы магистральных газопроводов «Бованенского-Ухта» после полной готовности всей трассы газопровода.

8.8.2. В соответствии с рекомендациями СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов», испытания подводного перехода через Байдарацкую губу (условия вечной мерзлоты) будут проводить пневматическим способом.

8.8.3. При производстве испытаний пневматическим способом необходимо руководствоваться требованиями СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов».

8.8.4. После укладки и засыпки трубопровода и перед проведением пневмоиспытаний необходимо провести продувку газопровода воздухом с пропуском очистного поршня и сбором загрязнений в специальную камеру, а также калибровку внутренней полости трубопровода с пропуском поршня-калибра.

8.8.5. Давление при пневматическом испытании на прочность принять 1,25 $P_{\text{раб}}$, продолжительность выдержки под этим давлением – 12 часов, после чего давление необходимо снизить до рабочего для проверки на герметичность и выполнения контрольного осмотра трассы. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 часов.

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

8.8.7. При разрыве, обнаружении утечек с помощью приборов, по звуку или визуально участок газопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

8.8.8. Ввод в эксплуатацию должен производиться после окончательной очистки и калибровки внутренней полости трубопровода, проведения исходной диагностики.

8.8.9. Результаты производства работ по очистке полости и испытанию трубопровода должны быть оформлены актами утвержденной формы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Технические требования на изготовление труб

1.1. Введение

1.1.1 Настоящие технические требования распространяются на производство низколегированной прямошовной трубы с номинальным наружным диаметром 1219 мм, с одним продольным сварным швом SAWL 450 I DF для строительства подводного перехода через Байдарацкую губу. Трубы поставляются с антикоррозионным наружным, внутренним гладкостным и утяжеляющим покрытием.

1.1.2 Трубы изготавливаются из стали, выплавленной в кислородных конверторах или электропечах. Сталь должна быть полностью раскисленной, пройти вакуумную дегазацию, обессеривание, обработку кальцием и должна быть изготовлена согласно технологии получения мелкого зерна (не ниже 9 баллов).

1.1.3 Вся листовая сталь должна поставляться с использованием термомеханического контролируемого процесса (ТМСП). ТМСП подразумевает использование прокатки с должным инструментальным контролем, с последующим, регламентируемым воздушным или водяным охлаждением по усмотрению изготовителя. Водяное охлаждение может сочетаться с отпуском, прерывающим процесс охлаждения или следующим за ним.

1.1.4 Должен проводиться 100% автоматический ультразвуковой контроль всей листовой стали для обнаружения расслоений по всей толщине стенки.

1.1.5 Продольный сварной шов должен состоять из 3-х слоев, а именно: сплошного технологического, внутреннего и наружного.

1.1.6 Трубы должны подвергаться холодному экспандированию. Пластическая деформация по периметру трубы в любом сечении должна быть 0,3 - 1,2%.

1.2. Сортамент

1.2.1 Номинальная толщина стенки трубы подводного перехода – 27,0 мм.

1.2.2 Должны поставляться трубы длиной 11,50 м ± 0,20 м. Допускается до 5 % от объема заказа труб длиной не менее 10,50 м с формированием отдельной отгрузочной партии.

1.2.3 Максимальное отклонение от заданного номинального внутреннего диаметра равно 1,6 мм на участке 100 мм от концов трубы.

1.2.4 Толщина стенки в любом месте трубы должна быть в пределах ±1 мм от заданной номинальной толщины стенки.

1.2.5 Овальность, измеренная в любой точке тела трубы, должна быть не более 10 мм, измерения должны выполняться случайным образом. Овальность на участке 100 мм от каждого конца трубы, измеренная внутри трубы, не должна превышать 5 мм.

1.2.6 Кривизна труб не должна превышать 0,15% ее длины.

1.2.7 Внутреннее и наружное усиления сварного шва должны быть отшлифованы заподлицо с допуском 0-0,5мм на расстоянии не менее 100 мм от конца трубы для внутренней поверхности и 150 мм для наружной. Высота усиления внутреннего и наружного сварных швов не должна превышать 4 мм.

1.2.8 Смещение осей внутреннего и наружного сварных швов на торце труб не должно превышать 4 мм. Наружный и внутренний швы, выполненные сваркой под флюсом, должны быть взаимно проварены. Перекрытие наружного и внутреннего швов должно быть не более 1 мм. Ширина шва не должна быть более 30 мм.

1.2.9 Отклонение от перпендикулярности всего торца трубы не должно превышать 1,6 мм от линии истинных 90°.

1.2.10 Смещение свариваемых кромок электросварных труб не должно превышать 5% от номинальной толщины стенки.

1.2.11 Обработка торцов труб для подводного перехода согласовывается дополнительно в зависимости от технологии сварки кольцевых швов.

1.3. Технические требования к материалу и испытаниям

1.3.1 Химический состав каждой плавки должен соответствовать требованиям по содержанию элементов, приведенных ниже. Поставщик может предложить на утверждение Заказчику альтернативный состав. После уточнения предлагаемый химический состав должен рассматриваться как гарантированный состав для производства.

1.3.2 Базовый химический состав стали представлен в таблице 4.

Таблица 4

Базовый химический состав стали

Элемент	Анализ продукта максимальное содержание, %
1	2
Углерод (C)	0.09
Марганец ¹ (Mn)	1.65
Кремний (Si)	0.45
Фосфор (P)	0.015
Сера (S)	0.004
Азот (N)	0.010
Алюминий (Al)	0.050
Никель (Ni)	0.50
Молибден (Mo)	0.30
Хром (Cr)	0.30
Медь (Cu)	0.20
Ванадий (V)	0.07
Ниобий (Nb)	0.06
Титан (Ti)	0.035
Кальций (Ca)	0.004
Бор (B)	0.0005
эквивалент углерода (CE)	0.39
P_{cm} ²	0.22
V+ Nb+Ti	0.14

Примечания:

1. При снижении углерода на каждые 0.01% ниже максимального указанного значения, допускается добавка 0,05% Mn выше указанных максимальных значений при максимальном увеличении содержания 0.1%.
2. P_{cm} не должно превышать P_{cm} MPQT более, чем на 0.02, а CE - более, чем на 0.03%, содержание C – более, чем 0.02.
3. Не допускается преднамеренное добавление азота, бора, сурьмы, свинца, олова, мышьяка, висмута.
4. $Al/N \geq 2.0$

1.3.3 Значения эквивалента углерода (CE) и параметра стойкости против растрескивания при сварке (P_{cm}), вычисленные по формулам (3, 4) и полученные при анализе окончательного продукта, должны соответствовать требованиям, определенным в таблице 4 настоящих технических требований.

$$CE = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15} \quad (3)$$

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn + Cu + Cr}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad (4)$$

1.3.4 Образцы, отобранные из тела трубы, толщиной, равной полной толщине стенки для испытаний на продольное и поперечное растяжение должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы» и ISO 6892. Образцы, равные полной толщине стенки, используемые как для продольных, так и для поперечных испытаний, должны быть пропорциональны образцам стандарта ISO 6892. Механические характеристики поперечных и продольных к оси трубы образцов из основного металла должны отвечать требованиям, приведенным в таблице 5.

Таблица 5

Механические характеристики поперечных и продольных образцов

Направление	Предел текучести, МПа		Предел прочности, МПа	Предел текучести (Rt 0,5)/Предел прочности Макс.	Относительное удлинение, %
	Мин	Макс	Мин		
1	2	3	4	5	6
Поперечное	450	570	535	0,92	≥20
Продольное	450	570	535 ¹⁾	0,92	---
Примечание: 1. Допускается снижение предела прочности в продольном направлении на 5%.					

1.3.5 Испытания на боковой загиб должны проводиться в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Приложения В и С.

1.3.6 Испытание образцов на ударную вязкость с V-образным надрезом должно выполняться в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Приложение В на образцах с надрезом в следующих местах:

- основной металл, середина стенки - наружная поверхность трубы – внутренняя поверхность трубы;
- центральная линия сварки, наружная поверхность трубы – внутренняя поверхность трубы – корень шва;
- линия сплавления при сварке, наружная поверхность трубы диаметр – внутренняя поверхность трубы – корень шва;
- линия сплавления при сварке +2 мм, наружная поверхность трубы – внутренняя поверхность трубы – корень шва;
- линия сплавления при сварке +5 мм, наружная поверхность трубы – внутренняя поверхность трубы – корень шва.

1.3.7 При производстве должны испытываться центральная линия наплавленного металла (внутренняя поверхность трубы и корень шва), линия сплавления (внутренняя поверхность трубы и корень шва), линия сплавления +2 мм (внутренняя поверхность трубы и корень шва) и основной металл.

1.3.8 Полноразмерные образцы для испытаний на ударную вязкость с V-образным надрезом (KCV) должны быть механически обработаны. Линия надреза должна проходить перпендикулярно поверхности трубы. Все образцы должны быть сориентированы поперек направления оси трубы. Отбор образцов в области линии сплавления при сварке должен выполняться, как показано на рис. 1.3.1

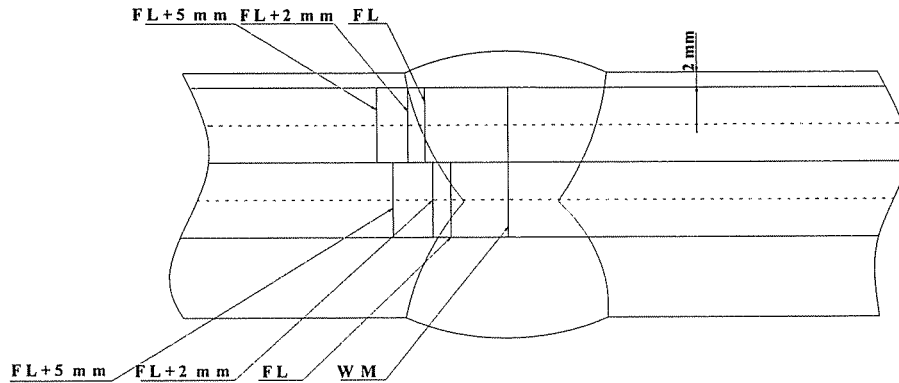


Рис. 1.3.1

Положение для отбора образцов на ударную вязкость по линии сплавления шва

Примечание:

1. WM – середина сварного шва;
2. FL – линия сплавления.

1.3.9 Ударная вязкость с V-образным надрезом для базового материала, зоны сварки и зоны термического влияния должна определяться при температуре -40°C . Работа разрушения при испытании образцов с V-образным надрезом (KCV) представлена в таблице 6.

Таблица 6

Работа разрушения при испытании образцов с V-образным надрезом (KCV)

Среднее значение для трёх образцов, Дж	Минимальное значение для одного образца, Дж
1	2
45	38

1.3.10 Должны удовлетворяться свойства остановки разрушения, согласно СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Глава 6, раздел D200.

1.3.11 Переходные кривые испытаний на ударную вязкость с V-образным надрезом должны строиться согласно СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Глава 6, раздел D202. Температуры проведения испытаний: -80 , -60 , -40 , -20 , -10 , 0 и $+20^{\circ}\text{C}$.

1.3.12 Переходные кривые испытаний на ударную вязкость V-образным надрезом должны быть построены для базового материала при условии деформационного старения согласно СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Глава 6, раздел D203. Образцы должны стариться при температуре 250°C в течение одного часа.

1.3.13 Испытания на раскрытие в вершине трещины должны проводиться в соответствии со стандартом СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы» (приложение В, раздел А800).

1.3.14 Испытания на разрыв падающим грузом проводятся в соответствии с требованиями стандартов API RP 5L3 и СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Приложение В, Раздел А700. Испытания должны выполняться для одного набора образцов для следующих температур: -70, -50, -30, 0, +20 °С и двух наборов, каждый из которых состоит из двух образцов, вырезанных из одной трубы, отобранной для испытаний, при минимальной расчетной температуре равной -20 °С. Количество вязкой составляющей в изломе образцов, испытанных при температуре -20°С, должно быть не менее 85% среднее для двух образцов и 75% для одного образца.

1.3.15 Максимальное значение твердости должно быть не более 260 HV 10 для основного металла, наплавленного металла и металла зоны термического влияния.

1.3.16 Весь неразрушающий контроль должен осуществляться в соответствии с СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Приложение D.

1.3.17 После ремонта каждая отремонтированная труба должна проходить гидростатическое испытание, и затем вся область ремонта должна быть подвергнута 100% ультразвуковому или радиографическому контролю.

1.3.18 Ремонт сваркой можно выполнять только до экспандирования при следующих ограничениях:

- Ремонт сваркой тела трубы не допускается.
- Ремонт на расстоянии менее 350 мм от концов трубы не допускается.
- Трещины ремонту не подлежат.
- Общая длина ремонтируемых участков на трубе не должна превышать 10% от протяженности сварного шва.
- Количество ремонтных участков на трубе не более трёх.
- Ремонт сваркой ранее отремонтированных участков не допускается.
- Минимальное расстояние между участками ремонта сварного шва должно составлять не менее 150 мм.
- Ремонт сквозных дефектов не допускается.
- Ремонтная сварка осуществляется минимум в два прохода.
- Минимальная длина ремонтного участка 50 мм.

1.3.19 Зачистке подвергаются дефекты основного металла и сварного шва труб, представленные в таблице 7.

Таблица 7

Дефекты, подлежащие шлифованию	
Вид дефекта	Размер дефектов
1	2
Подрезы	Глубиной свыше 0,2 мм Глубиной свыше 0,5 мм и протяжённостью более 100 мм Глубиной свыше 1,0 мм и протяжённостью более 50 мм
Усиление сварного шва	Высотой свыше 3 мм

1.3.20 Каждая труба должна подвергаться на заводе-изготовителе гидравлическому испытанию, согласно стандарта СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы», Глава 6, раздел E1100.

1.3.21 Измерение должно производиться с использованием гауссметра основанного на эффекте Холла или другим калиброванным прибором, утвержденным Заказчиком. Не менее четырех показаний должно браться через 90° по окружности на каждом конце

трубы. Среднее четырех показаний не должно превышать 15 Гс, а отдельное показание не должно превышать 20 Гс.

1.4. Требования к погрузке, разгрузке, транспортировке, маркировке труб и сертификаты качества

Требования к погрузке, разгрузке, транспортировке, маркировке труб и сертификаты качества изложить в технических требованиях на поставку и приведены в составе проекта.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические требования на антикоррозионное покрытие

2.1. Введение

Внешнее покрытие труб, предназначенных для строительства подводного перехода, должно представлять собой трехслойный полиэтилен. Полиэтиленовое покрытие должно соответствовать требованиям стандартов СТО Газпром 2-3.7- 050 – 2006 (DNV – OS – F101) «Морской стандарт DNV – OS – F101. Подводные трубопроводные системы» и DNV RP-F106 «Внешнее трубопроводное покрытие заводского изготовления для контроля коррозии», а также приведенным ниже дополнениям.

2.2. Дополнение к общим требованиям RP-F106

В таблице 8 представлены дополнения к Разделу 5 стандарта RP-F106.

