

АКУСТИКО-ЭМИССИОННОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

УДК 621.644.07:
620.179.17

ACOUSTIC EMISSION DIAGNOSTICS OF THE EQUIPMENT OF OIL-PUMP
STATIONS

Скальский В. Р., Станкевич Е. М.,
Басараб Р. М.

Физико-механический институт
им. Г. В. Карпенко НАН Украины,
г. Львов,

ОАО “Укртранснефть” НАК
“Нефтегаз Украины”

Филиал “Магистральные
нефтепроводы “Дружба”, г. Львов

V. R. Skalsky, E. M. Stankevych,
R. M. Basarab

Karpenko Physico-Mechanical Institute
of the National Academy of Ukraine of
Sciences, Lviv, Ukraine,
of JSC “Ukrtransnafta”, Lviv branch
“Oil-trunk pipelines “Druzhba”

В работе рассмотрена методика технического диагностирования оборудования нефтеперекачивающей станции (НПС) с использованием критерия оценки типов разрушения конструкционных материалов, в основу которого положено вейвлет-преобразование сигналов акустической эмиссии (АЭ).

Расчетно-экспериментальным путем определены значения критериального параметра сигналов АЭ, генерируемых развивающимся дефектом на участке насосных агрегатов НПС, что позволило предупредить аварийную ситуацию на станции.

A new technique for technical diagnostics of oil-pump stations (OPS) objects based on the spectral characteristic of acoustic emission signals (AE) and on the parameter their wavelet transform is proposed. Settlement-experimentally values of the criteria indicator of AE signals generated by developing a defect at the area of OPS pumps have been determined. It has warned an emergency att hestation.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, разрушение, диагностирование, акустическая эмиссия, вейвлет-преобразование.

Keywords: oil-pump stations, fracture, diagnostic, acoustic emission, wavelet transform.

Поскольку к характерным особенностям современных нефтепроводов относят их большую протяженность и значительные объемы перекачки нефти, важной проблемой является обеспечение их качественной эксплуатации, эффективной работы и избежание нанесения ущерба для окружающей среды. Нефтепроводы требуют постоянного контроля и своевременной замены изношенных или аварийных участков. Ремонт в установленные сроки, а также предупреждения аварийных ситуаций относятся к задачам государственного значения.

По данным статистических исследований большинство аварий на нефтепроводах включают человеческий фактор [1] (рисунок 1):

- 34,7% – внешние физические (силовые) воздействия на трубопроводы, в том числе криминальные врезки, вызывающие течи;

- 24,7% – нарушения норм и правил проведения работ при строительстве и ремонте, отклонения от проектных решений;

- 12,4% – нарушения технических условий при изготовлении труб и оборудования;

- 4,7% – ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала. Значительный процент (23,5%) аварий происходит из-за коррозионных

повреждений труб, корпусов запорной и регулирующей арматуры.

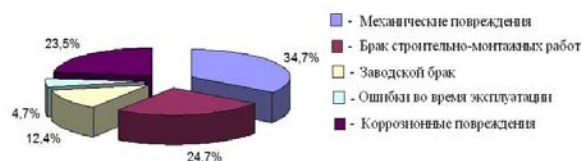


Рисунок 1. Распределение причин аварий на магистральных трубопроводах в % от общего числа отказов

Если исключить человеческий фактор, то по последним статистическим данным почти 80% всех отказов нефтепроводов обусловлено первичными коррозионно-механическими повреждениями, образованием и дальнейшим развитием поверхностных трещинообразных дефектов в местах коррозионных каверн и сварных соединений [2, 3].

Для технического диагностирования элементов магистральных нефтепроводов и принятия решения о возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации используют разнообразные методы и средства неразрушающего контроля [4]. Методика технического диагностирования указанных объектов предусматривает применение этих методов комплексно. К наиболее распространенным и хорошо развитым среди современных методов неразрушающего контроля для выявления эксплуатационных трещинообразных дефектов относятся акустические методы: ультразвуковой, акустической эмиссии (АЭ) и вибродиагностический. Например, методом АЭ можно обнаружить источники зарождения и развития раз-

рушения при нагружении элемента оборудования изменением давления, установить примерные координаты дефектов, оценить состояние конструкции на основе анализа сигналов. Ультразвуковой метод позволяет, кроме места нахождения дефекта, определить его геометрические характеристики, глубину залегания. Применение этих двух методов способствует повышению точности оценки степени опасности дефекта и выдачи заключения о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования трубопровода.

