

УДК 621.317

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И РАЗМЕРОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ  
В ПОТОКЕ НЕФТИ НА БАЗЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА\*****П.К. Ланге, А.С. Паутова**Самарский государственный технический университет  
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

**Аннотация.** Рассматривается ультразвуковая система, регистрирующая в нефтяном потоке наличие частиц примесей, а также оценивающая их размеры. Описана структура измерительной системы, содержащей матрицу излучающих и приемных пьезоэлементов, которые формируют набор ультразвуковых лучей, сканирующих все сечение нефтепровода. Приведены экспериментальные данные о параметрах твердых частиц в потоке нефти, предложен ультразвуковой метод определения этих параметров. Оценены параметры частиц в потоке нефти, регистрируемых описываемой системой. Определена модель ультразвукового сигнала в рассматриваемой системе, показана возможность определения размеров и количества твердых частиц минералов, а также парафинов в потоке нефти в нефтепроводе. Предложена аппроксимационная модель ультразвукового сигнала в измерительной системе, определена возможность использования такой системы в нефтяной индустрии.

**Ключевые слова:** модель сигнала, ультразвуковой метод, электроакустические преобразователи, матрица пьезоэлементов, сканирование сечения, твердые частицы.

В настоящее время актуальной является задача определения наличия твердых частиц в нефтяном трубопроводе диаметром до 1000 мм [1]. В нефтяном потоке могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина). Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) нефти.

В настоящей статье рассматривается измерительная система, оценивающая количество твердых частиц в ее потоке.

В составе транспортируемой нефти присутствуют различные компоненты примесей (глина, парафин, песок). Согласно данным лабораторных исследований [6] присутствующие компоненты в составе нефти разделяются по размеру от 2 до 20 мм (табл. 1.)

Согласно лабораторным исследованиям, на Ван-Еганском месторождении в составе нефти высока концентрация механических частиц. На абразивные свойства механических примесей влияют гранулометрический состав, в который входит распределение частиц по размеру, твердость, характеристика абразивных свойств частиц, а также их минеральный состав: содержание различных обломков горных пород (кварца, графита, песка), твердость, плотность и размер частиц, их сферичность, острота граней. За рубежом в качестве абразивной харак-

---

\*Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ № 16-08-00252А, 18-08-00253А.

Петр Константинович Ланге (д.т.н., проф.), профессор кафедры «Информационно-измерительная техника».

Анна Сергеевна Паутова, инженер института заочного образования СамГТУ.

теристики частиц используется так называемый коэффициент абразивности (рис. 1, рис. 2) [7].

Таблица 1

**Лабораторные данные о твердых примесях**

Количество твердых частиц	Диаметр частиц, мм	Объем частиц, мм <sup>3</sup>
70	2	4,19
65	3	14,13
60	4	33,49
55	5	65,42
50	6	113,04
45	7	179,50
40	8	267,95
35	9	381,51
30	10	523,33
25	12	904,32
20	14	1436,02
15	16	2143,57
10	18	3052,08
5	20	4186,66



Рис. 1. Диаграмма для визуального определения округлости частиц

Рассмотрим информационно-измерительную систему, которая позволяет зафиксировать присутствие в составе нефти твердых примесей и оценить их геометрические параметры.

Структурная схема системы (рис. 3) состоит из матрицы, содержащей электроакустические преобразователи (например, в количестве 26) [3], контроллера КНТ (содержащего ряд вспомогательных элементов – таймер, пороговые элементы, ключи, блок обработки информации [2]), коммутатора К, генератора импульсов ГИ, средства отображения информации СОИ.