Таблица 8

Дополнение к разделу 5 стандарта RP-F106

Раздел RP-F106	Дополнение к общим требованиям,
1	2
5.2.1	Покрытие должно представлять собой покрытие Тип 2 - трехслойный полиэтилен.
5.2.1	Пред нанесением покрытия должна проводиться предварительная оценка его соответствия требованиям стандарта RP-F106 и данным техническим требованиям является обязательной.
5.3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подрядчик должен иметь систему обеспечения качества в соответствии с требованиями ISO 9001/2. 2. Подрядчик должен вести учет номера трубы, длины трубы и номера плавки с момента получения трубы до ее выдачи. 3. Подрядчик должен ежедневно предоставлять Заказчику следующую информацию по каждой трубе с покрытием: <ul style="list-style-type: none"> • Дата нанесения покрытия. • Диаметр трубы, толщина стенки и ее длина. • Общая длина всей трубы с покрытием, нанесенным за сутки. • Общее число монтажных стыков трубопровода, отправленных на ремонт за сутки. • Характер дефектов покрытия.
5.6.1.	Шероховатость внешней поверхности покрытия придают путем нанесения полиэтиленовых материалов, полученных в результате спекания, на верхний слой полиэтилена сразу после экструдирования в соответствии с процедурой, утвержденной Заказчиком. Полиэтилен, полученный в результате спекания, должен наноситься либо с помощью качающегося сита для просеивания материала на поверхность покрытия, либо с помощью использования электростатического распылителя для нанесения материала на поверхность покрытия методом распыления.
5.6.1	Максимальный период от начала заключительной механической очистки до завершения нанесения покрытия должен составлять 2 часа. Трубы, работы над которыми продолжаются после окончания этого периода, или трубы с каким-либо видимыми пятнами ржавчины подлежат повторной механической очистке.
5.6.4	Толщину покрытия необходимо указывать в сертификате качества с учетом изменений и дополнений, указанных в данных технических условий.
5.6.5	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трубы подвергают механической очистке по всей длине. Очистка должна обеспечивать чистоту поверхности не ниже степени Sa 2/½ в соответствии с ISO 8501-1, шероховатостью Rz в пределах 40-100 мкм согласно ISO 8503-4 и запыленностью не выше класса 2 в соответствии с ISO 8502-3.

Технические условия

Раздел RP-F106	Дополнение к общим требованиям,
1	2
	2. Длина зачистки концов покрытия на концах трубы должна составлять 140±20 мм 3. Угол зачистки покрытия должен быть менее или равным 30°. 4. Заглушки необходимо устанавливать на прежнее место.
5.8	1. Максимальное допустимое количество ремонтов на 1 трубу: 5. 2. Максимальная допустимая площадь ремонта на 1 трубу: 750 см ² . 3. Допустимые методы ремонта: <ul style="list-style-type: none"> • с помощью термоплавкого адгезива в виде стержня; • установка заплат (заплата представляет собой радиационно прошитую полиолефиновую и полипропиленовую основу с нанесенным на нее термоплавким адгезивом); • распылитель наплавляемого эпоксидного покрытия.
5.9.1	1. Подрядчик должен нести ответственность за ведение точных отчетов по всему процессу покрытия, а также за предоставление этих отчетов Заказчику по окончании нанесения покрытия. 2. Данные отчеты должны включать следующие подробные данные: <ul style="list-style-type: none"> • Оценка на соответствие ТУ и информация о производстве. <ul style="list-style-type: none"> - данные изготовителя. - процедуры применения покрытия. - отчеты об оценке покрытия на соответствие ТУ. - оценка применения на соответствие ТУ. - осмотр и испытания в ходе производства. • Все данные по отслеживанию труб. • Сертификаты на материалы. • Контроль качества и результаты проверки, как указано. • Отчеты о каком-либо ремонте. • ФИО ответственных. • Сертификаты на проведение калибровки для всех приборов контроля и проведения испытаний. 3. Все сертификаты должны быть составлены на русском языке и включать метрические единицы измерения и четкие подписи всех заинтересованных сторон.
5.10.1	1. Все трубы поднимают/опускают с земли, штабеля, грузового автомобиля, баржи и т.д. или на них с использованием грузоподъемных строп и захватов или подъемных крюков с подходящими траверсами или вакуумного подъема. Запрещается использовать цепи или проволочные канаты для перемещения труб с покрытием. Все грузоподъемные механизмы должны оснащаться амортизирующей подкладкой, чтобы избежать повреждения покрытий. 2. Трубу с покрытием захватывают с земли, исключая перемещение волоком. Труба с покрытием не должна подвергаться толчкам или ударам, а все опоры трубы должны быть соответственно выровнены. Для исключения изгиба труб опоры труб должны располагаться на определенном расстоянии друг от друга. Для исключения контакта поверхности труб с землей трубы должны быть всегда уложены в штабель. 3. Высота штабеля труб должна ограничиваться, чтобы исключить повреждение труб с покрытием из-за веса других труб. Максимальная высота штабеля труб с покрытием должна рассчитываться Подрядчиком и утверждаться Заказчиком. 4. В случае хранения труб на открытом воздухе, трубы складывают под небольшим углом для обеспечения слива дождевой воды из внутренней части трубы.

2.3. Дополнение к Приложению 1 стандарта RP-F106

В таблицах 9 и 10 представлены дополнения к Приложению 1 стандарта RP-F106.

Таблица 9

Дополнение к Приложению 1 стандарта RP-F106 (конфигурация покрытия)

Конструкция	Показатели
1	2
Эпоксидный праймер	FBE / наплавляемое эпоксидное покрытие: минимальное значение 300 мкм, максимальное значение 400 мкм
Адгезионный слой	Термостабилизированная плавкая полиэтиленовая композиция толщиной не менее 250 мкм
Наружный слой	Термостабилизированный полиэтилен.
Общая толщина	Минимальная толщина покрытия - 4,0 мм по продольному сварному шву или более, если необходимо по предварительным испытаниям на соответствие техническим условиям для обеспечения стойкости к ударным нагрузкам.
Примечание: 1. Для антикоррозионного покрытия применяются материалы, свойства которых соответствуют сертификатам поставщика и имеют заключение ВНИИГАЗа на применение.	

Таблица 10

Дополнение к Приложению 1 стандарта RP-F106 (предварительное испытание покрытия на соответствие техническим условиям и контроль производства)

Показатели	Единицы измерения	Метод испытаний	Критерии приемки
1	2	3	4
Адгезия покрытия при 20°C, не менее при 60°C, не менее	Н/см	ГОСТ 411-77	250 100
Прочность покрытия при ударе при минус 40°C, не менее при 60°C, не менее	Дж/мм	ГОСТ Р 51164 Приложение А	8 5
Относительное удлинение при разрыве при минус 45°C, не менее	%	ГОСТ 11262	100
Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении не менее	кВ	ГОСТ Р 51164 п.6.2.8	20
Адгезия к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч при температуре 80°C, не менее	Н/см	ГОСТ 411-77	100
Переходное сопротивление покрытия 3% NaCl при 80°C, не менее Исходное Через 100 суток выдержки	Ом·м ²	ГОСТ Р 51164 Приложение Г	10 ¹⁰ 10 ⁸
Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, при температуре 20°C и 60 суток выдержки при температуре 60°C и 30 суток выдержки	см ²	ГОСТ Р 51164 Приложение В	6 10
Устойчивость к термоциклированию от минус 60 до плюс 20°C, не менее	цикл	Приложение А раздел А.4	10
Сопротивление пенетрации при температуре свыше 20°C, не более	мм	ГОСТ Р 51164 Приложение Е	0,3
Изменение относительного удлинения при разрыве после выдержки при температуре 100°C в течение 1000 ч, не более	%	ГОСТ 11262	25
Внешний вид		Визуально	Однородная поверхность черного цвета без пропусков, трещин, вздутий и отслоений покрытия от металла

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Технические требования на внутреннее покрытие

3.1. Введение

3.1.1 Настоящие технические требования распространяются на внутреннее гладкостное (антифрикционное) покрытие труб и соединительных деталей для строительства газопроводов с температурой эксплуатации до плюс 60 °С.

3.1.2 Внутреннее гладкостное покрытие предназначено для снижения гидравлического сопротивления газопроводов, а также для защиты внутренней поверхности труб и соединительных деталей от атмосферной коррозии на время их транспортировки, хранения и выполнения строительно-монтажных работ.

3.1.3 Внутреннее гладкостное (антифрикционное) покрытие изделий должно обеспечивать антикоррозионную защиту и выдерживать без нарушения сплошности, отслаивания, растрескивания:

- воздействие окружающей среды при транспортировке и хранении в интервале температур от минус 60 °С до плюс 35 °С;
- проведение строительно-монтажных работ в интервале температур окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 35 °С.

3.1.4 В качестве материалов для нанесения покрытий могут применяться содержащие и не содержащие растворители лакокрасочные материалы или термоплавляемые порошковые краски.

3.1.5 Покрытие изделий не должно иметь по всей поверхности пропусков, потеков (наплывов). Толщина покрытия определяется нормативно-технической документацией на применяемый материал и должна составлять не менее 60 мкм и не более 100 мкм. Шероховатость поверхности покрытия должна быть не более 15 микрон.

3.1.6 Покрытие должно наноситься в заводских условиях, на поверхность изделия, очищенную до степени $\geq Sa 2,5$ по стандарту ISO 8501-1.

3.1.7 Степень запыленности поверхности металла перед нанесением покрытия должна быть не более 2 степени по ISO 8502-3.

3.1.8 Применяемый метод очистки должен обеспечивать шероховатость поверхности металла (R_z) по ISO 8503-4, отвечающую требованиям нормативно-технической документации на применяемый материал.

3.1.9 Содержание солей на поверхности металла перед нанесением покрытия не должно превышать 10 мг/м² согласно ISO 8502-2.

3.1.10 Сварные зоны изделий, должны иметь оголение до металла на длине 25 ± 5 мм от торцов изделий. На период транспортировки и хранения изделий сварная зона может иметь консервационную защиту.

3.1.11 На период транспортировки и хранения на торцы труб и соединительных деталей должны устанавливаться заглушки для предупреждения попадания атмосферной влаги и загрязнений на внутреннюю поверхность изделий.

3.2. Технические требования к покрытию

Внутреннее покрытие изделий должно обеспечивать уровень показателей представленных в таблице 11.

Таблица 11

№	Наименование показателя	Норма	ГОСТ	Международный стандарт
1	Отверждение покрытия: <ul style="list-style-type: none"> не ниже, степени (для жидких л/к материалов) температура стеклования, °С (для порошковых красок) 	6 $T_g^1 = T_g^0 \pm 2^\circ\text{C}$	19007 -	- ASTM 3418 ISO 11357-2
2	Стойкость к растворителю (метилэтилкетон) после выдержки 4 часа при $20 \pm 5^\circ\text{C}$	Нет отслоений, вздутий	9.403	ISO 4628-2
3	Адгезия покрытия методом решетчатого надреза, балл, не более	1	15140	ISO 2409
4	Адгезия методом решетчатого надреза после 240 часов выдержки в воде при $20 \pm 5^\circ\text{C}$, балл, не более	2	15140	ISO 2409
5	Стойкость к изгибу не более, мм Коническая оправа 12,7 - 3,2 мм	10 Нет отслоений	6806	ISO 6860 ASTM D522
6	Водопоглощение свободной пленки покрытия после выдержки в воде, не более, % <ul style="list-style-type: none"> при $+20^\circ\text{C}$ в течение 240 часов при $+80^\circ\text{C}$ в течение 48 часов 	5 5	21513	CSA Z245.20
7	Наличие пор в покрытии, штук/см ² , не более <ul style="list-style-type: none"> отвержденном неотвержденном 	1 0	-	API 5L2 RP Приложение 7
8	Относительная твердость покрытия по маятниковому прибору М-3, не менее Твердость по Бухгольцу (Buchholz)	0,8 ≥ 94	5233	DIN 53 153
9	Сплошность покрытия при напряжении 9В, пробои/м ² , не более	10	-	-
10	Стойкость покрытия к изменению давления	Отсутствие разрушений	-	API RP 5L2 Прил. 5,6 ISO 15741
11	Стойкость к воздействию солевого тумана при $25 \pm 3^\circ\text{C}$ за 240 часов	Без изменений	9.401	ASTM B117
12	Стойкость к воздействию воды при $20 \pm 5^\circ\text{C}$ в течение 240 часов	Без изменений	9.403	ISO 4628-2
13	Содержание солей, мг/м ²	10	-	ISO 8502-2
14	Шероховатость (R_z), мкм, не более	15	25142	ISO 42871, ISO 8503-4

3.3. Контроль качества покрытий

Контроль качества материалов и покрытий на их основе осуществляется на образцах покрытий и готовых изделиях. По требованию Заказчика Подрядчик обязан представить на испытания образцы покрытий.

3.4. Гарантии качества

3.4.1 Поставщик гарантирует соответствие качества покрытия изделий требованиям технических условий или технической спецификации на поставку. На каждую партию поставляемых изделий Подрядчик выдает сертификат качества, удостоверяющий соответствие покрытия технической документации по пункту 3.1 настоящего приложения.

Технические условия

3.4.2 Поставщик гарантирует сохранность требуемого уровня свойств покрытия при хранении труб и соединительных деталей с заглушками при температурах от минус 60°С до плюс 35°С в течение не менее 2 лет.

3.4.3 В ходе хранения изделий с покрытием не допускается образование вздутий, отслоения, растрескивания покрытия, а также образование визуально определяемых точечных очагов коррозии.

3.4.4 В процессе нагрева металла сварной зоны изделий с покрытием до 120°С во время проведения сварочно-монтажных и изоляционных работ не допускается отслоение, вздутие и растрескивание покрытия, прилегающего к сварной зоне.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Технические требования на изготовление и установку расходоуемых анодов

4.1. Введение

4.1.1 Настоящие технические требования распространяются на расходоуемые аноды браслетного типа (далее – протекторы), изготавливаемые из алюминиевых сплавов, и предназначенные для защиты от коррозии подводного перехода через Байдарацкую губу.

4.1.2 Протекторы должны изготавливаться методом литья в соответствии с утвержденными рабочими чертежами, и должны соответствовать требованиям настоящих технических требований.

4.2. Основные параметры и характеристики

4.2.1 Протектор представляет собой кольцевой браслет, состоящий из двух отливок полукольцевой формы. Габариты протекторов указаны в рабочих чертежах.

4.2.2 Алюминиевые протекторы должны соответствовать требованиям к предельному содержанию химических элементов, указанным в таблице 12. Подрядчик может предложить на утверждение Заказчику альтернативный состав. После уточнения предлагаемый химический состав должен рассматриваться как гарантированный состав для производства.

Таблица 12

Алюминий-цинк-индиевый сплав		
Элемент	Минимум, (%)	Максимум, (%)
1	2	3
Железо	0,00	0,06
Цинк	4,75	5,75
Медь	0,000	0,003
Кремний	0,08	0,12
Индий	0,016	0,020
Кадмий	0,000	0,002
Прочие (каждый)	0,00	0,02
Алюминий	Остальное	
Примечание:		
1. Алюминий не ниже марки А85 по ГОСТ 11069;		
2. Цинк не ниже марки Ц1 по ГОСТ 3640;		
3. Индий не ниже марки Ин-2 по ГОСТ 10297.		

