DOI: 10.17117/na.2016.11.02.217

<http://ucom.ru/doc/na.2016.11.02.217.pdf>

Поступила (Received): 12.11.2016

Рыхтер О.А., Ступин А.В.
Диагностика трубопроводов с применением
метода акустической эмиссии

Richter O.A., Stupin A.V.
Diagnosis of pipelines using acoustic emission method

В статье рассмотрены вопросы, касающиеся технической диагностики магистральных трубопроводов, в частности применение метода акустической эмиссии

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, техническое диагностирование, акустическая эмиссия, неразрушающий контроль, повреждения трубопроводов

In the article the questions, concerning technical diagnostics of pipelines, in particular the application of acoustic emission method

Key words: pipelines, technical diagnostics, acoustic emission, nondestructive testing, damage to pipelines

Рыхтер Ольга Анатольевна

Студент

*Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет
г. Комсомольск-на-Амуре, пр. Ленина, 27*

Richter Olga Anatolievna

Student

*Komsomolsk-on-Amur state technical university
Komsomolsk-on-Amur, Lenina ave., 27*

Ступин Александр Валерьевич

Кандидат технических наук, доцент

*Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет
г. Комсомольск-на-Амуре, пр. Ленина, 27*

Stupin Alexander Valerievich

*Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Komsomolsk-on-Amur state technical university
Komsomolsk-on-Amur, Lenina ave., 27*

Вследствие длительной эксплуатации в сложных природно-климатических условиях и большой протяженности магистральных трубопроводов возникает необходимость совершенствования системы диагностического обслуживания и применения новых подходов к обеспечению надежной и безопасной эксплуатации объектов нефте- и газотранспортных систем [1].

Ключевым вопросом диагностического обслуживания является совершенствование интегральных методик технической диагностики трубопроводных систем. Основная задача подобных методик сводится к оценке коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода. Получив такие сведения о системе трубопровода, представляется возможным своевременно определить остаточный ресурс до того момента, когда может наступить предельное состояние, при котором система уже не может эксплуатироваться дальше.

Специалистами уже довольно давно установлено, что в большинстве случаев предельное состояние магистральных трубопроводов (далее – МТ)

наступает под воздействием поступательного накопления большого количества микродефектов, возникающих в локальных зонах централизации пластических деформаций [6]. К подобным участкам концентрации деформаций следует в первую очередь отнести:

- локальные сегменты трубопровода, которые подвергаются многократным статическим либо переменным нагрузкам;
- сегменты сети, подверженные коррозионному воздействию и находящиеся под напряжением;
- участки поперечных сварных соединений, а также околошовные участки, которые подвержены переменным либо статическим нагрузкам.

В ходе длительного периода эксплуатации МТ, как правило, возникают местные или локальные повреждения, а не комплексное снижение характерных свойств материалов по всему периметру системы трубопровода. Как показал практический опыт, основная доля отказов МТ приходится на сегменты системы, которые подвержены интенсивным пластическим деформациям, формирующимся в участках перенапряжений под воздействием ряда дефектов технологического характера, монтажных дефектов, высокоинтенсивных центров коррозионных повреждений, грунтовыми изменениями, внедрения ремонтных механизмов и т.д. [2].

Комплекс динамических и статических нагрузок в течение эксплуатации МТ влечет за собой формирование локальных повреждений двух основных видов, которые впоследствии могут вызвать полное разрушение системы. К таким повреждениям следует отнести ряд трещиноподобных дефектов и коррозионные дефекты. Скорость развития таких повреждений может значительно повыситься под воздействием ряда эксплуатационных факторов:

- периодические испытания сети под высоким давлением, предусмотренные действующим нормативно-техническими документами;
- несоблюдение технологического режима, а также регламента осуществления ремонтных работ эксплуатирующими организациями.

Существует большая вероятность, что приведенные выше дефекты в рамках, разработанных ранее методик контроля, не могут быть своевременно выявлены либо пропущены.

Как показывает практика, в ходе выполнения задачи по предотвращению разрушений систем МТ рациональным является проведение контрольных мероприятий без насильственного изменения давления. Также для получения достоверных оценок технических параметров трубопровода требуется начать использование комплексного диагностического подхода, применяя при этом несколько независимых методов контроля, включая интегральные.

