

Нефть. Газ. ИНОВАЦИИ

ISSN 2077-5423

№9/2017

научно-технический журнал • входит в перечень ВАК



ГЛАВНАЯ ТЕМА НОМЕРА:

ИНЖИНИРИНГ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ



МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

КОМПЛЕКСНЫЙ
ИНЖИНИРИНГ
В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ:
опыт, инновации, развитие



ОРГАНИЗАТОР

ГИПРОВСТОКНЕФТЬ
GIPROVOSTOKNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ЗАРУБЕЖНЕФТЬ



Номер подготовлен при участии:



АКТУАЛЬНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

УДК 620.133:620.193.8:622.691.4

Риск-ориентированный подход к обеспечению безопасности газопроводов с применением бесконтактных технологий технического диагностирования

The Risk-Based Approach to Ensuring the Safety of Gas Pipelines Using the Contactless Technology for the Technical Diagnosis



Н.А. Еремин

С.С. Камаева, к.т.н.
ssk@transkor.ru
/ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук» (ИПНГ РАН), НТЦ «Трансгор-К»/

Н.А. Еремин, д.т.н.
ermn@mail.ru
/ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук» (ИПНГ РАН), ФГБУ ВО РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина/

S.S. Kamaeva, PhD
/Institute of oil and gas problems of RAS, NTZ "Transkor"/
N.A. Eremin, DSc
/Institute of oil and gas problems of RAS, Gubkin Russian State University of Oil and Gas National Research University/

Бесперебойное и надежное функционирование газопроводных систем очень важно для энергетической безопасности и экономики России. Применение инновационных технологий диагностирования приобретает особую актуальность. Коррозионно-активные грунты и транспортируемые среды, грунты с низкой несущей способностью, повышенные эксплуатационные нагрузки и биокоррозия приводят к ускоренной деградации металла подземных газопроводов, росту рисков их отказа вследствие перехода в предельное состояние. Значительная доля газопроводов России не подлежит внутритрубному диагностированию. Сохранение работоспособного состояния линейной части подобных газопроводов может быть обеспечено за счет их инспекции инновационным методом магнитной томографии.

Ключевые слова: газопровод; диагностирование газопроводов, не оборудованных камерами пуска-приема; риск-ориентированное инспектирование; безопасность инфраструктуры газовых месторождений; инновации на объектах ПАО «Газпром»; метод магнитной томографии; Виллари-эффект; коррозия; коррозионное растрескивание под напряжением; биокоррозия, охрупчивание металла; внутритрубная инспекция; коррозионно-активные грунты; напряженно-деформированное состояние.

Uninterrupted and reliable operation of gas pipeline systems is very important for the energy security and the economy of Russia. The use of innovative diagnostics technologies becomes especially urgent. Corrosion-active soils and transported environments, soils with low bearing capacity, increased operating loads and the biocorrosion lead to accelerated metal degradation of underground gas pipelines, increasing risks of their failure due to transition to the terminal state. A significant portion of Russia's gas pipelines are not subject to in-tube diagnostics. Preservation of the operational condition of the linear part of such gas pipelines can be ensured through their inspection by an innovative method of magnetic tomography.

Key words: gas pipeline, diagnostics of non-piggable gas pipeline, risk based inspection, safety of gas field infrastructure, GAZPROM innovation, magnetic tomography method, Villari-effect, corrosion, stress-corrosion, MIC, metal embrittlement, in-tube inspection (Pigging), corrosion-active soils, stress-deformed-state.

Проблема обеспечения экологической и энергетической безопасности трубопроводных систем крайне актуальна во всем мире. Удельный вес природного газа в структуре топливного баланса европейской

части России достигает 82 % [1]. В настоящее время разведано 786 месторождений природного газа и уже вовлечены в разработку 351 месторождение с разведанными запасами газа в объеме около 21 трлн м³, что составляет 44 %



общероссийских запасов. К промышленному освоению подготовлено 66 месторождений с запасами 17,8 млн м³ газа. В стадии разведки находятся 200 месторождений, законсервировано 169 газоносных площадей. Сохранение работоспособного состояния линейной части промысловых трубопроводов, по большей части не подлежащих внутритрубному обследованию (так называемых non-piggable & difficult), может быть обеспечено риск-ориентированным подходом (RBI), основанным на диагностировании реального состояния подобных объектов. Одним из современных методов диагностирования является бесконтактная магнитометрия (РД 102-008-2002 [2]). В частности, высокую эффективность при выявлении проблемных участков и планировании профилактических ремонтов промысловых трубопроводов показал метод магнитной томографии (MTM). MTM оказался также удобным инструментом обследования состояния укладки строящихся объектов и так называемой «нулевой» инспекции вновь построенных трубопроводов. А протяженность подобных объектов быстро нарастает. Так, ресурсный потенциал Ямала с глубиной залегания до 4000 м оценивается в 93 трлн кубометров газа и нефти, а также 16 млрд т конденсата. На шельфе Карского моря потенциальные ресурсы природного газа оцениваются в 37 млрд м³, жидких углеводородов – около 4 млрд т. Более глубокие отложения еще ждут своей оценки. Разведанные запасы газа в Ямало-Ненецком автономном округе составляют 34,2 трлн м³ (22,2 % мировых ресурсов). Месторождения Ямала при полном развитии смогут давать 250 млрд м³ газа, на шельфе – 250 млрд м³. Потенциал добычи нефти и газоконденсата оценивается в объеме около 10 млн т. Условно территории Ямала подразделяется на три промышленных зоны: центральную (Бованенковское, Харасавейское и Крузенштерновское месторождения); северо-восточную