4.2.3 Арматурный каркас перед установкой в кристаллизатор должен подвергаться механической очистке от загрязнений и коррозии.

Допускается использование арматуры, подвергнутой пескоструйной или дробеструйной обработке. Заусенцы на концах арматуры должны быть удалены.

Появление следов коррозии на свободных концах арматуры готовых протекторов браковочным признаком не является.

4.2.4 Арматурный каркас протектора должен располагаться внутри профиля анода в соответствии с рабочим чертежом.

Не менее трех продольных соединительных стержня должны привариваться к концевым монтажным полосам. Заусенцы на концах полос должны быть удалены.

4.2.5 Для изготовления арматурных каркасов следует применять: полосу стальную горячекатаную по ГОСТ 103-76*, проволоку стальную по ГОСТ 2333-80* или прокат стальной горячекатаный круглого сечения по ГОСТ 2590-88 из стали марки В по ГОСТ 5521-93. Арматура должна иметь покрытие Ц15, Ц15хр или 9.Кдб.хр по ГОСТ 9.306-85*.

Допускается изготавливать арматуру из стали по ГОСТ 380-94.

Допускается наличие монтажных отверстий на арматуре протектора.

4.2.6 Качество поверхности протекторов должно соответствовать требованиям ГОСТ 26251-84.

4.2.7 Механической обработке протекторы не подвергаются.

4.2.8 Вогнутая поверхность (нерабочая поверхность) протектора должна быть покрыта двумя слоями эпоксидной шпатлевки ЭП-00-10 по ГОСТ 28379-89 или другой эмалью на эпоксидной основе общей толщиной сухого слоя – 100 мкм.

Для получения шероховатого покрытия в эпоксидную шпатлевку необходимо добавить кварцевый песок с размером частиц 400-700 мкм в количестве 500 г на половину браслета.

4.3. Маркировка

4.3.1 Маркировку протекторов выполняют металлическими литерами на боковой поверхности в непосредственной близости от выхода монтажных полос арматурного каркаса из протектора.

4.3.2 Маркировка должна содержать типоразмер протектора, марку сплава и номер плавки согласно ГОСТ 26251-84.

4.3.3 Каждая половинка протектора должна включать четкую маркировку на внешней стороне с использованием резинового штампа или самоклеющейся этикетки со следующей информацией:

- наименование заказчика;
- наименование предприятия изготовителя;
- номинальный диаметр трубы;
- номер плавки;
- вес брутто протектора.

4.4. Правила приемки

4.4.1. Протекторы принимают партиями. Партией считается количество протекторов одного типоразмера, одной или нескольких плавков, оговоренное заказом и сопровождаемое одним документом о качестве.

4.4.2. Протекторы подвергают приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ГОСТ 26251-84.

4.4.3. Проверке внешнего вида и качества поверхности подвергают каждый протектор.

4.4.4. Каждая партия протекторов должна снабжаться документом о качестве, в котором указывают:

- наименование предприятия изготовителя;
- наименование продукции;
- типоразмер протекторов;
- номера плавков;
- результаты химического анализа протекторного алюминиевого сплава;
- марку протекторного алюминиевого сплава;
- массу партии;
- обозначение настоящих технических условий.

4.5. Транспортирование и хранение

4.5.1. Протекторы транспортируют всеми видами транспорта.

4.5.2. Протекторы следует хранить в помещениях, защищенных от действия активных реагентов.

4.6. Установка протекторов

4.6.1. Установка протекторов должна производиться в соответствии с требованиями ISO 15589-2: 2004, Раздел 10 или ГОСТ 26251-84.

4.6.2. Процедура установки протекторов разрабатывается подрядной организацией, осуществляющей монтаж протекторов, и утверждается Заказчиком.

4.6.3. Подрядная организация должна провести предварительные испытания, чтобы проверить целостность протекторов и соединений, а также отсутствие каких-либо прилегающих покрытий при максимальном прогнозируемом сдвиговом напряжении при монтаже.

4.6.4. Пространство между браслетными половинками должно быть заполнено полиуретаном или аналогичным материалом в соответствии с требованиями разработанными в рабочем проекте.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Технические требования на бетонное утяжеляющее покрытие

5.1. Введение

5.1.1 Данное приложение определяет минимальные требования к материалам, нанесению и испытаниям утяжеляющего бетонного покрытия толщиной 85 мм, наносимого поверх внешнего антикоррозионного покрытия для строительства подводного перехода через Байдарацкую губу.

5.1.2 Бетонное покрытие может быть нанесено следующими методами:

- методом набрызгивания (предварительно изготовленная бетонная смесь попадает на валки, которые вращаются вокруг своей оси и производят набрызг бетона на вращающуюся трубу);
- методом закачки бетонной смеси в пространство между трубами с использованием арматурного каркаса (предварительно изолированная труба с установленным арматурным каркасом помещается в металлополимерную оболочку и в свободное пространство между трубой и оболочкой закачивается бетонный раствор).
- методом закачки бетонной смеси в пространство между трубами (предварительно изолированная труба помещается в металлополимерную оболочку и в свободное пространство между трубой и оболочкой закачивается бетонный раствор)*.

Примечание:* применение метода нанесения бетонного покрытия без армирования возможно, только при условии получения положительных результатов испытаний.

5.1.3 Подрядчик несёт ответственность за качество материалов, качество изготовления и соблюдение требований всех действующих руководящих документов юридического характера, инструкций и спецификаций.

5.1.4 Технические условия на нанесение покрытия должны быть подготовлены и предоставлены Заказчику на рассмотрение и утверждение. Технические условия должны включать описание:

- материалов покрытия и их свойств
- условий хранения
- процедур ремонта
- методов контроля
- способов маркировки
- транспортировки и хранения

5.1.5 Обетонирование труб для квалификации должно выполняться на участке, предназначенном для промышленного производства. Нанесенное бетонное покрытие должно быть проверено на соответствие техническим требованиям.

5.2. Технические требования

5.2.1 Вода для замеса должна отвечать требованиям ГОСТ Р 51232-98.

5.2.2 Кварцевый песок и смеси наполнителей должны соответствовать требованиям ГОСТ 7836-85, ГОСТ 10268-80, не должны содержать солей, щелочей, вредных веществ и органических примесей, а также должны быть чистыми и рассортированными, начиная от мелких до крупных. Отбор образцов наполнителей и проведение испытаний должны соответствовать требованиям ГОСТ 22551-77, ГОСТ 8267-93, ГОСТ 24211-91.

5.2.3 Измерение прочности, плотности и водопоглощения бетона должны проводиться с использованием стандартных образцов на основе требований ГОСТ 10180-90, ГОСТ 12730.0-78, ГОСТ 12730.5-84, ГОСТ 18105-86, ГОСТ 22690-88.

5.2.4 В качестве несъемной опалубки используется стальная оболочка с нанесенным полимерным покрытием. Толщина стенки стальной оболочки должна быть не менее 1,0 мм.

5.2.5 Длина необетонированных концевых участков труб бетонного покрытия должна составлять 400^{+30}_{-10} мм, но по требованию Заказчика может быть изменена исходя из требований монтажа и применяемого оборудования. Часть трубы без бетонного покрытия должна оставаться чистой, без брызг бетона, масла, смазки и т.д.

5.2.6 Нанесение бетона должно производиться таким образом, чтобы исключить повреждения антикоррозионного покрытия.

5.2.7 Подрядчик должен выбрать рецептуру бетонной смеси, которая отвечает требованию минимального предела прочности при сжатии.

5.2.8 Запрещается наносить бетон при температуре окружающей среды 2°C и ниже.

5.2.9 Материал-заполнитель стыков между браслетными анодами и бетонным покрытием выбирается Подрядчиком, прописывается в технических условиях и предоставляется Заказчику на рассмотрение и утверждение. После нанесения бетона на трубы с браслетными анодами, пространство между бетоном и анодом заполняется материалом-заполнителем, включая формирование необходимого плавного перехода в случае различного общего диаметра анода и утяжеляющего бетонного покрытия.

5.2.10 Выдерживание бетонного покрытия осуществляется на соответствующих площадках. Вне зависимости от используемого метода, бетон не должен подвергаться дегидратации.

5.3. Контроль качества и критерии приёмки

5.3.1 Все трубы с бетонным покрытием должны отвечать критериям приемки, представленных в таблице 13.

Таблица 13

Критерии приемки труб с бетонным покрытием

Параметр	Диапазон приемки
1	2
Толщина покрытия определяется разницей диаметров обетонированной и изолированной стальной трубы	85 +/- 10 мм
Длина необетонированных концов	400^{+30}_{-10} мм
Плотность бетона	не менее 3050 кг/м ³
Общий вес (1 труба)	от -3% до +7,5 % от расчетного веса
Общий вес (100 труб)	от 0% до +2,5 % от расчетного веса
Неизолированные и необетонированные концы труб	Без антикоррозионного покрытия и бетона

5.3.2 Подрядчик должен проверять плотность влажного бетона по ГОСТ 12730.0-78÷12730.5-84 минимум один раз каждую партию бетона. Плотность бетонного покрытия должна соответствовать техническим требованиям.

5.3.3 Для одной из 30 труб с покрытием предел прочности при сжатии должен определяться по пяти (5) образцам из партии бетона, используемого для покрытия трубы и должен составлять 40 МПа через 28 дней выдержки. Образцы должны быть подготовлены и проверены по ГОСТ 10180-90, чтобы определить предел прочности бетона при сжатии после семи (7) дней и двадцати восьми (28) дней выдержки. Выдержка образцов должна производиться таким же образом, как и выдержка трубы с бетонным покрытием.

5.4. Требования к погрузке, разгрузке, хранению и маркировке

5.4.1 Погрузка/разгрузка и хранение труб с покрытием должны проводиться таким образом, чтобы избежать повреждения тела трубы, концов трубы, антикоррозионного покрытия и бетонного покрытия.

5.4.2 Трубы, изготовленные по настоящим техническим требованиям, только после набора прочности 5,0 МПа могут укладываться в штабели без нарушения сплошности покрытия и повреждений концевых участков труб. Высота штабеля выбирается Подрядчиком.

5.4.3 Погрузочно-разгрузочные работы и хранение труб должны производиться в условиях, предотвращающих механические повреждения наружного покрытия, балластного слоя и торцов труб, при помощи специальных захватов, траверс и мягких полотенец. Использование стальных канатов, строп, способных привести к разрушению покрытия и повреждению торцов труб, запрещено. В ходе погрузки/разгрузки труба не должна подвергаться ударам. Информация об оказании какого-либо воздействия на трубу должна вноситься в документацию на трубы и предоставляться Заказчику.

5.4.6 Труба с бетонным покрытием должна быть защищена от повреждения в ходе транспортировки и должна отгружаться в соответствии с требованиями ЦМ-943 «Технические условия размещения и крепления грузов в вагонах и контейнерах».

5.4.7 Маркировка наносится на наружную поверхность утяжеляющего покрытия или на внутреннюю поверхность стальной трубы.

Дополнительно к данным на стальную трубу маркировка включает:

- наименование завода-изготовителя;
- номер Технических условий;
- номер трубы с покрытием;
- дату нанесения покрытия;
- отметку ОТК о приемке продукции;
- вес трубы.

Маркировка выполняется несмываемыми красками длительного действия, либо в виде специальных несмываемых наклеек-этикеток, обеспечивающих сохранность маркировки на период гарантированного срока хранения труб.

5.5. Требования к испытаниям бетонного покрытия

5.5.1 Испытания бетона и других компонентов должны проводиться до его нанесения и в ходе производства (таблица 14).

Таблица 14

Испытания бетона до начала производства

	Процедура	Требование
1	2	3
Предел прочности на сжатие	ГОСТ 10180-90	7 дней 22 МПа 28 дней 40 МПа
Водопоглощение	ГОСТ 12730.0-78÷ ГОСТ 12730.5-84	Не более 8%
Плотность	ГОСТ 12730.0-78÷ ГОСТ 12730.5-84	не менее 3050 кг/м ³

5.5.2 Контроль балластного покрытия проводится путем испытания на сжатие (прочности бетона) кубиков со сторонами 70,7×70,7×70,7 мм или 100×100×100 мм по ГОСТ 5802-89 на каждую партию труб, изготовленных одновременно с заливкой балластного покрытия и выдержанных в аналогичных трубах условиях до испытаний. Допускается проведение расчета прочности по фактическим размерам сторон. Допускается проведение определения прочности методом неразрушающего контроля. Температура в помещении, в котором проводится проверка прочности образцов, должна быть не ниже +15°С.

Таблица 15

Производственные испытания бетона

	Процедура	Требования
1	2	3
Предел прочности на сжатие	ГОСТ 10180-90	7 дней 22 МПа 28 дней 40 МПа
Водопоглощение	ГОСТ 12730.0-78÷ ГОСТ 12730.5-84	Не более 8 %
Плотность	ГОСТ 12730.0-78÷ ГОСТ 12730.5-84	не менее 3050 кг/м ³

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Технические требования на сварку и неразрушающий контроль

6.1. Требования к сварочным материалам

6.1.1 В процессе сварки труб, труб с соединительными деталями трубопроводов и запорно – регулирующей арматурой могут применяться:

- электроды с основным видом покрытия для ручной дуговой сварки;
- проволоки сплошного сечения для механизированной, автоматической сварки в среде защитных газов;
- порошковые проволоки для автоматической сварки в среде защитных газов;
- самозащитные порошковые проволоки для механизированной сварки;
- защитные газы (двуокись углерода газообразная, аргон) и их смеси для механизированной и автоматической сварки проволокой сплошного сечения и порошковой проволокой.

6.1.2 Сварочные материалы должны соответствовать требованиям технических условий, сертификатов качества и обеспечивать:

- сварочно – технологические свойства;
- качественное формирование металла шва в заявленных пространственных положениях и направлениях;
- стабильность горения дуги;
- лёгкое удаление шлака, образующегося в процессе сварки;
- металлургические свойства;
- гарантированное содержание в наплавленном металле основных легирующих элементов;
- допустимое содержание в наплавленном металле содержания вредных примесей (S, P и др.);
- допустимое содержание в наплавленном металле диффузионного водорода;
- механические свойства наплавленного металла с гарантированными значениями;
- временного сопротивления разрыву;
- заданную величину относительного удлинения;
- заданную величину относительного сужения;
- заданную величину ударной вязкости.

6.1.3 Электроды с основным покрытием для ручной дуговой сварки газопроводов по типам и техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 9467 (электроды отечественных производителей), AWS A5.1, AWS A5.5 (электроды зарубежных производителей), специальных технических условий и сертификатов качества.

6.1.4 При сварке трубных сталей повышенной прочности должны применяться низководородные электроды.

6.1.5 Проволоки сплошного сечения для механизированной и автоматической сварки в защитных газах по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 2246 (проволоки отечественных производителей), AWS A5.17, A5.18, A5.23, A5.28, EN 440, EN 756, EN 12534 (проволоки зарубежных производителей) технических условий (ТУ) и сертификатов качества.