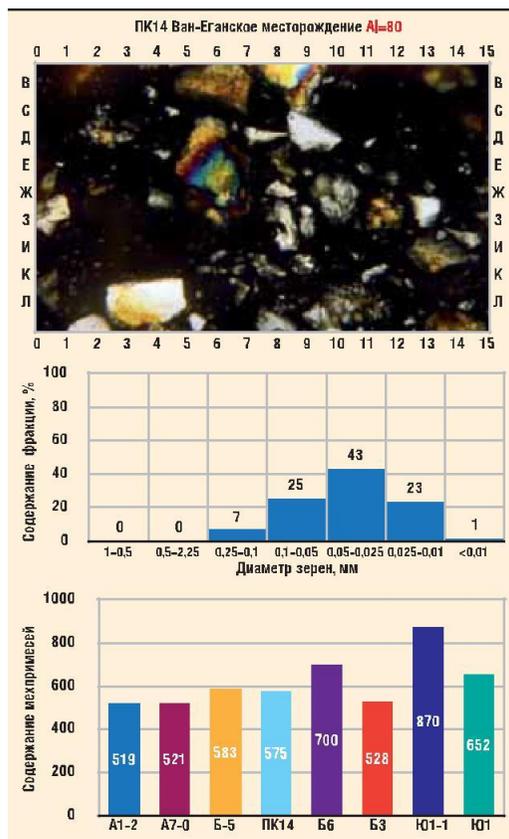


Рис. 2. Диаграмма распределения сферических механических примесей

Принцип действия системы заключается в следующем. Контроллер КНТ подключает генератор импульсов ГИ через коммутатор к 1 элементу матрицы, переводя его в режим передачи акустического сигнала (АС) перпендикулярно оси трубы.

Время прохождения АС фиксируется контроллером. На приемной стороне сигнал фиксируется пьезоэлементом 1', далее сигнал поступает в контроллер. В контроллере происходит сравнение мощностей излучаемого и принимаемого сигнала. Уменьшенная мощность принятого сигнала будет свидетельствовать о нахождении в контролируемом объеме твердых включений.

Далее с помощью коммутатора происходит переключение следующей пары пьезоэлементов в режим передачи и приема АС. Определение количества твердых частиц осуществляется при переключении матрицы пьезоэлементов 1-1', 2-2', ..., 13-13'. Сечение жидкости, охватываемое ультразвуковыми лучами, –

дискретное, и за время переключения элементов с 1–1' на 2–2" (рис. 4) жидкость сместится на незначительное расстояние (примерно на 0,15 мм).

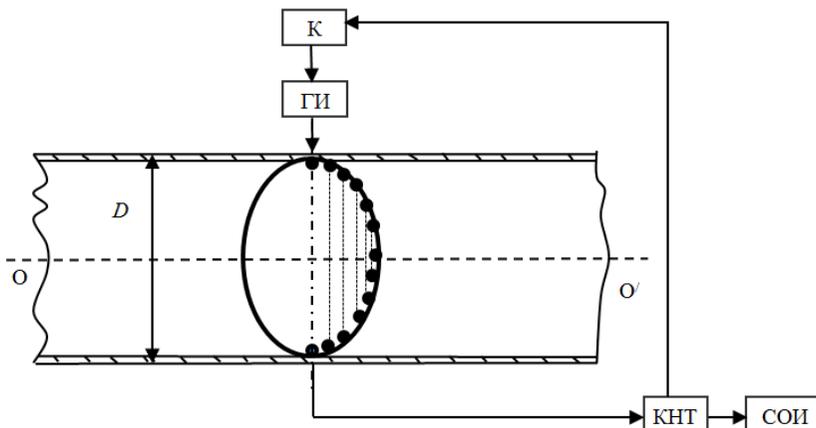


Рис. 3. Структурная схема информационно-измерительной системы с матрицей пьезоэлементов

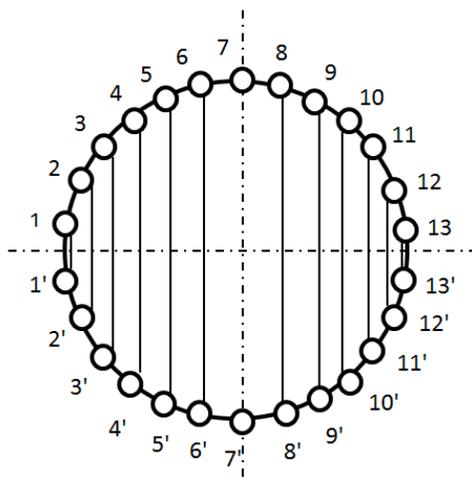


Рис. 4. Схема расположения пьезоэлементов в сечении трубопровода

Поскольку в составе нефти содержатся твердые частицы, то при их пересечении ультразвуковым лучом мощность акустического сигнала на приемном элементе уменьшается.

