

УДК 534.6.08

СИСТЕМА АКТИВНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ВНУТРИТРУБНЫХ ОБЪЕКТОВ С АКУСТИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

А.И. Солдатов, В.С. Макаров, А.И. Селезнев, С.М. Мартемьянов

Томский политехнический университет
E-mail: seleznev@vtomske.ru

Описана система сопровождения, позволяющая определять местоположение внутритрубного объекта и производить обмен информации с ним. Рассмотрен механизм распространения акустических колебаний в трубопроводе.

Ключевые слова:

Акустические колебания, нефтепровод, внутритрубный объект, система сопровождения, продольные волны, изгибные колебания.

Key words:

Acoustic vibrations, oil pipeline, pipeline pig, pig tracking, longitudinal vibrations, bending vibrations.

В современном трубопроводном транспорте нефтепродуктов широко применяют внутритрубные объекты (ВТО), так для очистки стенок трубы от отложений используют скребки, при транспортировке по нефтепроводу разных сортов нефти применяют разделительные поршни, диагностику состояния трубы осуществляют с помощью специального оборудования, движущегося с потоком нефти, при ремонте используют внутритрубные герметизаторы и т. д. [1] При использовании внутритрубных объектов зачастую необходимо знать их текущее положение, и иметь возможность передавать команды и принимать данные от ВТО.

В настоящее время существуют комплексы, осуществляющие контроль положения ВТО за счет применения специальных сигнализаторов, фиксирующих момент прохождения объекта мимо датчика [1]. Такие системы обладают низкой точностью и не обеспечивают 100 %-го срабатывания. В результате на протяжении большого участка нефтепровода координаты внутритрубного объекта остаются неизвестными.

Положение ВТО можно определить по показаниям датчиков давления, между которыми движется объект. Однако данный метод не позволяет определить координаты объекта с достаточной точностью.

Наиболее выраженный недостаток при использовании описанных методов заключается в невозможности обмена информацией с ВТО.

Устройства, основанные на применении электромагнитных колебаний, также малоприменимы для организации систем сопровождения внутритрубных объектов ввиду малого радиуса действия, обусловленного экранирующим действием металлической стенки нефтепровода.

Системы сопровождения внутритрубных снарядов могут быть основаны на использовании акустических сигналов. Наиболее известной из таких систем является «ССВС-001» фирмы «Тори» [1], но она имеет существенную погрешность измерений (до 3 км при расстоянии до объекта 100 км) и не позволяет осуществлять обмен данными с ВТО.

Таким образом, в настоящее время проблема сопровождения ВТО решена только частично, и по-прежнему есть потребность в комплексе, позволяющем осуществлять обмен информацией с объектом и обеспечивающем высокую точность определения его координат при приемлемом радиусе действия.

Наиболее перспективным с точки зрения создания систем сопровождения ВТО является применение для целей локации и обмена данными с объектом акустических сигналов, что обусловлено их малым затуханием при распространении в жидких средах, безопасностью для обслуживающего персонала и окружающей среды, простотой конструкции преобразователей. Акустические колебания могут быть введены в трубу непосредственно через металлическую стенку без нарушения герметичности нефтепровода, что позволяет упростить установку такой системы либо создать мобильный комплекс.

Сопровождение ВТО предлагается осуществлять с помощью системы, основанной на применении акустических сигналов для организации канала связи с внутритрубным объектом, рис. 1.

Система состоит из двух основных блоков. Первый блок установлен на нефтепроводе – 3 и состоит из приемопередатчика – 9, модуля обработки и управления – 8 и модуля телекоммуникаций – 7. Второй блок, состоящий из приемопередатчика – 1 и модуля обработки и управления – 2, закрепляется непосредственно на внутритрубном объекте – 4. Линия связи – 6 соединяет систему сопровождения с центром обработки данных – 5.

