

Зарубежными и отечественными производителями накоплен значительный опыт проектирования и эксплуатации уплотняющих затворов для плавающих крыш, однако опыт применения их в умеренно холодной климатической зоне еще недостаточен. Наиболее распространенной проблемой эксплуатации уплотняющего затвора при отрицательных температурах является примерзание внешней оболочки уплотнения к стенке резервуара.

Для решения проблемы примерзания разработана конструкция уплотняющего затвора с шарнирно-стержневой системой, позволяющей повысить газоплотность затвора, уменьшить до минимума загрязнение внутренней полости затвора [4]. Кроме того, конструкция затвора позволяет эффективно производить очистку стенок резервуара при отрицательных температурах, благодаря циркуляции нагретого воздуха через кольцевые нагреватели, закрепленные на стенке плавающей крыши, и наличию нескольких сребков-уплотнителей (рис. 3).

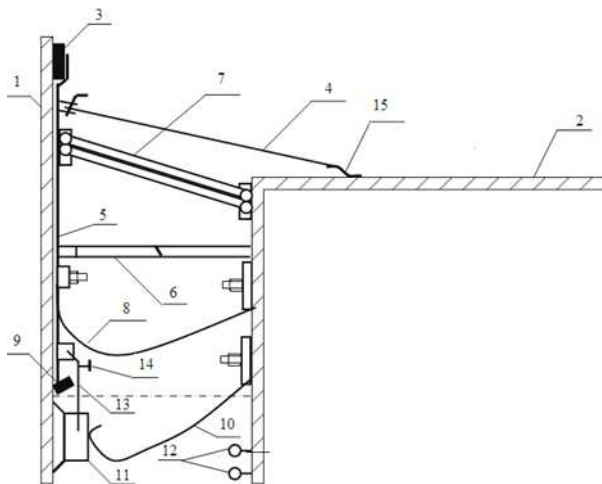


Рис. 3. Уплотняющий затвор с шарнирно-стержневой системой

Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров с шарнирно-стержневой системой (рис.3) содержит стенку резервуара 1, периферийную часть плавающей крыши резервуара 2, верхнее вторичное уплотнение 3, нижнее вторичное уплотнение 4, защитный металлический лист 5, резиноканевую штorkу 6, шарнирно-стержневую систему 7, пружины сжатия 8, скользящий лист 9, фартук 10, шарнирную систему 11 для соединения скользящего листа 9 со скребком 12, кольцевые нагреватели 13. Также имеется резиноканевая штorkа 15 и винт-регулятор 14.

Пока не выработаны единые критерии, по которым можно было бы выбрать затвор, да и едва ли это возможно. Ведь при выборе затвора приходится учитывать многие факторы: размеры резервуара, характеристику хранимого продукта, климатические условия и др. Особенно сложен выбор затвора для районов с умеренным и холодным климатом. Высокая степень

герметизации и сегодня остается одним из основных требований к затворам. Кроме этого, затвор должен быть безотказным, быстро заменяемым, несгораемым. Большое значение придается тому, чтобы затвор не требовал специального ухода и обслуживания. Всеми этими качествами не обладает, пожалуй, ни один затвор. Поэтому проблема разработки и изготовления уплотняющих затворов, отвечающих всем необходимым требованиям, по-прежнему актуальна.

Литература

1. Дусалимов М.Э., Харисов Р.А., Мустафин Ф.М. «Обзор существующих конструкций уплотняющих затворов плавающих крыш резервуаров», электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №2. С. 114 – 130.
2. Патент № 2346874. РФ. Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров / Г.Б. Шнейдер, Ф.М. Мустафин, Г.Г. Садыков и др. Публ.: 20.02.2009.
3. Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Каравайченко М.Г., Ахметов Ф.Ш., Бондарчук Д.А., Лукьянова И.Э. «Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование»: Недрa, 2010. – 480 с.
4. Патент № 2344061 РФ. Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров / Ф.М. Мустафин, Г.Б. Шнейдер, Н.В. Абдуллин и др. Публ.: 20.01.2009.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-ВРЕМЕННОГО КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПОИСКА УТЕЧЕК В НЕФТЕПРОВОДАХ МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ

В. А. Фаерман, А. Г. Черемнов

Научные руководители доцент Аврамчук В.С., доцент, Лунева Е.Е.,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Неотъемлемой частью инфраструктуры нефтедобывающего комплекса являются трубопроводные сети различного назначения. Исключительное значение трубопроводного транспорта для отрасли объясняется относительно низкой стоимостью транспортировки, высокой надежностью и возможностью маневрирования потоками [1]. В настоящее время практически весь объем добываемой нефти и нефтепродуктов транспортируется посредством трубопроводов [2]. Кроме того, в последние годы предъявляются повышенные требования к экологической безопасности нефтепроводного транспорта, в местах перехода трубопроводов через резки, железные дороги, автодороги, а также в непосредственной близости к населенным пунктам [3]. В связи с вышеперечисленным, безаварийная эксплуатация нефтепроводов сейчас является приоритетным и динамично развивающимся направлением.

