

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на закупку работ (услуг) по выполнению внутритрубного диагностирования объектов магистральных трубопроводов «Унеча-Мозырь» I, II DN 800, 1000 на участке 106 км – НПС «Гомель», включая резервную нитку подводного перехода через р.Сож DN 1000 на 155-156км.

Протяженность диагностируемых трубопроводов составляет:

1. МТ «Унеча-Мозырь» I DN 800 – 53 км;
2. МТ «Унеча-Мозырь» II DN 1000 – 53 км;
3. Резервная нитка ППМТ «Унеча-Мозырь» II DN 1000 – 1,3 км

и носит условный характер. В процессе выполнения работ по диагностированию МТ протяженность участков может быть уточнена. Изменение протяженности трубопроводов в ходе выполнения работ не может служить основанием для изменения стоимости и сроков выполнения работ.

1. Предмет закупки:

1.1 Закупка услуг по оценке технического состояния участков нефтепроводов, указанных выше, по результатам их внутритрубного обследования.

Услуги должны быть выполнены в следующем объеме: очистка трубопровода, обследование профилемером, ультразвуковым дефектоскопом (WM), ультразвуковым детектором трещин (CD), магнитным дефектоскопом с продольным намагничиванием (MFL) и магнитным дефектоскопом с поперечным намагничиванием (TFI), оснащенных 3D модулем для определения пространственного положения трубопровода, создание баз данных дефектов и особенностей, предоставление Предварительного и Заключительного технических отчетов. Начало полевых работ июль-август 2024 года.

2. Цель работы:

2.1 Провести комплекс работ по обнаружению дефектов в металле труб и сварных швах, определить положения дефектов и особенностей, распознать их тип, определить размеры дефектов, провести контроль геометрии труб. Создать базу данных дефектов и особенностей по обследованным участкам магистральных трубопроводов, выпустить Предварительные и Заключительные технические отчеты по результатам проведенной внутритрубной инспекции.

2.2 Провести классификацию дефектов по степени опасности, на основе действующей методики Исполнителя.

2.3 Провести предремонтную классификацию аномалий согласно действующим в Республике Беларусь нормативным документам (СНиП III-42-80, СНиП 2.05.06-85 и СТБ 09100.20001.004-2021).

2.4 Разработать рекомендации по ремонту с указанием методов ремонта единичных и групповых дефектов и сроков их проведения согласно РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

2.5 Предоставить информацию о пространственном местоположении участков магистральных трубопроводов в системе координат WGS84 с указанием высоты в Балтийской системе высот. Координаты предоставить в виде общепринятого формата SHAPE файла *.kml по каждому участку трубопровода в отдельности.

2.6 Предоставить Заказчику исходные «сырые» данные, и компьютерные программы для работы с диагностической информацией и исходными «сырыми» данными внутритрубных инспекционных приборов (далее – ВИП), на внешнем цифровом носителе.

3. Содержание и форма отчетов по основным этапам работы:

3.1 Вся техническая документация (отчеты и рекомендации), предоставленная Исполнителем, а также программное обеспечение, должны быть выполнены на русском языке.

3.2 По каждому диагностируемому участку трубопровода выдаются отдельные Экспресс-отчеты, Предварительные и Заключительные отчеты.

3.3 Экспресс-отчет по каждому пропуску ВИП предоставляется в течение 5 календарных дней с момента извлечения ВИП из камеры приема, по каждому диагностируемому участку в составе:

- описание объекта диагностирования (название и протяженность трубопровода, эксплуатирующая организация, Заказчик, среда в трубопроводе и др.);
- информация о пропуске очистных устройств и ВИП, их состоянии, повреждениях, времени пропуска средств очистки, калибровки и диагностики по трубопроводу;
- информация об объеме записанных данных ВИП, записанной дистанции, дистанции начала и конца записи каждого ВИП, уточненном минимальном проходном сечении трубопровода;
- количество датчиков, работавших и вышедших из строя во время пропуска ВИП;
- информация о записанных маркерных пунктах и времени прохождения линейных задвижек;
- графики скорости хода ВИП;
- анализ полученных данных, их полноты и целостности;
- выводы о необходимости повторного пропуска ВИП (каких именно, на каких именно участках).

