

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Проведение внутритрубного технического диагностирования трубопроводов-шлейфов

1. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВИП	–	внутритрубный инспекционный прибор;
ВТД	–	внутритрубное техническое диагностирование;
ЗРА	–	запорно-регулирующая арматура;
ИАС	–	Информационная аналитическая система;
КЗП СОД	–	камера запуска/ приёма средств очистки и диагностики;
МЭГ	–	моноэтиленгликоль;
НТД	–	нормативно-техническая документация;
ОУ	–	очистное устройство;
ТЗ	–	техническое задание;

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1.1. Результат выполнения каждого пункта настоящего ТЗ должен быть отражен в соответствующем итоговом отчете.
- 1.2. Заказчик предоставляет всю имеющуюся необходимую документацию для составления программы ВТД. Исполнитель самостоятельно изыскивает дополнительную недостающую информацию.
- 1.3. Заказчик предоставляет Исполнителю КЗП СОД на время выполнения Работ.

3. НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 № 28222. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности);
- Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 (взамен ПБ-08-624-03). Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. (Зарегистрировано в Минюсте России 19.05.2014 № 32326). Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;
- Руководство по безопасности (Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784). Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;
- Руководство по безопасности (утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 № 144). Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах;
- РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах;
- РД 31.11.21.16-2003 Правила безопасности морской перевозки грузов;
- ГОСТ 27.310-95 Надёжность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения;
- ВСН-011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, очистка полости и испытание;
- ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
- ISO 13623 Трубопроводные транспортные системы;
- ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования;
- ISO 14617 Графические обозначения, используемые в схемах;
- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV OS F101) Подводные трубопроводные системы;
- СТО Газпром 2-3.7-576-2011 Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем. Единая система технологической документации;
- Федеральный Закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
- Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов;
- NACE Standard SP0102 In-line inspection of pipelines (Внутритрубная диагностика);
- DNV 2.7-1 Offshore containers (Стандарт сертификации морских контейнеров);
- Стандарты серии ЕСУОТ и ПБ (СТО Газпром 18000.1-002-2020, СТО Газпром 18000.3-004-2020, СТО Газпром 18000.1-003-2020, СТО Газпром 18000.1-001-2014);
- ПБ-03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ РАБОТ

Таблица 1. Перечень объектов, подлежащих ВТД

Объект диагностирования общей протяженностью 13,2 км.

Трубопровод	Состав оборудования	Внутренний диаметр, мм	Угловое положение по ходу потока, час
Трубопровод-шлейф 10"	Трубопровод-шлейф Ø 10", включая: - Оконечное устройство трубопроводов 10"x10", 10"x8" - Линейный тройник 10"x8"	237,9	12
	Запорно-регулирующая арматура (Шаровый кран)	237,9	-

Таблица 2. Спецификация трубопроводов

Параметры	Значения
Диаметр	273,1 мм
Толщина стенки	15,9 мм
Максимальный внутренний диаметр	241,3 мм
Минимальный внутренний диаметр	237,9 мм
Марка стали	25Г2С
Фактический срок эксплуатации	5 лет
Проектный срок эксплуатации	30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Сырой газ, газовый конденсат, водный раствор МЭГ, метанол
Категория перекачиваемого продукта	Е
Рабочее давление	24 МПа
Допуск на коррозию	3,00 мм
Способ укладки трубопровода	Траншейный, с заглублением на 1 метр
Наличие маркерных накладок	Установлены через каждые 500 метров

5. ОБЪЕМ РАБОТ

5.1. Проведение Работ включает в себя 4 этапа:

5.1.1. Этап 1 – подготовительный этап:

- разработка и согласование с Заказчиком программы испытаний ВИП и апробации технологии ВТД на специально подготовленном испытательном стенде;
- проведение испытаний ВИП и апробация технологии ВТД на специально подготовленном испытательном стенде.

5.1.2. Этап 2 – разработка и согласование с Заказчиком программы работ по очистке трубопроводов и проведения ВТД и плана-графика производства работ.

5.1.3. Этап 3 – производство Работ.

- геодезическая привязка маркерных пунктов;
- освобождение трубопроводов от продукта перекачки;
- вытеснение продукта перекачки газообразным азотом (продувка);
- очистка трубопроводов с применением внутритрубных очистных устройств;
- калибровка внутреннего сечения трубопроводов;
- профилометрия трубопроводов;
- проведение ВТД с использованием магнитных ВИП;
- расшифровка и анализ результатов ВТД, предоставление Заказчику предварительного отчета с предоставлением данных о наиболее опасных выявленных дефектах;
- проведение выборочного обследования труб для верификации данных ВТД и ремонта аварийно-опасных дефектов (осуществляется при обнаружении аварийно-опасных дефектов).

5.1.4. Этап 4 – предоставление Заказчику окончательного отчета по результатам ВТД.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММЕ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРОВЕДЕНИЮ ВТД

- 6.1. Исполнитель допускается к Работам после успешного прохождения полигонных испытаний ВИП и апробации технологии ВТД на специально подготовленном испытательном стенде.
- 6.2. Перед началом разработки программы работ по очистке трубопроводов и проведению ВТД Исполнитель определяет, обосновывает и согласовывает с Заказчиком методы очистки и диагностирования, обеспечивающие получение достоверных данных без проведения дополнительных уточняющих обследований трубопроводов.
- 6.3. **Раздел «Введение» должен содержать, как минимум:**
- термины и сокращения;
 - перечень НТД;
 - цель проведения Работ;
 - общая информация по трубопроводам (план-схема трубопровода, схема установки маркеров, спецификация на трубопровод, проектное и разрешенное давление, категория трубопровода, марка стали, геометрические характеристики труб, номинальный и минимальный внутренний диаметр, конструкция и расположение камер запуска и приема внутритрубных устройств, тройников, сведения о характеристиках транспортируемого продукта и режимах его транспортировки и прочее);
 - классификацию типов дефектов и ВИП для их обнаружения (в соответствии с НТД РФ, ПАО «Газпром» и NACE Standard SP0102 In-line inspection of pipelines).
- 6.4. **Раздел «Организационные, подготовительные и вспомогательные работы» должен содержать, как минимум:**
- 6.4.1. Фактический план и профиль трубопроводов (предоставляется Заказчиком).
- 6.4.2. План-график работ.
- 6.4.3. Требования к внутритрубным очистным устройствам и внутритрубным инспекционным приборам, входящим в состав комплекса ВТД.
- 6.4.4. Требования к техническим и эксплуатационным характеристикам внутритрубных очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов.
- 6.4.5. Требования к дефектоскопическим характеристикам внутритрубных инспекционных приборов, в том числе: к порогам обнаружения, погрешностям определения размеров и распознаванию различных типов дефектов.
- 6.4.6. Перечень мероприятий для подготовки и проверки готовности участка для проведения ВТД;
- 6.4.7. Оценку наличия по трассе трубопроводов участков, представляющих опасность для проведения работ по ВТД.
- 6.4.8. Порядок вытеснения остатков перекачиваемого продукта газообразным азотом (продувка), подтвержденный расчетами.
- 6.4.9. Порядок пропуска и рекомендуемые скорости движения очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов, подтвержденные расчетами с использованием специализированного программного обеспечения.
- 6.4.10. Порядок мобилизации/демобилизации оборудования и персонала.
- 6.4.11. Порядок подготовки оборудования для проведения Работ (подготовка очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов, насосов, оборудования, используемого при проведении ВТД, и т.д.).
- 6.4.12. План размещения оборудования для ВТД на палубе судна.

