

УДК 681.5:622.692

А.С. Волков<sup>1</sup>, И.Е. Волкова<sup>2</sup>, П.А. Земсков<sup>1</sup>**КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В НЕФТЕПРОВОДЕ**Нижегородский филиал ООО «НПА Вира Реалтайм»<sup>1</sup>,  
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева<sup>2</sup>

Описывается параметрический и волновой (непараметрический) алгоритмы контроля герметичности нефтепровода, реализованные в программном комплексе «Сириус-СППР»[1], позволяющие осуществлять мониторинг работы нефтепровода в реальном масштабе времени с использованием штатной измерительной аппаратуры.

Параметрический алгоритм основывается на сравнении фактических значений давления и расхода, поступающих из SCADA, с результатами расчета по одномерной гидродинамической модели трубопровода.

Непараметрический (волновой) алгоритм использует результаты обработки показаний датчиков давления с помощью кепстрального анализа и преобразования Гильберта – Хуанга в реальном масштабе времени. Результаты практического внедрения параметрического алгоритма и экспериментальные расчеты на реальных данных с помощью волнового алгоритма показывают, что комбинированный алгоритм повышает достоверность обнаружения утечек в реальном масштабе времени на действующих нефтепроводах при нестационарном течении.

*Ключевые слова:* нефть, нефтепровод, нестационарное течение, преобразование Гильберта-Хуанга.

В настоящее время в системах обнаружения утечек на нефтепроводах используются как параметрические, основанные на математических моделях нефтепроводов, так и непараметрические методы, основанные на анализе гидравлических характеристик участка нефтепровода [2]. Алгоритм, реализованный в модуле проверки герметичности комплекса «Сириус-СППР» использует и параметрические и непараметрические методы, что позволяет избежать недостатков, присущих каждому из известных методов, сократить количество ложных срабатываний и увеличить точность локализации утечек.

**Параметрические методы**

Поскольку нет универсального способа определения утечки при всех режимах работы нефтепровода, который бы отвечал необходимым критериям точности и быстродействия, все методы были условно разделены на несколько групп, в зависимости от области их применения – это методы, используемые:

- 1) при нестационарном режиме;
- 2) стационарном режиме;
- 3) обнаружении утечки в граничных точках;
- 4) обнаружении утечки на стоячей трубе.

Алгоритм при нестационарном режиме основан на методе, описанном в статье Ванг С. и Кэрролл Дж.Дж [3], при этом формула определения места утечки была доработана по результатам испытаний и используется в следующем виде:

$$LeakPosition = \frac{L}{(1 - sign(E_1)E_1^2 / sign(E_2)E_2^2)}$$

Интенсивность утечки:

$$Volume = |E_1| - |E_2|,$$

где  $L$  – длина трубопровода;  $E_1$  и  $E_2$  – разница между фактическими и расчётными показаниями, соответственно, левого и правого расходомеров.

$sign(E_1)$  и  $sign(E_2)$  – знак  $E_1$  и  $E_2$  соответственно.

Этот алгоритм включается сразу при переходе из стационарного режима в нестационарный. Координата рассчитывается в течение заданного промежутка времени, пока волны распространяются по нефтепроводу наиболее интенсивно. Затем, если рассчитанная интен-

сивность утечки выше заданного порога, выдаётся утечка с рассчитанной координатой.

Алгоритм анализа гидроуклона дополняет предыдущий метод и тоже используется при нестационарном режиме. Суть метода заключается в нахождении минимума напора после линейризации и исключения тренда линий гидроуклона на линейных участках трубопровода.

Для того чтобы утечка проявилась в условиях нестационарного режима, на фоне влияния случайных факторов, она должна быть достаточно большой. Кроме того, необходимо некоторое время, чтобы волны улеглись и минимум проявился.

По результатам тестирования такого метода, выявились следующие проблемы:

- 1) при линейризации гидроуклона по расчётным данным требуется более точное описание физических режимов;
- 2) при линейризации гидроуклона только по фактическим данным, при утечке в начале или в конце трубы, утечка может сглаживаться.