6.1.6 Порошковые проволоки, в том числе самозащитные, для механизированной сварки и автоматической сварки в защитных газах по типам и техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 26271-84* (проволоки отечественных

производителей) AWS A5.29, EN 12535 (проволоки зарубежных производителей), ТУ и сертификатов качества.

6.1.7 Защитные газы (активные, инертные газы и их смеси) для механизированной и автоматической сварки по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 10157-79* (аргон газообразный), ГОСТ 8050-85* (углекислый газ), ТУ и сертификатов качества.

6.2. Требования к технологиям сварки

6.2.1 При сварке трубных сталей повышенной прочности должны обеспечиваться следующие дополнительные требования:

- удаление внутреннего центризатора разрешается после выполнения всего периметра корневого шва независимо от способа сварки;
- спуск трубы на опоры разрешается после выполнения корневого слоя шва и горячего прохода (первого заполняющего слоя);
- не допускается оставлять не полностью сваренные стыки труб.

6.2.2 Качество сварных соединений должно оцениваться визуальным, измерительным и неразрушающими методами контроля (основными, дублирующими, и при необходимости дополнительными) и соответствовать требованиям действующей нормативной документации по неразрушающим методам контроля при строительстве и ремонте линейной части газопроводов.

6.2.3 Механические свойства сварных соединений должны определяться при производственной аттестации технологий сварки. При отсутствии в проектной документации специальных требований к сварным соединениям, механические свойства кольцевых стыковых сварных соединений газопроводов должны отвечать требованиям:

- временное сопротивление разрыву при испытаниях на статическое растяжение плоских образцов со снятым усилением сварного шва должно быть не ниже нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла труб, определяемому на продольных образцах (Приложению 1);
- среднее арифметическое значение угла изгиба при испытаниях на статический изгиб образцов со снятым усилением сварного шва должно быть не меньше 120° , при этом минимальное значение угла должно быть не менее 100° ;
- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния при испытаниях на ударный изгиб на образцах с V – образным надрезом (по Шарпи) должна быть не менее значений, установленных по ТТ к заводским сварным соединениям;
- при наличии в проектной документации специальных требований к сварным соединениям, их выполнение должно быть подтверждено результатами производственной аттестации.

6.2.4 Сварка на береговых участках подводного перехода может производиться по технологии ручной дуговой сварки (РДС) электродом с основным видом покрытия или по технологии полуавтоматической сварки в среде защитных газов.

6.2.5 Производственная сварка основной линии трубопровода на трубоукладочном судне выполняется по технологии автоматической сварки в среде защитных газов.

6.2.6 Сварка захлестов должна осуществляться по технологии РДС электродом с основным видом покрытия.

6.3. Требования к технологиям контроля

6.3.1 Сварные соединения, выполненные при строительстве линейной части газопроводов подлежат визуальному и измерительному контролю в объеме 100%.

6.3.2 Сварные соединения, признанные годными по результатам визуального и измерительного контроля, подлежат неразрушающему контролю физическими методами в объёме 100%.

6.3.4 Специальные сварные соединения – стыковые соединения разнотолщинных труб, деталей газопроводов, запорной и распределительной арматуры подлежат неразрушающему 100% ультразвуковому контролю и 100% радиографическому контролю.

6.3.5 Основным физическим методом контроля качества кольцевых стыков, сваренных на трубоукладочном судне является 100% ультразвуковой контроль.

6.3.6. Основным физическим методом контроля качества кольцевых стыков береговых участков является радиографический контроль. Как дополнительный вид контроля может быть использован ультразвуковой метод в объёме 20-25%.

6.3.7 Неразрушающий контроль монтажных кольцевых сварных швов должен производиться в соответствии с технологическими картами контроля, утверждёнными руководством организации, выполняющей строительство газопровода.

6.3.9 Оборудование для контроля должно быть обеспечено пакетом документов:

- техническими условиями;
- паспортом и руководством по эксплуатации.

6.3.10 Материалы для контроля качества сварных соединений должны иметь:

- маркировку завода изготовителя;
- герметичную упаковку.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Технические требования на изоляцию сварных стыков

7.1. Общие положения.

7.1.1. Настоящие технические требования распространяются на изоляцию монтажных стыков труб, предназначенных для строительства подводных участков газопровода «Джубга-Лазаревское-Сочи».

7.2. Основные требования на материал покрытий.

7.2.1. Изоляционное покрытие сварных стыков труб должно иметь технические характеристики не ниже основного изоляционного покрытия труб, сочетаемость с основным изоляционным покрытием.

7.4 Подготовка поверхности монтажного стыка

7.2.1. Максимальная ширина кромок должна составлять 400_{-10}^{+30} мм

7.2.2. До начала нанесения покрытия на монтажные стыки Инспектор Заказчика должен проверить всю стальную поверхность стыка.

7.3.3. Наружный слой покрытия должен иметь ширину не менее 500 мм для того, чтобы обеспечить минимальное перекрытие в 50 мм.

7.3.4. Подготовка поверхности, нанесение и инспекция покрытия от начала процесса нагрева поверхности монтажного стыка до пескоструйной очистки и до того момента, пока покрытие полностью не нанесено, должно выполняться в теплом и обогреваемом месте.

7.3.5. Если потребуется, то стальная поверхность должна быть нагрета до начала пескоструйной очистки для того, чтобы поддержать температурный режим равный 3°C выше точки росы во избежание образования конденсата. В случае если температура стальной поверхности стыка меньше требуемой температуры, Подрядчик должен незамедлительно провести корректирующие действия (например, нагрев стальной поверхности).

7.3.6. После пескоструйной очистки скошенные кромки и первые 100 мм заводского изоляционного покрытия по обеим сторонам монтажного стыка должны быть очищены и подготовлены к нанесению изоляционного покрытия монтажных стыков.

7.4. Подготовка поверхности труб перед стыковкой и сваркой

7.4.1. До начала стыковки и сварки труб их стальные поверхности не должны содержать каких-либо солей, масляных и жировых загрязнений. Соль, присутствующая на поверхности, должна быть удалена с помощью пресной воды, а масляные и жировые загрязнения должны быть удалены с помощью растворителя, согласно спецификации SSPC SP1.

7.4.2. Наличие растворимых солей должно быть проверено с помощью солевого детектора, измеряющего проводимость.

7.4.3. Солевой детектор должен быть откалиброван и использован, в соответствии с рекомендациями Производителя.

7.4.5. Допустимое количество соли должно составлять 4 мг/см^2 .

7.5. Подготовка поверхности стыка перед нанесением изоляционного покрытия

7.5.1. Поверхность должна быть подготовлена до стандарта Sa $2\frac{1}{2}$ (ISO 8501), с использованием абразивной струйной системой очистки с закрытым циклом. Шероховатость Rz должна быть от 40 до 120 микрон.

7.5.2. В качестве абразива, используемого в системе струйной очистки, – железная дробь.

Поверхность монтажного стыка сразу же после очистки должна быть проинспектирована, и все обнаруженные дефекты удалены путем шлифовки.

7.5.3. Максимальный промежуток времени между началом окончательной струйной очистки и завершением нанесения покрытия указан в таблице 16.

Таблица 16

Максимальные промежутки времени

Относительная влажность, %	Максимальный промежуток времени
1	2
более 80	2 часа
от 70 до 80	3 часа
менее 70	4 часа

7.6 Удаление дефектов со стальной поверхности

7.6.1. Дефекты поверхности в форме расслоений или любых других повреждений, которые препятствуют достижению уровня очистки поверхности, равному Sa 2½, должны быть удалены с помощью струйной шлифовки.

7.6.2. Шлифовка поверхности не должна уменьшать толщину стенки трубы ниже разрешенных допусков, в соответствии с проектом.

7.6.3. Если дефекты были обнаружены после струйной очистки и их можно удалить только путем дополнительной шлифовки, тогда поверхность монтажного стыка должна быть защищена заново при районе дефекта более 5 см².

7.7. Нанесение покрытия на монтажные стыки

7.7.1. На монтажный стык должно быть нанесено антикоррозионное покрытие.

7.7.2. Для предотвращения образования конденсата на поверхности монтажного стыка необходим предварительный нагрев его поверхности.

7.7.3. Температурный диапазон должен быть установлен во время проведения предквалификационных испытаний.

7.7.4. Материал заполнения и изоляции монтажного стыка, с нанесённым антикоррозионным покрытием определяется Проектом.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 8. Технические требования на отводы,
изготавливаемые методом холодного гнутья**

Настоящие технические требования распространяются на гнутые отводы и кривые вставки, предназначенные для выполнения поворотов в вертикальной или горизонтальной плоскости линейной части подводного перехода через Байдарацкую губу системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта», изготавливаемые на трубогибочном оборудовании способом поперечной гибки труб в холодном состоянии.

8.1. Основные требования

8.1.1. Отводы должны изготавливаться по типу 1 из одной трубы в соответствии рис. 8.1.1.

8.1.2. Пример условного обозначения отводов типа 1 с углом гибки 6° , диаметром трубы 1219 мм, толщиной стенки 27 мм, из труб типа SAWL 450 I FD: 1 ГО. 6° . 1219. 27. SAWL 450 I FD.

8.1.3. Технические характеристики трубы, из которой изготавливаются отводы, приведены в таблице 17.

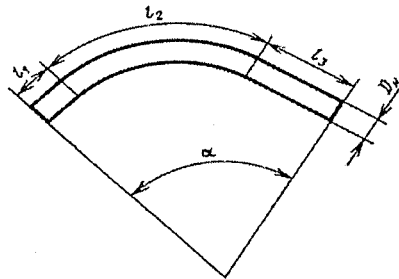


Рис. 8.1.1

Примечание:

D_n - наружный диаметр отвода;

α - угол гибки отвода;

l_1 и l_3 - прямые концы отвода $l_1=2400$ мм, $l_3 \geq 2500$ мм;

l_2 - гнутая часть отвода

Таблица 17

Характеристика трубы	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Наружный диаметр	мм	1219
Толщина стенки	мм	27
Тип трубы		SAWL 450 I FD
Предел прочности	МПа	450
Предел текучести	МПа	535
Заводское испытательное давление	МПа	17,2
Тип изоляции и толщина		трехслойное полиэтиленовое, 4 мм

8.1.4. При изготовлении отводов угол гибки должен приниматься кратным 3° . Допускается по согласованию изготовителя с потребителем при изготовлении отводов принимать угол гибки кратным 1° .

8.1.5. Диаметр отводов, радиус гибки и угол гибки отводов должны соответствовать указанным в таблице 18.

Таблица 18

Характеристика отвода

Характеристика отвода	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Наружный диаметр	мм	1219
Толщина стенки	мм	27
Радиус гибки	м	60
Угол гибки	град	3 или 6
Длина отвода	м	11,6
Отклонение от длины отвода	м	$\pm 0,2$
Заводское испытательное давление	МПа	15,3
Предельные отклонения толщины стенки	мм	± 1
Отклонения от величины угла гибки отвода		$\leq \pm 20'$
Отклонение продольного сварного шва отвода от нейтральной плоскости	мм	до 100
Минимальная температура окружающего воздуха при гибке отвода	$^\circ\text{C}$	-20
Максимально допустимая высота гофр на отводах	мм	10
Овальность поперечного сечения концов гнутых отводов	%	≤ 2
Овальность поперечного сечения изогнутой части отвода	%	$\leq 2,5$

8.1.6. Вставки из отводов должны изготавливаться вида А из отводов типа 1. Пример записи вставки вида А с углом 15° , состоящей из двух отводов с углом гибки по 6° и одного отвода с углом гибки 3° : $A 15^\circ = 6^\circ \times 2 + 3^\circ$.

Вставка вида из трех отводов приведена на рис. 8.1.2

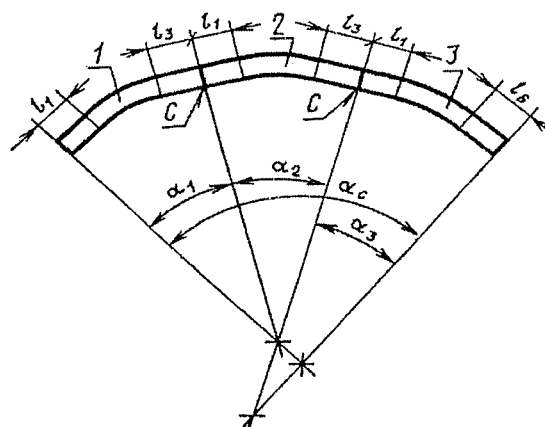


Рис. 8.1.2

Вставка из трех отводов

Примечание:

1, 2, 3 - отводы;

1₁, 1₃, 1₆ - прямые концы отводов;

С - поперечный сварной шов, соединяющий гнутые отводы; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - углы гибки отводов;

α_c - угол вставки.

8.1.7. При гибке прямошовной трубы продольный сварной шов должен располагаться в нейтральной плоскости, материал стенки в которой при гибке воспринимает минимальные нагрузки.

8.1.8. По показателям внешнего вида отводы должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации на прямые трубы, из которых изготавлиются эти отводы.

8.1.9. Вставки, заплаты и наварка металла в месте повреждения отвода запрещаются.

8.1.10. Отводы не должны иметь трещин, рванин, расслоений и закатов.

8.1.11. Торцы отводов должны иметь фаски под сварку в соответствии с техническими требованиями на трубы, из которых изготовлены эти отводы. Рекомендуемый тип разделки кромки труб приведен на рис.8.1.3.

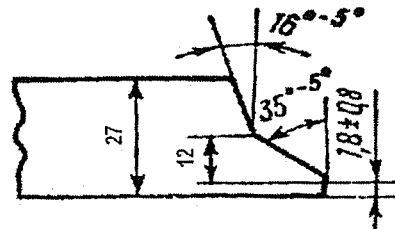


Рис. 8.1.3.
Разделка кромки труб

8.2. Комплектность

8.2.1. По соглашению изготовителя с потребителем отводы должны поставляться в соответствии с заказом потребителя на величину угла гибки и вида вставки по таблице 20.

8.3. Требования безопасности

8.3.1. При гибке отводов, монтаже, сварке и контроле качества работ должны выполняться требования техники безопасности, установленные СНиП III-42-80*.

8.3.2. Погрузочно-разгрузочные работы, укладку отводов в штабель, а также их транспортирование следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.009 и СНиП III-42-80*.

8.4. Правила приемки

8.4.1. Отводы должны быть приняты техническим контролем предприятия-изготовителя поштучно в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

8.4.2. Приемку каждого отвода проводят по показателям внешнего вида и допускам по длине, углу гибки, высоте гофр, овальности прямых концов и гнутой части, а также по минимальному радиусу гибки.

8.4.3. Данные предприятия-изготовителя о химическом составе и механических характеристиках стали труб, а также эквивалент по углероду и величине гарантируемого гидравлического давления труб заносят в документ о качестве отводов.

8.4.4. При получении неудовлетворительных результатов проверки хотя бы по одному из показателей изделие бракуют.

8.4.5. Потребитель имеет право проводить контрольную проверку соответствия отвода требованиям настоящего стандарта, применяя при этом указанные ниже методы испытаний.

