

ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ



ПОРОЙ НЕКОТОРЫЕ ПЕЧАТНЫЕ СМИ, ПРЕДОСТАВЛЯЯ СТРАНИЦЫ СВОИХ ИЗДАНИЙ ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ ОТКРОВЕННО ПРЕДВЗЯТЫХ МАТЕРИАЛОВ, ВОЛЬНО И НЕВОЛЬНО СТАНОВЯТСЯ ИНСТРУМЕНТАМИ ДЕЗИНФОРМАЦИИ. РИСУЯ ПРЕВРАТНУЮ, ЛОЖНУЮ КАРТИНУ РЕАЛЬНОСТИ, ОНИ ВВОДЯТ ОБЩЕСТВЕННОСТЬ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ.

ОСТАВЛЯТЬ ПОДОБНЫЕ ВЫСТУПЛЕНИЯ БЕЗ ВНИМАНИЯ – ЗНАЧИТ ПОТВОРСТВОВАТЬ ТЕМ, КТО ЗАИНТЕРЕСОВАН В ИСКАЖЕНИИ ИНФОРМАЦИИ.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ЧИТАТЕЛЯМ РАЗВЕРНУТЫЙ ОТВЕТ УЧЕНЫХ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА, СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ, НА СТАТЬЮ «НИЧТО НЕ ВЕЧНО ПОД ТРУБОЙ» В ЖУРНАЛЕ «ОГОНЕК» ОТ 30 МАЯ 2011 ГОДА.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли чрезвычайно высока, он является наиболее экономичным видом транспортировки нефти от мест добычи. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, доставляют нефть на все нефтеперерабатывающие заводы России и на экспорт зарубежным потребителям.

В системе ОАО «АК «Транснефть» эксплуатируется 68,9 тыс. км трубопроводов, перекачивающих нефть и нефтепродукты. С учетом показателя добычи нефти на территории Российской Федерации в 2010 году, который составил 505,10 млн т, по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» было перекачано более 466 млн т сырья, что определяет доминирующее положение компании в области транспорта нефти.

В целях обеспечения стратегических и экономических интересов страны ОАО «АК «Транснефть» развивает существующую трубопроводную инфраструктуру, а также расширяет строительство ее объектов.

Единая система магистральных нефтепроводов (МН) ОАО «АК «Транснефть» является крупнейшей в мире и непрерывно расширяется, охватывая новые регионы на территории России.

Основная часть магистральных нефтепроводов (73 %) была построена более 20 лет назад. Поэтому технологическая политика компании связана со стратегической установкой на сохранение долговременного потенциала действующей системы магистральных нефтепроводов. Сравнение данных об авариях за 1999–2010 годы показывает, что значительно снизилось количество аварий вследствие коррозии металла труб, заводского дефекта труб, по причине допущения ошибок со стороны эксплуатационного персонала. За эти годы подавляющее число

аварий и инцидентов произошло в результате хозяйственной деятельности сторонних предприятий, организаций и отдельных лиц. Обострилась проблема криминальных действий преступных групп с целью хищения нефти из трубопроводов, материалов и оборудования на линейной части МН.

Задача обеспечения надежности стареющих трубопроводов является важнейшей для ОАО «АК «Транснефть». Ее решение — это для компании каждодневная работа, которая велась всегда и продолжает выполняться с учетом новых, более жестких требований к экологической безопасности. Чудес не бывает, и невозможно мгновенно заменить 50 тыс. км стальных труб диаметром до 1220 мм, находящихся под землей. Но есть рабочие программы, есть решение вопросов финансирования этих программ, есть упорный ежедневный труд 80-тысячного коллектива компании по их выполнению.

И в данном вопросе не может быть сенсаций. К сожалению, «сенсационные» комментарии, касающиеся функционирования магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», часто дают даже люди, известные в научных кругах нефтегазовой отрасли. Их высказывания приводятся далее по тексту. Эти люди просто не имеют полных сведений о реальном состоянии научных исследований, проводимых компанией в области надежности нефтепроводов, а также о применяемых современных технологиях. Их представления о данных вопросах остались на уровне прошлого века, они утратили связь с практикой и производством, а источником для формирования суждений служит информация «с улицы», полученная из рук отнюдь не профессионалов.

Публикуемые после высказываний «экспертов» аргументы и факты позволяют расставить все на свои места.

СТАТИСТИКА

«Российские нефтепроводы изношены». (Автор претензионной публикации.)

Крупнейшими по протяженности эксплуатируемых нефтепроводов странами являются США (85 тыс. км), государства Западной Европы (35,30 тыс. км) и страны ОПЕК (около 20 тыс. км).