При стационарном режиме используется алгоритм, в котором, с использованием скользящего окна, определяется максимальное отклонение текущего значения давления от предыдущих значений.

Точность определения координаты утечки при стационарном режиме зависит:

- 1) от точности фактических показаний датчиков давления;
- 2) удалённости датчиков друг от друга;
- 3) объёма утечки;
- 4) наличия возмущений.

Погрешность определения координаты утечки составляет не более

$$dL = L/2,$$

где  $L$  – максимальное расстояние между датчиками давления на отслеживаемом участке.

В случае, если выполняются следующие условия:

- 1) нет значительных возмущений по давлению;
- 2) есть рассчитанная интенсивность утечки выше установленного порога;
- 3) стационарный режим.

то включается таймер определения утечки в граничных точках линейного участка нефтепровода. Если в течение работы этого таймера вычисленная координата утечки будет, с заданной погрешностью, соответствовать началу или концу линейного участка, то это будет свидетельствовать о наличии утечки в граничных точках. Если по окончании работы таймера, интенсивность утечки не уменьшится, то будет выдано сообщение об утечке и её координата, в противном случае, если интенсивность утечки опустится ниже заданного порога, таймер сбросится и сообщение об утечке не появится.

На рис. 1 изображен график изменения давления в трубопроводе при малой утечке. На горизонтальной оси – расстояние от нефтеперекачивающей станции (км), на вертикальной – отклонение давления в трубопроводе (%).