8.5. Методы контроля

8.5.1. Для контроля линейных размеров отводов следует применять рулетку по ГОСТ 7502 и металлическую линейку по ГОСТ 427, а также штангенциркули, кронциркули и другие измерительные инструменты, изготавливаемые по стандартам на этот инструмент.

8.5.2. Длину отводов и отклонение продольного сварного шва от нейтральной плоскости отвода измеряют с погрешностью ± 50 мм, остальные размеры - с погрешностью ± 1 мм.

Длину отвода измеряют рулеткой вдоль наружной образующей.

8.5.3. Отклонение продольного сварного шва отвода от нейтральной плоскости измеряют металлической линейкой по перпендикуляру от продольной кромки гибочного ложементы станка до сварного шва.

8.5.4. Угол гибки отвода проверяют при помощи оптического квадранта по ТУ 3-3.179 или ведомственными измерительными приборами, изготовленными по чертежам, утвержденным в установленном порядке.

Допускается проверять угол гибки отвода по таблице 3 по трем инструментально измеряемым параметрам: длине хорды между концами отвода (L), высоте стрелки от хорды до внутренней образующей отвода (h) и углу между хордой и прямым участком трубы, со стороны которого была начата ее гибка (α_1).

Отклонения от размеров, приведенных в таблице 3, не должны превышать:

по длине хорды L ± 250 мм;

по высоте стрелки h 10 %;

по углу α_1 $\pm 20'$.

Параметры отвода для определения угла гибки представлены на рис.8.5.1.

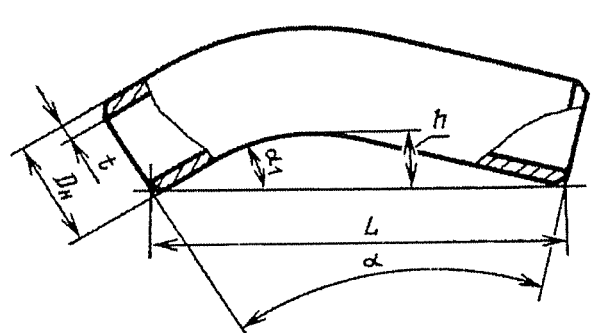


Рис. 8.5.1

Параметры отвода для определения угла гибки

Примечание:

t - толщина стенки отвода (принимается по толщине стенки трубы);

D_n - диаметр отвода (принимается по наружному диаметру трубы);

α - угол гибки отвода;

α_1 - угол между хордой и прямым участком трубы со стороны которого была начата ее гибка;

L - длина хорды между концами отвода;
h - высота стрелки (максимальная) от хорды до внутренней образующей отвода.

Таблица 19

Параметры отвода

Угол гибки отвода α, град	Длина хорды L, мм	Высота стрелки h, мм	Угол α1, град
1	2	3	4
1°	11589	38	0°43'
2°	11577	80	1°21'
3°	11565	121	1°53'
4°	11552	160	2°20'
5°	11539	193	2°42'
6°	11525	220	2°58'

8.5.5. Минимально допустимый радиус гибки отвода проверяется по максимальной высоте стрелки от хорды длиной 2000 мм на любом изогнутом участке по внутренней образующей отвода рис 8.5.2. Максимальная высота стрелки должна быть равна 9 мм.

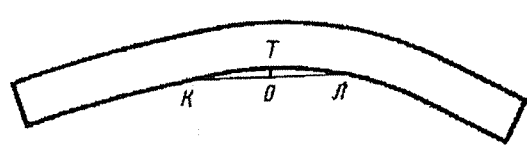


Рис 8.5.2

Примечание:

KL - хорда длиной 2000 мм по внутренней образующей отвода;

OT - максимальная высота стрелки от хорды длиной 2000 мм до внутренней образующей отвода.

8.5.6. Все сварные поперечные стыки отводов проверяют визуально и неразрушающими физическими методами контроля по ГОСТ 18353.

8.5.7. Величину овальности Θ прямых концов и гнутой части отводов вычисляют по формуле

$$\Theta = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{d_n} \cdot 100$$

где D_{\max} - максимальный диаметр, мм;

D_{\min} - минимальный диаметр, мм;

d_n - номинальный диаметр, мм.

8.5.8. Овальность прямых концов отводов проверяют на расстоянии не более 250 мм от торцов изделия по максимальной разности двух взаимно перпендикулярных максимального и минимального диаметров.

8.5.9. Овальность гнутой части измеряют на участках первого и второго гибов, в середине отвода и на участке последнего гiba.

Шаг замера овальности гнутой части отводов должен быть не более чем 1,5 м.

8.5.10. Для измерения максимального и минимального диаметров отводов применяют металлическую линейку, а гнутой части - ведомственный измерительный инструмент, изготовленный по чертежам, утвержденным в установленном порядке.

8.5.11. Высоту гофр измеряют с помощью штангенциркуля и металлической линейки длиной не более 0,3 наружного диаметра трубы, устанавливаемой на ребро по вершинам гофр или одиночной гофры параллельно оси отвода, и определяют по величине наибольшего зазора между отводом и нижней образующей линейки.

Технические условия

8.5.12. Внешний вид отводов и труб проверяют визуально.

8.6. Маркировка, транспортирование и хранение

8.6.1. На каждом отводе на расстоянии не более 200 мм от торца прямого конца трубы, со стороны которого была начата гибка, наносят светлой краской маркировку, которая должна содержать следующие данные:

- тип отвода;
- угол гибки;
- диаметр;
- толщину стенки;
- марку стали;
- порядковый номер отвода;
- штамп ОТК.

8.6.2. Транспортирование отводов проводят любым видом транспорта. При транспортировании, погрузке и выгрузке отводов должны быть приняты меры, обеспечивающие их сохранность от механических повреждений.

При перевозке по железной дороге отводы грузят на открытые платформы или в полувагоны раздельно по диаметрам.

Перевозка гнутых отводов должна проводиться в соответствии с условиями перевозок на железнодорожном транспорте, утвержденными в установленном порядке.

8.6.3. По согласованию изготовителя с потребителем отводы могут быть законсервированы или покрыты противокоррозионным покрытием.

Вид консервации или изоляции оговаривают в заказе и отмечают в сопроводительной документации.

8.6.4. Изготовленные отводы должны быть рассортированы по величине угла гибки, диаметрам, толщинам стенки и маркам стали и храниться не более чем в два ряда горизонтально относительно поверхности земли.

8.6.5. Срок хранения отводов не должен превышать одного года. По истечении этого срока отводы проверяют на соответствие требованиям настоящего стандарта.

8.6.6. Предприятие-изготовитель гарантирует заказчику качество и основные размеры отводов, установленные настоящим стандартом, при условии соблюдения требований к погрузке, разгрузке, транспортированию и хранению.

8.6.7. Каждый отвод, отгружаемый с предприятия-изготовителя, должен сопровождаться документом, удостоверяющим его качество и содержащим следующие данные:

- наименование организации, в систему которой входит предприятие-изготовитель отводов;
- наименование предприятия-изготовителя отводов;
- наименование заказчика;
- условное обозначение отвода;
- порядковый номер каждого отвода по журналу гибочных работ;
- химический состав металла отвода;
- механические свойства металла отвода;
- эквивалент по углероду металла отвода;
- величина гарантируемого гидравлического давления отвода;
- обозначение стандарта или технических условий на трубу, из которой изготовлен отвод.

8.7. Указания по монтажу

8.7.1. Вставки с углом поворота от 3° до 90° должны монтироваться из оптимального числа отводов в соответствии с таблицей 21.

8.7.2. Обрезка прямых концов отводов при монтаже вставок не допускается.

8.7.3. Монтаж вставки из двух и более отводов выполняют путем последовательного набора их по направлению движения продукта по трубопроводу, начиная с отводов с большими углами изгиба. Каждый последующий отвод приваривают к предыдущему маркированным прямым концом, а первый отвод - к трубопроводу.

8.7.4. Угол вставки должен соответствовать сумме углов гибки отводов, составляющих вставку, и проектному углу поворота магистрального трубопровода.

8.7.5. Вставки с углом поворота от 3° до 90° должны монтироваться из оптимального числа отводов. Оптимальное число отводов, изготавливаемых с углами гибки 3 и 6 град приведено в таблице 20.

8.7.6. Обрезка прямых концов отводов при монтаже вставок не допускается.

8.7.7. Угол вставки должен соответствовать сумме углов гибки отводов, составляющих вставку, и проектному углу поворота магистрального трубопровода.

8.7.8. Вставки из отводов с углом гибки, кратным 3°, для трубопровода диаметром 1220мм приведены в таблице 20. Для вставок с углом, кратным 1°, число отводов должно быть таким же, как и для вставок с углом, кратным 3°.

Таблица 20

Оптимальное число отводов

Угол вставки, град.	Состав отводов типа 1 для вставки вида А	Число отводов в вставке, шт	Длина вставки, м
1	2	3	4
3°	3°	1	11,6
6°	6°		
9°	6° + 3°	2	23,2
12°	6° × 2		
15°	6° × 2 + 3°	3	34,8
18°	6° × 3		
21°	6° × 3 + 3°	4	46,4
24°	6° × 4		
27°	6° × 4 + 3°	5	58
30°	6° × 5		
33°	6° × 5 + 3°	6	69,6
36°	6° × 6		
39°	6° × 6 + 3°	7	81,2
42°	6° × 7		
45°	6° × 7 + 3°	8	92,8
48°	6° × 8		
51°	6° × 8 + 3°	9	104,4
54°	6° × 9		
57°	6° × 9 + 3°	10	116
60°	6° × 10		
63°	6° × 10 + 3°	11	127,6
66°	6° × 11		
69°	6° × 11 + 3°	12	139,2
72°	6° × 12		
75°	6° × 12 + 3°	13	150,8
78°	6° × 13		

Угол вставки, град.	Состав отводов типа 1 для вставки вида А	Число отводов в вставке, шт	Длина вставки, м
1	2	3	4
81°	$6^\circ \times 13 + 3^\circ$	14	162,4
84°	$6^\circ \times 14$		
87°	$6^\circ \times 14 + 3^\circ$	15	174
90°	$6^\circ \times 15$		

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. Сравнительные показатели пересечения береговой линии Ямальского и Уральского участков

Таблица 21

Сравнительные показатели методов пересечений береговых линий Ямальского и Уральского участков

№ п/п	Метод	Микротоннелирование (необслуживаемый тоннель)		Наклонно-направленное бурение (ННБ)			Открытый способ		
		Щитовой	Замораживание грунта	Не обсаженный ствол	Бурение с последующим обсаживанием ствола	Бурение с одновременным обсаживанием ствола	В железобетонном коробе с инертным заполнением	В траншее при помощи кривых вставок	В траншее методом упругого изгиба
	Показатели								
1	Размеры сечения выработки, м	1,6	1,5	1,6	1,6	1,5	По грунту	По грунту	По грунту
2	Глубина заложения (перепады высот предварительно), м	10-15	10-15	10-15	10-15	10-15	5-8	5-8	5-8
3	Минимальный угол входа, град.	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	По профилю	По профилю	По профилю
4	Характеристика трассы	Прямая	Прямая	По радиусу кривизны R=1200Дн обсадной колонны	По радиусу кривизны R=1200Дн обсадной колонны	По радиусу кривизны R=1200Дн обсадной колонны	Углом наклона 5-6 град	По расчету	R=2500 м
5.	Показатели буримости пород для мерзлых грунтов	III _д	III _д	III _д	III _д	III _д	III _д	III _д	III _д
6	Показатели буримости по Протодьяконову	V-VI	V-VI	V-VI	V-VI	V-VI	V-VI	V-VI	V-VI
7	Тип обсаживания	Щит 50-60 мм	-	1420x12	1420x12	1420x12	Ах2400х800	3 град. Кривые вставки	По профилю
8	Оборудование	МТПК-г МТПК-п МТПК-ш	МТПК-г МТПК-п МТПК-ш	КПГ с телеметрией типа СТО-185	КПГ с телеметрией типа СТО-185	КПГ с телеметрией типа СТО-185	Техника трассы	Техника трассы	Техника трассы
9	Фирма-изготовитель	«Ноэль», Германия «Зольтау» «Херренкнехт»	«Ноэль», Германия «Зольтау» «Херренкнехт»	Наличие у подрядчика	Наличие у подрядчика	Наличие у подрядчика	Наличие у подрядчика	Наличие у подрядчика	Наличие у подрядчика
10	Способ выхода в акваторию	Тупиковый	Тупиковый	Тупиковый	Тупиковый	Тупиковый	Открытый	Открытый	Открытый
11	Способ прокладки газопровода	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком	с ТУС обратным блоком
12	Скорость проходки в базовом варианте для пород IV категории, м/час	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	По результатам пробного копания экскаватором	По результатам пробного копания экскаватором	По результатам пробного копания экскаватором
13	Угол трения для	6	6	6	6	6	6	6	6

№ п/п	Метод	Микротоннелирование (необслуживаемый тоннель)		Наклонно-направленное бурение (ННБ)			Открытый способ		
		Щитовой	Замораживание грунта	Не обсаженный ствол	Бурение с последующим обсаживанием ствола	Бурение с одновременным обсаживанием ствола	В железобетонном коробе с инертным заполнением	В траншее при помощи кривых вставок	В траншее методом упругого изгиба
	Показатели								
	пылевидных песков (градус) при пористости 0,31								
14	Коэффициент уменьшения скорости проходки, K_c	0,45	0,42	0,37	0,35	0,41	Не определен	Не определен	Не определен
15	Длина участка, м	Не ограничена	Не ограничена	Не более 600	700-800	700-800	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений
16.	Вероятность осложнений при реализации	высокая	высокая	высокая	высокая	высокая	низкая	низкая	низкая
16.1	Технологические	Высокая вероятность теплового воздействия на окружающую среду	Необходимо применение спец. оборудования для обеспечения устойчивости стенок	Низкая устойчивость стенок скважины во времени	Низкая устойчивость стенок скважины	Высокая вероятность теплового воздействия на окружающую среду	Необходимость применения комплектных ж/б изделий, вероятность повреждения при эксплуат.	Необходима защита от ледовых образ.	Необходима защита от ледовых образ.
16.2	Технические	Необходимость строительства герметизирующих сооружений на устье, необходимость строительства приемного кессона	Необходимость строительства герметизирующих сооружений на устье, необходимость строительства приемного кессона	Необходима герметизация устья	Необходима герметизация устья	Необходима герметизация устья	Увеличенная глубина заглубления	Увеличенная глубина заглубления	Увеличенная глубина заглубления
16.3	Экономические (эксплуатационные затраты на содержание)	высокая	высокая	низкая	низкая	низкая	низкая	низкая	низкая
16.4	Мобилизационные	Необходима переброска оборудован. и организация строительного участка	Необходима переброска оборудован. и организация строительного участка	Необходима переброска оборудован. и организация строительного участка	Необходима переброска оборудован. и организация строительного участка	Необходима переброска оборудован. и организация строительного участка	Используются механизмы генподрядчика	Используются механизмы генподрядчика	Используются механизмами генподрядчика
16.5	По анализу рисков	Высокая вероятность повреждения при производстве	Высокая вероятность повреждения при производстве	Высокая вероятность повреждения при производстве	Высокая вероятность повреждения при производстве работ	Высокая вероятность повреждения при производстве работ Вероятно обнажение	Вероятность обнажения и повреждения снижается	Вероятность обнажения и повреждения снижается	Вероятность обнажения и повреждения снижается