С определенной точностью можно отметить, что в период 1999–2009 годов на российских нефтепроводах среднее число инцидентов и аварий, приходящихся на 1 тыс. км, составило 0,06 отказов в год, что значительно меньше, чем на трубопроводах европейских и американских компаний. За 1991–2006 годы на западноевропейских МН среднее число на 1 тыс. км составило 0,32 отказа в год, на североамериканских — 0,48 отказа в год.

Соотношение причин отказов на отечественных и американских нефтепроводах в общем идентично (без учета несанкционированных врезок в России, число которых резко возросло с 2000 года). Однако на российских нефтепроводах существенно выше (почти в два раза) отказы из-за заводских дефектов и брака при строительстве-монтажных работах. В США в полтора раза больше отказов из-за внешних воздействий. В Европе три наиболее важных причины возникновения аварийных ситуаций и утечек — внешние воздействия на трубопроводы (36 %), коррозия (29 %) и механические повреждения (24 %).

Стареющих магистральных нефтепроводов в России меньше, чем в США. Там 50 % трубопроводов имеют возраст более 50 лет. В Западной Европе 37 % оборудования работает уже по 40 лет.

Тем не менее это старение не ведет к катастрофическим последствиям. Как в России, так и за рубежом старые трубопроводы не заменяются на новые за один раз, ведется их планомерная замена. При этом, как подтвер-



Испытательный полигон в ОАО ЦТД «Диаскан»

В «Диаскане» создаются современные диагностические комплексы

ждается статистическими данными, применение прогрессивных методов технической диагностики и своевременный ремонт выявленных дефектов позволяют фактически обеспечить нормативную надежность.

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ

«Аварийные участки, согласно имеющейся практике, выявляются, как правило, уже после того, как случилась беда». (Автор претензионной публикации.)

Трубопроводы — это протяженные, в основном скрытые под слоем грунта объекты. Для обеспечения безопасной эксплуатации требуется информация об их техническом состоянии. Учитывая масштабы работ и затрудненность доступа к трубам, необходимо применение специальных высокопроизводительных технологий. Такой технологией является внутритрубная диагностика, и ее применение установлено законодательством о промышленной безопасности.

Суть этой технологии заключается в том, что по участку трубопровода протяженностью до 350 км в потоке перекачиваемого продукта пропускается внутритрубный инспекционный прибор, который определяет состояние стенки трубы и сохраняет данные в бортовом накопителе инфор-



мации. Полученные сведения являются основой для определения технического состояния трубопровода. Имея информацию о типах и размерах дефектов, производятся расчеты прочности и долговечности трубопровода, планируются и выполняются ремонтные работы. Это позволяет в целом управлять техническим состоянием трубопровода.

Технология внутритрубной диагностики изначально стала развиваться в странах Западной Европы (Германии и Великобритании). Рынка продаж такого оборудования фактически не имеется. Каждая фирма проектирует и изготавливает единичные образцы оборудования и с их помощью осуществляет диагностику трубопроводов различных владельцев. В результате владелец трубопровода получал отрывоч-

ную, разрозненную информацию, что не устраивало ОАО «АК «Транснефть».

В 90-х годах в «Транснефти» было создано дочернее предприятие — ОАО Центр технической диагностики «Диаскан» с целью выполнения диагностических обследований трубопроводов компании.

С 2001 года в ОАО ЦТД «Диаскан» разрабатывается собственное диагностическое оборудование. Предприятие занимается проектированием и испытанием диагностических приборов, проводит обследования трубопроводов для определения их технического состояния. Все это позволило обеспечить высокий технический уровень выполнения данных видов работ и главное — наладить постоянный мониторинг технического состояния трубопроводов, а также создать эффектив-

В области технологии диагностики нефтяных магистралей ОАО «АК «Транснефть» является одним из мировых лидеров. В дочернем обществе компании – ОАО ЦТД «Диаскан» – разработаны и изготовлены внутритрубные дефектоскопы, которые по техническим характеристикам соответствуют лучшим зарубежным образцам. Ежегодные объемы диагностических работ на линейной части системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» составляют 25–27 тыс. км.

ную систему ремонта и поддержания безопасной эксплуатации МН.

Теперь в области технологии диагностики нефтяных магистралей компания является одним из мировых лидеров. За прошедшее время в ОАО ЦТД «Диаскан» разработаны и изготовлены внутритрубные дефектоскопы, которые по техническим характеристикам соответствуют лучшим зарубежным образцам. В том числе разработаны комбинированные дефектоскопы, использующие несколько физических принципов выявления дефектов, и дефектоскопы-толщиномеры с повышенной разрешающей способностью. Данные приборы или не имеют аналогов за рубежом, или по своим техническим характеристикам значительно превосходят существующие иностранные образцы.

