

торезистивных датчика магнитного поля и два блока индукционных антенн без сердечника (расстояние между блоками датчиков – 1 м), одно-платную ЭВМ, генератор прямоугольных импульсов тока, одометр. Комплекс позволяет в процессе движения оператора (скорость до 5 км/ч) непрерывно определять глубину залегания трубопровода от поверхности земли, градиент тока генератора в трубопроводе и состояние изоляции трубопровода по этим данным, магнитное поле напряженных состояний трубопровода и участки с повышенной кавернозностью. Особенностью комплекса является возможность определения глубины залегания, диагностирования состояния изоляции и коррозионного состояния трубопровода в процессе движения в коридоре до 10 – 20 его диаметров.

Испытания комплекса проведены в полевых условиях в Москве, Санкт-Петербурге и Республике Коми. Получены положительные результаты.

УДК 622.692

ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СОВМЕЩЕНИЯ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

С. В. Лесникович

ОАО «Полоцктранснефть Дружба», г. Новополоцк, Республика Беларусь

В настоящее время в ОАО «Полоцктранснефть Дружба» накоплен большой опыт работы с данными внутритрубной диагностики, основной целью которой является получение информации о техническом состоянии магистральных нефтепроводов различными методами контроля.

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» эксплуатирует 1068 км магистральных нефтепроводов диаметром 720 мм, 820 мм и 1020 мм. В настоящее время все нефтепроводы отработали свой нормативный срок эксплуатации.

Обеспечить надежную и безаварийную работу магистральных трубопроводов, сохранить их рабочие характеристики и пропускную способность – приоритетное направление деятельности общества.

Внутритрубная диагностика (ВТД) проводится с 1996 г. диагностическими компаниями Тьюбоскоп, ОАО «Диаскан», Спецнефтегаз, ЗАО «Нефтегазкомплектсервис» комплексом приборов ПРФ, WM, MFL, TFI и CD.

В результате проведенных диагностических обследований выявлены многочисленные дефекты, в том числе потенциально опасные, которые могли бы привести к аварийным ситуациям, несущим большой материальный и экологический ущерб.

В ОАО «Полоцктранснефть Дружба» разрабатываются программы мероприятия по устранению потенциально опасных дефектов, производится анализ местоположения этих дефектов и дополнительный дефектоскопический контроль с уточнением параметров дефектных участков аккредитованной лабораторией. Полевая испытательная лаборатория общества аккредитована в области неразрушающего контроля магистральных нефтепроводов в соответствии с СТБ ИСО/МЭК 17025.

На текущий момент все опасные дефекты и дефекты первоочередного ремонта действующих нефтепроводов устранены.

Немаловажную роль в анализе технического состояния нефтепроводов на конкретных участках играет сопоставление данных результатов обследования состояния изоляционного покрытия и проведенной ВТД. Так, в ходе анализа этих данных при проведении дополнительного обследования при вскрытии этих участков найдены причины их образования: отсутствие изоляционного покрытия нижней образующей нефтепровода, влияние токов защит соседних коммуникаций на пересечениях с нефтепроводом, образование коррозионных дефектов под кожухами пересечений и др.

Для проведения подобного анализа протекающих процессов (защитных, коррозионных, бактериологических и др.) использовались совмещенные данные обследований ВТД, состояния изоляционного покрытия, натурных обследований нефтепровода. Наложение данных результатов ВТД и других обследований на план и профиль нефтепровода, определение местоположения дефектных участков, трубной арматуры, других особенностей трубопровода дают свою картину причин образования дефектов, а также позволяют прогнозировать возможное развитие параметров дефектных участков в зависимости от их местоположения.

При планировании работ на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «Полоцктранснефть Дружба» сложилась практика обязательного анализа всех данных состояния нефтепроводов для наиболее эффективной организации ремонта дефектных участков.

Необходимо уделять особое внимание совместной ЭХЗ трубопроводов с организациями действующих коммуникаций, пролегающих в одном техническом коридоре, а также предотвращать вредное влияние токов защит на пересечениях этих коммуникаций.

Несмотря на 47 лет эксплуатации нефтепроводов, проводимые мероприятия по максимальному поддержанию электрохимической защиты, плановой замене изоляционного покрытия благодаря контролю за состоянием изоляционного покрытия, совместные действия служб и подразделений предприятия дали положительные результаты. В настоящее время мы не имеем протяженных участков нефтепроводов, требующих замены труб.