(Тамбейская группа месторождений); южную. Запасы центральной группы месторождений по сеноманскому комплексу составляют около 60 % от всех имеющихся на Ямале, т.е. около 6,6 трлн м³ газа. Запасы Тамбейской группы месторождений оцениваются в 3,7 трлн м³ газа.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в Ямальской НГО северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) и по запасам газа занимает четвертое место в мире. Разведанные и предварительно оцененные запасы месторождения составляют 4,9 трлн м³ газа. Открытое в 1971 г. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение занимает площадь около 1000 км². В его пределах отмечается 22 залежи углеводородов. Залежи являются газовыми, с нефтяными оторочками, их тип – сводовые пластовые. Газ на Бованенковском месторождении содержит 90–98 % метана, а также небольшое количество тяжелых углеводородов (1–4 %), азота (3–6 %) и двуокиси углерода (0,1–2 %). В газовых залежах находится в растворенном состоянии легкая нефть. При эксплуатации Бованенковского месторождения отмечено повышенное содержание двуокиси углерода по сравнению с другими разрабатываемыми сеноманскими залежами, что повышает коррозионную агрессивность сред. Подготовка газа к транспорту в последние годы осуществляется методом низкотемпературной сепарации с применением отечественных турбодетандеров.

Значительную долю трубопроводов России составляют те, где внутритрубное диагностирование не практикуется или затруднено (non-piggable & difficult), например вследствие их конструкции. Если протяженность магистральных газопроводов на территории России составляет 168 тыс. км, то промысловых и распределительных газопроводов – свыше 750 тыс. км. Протяженность трассы

«Бованенково – Торжок» диаметром 1420 мм составляет свыше 2400 км, включая газотранспортный коридор «Бованенково – Ухта» длиной около 1100 км с производительностью 140 млрд м³ газа в год и газопровод «Ухта – Торжок» протяженностью 1300 км с производительностью 81,5 млрд м³ газа в год. Газопровод «Бованенково – Ухта» рассчитан на повышенное рабочее давление. Для транспортировки газа по этому газопроводу применяется давление 11,8 МПа (120 атм), что позволило снизить металлоемкость проекта. В газопроводе использованы отечественные трубы диаметром 1420 мм из стали марки К65 (Х80) с внутренним гладкостным покрытием. Подобная конструкция труб ограничивает применение внутритрубных снарядов-дефектоскопов и диктует необходимость привлечения иных методов контроля металла на всем протяжении трубопровода. Кроме того, ряд объектов старой постройки обладает конструктивными особенностями, затрудняющими внутритрубное инспектирование: например, сварка с подкладными кольцами, отсутствие камер пуска-приема, дюкеры с диаметром, отличным от линейной сухопутной части, и т.п. Подобных объектов немало – так, средний возраст ряда магистральных газопроводов превышает 30 лет, а доля газопроводов со сроком службы более 40 лет составляет 17 % [1]. Бесперебойное и надежное функционирование газопроводных систем очень важно для энергетической безопасности и экономики России. В этой ситуации применение инновационных технологий диагностирования приобретает особую актуальность. Коррозионно-активные грунты и транспортируемые среды, грунты с низкой несущей способностью, повышенные эксплуатационные нагрузки приводят к ускоренной деградации металла подземных трубопроводов большой протяженности и рискам их отказа вследствие перехода в предельное состояние.

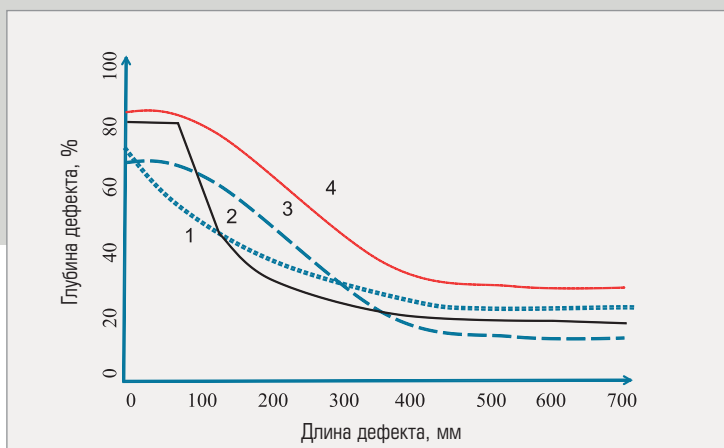


Рис. 1. Сопоставление методик оценки опасности коррозионных дефектов [4]:

1 – ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»; 2 – ASME-B31G; 3 – ПО «Спецнефтегаз» (коэффициент запаса – 1,46); 4 – ПО «Спецнефтегаз» (коэффициент запаса – 1,76)

Условная вероятность образования коррозионных дефектов в трубопроводах

Длина дефекта, мм	Свищи (Pinhole)	Трещины (Puncture)	Разрывы (Rapture)
203–254	0,68	0,26	0,06
254–508	0,65	0,22	0,13
>508	0,67	0,21	0,12

Источник: Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – OPS PHMSA, 2010.