Ежегодные объемы диагностических работ на линейной части МН составляют 25 – 27 тыс. км.

Результаты проведенных диагностических обследований технического состояния объектов магистральных нефтепроводов являются основой для планирования и организации выполнения ремонтных работ. Для этих целей в ОАО «АК «Транснефть» формируется и реализуется ежегодная Комплексная программа техпереворужения, реконструкции и капитального ремонта объектов нефтепроводов.

О ПРОБЛЕМЕ СТАРЕНИЯ СТАЛЕЙ

«Трубопроводы старше 30 лет априори ненадежны. Их надо полностью менять, а еще лучше – строить новые. В противном случае аварии станут нормой». (Безымянные эксперты.)

В целях сохранения долговременного потенциала нефтепроводов в компании реализуется система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, разрабатываются новые методы и технические средства устранения дефектов. Работа ведется

как в научном, так и в практическом плане.

Для изучения непосредственной связи между возрастом трубопроводов и частотой отказов «Транснефть» совместно с институтами металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова (ИМЕТ), машиноведения (ИМАШ) Российской академии наук провела значительный, даже по меркам академической науки, объем экспериментальных работ по изучению трубных сталей, находящихся в эксплуатации 25 и более лет.

За шесть лет были испытаны свыше 370 трубных образцов и около 3 тыс. стандартных образцов металла труб, проведены металлографические, структурные и фрактографические исследования образцов материалов трубных сталей на уникальном оборудовании ИМЕТ РАН и ОАО ЦТД «Диаскан».

Результаты стендовых циклических испытаний показали, что испытательное давление, которое выдерживали образцы, выше уровня заводского испытательного давления, а значения конструктивной прочности испытанных труб лежат в пределах, предусмотренных коэффициентом надежности по материалу k_1 в соответствии со СНиП 2.05.06-85.

Испытания образцов на растяжение, ударный изгиб и циклическую трещиностойкость показали, что предел текучести и временное сопротивление металла не ниже значений, указанных в технических условиях на изготовление, что свидетельствует о сохранении материалом труб ресурса пластичности.

Получен главный вывод – деформационное старение металла труб и деградация механических свойств металла труб, отработавших 25 и более лет, проявляются только на отдельных участках трубы, содержащих концентраторы напряжений, которыми являются дефекты стенки труб или сварочных швов. После выявления и

ликвидации дефектов трубопроводы можно длительно эксплуатировать. Так, было подсчитано, что трубы из сталей марок 17Г и 17ГСУ могут эксплуатироваться еще 30 лет.

Выявлен также ряд так называемых низконадежных марок сталей, таких как 19Г, 14ХГС, 17ГС, «Ц». В результате испытаний были определены их низкие механические свойства и химический состав, не соответствующие современным требованиям. Поэтому компанией проводится комплекс плановых специальных мероприятий по обеспечению надежности при эксплуатации участков трубопроводов из таких сталей, они взяты на учет и заменяются в первую очередь.

На основании указанных исследований разработаны методики расчетов по ранжированию степени опасности выявленных дефектов труб, времени безопасной эксплуатации участков с дефектами различной степени опасности. Разработан ряд руководящих документов по обеспечению безопасной и надежной работы магистральных нефтепроводов, отменено действие устаревших нормативных документов, в числе которых «Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов», разработанные ВНИИСПТнефть в 1988 году, предусматривающие автоматическое снижение рабочего давления (и, соответственно, производительности) в трубопроводе при достижении им 30 и более лет.

МЕТОДЫ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

«Я видел – ставят врезки (так называемые катушки). Этот мелко-травчатый ремонт лишь поддерживает плачевное состояние, в котором находится труба. Да и выходит такая починка дороже, потому что «катушки» рано или поздно сами становятся местом аварий: сварка идет в полевых условиях со всеми огрехами» («Эксперт» – д. т. н., профессор П.П. Бородавкин.)

Ремонт на линейной части (собственно на трубопроводе) – это устранение дефектов, выявленных по результатам проведенной внутритрубной диагностики, и замена участков трубопроводов, по которым невозможно осуществить пропуск диагностических приборов, а также изготовленных

из сталей, не соответствующих параметрам современных требований.