Безаварийная эксплуатация нефтепроводов предполагает проведение мероприятий направленных на своевременное выявление и устранение различных дефектов трубы [1]. Для этих целей применяется большое количество различных, в том числе импортных, технических средств контроля, действие которых основано на различных принципах [2]. Наиболее распространенными являются электромагнитные (вихретоковые) и акустико-эмиссионные средства контроля, которые, как правило, применяются совместно. Наряду с периодическими проводимыми диагностическими мероприятиями, на особо ответственных участках нефтепроводов может применяться непрерывный контроль, который осуществляется при помощи стационарных акусто-эмиссионных комплексов [2].

Согласно [4], за период с 2004 года по 2012 год Ростехнадзором было зарегистрировано 83 аварии на магистральных нефтепроводах причиной 52 из которых являлись несанкционированные врезки.

К настоящему моменту времени разработано и используется множество различных методов обнаружения утечек в магистральных трубопроводах. В зависимости от используемых технических средств методы, как правило, разделяют на две группы: обнаружение утечек по технологическим параметрам перекачки (то есть с использованием информации имеющейся в распоряжении АСУ ТП); обнаружение утечек с использованием технических средств неразрушающего контроля [2].

Среди методов неразрушающего контроля, применяемых для обнаружения утечек фигурируют такие как волоконно-оптический, акустической эмиссии, радиоактивный, ультразвуковой [5]. Однако, из вышеперечисленных, в настоящее время наиболее широкое распространение получил метод акустической эмиссии [6]. В основу данного метода положена регистрация пьезоэлектрическими датчиками, расположенными на контролируемом участке трубопровода, сигналов акустической эмиссии, свидетельствующих о наличии трещин в стенке трубопровода и наличии мест истечения жидкости [6]. Основным недостатком данного метода является невозможность анализа протяженных участков трубопровода, что усложняет и замедляет обследование линейных участков магистральных нефтепроводов. Основным информативным параметром при применении метода акустической эмиссии является разница во времени прихода импульсов на датчики. Как правило, для ее определения производится анализ взаимной корреляционной функции сигнала (в частности, поиск ее максимума) [6, 7]. Однако при решении практических задач, ввиду малых энергий полезных сигналов, часто максимум корреляционной функции оказывается не выражен, следовательно определение местоположения утечки представляется затруднительным [7].

Для устранения этой проблемы, может применяться предварительная цифровая фильтрация анализируемых данных, которая позволяет повысить отношение сигнал/шум на фоне коррелятора и тем самым частично устранить случайные выбросы на его выходе [7]. Однако данный подход, в общем случае, неприменим, так как частотный диапазон акустического сигнала утечки априорно не известен и находится в зависимости от давления и расхода жидкости, а также от формы и размера отверстия [7 8]. Определение частотного диапазона сигнала утечки является нетривиальной и плохо формулируемой задачей, решение которой требует опыта и специальной подготовки от эксперта. Традиционно для ее решения используются такие дополнительные средства как кросс-спектр сигналов, функция когерентности. Данные методики также не лишены недостатков: кросс-спектр не информативен при действии интенсивных или узкополосных шумов; функция когерентности, вследствие наличия нескольких мод колебаний, может иметь ложные области высоких значений [9].

Альтернативным способом привлечения спектральной информации об анализируемых сигналах при корреляционном анализе является построение частотно-временной корреляционной функции [8]. Под частотно-временной корреляционной функцией понимают корреляционную функцию, которая находится в зависимости от двух переменных – времени задержки и частоты. Таким образом, корреляционная функция показывает корреляцию между соответствующими спектральными составляющими анализируемых сигналов [7].

Далее описывается процедура получения частотно-временной корреляционной функции [8]. Пусть имеется сигнал $x(t)$, представленный дискретными последовательностями x_i, y_i ($i = 0, 1, 2, \dots, 2^n - 1; n \geq 2, n$ – целое). На начальном этапе осуществляется расчет величин P_j по формуле

$$P_j = F(x_i)F^*(y_i) \quad (1)$$

где F - дискретное преобразование Фурье (ПДФ); F^* - комплексно-сопряженное представление результатов ПДФ. Далее формируются m векторов M^k ($k = 0, 1, 2, \dots, m - 1$), каждый из которых представляет Фурье – образ группы спектральных составляющих автокорреляционной функции, принадлежащих одному из m рассматриваемых частотных диапазонов. Формирование векторов M^k происходит по следующему правилу

$$M^k_j = P_j \cdot w_j^k, \quad (2)$$

где w_j^k - оконная функция, определенная следующим образом

$$w_j^k = \begin{cases} 1, & \frac{k}{m} < \frac{j}{2^{n-1} + 1} \leq \frac{k+1}{m} \\ 0, & \frac{k}{m} \geq \frac{j}{2^{n-1} + 1} > \frac{k+1}{m} \end{cases} \quad (3)$$

