

8. Русов Е.В., Кудояров Г.Ш., Лупенских В.Е. и др. Об экономической эффективности применения регулируемых электроприводов насосов на НПС магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №11. – С. 32-35.
9. Кадымов Я.Б., Кулиев Ю.М., Мучаев В.Г. К вопросу применения электромагнитных муфт скольжения в приводе центробежных насосов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №4. – С. 10-12.
10. Енихеев А.Б., Каргушин Н.Л. К вопросу о регулировании центробежных насосов на магистральных нефтепроводах с помощью гидромуфт // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №1 – С. 6-7.
11. Шабанов В.А. Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспорта нефти: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 156 с.
12. Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 12-17.

ПРОГРАММНОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АКУСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК В НЕФТЕПРОВОДАХ

А. Г. Черемнов, В. А. Фаерман

Научный руководитель, доцент В. С. Аврамчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективная эксплуатация трубопроводной транспортной инфраструктуры в целом, и нефтепроводов в частности, является крайне важной организационной и технической задачей. Это связано, в том числе, с потенциальными экологическими угрозами [1], которые могут возникнуть как следствие аварий на трубопроводах. Для предупреждения подобных ситуаций, предусмотрен ряд мероприятий, направленных как на поддержание трубопроводов в удовлетворительном состоянии, так и на оперативное устранение аварийных ситуаций.

В связи с тем, что суммарная протяженность нефтепроводов и продуктопроводов много меньше чем протяженность коммунальных трубопроводов, а их стратегическое значение и потенциально-исходящая от них экологическая угроза существенно выше – мониторингу и контролю их состояния уделяется значительно больше внимания. В частности, регулярно проводятся плановые диагностические мероприятия, направленные на выявление утонений в стенках трубопровода и их профилактического ремонта [1]. Кроме того, непрерывное отслеживание технологических параметров процесса транспортировки на узловых станциях, в ряде случаев позволяет предсказать и предотвратить [1] возникновение течей. Не смотря на действенность проводимых мероприятий и эффективность используемых технических решений, полностью исключить вероятность течей не удастся. Это связано, прежде всего, с тем, что причинной более 40% аварий являются несанкционированные врезки (с 2004 г. по 2014 г. - 44 аварии из 96) [2].

Не смотря на ужесточение ответственности за хищения из трубопроводов, значительного сокращения количества нелегальных врезок не произошло, что связано, прежде всего, со сложностью оперативного обнаружения врезок и, как следствие, невозможностью обеспечения принципа неотвратимости наказания [3]. Стоит отметить, что задача обнаружения нередко усугубляется ещё и тем, что злоумышленники выбирают для врезок труднодоступные участки трубопровода. В связи с тем, что принципиально обнаружение врезок не отличается от обнаружения утечек, последняя задача представляется особенно актуальной.

Для обнаружения утечек на магистральных трубопроводах разработаны и используются различные методы определения наличия и обнаружения местоположения утечек [4]. Особое место среди них занимает корреляционно-акустический метод [5], обладающий высокой точностью и чувствительностью, но позволяющий проводить контроль лишь относительно не протяженных (сотни метров) линейных участков трубопровода [4].

Обнаружение утечек корреляционно-акустическим методом осуществляется с использованием специализированных программно-аппаратных течепоисковых комплексов. Важной особенностью подобных комплексов является то, что их эффективность в значительной степени определяется функциональностью применяемого при обработке акустических сигналов математического аппарата и качества его программной реализации [5]. В частности, реализуемыми методами обработки сигналов определяются точность локации течи и протяженность контролируемого участка, а качеством оптимизации программного воплощения – быстрдействие и стоимость аппаратной части комплекса.

В связи с вышеизложенным, важной задачей представляется разработка программного обеспечения корреляционно-акустических течепоисковых комплексов на основе новых математических подходов, таких как частотно-временной корреляционный анализ, описанный в [4]. Применение указанного подхода позволяет ценой дополнительных вычислений увеличить отношение сигнал/шум на выходе коррелятора и сделать возможным контроль более протяженных участков труб, что особенно актуально при работе на магистральных трубопроводах [6]. В тоже время, предложенные меры по оптимизации использования вычислительных ресурсов позволяют в значительной степени нивелировать негативный эффект на быстрдействие [7].