Биокоррозия (коррозия с участием микроорганизмов – MIC) – один из факторов коррозионной агрессивности с малоизученными механизмами противокоррозионной защиты. Накопление коррозионных дефектов, внутренних микронапряжений и отдельных структурных изменений в результате длительной эксплуатации трубопроводной инфраструктуры повышает склонность металла к локальному разрушению и в целом снижает ресурсную долговечность труб. Эти факторы могут привести к возникновению аварийных ситуаций, среди которых – утечки и потери транспортируемого продукта (нефти, газа) через свищи (Pinhole), трещины (Puncture), разрывы (Rapture), неплотности арматуры, сбросы при ремонте и последующих испытаниях (рис. 1). На основании традиционных методик оценки опасности коррозионных дефектов (см. таблицу) в ПАО «Газпром» было принято к действию СТО «Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжированию по степени опасности и определению остаточного ресурса». Кроме того, имеются нормативные документы по оценке опасности целого ряда дефектов иной природы, таких как вмятины, гофры, дефекты сварных соединений, трещины различной

ориентации, стресс-коррозионные дефекты (КРН). Методические рекомендации построены исходя из теории упругопластического деформирования в условиях плосконапряженного состояния на базе предельных показателей в границах несущих способностей и возможного последующего разрушения трубы. Однако зачастую, как это упомянуто выше, для подобных расчетных методов невозможно получить данные о размерах дефектов объектов, не подлежащих внутритрубной дефектоскопии, либо регистрация подобных параметров в отдельных точках доступа (НК в шурфах) слишком высокостратна и требует вмешательства в рабочий режим объектов.

Для piggable-магистралей современной постройки внутритрубное инспектирование (ВТИ) с использованием магнитных и ультразвуковых снарядов показало высокую достоверность выявления таких дефектов, как нарушение геометрии трубопроводов, механические, металлургические и часть коррозионных дефектов, а в отдельных случаях – и дефекты КРН. Традиционный метод оценки технического состояния piggable-трубопровода внутритрубной инспекции включает [3]:

■ дефектоскопию – выявление местоположения и оценку параметров отдельных дефектов металла;

■ объединение взаимовлияющих дефектов в кластеры методом экспертной оценки (правила объединения субъективны);

■ вычисление уровня напряженно-деформированного состояния (НДС) в зонах кластеров для оценки степени их опасности и риска перехода в предельное состояние из-за превышения уровня допустимых локальных напряжений. При этом концентрация напряжений за счет воздействия местных условий эксплуатации в основном учитывается методом экспертной оценки;

■ расчет допустимого рабочего давления и коэффициента безопасного давления или расчетного ремонтного фактора (EFR) по остаточной толщине стенки труб с дефектами типа «потеря металла» (коррозия) – применяется в основном для снижения эффективного сечения в зоне кластеров коррозионного происхождения;

■ выявление кластеров, содержащих трещиноподобные дефекты, дефекты сварных соединений, дефекты типа «нарушение сплошности» (расслоения, неметаллические включения), а также участки с отклонениями уровня НДС от фоновых значений по причине повышенных механических напряжений (концентрации напряжений), т.е. аномалии НДС, которые на основании данных внутритрубной дефек-



тоскопии оцениваются со значительными ошибками или не оцениваются.

Основные проблемы диагностирования технического состояния газопровода по данным ВТИ сводятся к следующим [3]:

■ ВТИ невозможно для ряда объектов (non-piggable) и требует больших затрат для подготовки к прогону поршней для ряда объектов старой постройки;

■ ВТИ уверенно решает лишь первую задачу (собственно дефектоскопию) и менее результативно для оценки степени опасности (ранжирования) участков с дефектами и определения работоспособности с учетом концентрации напряжений;

■ расчеты по ВТИ включают только оценку опасности групп дефектов (кластеров) типа «потеря металла»;

■ задача оценки скорости коррозии (коррозионный прогноз или мониторинг) решается при ВТИ путем повторных прогонов снарядов-дефектоскопов;

■ нет оценки трещиностойкости и прогноза скорости развития трещиноподобных дефектов при ВТИ, особенно в продольном направлении;

■ нет единых количественных критериев оценки опасности при ВТИ дефектов различных типов с учетом конкретных условий эксплуатации газопроводов;

■ при ВТИ не проводится оценка деградации свойств металла в агрессивных охрупчивающих (наводороживающих) условиях или в зонах с аномалиями НДС. Это участки объекта с провисами, прогибами, уровнями напряжений-растяжений-кручений выше допустимых, с потерей устойчивости (стабильности) трубопровода, например за счет вымывания (выноса) грунта при сильных дождях, в районах оползней, на обрывах, в оврагах, в гористой местности, в зонах сейсмической активности, шахтных выработок и т.п.;

■ основная проблема ВТИ – не учитывается степень концентрации

напряжений на конкретном участке трубопровода, т.е. локальные концентраторы напряжений. Инженеры службы обеспечения надежности эксплуатирующей организации решают данную задачу под свою ответственность путем экспертной оценки (свод американских правил безопасности трубопроводов ASME).