6.4.13. Порядок перемещения средств ВТД на площадках камер приема запуска, а также между ними.

6.4.14. Порядок предварительной обработки и оценки полученных данных.

6.4.15. Порядок очистки трубопровода и пропуск очистных и калибровочных устройств (детальное описание проводимых работ, разработанных с учетом протяженности участка, характеристик продукта), включающий:

- типы, количество и последовательность пропускания очистных и калибровочных устройств, интервалы времени между их запусками;
- рекомендуемое давление и расход рабочей среды для пропускания очистных и калибровочных устройств, рабочая среда (водный р-р МЭГ, азот и т.д.);
- состав, технические и эксплуатационные характеристики необходимого оборудования для контроля прохождения очистных и калибровочных устройств по трубопроводу;
- порядок контроля прохождения очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов;
- порядок подготовки к пропуску очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов по трубопроводам
- порядок действий по запасовке очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов в КЗП СОД, проверка работоспособности КЗП СОД после запасовки.
- порядок действий по извлечению очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов в КЗП СОД, порядок утилизации отходов и очистки оборудования.

6.5. **Раздел «Проведение внутритрубной технической диагностики трубопроводов» должен содержать, как минимум:**

6.5.1. Все требования по аналогии с пунктов 6.4.15, а также:

6.5.2. Технологическую схему проведения ВТД.

6.5.3. Порядок обследования трубопровода профилемером, включающий:

- критерии признания пропускания профилемера успешным и условия перехода к следующему этапу проведения ВТД;
- порядок подготовки профилемера к пропуску, в том числе: тестирования и проверки работоспособности систем регистрации перед пропуском;
- последовательность мероприятий по запасовке профилемера в КЗП СОД;
- пропуск профилемера с контролем его прохождения по дистанции трубопровода;
- последовательность мероприятий по приемке и извлечению профилемера из КЗП СОД;
- осмотр профилемера на предмет повреждений корпуса, манжет, одометрической системы и измерительных каналов;
- оценка количества и структуры вынесенных профилемером отложений;
- анализ полноты и качества данных, зарегистрированных профилемером;
- экспресс-анализ результатов профилометрии на предмет возможности пропускания магнитных внутритрубных инспекционных приборов.

6.5.4. Порядок проведения ВТД, включающий:

- последовательность пропускания ВИП (дефектоскоп с магнитной системой продольного намагничивания, интроскоп, дефектоскоп с магнитной системой поперечного намагничивания);

- критерии признания пропуска ВИП успешным и условия перехода к следующему этапу проведения ВТД;
- порядок подготовки ВИП к пропуску, в том числе: тестирования и проверки работоспособности систем регистрации перед пропуском;
- последовательность мероприятий по запасовке ВИП в КЗП СОД;
- пропуск ВИП с контролем их прохождения по дистанции трубопровода;
- последовательность мероприятий по приемке и извлечению ВИП из КЗП СОД;
- оценка количества и структуры вынесенных ВИП отложений;
- осмотр ВИП на предмет повреждений корпуса, манжет, одометрической системы и измерительных каналов;
- анализ полноты и качества данных, зарегистрированных внутритрубными инспекционными приборами;
- интерпретация и анализ результатов внутритрубного технического диагностирования;
- подготовка экспресс-отчета с перечнем наиболее опасных дефектов;
- верификация результатов ВТД (в случае необходимости проведения ремонта);
- оформление окончательного отчета по результатам ВТД.

6.6. Раздел «Действия при нештатных и аварийных ситуациях», включающий:

- мероприятия по локализации остановившегося ВИП;
- мероприятия по восстановлению движения ВИП;
- мероприятия по извлечению ВИП;
- план действий в случае прихода в камеру неисправных, разрушенных средств ВТД.

6.7. Раздел «Применяемая техника и оборудование», включающий:

- перечень оборудования и инструментов;
- массогабаритные и технические характеристики;
- сопряжение (интерфейсы);
- план расстановки и подключения оборудования;

6.8. Раздел «Персонал», включающий:

- перечень персонала, задействованный в производстве Работ;
- состав участников проекта.

6.9. Раздел «Контроль качества».

6.10. Раздел «Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность».

6.11. Раздел «Охрана окружающей среды».

7. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОИЗВОДСТВУ РАБОТ

- 7.1. Работы выполнять в строгом соответствии с согласованной с Заказчиком Программой работ по очистке трубопроводов и проведению ВТД.
- 7.2. Состав и объемы работ по каждому объекту:
- освобождение трубопроводов от продукта, очистка трубопроводов;
 - калибровка внутреннего сечения трубопровода;
 - проведение профилометрии;
 - проведение ВТД.
- 7.3. ВИП должны обеспечивать выявление, определение размеров с определением продольных и угловых координат по дистанции трубопровода, а также привязкой к поперечным сварным соединениям и геодезическим координатам следующих дефектов:
- продольные и поперечные трещины основного металла труб, в том числе стресс-коррозионные;
 - дефекты, связанные с потерей основного металла труб;
 - дефекты поперечных сварных соединений;
 - дефекты геометрии трубопровода, в том числе: вмятины, гофры, овальность, упругопластический изгиб;
 - заводские дефекты основного металла труб.
- 7.4. Все обнаруженные дефекты должны быть классифицированы по степени соответствия стандартам ГОСТ 55999-2014, Р Газпром 2-3.7-936-2015 и NACE Standard SP0102 In-line inspection of pipelines и действующей НТД РФ.
- 7.5. При производстве Работ оформляются и подписываются следующие документы:
- акт готовности трубопровода;
 - акт готовности очистного скребка;
 - акт приема очистного скребка;
 - акт оценки качества очистки;
 - акт готовности трубопровода к пропуску ВИП;
 - акт готовности дефектоскопа к пропуску;
 - акт по результатам пропуска ВИП;
 - прочие акты.
- 7.6. Формы актов согласовываются с Заказчиком до начала производства Работ.
- 7.7. Количество пропусков и направление движения ВИП должны быть подобраны таким образом, чтобы исключить или снизить до приемлемого уровня вероятность ошибки при определении дефектов тем или иным ВИП.

