

**DETERMINING THE POSITION OF PIPELINE INSPECTION TOOLS BY ACOUSTIC
LOCATION WITH AN ACTIVE RESPONSE**

Anton I. Seleznev, Aleksey I. Soldatov

Tomsk Polytechnic University, Russia, 634050, Tomsk, Lenina str., 30

Abstract

The article deals with tracking of in-line inspection tools. In the paper the necessity of tracking of tools during their operation is shown. The currently existing methods for determining of the location of pipeline inspection tools are described and their advantages and limitations are shown. The system of tracking of location of pipeline tools and the exchange of information with them are proposed. The mechanism of propagation of acoustic oscillations through the pipeline is considered. Comparison of calculated and experimental data is made.

Key words: Oil pipeline, pipeline inspection tools, tracking system, acoustic vibrations, location with an active response.

При эксплуатации нефтепроводов широко применяют различные внутритрубные объекты (ВТО): скребки используют для очистки стенок трубы от отложений, разделительные поршни применяют при транспортировке по нефтепроводу партий с различными физико-химическими свойствами, специальное оборудование, движущееся с потоком нефти, осуществляет диагностику нефтепровода, герметизаторы используют при ремонте трубы и т. д. Использование внутритрубных устройств позволяет повысить надежность, безопасность и экономическую эффективность эксплуатации трубопроводов.

При использовании внутритрубных объектов часто необходимо отслеживать в реальном времени их текущее местоположение при движении в трубопроводе и производить с ними обмен данными.

Например, при застревании скребка в трубе для восстановления нормальной работы нефтепровода необходимо организовать извлечение застрявшего устройства, для чего иногда приходится вырезать участок трубы вместе со скребком. Либо, при организации ремонтных работ с применением внутритрубных герметизаторов, необходимо в строго определенный момент времени отдать команды торможения и герметизации.

Таким образом, для увеличения эффективности эксплуатации ВТО система сопровождения внутритрубных объектов (ССВТО) должна обеспечивать контроль положения объекта и позволять производить с ними обмен информацией.

В настоящее время существуют системы, осуществляющие контролировать прохождение ВТО за счет применения специальных сигнализаторов, срабатывающих при прохождении объекта. Однако расстояние между такими датчиками в реальном нефтепроводе может достигать десятков километров, кроме того, они не обеспечивают 100%-ного срабатывания. В результате на протяжении большого участка нефтепровода положение внутритрубного объекта остается неизвестным.

Также существует способ определения положения ВТО по показаниям датчиков давления, на участке между которыми движется объект. Однако при применении данного метода точность

определения местоположения ВТО сильно зависит от расстояния между датчиками (десятки километров) и от достоверности их показаний.

Применение описанных методов не позволяет осуществлять обмен информацией с внутритрубным объектом.

Способы определения положения, основанные на применении электромагнитных колебаний, также малопригодны для построения систем сопровождения внутритрубных объектов, поскольку сказывается сильное экранирующее действие металлической стенки нефтепровода. Вихревые токи, возникающие в металле трубы под воздействием внешнего электромагнитного поля, препятствуют его проникновению внутрь трубы. Экранирующее действие стенки оценивается с помощью величины $\mathcal{E}$, называемой эффективностью экранирования:

$$\mathcal{E} = \frac{H}{H'},$$

где H – напряженность электромагнитного поля в экранируемом пространстве без экрана, H' – напряженность электромагнитного поля в экранируемом пространстве при наличии экрана.

Эффективность экранирования трубы можно определить по формуле:

$$\mathcal{E} = \sqrt{1 + \frac{\omega \cdot \mu_0 \cdot \sigma \cdot D \cdot d}{2 \cdot m}},$$

где d – толщина стенки, D – диаметр трубы, μ_0 – магнитная проницаемость материала трубы, σ – электропроводность материала, m – коэффициент формы, ω – угловая частота, $\mathcal{E}$ – эффективность экранирования.

Таким образом, чем выше частота, тем больше ослабление сигнала, следовательно, чтобы снизить экранирующее действие нефтепровода, необходимо использовать низкие частоты (десятки и сотни герц), однако, радиус действия такой системы все равно составит единицы метров. Скорость обмена данными на таких частотах будет неприемлемо низкой.

В основу метода определения положения может быть положено использование акустических сигналов. Наиболее известной из систем, основанных на этом принципе, является «ССВС-001» фирмы «Тори» [1]. Однако данная система имеет довольно высокую погрешность (до 3 км при расстоянии до объекта 100 км) и не позволяет осуществлять обмен данными с ВТО.