Определение координат ВТО осуществляется с помощью метода локации с активным откликом [2]. Модуль обработки и управления – 8 блока – 1 формирует электрический импульс, который приемопередатчиком – 9 преобразуется в акустический сигнал. Этот сигнал распространяется по нефтепроводу – 3 и принимается приемопередатчиком – 1 блока – 2. Модуль обработки и управления – 2 формирует ответный импульс, преобразуемый приемопередатчиком – 1 в акустический сиг-

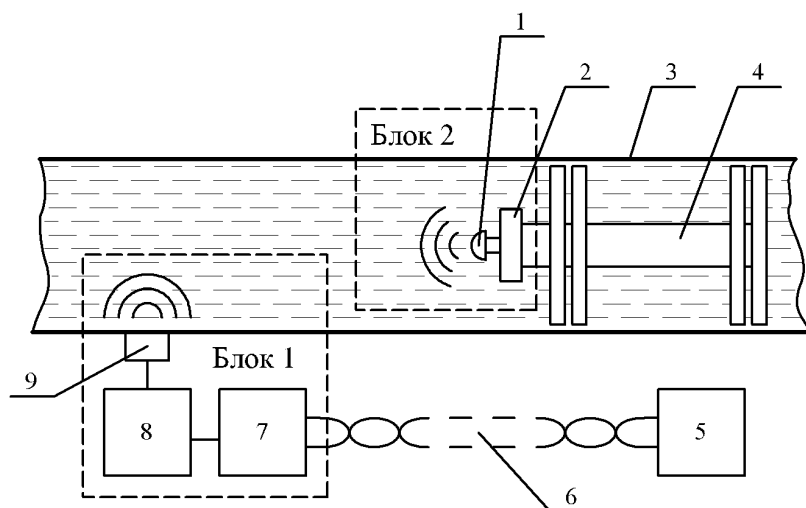


Рис. 1. Система сопровождения внутритрубных объектов с акустическим каналом связи

нал, который распространяется по нефтепроводу и достигает приемопередатчика – 9 блока – 1. Модуль обработки и управления – 8 измеряет время, которое потребовалось сигналу для преодоления пути до внутритрубного объекта и обратно и вычисляет расстояние до внутритрубного объекта.

Ответный сигнал, формируемый блоком – 2, имеет частоту, отличную от частоты зондирующего импульса, передаваемого блоком – 1, что позволяет выделить его на фоне акустических сигналов, отраженных от узлов и неоднородностей нефтепровода.

Передача команд и данных к внутритрубному объекту и от него производится посредством модулированных акустических сигналов.

Обмен информацией с центром обработки данных – 5 производится с помощью телекоммуникационного модуля – 7, данные передаются по линии связи – 6.

Одним из основных параметров системы является частота применяемых акустических сигналов. Ее выбирают исходя из следующих критериев: низкочастотные сигналы обладают меньшим коэффициентом затухания, однако не могут обеспечить высокой точности определения координат ВТО; высокочастотные сигналы обладают более высоким коэффициентом затухания, но дают возможность более точно производить локацию внутритрубных объектов. Также необходимо учитывать шумы, всегда присутствующие в действующем нефтепроводе.

В работе [3] приведен спектр акустических шумов нефтепровода, рис. 2. Видно, что наибольшая амплитуда собственных шумов лежит в диапазоне частот до 5 кГц.

Предварительные исследования показали, что на частотах более 100 кГц акустические колебания быстро затухают, что не позволяет получить приемлемый радиус действия, следовательно, рабочая частота системы сопровождения ВТО должна лежать в диапазоне 5...100 кГц.

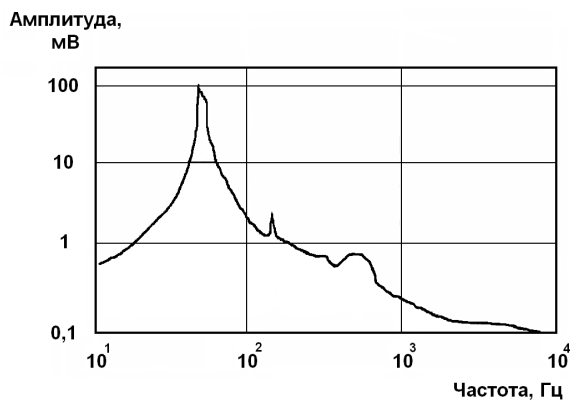


Рис. 2. Спектральная характеристика собственных шумов нефтепровода

Для оптимального выбора конструкции акустического тракта системы сопровождения, рабочей частоты и места расположения приемо-передатчиков акустического сигнала необходимо провести моделирование распространения колебаний в нефтепроводе.

В диапазоне частот 5...100 кГц основная доля энергии излучаемого акустического сигнала будет приходиться на продольные и изгибные колебания.

Изгибные колебания распространяются в металлической стенке трубопровода во всех направлениях от излучателя. На всем пути распространения изгибная волна излучает внутрь жидкости продольную волну. Датчик, расположенный внутри трубы, принимает эти продольные волны, поэтому принимаемый сигнал будет определяться колебаниями участка внутренней поверхности трубы, расположенного в непосредственной близости от приемника.