№ п/п	Метод	Микротоннелирование (необслуживаемый тоннель)		Наклонно-направленное бурение (ННБ)			Открытый способ		
		Щитовой	Замораживание грунта	Не обсаженный ствол	Бурение с последующим обсаживанием ствола	Бурение с одновременным обсаживанием ствола	В железобетонн ом коробе с инертным заполнением	В траншее при помощи кривых вставок	В траншее методом упругого изгиба
Показатели									
		работ. Вероятно обнажение в течении срока эксплуат.	Работ. Вероятно обнажение в течении срока эксплуат.	работ. Вероятно обнажение в течении срока эксплуат.	Вероятно обнажение в течении срока эксплуат.	в течении срока эксплуат.	глубиной заглубления	глубиной заглубления	глубиной заглубления
16.6	Наличие инженерно – геологических изысканий	Необходима до съемка в шахматном порядке с интервалом 50 м вдоль трассы с глубиной скважин до 29-30 м	Необходима до съемка в шахматном порядке с интервалом 50 м вдоль трассы с глубиной скважин до 29-30 м	Необходима до съемка в шахматном порядке с интервалом 50 м вдоль трассы с глубиной скважин до 29-30 м	Необходима до съемка в шахматном порядке с интервалом 50 м вдоль трассы с глубиной скважин до 29-30 м	Необходима до съемка в шахматном порядке с интервалом 50 м вдоль трассы с глубиной скважин до 29-30 м	100% охват изысканиями	100% охват изысканиями	100% охват изысканиями
16.7	Наличие вероятных геологических осложнений	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену	Высокая вероятность попадания в морену
16.8	Экологические	Необходимость применения быстрохватв. растворов на реагентной основе	Вероятность загрязнения при водопроявлен.	Необходимость применения и утилизации буровых растворов	Необходимость применения и утилизации буровых растворов	Необходимость применения и утилизации буровых растворов	Загрязнения как при обычном строительстве	Загрязнения как при обычном строительстве	Загрязнения как при обычном строительстве
16.9	Экономические (стоимостные)	Высокая	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	Низкая	Низкая	Низкая
17	Результатирующая оценка метода	Не удовлетворитель но	Не удовлетворительно	Не удовлетворительно	Не удовлетворительно	Не удовлетворительно	Удовлетворитель но	Удовлетворитель но	Хорошая

Приложение И

Учет объемов сравленного газа ООО «Газпром трансгаз Ухта» (обосновывающие материалы)

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Саратовский филиал

ул. им. Сакко и Ванцетти, д. 4, г. Саратов,
Саратовская область, Российская Федерация, 410012
тел.: +7 (8452) 74-33-23, факс: +7 (8452) 74-30-17

e-mail: saratov@gazpromproject.ru

ОКПО 26895632, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 784201001

22 MAR 2021

№

ДУ/ГК-4127

на № _____

от _____

Заместителю директора по
подготовке производства
филиала ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»

В.В. Небабину

e-mail: office@invest.gazprom.ru

О запросе информации

Уважаемый Владимир Викторович!

В рамках формирования проектно – сметной документации по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» просим Вас предоставить информацию по объему и стоимости газа, необходимого к стравливанию, для проведения капитального ремонта в первый и второй год.

Заместитель главного инженера



Г.А. Корж

Т.В. Черненко
Начальник ОСПОСМО ЦМП
+7 (8452) 74-30-00 * 4914





Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром инвест»
(ООО «Газпром инвест»)
Филиал «Газпром ремонт»

Заместителю главного инженера
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»

М.В. Кинжигалиеву

ул. Киевская, д. 5, корп. 5,
Санкт-Петербург, Российская Федерация, 196084
тел.: +7 (812) 455-04-40
факс: +7 (812) 455-04-44

e-mail: office.remont@invest.gazprom.ru, www.invest.gazprom.ru
ОКПО 82129203, ОГРН 1077847507759, ИНН 7810483334, КПП 781043001

27.04.2021 № 2410213/021-6562-PPH

на № _____ от _____

О предоставлении информации

Уважаемый Марат Владимирович!

В ответ на обращение Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» от 22.03.2021 № 04/ГК-4127 для формирования проектно-сметной документации по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка) Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт» направляет в Ваш адрес информацию, представленную ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Информация производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Ухта» представлена в письме УОВОФ ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 08.04.2021 № 04-3252.

Приложение: письмо УОВОФ ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 08.04.2021 № 04-3252 с приложением на 2 л.

Заместитель директора
по подготовке производства

В.В. Небабин





Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром трансгаз Ухта»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

**Управление
организации восстановления
основных фондов**

Главпочтамт, а/я 98, г. Ухта, Республика Коми,
Российская Федерация, 169300
тел.: +7 (8216) 77-39-65, Факс: +7(8216) 77-37-22
e-mail: uks@spp.gazprom.ru
ОКПО 04839900, ОГРН 1021100731190, ИНН 1102024468, КПП 110202007

08 АПР 2021 № 04-3252
на № 24/013/021-4472-ГРМ от 29.03.2021

**Заместителю директора
по подготовке производства филиала
ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»**

В.В. Небабину

**Заместителю главного инженера
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»**

М.В. Кинжигалиеву

О направлении информации

Уважаемый Владимир Викторович!

В ответ на Ваш запрос направляем информацию производственно-диспетчерской службы по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (приложение).

Приложение: письмо от 07.04.2021 № 55-406 на 1 л.

Главный инженер

Е.В. Брейтенбюхер

Е.С. Силуянова
(8216) 77-38-99

Производственно-диспетчерская
служба

Главному инженеру УОВОФ

Е.В. Брейтенбюхеру

от 07.04.2021 № 55-406

Об объемах газа

Уважаемый Евгений Викторович!

В ответ на обращение от 01.04.2021 № 04-2958 сообщаем, что указанный объект капитального ремонта передается подрядной организации в отключенном состоянии, а объем стравленного газа учитывается в собственных технологических нуждах ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В связи с изложенным считаем, что включение стоимости стравливаемого газа в проектно-сметную документацию не требуется.

Главный диспетчер-начальник ПДС



И.А. Каплин

Приложение К

**Техническая справка №50-2.1-ПВО ПП-МГ «Б-У II» Байдарацкая
Губа (РН)-2021 оценка технического состояния ПП СМГ
«Бованенково-Ухта II» (2 нитка) через залив Байдарацкая Губа
(резервная нитка) Ду 1220 км 123,300-194,800
Воркутинского ЛПУМГ**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника центра

Д.А. Смирнов

«02» _____ 2021г.

Техническая справка № 50-2.1-ПВО ПП-МГ «Б-У II» Байдарацкая Губа (РН)-2021
оценки технического состояния ПП СМГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка)
через залив Байдарацкая Губа (резервная нитка) Ду 1220 км 123,300-194,800
Воркутинского ЛПУМГ

1 Нормативное обеспечение

- 1.1 Р Газпром 2-3.7-936-2015 «Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов»;
- 1.2 СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 «Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования»;
- 1.3 СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Морской стандарт DNV-OS-F101. Подводные трубопроводные системы.
- 1.4 СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции»;
- 1.5 СП 36.13330.2012 Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (утв. Приказом Госстроя от 25.12.2012 N 108/ГС).

2 Сведения о рассмотренных документах

- 2.1 «Технический отчет по результатам выполнения приборно-водолазного обследования ПП СМГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка) через залив Байдарацкая Губа (резервная нитка) Ду 1220 ООО «Подводгазэнергосервис» 2019 г».
- 2.2 Отчёт внутритрубного обследования МГ «Бованенково-Ухта II» Ду 1220, км 123,000-194,800 «п/п через Байдарацкая Губа (4 нитка)» ООО «НПЦ ВТД», 2016 год.
- 2.3 Технический акт №6 от 30 марта 2017 года на устранение дефектов, повреждений на МГ «Бованенково-Ухта II», (резервная нитка подводного перехода через з. Байдарацкая губа) км 123-194,8.

3 Оценка технического состояния и определение периодичности проведения диагностического обследования

3.1 Бальная оценка критериев технического состояния Объекта ремонта в соответствии с [1.1], представлена в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Критерии технического состояния		Категория технического состояния (состояние / уровень)	Балл
	Наименование	Значение		
1	2	3	4	5
<i>Техническое состояние, определяемое по результатам приборно-водолазного обследования</i>				
1	Положение ПП МГ в русловой и береговой частях	Обнаружено 11 оголённых участков с общей протяженностью 1247 м	Неисправное (работоспособное) / II уровень	1,5

2	Состояние изоляционного покрытия	Исправное	Исправное	0
3	Состояние средств балластировки	Исправное	Исправное	0
4	Состояние средств укрепления дна	Средств укреплений дна на ПП не предусмотрено	Исправное	0
5	Состояние средств укрепления берегов	Средства укрепления берегов в удовлетворительном состоянии	Исправное	0
6	Посторонние предметы в зоне технического коридора	Не обнаружены (топляки, предметы искусственного происхождения и пр.)	Исправное	0
7	Количество и состояние постоянных геодезических пунктов (реперов)	Постоянная опорно-плановая и высотная топографическая основа присутствует ²	Исправное	0
8	Информационные знаки и знаки судовой обстановки	Соответствуют нормам	Исправное	0
<i>Техническое состояние, определяемое по результатам мониторинга руслового процесса</i>				
9	Значение защитного слоя над верхом конструкции трубопровода	-	-	-
10	Вариация защитного слоя при грядовом характере дна	-	-	-
11	Повышение высотных отметок верха трубопровода	-	-	-
12	Изменение планового положения трубопровода	-	-	-
<i>Техническое состояние, определяемое по результатам ВТД</i>				
13	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных)	Не обнаружены	Исправное	0
14	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	Не обнаружены	Исправное	0
15	Вмятины	Не обнаружены	Исправное	0
16	Гофры	Не обнаружены	Исправное	0
17	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты продольного или сварного спирального шва	Дефект категории «В»- непровар/утяжина; 80 дефектов категории «С» - АКШ	Неисправное (работоспособное) / I уровень	1,5
18	Совокупность дефектов трубы или катушки	-	-	-
19	Совокупность дефектов двух и более труб или СДТ	-	-	-
Итого:			Неисправное (работоспособное) / II уровень	3,0

3.2 Сведения о внутритрубном техническом диагностировании.

Срок проведения следующего внутритрубного технического диагностирования назначен в соответствии с [1.2] по результатам [2.2].

Информация по полученному значению $R_{ВД}$ и времени до проведения следующего внутритрубного технического диагностирования участка МГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка, резервная) Ду 1200, км 123-194,8, в состав которого входит рассматриваемый Объект ремонта, представлена в таблице 2.

Таблица 2

Объект ВТД	Дн, мм	Год ввода участка в эксплуатацию	Год проведения ВТД	Показатель технического состояния межкамерного участка МГ ($R_{ВД}$)	Время до проведения следующего ВТД ($\Delta T_{ВД}$), лет
МГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка, резервная) км 123-194,8	1220	2014	2016	0,005	10

4 Сведения о выполненных ремонтах

Выполнен ремонт дефекта категории «В» в 2017 году методом установки сварной муфты [2.3].

Выводы

По результатам оценки технического состояния участка ПП МГ «Бованенково-Ухта II» (2 нитка) через залив Байдарацкая Губа (резервная нитка) Ду 1200, объект ремонта соответствует работоспособному состоянию «II уровня».

С целью устранения неисправностей, повышения эксплуатационной надежности и безопасной эксплуатации морского участка подводного перехода необходимо обеспечить выполнение мероприятий, представленных в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Мероприятия по Объекту ремонта	Год выполнения	Примечание
1.	Проведение приборно-водолазного обследования 1 класса [1]	ежегодно	
2.	Проведение ВТД участка км 123 – км 194,8	2026	
3.	Капитальный ремонт по восстановлению проектного положения и нормативной глубины залегания морского участка газопровода.	2023-2024	

Ведущий инженер СУТЦ



Т.В. Щербина

Зам. начальника СУТЦ



А.А. Данилов

Приложение Л

Уточнении срока выполнения капитального ремонта подводного перехода (обосновывающие материалы)

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром трансгаз Ухта»
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

набережная Газовиков, д. 10/1, г. Ухта, Республика Коми,
Российская Федерация, 169300
тел.: +7 (8216) 76-00-56, факс: +7 (8216) 74-69-66
e-mail: sgp@sgp.gazprom.ru

ОКПО 00159025, ОГРН 1021100731190, ИНН 1102024468, КПП 997250001

25 МАЙ 2021

№ 40309-7096

на № _____ от _____

Заместителю директора
по подготовке производства
филиала ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»

В.В. Небабину

по электронной почте (без досылки)

*Об уточнении срока
выполнения КР*

Уважаемый Владимир Викторович!

Согласно техническому заданию на разработку проектной документации для капитального ремонта объекта «Газопровод магистральный Бованенково – Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду 1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» срок выполнения капитального ремонта подлежит уточнению при проектировании.

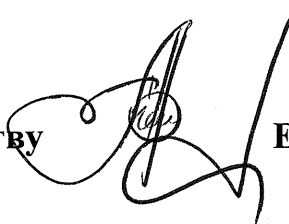
Программой капитального ремонта подводных переходов газопроводов ПАО «Газпром» на 2021-2023гг. РД 03-52 от 08.05.2020 (далее – Программа) в 2023 году предусмотрено выполнение первого этапа ремонта в объеме 2922 м (участки ПК 88+53.1 – ПК103+10.8, ПК 108+88.4 – ПК 123+53.8).

Второй этап ремонта в объеме 6285 м предложен к включению при актуализации Программы со сроком выполнения работ в 2024 году (участок ПК 193+36.1 – ПК 256+21.1).

Просим довести данную информацию до ООО «Газпром проектирование» для учёта при разработке проектной документации.

Приложение: по тексту на 2 л.

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству



Е.В. Брейтенбюхер



**Публичное акционерное общество
«Газпром»**
(ПАО «Газпром»)

**Руководителям дочерних обществ
(по списку рассылки)**


ул. Наметкина, д. 16, Москва, ГСП-7, 117997
тел.: (495) 719-30-01, факс: (495) 719-83-33, телекс: 411467 GAZ RU
e-mail: gazprom@gazprom.ru, www.gazprom.ru

ОКПО 00040778, ОГРН 1027700070518, ИНН 7736050003, КПП 997250001

12.05.2020 № 03/08/1-3506

на № _____ от _____

*О направлении Программы КР III
на 2021-2023 годы*


00 10776373811
№ 03/08/1-3506
от 12.05.2020 00:00

Уважаемые коллеги!

В целях актуализации Программ капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» в соответствии с методологией Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС сформирована и утверждена «Программа капитального ремонта подводных переходов газопроводов ПАО «Газпром» на 2021-2023 гг.» (РД 03-52 от 08.05.2020) (далее – Программа).