Следовательно, в настоящее время проблема сопровождения ВТО решена только частично, и по-прежнему есть потребность в комплексе, который обеспечивал бы хорошую точность определения координат объекта при приемлемом радиусе действия и позволял бы осуществлять обмен информацией с ВТО.

Сточки зрения создания систем сопровождения ВТО наиболее перспективным является применение для целей локации и обмена данными с объектом акустических сигналов, т. к. они слабо затухают при распространении в жидких средах, безопасны для обслуживающего персонала и окружающей среды, излучаются и принимаются с помощью преобразователей, имеющих простую конструкцию. Акустические колебания могут быть введены в нефтепровод

непосредственно через металлическую стенку, что позволяет избежать врезок в трубу, максимально снизить затраты на установку системы и сократить сроки ввода ее в эксплуатацию. Отсутствие необходимости нарушать герметичность нефтепровода позволяет создать не только стационарную систему, но и мобильный комплекс.

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

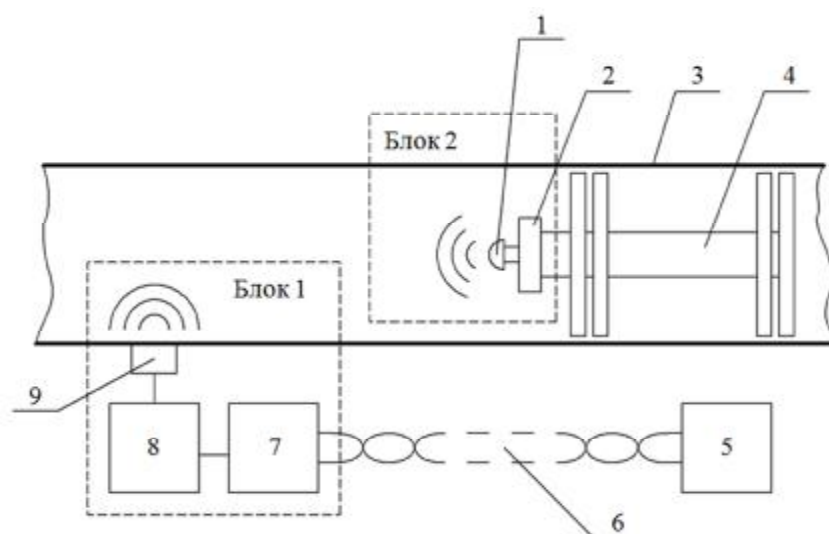


Рис. 1. Система сопровождения внутритрубных объектов с акустическим каналом связи.

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 сигнал, 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, зная скорость распространения акустических колебаний в нефтепроводе, вычисляет расстояние до внутритрубного объекта.

Ответный сигнал, формируемый блоком 2, имеет параметры, отличные от 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 такой системы является рабочая частота акустических сигналов. Она выбирается исходя из следующих критериев: низкочастотные сигналы обладают меньшим коэффициентом затухания, однако при этом не могут обеспечить высокой точности определения координат ВТО; высокочастотные сигналы, наоборот, обладая более высоким коэффициентом затухания, дают при этом возможность более точно производить локацию внутритрубных объектов. Кроме того, необходимо учитывать шумы, всегда присутствующие в действующем нефтепроводе.

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

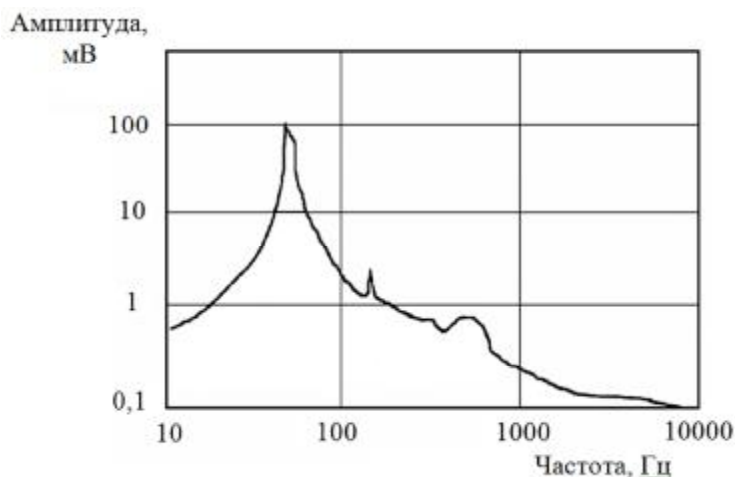


Рис. 2. Спектральная характеристика собственных шумов нефтепровода

Предварительные исследования показали, что на частотах более 100 кГц акустические колебания быстро затухают, что не позволяет получить приемлемый радиус действия, следовательно, рабочую частоту системы сопровождения ВТО следует выбирать из диапазона 5 – 100 кГц.