3.4 Предварительный отчет предоставляется в течение 15 календарных дней после успешного пропуска всех ВИП и их извлечения по каждому из диагностируемых участков. Отчет должен быть выполнен с привязкой к общей дистанции и содержать:

- описание объекта диагностирования (название и протяженность трубопровода, эксплуатирующая организация, Заказчик);
- информацию о пропуске очистных устройств и ВИП;
- список зарегистрированных особенностей, классифицированные как врезки;
- список зарегистрированных конструктивных элементов (металлические предметы, другие накладные и приварные элементы);
- список аномалий и дефектов, требующие по результатам расчётов на прочность снижения рабочего давления в нефтепроводе;
- потери металла глубиной более 50% стенки трубы, вмятины, гофры глубиной более 5% от диаметра трубы, трещины глубиной более 4 мм или 50%, в зависимости от того, что меньше, комбинированные дефекты (вмятины с дополнительным дефектом);

- таблицу маркеров (точек ориентиров), а также всю необходимую для поиска и идентификации этих особенностей и аномалий документацию (таблицу размещения точек – ориентиров, сертификаты (паспорта) на особенности и т.д.);
- список дефектов и аномалий для проведения дополнительного дефектоскопического контроля (далее по тексту – ДДК) с детальной информацией по их поиску, обнаружению и верификации.

3.5 Заключительный отчет предоставляется в течении 45 календарных дней после пропуска и извлечения всех ВИП для каждого диагностируемого участка и должен включать в себя:

- описание работы ВИП, технологии диагностирования, методы измерений;
- подробные технические спецификации на диагностическое оборудование, согласно POF 2021г;
- описание объекта диагностирования;
- технические данные трубопровода;
- порядок выполнения работ, обобщенные результаты диагностики, расшифровку нумерации дефектов, принятые обозначения, сокращения и т.п.;
- список маркеров (точек-ориентиров) с указанием точек с установленными маркерными системами во время пропусков ВИП и пропущенными во время сопровождения ВИП;
- результаты обработки диагностической информации и обобщенные результаты диагностики с проведением расчёта максимально допустимого давления для трубных секций с дефектами, с указанием общего числа выявленных «опасных» дефектов на обследованном участке трубопровода;
- обобщенные статистические результаты диагностики по каждому участку, с учетом использованного оборудования, представить в виде таблицы 1:

Таблица 1. Обобщенные результаты диагностики.

Тип особенности или дефекта	Количество, шт.
Аномалии поперечного сварного шва (несплошности плоскостного типа)	
Другие аномалии поперечного сварного шва	
Аномалии продольного сварного шва (несплошности плоскостного типа)	
Другие аномалии продольного сварного шва	
Дефекты геометрии формы труб (вмятины и гофры)	
в том числе больше 3% от внешнего диаметра трубы	
Внешние потери металла	
в том числе ближе 40 мм от сварных швов	
Внутренние потери металла	
в том числе ближе 40 мм от сварных швов	
Трещины и трещиноподобные аномалии	
в том числе в продольных сварных швах	
в том числе продольно ориентированные	
в том числе поперечно ориентированные	

Питтинговая (язвенная) коррозия	
Участки сплошной коррозии	
в том числе продольно ориентированные	
в том числе поперечно ориентированные	
Потери металла глубиной 5-15%	
Потери металла глубиной 15-25%	
Потери металла более 25%	
в том числе ближе 40 мм от сварных швов	
Расслоения	
в том числе с выходом на поверхность	
в том числе ближе 25 мм от сварных швов	
Комбинированные дефекты	
Потери металла с $K_p < 1$ (либо потери металла первоочередного ремонта)	
Количество других дефектов первоочередного ремонта	
Количество других дефектов подлежащие ремонту	
Врезки и трубная арматура	
Сварные присоединения, чопы	
Секторные отводы	
Трещины (на теле трубы и сварных швах)	
Заплаты	
Заварки	
Муфты	
Другое	
Всего	