Суммарное значение объема  $N$  твердых сферических частиц диаметром  $d_i$  в потоке нефти определяется выражением

$$V_{mv.ч} = \frac{\pi}{6} \sum_{i=0}^N d^3 = \frac{\pi \cdot (d_1^3 + d_2^3 + \dots + d_n^3)}{6}. \quad (1)$$

Ультразвуковые колебания поступают на пьезоэлектрические преобразователи, располагаемые на участке трубопровода, в котором производится измерение твердых включений в нефти. Пьезоэлектрические преобразователи в паре рабо-

тают последовательно от 1-го до 13-го пьезоэлемента в режиме приемник/излучатель и обеспечивают излучение и прием ультразвуковых импульсов (от 1'-го до 13'-го пьезоэлемента) в нефти.

Объем чистой нефти, прошедшей за время  $t$  через сечение трубопровода, определяется выражением

$$V_{\text{чист.нефти}} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \nu t - \frac{\pi}{6} \sum_{i=0}^N d_i^3 = \frac{\pi D^2 l}{4} - \frac{\pi}{6} \sum_{i=0}^N d_i^3, \quad (2)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода;

$\frac{\pi}{6} \sum_{i=0}^N d_i^3$  – суммарный объем сферических частиц;

$t$  – время, за которое определяется прошедший объем;

$\nu$  – скорость нефти;

$l$  – длина участка трубопровода.

Амплитуда приемного акустического сигнала зависит от размера твердой частицы. Затухание сигнала будет иметь место в том случае, если диаметр частицы соизмерим с длиной волны акустического сигнала или превышает ее.

Амплитуда принятого сигнала при встрече с частицей определяется выражением [4]

$$P' = \frac{P_0}{S_a} \int_{S_b} \kappa I^2 dS_b, \quad (3)$$

где  $P_0$  – амплитуда сигнала, излучаемого преобразователем;

$S_a$  – площадь элемента матрицы;

$S_b$  – площадь частицы;

$\kappa$  – коэффициент отражения сигнала;

$I$  – интенсивность сигнала.

Диаграмма отношения сигналов приемного и передающего тракта  $I = \frac{U_x}{U_{\text{max}}}$ , полученная при моделировании рабочего процесса, представлена на рис. 5.

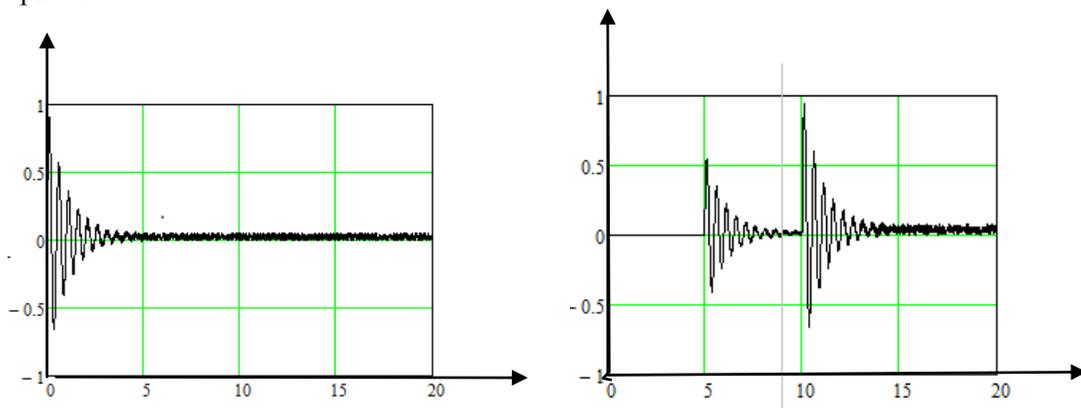


Рис. 5. Осциллограмма акустического сигнала при встрече с одной (а) и несколькими (б) частицами

Осциллограммы акустического сигнала в нефтяном потоке при его встрече с одной или несколькими частицами представлены в [8].