В пределах указанной концепции к числу основных задач, стоящих перед акустической эмиссией (АЭ) на магистральном трубопроводе в первую очередь следует отнести заблаговременное определение разрушений, а также установление уровня и класса их опасности. Трудность использования такого метода кроется в том, что в установленных на данный момент правилах и отраслевых НТД предусмотрено проведение мероприятий по АЭ-контролю при принудительном изменении давления. Проведение подобных программ на МТ требует

больших временных и трудовых расходов, именно по этой причине проводить мероприятия по изменению режима в ходе эксплуатации определенного диагностируемого сегмента, как правило, задача сложная и дорогостоящая [3]. К тому же, если практика аргументирования и проведения программ АЭ-диагностирования в рамках мониторинга магистрального газопровода уже наработана, то в случае мониторинга трубопроводов жидких углеводородов данная задача до сих пор не теряет своей актуальности. В частности, согласно положениям действующей НТД для программ проведения мероприятий АЭ-контроля МТ основным требованием является обеспечение превышения текущего уровня рабочего давления в минимальном размере – 10 %. Принимая во внимание значительную изношенность магистральных нефтепроводов, подобные процедуры могут повлечь за собой тяжелые последствия. К примеру, в конечном итоге, после проведения испытаний с изменением давления сегментов МТ с длительными сроками эксплуатации скорость накопления и развития повреждений повышается в разы, а это, в свою очередь, может повлечь за собой значительное уменьшение ресурса системы, либо ее полный выход из строя. Тем не менее, есть основания утверждать, что в случае соблюдения определенных рабочих параметров транспортировки продукта в МТ проведение подобной программы нагрузки системы не обосновано и основания под собой не имеет [5].

Основа появления пульсаций внутреннего давления на рабочих параметрах МТ составляют два явления. В роли первого явления следует отметить турбулентность, которая влечет за собой появление высокочастотных пульсаций давления. В качестве второго явления следует назвать действие неустановившихся режимов в потоке жидкости. Подобные режимы течения продукта, можно наблюдать при запуске и остановке трубопроводов, подключении и отключении агрегата на НПС, полном либо частичном закрытии задвижек, после переключения резервуаров, в ходе сброса либо подкачки продукта, иных технологических процедурах, которые проводятся при транспортировке продукта. После проведения указанных выше процедур даже незначительное изменение скорости потока повлечет за собой возникновение волнообразных повышений давления. Ко всему прочему, принудительная перемена скорости потока в трубопроводе может вызвать диспропорциональное изменение давления в потоке жидкостей. В данной ситуации волны могут распространиться на значительные расстояния, поступательно успокаиваясь под влиянием диссипации механической энергии.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что в условиях эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов могут возникают пульсации потоков продуктов, которые можно использовать для формирования условий проведения мероприятий по акустико-эмиссионному контролю.

В качестве еще одного немаловажного типа дефектов следует назвать аномальные сварные соединения. Во время проведения мероприятий по дополнительному дефектоскопическому контролю (ДДК) установленных сварных швов выявляется множество отклонений по итогам проведения мероприятий по ви-

зуально-измерительному и ультразвуковому контролю. Основываясь на полученных данных, три из четырех сварных соединений бывают не допущены к работе и подвержены дополнительному ремонту. Оставшиеся источники АЭ являлись локальными коррозионными повреждениями различного характера, включая дефекты, с высоким уровнем поражения. Здесь, в первую очередь имеется в виду локальная язвенная и общая коррозия в сегментах повреждения изоляции с существенной потерей металла. Следует также подчеркнуть, что отсутствие итогов проведения ДДК не подтверждает полное отсутствие опасных дефектов, так как степень чувствительности АЭ-контроля в несколько раз выше уровня предельной чувствительности применяемых локальных методик неразрушающего контроля (НК). В данной ситуации необходимо проведение мероприятий по повторному эмиссионному контролю в месте расположения очага АЭ для дальнейшего уточнения класса опасности и его местоположения. Если подтвержден высокий класс опасности источника АЭ, вне зависимости от результатов проведенного ДДК, следует принять решение о ремонте или вырезке данного дефектного сегмента системы [4].

Стоит также отметить, что все указанные ранее факты подтверждают высокую эффективность методик АЭ-контроля относительно магистральных нефтепроводов. Данный вывод можно аргументировать рядом положений:

- присутствует возможность проведения мероприятий по технологической диагностике магистральных нефтепродуктопроводов с использованием методики акустической эмиссии в рамках мониторинга, не нагружая систему при этом принудительным изменением давления;

- предложенный контрольный метод обеспечить возможностью в ряде случаев значительно облегчить для заказчика процесс проведения технической диагностики действующего трубопровода без потери эффективности контрольных мероприятий.

Список используемых источников:

1. Стеклов О.И. Комплексная техническая диагностика магистральных газонефтепроводов // Территория Нефтегаз, № 4, 2006.
2. Гриб В.В. Диагностика технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса магистральных нефтегазопроductопроводов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. 50 с.
3. Жуков А. В., Кузьмин А. Н., Стюхин Н. Ф. Контроль трубопроводов с применением метода акустической эмиссии // В мире неразрушающего контроля. 2009. № 1(43). С. 29-31.
4. Баранов В. М., Гриценко А. И., Карасевич А. М. и др. Акустическая диагностика и контроль на предприятиях топливно-энергетического комплекса. М.: Наука, 1998.
5. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов. ПБ 03-593-03. М.: Госгортехнадзор России, 2003.
6. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Храменко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы. М.: Недра, 1986.