ВИД НА ТРУБУ

Упреждающий точечный ремонт нефтепроводов — идеальный способ предотвратить возможные отказы, а также сэкономить средства на полной замене труб. Но чтобы добиться эффективной профилактики, необходимо своевременно и точно диагностировать дефекты. В противном случае «лечить больного» будет уже поздно. Справиться с задачей позволяют методы сканирующей диагностики текст: Федор Носов



вип-ограничения

В советское время управление целостностью трубопроводов сводилось к замене труб в плановом порядке независимо от их состояния либо по факту аварии. Рыночная экономика на фоне ужесточающихся санкций за разливы нефти заставила нефтяные компании задуматься о более эффективных способах эксплуатации нефтепроводов. Этому способствовало и развитие диагностических технологий, в частности появились приборы, позволяющие проводить внутреннюю диагностику на всем протяжении трубы.

В первую очередь внутритрубные инспекционные приборы (ВИП) разрабатывались для магистральных нефтепроводов большой протяженности и диаметра. Происходило это и потому, что отказы на таких трубопроводах могут обернуться значительными экологическими последствиями, и по техническим причинам: первые громоздкие записывающие устройства помещались только в трубы большого диаметра.

В то же время для нефтяных компаний более актуальны отказы на промысловых трубопроводах, образующих сети нефтесбора и водоводы для поддержания пластового давления. Эти трубопроводы постоянно испытывают воздействие агрессивной среды — неочищенной нефти и технической воды — и наиболее подвержены внутренней коррозии: если у магистральных нефтепроводов нормативный срок эксплуатации превышает 30 лет, а фактический может достигать 50, то промысловые трубопроводы разрушаются

До недавнего времени диагностика состояния промысловых трубопроводов сводилась к наружному обследованию. Но существующие нормативы до сих пор предусматривают контрольный осмотр из расчета лишь два участка на километр трубы. Использование же внутритрубных диагностических приборов было ограничено по ряду причин. Во-первых, техническая возможность: для запуска в трубу диагно-





Испытания ВИД на байпасном стенде действующего нефтепровода

стического снаряда необходимо наличие камер пуска-приема. А поскольку первые ВИП создавались для труб диаметром от 219 мм и более, используемых на магистральных трубопроводах, то и соответствующие правила эксплуатации предусматривали установку камер пускаприема только на такие трубы. В то же время сеть промысловых трубопроводов преимущественно формируется из труб малого диаметра, на которые камеры пуска-приема исторически не устанавливали.

Второй момент — экономическое обоснование. Если стоимость внутритрубной диагностики на протяженных магистральных нефтепроводах рассчитывается исходя из удельных затрат на километр (до 200 тыс. рублей на км), то для коротких трубопроводов (меньше 5 км) эти затраты постоянны и в настоящее время составляют примерно 3,5 млн рублей на объект. Эти цифры ставят под большой вопрос целесообразность применения внутритрубной диагностики на промысловых трубопроводах в принципе.

Тем не менее только сплошной мониторинг трубопровода позволяет своевременно выявлять критические дефекты и проводить точечный ремонт вместо дорогостоящей плановой замены всей трубы. Поэтому в 2012 году в «Газпром нефти» была принята концепция перехода на сканирующую диагностику. Ее реализация на промысловых трубопроводах стала возможна благодаря новым техническим условиям и разработке собственных диагностических приборов.

простой выход

Последние несколько лет промысловые трубопроводы на активах «Газпром нефти» активно оборудуются небольшими и относительно недорогими камерами пуска-приема, предназначенными для запуска очистных устройств. Это обстоятельство заставило по-новому взглянуть на возможность развития диагностики труб малого диаметра. Наличие камер — это уже половина дела. Однако длина существующих сегодня на рынке внутритрубных инспекционных приборов не позволяет использовать для их пуска малогабаритные камеры.

Недостатком ВИП для применения на промысловых трубопроводах оказалась и их сложность — часть заложенных в них технических достижений остаются невостребованными

печенных камерами пуска-приема для вну-

тания на месторождениях «Газпром нефти»

в Ноябрьске и Муравленко.