Развитие трещин (хрупкое разрушение) в материале – процесс непредвиденный, а потому наиболее опасный по отношению к целостности и безотказной работе объекта контроля. Существует ряд подходов использования метода АЭ для построения критериев и методик идентификации типов макроразрушения конструкционных материалов (хрупкое или вязкое) на ранних стадиях его развития и в любой момент времени эксплуатации конструкции или изделия, в частности по энергии [5], амплитудным [6] и спектральным характеристикам [7] сигналов АЭ, наиболее устойчивым параметрам АЭ сигналов с учетом режимов измерительного тракта [8] и т.д. В большинстве случаев для анализа сигналов АЭ используют преобразование Фурье, которое не дает временной локализации особенностей сигналов, соответствующих определенным механизмам разрушения. Для количественной оценки типов разрушения конструкционных материалов нами предложен критериальный показатель на основе параметров непрерывного вейвлет-преобразования (НВП) в фиксированный момент времени [9, 10].

Таким образом, с помощью эффективных методик оценки типов разрушения можно в реальном режиме времени оценить состояние материала объекта контроля, идентифицировать наиболее опасные механизмы разрушения, а следовательно, предотвратить возникновение аварийной ситуации.

Цель работы – разработать методику оценки образования и развития трещинообразных дефектов на оборудовании НПС по критерию определения типов разрушения конструкционных материалов на основании параметров вейвлет-преобразования сигналов АЭ.

Методика исследований

Для обработки сигналов АЭ широко применяют различные виды вейвлет-преобразования, в частности, непрерывное [11]. В результате НВП получают спектр коэффициентов корреляции сигнала с вейвлетом в виде поверхности в трехмерном пространстве (рисунок 2, а). На основании проекции спектра на плоскость с изолиниями (рисунок 2, б) можно проследить изменение коэффициентов на разных масштабах во времени, а также выявить локальные экстремумы структуры исследуемого процесса.

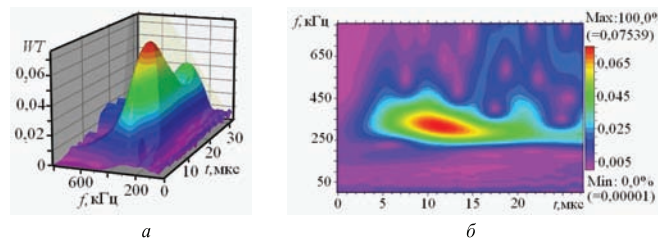


Рисунок 2. Результат НВП в виде трехмерной поверхности (а) и проекции спектра на плоскость с изолиниями (б)

Большие значения вейвлет-коэффициентов свидетельствуют о наличии в сигнале значительных флуктуаций в данный момент времени и одновременно подтверждают хорошее соответствие огибающей сигнала и вейвлета. Чем сильнее выражена особенность сигнала, тем больше она выделяется на спектрограмме и тем выше уровень вейвлет-коэффициентов [12].

В наших исследованиях для построения непрерывного вейвлет-преобразования сигналов АЭ использовали программный пакет AGU-VallenWavelet [13], где в роли материнского выбран вейвлет Габора.

Учитывая свойства максимальных значений вейвлет-коэффициентов и результаты экспериментальных исследований, предложен критерий оценки типов макроразрушения материалов по основным характеристикам непрерывного вейвлет-преобразования сигналов АЭ [9, 10]. С использованием критериального параметра k :

$$k = WT_{\max} \times \Delta f_0 / \Delta f, \quad (1)$$

который учитывает максимальное значение вейвлет-коэффициента WT_{\max} , ширину полосы частот Δf , соответствующей ему в проекции “вейвлет-коэффициент–частота”, и ширину рабочей полосы измерительного тракта Δf_0 , которая определяется частотными характеристиками первичного преобразователя АЭ (ПАЭ), устанавливаются тип макроразрушения, происходящий в данный момент времени в объекте контроля.