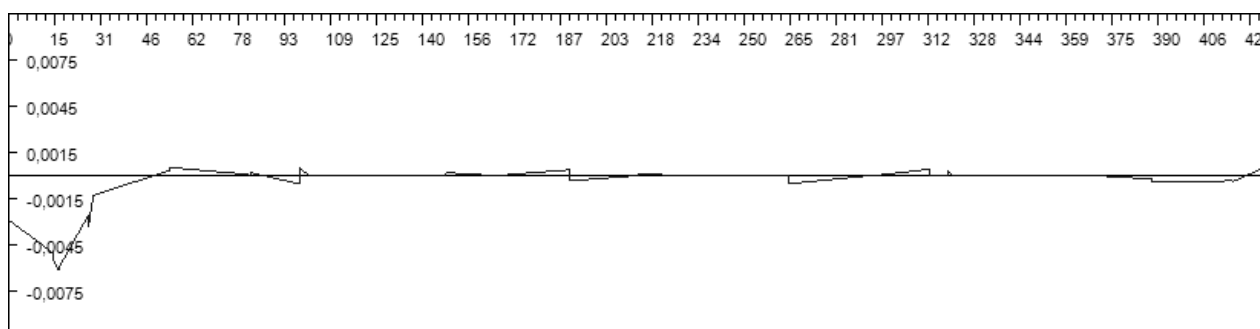


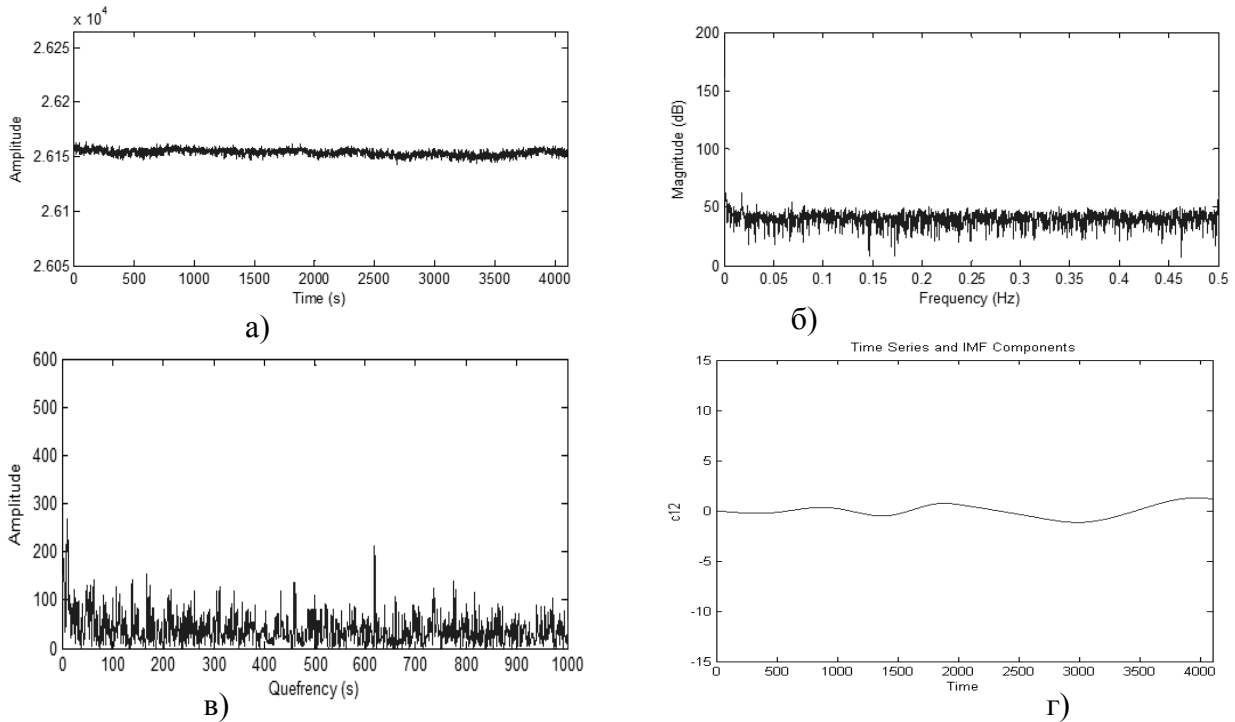
Рис. 1. Пример проявления малой утечки на расстоянии 15 км от начала нефтепровода

### Непараметрические методы

Для повышения достоверности обнаружения утечки в модуле проверки герметичности комплекса «Сириус-СППР» осуществляется спектральный и кепстральный анализ, а также анализ на основе преобразования Гильберта-Хуанга и EMD-метода [4-5].

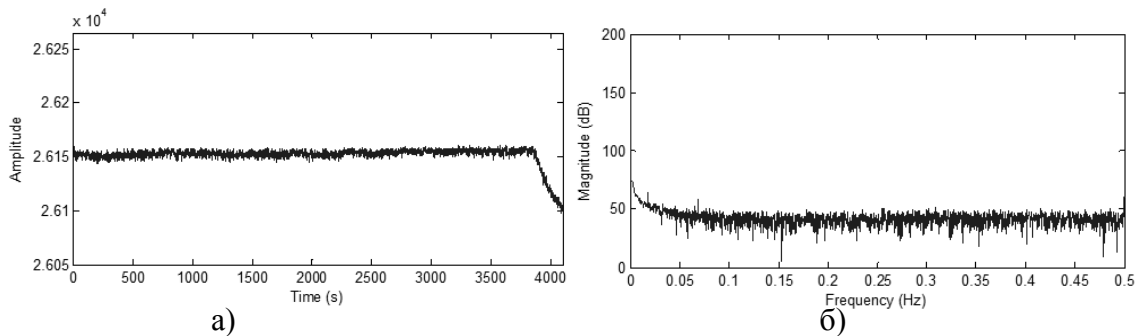
Для проверки работоспособности разработанного алгоритма было проведено численное исследование с использованием экспериментальных данных, которые были получены с датчиков давления с частотой выборки 1Гц.