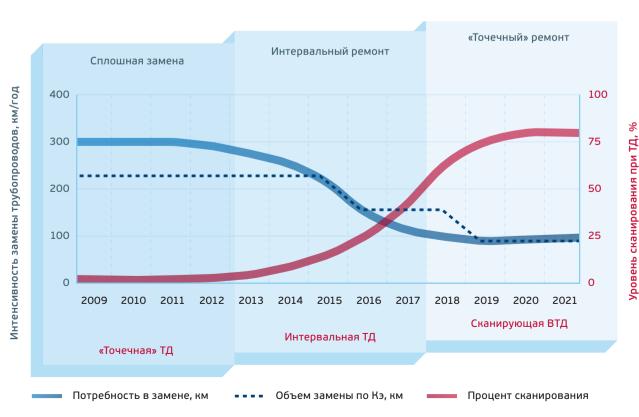
прибор прошел опытно-промышленные испы-

тритрубных снарядов. В 2014-2015 годах

и избыточными. Современные приборы способны выявлять в трубах тысячи аномалий (предположительных дефектов), из которых критических — лишь единицы. Такая эффективность на промысловых нефтепроводах — излишество, которое только многократно удорожает процесс.

Если использовать аналогии, то магистральные трубопроводы подобны трассам международных авиалиний с их боингами и бетонками аэропортов. Промысловые нефтесборные сети похожи на короткие местные авиалинии с грунтовыми площадками. Для них внутритрубный дефектоскоп должен быть подобен кукурузнику Ан-2: простой, недорогой, отечественный и всегда под рукой. Только упрощая ВИП до внутритрубного индикатора дефектов (ВИД), можно сделать внутритрубную диагностику экономически доступной на объектах малой длины и малых диаметров. Такой прибор было решено разработать для активов «Газпром нефти». Соответствующий НИОКР запустили в 2012 году.

Техническое задание предполагало, что упрощенный снаряд должен удовлетворять нескольким техническим условиям. В частности, его задача — выявлять лишь крупные дефекты (язвенную коррозию) трех размеров — глубиной в 35, 50 и 70% от стенки трубы и площадью



не менее 50×50 мм. При этом размеры самого снаряда должны позволять ему проходить повороты (отводы) труб, а также помещаться в малогабаритные камеры пуска-приема. Запас батарей и емкость памяти таких приборов рассчитаны на 10 км прогона.

Есть еще один фактор, значительно удорожающий применение стандартных внутритрубных приборов, — сложная камеральная обработка полученных данных в специализированных сервисных центрах. Такие финансовые и временные затраты уместны, когда речь идет о диагностике магистральных нефтепроводов, которая проводится раз в несколько лет. Но на промысле нужны быстрые результаты, и это еще одна причина создать предельно простой прибор с возможностью автоматической обработки данных.

В ходе научно-исследовательских работ для дефектоскопа была выбрана технология, основанная на магнитном (MFL) и вихретоковом методах контроля. В основе технологии лежит явление изменения магнитного поля в зависимости от изменения сечения проводника, то есть в данном случае — металлической трубы. При наличии в трубе дефекта появляется дополнительный магнитный поток, а также вихревые токи, которые и регистрируются датчиком. Разработка и дальнейшие опытно-промышленные испытания прибора заняли три года.

ВПЕРЕДИ РЫНКА

В 2013 году прототип опытного образца внутритрубного индикатора дефектов для труб диаметром 219 мм (ВИД219) после испытаний на «сухом стенде» был многократно опробован на байпасном стенде действующего нефтесборного трубопровода в «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазе». Эти опыты позволили выявить и устранить несколько «детских болезней» конструкции и в 2014 году приступить уже к полномасштабным опытно-промышленным испытаниям прибора на месторождениях ноябрьского актива компании. Дальнейшая опытная эксплуатация ВИД219 и сравнение полученных данных с результатами других исследований показали, что фактическая выявляемость дефектов у новой разработки даже выше, чем требовало техзадание. В прошлом году успешные стендовые испытания прошли дефектоскопы для труб диаметром 114 мм и 159 мм. В их ходе удалось

не только проверить работоспособность ВИД на 9 объектах, но и частично окупить затраты на НИОКР за счет получения информации о наличии опасных дефектов.

До 2017 года на предприятиях «Газпром нефти» предполагается внедрить весь комплекс индикаторов дефектов для трубопроводов диаметром 114–219 мм. Такая диагностика дополнит традиционные методы и позволит своевременно определять и устранять дефектные участки на промысловых трубопроводах. Тем самым можно будет продлить жизненный цикл трубопроводов, снизить затраты на их эксплуатацию, минимизировать количество отказов и снизить нагрузку на экологию.

Помимо этого, «Газпром нефть» станет первой российской нефтяной компанией, запатентовавшей техническое устройство для внутритрубной диагностики дефектов. Разработка такого прибора — вызов рынку, предлагающему в основном лишь иностранные аналоги. Поэтому ВИД — это и реализация на деле программы импортозамещения, и возможность оказывать услуги внутритрубной диагностики сторонним заказчикам, и влияние на ценовую политику компаний, предоставляющих подобные услуги на рынке. ◆



Справа: Промысловые трубопроводы — наиболее уязвимый участок нефтепроводной системы