Таким образом, в методику испытаний материалов изделий и элементов конструкций, учитывающую предложенный критерий, заложена такая последовательность действий [8, 10]:

1) выбрать тип ПАЭ и установить его рабочую полосу пропускания (для вычисления критериального показателя k использовали ширину рабочей полосы АЭ-тракта $\Delta f_0 = 0,4$ МГц, если же полоса рабочих частот выбранного ПАЭ отличается от данной, то при вычислениях необходимо учесть поправочный множитель);

2) выбрать места установки ПАЭ на объекте контроля с учетом затухания упругих волн АЭ в материале;

3) осуществить соответствующие настройки АЭ-аппаратуры;

4) провести калибровку чувствительности ПАЭ на объекте контроля;

5) осуществить отбор АЭ-информации при работе объекта контроля или возбудить в нем упругие волны АЭ по соответствующим методикам;

6) построив НВП сигнала АЭ, определить характеристики, входящие в состав критериального параметра κ : максимальное значение вейвлет-коэффициента WT_{max} , по проекции на плоскость «вейвлет-коэффициент-частота» в момент достижения WT_{max} определить ширину полосы частот Δf на уровне $0,7 \times WT_{max}$ (как принято в практике обработки информационных сигналов);

7) по формуле (1) вычислить количественное значение критериального параметра κ и сопоставить его с критериями вязкого ($0,1 < \kappa$), квазихрупкого ($0,1 \leq \kappa < 0,2$) или хрупкого ($\kappa \geq 0,2$) разрушения [10];

8) установить тип разрушения в данный момент времени с учетом нагрузки или деформации объекта контроля;

9) определить местонахождение источника, излучившего зарегистрированное событие АЭ;

10) принять решение относительно размеров и ориентации трещинообразных дефектов или оценить объемную поврежденность локализованного объема разрушения по известным аналитическим зависимостям [8];

11) оформить протокол испытаний исследуемого объекта контроля.

Результаты диагностирования и их обсуждение

При техническом диагностировании наземного технологического оборудования НПС использовали одновременно две АЭ-системы SKOP-8M. Нагружение оборудования осуществляли внутренним давлением с одновременной регистрацией сигналов АЭ. Для испытаний на отдельных участках станции давление в нефтепроводе меняли двумя способами: уменьшением с 3,8 до 0,9 МПа и повышением давления передвижной насосной станцией от 1,0 до 6,25 МПа (рисунок 3).

Для АЭ-диагностирования зарождения и развития дефектов в элементах магистральных насосных агрегатов использовали квазирезонансные ПАЭ с рабочей полосой частот 0,2 ... 0,6 МГц. Коэффициент усиления предыдущих усилителей составил 34 дБ. Диагностирование проводили при температуре +8 °С и максимальном давлении в трубопроводе 6,25 МПа.

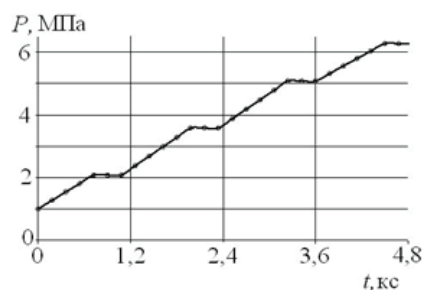


Рисунок 3. График изменения давления P в элементах оборудования магистральных насосных агрегатов и обратных клапанов

Перед началом работ осуществили соответствующие настройки портативных АЭ-систем SKOP-8M: количество измерительных каналов – 8 (усиление каждого 40 дБ), продолжительность выборки (мс) – 2; период дискретизации аналогового сигнала (мкс) – 0,5; частота среза фильтра низких частот (кГц) – 600; фильтра высоких частот (кГц) – 200; порог дискриминации (%) – 28; уровень собственных шумов, приведенных ко входу предварительного усилителя (мкВ) – 7.

Для экспериментального определения коэффициента затухания упругих волн АЭ в материале объекта контроля использовали ранее разработанную методику [8]. Сначала ПАЭ располагали на трубопроводе по линейной схеме с шагом 0,3 м и возбуждали упругую волну АЭ на расстоянии 0,3 м от 1-го ПАЭ с помощью зонда-имитатора АЭ-системы SKOP-8M (рисунок 4).



Рисунок 4. Определение коэффициента затухания упругих волн АЭ

Выбрав, максимальные амплитуды зарегистрированных сигналов АЭ и, аппроксимировав их по зависимости (2):

$$y = de^{-\delta x}, \quad (2)$$

где δ – коэффициент затухания, x – расстояние прохождения волны, d – коэффициент аппроксимации, получили, что ПАЭ на прямых участках нефтепровода можно расположить с шагом не более 4 м, а

на технологическом оборудовании (задвижки, клапаны, тройники, сгибы, корпуса оборудования, изготовленные с помощью литья) – не более 1 м (рисунок 5, таблица 1).