Интенсивность акустического сигнала при встрече ультразвукового луча с частицей в потоке нефти находится из выражения [4]

$$\left| \frac{P'}{P_0} \right| = \frac{\lambda^2}{S_a} |I^2| A_c, \quad (4)$$

где  $\lambda$  – длина волны;

$A_c = \frac{S_b}{\lambda^2}$  – коэффициент, характеризующий отражение сигнала от сферических частиц;

$I = \frac{S_a}{\lambda x}$  – коэффициент, характеризующий задержку принимаемого сигнала;

$x$  – расстояние от акустического элемента матрицы до частицы;

$S_b = \frac{\pi d^2}{4}$  – площадь частицы;

$d$  – диаметр твердых частиц.

Таким образом, зависимость изменения амплитуды акустического сигнала от длины волны и от размера сферической частицы выражается формулой

$$\left| \frac{P'}{P_0} \right| = \frac{S_a \pi d^2}{4 \lambda^2 x^2}. \quad (5)$$

Длина волны определяется выражением

$$\lambda = \frac{c}{f}, \quad (6)$$

где  $c$  – скорость ультразвука в жидкости, равная 1500 м/с;  $f$  – частота колебаний, например равная  $7,5 \cdot 10^4$  Гц.

При диаметре излучателя 7 мм его площадь  $S_a \sim 40 \text{ мм}^2$ ,  $\lambda = 2 \text{ мм}$ ,  $x = 200 \text{ мм}$ ,  $d = 2 \text{ мм}$ ; имеем

$$\left| \frac{P'}{P_0} \right| = \frac{S_a \pi d^2}{4 \lambda^2 x^2} \approx 0,00078.$$

Зависимость изменения затухания АС от диаметра частицы представлена в выражении (5). Ряд численных значений этого параметра для диаметров частиц в пределах 2...20 мм и отдаленности частиц от излучателя 200...500 мм представлен в табл. 2.

С использованием полученных значений можно построить графики (рис. 6, рис. 7), из которых видно, что чем крупнее частица и чем дальше она находится от излучателя, тем в большей степени происходит затухание сигнала.

В составе транспортируемой нефти присутствуют различные компоненты примесей (глина, парафин, песок) [6]. Согласно данным лабораторных исследований [7], присутствующие компоненты в составе нефти находятся в разных соотношениях (табл. 2).

## Значения затухания сигналов

Затухание сигнала при расстоянии 500 мм от излучателя до частицы	Затухание сигнала при расстоянии 400 мм от излучателя до частицы	Затухание сигнала при расстоянии 300 мм от излучателя до частицы	Затухание сигнала при расстоянии 200 мм от излучателя до частицы	Диаметр частиц, мм
0,00012	0,00196	0,00034	0,00078	2
0,00028	0,00044	0,00078	0,00176	3
0,00050	0,00078	0,00139	0,00314	4
0,00078	0,00122	0,00128	0,00490	5
0,00113	0,00176	0,00314	0,00706	6
0,00153	0,00240	0,00427	0,00961	7
0,00200	0,00314	0,00558	0,01256	8
0,00254	0,00397	0,00706	0,01589	9
0,00318	0,00497	0,00884	0,00199	10
0,00452	0,00706	0,01256	0,02826	12
0,00615	0,00961	0,01709	0,03846	14
0,00803	0,01256	0,02232	0,05024	16
0,01017	0,01589	0,02826	0,06358	18
0,01256	0,01962	0,03488	0,07858	20

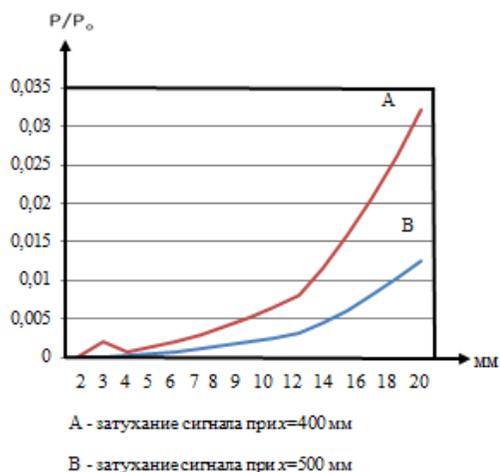


Рис. 6. Зависимость изменения (затухания) сигнала при расстоянии до частиц 400 и 500 мм

При обработке данных, представленных в табл. 1, можно сделать вывод, что размер частиц в реальном нефтяном потоке лежит в пределах 2...20 мм. Таким образом, акустический сигнал при пересечении частицы в нефтяном потоке будет изменяться в диапазоне порядка 0...100 % от его максимального значения,

что и определяет динамический диапазон сигнала при его последующей обработке.

