

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на закупку работ (услуг) по выполнению внутритрубной диагностики участков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопровода:

- МН «Мозырь-Брест» (DN600), на участках ЛПДС «Мозырь» – НПС «Пинск» протяженностью 233км и НПС «Пинск» – госграница РБ протяженностью 212км;
- 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;
- МНПП «Новополоцк-Фаниполь» (DN273), на участках 0км-135км протяженностью 135км и 135км-292км протяженностью 157км.

Общая протяженность участков носит условный характер и в процессе выполнения работ может быть уточнена. Изменение общей протяженности в процессе 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 и нефтепродуктопровода, указанных ниже, по результатам их внутритрубного обследования. Услуги включают:

- **Лот 1:** МН «Мозырь-Брест» (DN600) на участках ЛПДС «Мозырь» – НПС «Пинск» протяженностью 233км и НПС «Пинск» – госграница РБ протяженностью 212км в следующем объеме: очистка нефтепровода, обследование профилемером, 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 технического 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 технического отчета.

- **Лот 3:** МНПП «Новополоцк-Фаниполь» (DN273), на участках 0км-135км протяженностью 135км и 135км-292км протяженностью 157км, в следующем объеме: очистка нефтепродуктопровода, 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 технического 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 и нефтепродуктопровода, выпустить 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 09100.20001.004-2018).

2.4 Разработать рекомендации по выборочному и капитальному ремонту линейной части нефтепроводов и нефтепродуктопровода 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 и нефтепродуктопровода в системе координат WGS84 с указанием высоты в Балтийской системе высот. Координаты предоставить в виде общепринятого формата SHAPE файла *.kml по каждому участку нефтепровода и нефтепродуктопровода 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 технические 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, в том числе и как несанкционированные врезки;
- список зарегистрированных конструктивных элементов (металлические предметы, другие накладные и приварные элементы);
- список аномалий и дефектов (в том числе с характеристиками, представляющие максимальную опасность), требующие по результатам расчётов на прочность на основе действующей методики Исполнителя, снижения рабочего давления в нефтепроводе или нефтепродуктопроводе;

- 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 технический 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 оборудование для диагностирования и очистки, 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 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	
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 и сварных соединений трубопровода;

- 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);
- 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 Лотам 1 и 2 должны быть интегрированы в Заключительные технические отчёты по каждому диагностируемому участку трубопровода (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, отпечатанные Заключительные технические отчеты по каждому диагностированному участку, должны быть представлены в двух экземплярах на русском языке;
- данные каждого вида обследования по Лоту 3 должны быть интегрированы в Заключительный технический отчёт по каждому диагностируемому участку трубопровода (согласно формы таблицы 3) и представлены на электронном носителе в виде файла *.xls или *.xlsx;

Все собранные данные и информация по Лоту 3, 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 («сырые» данные) по Лоту 3 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 «сырыми» данными внутритрубных приборов.

Заключительный технический отчет по Лоту 3 должен быть представлен на бумажном носителе в количестве трех экземпляров на русском языке.

Таблица 2. Структура Заключительного технического 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 технического отчёта (поля таблицы в формате *.xls или *.xlsx) в электронном виде по Лоту 3.

1	№ секции
2	№ особенности
3	Общая дистанция, м согласно п.3.11
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 ВПП
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, внутристенный
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 только 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 ВИП, обнаруживший данную особенность
28	Высотная отметка, м - высотная отметка верхней 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
33*	№ секции предыдущего прогона ВИП (только для Лота №3)*

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 на основе, действующей методики Исполнителя, 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 (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, вантузы, 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 техническом 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, в объеме и количестве, необходимом для выполнения работ по внутритрубной диагностике нефтепроводов и нефтепродуктопровода, осуществляет Исполнитель посредством переносных маркерных систем с датчиком GPS, используя корректирующую информацию сети базовых станций, основанных на технологии спутниковых определений в режиме реального времени, полученные у поставщиков таких услуг в РБ, аттестованных или прошедших метрологическую сертификацию. Для определения GPS координат необходимо использовать систему WGS 84 с указанием высоты в Балтийской системе высот.

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 техническом отчете, кроме прочей информации, должны содержать общую дистанцию. Нулевая координата общей дистанции должна соответствовать координате первого сварного шва текущей задвижки камеры запуска.

3.11 Для Лота 3:

Общая дистанция должна быть рассчитана с предустановкой (т.е. начинаться с дистанции):

для участка 0км-135км МНПП «Новополоцк-Фаниполь» - 0м;

для участка 135км-292км МНПП «Новополоцк-Фаниполь» - 135 000м.

4. Спецификации инспекционного оборудования:

4.1 Этот раздел предложения должен содержать подробные технические спецификации на диагностическое оборудование, согласно POF 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 гарантийное письмо о предоставлении данного разрешения к моменту заключения договора.

6. Сервисные программы для работы с диагностической информацией:

6.1 Электронная версия Заключительного технического 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 отдельный 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 штук по каждому Лоту.

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 или нефтепродуктопровода 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 С целью оптимальной очистки протяженных участков МН «Мозырь-Брест», «Речица-Мозырь», «Новополоцк-Фаниполь», Подрядчик обязан мобилизовать и одновременно использовать при очистке трубопроводов не менее 6 (шести) очистных устройств (скребков). Данное минимальное количество очистных устройств (скребков) должно быть подтверждено гарантийным письмом на этапе конкурса.

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

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

- в течение 15 рабочих дней повторно анализирует исходные данные диагностирования и передает Заказчику исправленный Заключительный технический отчет. После получения исправленного Заключительного

технического отчета Заказчик проводит повторный ДДК в необходимом объеме;

- в случае если результатом повторного ДДК будет установлено, что исправленный Заключительный технический 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.

7.5 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.

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

7.7 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.