С учётом представленных выше тезисов, было разработано программное обеспечение и прототип программно-аппаратного решения на его основе. Функциональная схема комплекса представлена на рисунке 1.

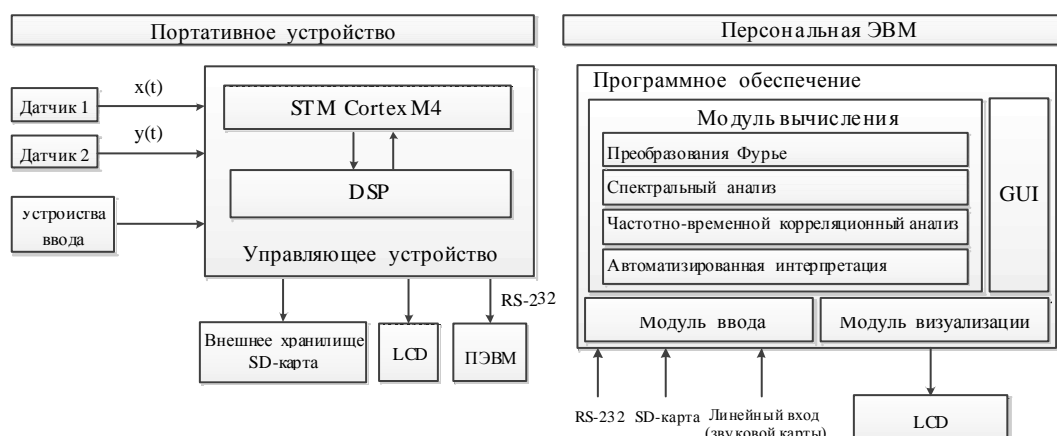


Рис. 1. Функциональная схема течепоискового комплекса

В соответствии со схемой на рисунке 1, для снятия сигналов используется портативное устройство на базе микроконтроллера STM32 Cortex M4, укомплектованное пьезоэлектрическими акселерометрами ДН-3 (см. рисунок 2). Обработка записей осуществляется внешним вычислительным устройством, с предустановленным специализированным программным обеспечением, функционал которого не ограничивается вычислением частотно-временных корреляционных функций. Стоит отметить, разрабатываемое программное обеспечение имеет модульную структуру, что наделяет его гибкостью при дальнейшем расширении функционала и добавлении возможности работы с сигналами, полученными при помощи сторонних аппаратных комплексов.



Рис. 2. Внешний вид портативного устройства (слева), модуль визуализации программного обеспечения на планшетном компьютере (справа)

Как было отмечено ранее, использование корреляционно-акустических комплексов для локации утечек и врезок на нефтепроводах связано с определенными трудностями и ограничениями, которые могут быть частично преодолены за счёт применения усовершенствованного математического аппарата при обработке сигналов. При этом, программное обеспечение, реализующее метод частотно-временного корреляционного анализа, потенциально может применяться в сочетании с представленными на рынке акустическими течеискателями решениями. Последнее наиболее актуально в связи с тем, что стоимость зарубежных течепоисковых комплексов, имеющих в своём составе близкие по функционалу программные средства обработки сигналов весьма дороги. В тоже время, программное обеспечение, представленное в российских решениях, уступает зарубежным аналогам в ряде аспектов: визуализации, пользовательском интерфейсе, разнообразии реализованных методов цифровой обработки, вариативности параметров анализа и других.

Таким образом, разработка конкурентоспособного программного обеспечения для обработки акустических сигналов при локации утечек корреляционным способом, представляется не только актуальной, но и целесообразной.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, в рамках научного проекта № 16-37-00049 мол_а.

