**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на оказание услуги по комплексному техническому диагностированию нефтепроводов:

1. СП Кротовский - СП Никольский- Ду159\*7 мм, L- 11,572 м.
2. СП Никольский - УПТН Богородская Ду159\*7 мм, L- 6,580 м.

**г. Саратов, 2025**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на оказание услуги по комплексному техническому диагностированию нефтепроводов:

1. СП Кротовский - СП Никольский- Ду159\*7 мм, L- 11,572 м.
2. СП Никольский - УПТН Богородская Ду159\*7 мм, L- 6,580 м.

|  |
| --- |
| **1. Цели и Задачи** |
| Определение фактического технического состояния трубопровода: выявление дефектов, расчёт скорости коррозии, прогноз развития дефектов и определение остаточного ресурса, а также определение и отражение в техническом отчёте всех патрубков, ответвлений и врезок (несанкционированных врезок) на диагностируемом участке трубопровода.  Разработка методов ремонта (замены) дефектных участков с указанием предельного срока эксплуатации дефектов.  Обеспечение эксплуатации трубопроводов с минимальным риском порывов на основе расчета ресурса, предупредительного ремонта и своевременного устранения выявленных дефектов (дефектных участков). |
| **2. Наименование промысловых трубопроводов** |
| СП Кротовский - СП Никольский- Ду159\*7 мм, L- 11,572 м.  СП Никольский - УПТН Богородская Ду159\*7 мм, L- 6,580 м. |
| **3. Требования** |
| Услуги оказать в соответствии настоящим Техническим заданием.  Все используемые технические средства, в том числе иностранного производства, должны иметь сертификаты соответствия |
| **4. Основания для проведения** |
| - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утв. Приказом РТН №534 от 15.12.2020г.); |
| **5. Перечень обязательных операций выполняемых Исполнителем** |
| Услуги по Комплексному техническому диагностированию с применением внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС) на нефтепромысловых трубопроводах включают в себя:  **Предварительную очистку**:  1. Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на трубопровод.  1.1. Согласование и утверждение Сторонами «Графика оказания услуг» и Плана организационно-технических мероприятий (ОТМ), «План расстановки маркерных пунктов»;  1.2. Изучение особенностей ситуации прокладки трубопровода и его технической оснащенности, составление фактического плана и профиля трубопровода;  1.3. Мобилизация оборудования и персонала для проведения полевых работ по внутритрубной диагностике на объекты ООО «Юкола-Нефть»;  1.4. Поиск оси трубопровода и разбивка трассы по пикетажу под маркерные пункты для установки маркерных систем (совместно с Заказчиком) по заранее согласованному «Плану расстановки маркерных пунктов»;  1.5. Установку маркерных систем (и последующее снятие) выполнять с учетом следующих требований:  - Расстояние между маркерными пунктами не должно превышать 2 км;  - Маркерные пункты должны быть расположены над осью трубопровода;  - Маркерные пункты должны привязываться к ближайшим постоянным ориентирам на местности (километровые и маркерные знаки, опоры линий связи и линий электропередач и т.п.);  - Установленные на линейной части диагностируемого участка нефтепровода задвижки, обратные клапаны, постоянные вантузы диаметром Ду100 и более включаются в схему маркерных пунктов как естественные маркерные пункты. Установка наземных маркеров на естественных маркерных пунктах не требуется;  - Месторасположение маркерных пунктов при проведении повторной внутритрубной диагностики не должно изменяться.  1.6. Выдача перечня особенностей геометрии трубопровода (в случае выявления), препятствующих пропуску.  1.7. Очистка внутренней полости участка трубопровода» (приложение №2) к ТЗ;  1.8. Выдача акта-заключения о возможности реализации работ по обследованию трубопровода профилемером.  **Обследование геометрических параметров трубопровода**:  2.1. Пропуск скребка-калибра с отработкой скоростного режима для последующего пропуска профилемера и дефектоскопа, контроль прохождения скребка;  2.2. Выдача акта-заключения о возможности пропуска профилемера, после проведения работ по пропуску скребка-калибра (приложение 1) к ТЗ;  2.3. Пропуск профилемера, контроль прохождения;  2.4. Осмотр профилемера после пропуска осуществляется представителями Исполнителя, совместно с представителем Заказчика, в течение одного часа, после выемки;  2.5. Предварительная обработка и оценка полученных данных по результатам пропуска профилемера;  2.6. При необходимости повторного пропуска профилемера с дополнительной установкой маркерных систем (маркированием) для локализации дефектов геометрии, работы выполняются за счет Исполнителя работ;  2.7. Определение и регистрация дефектов геометрии трубопровода с фиксацией их пространственного расположения относительно поперечного сечения трубы (профилеметрия);  2.8. Выдача акта-заключения о возможности обследования трубопровода пропуском дефектоскопа (магнитного) (приложение 1) к ТЗ.  **Определение технического состояния запорно-регулирующей арматуры (далее ЗРА) крановых узлов, узлов запуска/приема СОД, узлов конденсатосборников:**  4.1 Визуальный осмотр запорной арматуры со снятием теплоизоляции при необходимости. Частичное снятие и восстановление теплоизоляции выполняется персоналом подрядчиком;  4.2 Проверку комплектности деталей ЗРА (шпинделей, маховиков и т.д.);  4.3 Выявление механических и коррозионных повреждений основного металла и сварных швов, утечек транспортируемой среды;  4.4 Проверка состояния фланцевых соединений (при возможности проведения), их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа (если такие имеются); контроль качества затяжки фланцевых соединений.  4.5 Проверка состояния и правильности работы опор, крепежных деталей.  4.6 Ультразвуковая толщинометрия корпуса ЗРА в соответствии со схемой и выявления предельных отбраковочных значений;    *Схема проведения ультразвуковой толщинометрии корпуса ЗРА. Линиями обозначены сечения, в которых проводится сплошное сканирование толщины стенки. Точкой обозначено место точечного измерения толщины стенки*  **Оформление технического отчета**:  5.1. Обработка данных, подготовка и выдача технического отчета по результатам обследования трубопровода.  Технический отчёт выпускается на бумажном носителе – 2 экземпляра, на электронном носителе – 2 экземпляра.  5.2. Выполнение комиссионного дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК), в количестве не менее 3 дефектов на участок, с участием представителей (специалистов) Исполнителя и Заказчика, Акт ДДК оформляет Исполнитель по форме Приложения №22 к ТТК №П1-01.05 М-0133 версия 4 и согласовывается Заказчиком.  **Примечание:**  Работы по запасовке, сопровождению, извлечению очистных устройств, калибровочных устройств, профилемеров– обеспечиваются автотранспортом, персоналом, диагностическим оборудованием и поисковыми устройствами Исполнителя.  Все финансовые и материальные расходы для своих сотрудников, связанные с проживанием, питанием и транспортом (для доставки на место производства работ и обратно) Исполнитель организовывает самостоятельно и за свой счет своевременно и без ущерба производственным процессам Заказчика, в том числе, дополнительные пропуски СОД, проведение ДДК, автотранспорт повышенной проходимости (для перевозки диагностического оборудования и рабочего персонала обязательно оснащенное ремнями безопасности) - не менее 3 ед. (предоставить справку-подтверждение за подписью руководителя о наличии собственной спецтехники с приложением копий ПТС или копии договоров аренды, гарантийное письмо об обеспечении транспортом до начала оказания услуг).  Исполнитель предоставляет автотранспорт и специальную технику: для доставки диагностического оборудования до камеры запуска СОД(места производства работ); для сопровождения ОУ, КУ и ВИС по линейной части промыслового трубопровода; для доставки диагностического оборудования от камеры приёма СОД(места производства работ) до места постоянного дислоцирования диагностического оборудования; для проведения ДДК.  По результатам внутритрубной диагностики должны быть определены и отражены в техническом отчёте все конструктивные особенности трубопровода, включая информацию обо всех патрубках, ответвлениях и врезках(несанкционированных врезках) на диагностируемом участке трубопровода и дефекты, требующие ремонта, с разделением сроков устранения на: недопустимые дефекты (до 3-х месяцев), дефекты 1-го года, дефекты до 2-х лет, дефекты до 3-х лет, дефекты до 4-х лет, дефекты до 5-ти лет, дефекты до 10-ти лет, дефекты старше 10-ти лет.  По запросу Исполнителя, Заказчик предоставляет данные предыдущей диагностики в течении 3-х рабочих дней.  При внесении изменении в ЛНД, необходимо пользоваться актуальной редакцией.  Давление в нефтепроводе находится в интервале от 0,5 – 4,0 МПа;  Продукт перекачки – нефтесодержащая жидкость;  Допускается выполнение полевых работ одновременно на обоих объектах, заключение дополнительного соглашения при этом – не требуется. |