где $j = 0, 1, 2, \dots, 2^{n-1} + 1, k = 0, 1, 2, \dots, m - 1$. На следующем этапе полученные векторы M^k подвергаются обратному дискретному преобразованию Фурье

$$Z^k = F^{-1}[M^k]$$

Полученный в результате сложный вектор Z^k состоит из m векторов, каждый из которых в свою очередь представляет собой автокорреляционную функцию сигнала на соответствующем частотном диапазоне. Таким образом, из него могут быть восстановлены значения частотно-временной автокорреляционной функции

$$r_{xy}(f_k, t_i) = Z_i^k. \quad (4)$$

Построение поверхности частотно-временной корреляционной функции сводится к размещению точек, полученных с помощью (4), в пространстве. На рисунке представлен вид поверхности частотно-временной корреляционной функции, полученных экспериментально сигналов.

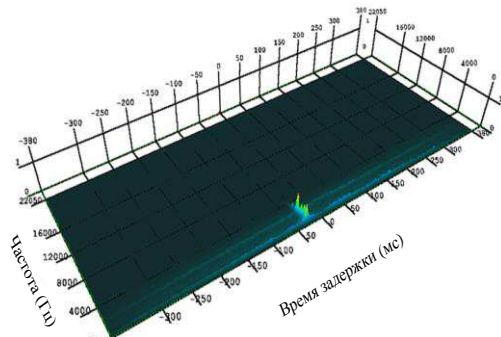


Рисунок 1. Поверхность частотно-временной корреляционной функции

нефтепроводах методом акустической эмиссии за счет частичного устранения его принципиальных недостатков. Кроме того, одновременное представление временной и спектральной информации на одной графической структуре (поверхности частотно-временной корреляционной функции), является более наглядным и упрощает работу оператора.

Сигналы снимались в следующих условиях: использовалась водопроводная труба диаметром 80мм, протяженностью 74м; утечка моделировалась посредством открытия резьбового отверстия; измерения производились пьезоэлектрическими акселерометрами с частотой опроса 44,1 кГц.

Применение частотно-временной корреляционной функции, позволяет более эффективно подавлять шумовые составляющие в полосе частот полезного сигнала, делая максимум функции более выраженным [8]. Кроме того, данный подход позволяет наиболее полно и наглядно представить данные об обрабатываемых сигналах [7].

Таким образом, применение частотно-временного корреляционного анализа потенциально способно повысить эффективность обнаружения течей в

Литература

1. Канева М. П., Протасов А. А., Коровин В. А., Подлеснова В. И. Формирование системы мониторинга состояния нефтепромысловых трубопроводов в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2007. - №18.
2. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
3. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору / Официальный сайт Ростехнадзора [Электронный ресурс]. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (последнее обращение 24.02.2014).
5. Хасенова Д. Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ // Молодёжь и наука: Сб. материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции [Электронный ресурс]. URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/thesis/s026/s026-058.pdf> (последнее обращение 26.02.2014).
6. Мамонова Т. Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. – 2012. - №5. – С. 103-112.
7. Аврамчук В.С., Гончаров В.И., Чан В.Т. Частотно-временной корреляционный анализ в задачах определения координат утечек в трубопроводах // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 2. – С. 70–73.
8. Способ частотно-временного корреляционного анализа цифровых сигналов: пат. 2405163 Рос. Федерация. № 2009118627/28; заявл. 18.05.09; опубл. 27.11.09, Бюл. № 33. –10 с.).
9. Овчинников А.Л., Лапшин Б.М., Чекалин А.С., Евсиков А.С. Опыт применения течеискателя ТАК-2005 в городском трубопроводном хозяйстве // Известия Томского политехнического университета, 2008. -т. 312 -№2 - с. 196-202.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ А.Е. Чепрасов

Научный руководитель доцент А.В.Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение требований к экологической безопасности и неуклонное старение существующих систем нефтепроводного транспорта ставят перечень важнейших задач по обеспечению надежности, предупреждению и снижению аварийных ситуаций. Эта задача может быть достигнута только при проведении реконструкции, технического перевооружения и проведения эффективных ремонтных работ.

В России практически повсеместно внедрена практика производства ремонтно-восстановительных работ на нефтепроводах с полной остановкой перекачки. Традиционные методы ремонта систем трубопроводного транспорта широко представлены в НТД АК «Транснефть»[4] Анализ технологических операций, выполняемых при использовании «традиционных» методах ремонта показывает: во-первых, что наиболее продолжительным, энергоемким и экологически опасным является процесс опорожнения трубопровода, который может занимать до 2/3 времени всех ремонтно-восстановительных работ. Это объясняется большим количеством нефти находящимся в ремонтном участке и малым уклонам местности