- исходные технические данные для проведения работ и выполнения расчётов;
- классификацию дефектов по степени опасности, на основе действующей методики Исполнителя, а также результаты расчетов на прочность и долговечность трубных секций трубопровода;
 - предремонтную классификацию аномалий согласно действующим в Республике Беларусь нормативным документам (СНиП III-42-80, СНиП 2.05.06-85 и СТБ 09100.20001.004-2021);
 - журнал раскладки труб;
 - методику расчета дефектных участков трубопровода на прочность;
 - диаграммы и графики по результатам статистического анализа данных (графики скорости хода ВИП, давления в трубопроводе при пропуске каждого ВИП, типы и количество обнаруженных особенностей трубопровода по дистанции);
 - копии актов пропусков диагностических приборов, очистных и калибровочных устройств;

• данные каждого вида обследования по участкам должны быть интегрированы в Заключительный отчет (согласно форм таблиц 2, 3, 4) и представлены на электронном носителе в виде файла *.xls или *.xlsx.

Все собранные данные и информация по участкам, в том числе тексты отчетов, данные всех ВИП (исходные «сырые» данные), таблицы и графики должны быть представлены в электронном виде на внешнем жестком диске (без блока питания емкостью не менее 2 ТБ с интерфейсом USB 3.0) в количестве двух экземпляров по каждому диагностируемому участку и содержать установочные программы, а также сервисное программное обеспечение для работы с компьютерными базами данных и исходными «сырыми» данными внутритрубных приборов.

Заключительный технический отчет по участкам должен быть представлен на бумажном носителе в одном экземпляре на русском языке.

Таблица 2. Структура заключительного технического отчета (поля таблицы в формате *.xls или *.xlsx):

1	№ секции
2	№ особенности
3	Общая дистанция, м
4	Относительная дистанция, м – <i>расстояние от начала секции до начала особенности</i>
5	Наименование особенности – <i>тип дефекта, трубной арматуры, маркера или др. особенности</i>
6	Предельное давление в секции – <i>максимальное допустимое давление для наиболее опасного дефекта в трубной секции по результатам расчета на прочность</i>
7	Проектное давление в секции
8	Толщина стенки трубы в районе особенности, мм - <i>минимальная толщина стенки трубной секции с погрешностью ВИП</i>
9	Остаточная толщина стенки, мм – <i>фактическая толщина стенки трубной секции на дефектном участке с учетом потери металла</i>
10	Глубина особенности, мм
11	Длина особенности, мм
12	Ширина особенности, мм
13	Угол, чч:мм – <i>угловое положение рамки начала особенности, пересечения продольного шва секции с кольцевым швом начала секции</i>
14	Угол хар.т., чч:мм – <i>угловое положение характерной точки особенности (центр рамки)</i>
15	Тип особенности – <i>внутренний, внешний, внутрискладный</i>
16	Срок ремонта одиночного дефекта – <i>предельный срок эксплуатации одиночного дефекта на существующем режиме эксплуатации</i>
17	Метод ремонта одиночного дефекта – <i>рекомендуемый метод устранения одиночного дефекта</i>
18	Параметры ремонта одиночного дефекта, мм – <i>длина ремонтной конструкции рекомендуемой для ремонта</i>
19	Срок ремонта комбинированного дефекта – <i>предельный срок эксплуатации комбинированного дефекта на существующем режиме эксплуатации (указывать только для комбинированных дефектов, кластеров и т.д.)</i>
20	Метод ремонта комбинированного дефекта – <i>рекомендуемый метод устранения комбинированного дефекта.</i>
21	Параметры ремонта комбинированного дефекта, мм – <i>длина ремонтной конструкции рекомендуемой для ремонта</i>
22	Тип прибора – <i>тип ВИП, обнаруживший данную особенность</i>
23	Широта – <i>координата GPS xx.xxxxxxx°</i>
24	Долгота – <i>координата GPS xx.xxxxxxx°</i>
25	Высота – <i>координата GPS, м</i>

Примечание: дополнительно к таблице могут быть включены/исключены другие поля по согласованию с Заказчиком.