В России, как и за рубежом, технологии ремонта трубопроводов проделали путь от метода вырезки «катушек», при использовании которого необходима остановка транспортировки продукта, до метода наложения ремонтных муфт современных конструкций, не требующего прекращения перекачки. Ремонт и восстановление работоспособности трубопроводов традиционно выполнялись путем установки с последующей наваркой механических хомутов (муфт) или вырезкой дефектных участков с последующей приваркой новых. Наложённые на дефект муфты далее приваривались к основному телу трубы.

Метод вырезки «катушки» (т. е. участка трубы) с вваркой нового участка известен давно и хорошо проверен практикой. Но не все знают, что с прошлого века принципиально изменилась технология сварки — с 2000 года значительно усилены требования ОАО «АК «Транснефть» к механическим свойствам металла сварных швов. К примеру, значение ударной вязкости увеличено в 1,8 раза (с 37 до 62 Дж/см²), введен тройной контроль шва (визуальный, рентгенографический и ультразвуковой), используется новое поколение сварочного оборудования с автоматическим регулированием параметров сварной дуги.

В конце 80-х годов ремонт единичных коррозионных и механических дефектов стали выполнять с помощью ремонтных муфт, внутренняя полость которых заполняется композитными быстро застывающими материалами. При наложении постоянных муфт с использованием композитов отпадает необходимость в сварочных работах или в вырезке дефектных участков. Кроме того, уменьшается риск загрязнения окружающей среды. Учитывая все это, регулирующие организации утвердили ряд новых методов ремонта с применением композитных материалов, в частности композитно-муфтовую технологию (КМТ).

Технология КМТ имеет широкое применение в ОАО «АК «Транснефть». КМТ является наиболее универсальным методом и позволяет выполнить ремонт трубопроводов диаметром от 325 мм до 1220 мм, обеспечивая восстановление проектной прочности трубопровода в зоне дефекта. Разработаны отечественные



Установка муфты, изготовленной по композитно-муфтовой технологии

композитный состав и конструкция, налажено производство компонентов КМТ в России.

Все участки трубопроводов с ремонтными конструкциями в обязательном порядке подвергаются диагностике внутритручными дефектоскопами.

В 2000 году в ЦТД «Диаскан» была выполнена научно-исследовательская работа и проведены сравнительные испытания методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по программе, согласованной с Госгортехнадзором России. Для выбора надежных ремонтных конструкций и определения их фактической несущей способности были осуществлены сравнительные натурные испытания ремонтных конструкций с воспроизведением на испытаниях нагрузок, действующих на трубопровод при эксплуатации в реальных условиях. Испытания ремонтных конструкций были проведены на 55 трубах с дефектами, имеющих диаметр от 530 до 1220 мм и изготовленных из разных марок сталей.

Испытания труб с дефектами, отремонтированными различными ремонтными конструкциями, проводились в прочностной лаборатории Центра технической диагностики «Диаскан» на гидравлическом стенде «Гидропульс» на расчетные максимально предельные нагрузки.

На основании полученных результатов были внедрены ремонтные конструкции, восстанавливающие прочность дефектного участка до уровня бездефектной трубы на срок не менее

30 лет, при максимальном наружном и внутреннем воздействии. Разработан и согласован с Госгортехнадзором России новый нормативный документ, регламентирующий применение методов устранения дефектов, обнаруживаемых при внутритручной диагностике и других методах неразрушающего контроля, устанавливающий классификацию дефектов, подлежащих устранению на действующих магистральных и технологических нефтепроводах, а также методы их устранения и приоритеты выполнения ремонта.

Подобные масштабы исследований и применяемые в компании технологии проведения ремонта нефтепроводов эксперту по строительству газопроводов 80-х годов прошлого века сейчас трудно даже представить.

А КАК ЗА РУБЕЖОМ И В РОССИИ?

Нефтяные компании США тратят огромные средства на диагностику и ремонт трубопроводов, к этому их побуждают возросшие штрафные санкции в случаях утечки нефти и нефтепродуктов в связи с принятием в 2002 году нового закона в области безопасности трубопроводного транспорта.

В 2001 году в США была разработана Концепция обеспечения целостности трубопроводов, в которой был предложен комплекс решений, направленных на сохранение пропускной способности стареющих трубопроводов и одновременное повышение степени эксплуатационной и экологической защиты, с одной стороны, и приемлемых экономических показателей их безопасной эксплуатации,



Испытания бывшей в эксплуатации трубы проводятся на гидравлическом стенде «Гидропульс» в ЦТД «Диаскан»

с другой стороны. На основе опыта эксплуатации трубопроводных систем за рубежом сложилась новая стратегия их безопасной эксплуатации, предусматривающая:

- применение новых диагностических приборов с высокой разрешающей способностью;
- ремонт или замену по мере необходимости отдельных секций труб или трубопроводного оборудования.