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 данном диапазоне частот (5 – 100 кГц) основная доля энергии излучаемого акустического сигнала будет приходиться на два типа волн: продольные и изгибные.

Изгибные колебания распространяются в металлической стенке трубопровода во всех направлениях от излучателя. При этом на всем пути распространения изгибная волна излучает внутрь жидкости продольную волну. Приемник, расположенный внутри трубы, принимает эти

продольные волны, поэтому сигнал на приемнике будет определяться сигналом на участке внутренней поверхности трубы, расположенном в непосредственной близости от приемника.

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

$$R_{cp} = R_{внутр} + \frac{d}{2},$$

где $R_{внутр}$ – внутренний радиус трубы, d – толщина стенки.

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

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

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

Длина пути, пройденного сигналом в направлении, противоположном кратчайшему расстоянию между датчиками, рассчитывается по формуле:

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

Зная длину пути, определяем, насколько принятый сигнал отстает от излученного сигнала:

$$t_3 = \frac{L}{c},$$

где L – длина пути, который прошел УЗ сигнал, прежде чем достигнуть приемника, c – скорость распространения изгибной волны.

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

$$s(t) = \sum_{k=0}^{\infty} f\left(t - \frac{L_k^+}{c}\right) + \sum_{k=0}^{\infty} f\left(t - \frac{L_k^-}{c}\right), \quad (1)$$

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, позволит повысить точность результатов моделирования. Поверхность излучателя разбивают на множество равномерно распределенных по площади точечных источников; так же поступают с приемником. Затем для каждой пары точек излучатель – приемник вычисляют принимаемый сигнал по формуле 1. После этого сигналы всех точечных приемников суммируют, получая искомый сигнал.

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 математической модели была снята зависимость времени распространения сигнала от расстояния между датчиками (табл. 1).

Табл. 1. Зависимость времени распространения сигнала от расстояния

Расстояние, см	Время распространения (теоретич.), мкс	Время распространения (эксперим.), мкс	Погрешность, %
21,2	90,67	97	6,99
33,5	131,67	137,8	4,66
45,5	171,67	174	1,36
57,8	212,67	218,8	2,88
70,8	256,00	260,4	1,72
80,5	288,33	295,6	2,52

Расхождение между теоретическими и экспериментальными данными не превышает 7%, следовательно, предположения относительно механизма распространения колебаний верны.

В ходе экспериментальных исследований было установлено, что изгибные волны, распространяющиеся в металлической стенке трубы, быстро затухают и на расстоянии более 1 метра 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 (см. рис. 3).

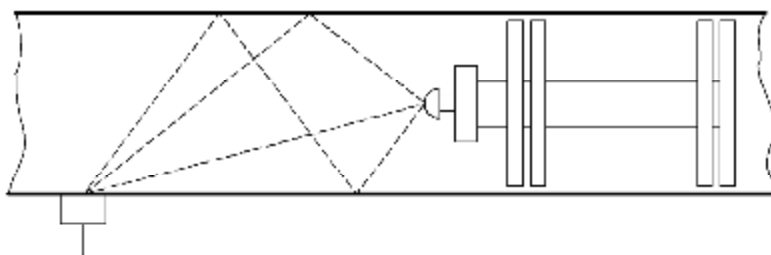


Рис. 3. Пути распространения продольной волны

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

Ниже без вывода приведены основные соотношения, позволяющие вычислить длину пути распространения акустической волны:

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

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.

Как и в случае с изгибными колебаниями для увеличения точности результатов моделирования принимаемого сигнала поверхности излучателя 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, был 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. При этом расхождение реального расстояния до внутритрубного объекта и показаний прибора не превышало 10 см, что подтверждает предположения относительно механизма распространения колебаний.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Определение координат следует производить методом локации с активным откликом, при этом параметры ответного импульса должны отличаться от параметров зондирующего, что позволит выделить сигнал от ВТО на фоне сигналов, отраженных от узлов и неоднородностей нефтепровода.
2. Ввод сигнала снаружи нефтепровода сквозь металлическую стенку трубы позволит избежать врезок в нефтепровод, снизить затраты на установку системы, сократить сроки ввода ее в эксплуатацию, либо использовать ее как мобильный комплекс.
3. Предположения относительно механизма распространения акустических колебаний указанного диапазона частот верны; изгибные волны не пригодны для организации системы сопровождения внутритрубных объектов.

ЛИТЕРАТУРА

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.
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.