Дополнительно данные отчета должны предоставляться в виде текстового файла с расширением .csv (кодировка страницы файла: Windows Cyrillic 1251).

Первая строка файла — заголовок отчета. Заголовок должен начинаться с символа #. В качестве разделителя полей должен использоваться символ “;” (точка с запятой). В строке должны быть перечислены все поля (т.е. в строке должно присутствовать ровно 8 разделителей “;”). После последнего поля разделитель не указывается. Структура заголовка представлена в таблице 3.

Таблица 3. Структура заголовка CSV-файла (предоставляется в электронном виде):

№ поля	Описание поля	Формат	Примечание
1	Наименование МТ	Текстовое	Наименование магистрального нефтепровода
2	Нитка	Текстовое	Осн., 1-я, 2-я и т.п
3	Диаметр трубы	Текстовое	В миллиметрах
4	Участок прогона	Текстовое	Начальный пункт (начальный километр) — конечный пункт (конечный километр) участка диагностики
5	Длина прогона (м)	Вещественное (REAL) с точностью до третьего знака после запятой	
6	Метод диагностики	Текстовое	
7	Компания-исполнитель	Текстовое	
8	Дата начала	Дата (ДД.ММ.ГГГГ)	
9	Дата окончания	Дата (ДД.ММ.ГГГГ)	

Вид строки заголовка:

#Наименование МТ;Нитка;Диаметр трубы;Участок прогона;Длина прогона (м);Метод диагностики;Компания-исполнитель;Дата начала;Дата окончания

Все строки, следующие после заголовка в текстовом файле, должны содержать данные отчета по внутритрубной диагностике. Строки в текстовом файле состоят из полей переменной длины. В качестве разделителя полей должен использоваться символ “;” (точка с запятой). Разделитель целой и дробной части в вещественных числах — “.” (запятая). В строке должны быть перечислены все поля, как пустые, так и непустые (т.е. в строке должно присутствовать ровно 28 разделителей “;”). После последнего поля разделитель не указывается.

В текстовом файле должны отсутствовать описания полей (имена полей или заголовки), то есть все записи содержат только данные (кроме 1-й строки — это Заголовок).

Обязательные поля в строке данных (4 поля, должны быть обязательно заполнены во всех строках данных):

- Первое поле строки должно определять тип выявленного при диагностике объекта. В поле указывается “1” — для маркеров, “2” — для секций и “3” — для дефектов/особенностей.
- Второе поле строки должно определять уникальный номер выявленного объекта. Нумерация — своя по каждому типу объектов (по маркерам, секциям и особенностям/дефектам).
- Третье поле должно определять дистанцию объекта по пропуску в метрах.
- Десятое поле должно обязательно содержать описание объекта.

Если необязательные поля не содержат информации, то в строку должны включаться только разделители этих полей (без пробелов). Недопустимо использовать вместо отсутствующих данных в таких полях любые символы (например, “0”, “-”, “ ” пробел и т.п.)

Некоторые поля должны заполняться только для определенных типов объектов. В таблице 4 в столбце «Используется для объектов» перечислены типы объектов, для которых соответствующее поле может содержать информацию (для остальных типов объектов это поле должно оставаться пустыми). Например, 6-е поле (Тип секции) зарезервировано только для секций и это значит, что для маркеров и особенностей/дефектов оно должно быть пустым.

Для задвижек в первом поле указывается тип «3». Структура одной записи данных представлена в таблице 4.