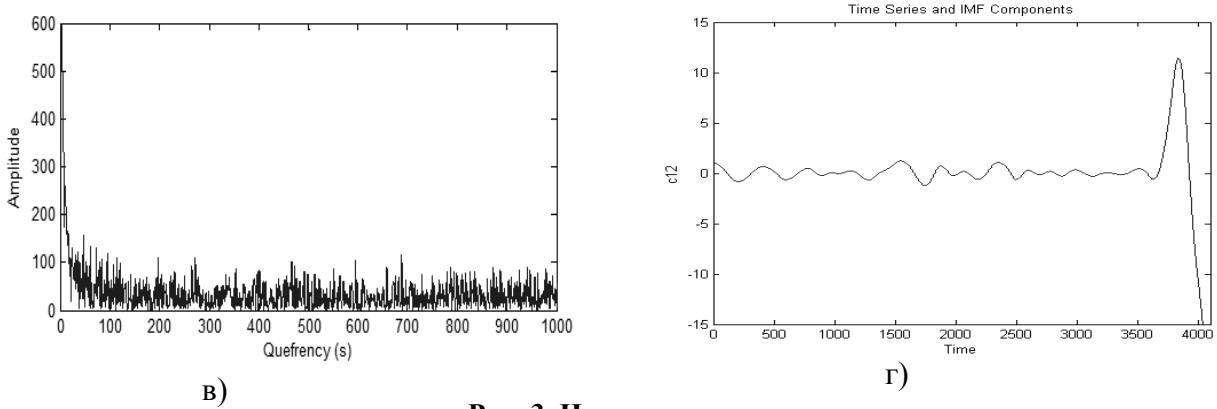
На рис. 2 – рис. 4 изображены результаты спектрального (б) и кепстрального (в) анализов, а также преобразования Гильберта-Хуанга (г) показаний датчиков давления в реальном масштабе времени действующего нефтепровода.



**Рис. 2. Утечка отсутствует:**

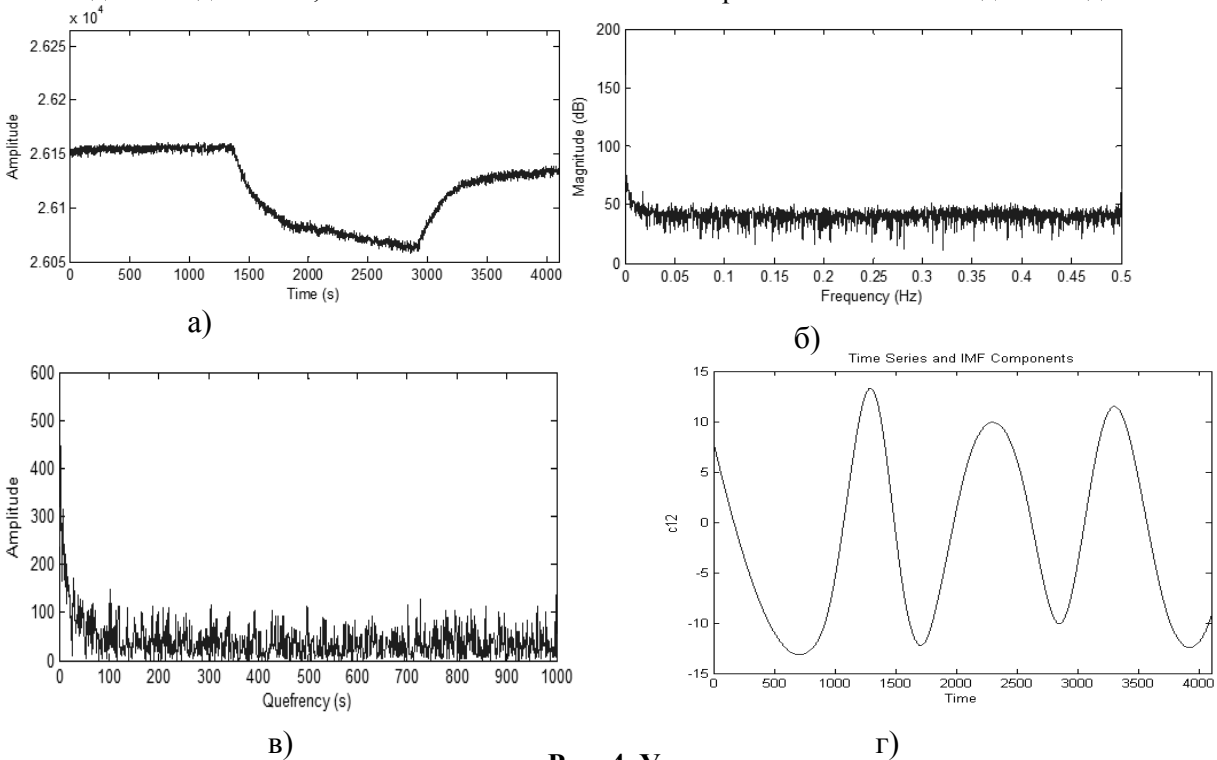
*a* – изменение давления в течение 4000 с; *б* – спектр сигнала датчика давления; *в* – кепстр сигнала датчика давления; *г* – компонента c12 IMF EMD- разложения сигнала датчика давления