8. ТРЕБОВАНИЯ К СОД

- 8.1. Применяемые при ВТД внутритрубные инспекционные приборы должны обеспечивать выявление, распознавание и определение размеров дефектов с привязкой к продольным и угловым координатам по дистанции трубопровода, к поперечным сварным соединениям и геодезическим координатам, а также регистрировать время от камеры пуска до камеры приема СОД.
- 8.2. Все СОД должны быть оснащены низкочастотными передатчиками (трансммиттерами) для контроля прохождения по трубопроводу, исключением могут быть поролоновые и цельнолитые очистные снаряды. Время автономной работа низкочастотных передатчиков должно составлять не менее трёх суток.
- 8.3. Все применяемые СОД должны быть способно беспрепятственно и без повреждений проходить имеющиеся на данных трубопроводах тройники 273x219 мм без решётки.
- 8.4. Все СОД должны быть совместимы с температурными характеристиками работы трубопроводов-шлейфов и с составом газожидкостной смеси, состоящей из природного сырого газа, газового конденсата, воды, МЭГа и метанола.
- 8.5. Для извлечения из камер приёма/запуска все СОД должны быть оснащены специальными проушинами, расположенными в передней части СОД. Прочность конструкции таких проушин должна выдерживать как минимум пятикратный вес СОД.
- 8.6. **Требования к ОУ:**
- 8.6.1. Все применяемые ОУ должны соответствовать техническим характеристикам КЗП СОД.
- 8.6.2. Очистные устройства должны беспрепятственно и без повреждений проходить имеющиеся на данных трубопроводах тройники 273x219 мм без решётки.
- 8.6.3. ОУ должны быть укомплектованы паспортом изделия. Технический паспорт на ОУ должен в обязательном порядке содержать следующую информацию:
- массогабаритные характеристики ОУ;
 - минимальный диаметр проходного сечения трубопровода, преодолеваемый ОУ;
 - минимальный радиус поворота трубопровода, преодолеваемый ОУ;
 - диапазон допустимого рабочего давление транспортируемого продукта;
 - диапазон рабочих скоростей транспортируемого продукта;
 - диапазон температур эксплуатации ОУ.
- 8.6.4. Все ОУ должны быть изготовлены с учетом следующих требований:
- все прижимные фланцы, удерживающие диск/манжету, должны быть скошены (механической обработкой, шлифовкой или другим подходящим способом) для удаления острых кромок;
 - все двунаправленные ОУ должны быть снабжены направляющими дисками и должны иметь такую конструкцию, чтобы уплотняющие диски при движении ОУ складывались в обоих направлениях;
 - магниты, устанавливаемые на ОУ, должны быть закрыты защитным кожухом, предотвращающим разрушение магнитного блока;
 - толщина калибровочной пластины должна быть в пределах 6-8 мм;
 - калибровочные пластины должны иметь фаску под углом 45°, обработанную по внешнему диаметру до половины толщины пластины.

8.7. Требования к ВИП:

8.7.1. Все применяемые ВИП должны соответствовать техническим характеристикам КЗП СОД.

8.7.2. Технические паспорта на ВИП должны в обязательном порядке содержать следующую информацию:

- массогабаритные характеристики ВИП;
- минимальный диаметр проходного сечения трубопровода, преодолеваемый ВИП;
- минимальный радиус поворота трубопровода, преодолеваемый ВИП;
- диапазон допустимого рабочего давления транспортируемого продукта;
- диапазон оптимальной скорости движения ВИП по дистанции трубопровода;
- диапазон скоростей транспортируемого продукта;
- диапазон контролируемых толщин стенок труб, мм;
- напряжённость магнитного поля в зоне контроля на наружной поверхности трубы, кА/м (для магнитных ВИП);
- максимальная протяжённость газопровода для обследования за один пропуск ВИП, км;
- шаг опроса основной датчиковой системы по оси трубы, мм;
- расстояние между сенсорами по окружности, мм;

8.7.3. диапазон температур эксплуатации внутритрубного оборудования.

8.7.4. В эксплуатационной документации на ВИП должны быть указаны типы обнаруживаемых дефектов и особенностей трубопровода, а также следующие характеристики:

- пороги обнаружения дефектов и особенностей трубопровода;
- предельные погрешности определения координат дефектов и особенностей трубопровода (по длине и угловому расположению относительно вертикальной оси);
- предельные погрешности определения координат трубопровода на один километр пройденного расстояния;
- предельные погрешности определения размеров дефектов;
- предельные погрешности определения кривизны участка трубопровода;
- вероятности обнаружения дефектов и особенностей трубопровода;
- вероятности распознавания дефектов и особенностей трубопровода;
- вероятности, с которыми удовлетворяются требования к точности характеристик при определении размеров дефектов;
- вероятность распознавания расположения дефектов, особенностей и аномалий на внутренней (наружной) поверхности трубы;
- предельные погрешности при определении толщины стенки трубы, длины трубы, параметров, применяемых для привязки дефектов, аномалий и особенностей трубопровода.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ

9.1. Исполнитель допускается к проведению ВТД трубопроводов при наличии следующих документов:

- Свидетельство об аттестации лаборатории неразрушающего контроля, оформленного в порядке, установленном в правилах безопасности ПБ-03-372-00;
- Сертификатов соответствия ВИП требованиям взрывозащищенности;
- Разрешения на применение внутритрубного оборудования, в том числе иностранного производства, выданного федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности, в порядке, установленном законодательством Российской Федерации (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и ФЗ от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ);
- Разрешение на проведение ВТД на объектах ПАО «Газпром»;
- Положительное заключение ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам полигонных испытаний диагностических снарядов;
- Эксплуатационной документации на внутритрубное и вспомогательное оборудование (паспорт, спецификации и т.д.);
- Прочие документы необходимые для проведения ВТД.

9.2. Исполнитель обязан иметь наличие штатного персонала для организации и проведения работ по ВТД, имеющего высшее техническое образование и опыт проведения работ по ВТД не менее 5 лет.

9.2.1. Требования к аттестации ИТР:

- Копии протоколов по промышленной безопасности. Обязательные области аттестации – А.1, Б.2.1, Б.2.18, Б.2.4, Б.2.13, Б.8.23;
- Копию диплома;
- Удостоверения по охране труда (и протокол);
- Удостоверения по пожарно-техническому минимуму для взрывопожароопасных производственных объектов (и протокол);
- Удостоверение по электробезопасности (и протокол);
- Свидетельство по программе обучения: НПБИ и/или BOSIET;
- Допуск (удостоверение) на проведении замеров газовоздушной среды;
- В случае, если обучение и проверка знаний проведена внутренней комиссией, необходимо подтвердить легитимность комиссии (предоставить удостоверения и протоколы из учебных центров).

9.2.2. Требования к аттестации операторов и супервайзеров:

- Копии квалификационных удостоверений оператора (азотных и компрессорных установок);
- Удостоверения по охране труда (и протокол);
- Удостоверения по пожарно-техническому минимуму для взрывопожароопасных производственных объектов (и протокол);
- Удостоверение по электробезопасности (и протокол);
- Свидетельство по программе обучения: НПБИ и/или BOSIET;

- В случае, если обучение и проверка знаний проведена внутренней комиссией, необходимо подтвердить легитимность комиссии (предоставить удостоверения и протоколы из учебных центров).
- 9.3. Персонал Исполнителя допускается к производству Работ только при наличии действующих протоколов и удостоверений об соответствующем обучении.
 - 9.4. Перед началом производства Работ весь персонал, задействованный для производства Работ, должен пройти все необходимые инструктажи и оформить необходимые разрешения на проведение работ в охранной зоне согласно требованиям Заказчика.
 - 9.5. Персонал должен быть распределен таким образом, чтобы обеспечить производство работ 24 часа в сутки без выходных дней с организацией дневной и ночной смен.
 - 9.6. При использовании иностранного оборудования и инструментов, персонала Исполнитель обеспечивает прохождение таможенных процедур в установленном порядке в соответствии с законами РФ собственными силами.

10. ТРЕБОВАНИЯ К ОБНАРУЖЕНИЮ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРОВ И РАСПОЗНАВАНИЮ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ДЕФЕКТОВ ПРИ ВТД.

