

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОЛИЧЕСТВЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ ПРИМЕСЕЙ, ПРИСУТСТВУЮЩИХ В ПОТОКЕ НЕФТИ

К.Л. Куликовский, В.В. Якунина

Самарский государственный технический университет
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Рассматривается принцип действия информационно-измерительной системы количественного содержания примесей, присутствующих в потоке нефти. Анализируются погрешности, обусловленные изменением скорости распространения акустической волны и неравномерным распределением скорости перемещения парциального потока нефти.

Ключевые слова: электроакустический преобразователь, нефтепровод, скорость распространения акустического сигнала, диаграмма направленности, зондирующий сигнал, стробирующий сигнал, датчик температуры.

Погрешность измерения расхода в нефтяной промышленности приводит к тому, что из коммерческого учета выпадает значительная часть валового продукта отрасли [1]. В большинстве случаев учитывается общий расход нефтепродуктов, протекающих через трубопровод, то есть из результата измерения расхода не исключен объем примесей, присутствующих в потоке. Таким образом, наличие различного рода примесей приводит к завышенному результату измерения расхода. Поэтому разработка информационно-измерительной системы (ИИС) количественного содержания примесей в потоке нефти является актуальной.

Для измерения расхода нефтепродуктов наиболее перспективными являются ультразвуковые ИИС, так как они имеют ряд важных преимуществ перед другими системами, основанными на использовании вращающихся турбин и роторов, таких как отсутствие подвижных элементов, надежность, простота обслуживания и длительный межповерочный интервал. Однако ультразвуковые ИИС имеют и ряд недостатков, основными из которых являются:

- зависимость измеряемого параметра от неравномерности скорости перемещения нефти по профилю сечения нефтепровода;
- влияние наличия твердых и газовых включений в нефтепродуктах.

Таким образом, при разработке ИИС количественного определения примесей необходимо учесть вышеописанные недостатки.

Принцип действия предлагаемой двухканальной ИИС рассмотрим на примере схемы, приведенной на рис. 1.

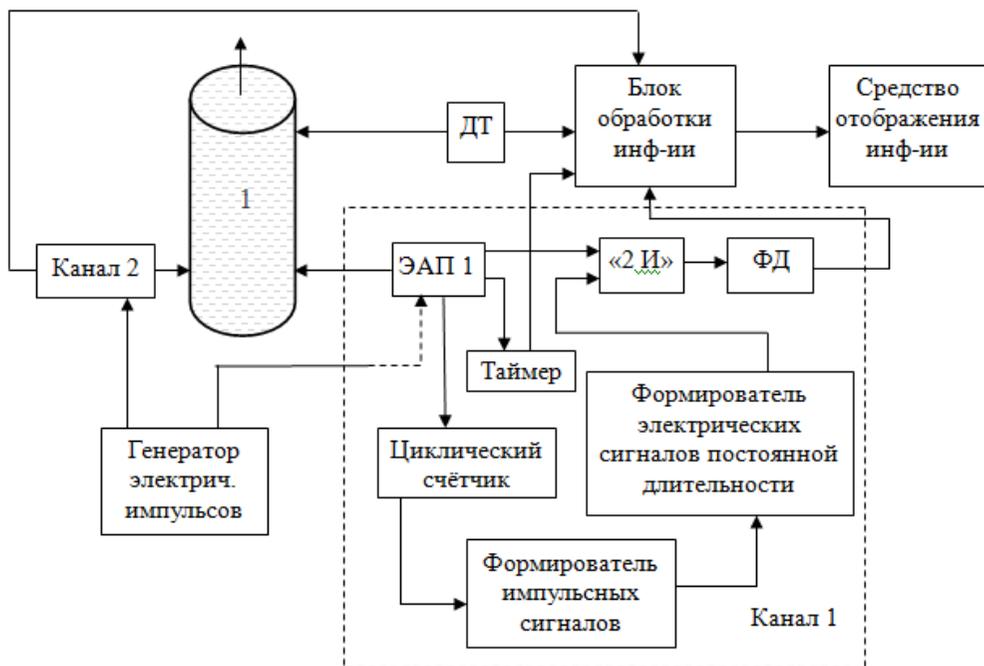
Для преобразования электрических сигналов в ультразвуковые колебания и отраженных ультразвуковых колебаний в электрические сигналы в предлагаемой ИИС используются два измерительных канала: «Канал 1» и «Канал 2». Так как они являются идентичными, на рис. 1 подробно представлен один из каналов: «Канал 1».

В качестве чувствительных элементов в каналах применяются электроакустиче-

Константин Лонгинович Куликовский (д.т.н., проф.), профессор, каф. информационно-измерительной техники.

Виктория Владимировна Якунина, аспирант, каф. информационно-измерительной техники.

ские преобразователи (ЭАП). ЭАП 1, ЭАП 2 и датчик температуры (ДТ) располагаются непосредственно на нефтепроводе 1, причем ЭАП 1 и ЭАП 2 находятся напротив друг друга. Направление потока нефти указано стрелкой.