Программа сформирована на основании представленных дочерними обществами (письмо от 03.09.2019 № 03/08-9945) актуальных данных диагностических обследований и выполненных ремонтов подводных переходов и пересечений с водными преградами газопроводов ПАО «Газпром».

Стоимостные показатели Программы указаны справочно и определены дочерними обществами (письмо от 27.03.2020 № 03/08/1-2615) на основании утвержденной ПСД или соответствующего объекта-аналога.

Просим Вас организовать выполнение Программы в соответствии с указанной приоритетностью ремонта объектов и учетом доведенных лимитов финансирования по статье «Капитальный ремонт».

Формирование планов проектно-изыскательских работ по объектам капитального ремонта ЛЧ МГ будущих периодов необходимо обеспечить в строгом соответствии с доведенной Программой.

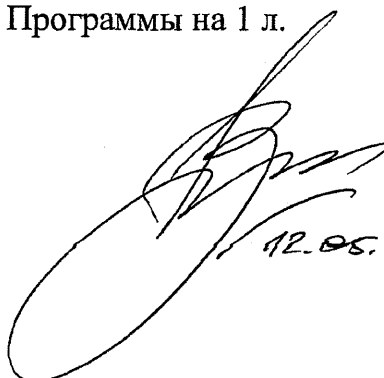
Перечень объектов Программы направлен на адрес электронной почты дочернего общества.

Приложение: Перечень объектов Программы на 1 л.

**Первый заместитель
начальника Департамента**

В.Г. Никитин

А.Ю. Попов
(700) 2-35-59


12.05.2020

**Перечень объектов Программы капитального ремонта подводных переходов газопроводов ПАО "Газпром" на 2021-2023 гг.
(РД 03-52 от 08.05.2020)**

№ п/п	Наименование дочернего общества	Наименование трубопровода	Статус нитки	Диаметр, мм	Инвентарный номер объекта	Наименование водной преграды	Км начала перехода	Км конца перехода	Краткое описание дефектности	Рекомендуемый метод ремонта *	Год проведения мероприятий	Ориентировочная стоимость работ, тыс. руб. (без НДС) **	Приоритет вывода в КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
84	Газпром трансгаз Ухта	МГ Горький-Череповец	резервная	530	437	р. Согожа	468,3	469,2	по ВТД выявлены недопустимые дефекты утонения стенки (коррозия) и АКШ; по данным ПВО недозаглубление газопровода	Замена участка подводного перехода	2021	58 066	0,796
85	Газпром трансгаз Ухта	Газопровод-отвод к г. Буй	основная	530	55184	р. Кострома	86,4	86,6	по ВТД выявлены недопустимые дефекты утонения стенки (коррозия); по данным ПВО оголение газопровода	Замена участка подводного перехода	2022	35 326	0,433
86	Газпром трансгаз Ухта	МГ Горький-Череповец	основная	530	437	р. Волга-1	403,0	404,0	по ВТД выявлены недопустимые деформационные дефекты	Замена участка подводного перехода	2022	86 102	0,401
87	Газпром трансгаз Ухта	МГ Грязовец-Торжок IV	основная	1020	431	р. Волга-2	1098,0	1099,7	по ВТД выявлены недопустимые дефект утонения стенки (коррозия) и АКШ; по данным ПВО недозаглубление газопровода	Замена участка подводного перехода	2023	236 208	0,122
88	Газпром трансгаз Ухта	МГ Ухта-Торжок I	основная	1020	403	р. Вычегда	299,7	300,6	по данным ПВО оголение газопровода	Восстановление нормативного заглубления	2023	48 070	0,115
89	Газпром трансгаз Ухта	МГ Бованенково-Ухта II	резервная	1220	458074	Байдарацкая Губа	123,3	194,8	по данным ПВО оголение газопровода	Восстановление нормативного заглубления (ПК91-ПК120)	2023	2 556 481	0,079

Примечания:

* - метод ремонта при его изменении по отношению к рекомендуемому должен быть согласован с Департаментом ПАО "Газпром" (В.А. Михаленко)

** - стоимость ремонтных работ указана справочно и будет уточнена по результатам экспертизы ПД

Приложение М

Изменение 1 к заданию на проектирование по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»»

Изменение 1**к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

по объекту:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).
Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт
по восстановлению проектного положения нитки морского участка
подводного перехода через з. Байдарацкая губа.
Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

ООО «Газпром трансгаз Ухта»

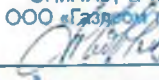
2022г.

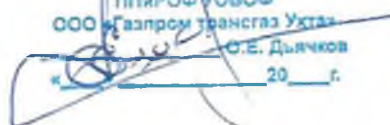


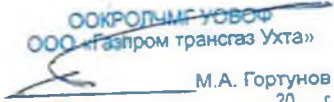
СОДЕРЖАНИЕ

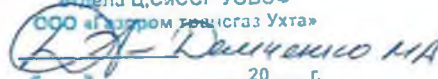
Наименование документа	Количество листов
Изменение №1 к заданию на проектирование (с листом согласования)	
Приложение 1: Изменения к техническим требованиям по объекту. (СЗ ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 05.05.2022 № 03-644).	1

Согласовано:

Начальник
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

А.А. Чеблукوف
20__ г.

Начальник отдела
ППИРОФ УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.Е. Дычков
20__ г.

ООКРОПМГ УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

М.А. Гортунов
20__ г.

Заместитель начальника
отдела Ц.СиССР УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.И. Далин
20__ г.

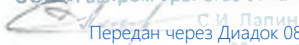
Главный инженер УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

А.Н. Максимов

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ по объекту:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарашскую губу (4-я нитка). Ду1200, нив. № 458074 – капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдаранская губа. Воркутинское ЛПУМГ (ОО) «Газпром трансгаз Ухта»

Согласование ОООС и Э
- СЗ от 06.05.2022 № 02-642

Заместитель начальника
ОПИПР, ТРИЭП УОВОФ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

С.И. Далин


Передан через Диадок 08.09.2022 14:11 GMT+03:00
759174e4-34d2-45c4-91dd-f77897092a72

Страница 18 из 56



СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству
ООО «Газпром трансгаз Ухта»


(подпись)
« 07 » 2022 г.

Е.В. Брейтенбюхер

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по подготовке производства
филиала ООО «Газпром инвест»
«Газпром ремонт»


(подпись)
« 07 » 2022 г.

В.В. Небабин

Изменение 1**К ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

по объекту:

Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка,
подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка).

Ду1200, инв. № 458074 – капитальный ремонт

по восстановлению проектного положения нитки морского участка
подводного перехода через з. Байдарацкая губа.

Воркутинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

№	Наименование пункта	Содержание пункта
1	2	3
1.	Основание для разработки проектной документации	«Протокол ПАО «Газпром» по вопросам корректировки проектной документации в части выполнения ремонтных работ в течение одного навигационного периода по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 - капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ» под руководством заместителя начальника Департамента 647 С.В. Буторова» от 12.04.2022 № 06/47/2-47.
2.	Исходные данные	1. Проектная документация на капитальный ремонт подводного перехода (шифр проекта 0441.051.001.П); 2. Технические требования для разработки проектной документации (Приложение № 1 к ЗП).
3.	Порядок разработки проектной документации	Выполнить корректировку разработанной проектной документации, согласно требованиям задания на проектирование и техническим требованиям (приложение). Получить положительное заключение Федерального агентства рыболовства на проектируемую деятельность. Организовать и провести общественные обсуждения раздела проектной документации «Оценка воздействия на окружающую среду», до получения положительной оценки, обеспечивающей предоставление проектной документации на государственное

		<p>пертизу.</p> <p>Выполнить согласование проектной документации в надзорных и контролирующих органах, согласно требованиям законодательства Российской Федерации и нормативных документов.</p> <p>Обеспечить сопровождение проектной документации до получения Заказчиком положительного заключения независимой экспертизы и государственной экологической экспертизы.</p> <p>Проектная документация должна быть выполнена согласно требованиям действующего, на момент корректировки, законодательства РФ и нормативным документам.</p>
4.	Требования к корректировке проектной документации	<p>1. Выполнить корректировку раздела «Проект организации капитального ремонта» (ПОКР) с учётом выполнения капитального ремонта Объекта в один навигационный период, согласно техническим требованиям.</p> <p>2. Выполнить корректировку раздела «Мероприятия по охране окружающей среды» включая «Оценку воздействия на окружающую среду», с учётом выполнения капитального ремонта Объекта в один навигационный период.</p> <p>3. Выполнить корректировку раздела «Смета на капитальный ремонт объекта» с учётом выполнения капитального ремонта Объекта в один навигационный период и актуализацией стоимости МТР, сметных расценок и стоимости ресурсов, определяемых на основании мониторинга.</p>
5.	Требования к разделу «Мероприятия по охране окружающей среды»	<p>Выполнить корректировку ранее разработанного раздела с учётом обеспечения выполнения ремонтных работ в один навигационный период, а также с актуализацией в соответствии с законодательством РФ, стандартами РФ, действующими нормативными документами Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России) и другими нормативными актами, стандартами ПАО «Газпром» регулирующими природоохранную деятельность на момент корректировки раздела.</p> <p>Разработку (корректировку) раздела выполнить с учётом требований Российского законодательства, предъявляемых к проектной документации подлежащей государственной экологической экспертизе, по составу и содержанию.</p> <p>Раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» должен соответствовать требованиям с Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», учитывая требования СТО Газпром 2-3.5-695-2013, Приказа Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации»,</p>



		<p>30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», разделу 5.3. Регламента РМ 20-003-2018 «Оформление прав пользования земельными участками и водными объектами при проведении ремонтных и диагностических работ», утвержденного приказом ООО «Газпром трансгаз Ухта» от 23.07.2018 № 1345.</p> <p>Разработать программу проведения ПЭК и М на период производства работ.</p> <p>указать сведения о наличии полигонов складирования (вывозе) излишков грунта, сведения об отсутствии/наличии в районе намечаемого ремонта объектов культурного наследия, особо охраняемых природных территорий, промысловых угодий, заповедников, заказников и т.п.</p> <p>Предусмотреть в обязанности подрядной организации выполнение требований природоохранного законодательства, в т.ч.: выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха и почвенного покрова; по сбору, использованию, размещению и обезвреживанию отходов; охране животного и растительного мира, оформление право пользования водными объектами согласно ст.11 Водного кодекса Российской Федерации.</p> <p>В проекте необходимо отразить, что Генеральный Подрядчик несет ответственность в соответствии с требованиями природоохранного законодательства и несёт ответственность в соответствии с требованиями природоохранного законодательства:</p> <p>а) осуществляет ПЭК и М в период КР.</p> <p>б) назначает лицо, ответственное за осуществление контроля за соблюдение требований природоохранного законодательства, за учет негативного воздействия на ОС (движение отходов, количество выбросов, сбросов и т.д.).</p> <p>в) Обеспечивает допуск к обращению с отходами специалистов, имеющих свидетельство (сертификат) на право обращения с опасными отходами.</p> <p>г) получает самостоятельно все необходимые разрешения и свидетельства на деятельность в области охраны окружающей среды, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух в период капитального ремонта; - лимиты на размещение отходов; - договор водопользования и/или решение о предоставлении водных объектов в пользование в соответствии с требованиями ст. 11 Водного кодекса РФ; - разрешения (договоры аренды) на право пользования земельными участками под временные площадки, не предусмотренные проектом; <p>д) самостоятельно осуществляет платежи за фактическое негативное воздействие на окружающую среду по месту производства работ;</p> <p>е) заключает самоберегающие соглашения с собственниками объектов недвижимости, расположенных на территории производственного объекта.</p>
--	--	--



		<p>чить привлеченные субподрядные организации) договоры на вывоз, утилизацию (использование или обезвреживание), размещение (захоронение) отходов с 1 по 4 класса опасности с лицензированными организациями, а также договоры на вывоз, утилизацию (использование или обезвреживание), размещение (захоронение) отходов 5 класса опасности с соответствующими организациями.</p> <p>ж) заключает самостоятельно (или обязывает заключить привлеченные субподрядные организации) договоры на прием промышленных и хозяйственно-бытовых стоков.</p> <p>Учитывая выполнение работ по КР в акватории водного объекта, раздел должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сведения о планируемых мерах по сохранению ВБР, включающие оценку воздействия планируемой деятельности на ВБР и среду их обитания, согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 29.04.2013 № 380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания»; - согласование уполномоченных органов Росрыболовства на проведение ремонтных работ; - программу проведения ПЭК и М по контролю за состоянием ВБР. <p>Провести идентификацию и оценку значимости экологических аспектов с составлением Общего перечня экологических аспектов в соответствии с пп.6.2.3 СТО Газпром 12-1-019-2015 "Охрана окружающей среды. Планирование. Порядок идентификации экологических аспектов", заполнив форму Б2 приложения Б. (СТО Газпром 12-1-019-2015 "Охрана окружающей среды. Планирование. Порядок идентификации экологических аспектов").</p> <p>Учесть наличие природоохранных ограничений, зон с особыми условиями использования территории (особо-охраняемые природные территории, водоохранные зоны, рыбоохранные зоны, санитарно-защитные зоны объектов, зоны санитарной охраны источников водоснабжения, наличие объектов культурного наследия и др.). В составе документации представить необходимые справки, согласования, заключения.</p> <p>Установить для объектов капитального строительства категорию объекта негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 № 1029.</p> <p>На период эксплуатации объекта (I, II, III категории), оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, разработать необходимые расчетные и обосновывающие материалы в соответствии с ч. 3 ст. 31.1, ч. 4 ст. 31.2, ч.4 ст.22 Федерального закона от</p>
--	--	--



		<p>10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в редакции Федерального закона от 21.07.2014 № 219-ФЗ, вступивший в силу с 01.01.2019). На период строительства и эксплуатации (I, II категории) разработать нормативы образования отходов и лимиты на их размещение в соответствии с ч.2 ст.18 Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "Об отходах производства и потребления" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019).</p> <p>Проектная документация должна соответствовать требованиям законодательства и нормативной документации в области охраны окружающей среды действующей на момент разработки и периода ее согласования. При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных требований представить соответствующее обоснование в текстовой части раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».</p>
6.	Требования к разделу «Смета на капитальный ремонт объекта»	<p>Сметную документацию разрабатывать отдельно для участков газопровода расположенных в разных территориальных районах проведения работ (при наличии).</p> <p>Общие требования:</p> <p>Сметную документацию разработать в соответствии с документами – «Инструкция определения сметной стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» (письмо ПАО «Газпром» от 08.09.2015 № 03/36-3803 с изменениями и дополнениями в соответствии с письмами ПАО «Газпром» от 05.02.2019 № 03-176 и от 15.07.2019 06-954 до выхода новой редакции), «Порядок определения стоимости работ по диагностическому обследованию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту объектов ПАО «Газпром», утвержденный распоряжением ПАО «Газпром» № 397 от 21.12.2015 (письмо ПАО «Газпром» от 30.12.2015 № 03/38-4637) и письмом ПАО «Газпром» от 28.05.2020 № 06/45-1267 «О применении сметно-нормативной базы в редакции 2020 года» (до выхода новой редакции).</p> <p>На основании письма Департамента ПАО «Газпром» (Н.В. Ткаченко) от 07.07.2020 № 06/47-2383 сметную документацию к проектам (по основным и неосновным направлениям) необходимо оформлять в соответствии с «Инструкцией подготовки сметной документации для загрузки в ПК КРОСС при разработке проектной документации на капитальный ремонт объектов ПАО «Газпром».</p> <p>Сметную документацию разработать в программном комплексе «Гранд-смета» в последней актуальной версии и на основе действующей сметно-нормативной базы на момент составления СД.</p> <p>Объектные сметы выполнить на каждый участок производства работ</p>



емов по СВОР. Наименование ОС должно соответствовать разделу СВОР.