Новые принципы продления периода малой вероятности проявления дефектов или новые схемы приоритетной эксплуатационной пригодности позволяют увеличить срок эксплуатации трубопроводов до 80 или даже 100 лет, прогнозировать сроки и условия безопасной эксплуатации трубопроводов с дефектами, подлежащими ликвидации в соответствии с требованиями международного стандарта ANSI/ASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.

Европейские трубопроводные компании эксплуатируют 159 трубопроводных систем, общая длина которых составляет 35 390 км. По данным европейской ассоциации нефтяных компаний за здравоохранение и охрану окружающей среды в процессе переработки и распределения нефти CONCAWE, опубликованных в 2009 году, за 78 запусков диагностического оборудования в 2006 году (более поздних данных в зарубежной печати нет), было обследовано 7020 км трубопроводов.

В России в 2010 году в ОАО «АК «Транснефть» сформирована и утверждена Программа технического пере-

Динамика изменения наличия отклонений от нормативного состояния в системе подводных переходов на нефтепроводах со сроком эксплуатации 30 лет и старше в ходе реализации Программы перевооружения, капитального ремонта и развития объектов МН на 2011–2017 годы

вооружения, капитального ремонта и развития объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» на период 2011–2017 годов. Ею предусматривается замена трубопроводов общей протяженностью 6503,61 км, реконструкция и ремонт 481 резервуара общей вместимостью 8349 тыс. м³, включая строительство 56 резервуаров суммарной вместимостью 1079 тыс. м³.

Наличие такой конкретной программы дает возможность осуществить перспективное планирование в области загрузки проектных институтов, производственных мощностей компании, провести техническое оснащение строительных подразделений из расчета планируемых объемов работ.

По всем участкам магистральных нефтепроводов сроком эксплуатации от 30 лет, которые будут заменяться в последующие годы, проведено диагностическое обследование их технического состояния, выполнены расчеты по срокам их безопасной эксплуатации.

Финансирование Программы технического перевооружения, капитального ремонта и развития объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» на период 2011–2017 годов имеет следующую структуру: 61 % финансовых средств направляется на объекты линейной части, 12,30 % – на проведение работ в резервуарных парках системы.

Такое распределение финансовых потоков при исполнении долгосрочной программы, с определением приоритетности финансирования работ на линейной части, а это в первую оче-

редь замена участков трубопроводов, позволит обеспечить гарантированную транспортировку нефти и выполнение товарно-транспортных операций с соблюдением норм экологической и технологической безопасности.

Прежде всего в рамках указанной программы и в соответствии с руководящими документами компании подлежат замене участки МН, имеющие следующие критерии:

- участки, в том числе переходы через водные преграды и малые водотоки, построенные в период 60–70 годов с применением труб из низконадежных марок сталей;
- участки с рабочим давлением более 4,0 МПа, расположенные на выходе с территорий нефтеперекачивающих станций (НПС) и работающие в напряженном режиме;
- участки, имеющие повышенную концентрацию дефектов;
- участки, построенные с применением подкладных колец;
- участки, проходящие по границам застроек промышленными и гражданскими зданиями и сооружениями, что не соответствует действующим нормативным документам;
- все переходы через водные преграды со сроками эксплуатации более 30 лет, а также имеющие отклонения от нормативного состояния (провисы, оголения, дефекты в русловой части, требующие вырезки и т. д.).

При проведении работ по замене участков трубопроводов используются исключительно трубы с заводским полиэтиленовым антикоррозионным покрытием с изоляцией стыков свар-



ных соединений термоусаживающимися манжетами, имеющей прочностные параметры, аналогичные заводскому покрытию труб.

В системе МН имеются участки, на которых технически невозможно проводить внутритрубную диагностику — это участки первых в стране нефтепроводов, построенных с подкладными кольцами, технологические трубопроводы и перемычки на линейной части нефтепроводов. Для их обследования в ОАО «АК «Транснефть» применяется специальная технология: диагностика, состоящая из визуально-диагностического контроля и гидравлических испытаний. Согласно Программе технического перевооружения, капитального ремонта и развития объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» на период 2011–2017 годов в 2011–2012 годах запланировано провести диагностическое обследование 53 985 м перемычек. В 2010–2015 годах будут осуществлены гидроиспытания всех недиагностируемых участков линейной части (878 км) и технологических трубопроводов (433,20 км). Такого объема гидравлических испытаний за рубежом не знают!