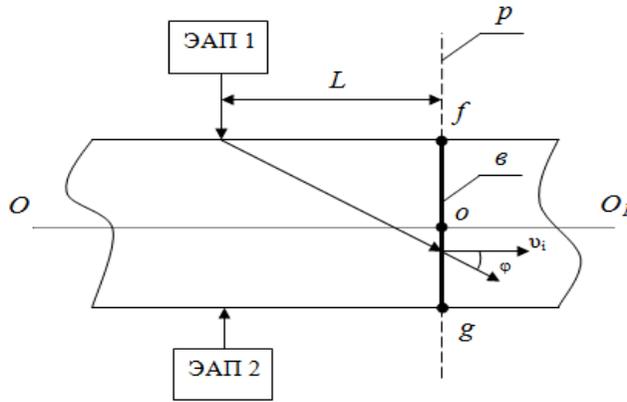
Р и с. 1. Структурная схема ИИС

ЭАП работают попеременно, создавая высокочастотные акустические импульсные колебания в потоке транспортируемой нефти (так называемые зондирующие сигналы ЗС). Сквозность ЗС должна быть достаточной для выявления акустического сигнала, отраженного от частиц примесей, присутствующих в нефти. Средняя длина частиц примесей составляет 3 мм.

На время действия ЗС тракт приема отраженных сигналов выключается. Для определения числа примесей, находящихся в объеме транспортируемой нефти, необходимо учитывать отраженные акустические сигналы от примесей, перемещающихся через выбранное сечение v , которое находится на расстоянии L от места приложения акустического сигнала (рис. 2). Сечение v образовано секущей плоскостью p , расположенной перпендикулярно к нефтепроводу, и представляет собой окружность, диаметр которой совпадает с диаметром D рассматриваемого нефтепровода.

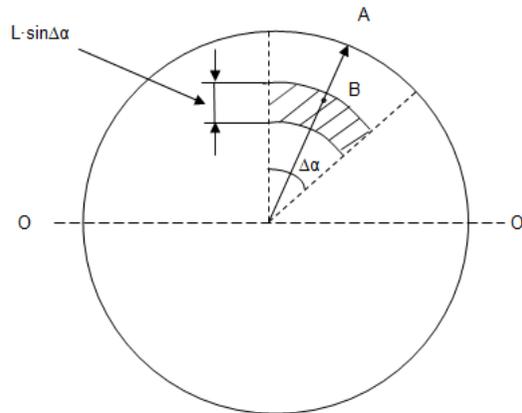
ЭАП 1 обеспечивает зондирование половины сечения v от точки o до точки g ; вторую половину сечения v зондирует ЭАП 2 (от точки o до точки f). ЗС ориентирован под углом φ к вектору скорости v_i перемещения парциального потока нефти, на который в данный момент времени воздействует один из ЭАП.

При сканировании ЗС сечение v разделяется на элементарные площадки, или так называемые «ячейки», не перекрывающиеся и вплотную примыкающие друг к другу. В пределах каждой «ячейки» скорость $v_i = const$, а площадь каждой «ячейки» составляет S_i . Каждому значению φ можно поставить в соответствие значение S_i . Оптимальная длина L (удаление выбранного сечения v от места установки ЭАП) выбирается равной $2D$.



Р и с. 2. Схема расположения ЭАП на нефтепроводе

Для случая, когда реализована радиальная развертка ЗС, определение S_i показано на рис. 3, где А – радиальное направление развертки ЗС, В – текущее (i -тое) положение ЗС, S_i – это заштрихованная область, $\Delta\alpha$ – ширина диаграммы направленности. Значение $\Delta\alpha$ зависит от типа ЭАП.



Р и с. 3. Радиальная развертка ЗС

Площадь S_i в соответствии с рис. 3 определяется по формуле (вывод данной формулы представлен в [2])

$$S_i = \frac{\pi}{NM} \left(i^2 \frac{D^2}{4} - (i-1)^2 \left(\frac{D}{2} - L \cdot \sin \Delta\alpha \right)^2 \right), \quad (1)$$

где $N = \text{Int} \left(\frac{2\pi}{\Delta\alpha} \right)$ – количество площадок S_i , размещаемых в тангенциальном на-

правлении (по окружности); $M = \text{Int} \left(\frac{D}{2L \cdot \sin \Delta\alpha} \right)$ – количество площадок S_i , разме-

щаемых в радиальном направлении; j – номер площадки S , принимает значения $j = 0, 1, \dots, \text{Int}\left(\frac{N \cdot M}{2}\right)$; $N \cdot M$ – общее количество площадок S_i , требующихся для полного зондирования сечения нефтепровода, которое должно быть четным (так как количество сканирований ЭАП 1 и ЭАП 2 должно совпадать). Поэтому при расчетах M и N применяется функция округления Int ; i – номер текущего положения ЗС на радиальном направлении развертки (номер сектора), принимает значения $0 \leq i \leq (j \cdot M)$.

При $j=0, i=0$ сканирования сечения v не происходит, а излучение ЭАП 1 направляется в сторону ЭАП 2 (вдоль диаметра нефтепровода) для определения скорости распространения акустической волны в транспортируемом продукте.

Вычисленные значения S_i по формуле (1) запоминаются.