10.1. Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения размеров коррозионных дефектов при дефектоскопии бесшовных труб с использованием ВИП с магнитными системами продольного и поперечного намагничивания должны быть не ниже, указанных в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Пороги обнаружения и погрешности определения размеров коррозионных дефектов при продольном и поперечном намагничивании

Вид дефекта	Порог чувствительности по глубине дефекта для вероятности обнаружения, равной 90 %	Погрешность определения размеров дефекта с вероятностью 80 %		
		глубина	длина	ширина
Общая коррозия	$0,20 \cdot \delta$	$\pm 0,10 \cdot \delta$	± 30 мм	± 30 мм
Каверна	$0,25 \cdot \delta$	$\pm 0,10 \cdot \delta$	± 20 мм	± 20 мм
Язва	$0,35 \cdot \delta$	$\pm 0,20 \cdot \delta$	± 15 мм	± 15 мм
Продольная канавка	$0,25 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 20 мм
Поперечная канавка	$0,25 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 20 мм
Продольный паз	$0,25 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 30 мм
Поперечный паз	$0,25 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 30 мм	± 20 мм

10.2. Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения размеров трещиноподобных дефектов с использованием ВИП с магнитными системами продольного и поперечного намагничивания должны быть не ниже, указанных в таблице 12.2

Таблица 12.2 - Пороги обнаружения и погрешности определения размеров трещин (зон трещин) при продольном и поперечном намагничивании стенки трубы

Трещиноподобный дефект (характеристика, описание дефекта)	Минимальная глубина дефекта, обнаруживаемого с вероятностью 90 % (порог обнаружения)	Предельная погрешность определения размеров дефектов с вероятностью 80 %		
		глубина	длина по оси дефекта	ширина поперёк оси дефекта
Одиночная трещина в основном металле трубы ($L \geq 60$ мм, раскрытие от 0,1 мм)	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	-
Поперечная трещина в зоне кольцевого сварного шва ($L \geq 60$ мм, раскрытие от 0,1 мм)	$0,30 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 30 мм	-
Зона продольных трещин ($L \geq 80$ мм, раскрытие отдельных трещин от 0,03 мм)	$0,30 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	-
Зона поперечных трещин ($L \geq 80$ мм, раскрытие отдельных трещин от 0,03 мм)	$0,30 \cdot \delta$	$\pm 0,20 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	± 50 мм
Закат	$0,25 \cdot \delta$ (эквивалент)	Не нормируется	$0,1 \cdot L$ или ± 50 мм (выбрать большее)	-

10.3. Дефекты кольцевых сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ идентифицируют как «Аномалия кольцевого шва». Идентификация дефектов кольцевых сварных швов на дефекты типа подрез, провис корня шва, непровар, утяжина, смещение кромок обеспечивается для дефектов с глубиной больше $0,3 \delta$. Распознавание типов дефектов кольцевых сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ обеспечивается в случае применения при ВТД магнитного дефектоскопа MFL+ (интроскоп или интроскопической системы преобразователей).

10.4. Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения геометрических параметров дефектов кольцевых сварных швов должны быть не ниже, указанных в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Пороги обнаружения и погрешность определения геометрических параметров дефектов кольцевых сварных швов при продольном намагничивании стенки трубы

Дефект кольцевого сварного шва (ширина дефекта)	Минимальная глубина дефекта, обнаруживаемого с вероятностью 80 % (порог обнаружения)	Погрешность определения размеров дефектов с вероятностью 80 %	
		глубина	ширина
Смещение кромок ($W \geq 80$ мм)	$0,20 \delta$	$\pm 0,20 \cdot \delta$	± 80 мм
Утяжина ($W \geq 50$ мм)	$0,20 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм
Непровар ($W \geq 50$ мм)	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм
Подрез ($W \geq 80$ мм)	$0,25 \delta$	Не определяется	± 50 мм
Провис корня шва ($W > 50$ мм)	$0,15 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм

10.5. Требования к порогам обнаружения дефектов и погрешностям определения геометрических параметров дефектов нарушения формы сечения трубы приведены в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Пороги обнаружения и погрешности определения геометрических параметров дефектов нарушения формы сечения трубы

Дефект нарушения формы сечения трубы	Обнаружение дефекта при доверительном уровне 90 %	Точность определения геометрических параметров дефекта (погрешность определения размеров дефектов) с вероятностью 90 %		
		измеряемый параметр	длина	ширина
Отклонение по внутреннему диаметру	$0,01 D_{ном}$, мм	$\pm 0,006 D_{ном}$, мм	Не определяется	Не определяется
Вмятина, гофра	$0,02 D_{ном}$, мм	Глубина, $\pm 0,006 D_{ном}$, мм	± 20 мм	± 40 мм
Овальность	$0,01 D_{ном}$, мм	$\pm 0,006 D_{ном}$, мм	Не определяется	Не определяется

Примечание - Глубина вмятин (гофр) определяется как максимальная стрела прогиба относительно образующих цилиндра недеформированной трубы. Образующие следует проводить так, чтобы их начальные и конечные точки лежали далеко от вмятины там, где труба имеет постоянное по форме сечение.

10.6. Дефекты геометрии должны определяться и регистрироваться с фиксацией их пространственного расположения относительно поперечного сечения трубы.

10.7. Требования к погрешностям определения толщины стенки трубы, длины трубы, параметров, применяемых для привязки дефектов, приведены в таблице 12.5.

Таблица 12.5 - Требования к погрешностям определения толщины стенки трубы, длины трубы, а также параметров, применяемых для привязки дефектов.

Наименование характеристики	Значение
Погрешность определения расстояния по продольной оси от маркера (расстояние между маркерами 500 м)	$\pm 0,2\%$
Погрешность определения расстояния по продольной оси от первого на трубе по ходу газа кольцевого сварного шва	± 60 мм
Погрешность определения угловых координат	$\pm 0,4$ часа
Погрешность определения толщины стенки трубы	$\pm 8\%$
Погрешность определения длины трубы	± 60 мм

10.8. Требования к вероятности идентификации дефектов трубопровода приведены в таблице 12.6.

Таблица 12.6 – Требования к вероятностям идентификации различных типов дефектов при диагностировании трубопроводов

№ п/п	Тип дефекта	Требования к идентификации дефектов, обнаруживаемых с доверительным уровнем вероятности 90%
1	Механическое повреждение	90%
2	Коррозия	95%
3	Вышлифовка	90%
4	Продольная трещина	90%
5	Поперечная трещина	90%
6	Зона продольных трещин	90%
7	Зона поперечных трещин	90%
8	Трещина на кольцевом шве	80%
9	Закат, расслоение с выходом на поверхность	90%
10	Подрез*	70%
11	Провис корня шва*	90%
12	Непровар/утяжина*	90%
13	Смещение кромок	90%
14	Вмятина	95%
15	Гофра	95%
16	Технологический дефект	90%
17	Заварка технологического отверстия	90%
18	Металлургический дефект	80%
19	Упруго-пластический изгиб менее 500 D	90%

*Примечание – требования к вероятностям идентификации дефектов кольцевых сварных соединений выполняются при условии наличия в комплексе ВТД внутритрубного дефектоскопа MFL+ (интроскопа или интроскопической секции).

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Проведение внутритрубного технического диагностирования

1. Общие положения

- 1.1. Настоящее ТЗ определяет перечень требований к выполнению работ по внутритрубному техническому диагностированию (ВТД).
- 1.2. Заказчик предоставляет всю имеющуюся необходимую документацию для составления программы ВТД. Исполнитель самостоятельно изыскивает дополнительную недостающую информацию.
- 1.3. Заказчик предоставляет Исполнителю доступ к КЗП СОД на время выполнения Работ.

2. Цель предоставляемых услуг

- 2.1. Обнаружение, определение размеров и распознавание дефектов различного типа для определения и прогноза технического состояния объекта.
- 2.2. Выполнение требований нормативных документов ПАО «Газпром» по организации и проведению ВТД.

3. Термины и определения

Техническое диагностирование (ТД): Определение технического состояния объекта.

