

ОПТИМАЛЬНЫЙ МЕТОД ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Гибадуллин Альберт Маликович

студент, кафедра Трубопроводный транспорт, ФГБОУ ВО Самарский государственный
технический университет, РФ, г. Самара

THE OPTIMAL METHOD OF TECHNICAL DIAGNOSTICS OF OIL TRUNK PIPELINES

Albert Gibadullin

Student, Department of Pipeline Transport, Samara State Technical University, Russia, Samara

Аннотация. В статье предлагается комплексная шестиступенчатая система внутритрубного диагностирования участков магистральных нефтепроводов.

Abstract. The article proposes a comprehensive six-stage system for in-line diagnostics of sections of trunk oil pipelines.

Ключевые слова: внутритрубная диагностика, внутритрубный снаряд, удаление АСПО, Сонпар 5601В.

Keywords: in-pipeline diagnostics, in-tube projectile, removal of asphalt-resin-paraffin deposits, Sonpar 5601V.

Одно из приоритетных направлений предприятий нефтетранспортирующего сектора – обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН). В рамках предупреждения отказов и аварийных ситуаций необходимо осуществлять постоянный контроль состояния трубопроводов, а именно, систематически производить диагностическое обследование с целью выявления дефектов металла, а также обеспечивать их оперативный ремонт.

Большая протяженность и разветвленность, труднодоступность обслуживания и контроля состояния отдельных участков МН исключают применение методов неразрушающего контроля технического состояния трубопровода. В качестве перспективной альтернативы в настоящее время активно применяются методы внутритрубной диагностики (ВТД), которая дает достоверные аналитические данные о состоянии внутренней и наружной поверхности нефтепровода [1].

В процессе транспортировки на стенках внутренней полости трубопровода скапливаются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), которые помимо снижения эффективности работы МН (снижение качества перекачиваемого продукта, уменьшение живого сечения трубопровода), снижают достоверность результатов диагностического обследования методом

ВТД.

На основании вышеизложенного, исследование вопроса поиска наиболее оптимального метода проведения технической диагностики магистральных нефтепроводов является актуальным и имеет большое практическое значение.

В качестве решения проблемы оптимизации процесса диагностирования нефтепроводов предлагается применять комплексный подход, который состоит из шести ступеней.

Комплексная шестиступенчатая система диагностирования состоит из:

1 ступень – Очистка полости трубопровода от АСПО. Для подготовки внутренней полости трубы к прохождению внутритрубного диагностического снаряда необходимо произвести ее очистку от АСПО, а также осуществить подготовку к диагностике.

Очистку внутренней полости с целью обеспечения эффективности ВТД предлагается производить с применением ингибитора Сонпар 5601В производства АО «Опытный завод нефтехимии». Сонпар 5601В - депрессорная присадка комплексного действия, представляет собой смесь полярных сополимеров в углеводородном растворителе. В результате лабораторных испытаний, а также при применении на действующем участке трубопровода доказана эффективность данного препарата [2].

2 ступень – Выявление дефектов геометрии. После очистки полости трубопровода от АСПО производится калибровка участка трубы скребком-калибром, оснащенным специальными тонкими мерными пластинами, затем с помощью профиломеров осуществляется оценка фактического состояния геометрии нефтепровода. Снаряд-профиломер дает информацию о наличии геометрических дефектов и конструктивных особенностях трубопровода.

3 ступень – Диагностика дефектов типа «потеря металла». На данном этапе проводится запуск внутритрубного диагностического снаряда (ВТС), а именно ультразвукового дефектоскопа-толщиномера, оснащенного ультразвуковыми датчиками. Работа прибора основана на эхо-импульсивном методе ультразвукового контроля. Применение данного ВТС позволяет выявлять такие дефекты, как несплошности, инородные включения, потери металла. На этой ступени предполагается определение большинства видов дефектов металла нефтепровода.

4 ступень – Диагностика дефектов типа «поперечная трещина». Пропуск по трубопроводу ВТС продольного намагничивания типа MFL, основанный на принципах магнитной дефектоскопии с продольным намагничиванием исследуемого участка, обнаружение дефекта осуществляется по средствам регистрации рассеяния магнитного поля в месте дефекта. Применение данного прибора позволяет выявлять дефекты сварных швов, основного металла трубы, например трещины, наличие металлических предметов, размещенных в непосредственной близости к трубопроводу (муфты, кожухи и прочее).

5 ступень - Диагностика дефектов типа «продольная трещина». Для выявления дефектов на данной ступени возможно применение ультразвуковых ВТС с наклонно размещенными в плоскости поперечного сечения нефтепровода датчиками или магнитные ВТС поперечного намагничивания типа TFI.

6 ступень – Обработка результатов диагностики. После прохождения внутритрубных диагностических снарядов осуществляются обработка результатов, определяются наиболее дефектные участки, производится шурфовка, применяются методы визуально-измерительного контроля. Выносится заключение о необходимости производства выборочного ремонта выявленных дефектов.

Применение комплексной шестиступенчатой системы диагностирования позволит повысить эффективность диагностического обследования. Помимо этого, использование ингибитора Сонпар 5601В не только повысит достоверность результатов ВТД, но и обеспечит качественную очистку полости нефтепровода от АСПО.

Подобный подход позволит решить проблему поиска универсального метода обнаружения всех видов дефектов, повысив надежность трубопроводной системы магистрального транспорта нефти.

Список литературы:

1. Диагностика магистральных трубопроводов // <https://prom-nadzor.ru/content/diagnostika-magistralnyh-truboprovodov>
2. Депрессорная присадка // <https://ozneftehim.ru/depressornaya-prisadka/>