НЕФТЕПРОВОД «ДРУЖБА» – ПЕРЕКАЧКА ОБЕСПЕЧЕНА

«Аварии происходят здесь если не каждый день, то через день — точно... Если законсервировать статус-кво, латая образующиеся трещины и разрывы, то масштабной катастрофы, после которой прокачка нефти станет невозможной, осталось ждать недолго...» («Эксперт» — д. т. н., профессор П.П. Бородавкин.)

Экспорт нефти в дальнее зарубежье в 2010 году увеличился по сравнению с 2009-м на 2,4 %. Прирост экспортных

поставок в основном (кроме спецморнефтепорта Козьмино) обеспечивался за счет транспортировки сырья через пункт сдачи нефти (ПСН) «Адамова Застава» в Польшу и другие страны через порт Гданьск, а также ПСН «Фенешлитке» — в Венгрию, Боснию и Герцеговину. В данных направлениях перекачка осуществлялась по нефтепроводу «Дружба».

Экспортный трубопровод «Дружба» занимает значительное место в программах реконструкции и ремонта компании «Транснефть», ведется планомерная работа по поддержанию надежности этой магистрали. За последние семь лет заменено 137 км нефтепроводов и ликвидированы все выявленные дефекты, заложенные при его строительстве в 60–70 годах прошлого столетия.

В настоящее время в соответствии с утвержденной программой темпы ремонта и реконструкции нарастают в разы. Так, только в 2011 году предусмотрена замена 303,70 км трубопровода, а за период 2012–2017 годов — 1161,75 км.

Таким образом, фактически будет введена в строй новая нитка трубопровода.

Особое внимание уделено замене подводных переходов нефтепровода. В 2003–2006 годах произведена замена трубы общей протяженностью 21,3 км на подводном переходе МН «Дружба-2» через р. Волгу, в 2009–2010 годах трубы общей протяженностью 1,81 км на подводных переходах МН «Дружба-1» через малые водотоки.

Принятые меры позволяют осуществлять успешную эксплуатацию нефтепровода «Дружба», обеспечивая его надежность и экологическую безопасность.

ТС ВСТО – УРОВЕНЬ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

«Должного изыскания трассы не провели, все делали в спешке, в результате труба проложена по склонам, подчас прямо по камням... На ВСТО «катушек» уже сейчас немало, сам видел». («Эксперт» — д. т. н., профессор П.П. Бородавкин.)

В России реализуется новый масштабный проект — идет строительство трубопроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан (ТС ВСТО). Этот нефтепровод не имеет аналогов в России и за рубежом. Его рабочее давление составляет 100 атм (10,00 МПа), в то время как все существующие отечественные нефтяные магистрали имеют проектный предел давления 64 атм (6,40 МПа). Для обеспечения надежности толщина стенки трубопровода достигает 30 мм. Подобных параметров не имеет ни один построенный ранее нефтепровод страны.

Проект «ВСТО» воплотил в себе современные технологии и проектные разработки, некоторым из них также нет аналогов в мире. При сооружении первой очереди Восточного нефтепровода использовались специальные технические решения по прокладке нефтепровода в траншее в зонах активных тектонических разломов, по строительству переходов через железные дороги на участках с многолетне-мерзлыми грунтами методом микротоннелирования, надземной прокладке нефтепровода в просадочных и сильнопросадочных многолетне-мерзлых грунтах, по прокладке нефтепровода на участках с курумами и погребенными льдами, контролю оползневых процессов на склонах с применением интеллектуальных реперов и многие другие. Все это обеспечило надежность и экологиче-

скую безопасность новой трубопроводной системы.

При вводе в эксплуатацию построенных участков нефтепровода для проверки их состояния проводилась внутритрубная диагностика, что также является новым шагом в технологии строительства.

Внедрение инновационных решений продолжается. В составе проекта «ВСТО-2» реализуются новые технические разработки, направленные на повышение эффективности и безопасности транспортировки нефти, такие как создание многоуровневой системы защиты нефтепровода. В данную систему включены как локальные системы противоаварийных защит НПС (системы автоматизации технологических объектов, системы пожаротушения, пожарной сигнализации, контроля и управления оборудованием узлов запорной арматуры), так и распределенные системы, работающие на основе гидродинамической модели нефтепровода (комбинированная система обнаружения утечек, система защиты линейной части нефтепровода от превышения давления, система диагностики и идентификации параметров работы оборудования МН).