Внутритрубный инспекционный прибор (ВИП): Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

Внутритрубное техническое диагностирование (ВТД): Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля.

Площадка УЗОУ: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в трубопроводе.

Площадка УПОУ: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из трубопровода.

Специализированная организация, СО: организация, имеющая аттестованную диагностическую лабораторию и аттестованных специалистов, выполняющая основные виды технического диагностирования собственными силами.

4. Сокращения

КЗОУ	– камера запуска очистных устройств
КПОУ	– камера приёма очистных устройств
НТД	– нормативно-техническая документация
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа

5. Объект для внутритрубного диагностирования

Объект диагностирования общей протяженностью 91,1 км.

Таблица 1

№ пп	Наименование участка	Диаметр, толщина стенки, мм
1	Участок трубопровода от камеры запуска до начала подводного участка.	508x22,2 мм
2	Участок трубопровода от берегового участка до манифольда.	508x24,9 мм
3	Манифольд	508x30,2

Подробные характеристики приведены в опросном листе.

Таблица 2

Параметры	Значения
Диаметр	508,0 мм
Максимальная толщина стенки	30,2 мм
Минимальная толщина стенки	22,2 мм
Максимальный внутренний диаметр	463,2 мм
Минимальный внутренний диаметр	423,0 мм
Минимальный радиус поворота	3D _{ном}
Максимальный угол поворота на радиусе	90°
Марка стали	X65
Фактический срок эксплуатации	5 лет
Проектный срок эксплуатации	30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Сырой газ, газовый конденсат, водный раствор МЭГ, метанол
Категория перекачиваемого продукта	Е
Рабочее давление	24 МПа
Допуск на коррозию	3,00 мм
Способ укладки трубопровода	Траншейный, с заглублением до 4 метров
Наличие маркерных накладок	Установлены через каждые 2000 метров

6. Объем работ

- 6.1.** СО обеспечивает поставку, подключение, работоспособность, заправку ГСМ азотных установок, компрессоров, диагностического оборудования, инструментов и прочего оборудования для выполнения работ по ВТД.
- 6.2.** Схема подключения компрессоров, конструкция очистных поршней и ВИП должны предусматривать возможность движения от КЗОУ к КПОУ и наоборот.
- 6.3.** СО должна подготовить и согласовать с эксплуатирующей организацией (Заказчиком) план-график работ по ВТД
- 6.4.** Перечень работ включает следующие пункты:
 - 6.4.1.** Подготовка и мобилизация компрессорного и инспекционного оборудования;
 - 6.4.2.** Разметка трассы трубопровода для установки маркерных систем с учетом следующих требований:
 - расстояние между маркерными пунктами не должно превышать 2 км;
 - маркерные пункты должны быть расположены над осью трубопровода;
 - маркерные пункты должны иметь геодезическую привязку для обеспечения навигационного обследования с применением средств ВТД;
 - установленные на линейной части диагностируемого участка трубопровода задвижки, обратные клапана постоянные вантузы диаметром Ду100 и более включаются в схему маркерных пунктов как естественные маркерные пункты. Установка наземных маркерных систем на естественных маркерных пунктах не требуется;
 - установка маркерных систем и последующее снятие маркерных систем после обследования.
 - 6.4.3.** Освобождение трубопровода от продукта перекачки;
 - 6.4.4.** Вытеснение продукта перекачки газообразным азотом (продувка);
 - 6.4.5.** Очистка внутренней полости трубопровода. Количество пропусков очистных устройств и требуемая степень очистки трубопровода для получения качественных данных по результатам ВТД определяется СО по результатам анализа количества и структуры выносимых загрязнений. Увеличение числа пропусков сверх установленного количества – за счет Исполнителя работ.
 - 6.4.6.** Пропуск скребка-калибра с контролем его прохождения для определения наличия сужений в сечении обследуемого трубопровода и определения возможности пропуска ВИП;
 - 6.4.7.** Пропуск профилемера с контролем его прохождения по дистанции трубопровода для обнаружения дефектов геометрии трубопровода (вмятины, гофры, овальность, упругоэластический изгиб), определения координат и параметров сужений в сечениях обследуемого трубопровода и геодезической привязки дефектов и особенностей трубопровода по результатам ВТД;
 - 6.4.8.** Обследование трубопровода магнитным дефектоскопом с магнитной системой продольного намагничивания (MFL);
 - 6.4.9.** Обследование трубопровода магнитным дефектоскопом с магнитной системой продольного намагничивания (MFL+) (интроскоп или интроскопическая секция в составе MFL);
 - 6.4.10.** Обследование трубопровода магнитным дефектоскопом с магнитной системой поперечного намагничивания (TFI);
 - 6.4.11.** Содержание и объемы работ по внутритрубной дефектоскопии. Объем выполняемых Подрядчиком работ включает в себя:
 - Подготовительные работы;
 - Подготовка очистных устройств и внутритрубных инспекционных приборов к транспортировке на объект;
 - Транспортировка оборудования для ВТД;

- Подготовка приборов к диагностическому обследованию на объекте.
- Диагностическое обследование:
 - Пропуск очистных устройств;
 - Пропуск очистного скребка-калибра;
 - Пропуск профилемера;
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Обработка данных профилометрии и подготовка заключения о готовности трубопровода к диагностическому обследованию;
 - Пропуск магнитного очистного поршня;
 - Пропуск внутритрубного дефектоскопа с продольной намагничивающей системой (MFL);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Контрольный пропуск внутритрубного дефектоскопа MFL (при некачественной записи с первого пропуска);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Пропуск внутритрубного дефектоскопа с продольной намагничивающей системой (MFL+) (интроскоп отдельно или интроскопическая секция в составе MFL);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Контрольный пропуск внутритрубного дефектоскопа MFL+ (при некачественной записи с первого пропуска);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка записанной информации;
 - Пропуск магнитного очистного поршня (при необходимости);
 - Пропуск внутритрубного дефектоскопа с поперечной намагничивающей системой (TFI);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Контрольный пропуск внутритрубного дефектоскопа TFI (при некачественной записи с первого пропуска);
 - Перезапись информации на мобильные носители;
 - Проверка полноты и качества записанной информации;
 - Возврат оборудования на базу Подрядчика;
 - Интерпретация и анализ результатов ВТД;
 - Подготовка предварительного отчета с перечнем наиболее опасных дефектов;
 - Верификация результатов ВТД (в случае обнаружения опасных дефектов и необходимости проведения ремонта);
 - Оформление окончательного отчета по результатам ВТД;
 - Подготовка перечня выявленных аномалий по результатам ВТД, подлежащих проведению дополнительного дефектоскопического контроля для уточнения типа, размеров дефекта и его местоположения.
 - Составление перечня потенциально-опасных участков трубопровода и назначение мест дополнительного шурфования по результатам ВТД, уточнение Программы проведения работ.