Как следует из проекта отчета о деятельности Ростехнадзора за 2016 г. [16], случаев смертельного травматизма на объектах газодобывающей промышленности не зарегистрировано. Основными причинами аварий в нефтедобыче явились разгерметизация из-за коррозии технических устройств и износ промысловых трубопроводов. В 2016 г. по сравнению с 2015 г. уменьшилось на три количество прочих аварий, связанных с разрушением технических устройств, разливами, доля которых от общего количества аварий составляет 37 %. Наиболее крупная по последствиям авария произошла 22 сентября 2016 г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на опасном производственном объекте «Система внутрипромысловых трубопроводов КСП-56 Верхне-Возейского нефтяного месторождения (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»)), причиной которой явилась разгерметизация участка трубопровода «ГЗУ-2463 – до УЗ № 5» с выходом на поверхность нефтесодержащей жидкости. Комиссией по расследованию технических причин аварии установлено, что разгерметизация участка трубопровода произошла в результате образования трещины трубы в зоне сплавления сварного шва под воздействием коррозионно-активной жидкости. Экономический ущерб от аварии составил 61 млн 397 тыс. рублей.

Среди эффективных методов обследования состояния non-piggable трубопроводов и выявления аномалий НДС особо следует выделить бесконтактные магнитометрические технологии (РД 102-008-2002 [2]), в частности метод магнитной томографии (МТМ). Эти технологии позволяют выполнять инспекцион-

ные работы на объектах под рабочим давлением и без прекращения транспортировки, что дает существенное сокращение затрат на проведение полного цикла работ, включая подготовку к инспектированию, диагностирование, предремонтное обследование и проверку состояния укладки после ремонта или выполнения работ по сплошной переизоляции [5–10]. Применение в ПАО «Газпром» бесконтактных методов обследования металла газопроводов на всем протяжении в перспективе позволит сэкономить затраты на инспектирование в объеме до нескольких миллиардов рублей в год. Трудоемкость подготовки металлической поверхности к НК с применением традиционных методов (ультразвуковая дефектоскопия, ВИК, рентген и т.п.) на действующих МГ и промысловых газопроводах обусловила значительный интерес разработчиков к магнитным методам контроля. Актуальность этих методов связана с их точностью, большой информативностью, высокой производительностью и, главным образом, с возможностью бесконтактного проведения контроля [11]. Как упоминалось выше, традиционно RBI-подход по данным ВТИ строится на расчетах напряженного динамического состояния (НДС) участков газопровода с дефектами исходя из геометрических параметров выявляемых дефектов, например типа «потеря металла». Работоспособность участков трубопровода с аномалиями НДС, не выявляемыми ВТИ, рассчитывается численными методами с применением полуэмпирических инженерных методик. Очевидными преимуществами бесконтактных технологий инспектирования объектов под давлением являются повышение безопасности производства работ, снижение трудозатрат и времени их выполнения, возможность проведения работ в любой период года и сокращение выбросов природного газа в атмосферу, в том числе по причине такого опасного коррозионно-механического явления, как КРН.

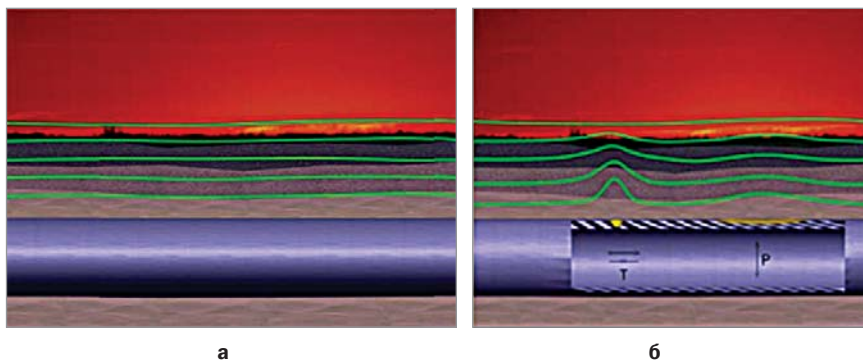


Рис. 2. Виллари-эффект: распределение магнитного поля газопровода из ферромагнитного материала (сталь, чугун) в отсутствие концентраторов напряжений (а) и при наличии концентраторов напряжений в области дефектов металла трубы (б), цит. по [7]

