

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ОАО «Гомельтранснефть Дружба»

О.Л.Борисенко

31.03.2020.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на закупку работ по выполнению внутритрубной диагностики участков магистральных нефтепроводов:

Лот 1:

- МН «Унеча-Полоцк» I (DN800) на участке 70км (госграница Российской Федерации и Республики Беларусь) – 228км (ЛПДС «Горки»), протяженностью 158км;
- МН «Унеча-Полоцк» I (DN800) на участке 228км (ЛПДС «Горки») – 450км (ЛПДС «Полоцк»), протяженностью 222км;
- резервная нитка МН «Унеча-Полоцк» I (DN800) на подводном переходе через р.Днепр на участке 263км-264км протяженностью 0,3км;
- МН «Унеча-Полоцк» II (DN800) на участке 70км (госграница Российской Федерации и Республики Беларусь) – 228км (ЛПДС «Горки»), протяженностью 158км;
- МН «Унеча-Полоцк» II (DN800) на участке 228км (ЛПДС «Горки») – 450км (ЛПДС «Полоцк»), протяженностью 222км.

Лот 2:

- МН «Речица-Мозырь» (DN500) протяженностью 88км;
- резервная нитка МН «Речица-Мозырь» (DN500) на подводном переходе через р.Припять на участке 277-278км, протяженностью 1,6км;
- МН «Мозырь»-МНПЗ (DN500) протяженностью 8км;
- МН «Мозырь»-МНПЗ (DN700) протяженностью 8км.

1. Предмет закупки:

1.1 Закупка услуг по оценке технического состояния участков нефтепроводов, указанных ниже, по результатам их внутритрубного обследования. Услуги включают:

- Лот 1: МН «Унеча-Полоцк» I (DN800) на участке 70км (госграница Российской Федерации и Республики Беларусь) – 228км (ЛПДС «Горки»), протяженностью 158км; МН «Унеча-Полоцк» I (DN800) на участке 228км (ЛПДС «Горки») – 450км (ЛПДС «Полоцк»), протяженностью 222км; резервная нитка МН «Унеча-

Полоцк» I (DN800) на подводном переходе через р.Днепр на участке 264км-264км протяженностью 0,3км, в следующем объеме: очистка нефтепровода, обследование профилемером, ультразвуковым дефектоскопом WM, ультразвуковым детектором трещин (CD), магнитным дефектоскопом с поперечным намагничиванием (MFL), и магнитным дефектоскопом с продольным намагничиванием (TFI), оснащенных 3D модулем для определения пространственного положения трубопровода, создание баз данных дефектов и особенностей, предоставление Заключительного отчета.

МН «Унеча-Полоцк» II (DN800) на участке 70км (госграница Российской Федерации и Республики Беларусь) – 228км (ЛПДС «Горки»), протяженностью 158км; МН «Унеча-Полоцк» II (DN800) на участке 228км (ЛПДС «Горки») – 450км (ЛПДС «Полоцк»), протяженностью 222км, в следующем объеме: очистка нефтепровода, обследование профилемером, ультразвуковым дефектоскопом WM, ультразвуковым детектором трещин (CD), магнитным дефектоскопом с поперечным намагничиванием (MFL), и магнитным дефектоскопом с продольным намагничиванием (TFI), оснащенных 3D модулем для определения пространственного положения трубопровода, создание баз данных дефектов и особенностей, предоставление Заключительного отчета.

- Лот 2: МН «Речица-Мозырь» (DN500) протяженностью 88км; резервная нитка МН «Речица-Мозырь» (DN500) на подводном переходе через р.Припять протяженностью 1,6км; МН «Мозырь»-МНПЗ (DN500) протяженностью 8км; МН «Мозырь»-МНПЗ (DN700) протяженностью 8км, в следующем объеме: очистка нефтепровода, обследование профилемером, ультразвуковым дефектоскопом WM, ультразвуковым детектором трещин (CD), магнитным дефектоскопом с поперечным намагничиванием (MFL), и магнитным дефектоскопом с продольным намагничиванием (TFI), оснащенных 3D модулем для определения пространственного положения трубопровода, создание баз данных дефектов и особенностей, предоставление Заключительного отчета.