Литература

1. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под. ред. Ю.Д. Земенкова – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
2. Ежегодные отчёты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс] // Официальный сайт Ростехнадзора. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (последнее обращение 16.02.2016).
3. Шапошников А. Борьба с криминальными врезками: есть ли перспективы? [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический портал «Транспорт нефти». URL: <http://www.transport-nefti.com/blog/5290/> (последнее обращение 19.02.2016).
4. Мамонова Т.Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. – 2012. - №5. – С. 103-112.
5. Avramchuk V.S., Goncharov V.I. Time-frequency Correlation Method for Improving the Accuracy in detecting Leaks in Pipelines // *Advanced Materials Research*. – 2013. – Vol. 650. – P. 443-446
6. Faerman V.A., Cheremnov A.G., Avramchuk V.S., Luneva E.E. Prospects of frequency-time correlation analysis for detecting pipeline leaks by acoustic emission method // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2014 - Vol. 21. - Issue 1. – Art. num. 12041.
7. Лунёва Е.Е., Черемнов А.Г., Аврамчук В.С. Оптимизация расчёта частотно-временной корреляционной функции на центральном процессоре // *Системы управления и информационные технологии*. – 2014. - № 2. – С. 58-62.

ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ОСАДКИ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОСТРОВНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А. Н. Чехлов

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение выхода экспортного нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на проектную мощность требует освоения новых месторождений, а также строительства магистральных и межпромысловых нефтепроводов в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Значительная часть этих территорий относится к районам островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Их геокриологические особенности оказывают негативное влияние на напряженно-деформированное состояние подземных сооружений, поэтому требуют учета при проектировке и строительстве трубопроводов.

Островное распространение многолетнемерзлых грунтов характеризуется прерывистостью залегания мерзлых пород небольшой мощности, с температурой близкой к 0 °С. В связи с этим, такие негативные процессы, как термокарст, представлены незначительно. Процессы морозного пучения также не проявляются, так как нефтепроводы круглый год имеют положительную температуру, что связано с необходимостью снижения вязкости нефти за счет нагрева.

Опасность при эксплуатации нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов представляют просадки грунтов при формировании ореолов оттаивания. Для обеспечения безаварийной эксплуатации подземного нефтепровода в данных условиях необходимо провести комплекс мероприятий по ограничению осадки нефтепровода ниже предельного значения.

Целью работы является выбор оптимальных решений по ограничению осадки подземного нефтепровода, проходящего по многолетнемерзлым грунтам, отличающимся коэффициентом оттаивания и глубиной возникающих ореолов оттаивания [2].

К мероприятиям, позволяющим ограничить осадку нефтепровода в многолетнемерзлом грунте, относятся: использование различных типов тепловой изоляции трубопровода, удаление высокольдистого грунта из траншеи, сооружение компенсаторов, применение сезоннодействующих термостабилизирующих устройств. При сооружении магистральных нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов ОАО «АК «Транснефть» в настоящее время применяет: заводское нанесение кольцевой изоляции из пенополиуретана, дополнительную тепловую изоляцию из полистирольных плит, укладываемых на дно траншеи, замену льдистого грунта в основании траншеи [1]. Выбор конкретных технологических решений основывается на расчетах осадки трубопровода и должен обеспечивать соблюдение условия прочности.

Выбор мероприятий по ограничению осадки начинается с расчета предельного напряжения от осадки трубопровода, при котором соблюдается условие прочности. Согласно данным [3] определяется расчетное сопротивление металла трубы с учетом коэффициентов надежности и условий работы. Из этого значения вычитаются величины напряжений от внутреннего давления и температурного перепада. Предельное напряжение вводит ограничение на величину максимальной осадки трубопровода.

Наибольшие напряжения от осадки возникают на границе мерзлых и немерзлых грунтов, а также в местах соприкосновения мерзлых грунтов с различными свойствами. Эти места являются наиболее опасными, по ним производится расчет максимально допустимой осадки, согласно методике, предложенной в [4]. Трубопровод рассматривается в виде балки с жестким защемлением, и определяется прогиб. Величина прогиба при напряжении, соответствующем предельному, является максимально допустимой осадкой трубопровода, которая рассчитывается по формуле (1).

$$S_{пред} = \frac{6 \cdot \sigma_{пред} \cdot I}{r^2 \cdot q \cdot E}, \quad (1)$$