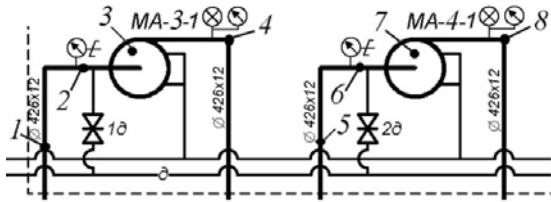


Рисунок 5. Схема расположения ПАЭ (точки 1-8) на участке АЭ-диагностирования насосных агрегатов

Таблица 1. Геометрия расположения ПАЭ на объекте контроля

Номера ПАЭ	1-2	2-3	3-4	5-6	6-7	7-8
Расстояние между ПАЭ, м	2,5	1,2	1,5	2,5	1,2	1,5

По результатам АЭ-исследований на всех объектах контроля были зарегистрированы сигналы, которые не превышали установленный порог дискриминации, т.е. измерительная система их регистрировала как шумы.

На участке вокруг ПАЭ № 5 (рисунок 5) узла магистральных насосных агрегатов при изменении давления от 1,0 до 6,25 МПа со скоростью 0,05 МПа/мин зарегистрировано 48 сигналов АЭ, которые по интегральному критерию степени опасности (РД 03-131 – 97) относятся к классу 2 (активный источник) [8]. На рисунке 6, а изображен характерный вид этих сигналов АЭ. Отметим, что их особенностью являются узкие спектры доминирую-

щих частот (рисунок 6, в), независимо от величины максимального значения амплитуды сигнала. Проанализировав данные сигналы АЭ с помощью непрерывного вейвлет-преобразования (рисунок 6, б, в), установили, что диапазон значений максимальных вейвлет-коэффициентов WT_{max} составляет – 0,08–0,16, ширина полосы спектров частот Δf на уровне $0,7 \times WT_{max}$ – 55–170 кГц, диапазон значений критериального параметра κ – 0,2–1,0 – соответствующий хрупкому разрушению.

Согласно разработанному алгоритму оценки хрупкого разрушения и методике АЭ-диагностирования, при таких высоких значениях критериального параметра необходимо дополнительно обследовать исследуемый участок другими методами неразрушающего контроля с целью выявления и оценки размеров трещинообразных дефектов. В результате проведенных исследований ультразвуковым и магнитным методами обнаружили трещину на изгибе трубопровода, которая развивалась. Для обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации объекта участок с обнаруженным дефектом заменили новым элементом.

Выводы

В работе предложена методика испытаний изделий и элементов конструкций, которая предусматривает идентификацию типов разрушения конструкционных материалов на ранних стадиях его развития и в любой момент времени эксплуатации объекта контроля. Применение предложенного критерия оценки типов разрушения конструкционных материалов по параметрам вейвлет-преобразования сигналов АЭ при диагностировании и оборудовании нефтеперекачивающей станции позволило обнаружить сигналы, для которых значение критериального параметра составляли $0,2 \leq \kappa \leq 1,0$, что соответствует хрупкому разрушению. Установлено, что объект контроля имел дефект, который во время дополнительной нагрузки развивался, что подтвердило эффективность предложенной методики и средств АЭ-диагностирования.

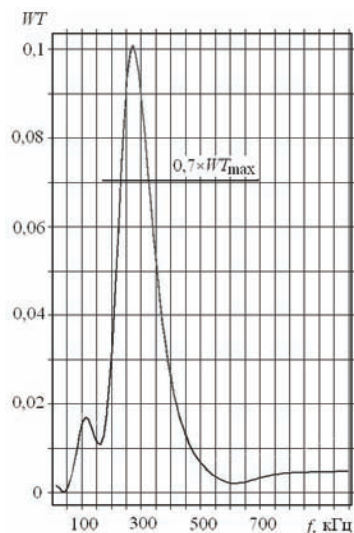
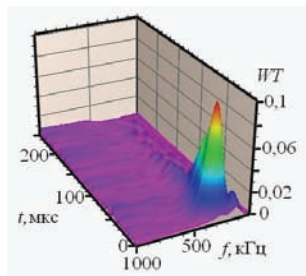
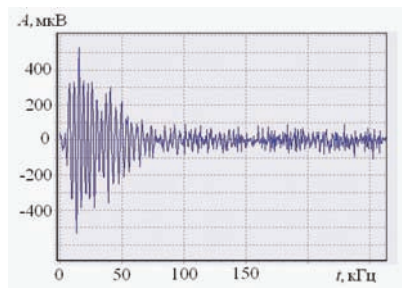