Таблица 4. Структура строк данных CSV-файла (предоставляется в электронном виде):

№ поля	Описание поля	Тип поля	Возможные значения	Используется для объектов	Примечание
1	TTYPE Тип объекта	Целое (Integer)	1, 2, 3 (1-маркер, 2-начало секции, 3-особенность/дефект)	Для всех типов (1,2,3)	Тип объекта пропуска (маркер, секция, дефект/особенность)
2	FEA_NUM Номер объекта	Целое (Integer)	для каждого типа (1,2, 3) своя нумерация	Для всех типов (1,2,3)	Порядковый номер согласно отчета по ВТД
3	FEA_DISTANCE Дистанция по пропуску до начальной точки, м	Вещественное (REAL)	с точностью до третьего знака после запятой	Для всех типов (1,2,3)	Дистанция по пропуску до начала особенности (дефекта)
4	FEA_DISTANCE_H Дистанция по пропуску до характерной точки, м	Вещественное (REAL)	с точностью до третьего знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Дистанция по пропуску до характерной точки (при наличии)
5	PIPELEN Длина секции, м	Вещественное (REAL)	с точностью до третьего знака после запятой	Для секций (тип 2)	Длина секции в метрах

6	CODETRIP Тип секции	Целое (Integer)	0-бесшовная, 1-прямошовная, 2- спиралешовная, 3-задвижка, 4-тройник 5-начало поворота 6-конец поворота 7-изменение диаметра 8-изменение толщины стенки 9-неизвестн.	Для секций (тип 2)	Тип секции
7	DISTFFOMPIPE Расстояние от сварного шва, м	Веществен- ное (REAL)	с точностью до третьего знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Расстояние от начала особенности (дефекта) до ближайшего поперечного сварного шва, расположенного вверх по потоку продукта
8	FEA_ANGLE Угловое положение, град.	Целое (Integer)	от 0 до 359	Для дефектов (тип 3) и секций (тип 2)	Угловое положение дефекта или продольного шва секции
9	FEA_ANGLE_END Угл. полож. шва в конце секции, град.	Целое (Integer)	от 0 до 359	Для секций (тип 2)	Угловое положение продольного или спирального шва в конце секции
10	FEA Описание объекта	Текстовое		Для всех типов (1,2,3)	Текстовое описание особенности (дефекта)
11	THICK Толщина стенки, мм	Веществен- ное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для секций (тип 2) и дефектов (тип 3)	Толщина стенки трубы в районе особенности (дефекта)
12	LENGTH Длина дефекта, мм	Веществен- ное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Длина дефекта в мм
13	WIDTH Ширина дефекта, мм	Веществен- ное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Ширина дефекта в мм
14	DEPTH Глубина дефекта, мм	Веществен- ное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Только для дефектов геометрии

15	PROC Процент потери металла	Целое (Integer)		Для дефектов (тип 3)	Только для дефектов, связанных с изменением толщины стенки
16	FEA_LOCK_TYPE Расположение дефекта	Текстовое	EXT - внешний, INT - внутренний, MID - внутрискрипный	Для дефектов (тип 3)	Внешний или внутренний по отношению к стенке трубы
17	DOC Признак опасного дефекта	Текстовое	* - если дефект опасный	Для дефектов (тип 3)	По оценке исполнителя ВТД
18	KREM Коэффициент ERF	Вещественное (REAL)	с точностью до третьего знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Коэффициент ремонта ERF
19	PRIM Примечание	Текстовое		Для всех типов (1,2,3)	Примечание к описанию объекта
20	P_vtd Давление в кг/см ²	Вещественное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Допустимое давление от компании, проводившей ВТД
21	X_vtd GPS-координата X (градусы с десятичными долями)	Вещественное (REAL)	с точностью до девятого знака после запятой	Для всех типов (1,2,3)	Широта
22	Y_vtd GPS-координата Y (градусы с десятичными долями)	Вещественное (REAL)	с точностью до девятого знака после запятой	Для всех типов (1,2,3)	Долгота
23	Z_vtd GPS-координата Z, м	Вещественное (REAL)	с точностью до второго знака после запятой	Для всех типов (1,2,3)	Высота объекта
24	DATA_vtd Планируемая дата ремонта	Дата	Формат поля: ДД.ММ.ГГГГ	Для дефектов (тип 3)	Дата комбинированного ремонта дефекта (кластера), рекомендуемая компанией, проводившей ВТД
25	REM_vtd Рекомендуемый вид ремонта	Текстовое		Для дефектов (тип 3)	Метод комбинированного ремонта (кластера), рекомендуемый компанией, проводившей ВТД