2. Цель работы:

2.1 Провести комплекс работ по предварительной очистке внутренней поверхности труб, 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 нефтепроводов согласно лотам, выпустить Заключительные 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 СТП 09100.20001.004-2018).

2.4 Разработать рекомендации по выборочному и капитальному ремонту линейной части нефтепроводов с указанием методов ремонта единичных и групповых дефектов и сроков их проведения.

2.5 Определить местоположение всех сварных присоединений, трубной арматуры (патрубков), ремонтных конструкций, металлических предметов, других накладных и приварных элементов.

2.6 Предоставить информацию о пространственном местоположении участков нефтепроводов в системе координат WGS84 в виде общепринятого формата SHAPE файла *.kml по каждому участку нефтепровода в отдельности.

2.7 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 20 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;
- 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 2016г;
- 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 обобщённые результаты диагностики с проведением расчёта максимально допустимого давления для трубных секций с дефектами, с указанием общего числа выявленных «опасных» дефектов на обследованном участке трубопровода;
- обобщённые статистические результаты диагностики по каждому лоту, с учетом использованного оборудования, представить в виде таблицы 1:

Таблица 1. Обобщённые 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 геометрий 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	
Риски (термин «риска» соответствует термину «канавка» согласно «Спецификации и требованиям к обследованию труб интеллектуальными поршнями» Версия 2016.)	
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 09100.20001.004-2018);
- 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 Лоту 1 должны быть интегрированы в Заключительный отчёт (согласно форм таблиц 2 и 3) и представлены на электронном носителе в виде файла *.xls или *.xlsx.

Все собранные данные и информация по Лоту 1, в том числе тексты отчетов, таблицы и графики должны быть представлены на CD или ином стандартном носителе электронной информации в трех экземплярах с программным обеспечением и установочными программами для работы с этими данными.

Данные всех ВИП (исходные «сырые» данные) по Лоту 1 необходимо предоставить в электронном виде (на внешнем жестком диске емкостью не менее 2 ТБ без блока питания, с интерфейсом USB 3.0 – в количестве трех экземпляров) с компьютерными базами данных, с сервисным программным обеспечением и исходными «сырыми» данными внутритрубных приборов.

Заключительный отчет по Лоту 1 должен быть представлен на бумажном носителе в количестве трех экземпляров на русском языке.

- данные каждого вида обследования по Лоту 2 должны быть интегрированы в Заключительный отчёт (согласно формы таблицы 2) и представлены на электронном носителе в виде файла *.xls или *.xlsx. Все собранные исходные «сырые» данные и информация, а также тексты и графики должны быть представлены на CD, либо другом электронном носителе, в двух экземплярах с программным обеспечением для работы с этими данными. Дополнительно отпечатанный Заключительный отчет должен быть представлен в двух экземплярах на русском языке.

Таблица 2. Структура заключительного отчёта (поля таблицы в формате *.xls или *.xlsx).

Поле	Тип	Возможные значения
Тип объекта	Целое (Integer)	1 (маркер), 2 (начало секции), 3 (особенность/дефект)
Номер объекта	Целое (Integer)	для каждого типа своя нумерация
Дистанция по пропуску, м	Вещественное (REAL)	с точностью до мм
Длина секции, м	Вещественное (REAL)	с точностью до мм
Расстояние от св. шва, м	Вещественное (REAL)	с точностью до мм
Угловое положение, чч:мм	Текстовое	для секции - угловое положение продольного шва
Описание объекта	Текстовое	
Толщина стенки, мм	Вещественное (REAL)	
Длина дефекта, мм	Вещественное (REAL)	

Ширина дефекта, мм	Вещественное (REAL)	
Процент потери металла	Целое (Integer)	
Расположение дефекта	Текстовое	внешний/внутренний
Признак опасного дефекта	Текстовое	"*" если дефект опасный
Коэффициент ремонта	Вещественное (REAL)	
Примечание	Текстовое	

(в поле «Примечание» могут быть включены любые дополнительные сведения, включая сроки ремонта, требование ДДК и т.д., перечисленные через запятую.).

Таблица 3. Дополнительная таблица заключительного отчёта (поля таблицы в формате *.xls или *.xlsx) в электронном виде по Лоту 1.

