**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на оказание услуги по комплексному техническому диагностированию нефтепровода

УПН «с.Богородское» - ЦПСН «с.Прогресс» - Ду159\*7 мм, L-21031 м

**г. Саратов, 2025**

**Содержание**

1. Цели и Задачи.
2. Наименование объектов.
3. Требования.
4. Основания для проведения работ.
5. Перечень обязательных операций выполняемых Исполнителем.
6. Документы, предоставляемые Исполнителем по оказанию Услуг
7. Требования охраны труда и промышленной безопасности при выполнении работ
8. Защита объемов.
9. Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий.
10. Требования к подрядной организации на весь срок проведения работ.
	1. Необходимые разрешительные документы.
	2. Требование к персоналу.
	3. Требование к оборудованию.
11. Требования к проведению контроля технического состояния трубопроводов.
12. Приложения

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

**на оказание услуг по Комплексному техническому диагностированию нефтепровода**

**УПН «с.Богородское» - ЦПСН «с.Прогресс» - Ду 159\*7 мм, L-21031 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** |
| - УПН «с.Богородское» - ЦПСН «с.Прогресс» - Ду159\*7 мм, L-21031 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.**Проведение диагностики с применением ВИС**: 3.1. По результатам контроля качества очистки оформляется совместно «Акт о результатах контроля качества очистки» (Приложение № 3) к ТЗ;3.2. Пропуск специального снаряда шаблона (выполняется в случае необходимости);3.3. Установка маркерных систем, пропуск магнитного дефектоскопа, контроль прохождения. 3.4. Выемка дефектоскопа производится в течение трех часов с момента приема дефектоскопа в приемную камеру. Осмотр дефектоскопа после пропуска осуществляется представителями Исполнителя, совместно с представителем Заказчика, в течение одного часа, после выемки. Проводить осмотр ВИП согласно приложения №4 к ТЗ. По результатам осмотра составляется акт (Приложение №5) к ТЗ;3.5. Оценка объема и качества записанных дефектоскопом диагностических данных; 3.6. Запись на внешний носитель и передача Заказчику первичных данных с магнитного дефектоскопа, полученных по результатам пропуска ВИС.3.7. Выдача акта по результатам пропуска дефектоскопа (приложение №5) к ТЗ;3.8. Определение температуры перекачиваемой среды;3.9. Определение поперечных стресс-коррозионных трещин стенок труб, их привязка к дистанции (маркерным точкам) и угловому положению относительно оси трубопровода;3.10. Определение трещин и дефектов, связанных с потерей металла внутренней и внешней поверхности трубопровода с привязкой к ближайшим точкам-ориентирам (маркерным пунктам, ЗРА, вантузам и т.п.), а также с привязкой к ближайшим поперечным сварным швам;3.11. Определение дефектов поперечных сварных швов;3.12. Определение металлических предметов, расположенных вблизи внешней поверхности трубы (муфты, хомуты, защитные кожухи (футляры) и пр.);3.13. Определение продольно ориентированных дефектов (в том числе трещины в продольных сварных швах) внешних и внутренних;3.14. Определение питтинговой коррозии, внешней и внутренней;3.15. Определение дефектов типа «продольная риска во вмятине»;3.16. Определение пространственного положения трубопровода (план, профиль) с разрешением по протяжённости 0,1 м;3.17. Выдача экспресс отчёта (по электронной почте в Excel-файле) не позднее 20 календарных дней, с момента приёма дефектоскопа.**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, дополнительный дефектоскопический контроль**: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 и внутритрубных инспекционных снарядов – 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:

• Первичные данные с магнитного дефектоскопа (магнитограммы), полученные по результатам пропуска ВИС на флеш-носителе – 1 экземпляр.• Технический отчёт (пояснительную записку) на бумажном и электронном (оптическом диске) носителях - в 2 экземплярах.• Электронную базу данных всех выявленных дефектов и особенностей.• Обработанные данные, записанные дефектоскопами на электронном носителе (оптическом диске DVD-R), в одном экземпляре.• Перечень выявленных дефектов и особенностями трубопровода.• 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.• Если в процессе обработки данных будут выявлены дефекты, влияющие на безопасную эксплуатацию трубопровода, Исполнитель обязан в течение трех рабочих дней со дня идентификации по электронной почте известить Заказчика о данных фактах, с предоставлением подробного описания дефекта, степени его опасности и места расположения.1. Содержание технического отчёта:

• пояснительная записка;• технические сведения о трубопроводе (длина, диаметр, толщина стенки, марка стали, год ввода).• технологические параметры трубопровода (расход, рабочее давление, газовый фактор); • технологическая схема трубопровода;• список размещения точек ориентиров с указанием абсолютных координат (долгота, широта);• список всех патрубков, ответвлений и врезок (несанкционированных врезок) диагностируемого участка трубопровода• перечень координат трубопровода: X, Y, Z (долгота, широта, высота); • раскладка трубопровода, в т.ч. раскладка секций по поперечным сварным швам (трубный журнал);• список особенностей трубопровода и сварных соединений, привязанный к раскладке линейной части трубопровода по трубным секциям и GPS привязкой;• список документированных особенностей с GPS привязкой (список опасных дефектов по результатам расчётов на прочность) с выдачей параметров давления по каждому выявленному дефекту, максимально допускаемых до устранения дефектов;• список дефектов со сравнительным анализом их развития в случае повторного проведения инспекции трубопровода (участка);• список элементов ПТ (отводы, переходы и т.д.) с указанием их местоположения (ПК+ПК, координаты GPS (ГЛОНАСС);• список приварных элементов по типоразмерам, кожухов, муфт, с указанием типоразмеров, углового положения и дефектов под ними, с указанием абсолютных координат (долгота, широта);• предельные погрешности: при определении координат трубопровода на один километр пройденного расстояния; при определении размеров дефектов;• информация о тройниках с указанием диаметра ответвления и наличия защитной решетки с обозначением направления (продольной/поперечной).• информация об отводах с обозначением радиусом кривизны (1D, 2D и.т.д).• отдельный перечень пересечений трубопровода (участка) с водными переходами, автомобильными и железными дорогами, ВЛ и ЛЭП, другими известными коммуникациями с указанием границ пересечений по дистанции и с указанием абсолютных координат (долгота, широта);• расчёт на прочность и определение возможной утечки на дефектных участках. • таблицу выявленных коррозионных, механических и металлургических дефектов с их угловой ориентацией относительно оси, размерами и местоположением (ПК+ПК, GPS (ГЛОНАСС).• указание максимально допускаемого рабочего давления в ПТ по каждому выявленному дефекту.• Фотографии цветные: обнаруженных дефектов (с указанием ПК-ПК, км, координат GPS), всех узлов запорной арматуры (наличие штурвалов, технологической схемы узла, состояние опор, общее состояние), растительность вдольтрассового коридора, отсутствия засыпки шурфов, несанкционированные врезки, автомобильных (временных) переездов через ПТ несоответствующих НД, всех узлов запорной арматуры, в том числе КПП СОД • Методики постоянного и временного ремонта выявленных дефектов. • раздел отчета по дефектной выбраковке участков трубопровода выполняется в соответствии с таблицей №1 Приложения 8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534;• расчет дефектов на статическую прочность; • классификация дефектов по степени опасности;• рекомендации по методам и объемам капитального ремонта с ранжированием по срокам устранения;• рекомендации по методам и объемам текущего ремонта (установка муфт и т.п.), с ранжированием по срокам выполнения;• дефектная ведомость для ремонта с привязкой к маркерам и дистанции ПТ (начало дистанции с ПК-0 по ходу движения потока).• анализ заводского качества изготовления труб, при проведении УЗТ на предмет выявления внутристенных дефектов (расслоение, включения и т.д.).• масштабная карта трубопровода в плане и профиле, с нанесенными результатами ВТД (распечатка и в электронном виде);• анализ заводского качества изготовления труб;• оценка качества проведенных ремонтов (при наличии таковых);• копию технического задания договора (приложением к отчету);• расчет скорости коррозии на дефектных, коррозионных участках трубопровода. • информацию о максимально допустимом рабочем давлении по каждому выявленному дефекту;• заключение с выводами о возможном продлении срока эксплуатации трубопровода.