| **6. Документы, предоставляемые Исполнителем по оказанию Услуг** |
| 1. Исполнитель предоставляет следующие документы:   • Наглядную схему трубопровода (в формате А3) с дефектами со сроком ремонта менее 1 года, остаточной толщиной стенки 5мм и менее, ПК(фактическими пикетами трассы), узлами задвижек, пересечениями в электронном виде и на бумажном носителе.  • Технический отчёт должен обеспечивать возможность оперативного получения специалистами Заказчика подробного описания дефектов. Подробное описание должно содержать классификацию и размеры дефекта, ориентацию дефекта по расстоянию и по радиусу, длины близлежащих звеньев трубопровода и ориентацию продольных швов.  • Полевые акты, план-графики, опросные листы – в сканированном виде.  • Технический отчёт с выводами и оценкой остаточного ресурса трубопровода, в том числе со ссылками на действующие нормативные документы – в двух экземплярах.  • Корректирующие мероприятия с указанием координат мест дефектов, их размеров, способов ремонта.  • Копию технического задания договора (приложением к отчёту).  • Акт инвентаризации трубопровода – подписанные оригиналы документов и сканированные варианты на электронном носителе.  **2. Достоверность предоставленных Исполнителем данных**:  Достоверность предоставленных в техническом отчёте данных подтверждается комиссионным дополнительным дефектоскопическим контролем (ДДК) в количестве не менее 3 дефектов на участок с участием представителей (специалистов) Сторон. |
| **7. Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий** |
| Проведение работ по диагностике промысловых трубопроводов с применением внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС), должны соответствовать современному природоохранному законодательству. |
| **8. Требования к подрядной организации на весь срок проведения работ** |
| **8.1. Необходимые разрешительные документы** |
| - Свидетельство об аттестации ЛНК на проведение следующих видов (методов) контроля на объектах нефтяной и газовой промышленности:  1) Визуальный и измерительный контроль;  2) Ультразвуковая дефектоскопия; Ультразвуковая толщинометрия;  3) Акустико-эмиссионный контроль;  4) Вибродиагностический контроль;  5) Электрический контроль (контроль изоляции и ЭХЗ);  6) Магнитопорошковый контроль. |
| **8.2. Требование к персоналу** |
| Наличие у участника закупки персонала, состоящего из: 4 (четырёх) слесарей; 2 (двух) ИТР; 2 (двух) - дефектоскопистов. ИТР состоит из руководителя предприятия и/или первого заместителя руководителя предприятия - главного инженера, уполномоченного для принятия оперативных технических решений на месте производства работ - (не менее 1 чел.), на весь период проведения работ по договору (со стажем работы руководителем при выполнении работ по диагностике промысловых трубопроводов пропуском внутритрубных инспекционных снарядов - не менее 3-х лет).  Количество квалифицированного, аттестованного персонала для оказания услуг по договору с учетом формирования технического отчета.  Специалисты выполняющие работы должны быть аттестованы в области промышленной безопасности (ПБ) (А.1, Б.2.1, Б.2.7), пройти проверку знаний по охране труда, пожарно-техническому минимуму, аттестованы в качестве электротехнического персонала не ниже III группы ЭБ. |
|  |
|  |
| **9. Требования к проведению контроля технического состояния трубопроводов** |
| Контроль технического состояния должен быть проведён в соответствии с требованиями:  - «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые приказом Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534, зарегистрированным Минюстом России от 29.12.2020г. за №61888;  - Федеральные нормы и правила в области «Основные требования к проведению неразрушающего контроля технических устройств, знаний и сооружений на опасных производственных объектах» (Приказ ФС ЭТАН от 01 декабря 2020 г. N478);  Требования к обученности персонала Исполнителя должны соответствовать требованиям существующих норм и правил РФ. |
| **10. Приложения** |
| 1. Акт готовности участка трубопровода к пропуску диагностического устройства;  2. Акт оценки качества прогона ВИП. |