1	№ секции
2	№ особенности
3	Общая дистанция, м
4	Относительная дистанция, м – расстояние от начала секции до начала особенности
5	Наименование особенности – тип дефекта, трубной арматуры, маркера или др. особенности
6	Предельное давление в секции – максимальное допустимое давление для наиболее опасного дефекта в трубной секции по результатам расчета на прочность
7	Проектное давление в секции
8	Толщина стенки трубы в районе особенности, мм - минимальная толщина стенки трубной секции с погрешностью ВВП
9	Остаточная толщина стенки, мм – фактическая толщина стенки трубной секции на дефектном участке с учетом потери металла
10	Глубина особенности, мм
11	Длина особенности, мм
12	Ширина особенности, мм
13	Угол, градусы – угловое положение рамки начала особенности, пересечения продольного шва секции с кольцевым швом начала секции
14	Угол хар.т., градусы – угловое положение характерной точки особенности (центр рамки)
15	Тип особенности – внутренний, внешний, внутрисстенный
16	Срок ремонта одиночного дефекта – предельный срок эксплуатации одиночного дефекта на существующем режиме эксплуатации
17	Срок ремонта комбинированного дефекта – предельный срок эксплуатации комбинированного дефекта на существующем режиме эксплуатации (указывать <u>только</u> для комбинированных дефектов, кластеров и т.д.)
18	Метод ремонта одиночного дефекта – рекомендуемый метод устранения одиночного дефекта
19	Метод ремонта комбинированного дефекта – рекомендуемый метод устранения комбинированного дефекта.
20	Длина ремонтной конструкции – длина ремонтной конструкции рекомендуемой для ремонта
21	Метод проведенного ремонта – метод фактического ремонта дефекта (поле для занесения результатов фактического проведенного ремонта)
22	Дата ремонта – дата устранения дефекта (поле для занесения результатов фактического проведенного ремонта)
23	Параметры ремонта дефекта – заполняется по результатам фактического ремонта (поле для занесения результатов фактического проведенного ремонта)
24	Ответственный – данные предоставляются Заказчиком; поле для занесения результатов фактического ремонта. Необходимо занести данные проведенных ремонтов и обследований
25	№ акта - (поле для занесения реквизитов актов обследования или ремонта)
26	Комментарий – могут быть включены любые дополнительные сведения о ремонтах
27	Тип прибора – тип ВВП, обнаруживший данную особенность
28	Высотная отметка, м - высотная отметка <u>верхней</u> точки трубопровода, для построения профиля
29	Широта – координата GPS xx.xxxxxxx°
30	Долгота – координата GPS xx.xxxxxxx°
31	Высота – координата GPS, м
32	Примечание – могут быть включены любые дополнительные сведения

Примечание: дополнительно к таблице могут быть включены другие поля с необходимой информацией по согласованию с Заказчиком.

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 СТБ 09100.20001.004-2018), также на все дефекты, подлежащие ремонту, должны быть указаны рекомендации к методам и максимальным срокам устранения дефектных участков.

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 (задиры, 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, используя поправки постоянно действующих пунктов спутниковой системы точного позиционирования Республики Беларусь, предоставляемой в режиме реального времени (RTK), полученные в государственном предприятии «Белгеодезия». 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, вантузов, 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.

Общая дистанция должна быть указана в отчетах с предустановкой (т.е. начинаться с дистанции):

для участка 70км-228км МН «Унеча-Полоцк 1» - 70 000м;

для участка 228км-450км МН «Унеча-Полоцк 1» - 228 000м;

для участка 70км-228км МН «Унеча-Полоцк 2» - 70 000м;

для участка 228км-450км МН «Унеча-Полоцк 2» - 228 000м;

для участка 263км-264км МН «Унеча-Полоцк 1» - 0м.

4. Спецификации инспекционного оборудования:

4.1 Этот раздел предложения должен содержать подробные технические спецификации на диагностическое оборудование, согласно РОФ 2016г. **Точностные характеристики предлагаемого оборудования должны соответствовать параметрам высокого разрешения.** В паспортах или технических характеристиках снарядов 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, либо оригинал гарантийного письма о предоставлении данного разрешения к моменту заключения договора.

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;