Как показал опыт применения на объектах ПАО «ГАЗПРОМ», одной из лидирующих в мире отечественных технологий, успешно решающих данную задачу как для non-piggable газопроводов-отводов, так и для пораженных стресс-коррозией МГ, является бесконтактное диагностирование методом магнитной томографии (МТМ). МТМ зарекомендовал себя как наилучшая доступная технология для сухопутных и подводных трубопроводов в разнообразных климатических зонах и сложных условиях эксплуатации объектов. Модификация МТМ для подводных трубопроводов – не имеющая мировых аналогов технология АК-ВА-МТМ – победитель международного конкурса «Арктические технологии» в Хьюстоне, 2012 г., перспективна для инспекции состояния четырех ниток подводного перехода 1099,8-километрового магистрального газопровода от месторождений полуострова Ямал «Бованенково – Ухта» протяженностью 67 километров каждая. Технология выиграла конкурс по следующим критериям: новизна, инновационность, готовность к применению (завершенная верификация), ожидаемый широкий технический интерес, значительное экономическое влияние [10].

Родоначальником технологии бесконтактной магнитометрии для трубопроводов явился проф. Е.М. Белов [12].

Позже, с приоритетом от 2001 г., применяются запатентованные в

РФ, США, Канаде, ЕС, Малайзии отечественные изобретения и технические устройства для МТМ, регламентированные российским нормативом РД 102-008-2002 [2] и обеспечивающие такие важные аспекты качества, как вероятность выявления дефектов металла и точность определения степени их опасности. Технология основана на эффекте Виллари (явление обратной магнитострикции, открытое более 200 лет назад) и заключается в измерении и анализе распределения собственных магнитных полей вдоль оси протяженного ферромагнитного объекта, отражающих его структурную и технологическую наследственность, а также появление концентраторов механических напряжений, связанных с процессами деградации металла или повышенными локальными нагрузками. При контроле учитывают естественную намагниченность, сформировавшуюся в процессе изготовления труб в магнитном поле Земли. Для газопровода, находящегося в эксплуатации, магнитомеханический эффект проявляется в необратимом изменении намагниченности металла труб в направлении действия максимальных напряжений от рабочих нагрузок. При эксплуатации промысловых газопроводов под воздействием различных факторов (деформация и дефекты производства трубы, внутренняя и наружная коррозия, расслоения и т.п.) изменяется структура металла,

возникают зоны концентрации продольных и поперечных напряжений, вследствие чего происходит переориентация магнитных доменов, что выражается в магнитном отклике. Сварной шов, особенно дефектный, также является концентратором напряжений в стенке трубы. Увеличение определяющего концентрации и «остроту» напряжений параметра дефектов – глубины (снижение рабочего сечения в результате коррозии, расслоение с выходом на поверхность, растрескивание), а также охрупчивание металла под действием факторов эксплуатации приводят к резкому локальному увеличению напряжений в металле труб газопровода, значительно превышающих проектные нагрузки. Это увеличение сопряжено с переориентацией доменной структуры ферромагнетика и изменением магнитной проницаемости металла газопровода – магнитной индукции вследствие магнитоупругого эффекта [13]. Концентраторами напряжений являются и любые нарушения геометрии газопровода вследствие местной или общей потери устойчивости (овальность, гофры, вмятины и т.п.), механические дефекты, включая особо опасные трещиноподобные дефекты (риски, задиры и т.п.). В результате существует риск разрушения конструкции вследствие ее перехода в предельное состояние из-за превышения допустимой величины локальных напряжений согласно ГОСТ Р 54382-2011, ГОСТ Р 55999-2014 [6].

Графически принцип регистрации механических напряжений по измеренным характеристикам магнитного поля ферромагнитного объекта отражен на **рис. 2**.

Магнитометрический метод основан на возможности регистрации магнитной индукции металла газопровода при изменении напряжений под действием механических нагрузок или на участках структурных изменений металла (деформация трубы, внутренняя и наружная коррозия, расслоения и т.п.). Программная обработка дан-



ных автоматического сканирования с частым шагом в ортогональной системе координат (магнитная томография) позволяет локализовать точное расположение аномальных участков с отклонениями уровня напряженно-деформированного состояния (аномалий НДС) и оценивать величину и характер этих отклонений, а также прогнозировать тип дефектов металла. При этом на non-piggable газопроводе оперативно выявляются участки с опасными дефектами, требующие первоочередного ремонта или замены (1-й ранг аномалий согласно РД 102-00802002). Полученная в калибровочном шурфе информация необходима для корректировки данных и метрологической процедуры их калибровки по степени опасности на всей протяженности конкретного объекта. Определяется опасность допустимых дефектов, не требующих на момент обследования принятия немедленных мер по ремонту (2-й ранг согласно РД 102-00802002), а также неопасных дефектов (3-й ранг). Это позволяет сформировать программу мониторинга и провести своевременную корректировку технического обслуживания (снижение рабочего давления для газопроводов, применение ингибиторов и биоцидов внутренней или внешней коррозии), а также своевременный профилактический ремонт, т.е. обеспечить эффективную RBI-стратегию.