6.4.12. Работы, выполняемые Заказчиком при проведении ВТД. Объем работ, выполняемых Заказчиком при проведении ВТД включает в себя:

- Разметка трассы трубопровода для установки маркерных систем;
- Предоставление технологического и диагностического опросных листов;

- Подготовка и передача Подрядчику информации о проведенных ремонтах на обследуемом участке, а также места установки и геодезические координаты (при наличии) маркерных накладок и крановых узлов.
- Устранение дефектов и недопустимых конструктивных элементов, препятствующих пропуску оборудования для ВТД;
- Предоставление грузоподъемных механизмов для разгрузки и погрузки ВИП и транспорта для их перевозки между камерами приема и запуска в случае отсутствия вдольтрассовых проездов или подъездных дорог к камерам приема запуска ОУ, пригодных для колесного транспорта Подрядчика;
- Погрузка и выгрузка ВИП из/в автомобиль Подрядчика; запасовка, сопровождение и прием оборудования, очистка оборудования после пропусков.
- Предоставление помещения для ремонта и обогрева внутритрубного оборудования, обеспеченное освещением и электропитанием с напряжением 220 В и мощностью не меньше 2 кВт (в случае отсутствия такого помещения предоставляются мобильные устройства обогрева средств ВТД);
- Регулирование скорости транспортировки продукта в соответствии с требованиями Подрядчика при проведении ВТД, а также обеспечение исправности и полного открытия линейных кранов, камер запуска или приема;
- Предоставление устройств для запасовки в камеру запуска и извлечения средств ВТД из камеры приема;
- Предоставление места и средств для мойки оборудования для ВТД;
- Обеспечение утилизации продуктов очистки газопроводов и мойки оборудования для ВТД;
- Обеспечение расстановки постов и связи между ними в случае отсутствия средств автоматического отслеживания прохождения ВТУ;
- Проведение дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах по результатам ВТД (в случае обнаружения опасных дефектов и необходимости проведения ремонта).

Основные технические требования

- 6.5.** ВИП должны обеспечивать проведение ВТД трубопроводов с минимальным внутренним проходным сечением 80 % от наружного диаметра трубопроводов.
- 6.6.** Внутритрубные очистные поршни должны быть двунаправленного хода и обеспечивать подготовку диагностируемого участка газопровода в соответствии требованиями нормативной и технической документацией, действующей в ПАО «Газпром». В комплект оборудования для очистки внутренней полости трубопровода должны входить:
- Поршни очистные поролоновые;
 - Поршни очистные цельнолитые;
 - Поршни очистные с полиуретановыми дисками;
 - Скребок-калибр для очистки внутренней полости трубопровода от твердых отложений и определения возможности пропуска внутритрубных инспекционных приборов;
 - Поршень магнитно-очистной, для очистки внутренней полости от ферромагнитного мусора (окалина, огарки электродов и т.д.).
- 6.7.** Дисковые очистные поршни могут быть оборудованы калибровочными пластинами (калибром), которые позволяют обнаружить и оценить величину локального сужения проходного сечения трубопровода без указания местоположения.
- 6.8.** При необходимости в комплект может входить другое специализированное оборудование для очистки внутренней полости газопроводов.
- 6.9.** Требования к оборудованию для профилометрии:
- Профилемер должен обеспечивать выявление, идентификацию и определение размеров всех видов дефектов геометрии труб, в том числе: вмятин, гофр, овальности, упруго-пластических изгибов, а так же выявлять и регистрировать конструктивные особенности обустройства участка трубопровода.
 - Профилемер должен обеспечивать определение продольных и угловых координат выявленных дефектов, а также их привязку к поперечным сварным соединениям и геодезическим координатам по дистанции трубопровода.
 - Профилемер должен быть оснащен безплатформенной инерциальной навигационной системой, обеспечивающей привязку выявленных при ВТД дефектов и особенностей трубопровода к геодезическим координатам.
 - Профилемер должен обеспечивать непрерывную запись диагностической информации на всем протяжении обследуемого участка трубопровода за один пропуск.
 - Профилемер должен быть обеспечен средствами и технологией контроля полноты и качества зарегистрированной информации непосредственно после каждого прогона.
- 6.10.** Требования к ВИП с продольной системой намагничивания (MFL и MFL+) и поперечной системой намагничивания (TFI):
- Внутритрубные инспекционные приборы должны обеспечивать выявление, идентификацию и определение размеров всех видов дефектов основного металла и сварных соединений труб, включая трещиноподобные.
 - Внутритрубные инспекционные приборы должны обеспечивать определение продольных и угловых координат выявленных дефектов, а также их привязку к поперечным сварным соединениям и геодезическим координатам по дистанции трубопровода.
 - Внутритрубные дефектоскопы должны обеспечивать непрерывную запись диагностической информации на всем протяжении обследуемого участка трубопровода за один пропуск.
 - Дефектоскопы должны быть обеспечены средствами и технологией контроля полноты и качества зарегистрированной информации непосредственно после каждого пропуска.

- 6.11.** Конструктивное исполнение оборудования для ВТД должно исключать возможность повреждения основного металла и сварных соединений труб со стороны внутренней поверхности трубопровода при проведении очистки и внутритрубной инспекции.
- 6.12.** Все работы должны выполняться в соответствии с требованиями отраслевых стандартов ПАО «Газпром», действующим законодательством РФ и нормативно-технической документацией (НТД), включая требования промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

7. Основные требования к специализированной организации

- 7.1.** Для проведения работ по диагностике объекта, СО должна:
- располагать оборудованием получения и компримирования азота для обеспечения движения очистных поршней и ВИС по трубопроводу с необходимой скоростью;
 - должна иметь собственные средства ВТД и выполнять обработку данных своими силами.
 - обладать лицензиями и прочими документами на применение оборудования ВТД в соответствии с установленными требованиями РФ;
 - располагать необходимым опытом в области проведения ВТД подводных трубопроводов, подтвержденным отзывами заказчиков;
 - располагать квалифицированным персоналом, в том числе: аттестованными специалистами по методам НК, квалифицированным персоналом, осуществляющим анализ результатов ВТД, квалифицированным персоналом по проведению ВТД, руководителями проектов, имеющими опыт организации и осуществления подобных проектов;
 - располагать оборудованием и технологиями по картографированию пространственного положения трубопровода;
 - располагать возможностью отслеживания оборудования для ВТД на подводных трубопроводах для решения любых нестандартных ситуаций.
- 7.2.** СО должна располагать «Свидетельством о признании», выданным Российским Морским Регистром Судоходства на следующие виды деятельности: внутритрубная техническое диагностирование подводных морских трубопроводов.
- 7.3.** СО, проводящая ВТД, должна иметь программное обеспечение и методики для камеральной обработки результатов внутритрубной дефектоскопии.
- 7.4.** Специалисты СО, непосредственно связанные с камеральной обработкой результатов внутритрубной дефектоскопии, должны быть аттестованы по неразрушающему контролю используемыми при ВТД методами не ниже второго уровня.
- 7.5.** Специалисты СО, непосредственно связанные с работами по запасовке, пропуску и извлечению внутритрубных инспекционных приборов, должны:
- быть аттестованы по промышленной безопасности в области нефтяной и газовой промышленности;
 - пройти инструктаж у специалистов эксплуатирующей организации по особенностям работ на объекте диагностирования.
- 7.6.** В составе СО должна иметься лаборатория неразрушающего контроля, аттестованная в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.
- 7.7.** СО должна обладать аппаратными и программными средствами для тестирования дефектоскопов и проверки полноты полученных данных на месте проведения ВТД.
- 7.8.** СО должна представить перечень аналогичных выполненных проектов с указанием контактной информации Заказчика.
- 7.9.** СО должна представить перечень выполненных проектов по ВТД морских подводных трубопроводов, в том числе на территории Российской Федерации. Для проектов по обследованию участков морских подводных трубопроводов указать толщину стенки обследованных трубопроводов и применяемые методы обследования.