.

**Приложение №1 к Техническому заданию**

**Акт  
готовности участка трубопровода к пропуску диагностического устройства**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Договор №: |  |  | | |
| Заказчик: |  |  | | |
| Нефтепровод: |  |  | | |
| Участок: |  |  | | |
| № пропуска: |  |  | | |
| Тип ВИП: |  |  | Инв. №: |  |

Мы, нижеподписавшиеся представители Заказчика, информируем представителей Исполнителя о том, что вышеуказанный участок нефтепровода готов к пропуску диагностического устройства, а именно:

- операторы насосных станций предупреждены о предстоящем пропуске;

- линейные задвижки полностью открыты, предусмотрена блокировка от случайного закрытия/открытия их во время пропуска;

- дата пропуска последнего очистного скребка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- тип скребка \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- количество поступивших примесей (литр.) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- пусковая и приёмная камеры подготовлены к пропуску инспекционного снаряда;

- нефтепровод данного участка не содержит посторонних предметов и имеет проходное сечение не менее 85% Dн (наружного диаметра);

- минимальный радиус поворота на 900 строительной оси трубопровода обеспечивает прохождение ВИП.

- места расстановки маркерных пунктов определены и согласованы с представителями Исполнителя, расстояние между ними достаточно для привязки любого участка нефтепровода в случае поиска дефекта;

- организационные мероприятия на период пропуска согласованы с представителями Исполнителя;

- предполагаемая скорость движения снаряда в нефтепроводе: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**ПРОПУСК** инспекционного снаряда по данному участку трубопровода

**РАЗРЕШЁН**: Представители

Заказчика

Дата: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Запуск инспекционного снаряда произведён в присутствии представителей Исполнителя без нарушений.

Представители

Дата запуска: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Исполнителя

Время запуска: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

СОГЛАСОВАНО В КАЧЕСТВЕ ФОРМЫ

**ПОДПИСИ СТОРОН**

|  |  |
| --- | --- |
| **Исполнитель:** | **Заказчик:** |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ФИО | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ФИО |
| "\_\_\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025г. | "\_\_\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025г. |

**Приложение №2 к Техническому заданию**

**Акт оценки качества прогона ВИП**

|  |  |
| --- | --- |
| Договор №: |  |
| Заказчик: |  |
| Трубопровод: |  |
| Участок: |  |
| Диаметр участка: |  |
| Номер пропуска: |  |
| Тип ВИП: |  |

В результате предварительной обработки данных, полученных после пропуска, имеется следующая информация:

- дистанция по одометру (суммарному) : \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- количество пропущенных маркеров

(по результатам сопровождения) : \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- наличие сбоев при перезаписи : \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- количество участков с остановками прибора: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- количество участков с превышением скорости движения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

- протяженность участков с превышением скорости движения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Выводы

**Полученная в результате пропуска информация соответствует/не соответствует требованиям технического задания к качеству проведения диагностических работ на трубопроводах.**

**Данный участок трубопровода считается обследованным/не обследованным.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Представитель  Заказчика |  | Представитель  Исполнителя |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
| (должность, Ф.И.О., подпись, дата) |  | (должность, Ф.И.О., подпись, дата) |

СОГЛАСОВАНО В КАЧЕСТВЕ ФОРМЫ

**ПОДПИСИ СТОРОН**

|  |  |
| --- | --- |
| **Исполнитель:** | **Заказчик:** |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ФИО | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ФИО |
| "\_\_\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025г. | "\_\_\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025г. |