**3. 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). Дефектоскописты (в количестве 2 ед), не ниже II уровня (при условии обученности всем указанным ниже видам диагностики), обладающих опытом оказания аналогичных предмету закупки услуг не менее 3 лет, в количестве: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковая дефектоскопия, акустико-эмиссионный контроль, вибродиагностический контроль, магнитопорошковый контроль, электрический контроль.  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. |
| **8.3. Требование к оборудованию**  |
| - Наличие полного комплекта сертифицированных очистных и калибровочных устройств для трубопроводов Ду159 мм, из расчёта не менее 2-х ОУ на каждый диаметр; - Наличие собственных или арендованных внутритрубных инспекционных снарядов MFL для трубопроводов Ду159 мм. - Основные параметры и технические требования к ВИП:* Наличие ВИС (внутритрубного инспекционного снаряда MFL) с возможностью прохождения, углов поворота 30, 45, 60, 90 град. с радиусом изгиба 1,5D, с возможностью прохождения внутритрубными снарядами S-образных поворотов с длиной вставки между отводами не более 900 мм;
* обследование стенок трубопровода необходимо проводить в процессе движения (пропуска) ВИП по трубопроводу потоком воздушной массы или механической силой при соблюдении паспортных скоростей движения ВИП;
* конструкция и технология проведения работ с ВИП должны обеспечивать его применение во взрывоопасных зонах;
* ВИП должен измерять пройденную дистанцию, регистрировать время, а также определять расположение дефектов по длине и окружности трубопровода;
* ВИП должен регистрировать данные: о давлении, об изменениях скорости передвижения ВИП и сбоях в его работе;
* формат представления информации о выявленных дефектах, несовершенствах, особенностях должен соответствовать принятому Заказчиком формату существующей базы данных или ТЗ;
* в паспортной информации на ВИП должны быть указаны следующие технические данные и характеристики:
* номинальный диаметр трубопровода и диапазон толщин стенки, для которых предназначен ВИП;
* минимальное проходное сечение трубопровода, обеспечивающее пропуск ВИП без повреждения;
* минимальный радиус отвода (колена) трубы, проходимый ВИП без повреждения;
* диапазон допускаемых скоростей и оптимальная (с точки зрения качества результатов дефектоскопии) скорость пропуска ВИП;
* диапазон температур эксплуатации ВИП;
* вес снаряда и количество секций;
* протяженность участка трубопровода, инспектируемого за один раз;
* тип применяемой маркерной системы;
* выявляемые и идентифицируемые особенности и дефекты трубопровода;
* возможности определения местоположения кольцевых, продольных и спиральных сварных швов трубопровода;
* показатели выявляемости и погрешности определения размеров дефектов различных видов;
* погрешности определения положения особенностей и дефектов трубопровода по длине трассы (относительно кольцевого шва, относительно маркерного знака) и по угловой координате в трубе;
* погрешность одометрической системы.

- Наличие собственного, поверенного (для случая, если поверка предусмотрена заводом-изготовителем) оборудования в составе одного звена, а именно:1) Визуальный и измерительный комплект (2 шт);2) Ультразвуковой толщиномер (2 шт);3) Ультразвуковой дефектоскоп УИУ сканер «Скаруч» или аналог, позволяющий проводить сканирование основного металла и сварных швов трубопровода (2 шт);4) GPS навигатор (2 шт);5) Акустико-эмиссионная система (2 шт);6) Вибродиагностический анализатор вибрации (2 шт);7) Магнитный толщиномер покрытий (2 шт);8) Магнитопорошковый дефектоскоп, с комплектом для выполнения контроля (2 шт);9) Трассоискатель (2 шт);10) Устройства контроля изоляции и средств ЭХЗ (2 шт);11) Цифровой фотоаппарат (2 шт);12) Флеш карта - носитель электронной информации (по 1 шт, на каждый трубопровод). |
| **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. |