- 7.10. СО должна обладать достаточными материально-техническими средствами для доставки ВТУ на трассу газопровода и их перемещения между камерами приема запуска ОУ (в случае наличия вдольтрассовых проездов или подъездных дорог, пригодных для колесного транспорта), а так же оперативного ремонта ВТУ на месте проведения ВТД.
- 7.11. СО должна располагать действующим сертификатом соответствия на оборудование ВТД.
- 7.12. Оборудование ВТД должно быть сертифицировано на взрывобезопасность в системе сертификации АТЕХ. Предоставить соответствующие сертификаты.
- 7.13. СО должна предоставить Технические паспорта на все применяемое оборудование, Спецификации (технологические карты) по исполнению обследований. Методики определения участков напряженно-деформированного состояния (НДС), а также критерии оценки опасности (ранжирование) участков с НДС.
- 7.14. Требования по квалификации персонала: персонал, обслуживающий средства ВТД, должен быть аттестован и располагать всеми необходимыми удостоверениями в соответствии с требованиями ПАО «Газпром» и обладать опытом работ по ВТД в ПАО «Газпром» (представить CV на персонал).

8. Основные требования к результатам проведения работ

8.1. Требования к представлению результатов ВТД:

По результатам проведения ВТД предоставляются предварительные и окончательные отчеты.

Предварительный отчет предоставляется в срок 15 календарных дней с момента получения данных Отделом обработки информации Подрядчика.

Окончательный отчет предоставляется в срок не более 60 календарных дней с момента получения данных Отделом обработки информации Подрядчика.

Срок выпуска окончательного отчета может быть уменьшен по согласованию с Заказчиком.

Предварительный отчет предназначен для оценки точности и достоверности результатов диагностики, а также служит для проведения калибровочных обследований дефектов в шурфах.

Подрядчик информирует в письменной форме Заказчика о наличии и местоположении предаварийных дефектов в случае их обнаружения до выдачи окончательного отчета.

В целях обеспечения оперативного наполнения и поддержания в актуальном состоянии отраслевой базы данных диагностики газопроводов методом внутритрубной диагностики в электронный отчет Подрядчиков должны быть включены файлы обменного формата результатов обследований, утвержденных в ПАО «Газпром».

8.2. Требования к обнаружению, определению размеров и распознаванию различных типов дефектов при ВТД.

Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения размеров коррозионных дефектов при дефектоскопии обетонированных труб с использованием ВИП с магнитными системами продольного и поперечного намагничивания должны быть не ниже, указанных в таблице 10.4.1.

Таблица 10.4.1 - Пороги обнаружения и погрешности определения размеров коррозионных дефектов при продольном и поперечном намагничивании

Класс размера коррозионного дефекта	Порог чувствительности по глубине дефекта для вероятности обнаружения, равной 90 %	Погрешность определения размеров дефекта с вероятностью 80 %		
		глубина	длина	ширина
Общая коррозия	0,20 δ	±0,10·δ	±30 мм	±30 мм
Каверна	0,25 δ	±0,10·δ	±20 мм	±20 мм
Язва	0,35 δ	±0,20·δ	±15 мм	±15 мм

Продольная канавка	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 20 мм
Поперечная канавка	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 20 мм
Продольный паз	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 20 мм	± 30 мм
Поперечный паз	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 30 мм	± 20 мм

Примечание: Одиночный разрыв в металле тела трубы или сварного шва идентифицируется как трещина при условии, что его раскрытие не превышает 1 мм.

Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения размеров трещиноподобных дефектов при дефектоскопии обетонированных труб с использованием ВИП с магнитными системами продольного и поперечного намагничивания должны быть не ниже, указанных в таблице 10.4.2.

Таблица 10.4.2 - Пороги обнаружения и погрешности определения размеров трещин (зон трещин) при продольном и поперечном намагничивании стенки трубы

Трещиноподобный дефект (характеристика, описание дефекта)	Минимальная глубина дефекта, обнаруживаемого с вероятностью 90 % (порог обнаружения)	Предельная погрешность определения размеров дефектов с вероятностью 80 %		
		глубина	длина по оси дефекта	ширина поперёк оси дефекта
Одиночная трещина в основном металле трубы ($L \geq 60$ мм, раскрытие от 0,1 мм)	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	-
Трещина в зоне заводского сварного шва, направленная вдоль его оси ($L \geq 60$ мм, раскрытие от 0,1 мм)	$0,30 \delta$	$\pm 0,15 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 50 мм (выбрать большее)	-
Поперечная трещина в зоне кольцевого сварного шва ($L \geq 60$ мм, раскрытие от 0,1 мм)	$0,30 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 30 мм	-
Зона продольных трещин ($L \geq 80$ мм, раскрытие отдельных трещин от 0,03 мм)	$0,30 \cdot \delta$	$\pm 0,15 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	-
Зона поперечных трещин ($L \geq 80$ мм, раскрытие отдельных трещин от 0,03 мм)	$0,30 \cdot \delta$	$\pm 0,20 \delta$	$0,1 \cdot L$ или ± 30 мм (выбрать большее)	± 50 мм
Закат	$0,25 \cdot \delta$ (эквивалент)	Не нормируется	$0,1 \cdot L$ или ± 50 мм (выбрать большее)	-

Дефекты кольцевых сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ идентифицируют как «Аномалия кольцевого шва». Идентификация дефектов кольцевых сварных швов на дефекты типа подрез, провис корня шва, непровар, утяжина, смещение кромок обеспечивается для дефектов с глубиной больше $0,3 \delta$. Распознавание типов дефектов кольцевых сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ обеспечивается в случае применения при ВТД магнитного дефектоскопа MFL+ (интроскоп или интроскопической системы преобразователей).

Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения геометрических параметров дефектов кольцевых сварных швов при дефектоскопии обетонированных труб с использованием ВИП с магнитной системой продольного намагничивания должны быть не ниже, указанных в таблице 10.4.3.

Таблица 10.4.3 – Пороги обнаружения и погрешность определения геометрических параметров дефектов кольцевых сварных швов при продольном намагничивании стенки трубы

Дефект кольцевого сварного шва (ширина дефекта)	Минимальная глубина дефекта, обнаруживаемого с вероятностью 80 % (порог обнаружения)	Погрешность определения размеров дефектов с вероятностью 80 %	
		глубина	ширина
Смещение кромок ($W \geq 80$ мм)	$0,20 \delta$	$\pm 0,20 \cdot \delta$	± 80 мм
Утяжина ($W \geq 50$ мм)	$0,20 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм
Непровар ($W \geq 50$ мм)	$0,25 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм
Подрез ($W \geq 80$ мм)	$0,25 \delta$	Не определяется	± 50 мм
Провис корня шва ($W > 50$ мм)	$0,15 \delta$	$\pm 0,15 \cdot \delta$	± 50 мм

Дефекты заводских сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ идентифицируют как «Аномалия продольного шва». Идентификация дефектов заводских сварных швов осуществляется для дефектов типа «Вышлифовка» и «Нарушение формы шва» с глубиной более $0,3 \delta$. Распознавание типов дефектов продольных заводских сварных швов с глубиной менее $0,3 \delta$ обеспечивается в случае применения при ВТД магнитного дефектоскопа MFL+ (интроскоп или интроскопической системы преобразователей). Требования к порогам обнаружения и погрешностям определения геометрических параметров дефектов заводских продольных сварных швов при дефектоскопии обетонированных труб с использованием ВИП с магнитной системой поперечного намагничивания должны быть не ниже, указанных в **таблице 10.4.4**.

Таблица 10.4.4 – Пороги обнаружения и точность определения геометрических параметров дефектов продольных заводских сварных соединений при поперечном намагничивании стенки трубы.