Бесконтактное обследование методом магнитной томографии для non-piggable объектов обладает значительными экономическими и технологическими преимуществами по сравнению с перспективами переоборудования для внутритрубной инспекции (ВТИ), поскольку не требует подготовки трубопровода к обследованию, монтажа камер пуска-приема, предполагающего значительные материальные и трудовые затраты, особенно для старых газопроводных систем. Важной особенностью МТМ является расчет интегрального показателя F (риск-фактора) – степени относи-

тельной концентрации напряжений в реальных условиях эксплуатации. Этот показатель непосредственно отражает уровень концентрации механических напряжений на локальном участке в области дефектов структуры металла или в зонах повышенных нагрузок (продольных, поперечных, изгиба, кручения и т.п.). Таким образом, F заменяет целый ряд теоретических коэффициентов. К ним относятся коэффициент концентрации напряжений, который учитывает степень концентрации напряжений при расчетах на прочность, трещиностойкость и сопротивление разрушению (SCF), коэффициент деформаций (SNCF), который зависит от уровня концентрации напряжений в упругой области, интенсивности номинальных напряжений и сопротивления материала упругопластическим деформациям, коэффициент надежности по нагрузке (load effect factor), коэффициент условий работы (condition load effect factor), учитывающий особые условия нагружения в расчетах на устойчивость, и коэффициент безопасности частный (PSF), который преобразует нормативное значение параметра в расчетное значение, т.е. это результат действия нагрузки, условий нагружения, сопротивления материала, или коэффициент безопасности.

Таким образом, косвенная дистанционная регистрация механических напряжений в ходе МТМ и расчет риск-фактора F являются альтернативой численным методам для ситуаций, когда размеры и тип дефектов невозможно выявить в ходе ВТИ и перечисленные выше коэффициенты эксперту приходится выбирать на основании субъективного опыта [2–3, 6–10]. Концепция RBI на базе данных МТМ строится на том, что регистрация механических напряжений и характеристические параметры аномалий НДС (величины F и длины аномалии) позволяют рассчитать те же параметры работоспособности (безопасное рабочее давление, период безаварийной работы, КБД), которые по

данным ВТИ определяют принятыми численными методами по критерию перехода в предельное состояние по превышению допустимых локальных нагрузок согласно ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования». Данный подход реализован в программном продукте «Оценка работоспособности трубопроводов по результатам бесконтактного магнитометрического обследования» разработчика-производителя оборудования для магнитной томографии (ООО НТЦ «Транскор-К»).

Ниже описан опыт МТМ на объектах ПАО «ГАЗПРОМ».

С применением МТМ за последнее время был обследован целый ряд объектов – как МГ (где традиционно применение снарядов-дефектоскопов для выявления продольных трещин КРН не всегда эффективно), так и объектов, не подлежащих внутритрубной дефектоскопии (non-piggable): газопроводов-отводов, подводящих шлейфов компрессорных станций, подземных трубопроводов ПХГ, перемычек, дюкерных переходов через подводные преграды [14]. В частности, в 2015 г. была проведена инспекция двух газопроводов-отводов. Один находился в эксплуатации 27 лет (с пленочным покрытием), другой – 50 лет (с битумным покрытием). Газопровод-отвод в г. Коломне с полимерно-ленточным изоляционным покрытием был построен в 1987 г., его диаметр – 325 мм, толщина стенки – 6,7–8,0 мм. Характеристика трассы: объект проложен по равнинной, частично заболоченной местности, удельное электросопротивление грунта находится в пределах от 21–48 Ом·м, что означает «среднюю» степень коррозионной агрессивности по отношению к стали. Коррозионный прогноз по результатам электрометрических обследований для газопровода с пленочным покрытием был благоприятным – защищенность соответствовала нормативным требовани-

ям. Обследование коррозионного состояния проводилось согласно ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», а именно оценивались отсутствие повреждений изоляционного покрытия, штатная работа установок катодной защиты (УКЗ), 100%-ная защищенность по протяженности и во времени. Вредного влияния блуждающих токов на газопровод-отвод не выявлено. Активная противокоррозионная защита газопровода-отвода обеспечивалась двумя УКЗ в штатных режимах работы. Защитный потенциал находился в пределах, установленных ГОСТом. ООО «НТЦ «ТрансКор-К» было проведено бесконтактное обследование технического состояния данных газопроводов-отводов методом МТМ согласно РД 102-008-2002 [2]. Условия тестирования: трубопровод работал в штатном режиме, подготовка к обследованию состояла в удалении с оси объекта зарослей (кустарника для свободного прохождения оператора с портативным прибором). Применялся аппаратно-программный комплекс МБС-04 «СКИФ». После предоставления отчета по результатам МТМ была выполнена широкомасштабная верификация полученных результатов с экспертным обследованием реального состояния трубопроводов в контрольных шурфах методами неразрушающего контроля. В ходе МТМ-диагностирования на газопроводе с пленочной изоляцией выявлено 563 аномалии, включая 12 аномалий 1-го ранга (недопустимое техническое состояние, первоочередной ремонт); 56 аномалий 2-го ранга (допустимое состояние, плановый ремонт) и 496 аномалий 3-го ранга (хорошее состояние, мониторинг). Аномалии устанавливались по уровню концентрации механических напряжений согласно количественным критериям по РД 102-008-2002. Данные МТМ позволили выявить участки сплошной замены газопровода, относящиеся к категории «недопустимое» вследствие наличия обширной зоны риска перехода в предельное состояние по причине