**Рис. 3. Начинается утечка:**

*a* – изменение давления в течение 4000 с; *б* – спектр сигнала датчика давления; *в* – кепстр сигнала датчика давления; *г* – компонента *c12* IMF EMD - разложения сигнала датчика давления



**Рис. 4. Утечка:**

*a* – изменение давления в течение 4000 с; *б* – спектр сигнала датчика давления; *в* – кепстр сигнала датчика давления; *г* – компонента *c12* IMF EMD- разложения сигнала датчика давления

Из графиков следует, что наблюдая только за спектром сигнала (рис. 2, *б* – рис. 4, *б*), наличие или отсутствие утечки в трубопроводе определить довольно трудно. Однако кепстр сигнала (рис. 2, *в* – рис. 4, *в*) реагирует на появление утечки резким ростом амплитуды колебаний на низких частотах.

Кроме того, с развитием утечки (рис. 3, *г* – 4, *г*), компонента *c12* IMF EMD-разложения сигнала датчика давления приобретает колебательный характер. Время возникновения колебаний соответствует времени начала утечки.

**Выводы**

По результатам исследования можно сделать вывод, что утечка в большей степени проявляет себя в низкочастотной области. На спектре Фурье утечка проявляет себя слабо, в отличие от кепструма, где на низких частотах наблюдается значительное увеличение амплитуды.

На IMF компонентах сигнала также можно отследить появление утечки (рис. 2 – рис. 3) и зная скорость распространения волны давления в трубопроводе, определить координату утечки.

Как следует из численных экспериментов, частотно-временной анализ течения жидкости в трубопроводе, в совокупности с параметрическими методами, позволит существенно повысить точность диагностирования утечек и уменьшить количество ложных срабатываний.

#### Библиографический список

1. Программный комплекс «Сириус-СППР» - система моделирования процессов транспортировки нефти // ИСУП. 2014. №1. С. 109–112.
2. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2004. Т. 2. С. 29–45.
3. **Wang, S.** Leak Detection for Gas and Liquid Pipelines by Online Modeling / S. Wang, J.J. Caroll // June 2007 SPE Projects, Facilities & Construction. P. 9.
4. Huang, N., Z. Shen, S. Long, M. Wu, H. Shin, Q. Zheng, N. Yen, C.C. Tung and H. Liu, " The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear, nonstationary lime series analysis," 1998 Proc. R. Soc. Lond. V. A454. P. 903–995.
5. **Зверев, В.А.** Выделение сигналов из помех численными методами / В.А. Зверев, А.А. Стромков. – Нижний Новгород: ИПФ РАН 2001. – 188 с.

*Дата поступления  
в редакцию 11.12.2014*

**A.S. Volkov, I.E. Volkova, P.A. Zemskov**

#### COMBINED METHOD OF LEAK DETECTION IN PIPELINE

Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alexeev,  
Nizhny Novgorod branch of «Vira Realtime» Ltd.

**Purpose:** The article describes the parametric and wave (non-parametric) leakage control algorithms implemented in the pipeline integrity program complex "Sirius-DSS" [1], which permit monitoring the pipeline in real time using the standard instrumentation. The parametric algorithm is based on the comparison of the actual pressure and flow values coming from the SCADA with the calculation results of the one-dimensional hydrodynamic model of the pipeline.

**Approach:** The nonparametric (wave) algorithm employs the pressure sensor values processed with the aid of cepstrum analysis and the Hilbert-Huang transform in real time.

**Finding:** The results of the parametric algorithm practical implementation coupled with the wave algorithm experimental calculations on real data demonstrate that the combined algorithm improves the accuracy of real-time leakage detection on the operating pipelines with unsteady flow.