Для указанного диапазона частот толщина стенки трубы значительно меньше длины волны, поэтому при определении длины путей, пройденных акустическим сигналом можно считать, что путь волны лежит на поверхности цилиндра с радиусом

$$R = R_{\text{внутр}} + \frac{d}{2},$$

где $R_{\text{внутр}}$ – внутренний радиус трубы; d – толщина стенки.

Длина пути, пройденного волной в направлении кратчайшего расстояния между датчиками, в общем случае, будет определяться по формуле:

$$L_k^+ = \sqrt{h^2 + R_{\text{ср}}^2 (\gamma + 2\pi k)^2}, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

где h – расстояние между датчиками вдоль оси трубы; γ – угол между проекциями датчиков на плоскость, перпендикулярную оси трубы; k – число полных «витков», вокруг трубы, которое сделала изгибная волна на пути к приемнику.

Длину пути, пройденного сигналом в направлении, противоположном кратчайшему расстоянию между датчиками, рассчитывают по формуле:

$$L_k^- = \sqrt{h^2 + R_{\text{ср}}^2 (2\pi - \gamma + 2\pi k)^2}, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

Отставание принятого сигнала определяют по формуле:

$$t_s = \frac{L}{c},$$

где L – длина пути, который прошла изгибная волна, прежде чем достигнуть приемника; c – скорость распространения волны.

Выражение, описывающее принимаемый в заданной точке сигнал, имеет вид:

$$s(t) = \sum_{k=0}^{\infty} f\left(t - \frac{L_k^+}{c}\right) + \sum_{k=0}^{\infty} f\left(t - \frac{L_k^-}{c}\right), \quad (*)$$

где $s(t)$ – искомый сигнал в заданной точке; $f(t)$ – функция, описывающая излучаемый сигнал.

Переход от точечных излучателя и приемника к излучателю и приемнику, имеющим конечные площади позволяет повысить точность результатов моделирования. Поверхность излучателя разбивают на множество равномерно распределенных по площади точечных источников; так же поступают с приемником. Искомый сигнал получают суммированием составляющих, рассчитанных по формуле (*) для каждой пары точек излучатель – приемник.

Наиболее надежным информативным параметром при исследовании колебаний является время распространения сигнала, так как на него практически не влияет некачественный акустический контакт приемника/передатчика, поэтому для проверки результатов моделирования была измерена зависимость времени распространения сигнала от расстояния между датчиками (таблица).

Таблица. Зависимость времени распространения сигнала от расстояния

Расстояние, см	Время распространения, мкс		Погрешность, %
	Расчетное	Полученное экспериментально	
21,2	90,7	97,0	6,99
33,5	131,7	137,8	4,66
45,5	171,7	174,0	1,36
57,8	212,7	218,8	2,88
70,8	256,0	260,4	1,72
80,5	288,3	295,6	2,52

Расхождение между теоретическими и экспериментальными данными не превышает 7 %.

В ходе экспериментальных исследований было установлено, что изгибные волны, распространяющиеся в металлической стенке трубы, быстро затухают и на расстоянии более 1 м практически не регистрируются, что не позволяет создать на их основе систему сопровождения ВТО.

Продольные волны, в отличие от изгибных, распространяются непосредственно в потоке жидкости, многократно отражаясь от стенок трубы. На рис. 3 показаны несколько возможных путей распространения продольных волн – 1 от датчика – 5, расположенного на наружной стенке нефтепровода – 3, к датчику – 2, закрепленному на внутритрубном объекте – 4.

В результате колебания достигают приемника, пройдя разные расстояния, что приводит к увеличению длительности принимаемого сигнала и уменьшению его амплитуды.

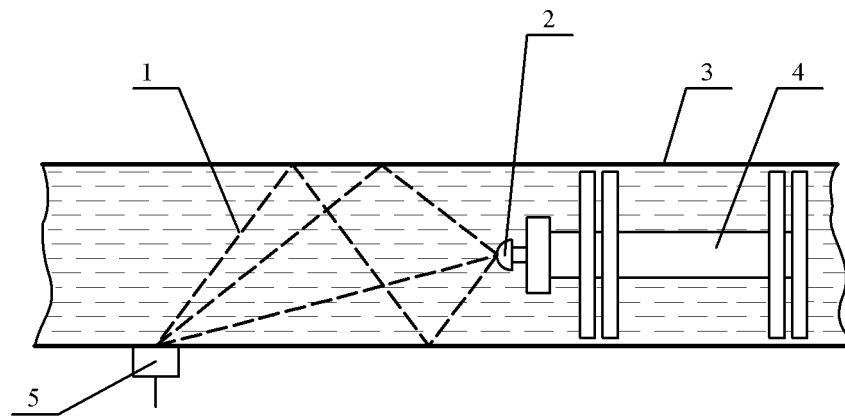


Рис. 3. Пути распространения продольной волны

Ниже без вывода приведены основные соотношения, позволяющие вычислить длину пути распространения продольных колебаний:

$$\left\{ \begin{array}{l} r \cos \left[\left(k + \frac{1}{2} \right) \alpha_k - \gamma \right] = R \cos \frac{\alpha_k}{2}, \\ \beta_k = \arctan \left[\frac{h}{(k+1)R - kR \cos \alpha_k - r \cos(\gamma - k\alpha_k)} \right], \\ L_k = 2kR \sin \left(\frac{\alpha_k}{2} \right) \sqrt{1 + \left(\sin \frac{\alpha_k}{2} \cdot \tan \beta_k \right)^2} + \\ + \sqrt{R^2 + r^2 - 2Rr \cos(\gamma - k\alpha_k)^2 + M}, \\ M = \left[h - kR \left(\sin \frac{\alpha_k}{2} \right)^2 \tan \beta_k \right]^2, \end{array} \right.$$

где r – расстояние от центра трубы до приемника; k – количество отражений волны от стенок нефтепровода; α_k – угол падения волны в проекции на плоскость, перпендикулярную оси трубы; γ – угол между проекциями датчиков на плоскость, перпендикулярную оси трубы; R – радиус трубы; h – расстояние между датчиками вдоль оси трубы; β_k – угол падения волны в проекции на плоскость, проходящую через ось трубы и точку падения; L_k – длина пути, пройденного волной от излучателя к приемнику.

Принимаемый в заданной точке сигнал определяется выражением:

$$s(t) = \sum_{k=0}^{\infty} f \left(t - \frac{L_k^+}{c} \right) + \sum_{k=0}^{\infty} f \left(t - \frac{L_k^-}{c} \right),$$

где $s(t)$ – искомый сигнал в заданной точке; $f(t)$ – функция, описывающая излучаемый сигнал.

Для увеличения точности результатов моделирования принимаемого сигнала поверхности излу-

чателя и приемника заменяют множеством равномерно распределенных точечных датчиков и вычисляют сигнал для каждой пары точек излучатель – приемник по описанным выше формулам, после чего суммируют полученные сигналы.

В результате исследований создан макет системы сопровождения, лабораторные испытания которого на расстояниях до внутритрубного объекта 0,5...4,5 м продемонстрировали уверенную передачу и прием информации от датчика, расположенного на наружной стенке трубы, к датчику, закрепленному внутри трубы на ВТО. Расхождение реального расстояния до внутритрубного объекта и показаний прибора не превышало 10 см, что подтверждает верность приведенных расчетных соотношений.

Выводы

1. Разработана акустическая система активного сопровождения транспортируемых внутритрубных объектов, выполняющих сервисные функции. Оригинальность разработки – использование модулированных акустических колебаний для обмена данными с внутритрубным объектом. Ввод сигнала с наружной стороны трубы непосредственно сквозь металлическую стенку позволяет избежать врезок в нефтепровод.
2. Показано, что определение координат внутритрубных объектов следует производить методом локации с активным откликом, при этом частота ответного импульса должна отличаться от частоты зондирующего, что позволит выделить сигнал от объекта на фоне сигналов, отраженных от узлов и неоднородностей нефтепровода.
3. Установлено, что при распространении акустических сигналов в нефтепроводах ввиду быстрого затухания изгибных колебаний стенки трубы преобладает продольная составляющая акустических колебаний.

3. Ким Д.П., Мунасилов Г.Р., Коновалов Н.М., Супрунчик В.В., Батищев В.Я. Автоматизированная система сопровождения внутритрубного снаряда в нефтепроводе // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. – № 5. – С. 27–31.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система Сопровождения Внутритрубных Снарядов «ССВС-001» // Трубопроводный транспорт нефти. – 2003. – № 12. – С. 9–12.
2. Способ акустической дальнометрии: пат. 2315335 Рос. Федерация. № 2006109105/28; заявл. 22.03.2006; опубл. 20.01.2008, Бюл. № 2. – 3 с.

Поступила 12.02.2010 г.