утраты герметичности. По результатам МТМ было вскрыто 119 контрольных шурфов, включая все аномалии 1-го и 2-го рангов. На участках всех заявленных аномалий 1-го и 2-го ранга коррозионное состояние металла было неудовлетворительным, в ряде случаев коррозионный износ превышал 80 % толщины стенки. Состояние изоляционного покрытия было типичным для всех участков выявленных аномалий – целостное, с потерей защитных свойств вследствие утраты адгезии. Образовались складки покрытия, под которыми имелся электролит. Поверхность металла – с коррозионными язвами значительной глубины. Фактическое состояние трубопровода в подавляющем большинстве всех 12 контрольных шурфов с аномалиями 1-го ранга соответствует 1-му рангу согласно РД 102-008-2002 («недопустимое, требующее первоочередного ремонта»). Проверялись следующие параметры качества МТМ-инспектирования: вероятность выявления аномалий – Probability of Detection (POD); вероятность правильной интерпретации степени опасности – Probability of Interpretation (POIn); вероятность ложных сигналов – Probability of false call (POFC) и вероятность пропуска опасных дефектов – Probability of exceedence (POE). Для аномалий 1-го и 2-го ранга зафиксированы следующие интервалы показателей: аномалии 1-го ранга POD – 87 %; POIn – 85 %, POFC – 3 % и POE – 9 %; аномалии 2-го ранга POD – 85 %; POIn – 83 %, POFC – 4 % и POE – 10 %. Имевшие место «недобраковки» и «несоответствия» дефектных участков в шурфах рангам, заявленным в отчете аномалий, в значительной степени можно объяснить отсутствием точных данных об имеющейся разнотолщинности стенки труб в исходной технической документации на объект. При калибровке данных МТМ разнотолщинность не была учтена, однако величины указанных ошибок находились в пределах заявленной точности МТМ-инспектирования. Несмотря на соответствие показателей коррозионного прогноза требованиям ГОСТ

9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», результаты продемонстрировали недопустимые коррозионные повреждения металла. Причиной в данном случае явилась биокоррозия (MIC – microbiology induced corrosion) с участием СВБ (сульфатвосстанавливающих бактерий) под отслоившимся изоляционным покрытием. Ее наличие было подтверждено высоким количеством и активностью СВБ, а также содержанием восстановленных соединений серы в грунте и продуктов коррозии в виде сульфидов [14, 15].

В то же время на газопроводе-отводе с битумной изоляцией в условиях интенсивных блуждающих токов и с неблагоприятным состоянием изоляционного покрытия МТМ выявил гораздо менее серьезные коррозионные поражения (не более 30 % толщины стенки трубы). При этом были выявлены сквозные дефекты и местами полное отсутствие дефектов покрытия, вследствие чего по данным электрометрии прогнозировалась более неблагоприятная коррозионная обстановка. Следует отметить, что в основном коррозионные поражения находились на участках под целостным покрытием, и они не определялись в ходе коррозионного обследования различными электрометрическими измерениями. Результаты обследования подтверждают эффективность МТМ в качестве технологии прогнозирования коррозионного состояния с различными типами покрытий.

Интересные результаты показал МТМ в качестве технологии выявления продольно ориентированных микротрещин стресс-коррозии (дефектов КРН) на участке МГ 1220 мм ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2014 г. Все выявленные на 500-м участке 11 дефектов КРН подтвердились в контрольных шурфах и подлежали ремонту путем вырезки как недопустимые. Кроме того, в ходе сравнительных испытаний на подводящих шлейфах ГКС Холм-Жерковская



ООО «Лентрансгаз», а также для газопроводов ПХГ, организованных ООО «Оргэнергогаз» в 2009 г., МТМ показал лучшие результаты по выявляемости дефектов металла различной природы [5–10].

Таким образом, МТМ является удобным инструментом планирования ремонта «по реальному состоянию» на основе методологии Risk Based Inspection (RBI), представляющей собой наиболее востребованный современный подход к обеспечению надежности опасных производственных объектов.