Под воздействием внешних условий, а также температуры транспортируемой нефти возможно изменение сечения нефтепровода (значения L и D в формуле (1)), что может привести к погрешности при расчете S_i .

С учетом температурной поправки на линейные размеры нефтепровода ежесекундное приращение результата с выхода ИИС количественного содержания примесей в потоке нефти, $\text{м}^3/\text{с}$ (при общем количестве зондирований NM), представим в следующем виде [3]:

$$\Delta Q = N \cdot M \cdot v_i \cdot S_i \cdot (a + b \cdot t)^2, \quad (2)$$

где a, b — константы температурного коэффициента расширения материала;

t – температура транспортируемого продукта с выхода ДТ.

Константы a, b , характерные для исследуемого нефтепровода, постоянны и хранятся в блоке обработки информации до выполнения измерений. Далее константы поступают в блок обработки информации, который осуществляет прием, запись и хранение результатов измерений, обработку данных результатов в соответствии с заданным алгоритмом и вывод значений расхода нефти на средство отображения информации.

Следует отметить, что при расчетах сигналы, отраженные от стенок трубопровода, не учитываются.

Погрешность измерения ИИС в основном определяется дополнительными погрешностями. Рассмотрим дополнительные погрешности ИИС, оказывающие наибольшее влияние на точность измерения расхода.

Одним из источников погрешности является вариация скорости распространения акустической волны v_a из-за изменения температуры или состава транспортируемой нефти. v_a определяется по результату измерения времени τ_a прохождения акустической волны на расстоянии D (вдоль диаметра) от одного ЭАП к другому. Время τ_a начинает отсчитывать таймер в момент времени t , когда от ЭАП 1 излучается акустический сигнал в сторону ЭАП 2, при $j=0$ и $i=0$. Таймер останавливает отсчет данного времени, когда акустический сигнал достигнет приемника ЭАП 2. Таким образом, выражение для v_a с учетом температурной поправки имеет вид

$$v_a = \frac{D_0(a + b \cdot t)}{\tau_a} t, \quad (3)$$

где D_0 – номинальное значение внутреннего диаметра нефтепровода при температуре 20°C .

Для расчета погрешности определения скорости v_a необходимо знать погрешно-

сти таймера δ_τ и датчика температуры δ_t . Для предлагаемой ИИС Δ_τ составляет не более $5 \cdot 10^{-8}$ с, Δ_t – не более $0,1$ °C.

Так как τ_a и t являются независимыми измеряемыми величинами, то в соответствии с законом сложения независимых случайных погрешностей [4] получим:

$$\Delta_{v_a} = v_a \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta_\tau}{\tau_a}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_t}{t}\right)^2}. \quad (4)$$

Таким образом, при известных значениях, полученных экспериментально при произвольно выбранной температуре, представленных в [2] для $D_0 = 1,5$ м, $a = 10,635 \cdot 10^{-6}$ (°C)⁻¹, $b = 5 \cdot 10^{-9}$ (°C)⁻² и $\tau_a = 1,2 \cdot 10^{-4}$ с, $t = 5$ °C, получим значения скорости распространения ЗС и погрешности определения скорости:

$$v_a = 0,13 \text{ м/с}; \quad \Delta_{v_a} = 0,01 \text{ м/с}.$$

Из вышесказанного следует, что основными источниками погрешности рассмотренной ИИС являются дополнительные погрешности. Влияющие параметры (v_i, v_a) зависят от качества транспортируемой нефти (плотности, вязкости, наличия примесей, пузырьков воздуха).

В результате применения предлагаемой ИИС становится возможным исключение массы примесей, присутствующих в потоке, из общего результата измерения расхода с помощью расходомера.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Метрологическое обеспечение учета продуктов в НГК / Д. Базыкин [и др.] // Специальный журнал о контрольно-измерительном оборудовании «КИП инфо». – 2009. – № 5 (1). – С. 6-7.
2. Еремин И.Ю. Повышение точности и метрологической надежности информационно-измерительных систем количества нефти в магистральных нефтепроводах: Дис. ... канд. техн. наук: 05.11.16 / Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2007. – 170 с.
3. Патент № 2319933 России. Измеритель объема жидкости, транспортируемой по нефтепроводу / К.Л. Куликовский, И.Ю. Еремин. – № 2006110181; заявл. 20.03.2008.
4. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1989. – 701 с.

Статья поступила в редакцию 24 апреля 2011 г.

INFORMATION-MEASURING SYSTEM OF QUANTITATIVE CONTENT OF IMPURITIES PRESENT IN THE FLOW OF OIL

K.L. Kulikovskiy, V.V. Yakunina

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

It is considered the principle of action of the information-measuring system of the quantitative content of the impurities present in the flow of oil. The errors caused by the change of the velocity of propagation of acoustic waves and the uneven distribution of the speed of movement of the partial flow of oil.

Keywords: *transducer, oil pipeline, speed of propagation of an acoustic signal, directivity diagram, probing signal, strobe signal, sensor temperature.*

*Konstantin L. Kulikovskiy (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Viktoria V. Yakunina, Postgraduate student.*