Дефект сварного шва (длина дефекта вдоль оси шва)	Минимальная эквивалентная глубина дефекта, обнаруживаемого при доверительном уровне 80 % (порог обнаружения)	Точность определения геометрических параметров дефекта (погрешность определения размеров дефектов) более порога измерения с вероятностью 80 %		
		глубина	длина	ширина
Вышлифовка продольного шва ($L \geq 50$ мм)	$0,2 \delta$	Не определяется	± 30 мм	Не определяется
Нарушение формы продольного шва ($L \geq 50$ мм)	$0,2 \delta$	$\pm 0,15 \delta$	± 30 мм	не опр.

Требования к порогам обнаружения дефектов и погрешностям определения геометрических параметров дефектов нарушения формы сечения трубы для трубопроводов с номинальным диаметром $D_{ном} = 508$ мм приведены в таблице 10.4.5.

Таблица 10.4.5 – Пороги обнаружения и погрешности определения геометрических параметров дефектов нарушения формы сечения трубы при диагностировании трубопроводов с номинальным диаметром $D_{ном} = 508$ мм

Дефект нарушения формы сечения трубы	Обнаружение дефекта при доверительном уровне 90 %	Точность определения геометрических параметров дефекта (погрешность определения размеров дефектов) с вероятностью 90 %		
		измеряемый параметр	длина	ширина
Отклонение по внутреннему диаметру	$0,01 D_{ном}, мм$	$\pm 0,006 D_{ном}, мм$	Не определяется	Не определяется
Вмятина, гофра	$0,02 D_{ном}, мм$	Глубина, $\pm 0,006 D_{ном}, мм$	± 20 мм	± 40 мм
Овальность	$0,01 D_{ном}, мм$	$\pm 0,006 D_{ном}, мм$	Не определяется	Не определяется

Примечание - Глубина вмятин (гофр) определяется как максимальная стрела прогиба относительно образующих цилиндра недеформированной трубы. Образующие следует проводить так, чтобы их начальные и конечные точки лежали далеко от вмятины там, где труба имеет постоянное по форме сечение.

Дефекты геометрии должны определяться и регистрироваться с фиксацией их пространственного расположения относительно поперечного сечения трубы.

Требования к погрешностям определения толщины стенки трубы, длины трубы, параметров, применяемых для привязки дефектов, приведены в **таблице 10.4.6**.

Таблица 10.4.6 - Требования к погрешностям определения толщины стенки трубы, длины трубы, а также параметров, применяемых для привязки дефектов.

Наименование характеристики	Значение
Погрешность определения расстояния по продольной оси от маркера (расстояние между маркерами 500 м)	$\pm 0,2\%$
Погрешность определения расстояния по продольной оси от первого на трубе по ходу газа кольцевого сварного шва	± 60 мм
Погрешность определения угловых координат	$\pm 0,4$ часа
Погрешность определения толщины стенки трубы	$\pm 8\%$
Погрешность определения длины трубы	± 60 мм

Требования к вероятности идентификации дефектов трубопровода приведены в **таблице 10.4.7**.

Таблица 10.4.7 – Требования к вероятностям идентификации различных типов дефектов при диагностировании трубопроводов

№ п/п	Тип дефекта	Требования к идентификации дефектов, обнаруживаемых с доверительным уровнем вероятности 90%
1	Механическое повреждение	90%
2	Коррозия	95%
3	Вышлифовка	90%
4	Продольная трещина	90%
5	Поперечная трещина	90%
6	Зона продольных трещин	90%
7	Зона поперечных трещин	90%
8	Трещина на кольцевом шве	80%
9	Трещина на продольном шве	80%
10	Закат, расслоение с выходом на поверхность	90%
11	Подрез*	70%
12	Провис корня шва*	90%
13	Непровар/утяжина*	90%

№ п/п	Тип дефекта	Требования к идентификации дефектов, обнаруживаемых с доверительным уровнем вероятности 90%
14	Смещение кромок	90%
15	Вмятина	95%
16	Аномалия продольного шва	90%
17	Гофра	95%
18	Технологический дефект	90%
19	Заварка технологического отверстия	90%
20	Металлургический дефект	80%
21	Упруго-пластический изгиб менее 500 D	90%

*Примечание – требования к вероятностям идентификации дефектов кольцевых сварных соединений выполняются при условии наличия в комплексе ВТД внутритрубного дефектоскопа MFL+ (интроскопа или интроскопической секции).

9. Требования безопасности при проведении работ

Эксплуатационная организация должна обеспечить все условия для безопасного ведения работ.

Организация работ, контроль выполнения требований безопасности и производственной санитарии возлагаются на инженерно-технических работников эксплуатационной организации в соответствии с должностными инструкциями.

К работам допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие обучение и инструктаж по безопасному ведению работ.

На проведение работ должен оформляться наряд-допуск.

Работы проводятся только в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Не допускается проводить работы по устранению дефектов и работ, связанных с нарушением целостности объекта при наличии давления.

На участке проведения работ должен быть комплект первичных средств пожаротушения, перечень которых указан в наряде-допуске.

В случае возникновения условий, угрожающих жизни и здоровью людей, выполнение работ должно быть приостановлено до принятия мер по устранению опасности.

10. Нормативно-техническое обеспечение работ

Внутритрубная дефектоскопия должна выполняться в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный Закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»;
- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора от 6 ноября 2013 г. № 520;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 № 28222. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. (Зарегистрировано в Минюсте России 19.05.2014 № 32326). Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;

- ГОСТ 27.310-95 Надёжность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения;
- ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
- ГОСТ Р 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования;
- ISO 13623 Трубопроводные транспортные системы;
- ISO 13628-8 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 8. Интерфейсы дистанционно управляемых аппаратов (ROV) на системах подводной добычи;
- ISO 14617 Графические обозначения, используемые в схемах;
- ВСН-011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, очистка полости и испытание;
- ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства;
- ПБ-03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля.
- ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля;
- СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах;
- Руководство по безопасности (Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784). Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;
- Руководство по безопасности (утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 № 144). Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах;
- РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.
- РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах;
- РД 31.11.21.16-2003 Правила безопасности морской перевозки грузов;
- ТР ТС 012/2011 Технический регламент таможенного союза. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;
- СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования.
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;
- СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов;
- СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV OS F101) Подводные трубопроводные системы;
- СТО Газпром 2-3.7-576-2011 Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем; Единая система технологической документации;
- Стандарты серии ЕСУОТ и ПБ (СТО Газпром 18000.1-002-2020, СТО Газпром 18000.3-004-2020, СТО Газпром 18000.1-003-2020, СТО Газпром 18000.1-001-2020);
- Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов;
- Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ;
- Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов» (с изменением №1) ООО «Газнадзор», 2013 г;
- NACE Standard SP0102 In-line inspection of pipelines (Внутритрубная диагностика);

- Standard for certification DNV 2.7-1 Offshore containers (Стандарт сертификации морских контейнеров);

- Инструкция Р678-NE-PR-602.

- иные нормативные и руководящие документы, определяющие порядок и условия безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на ОПО.

В случае если нормативный документ, на требованиях которого основано производство работ заменен (изменен), то следует руководствоваться замененным (измененным) документом.

Доступ к нормативной документации ПАО «Газпром» Подрядчиком может быть получен, в том числе по сети Интернет (например, по ссылке с интранет-сервера Администрации ПАО «Газпром» <https://gptn.vniigaz.gazprom.ru/gptnfree/>).