Заключение

Технология МТМ (Патент РФ с приоритетом от 2001 г.), включая «Способ... и устройство для его реализации», показала высокую производительность и достаточную эффективность для диагностики технического состояния трубопроводов, включая non-piggable, характеризующихся различными типами изоляционного покрытия и проложенных в разных условиях (под землей, под железобетонными перекрытиями,

под водой до 1500 м глубины). Для МТМ декларируется достоверность выявления и определения ранга опасности аномалий, а в интервале механических напряжений 0,35–80 % предела прочности достоверность составляет не менее 70 %. Допустимая дистанция до объекта обследования – до 15 диаметров труб, т.е. при Ду 1420 мм составляет более 21 м. Номинальные диаметры обследуемых трубопроводов – от 100 до 1420 мм при минимальной толщине стенки 6 мм и неограниченной максимальной толщине. Особенности трассы не имеют значения (допустимы любые конструктивные особенности: подкладные кольца, углы поворотов, подъемы, высокие температуры эксплуатации, конструкция в патронах и т.д.).

Перечисленные результаты широкомасштабной промышленной апробации создают основу для распространения передового опыта обществ ПАО «Газпром»: ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петер-

бург» (Лентрансгаз), касающегося новейших инновационных отечественных технологий в сфере обеспечения безопасности объектов газотранспортной сети. В связи с повышенным содержанием двуокиси углерода в добываемой продукции на Бованенковском НГКМ возможно развитие процессов карбонатного охрупчивания и растрескивания металла магистральных и промысловых газопроводов месторождения «Бованенково – Ухта», работающих в условиях высоких механических напряжений. В настоящее время недостаточно развит системный подход к определению остаточного ресурса и обеспечению надежности на базе RBI промысловых газопроводов в период их эксплуатации. Целесообразно рекомендовать применение метода магнитной томографии для мониторинга состояния магистральной промысловой транспортной инфраструктуры в сложных эксплуатационных условиях с необходимостью контроля механических напряжений.

Литература

1. Обеспечение надежности единой системы газоснабжения России, 2013. <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/reliability/>
2. РД 102-008-2002 Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом, утв. Госгортехнадзор РФ Письмо № 10-03/1181 от 10.12.2002. – М.: АО ВНИИСТ, Минэнерго, 2003. – 52 с.
3. Иванцов О.И. Как продлить жизнь трубопроводных систем? Проблемы обеспечения их надежности и безопасности // Нефть России. – 2000. – № 10, октябрь.
4. Особенности диагностики трубопроводов комплексом дистанционных методов на основе линейного анализа и магнитной томографии / С.С. Камаева, А.И. Никонов, В.П. Горошевский, В.Н. Белотелов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 54–60.
5. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах / С.В. Савонин, А.В. Москаленко, А.В. Тюндер, С.Е. Князев, З.А. Арсентьева // Нефть и газ Сибири. – 2015. – № 4 (21).
6. Использование ферромагнитных свойств металла для диагностирования технического состояния и прогнозирования ресурса стальных трубопроводов / Я.В. Воробьев, Н.И. Волгина, Л.А. Хуснутдинов, С.С. Камаева // Технология металлов. – 2010. – № 1. – С. 46–49.
7. Колесников И.С., Горошевский В.П., Камаева С.С. Управление надежностью трубопроводов, не подлежащих внутритрубному инспектированию // В мире неразрушающего контроля. – М.: Спектр, 2014. – № 3 (65). – С. 60–64.
8. Магнитная томография для «нулевой инспекции» вновь построенного газопровода / С.С. Камаева, В.П. Горошевский, И.С. Колесников, Л.Е. Ивлев // Нефтегаз.ru. – 2015. – № 3. – С. 50–51.
9. Магнитная томография: целостность трубопроводов, для которых невозможно внутритрубное диагностирование / С.С. Камаева, В.П. Горошевский, И.С. Колесников, Л.Е. Ивлев // Нефтегаз.ru. – 2015. – № 9. – С. 39–41.
10. Aqua MTM (Magnetic Tomography Method) – Spotlight on Arctic Technology Conference ATC -2012. – Houston, USA. – 2012, December. – P. 3–5.
11. Митрофанов В.А. Аналитические методы электромагнитного контроля: учеб. пособие. – Ярославль: Яросл. гос. ун-т, 2002. – 64 с.
12. Способ прогнозирования местоположения течей трубопровода. Патент РФ № 2062394 / Белов Е.М. Дата публикации: 1996.06.20, № заявки: (RU): 93030278/06, Дата подачи заявки: 1993.06.01; Заявитель: Акционерное общество «Черногорнефть» Патентообладатель: АО «Черногорнефть».
13. Раннев Г.Г., Тарасенко А.П. Методы и средства измерений: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Академия, 2004. – 336 с.
14. Бабаков А.В., Сидоров С.А. Инновации в области обеспечения промышленной безопасности объектов газотранспортной отрасли от подпленочной коррозии // Газовая промышленность. – 2015. – Спец. выпуск 724/2015 – Надежность объектов Единой системы газоснабжения. – С. 106–109.
15. Камаева С.С. Локальные коррозионные явления, сопряженные с воздействием микроорганизмов // Обз. информ. Сер. Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности. – М.: ИРЦ «Газпром», 1999. – 39 с.
16. Проект отчета о деятельности Ростехнадзора за 2016 г. http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/