Рисунок 6. Волновое отображение сигнала АЭ (а); НВП (б) и его проекция на плоскость “WT-f” в момент времени, соответствующий WT_{max} (в)

ЛИТЕРАТУРА

1. Андрусак А.В. Аналіз і причини відмов на нафтопроводі та фактори, які впливають на їх експлуатацію // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2008. № 4. С. 83 – 85.

2. Звірко О.І., Слободян З.В., Цирульник О.Т. та ін. Особливості корозії та корозійно-механічного руйнування тривало експлуатованих сталей магістральних трубопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2007. № 2. С. 81 – 86.

3. Дмитрах І.М., Панасюк В.В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. Львів: ФМІ НАНУ, 1999. 341 с.

4. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Диагностика оборудования нефтеперерабатывающих станций. М.: Недра, 2003. 346 с.

5. Mirabile M. Acoustic emission energy and mechanisms of plastic deformation and fracture // Nondestructive testing. 1975. 8, № 2. P. 77 – 85.

6. Gerberich W., Atteridge D.G., Lessar J.F. An acoustic emission investigation of microscopic ductile fracture // Metallurgical Transactions. 1975. A6, № 4. P. 797 – 801.

7. Теоретические концепции метода акустической эмиссии в исследовании процессов разрушения / Андрейкив А.Е. и

др.; препринт / АН УССР. Физ.-мех. ин-т. Львов, 1987. № 137. 49 с.

8. Назарчук З.Т., Скальський В. Р. Акустико-емісійне діагностування елементів конструкцій: У 3 т. К.: Наукова думка, 2009. Т. 2: Методологія акустико-емісійного діагностування. 263 с.

9. Skal'skii V.R., Builo S.I., Stankevich E.M. Acriteri on forevaluatingthebrittlefractureringofglassusingacousticemissionsignals // Russian Journal of Nondestructive Testing. 2012. V. 48, No 5. P. 277–284.

10. Скальський В.Р., Ботвіна Л.Р., Станкевич О.М. та ін. Діагностування механізмів руйнування сталі 38ХНЗМФА за вейвлет-перетворенням сигналів акустичної емісії // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 2011. № 3. С. 12 – 17.

11. Терентьев Д.А., Елизаров С.В. Вейвлет-анализ сигналов АЭ в тонкостенных объектах // Контроль. Диагностика. 2008. № 7. С. 51 – 54.

12. Дремін І.М., Іванов О.В., Нечитайло В.А. Вейвлеты и их использование // Успехи физических наук. 2001. Т. 171, № 5. С. 465 – 501.

13. Vallen Systeme: The Acoustic Emission Company. URL: <http://www.vallen.de> (дата обращения 15.03.2010).

Скальський В. Р., д-р техн. наук, проф., завідуючий відділом акустико-емісій-

ного діагностування елементів конструкцій, Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенко, НАН України, г. Львів

V. R. Skalsky, dr. tech. sci., prof., head of the department of acoustic emission diagnosis of structural elements, Karpenko Physical-mechanical institute, National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine e-mail: skal@ipm.lviv.ua

Станкевич Е. М., мл. науч. сотр. отдела акустико-эмисионного диагностирования элементов конструкций, Физико-механический институт им. Г.В. Карпенко НАН Украины, г. Львов

E.M. Stankevich, junior research fellow, department of acoustic emission diagnosis of structural elements, Karpenko Physical-mechanical institute, National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine e-mail: stan_olena@yahoo.com

Басараб Р. Н., главный механик, ф-ал "Магистральные нефтепроводы "Дружба", г. Львов, ОАО "Укртранснефть" НАК "Нефтегаз Украины"

R.N. Basarab, chief mechanic, Ukrtransnafta JSC, «Oil-trunk pipelines Druzhba», Lviv, Ukraine e-mail: brom2001@ukr.net