26	LREM_vtd Длина ремонтной конструкции, мм	Вещественное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Длина ремонтной конструкции комбинированного ремонта (кластера) в мм, рекомендуемая компанией, проводившей ВТД
27	KRK_vtd Коэффициент роста коррозии для глубины, мм в ГОД	Вещественное (REAL)	с точностью до второго знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Коэффициент роста коррозии по глубине, рекоменд. компанией, проводившей ВТД
28	D_LOSS Уменьшение диаметра трубы, % (глубина вмятин)	Вещественное (REAL)	с точностью до первого знака после запятой	Для дефектов (тип 3)	Уменьшение диаметра трубы в % (для вмятин)
29	REM_vtd_NUM	Целое (Integer)		Для дефектов (тип 3)	Порядковый номер рекомендуемого ремонта (для комбинированного ремонта номер повторяется для всех ремонтируемых дефектов)

3.6 Журнал документированных особенностей трубопровода должен содержать:

- дефекты, опасные по расчетам на прочность с градацией дефектов, подлежащих ремонту, по степени опасности. Для каждого такого дефекта должен быть создан сертификат для поиска его местонахождения (в электронном виде);
- дефекты, опасные по расчетам на прочность со сроком ремонта - в течение одного календарного года;
- все обнаруженные дефекты должны быть рассчитаны на прочность по методике Исполнителя с предремонтной классификацией аномалий согласно действующим в Республике Беларусь нормативным документам (СНиП III-42-80, СНиП 2.05.06-85 и СТП 09100.20001.004-20121), также на все дефекты, подлежащие ремонту, должны быть указаны рекомендации к методам и максимальным срокам устранения дефектных участков согласно РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

3.7 Журнал трубопровода, кроме прочей информации, должен содержать следующий список обнаруженных дефектов:

- вмятины и гофры, в том числе, примыкающие к сварным швам ближе 100мм и с дополнительными дефектами (задир, локальная потеря металла);
- продольные задиры, трещины по телу трубы, а также несплошности (трещины, непровары, несплавления) в сварных швах;

- дефекты типа потеря металла (внутренняя, внешняя), включения и другие дефекты;
- линейные задвижки, тройники, вентузы, кожухи, сварные присоединения и другие конструктивные элементы трубопровода, врезки в трубопровод;
- журнал трубопровода должен состоять из совмещенной таблицы особенностей и содержать данные о дефектах и особенностях трубопровода и трубных секций, обнаруженных при проведении диагностики с привязкой к координатам GPS.

3.8 Список маркеров в Предварительном отчете и в Заключительном отчете по каждому диагностируемому участку, должен включать в себя все нижеперечисленные точки-ориентиры:

- линейные задвижки;
- кожуха;
- дополнительные маркерные пункты, на которых будут установлены приборы, регистрирующие прохождение ВИП по трубопроводу, в ходе его сопровождения.

3.9 Определение координат GPS поверхности земли маркерных пунктов осуществляет Исполнитель посредством переносных маркерных систем с датчиком GPS. Для определения GPS координат необходимо использовать систему WGS 84.

3.10 Местоположение точек-ориентиров должно быть определено в списке с указанием GPS-координат и общей дистанции по трубопроводу. Все маркера каждого ВИП должны быть объединены в один список с привязкой к общей дистанции. Под «общей дистанцией» следует понимать линейную координату одного из ВИП, к которой привязано местоположение всех особенностей (трубных секций, дефектов, задвижек, вентузов, трубной арматуры, точек-ориентиров, и других особенностей) трубопровода, обнаруженных всеми ВИП при текущей инспекции. Все списки и перечни (дефектных участков, маркеров, журнала трубопроводов и пр.) в Заключительном отчете кроме прочей информации должны содержать общую дистанцию. Нулевая координата общей дистанции должна соответствовать координате первого сварного шва текущей задвижки камеры запуска.