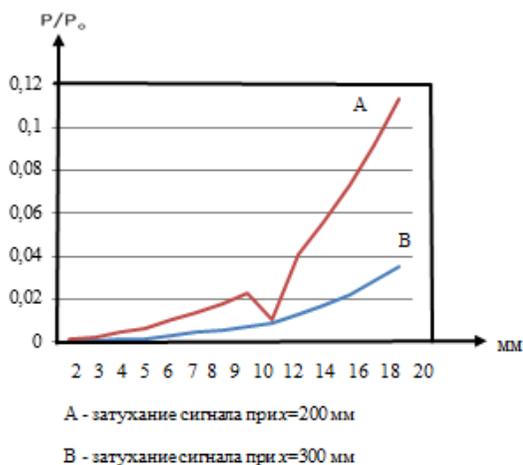


Рис. 7. Зависимость изменения (затухания) сигнала при расстоянии до частиц 200 и 300 мм

Следовательно, с помощью описанной системы можно зафиксировать твердые примеси, присутствующие в потоке нефти, транспортируемой по магистральным трубопроводам. Их размеры лежат в пределах 2...20 мм.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кремлевский П.П.* Расходомеры и счетчики количества вещества: Справочник № 2. – 5-е изд., перераб. и доп. – Спб.: Политехника, 2004. – 412 с.
2. *Шатхутдинов А.Ш. и др.* Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке. – М.: Недра, 2002. – 417 с.
3. *Паутова А.С.* Информационно-измерительная система объемного расхода нефти с учетом содержания твердых примесей // Интернет-журнал «Науковедение». – 2013. – № 4 (17). – С. 1–5. Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/52tvn413.pdf>.
4. *Голямина И.П.* Ультразвук. Маленькая энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1979. – 400 с.
5. *Хаисуваров К.И.* Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара: Учеб. пособие. – М: Изд-во стандартов, 1990. – 287 с.
6. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартиформ, 2007. – 7 с.
7. *Лаврентьев А.В., Афанасьев А.В.* Анализ причин и последствий пескопроявлений на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений // Научно-технический журнал № 4. – М.: Горная книга, 2015. – 32 с.
8. *Саиткулов Н.О.* Ультразвуковой способ измерения содержания нефти и твердых взвешенных частиц в сточной воде // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. – 2010. – № 4. – С. 78–81.

Статья поступила в редакцию 16 января 2018 г.

## DETERMINATION OF QUANTITIES AND SIZES OF SOLID PARTICLES IN THE OIL FLOW ON THE BASIS OF ULTRASOUND METHOD

*P.K. Lange, A.S. Pautova*

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

**Abstract.** *We consider an ultrasonic system that records the presence of impurity particles in an oil flow and estimates their dimensions. The structure of a measuring system containing a matrix of emitting and receiving piezo elements forming a set of ultrasonic beams scanning the entire cross section of an oil pipeline is described. Experimental data on the parameters of solid particles in the oil flow are presented, an ultrasonic method for determining these parameters is proposed. Parameters of particles in the oil flow recorded by the described system are estimated. The ultrasonic signal model in the system under consideration is determined, the possibility of determining the size and amount of solid particles of minerals, as well as paraffins in the oil flow in the oil pipeline, is shown. An approximation model of the ultrasonic signal in the measuring system is proposed, the possibility of using such a system in the oil industry is determined.*

**Keywords:** *model of signal, ultrasonic method, electroacoustic transducers, matrix of piezoelements, section scanning, solid particles.*

---

*Petr K. Lange (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.  
Anna S. Pautova, Postgraduate Student.*