Разрабатывается система технического мониторинга ТС ВСТО. Этот проект предусматривает создание уникальной единой геотехнической модели взаимодействия магистрального нефтепровода, проложенного в многолетне-мерзлых грунтах, на участках с высокой сейсмической активностью, карстами, пересекающего активные тектонические разломы, в экстремальных природных условиях и резко континентальным климатом. Кроме того, предполагается создание совокупности методов, технических и программных средств, предназначенных для наблюдения, контроля и фиксации состояния ТС ВСТО, формирования комплекса мер по управлению техническим состоянием ее объектов, направленных на повышение надежности и безопасности их эксплуатации.

Чтобы исключить возможность изменения положения трубопровода из-за сложных геологических и климатических условий при эксплуатации ТС ВСТО, что может привести к снижению его эксплуатационной надежности, в состав проекта входит разработка внутритрубных диагностических приборов с высокоточной навигационной системой для определения координат

трубопровода с целью оценки его напряженно-деформированного состояния.

Реализация данного пилотного проекта позволяет повысить надежность прогнозов развития опасных для трубопровода природных и геологических процессов, осуществить дальнейшее тиражирование на всю систему нефтепроводов компании.

После ввода в эксплуатацию ТС ВСТО-1 перекачано более 27,80 млн т нефти без учета реверсивной перекачки. Ведется бесперебойная транспортировка сырья, что подтверждает высокую эксплуатационную надежность построенной системы.

НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ

«Словом, поручиться за безаварийность поставок нефти ни по старым, ни по новым российским нефтепроводам нельзя». (Автор претензионной публикации.)

Ни у кого из нас не возникают, к примеру, мысли о необходимости срочного сноса и нового строительства всех жилых зданий в городе, возраст которых давно перевалил за нормативный срок существования, так как дома могут рухнуть и завалить людей. Мы знаем — ведется реализация программ по их ремонту и реконструкции. Но почему тема надежности нефтепроводов, аварий на них, разыгрывается время от времени?

Как правило, дебаты о надежности или ненадежности трубопроводных систем имеют под собой коммерческую подоплеку. В зависимости от того, считается система надежной или ненадежной, изменяются процентные ставки по инвестиционным кредитам, размеры страховых взносов для страхования различного рода рисков, потребитель имеет право потребовать снижения тарифов при использовании ненадежных систем, изменяется величина предусмотренных законодательством компенсационных платежей. Одним словом, заинтересованных сторон в наличии ненадежной системы трубопроводного транспорта много.

Значительная роль, которую играют нефтепроводы в жизни россиян, вызывает интерес к теме, к которой можно привлечь читателей для поднятия рейтинга средств массовой информации. В публикациях мелькает: «трубопроводы стареют и ржавеют», «нефтепроводы изношены», «запасы

истощены», «ремонт мелкотравчатый», «масштабная катастрофа» и т. д. Искусственно создается стереотип, что нефти нет, а нефтепроводы бесхозные, а раз они бесхозные — нужен новый хозяин.

И это не беспокойство за состояние нефтяных магистралей и, соответственно, наше благосостояние, а корысть с определенными целями. С момента прекращения существования СССР время от времени на разных уровнях поднимается вопрос о собственности на нефтепроводную систему России и возможности ее приватизации. Задача сторонников этого направления — подвергнуть сомнению надежность российских нефтепроводов, представить состояние национальной системы в печальном свете с достаточно прагматичной целью. Цель эта — обесценивание в прямом смысле этого слова основных фондов нефтепроводного транспорта для возможного приобретения их по минимальной цене.

Подводя итоги, также следует вспомнить, что прежде чем спорить, классики призывали **договориться о терминах и определениях**. Итак...

Надежность — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Анализируя факторы, определяющие функциональную надежность нефтепроводов, следует исходить из основной цели существования нефте-транспортных сетей — доставки нефти от месторождений к потребителю в надлежащих объемах.

Требуемая функция, определяющая надежность магистральных нефтепроводов, — транспортировка, приемка, сдача нефти потребителям или перевалка на другой вид транспорта. Согласно открытой для всех информации об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «АК «Транснефть» в 2010 году в сфере оказания услуг по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам объем товаротранспортной работы (грузооборот) составил 1 078,3 млрд т·км, при протяженности магистральных трубопроводов 50 177 км. Существующая нефтепроводная система постоянно расширяется и в целом имеет возможность транспорта практически

всего добываемого объема нефти в стране.

Таким образом, с этой точки зрения проблем с функциональной надежностью системы нет.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать долговечность, ремонтпригодность, безотказность или определенные сочетания этих свойств.