4. Спецификации инспекционного оборудования:

4.1 Этот раздел предложения должен содержать подробные технические спецификации на диагностическое оборудование, согласно POF 2021г. Точностные характеристики предлагаемого оборудования должны соответствовать параметрам высокого разрешения. В паспортах или технических характеристиках дефектоскопов в обязательном порядке должна быть представлена информация о сенсорах/разрешающей способности (количество измерительных каналов, расстояния между датчиками по окружности, интервал замеров на оси, порог записи и т.п.).

5. Обязательные документы, подтверждающие квалификационные требования участников процедуры закупки:

5.1 Действующее разрешение (лицензия или свидетельство) на право изготовления для применения (эксплуатации) в Республике Беларусь технических устройств (средств) для внутритрубной диагностики трубопроводов, эксплуатируемых на потенциально опасных объектах магистральных

трубопроводов, подлежащих государственному надзору в области промышленной безопасности, выданное организации, участвующей в процедуре закупки;

5.2 Сертификат соответствия технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011) на применяемое оборудование при работах по внутритрубному диагностированию трубопроводов.

6. Сервисные программы для работы с диагностической информацией:

6.1 Электронная версия Заключительного отчёта представляет собой единую сервисную программу, совместимую с Windows 7 и Windows 10, включающую и программу (программы) интерпретации исходных данных с датчиков (исходные «сырые» данные) всех ВИП используемых при проведении обследования. Все разработанные сервисные программы и утилиты должны быть совместимы с 32-разрядным и 64-разрядным версиями Windows.

6.2 Рабочий интерфейс программы должен позволять:

- работать с комплексной базой данных результатов различных видов обследований, приведённых к общей дистанции, и с соответствующими базами исходных «сырых» данных отдельных ВИП;
- содержать информацию о раскладке линейной части трубопровода, дефектах, особенностях и маркерных пунктах должна быть представлена в виде единой базы (журнала трубопровода) с привязкой к *общей дистанции*;
- читать исходные «сырые» данные, находящиеся в сетевой системе хранения данных и на внутреннем жёстком диске персонального компьютера;
- автоматически выбирать из общей базы необходимую информацию по заданным параметрам особенностей с помощью механизма фильтров и индексов;
- обеспечивать прямой переход на требуемую особенность по идентификационному номеру и по приведённой дистанции как из списка особенностей на изображение исходных «сырых» данных, так и обратно в таблицу данных;
- осуществлять привязку дефектов и особенностей к маркерам при создании сертификатов на особенности и листов детализации трубной секции (развертка трубы с нанесенными особенностями и их параметрами), как для выбранной одиночной особенности, так и для выбранного списка);
- задавать пользователем любые особенности трубопровода в качестве ориентира (маркера);
- представлять данные в графическом виде, строить профиль трубопровода с возможностью масштабирования по осям на выбранном пользователем участке трубопровода и экспортом в файл, заданный пользователем;
- пользователю добавлять в общую базу данных записи (особенности), обнаруженные в результате эксплуатации трубопровода;
- генерировать отчеты в форме, задаваемой пользователем (в графическом и табличном виде);
- экспортировать базы данных и генерированные пользователем отчеты в MS Excel.

6.3 Основное окно сервисной программы должно быть организовано в виде таблицы представляющей собой сквозной (сводный) журнал трубопровода, составленный из журналов всех особенностей (секции трубопровода, ориентиры,

дефекты и прочие особенности) расположенных последовательно относительно дистанции. Каждая строка таблицы описывает параметры обнаруженной особенности, включая приведённую (общую для всех видов использованных дефектоскопов) дистанцию начала особенности.

6.4 Сценарий работы с исходными данными предполагает непосредственный переход из строки выбранной особенности в основном окне программы, характеризуемой приведённой дистанцией, номером, ориентацией и т.п., в программу визуализации исходных «сырых» данных с позиционированием и отображением участка с выбранной особенностью в отдельном окне на развертке графического отображения зафиксированных сигналов по любому имеющемуся типу обследования.