Объемы работ, указанные в сметной документации должны в полном объеме соответствовать объемам, указанным в сводной ведомости объемов работ.

Сводный сметный расчет разрабатывается в уровне цен по состоянию на 01 января года окончания проектирования (приложение 2 к Порядку) и должен включать лимитированные затраты и резерв средств на непредвиденные работы и затраты, издержки Заказчика.

В случае необходимости учета в сметной документации стоимости МТР по прайс-листам, транспортные и заготовительно-складские расходы, не учтенные в данных источниках, включить в сметную документацию по расчетным калькуляциям. Прайс-листы представить в обязательном порядке.

При определении стоимости материальных ресурсов (в том числе поставки Подрядчика) предпочтение следует отдавать минимальной цене на идентичные (однородные) МТР по результатам сбора и анализа общедоступной ценовой информации, с учетом принципов минимального удаления (например, от карьера, завода-изготовителя и т.д.).

Включить в сметную документацию:

- затраты на природоохранные мероприятия (определять расчетами на основании ПОКР и ООС, действующих норм и расценок применительно к условиям, действующим на соответствующих территориях и участках проведения работ с учетом действующих на момент разработки изменений и дополнений):

- затраты на компенсацию негативного воздействия на ОС;

- затраты на вывоз и размещение образовавшихся отходов (утилизацию на оплату услуг сторонних лицензированных организаций, принимающих отходы на дальнейшее использование, обезвреживание, размещение (захоронение) отходов);

- затраты на мероприятия по сохранению рыбных запасов, водных биоресурсов и среды их обитания предусмотреть в случае необходимости;

- затраты на проведение производственного экологического контроля (мониторинга) предусмотреть в случае необходимости;

- затраты на компенсацию убытков и упущенной выгоды правообладателям земельных участков;

- затраты на оплату используемых на период капитального ремонта земельных участков;

- затраты на получение согласований на производство работ от организаций (владельцев) инженерных сооружений.

При выполнении сметной документации предусмотреть округление значе



		<ul style="list-style-type: none"> - в локальных сметных расчетах – до целых рублей; - в объектных сметных расчетах и ССР – в тысячах рублей с округлением до трех знаков после запятой. <p>Сметная документация после устранения замечаний должна быть представлена как на бумажном носителе, так и в электронном виде на CD-диске в форматах ПК «Гранд-Смета», XML, Excel, Word, pdf.</p> <p>Дополнительные требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) Сметная документация на капитальный ремонт разрабатывается ресурсным методом в уровне цен по состоянию на 01 января года окончания проектирования; б) Сводный сметный расчет оформляется, и разрабатывается в соответствии с действующими нормативными документами РФ, стандартами и другими руководящими документами ПАО «Газпром»; в) Сводный сметный расчет должен быть согласован руководителем организации, и скреплен оригинальной печатью, в правом верхнем углу предусмотреть место для штампа «Утверждаю...»; г) Сметная документация должна содержать: <ul style="list-style-type: none"> - сводный сметный расчет; - локальные, объектные сметные расчеты, ресурсные ведомости (к каждой локальной смете) и другие расчеты; - укрупненную выборку ресурсов (с указанием стоимости ресурсов, накладных расходов, сметной прибыли и с выделением МТР централизованной поставки и важнейших видов МТР в отдельный раздел); - перечень разработанной сметной документации; - обосновывающие материалы; д) Наименование объекта в сметной документации должно соответствовать утвержденному заданию на проектирование объекта капитального ремонта. е) В сметную документацию в обязательном порядке должны быть включены пояснительная записка, содержание раздела «Сметная документация» и содержание томов. ж) Размер средств на оплату труда определяется на основании действующих документов на момент составления настоящего документа: <ul style="list-style-type: none"> - Рекомендаций по определению часовой заработной платы для рабочих и машинистов, занятых на строительстве объектов ПАО «Газпром» (РЧЗПсм); - Рекомендаций по определению часовой заработной платы для рабочих и специалистов, занятых на пусконаладочных работах (РЧЗПп). з) Определение стоимости машино-часа эксплуатации машин и механизмов в текущем уровне цен следует осуществлять: <ul style="list-style-type: none"> - согласно Сборнику сметной стоимости машино-часа строительных машин, механизмов и автотранспортных
--	--	--



		<p>средств, разработанному ООО «Газпром проектирование» в последней редакции сборника;</p> <ul style="list-style-type: none"> – на основании действующих Рекомендаций по определению сметной стоимости эксплуатации машин и механизмов, утвержденных ПАО «Газпром» (РЭМ). <p>i) Стоимость материальных ресурсов определяется:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отпускная стоимость МТР централизованной поставки, важнейших МТР, запасных частей и комплектующих – на основании запросов о ценах централизованного и комплексного поставщика; – материалов поставки подрядчика – по сборникам сметных цен на материалы, изделия и конструкции ООО «Газпром проектирование» в последней редакции сборника; – инертные материалы – на основании мониторинга цен 3-х поставщиков с учетом не превышения средне-региональных цен. <p>j) В составе сметной документации для объектов, расположенных в разных районах, сметы разработать отдельно для каждого района.</p> <p>к) Цены, отсутствующие в сборниках сметных цен на материалы, изделия и конструкции ООО «Газпром проектирование», определяются по минимальным показателям цен на идентичные (однородные) МТР:</p> <ul style="list-style-type: none"> – по ценам, сложившимся в регионе проведения работ, на основании региональных данных; – на основании мониторинга цен. <p>Требования к разработке локальных, объектных сметных расчетов и перечню разработанной документации.</p> <p>l) Локальные сметные расчеты составляются на основании проектной документации с использованием действующих государственных элементных сметных норм (ГЭСН), отраслевых сметных норм по видам работ с добавлением граф по трудозатратам механизаторов «на единицу/всего».</p> <p>m) Нормативы накладных расходов определяются в соответствии с «Методикой по разработке и применению нормативов накладных расходов при определении сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, утвержденной приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.12.2020 №812/пр с изменениями и дополнениями.</p> <p>Нормативы сметной прибыли определяются в соответствии с «Методикой по разработке и применению нормативов сметной прибыли при определении сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, утвержденной приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.12.2020 №812/пр с изменениями и дополнениями».</p>
--	--	--



		<p>ской Федерации от 11.12.2020 №774/пр.</p> <p>п) В сметной документации приводится расшифровка всех применяемых коэффициентов, индексов по позициям и по итогам локальных сметных расчетов, расшифровка накладных расходов и сметной прибыли по каждому разделу и в конце сметного расчета.</p> <p>о) Материалы централизованной поставки выделяются в отдельный раздел в составе локальных сметных расчетов или в отдельные локальные сметные расчеты.</p> <p>р) Локальная ресурсная ведомость должна содержать расшифровку затрат труда согласно ГЭСН на оплату труда рабочих поразрядно, эксплуатацию машин и механизмов, материалы, конструкции и изделия и полностью корреспондироваться с локальным сметным расчетом.</p> <p>q) В обязательном порядке один комплект сметной документации должен содержать на уровне локальных сметных расчетов полную расшифровку ресурсов по каждой позиции.</p> <p>г) В объектных сметных расчетах в обязательном порядке построено и в итоге приводятся показатели единичной стоимости на единицу измерения (шт., га, м3, м2, км и т.п.).</p> <p>с) Перечень разработанной документации должен содержать всю разработанную сметную документацию с выделением аннулированных смет и указанием № локального сметного расчета, № книги (тома), шифра чертежа, стоимость всего в тыс. руб.</p> <p>т) При составлении сметной документации на капитальный ремонт необходимо руководствоваться Порядком определения стоимости работ по ДТОиР объектов ПАО «Газпром», утвержденным распоряжением ПАО «Газпром» № 397 от 21.12.2015 (до выхода новой редакции) и Инструкцией определения сметной стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ПАО «Газпром» утвержденной 04.08.2015 (с изменениями и дополнениями в соответствии с письмами ПАО «Газпром» от 05.02.2019 № 03-176 и от 15.07.2019 06-954 до выхода новой редакции).</p> <p>и) В сводном сметном расчете предусмотреть затраты на вывоз, размещение, утилизацию отходов, образующихся в период капремонта (договоры на размещение отходов в период капремонта заключает Подрядная организация, осуществляющая СМР на объекте капремонта), а также предусмотреть затраты на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат в период капремонта, обязанность по внесению которых возлагается на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте капремонта.</p> <p>v) Предусмотреть затраты подрядной организации, осуществляющей СМР на объекте капремонта на обустройство мест временного накопления отходов в период капремонта, МО</p>
--	--	--



		<p>в) Предусмотреть в сводном сметном расчете затраты на выполнение организацией, ведущей строительно-монтажные работы на объекте, исполнительной геодезической съемки.</p> <p>х) Предусмотреть в сводном сметном расчете затраты на восстановление водных биологических ресурсов (при их наличии).</p> <p>Разработать в составе проектной документации Паспорт проекта по утвержденной ПАО «Газпром» форме и аналитическую записку с обоснованием объективных причин отклонения показателей объема и стоимости ремонта от Прейскуранта. Паспорт проекта необходимо представлять в составе ПД, как приложение к разделу «Пояснительная записка» (п.3 Письмо ПАО «Газпром» от 16.07.2014 №03/13-1718 «О мероприятиях по оптимизации стоимости ремонта ЛЧМГ», форма паспорта проекта согласно письму ПАО «Газпром» 15.08.2016 №03/38-2672).</p> <p>Предусмотреть в проектной документации технологию строительства обеспечивающую минимизацию времени между проведением укладки газопровода в траншею и его засыпкой при проведении ремонтных работ по восстановлению его проектного положения.</p>
7.	Затраты на страхование	<p>Предусмотреть в сводном сметном расчете лимит средств на покрытие затрат по страхованию (в том числе строительно-монтажных рисков) в размере 0,9 % от итога по главам 1-8 (Письмо ОАО "Газпром" от 17.06.2015 №07/30-1008). Затраты на страхование строительно-монтажных рисков устанавливаются в соответствии с протоколом заседания комиссии ПАО «Газпром» по подведению итогов открытого запроса предложений на услуги страхования для Компаний Группы Газпром, действующим на момент заключения договора подряда.</p>
8.	Подрядная организация по капитальному ремонту (потенциальный исполнитель выполнения работ)	ООО «Онего Шиппинг» (определяется филиалом ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»)
9.	Срок выполнения работы	Согласно календарному плану к договору
10.	Срок действия задания	В течение срока проектирования согласно договору на проектирование. Изменения и дополнения к заданию утверждаются Заказчиком.
11.	Порядок сдачи работы	<p>Генпроектировщик представляет Заказчику проектную документацию в 4-х экземплярах и одном (1) экземпляре сметную документацию на бумажных носителях, и в 4-х экземплярах комплекты ПД на электронных носителях (два бумажных носителя сброшюрованные, в остальных – чертежи отдельными листами разместить в папках с завязками помеченных этикетками с шифром вложенного документа). Чертежи выполнить на стандартных форматах А4, А0, текстовые документы на формате А4.</p>



		<p>Все согласования, полученные от сторонних организаций, в оригинале должны быть включены в состав раздела «Материалы согласований».</p> <p>Для утверждения проектно-сметной документации предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - полный комплект ПД на электронном носителе; - сметную документацию в 1 экз. в программе «ГРАНД-Смета», а также в форматах gsfx, xml, Excel, pdf, с приложенными обосновывающими документами, расчетами, ПОКР, СВОР и спецификациями на электронном носителе; - 2 экз. сметной документации на бумажном носителе.
12.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	<p>Порядок передачи материалов на электронных носителях должен соответствовать требованиям СТО Газпром 2-3.5-695-2013 «ЛЧ МГ. Общие технические требования к ПД для КР» и «Методическим указаниям по подготовке и передаче на экспертизу и в электронный архив проектной и рабочей документации объектов капитального ремонта ОАО «Газпром», утв. ОАО «Газпром» 25.03.2015. (сметная документация кроме этого должна быть представлена в формате ПК «Гранд-Смета», XML, Excel, Word, pdf).</p> <p>Электронная копия комплекта документации передается на CD (DVD)-R диске (дисках) в 4 экземплярах (в форматах разработки и pdf), в том числе в обязательном порядке ведомости объемов работ и спецификации в формате Microsoft Office Excel</p> <p>На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: шифра и наименования проекта (рабочего проекта), заказчика, исполнителя, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска.</p> <p>Диск должен быть защищен от записи. В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания. Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога (файла) должно соответствовать названию раздела (документа).</p> <p>Файлы в формате разработки должны нормально открываться в режиме редактирования средствами Microsoft Office, Autocad.</p>

Заказчик:

Исполнитель:

« _____ » _____ 20 ____ г.

« _____ » _____ 20 ____ г.

М.П.

М.П.



Заместитель генерального
директора по эксплуатации
газопроводов

Заместителю генерального директора
по ремонту и капитальному
строительству

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

Е.В. Брейтенбюхеру

№ _____
на № 08-176 от 12.04.2022

*О внесении изменений в технические
требования*

Уважаемый Евгений Викторович!

Во исполнение пункта 1 решений протокола ПАО «Газпром» от 12.04.2022 № РД 06472-47, в технические требования по объекту «Газопровод магистральный Бованенково-Ухта 2-я нитка, подводный переход через Байдарацкую губу (4-я нитка). Ду1200, инв. № 458074 - капитальный ремонт по восстановлению проектного положения нитки морского участка подводного перехода через з. Байдарацкая губа. Воркутинское ЛПУМГ» вносятся следующие изменения.

Подпункты 27, 30 изложить в представленной редакции:

№ п/п	Перечень технических данных, требований и других сведений для проектирования	Параметры, пояснения	№ п. перечня док-в неудов. техсост. сооружения
1	2	3	4
ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА			
27.	Предполагаемый квартал (месяц) начала выполнения ремонта, предполагаемая максимальная продолжительность ремонта (сутки), в том числе отключения газопровода (сутки)	2-3 квартал (в течении одного навигационного периода)	
ОБЪЕМЫ РЕМОНТА			
30.	Общая протяженность ремонтируемых участков, п.м.	9200 м	Приложение 1

Данный документ просим считать изменениями в технические требования при подготовке изменений к утвержденным заданиям на проектирование.

Д.С. Волков

Недурубков Евгений Валерьевич
72611

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Подписал Волков Дмитрий Сергеевич
Идентификатор пользователя 62863

ООО "Газпром трансгаз Ухта"
№ 03-644 от 05.05.2022

Передан через Диадок 08.09.2022 14:11 GMT+03:00
759174e4-34d2-45c4-91dd-f77897092a72
Страница 30 из 56