Долговечность — свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Для магистральных нефтепроводов нет понятия срока службы, так как они должны работать до тех пор, пока есть потребность в транспортировке нефти по данному направлению. Но для отдельных конструктивных элементов такие сроки есть. Очевидно, что в целом система вступила в период, который характеризуется увеличением риска аварий в связи с усилением роли факторов «износного» характера (усталостные и коррозионные процессы), а также развитием дефектов, возникших при изготовлении и строительстве трубопроводов. В этих условиях техническая политика по предотвращению отказов МН, основанная на анализе информации об их фактическом техническом состоянии, ремонте, и продлению срока службы трубопроводов на основе управления ресурсом отдельных конструктивных элементов является общепринятой мировой практикой. Конечно, построить новый трубопровод взамен старого — более радикальный способ повышения надежности, но не надо забывать о цене бензина на АЗС.

Ремонтпригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Магистральные нефтепроводы, в отличие от космических ракет, которые нельзя отремонтировать в процессе использования, изначально создаются как восстанавливаемые системы. Вопрос заключается в том, какую стратегию технического обслуживания и ремонта выбрать. Стратегическим направлением политики ОАО «АК «Транснефть» в области обеспечения надежности нефтепроводной системы и минимизации затрат стал подход, основным принципом которого являлся выборочный ремонт магистралей по результатам многократной сплошной внутритрубной диагностики. При этом сплошной ремонт применяется на участках с большим скоплением дефектов или там, где были использованы конструктивные материалы, не удовлетворяющие современным требованиям. Применение технологии выборочного ремонта возможно только на основе проведения сплошного диагностического контроля трубопровода, что и имеет место на практике. Для восстанавливаемых систем всегда существует разумный оптимум между затратами на повышение надежности и компенсацией потерь из-за ненадежности системы. Этот уровень надежности определяет предел, за которым затраты средств на повышение надежности становятся бессмысленными.

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

Аварии, связанные с разрушением или частичным повреждением магистрального нефтепровода, неизбежны. Это плата за блага цивилизации. Анализ статистических данных по авариям на нефтепроводах за 1999–2010 годы показывает, что стратегия ОАО «АК Транснефть» и методы поддержания надежности трубопроводной системы соответствуют передовым мировым стратегиям, применяемым западными трубопроводными компаниями. Наиболее очевидным результатом явилось

увеличение в период 1999–2010 годов объема транспортировки нефти в 1,56 раза — с 299 млн т до 466 млн т, при этом аварийность нефтяных магистралей снизилась за этот период в 1,9 раза — с 0,19 аварий на 1 тыс. км нефтепроводов до 0,099 аварий.

Отметим общую тенденцию постоянного уменьшения числа категоризованных отказов, наблюдающуюся на трубопроводах за отмеченный период времени. При том что к категоризованному отказу в России относится утечка нефти объемом свыше 10 м³, а по европейским нормам — свыше 100 м³, показатель интенсивности отказов на магистральных нефтепроводах России существенно ниже мирового уровня.

Достигнут ли предел совершенства? Конечно, нет! Есть еще много проблем, над которыми предстоит работать на всех стадиях жизненного цикла трубопровода. Однако в целом нефтепроводная система России является надежной инженерной системой, бесперебойно выполняющей свои функции по доставке нефти на заводы России и потребителям за рубеж. Надежность работы обеспечивается реализацией долгосрочных программ по ремонту и реконструкции объектов системы. Программы разрабатываются на основе новейших научных исследований и применения современной диагностической техники. Аварийность на линейной части МН значительно снизилась благодаря кардинальным мерам, принятым ОАО «АК «Транснефть», по применению внутритрубной диагностики и устранению обнаруженных дефектов.

ОАО «АК «Транснефть» обеспечивает интересы государства, оставаясь государственной компанией. Магистральный транспорт нефти вносит важнейший вклад в российскую экономику, базируясь на надежности нефтепроводов, их экологической безопасности и народно-хозяйственной эффективности.

От РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина статью подписали:

К. т. н., проф. Р.К. Насиров, заведующий кафедрой «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов»;

Д. т. н., проф. В.М. Писаревский, профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», заслуженный деятель науки РФ, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, почетный работник газовой промышленности, почетный работник высшего профессионального образования;

Д. т. н., проф. М.В. Лурье, профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», заслуженный деятель науки РФ, лауреат премии имени И.М. Губкина;

Д. т. н., проф. Г.Г. Васильев, заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и хранилищ», лауреат премии Ленинского комсомола в области науки и техники, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, лауреат премии им. И.М. Губкина, почетный нефтяник, почетный работник газовой промышленности, почетный работник топливно-энергетического комплекса, почетный работник высшего профессионального образования.

Узел учета нефти
ЛПДС «Лопатино»
ОАО «МН «Дружба»