6.5 Переход осуществляется сразу на дистанцию, соответствующую дистанции нахождения данной особенности в выбранном для просмотра виде обследования (типа ВИП) вне зависимости наличия и характера исходных сигналов, при этом точное месторасположение особенности, с учётом ориентации позиционируется в центр экрана.

6.6 Дальнейшая работа в окне исходных «сырых» данных должна позволять производить просмотр графического отображения сигналов датчиков с использованием масштабирования, горизонтального и вертикального скроллинга, с возможностью определения ориентации и измерения линейных параметров зарегистрированных сигналов, определяющих как минимум продольные и поперечные размеры особенности. Программа просмотра должна позволять вывод сформированного графического окна на печать и в отдельных файл.

6.7 Сервисные программы должны сопровождаться инсталляционными файлами программного обеспечения для Заказчика и инструкцией по их установке на русском языке. Если сервисные программы будут поставляться с аппаратным ключом, то ключ должен быть с USB-интерфейсом в количестве не менее 5 шт.

7. Качество работ. Технические гарантии:

7.1 Исполнитель гарантирует, что работы и обязательства по Договору будут выполнены с соответствующей эффективностью и необходимым качеством. Результаты пропуска ВИП считаются удовлетворительными, если при диагностировании участка нефтепровода максимальная суммарная потеря данных – не больше 100 м для одного трубопровода. При этом, допустимая длина одного участка с потерей данных – не больше 50 м.

7.2 В целях проверки достоверности данных, представленных Исполнителем в Заключительном отчете, Заказчик проводит дополнительный дефектоскопический контроль (далее по тексту - ДДК) не меньше трех аномалий (дефектов, при их наличии) каждой группы в течение 60-ти календарных дней после даты получения Заключительного отчета.

По письменному запросу Заказчика Исполнитель предоставляет за свой счет квалифицированный и уполномоченный персонал для подтверждения наличия или отсутствия аномалий (дефектов) и подписания актов ДДК.

В случае, если Исполнитель не предоставит квалифицированный и уполномоченный персонал, Заказчик самостоятельно проводит ДДК и подписывает акты ДДК. При этом эти акты считаются одобренными и принятыми Исполнителем.

Результаты ДДК оцениваются согласно стандарту API 1163 «In-Line Inspection Systems Qualification Standard» и спецификации оборудования Исполнителя.

7.3 В случае расхождения результатов ДДК и данных, предоставленных в Заключительном отчете, Исполнитель за свой счет выполняет следующее:

- в течение 15 рабочих дней повторно анализирует исходные данные диагностирования и передает Заказчику исправленный Заключительный отчет. После получения исправленного Заключительного отчета Заказчик проводит повторное ДДК в необходимом объеме;

- в случае, если результатом повторного ДДК будет установлено, что исправленный Заключительный отчет о проведении внутритрубной диагностики не соответствует требованиям настоящего Технического задания, Исполнитель в течение 90 календарных дней осуществляет повторные пуски ВИП для получения качественных данных за свой счет;

- Если после повторного пропуска ВИП не достигнуто качество данных согласно спецификациям Исполнителя, то Исполнитель выплачивает Заказчику все его фактические, документально подтвержденные, понесенные затраты, включая стоимость соответствующих некачественно выполненных работ в рамках предмета закупки, ранее оплаченных Исполнителю.

7.4 В случае, если Заказчик или Исполнитель не согласятся с результатами, представленными другой стороной, и не смогут найти решение для подписания акта по результатам ДДК, Заказчик имеет право привлечь для оказания услуг независимую экспертную организацию, заключения о качестве выполненных работ которой будет обязательным для исполнения обеими Сторонами.

7.5 Гарантийный период на выполненные Исполнителем работы составляет 3 года с даты подписания Заключительного отчета Заказчиком.

7.6 Если в гарантийный период по причине неисполнения либо ненадлежащего исполнения обязательств по договору Исполнителем произошел инцидент или авария, Исполнитель несет ответственность в виде возмещения Заказчику причиненных инцидентом или аварией убытков, на основании обоснованного документально подтвержденного расчета, в размере не более суммы контракта.