

В. Х. Ясовеев, А. Е. Уразаев

## МЕТОД И ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДА, ФАЗОВОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОЙ СМЕСИ

В статье предложен метод определения покомпонентного расхода многофазной смеси, основанный на акустических принципах измерения концентрации и скорости течения потока. Дается описание метода, обоснование выбора средств и алгоритмов определения измеряемых величин, представлены варианты установки датчиков в измерительных каналах трубопровода. *Нефтеводогазовая смесь; относительная объемная концентрация; доплеровское смещение частоты; режим течения*

### ВВЕДЕНИЕ

Расходомерия многофазных потоков является областью, не позволяющей применять единые универсальные методы и средства их реализации по отношению к определению покомпонентного расхода в силу существенных различий особенностей измерительного процесса в каждом конкретном случае. Так, например, при исследовании горизонтальных и вертикальных потоков мы имеем дело с различными структурами течения и физическими условиями их проявления, что, в частности, связано с различными конфигурациями сочетаний сил, действующих на поток. Также различия проявляются из-за неодинакового фазового состава измеряемых сред и прочих варьирующихся условий, в которых осуществляются измерения.

Не исключением являются прикладные задачи измерения покомпонентного расхода нефтеводогазовой смеси (НВГС). Так, если говорить о модели восходящего потока, которую необходимо принимать во внимание при разработке соответствующих методов измерения, то здесь следует учитывать высокую динамику изменения режимов течения, анизотропию радиального и продольного изменения структуры течения, высокую изменчивость относительной концентрации жидкой и газовой фаз, подчиняющуюся в большей степени стохастическим законам. Модель горизонтального течения в большинстве технологических режимов обладает относительным постоянством измеряемых величин во времени, большей ламинарностью и меньшей активностью протекания таких специфических процессов, как вспенивание, коалесценция и т. д.

К негативным факторам, характеризующим процесс измерения расхода многофазных сред, можно отнести тот факт, что вследствие применения специализированного технологического оборудования и условий эксплуатационных режимов, использование многофазных расходомеров зачастую ограничено и требует индивидуально разработанных средств монтажа датчиков.

В настоящее время существует широкое множество методов и приборов, осуществляющих измерение пофазового расхода, основанных как на сепарировании НВГС, так и определяющих параметры компонентов потока без их разделения. К числу таких методов можно отнести электроакустический, акустиковолновой, радиографический, тепловой, флуктуационный и т. д. Однако, не смотря на данное разнообразие методов, помимо проблемы неприемлемости их повсеместного применения, существуют и другие недостатки метрологического характера каждого из них. Во-первых, большинство существующих методов по точности измерения жидкой фазы эмульсии не превосходят 2 %, газовой – 5%. С учетом разделения жидкой составляющей на воду и нефть, точностные показатели измерения расхода каждой из данных фаз ухудшаются до приведенной погрешности порядка 5–10 %. Во-вторых, когда цели измерения расхода связаны не только с балансным учетом, но и контролем технологических параметров добычи, переработки и транспорта нефти, возникает необходимость идентификации режима течения среды. На данный момент средств, позволяющих распознавать режим течения и сканировать структуру профиля потока, не существует.

В данной статье рассмотрен разработанный метод и варианты реализации датчика входящего в состав информационно-измерительной системы определения покомпонентного расхода трехфазных сред применительно к горизонтальным и восходящим потокам НВГС. Также приведена модель и описание алгоритма восстановления режима течения на основе сопоставления массивов получаемой приведенной скорости фазового дрейфа с матрицами структур профиля потока.

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для обеспечения возможности измерения расхода НВГС акустическим методом должны быть предусмотрены способы определения параметров потока, применяемых при вычислении искомой величины. К числу данных параметров относят относительное объемное газосодержание ( $\gamma$ ), обводненность ( $W$ ) среды, а также скорость течения дисперсных включений потока ( $v$ ). Таким образом, в разрабатываемой системе измерение производится косвенным методом.

Предлагаемый метод определения расхода использует в своем составе композицию методов акустического зондирования и регистрации скорости течения неоднородностей на основании данных доплеровского смещения частоты (ДСЧ). Данный метод является наиболее доступным и практически подтвержденным. Особенности датчика-аналога, использующего в основе своей работы некоторые принципы данного метода приведены в [1].

Однако, несмотря на подтвержденность эффективности данного метода в условиях исследования течения с детерминированной структурой, в случае стохастического распределения компонентов в профиле потока существующие алгоритмы обработки сигнала приемников измерительного сигнала не позволяют определять расход каждой фазы многофазного потока в отдельности с высокой точностью. В особенности это проявляется в случае решения прикладных задач исследования восходящих потоков НВГС.

Обозначим основные задачи, решение которых необходимо для обеспечения инвариантности метрологических характеристик приборов, использующих предложенный акустический метод измерения:

- Учет анизотропии распределения фазовых включений в профиле потока;
- Детектирование структуры течения и сканирование профиля скорости течения среды;

- Минимизация затухания информационной составляющей диаграммы направленности (ДН) измерительного акустического сигнала, в том числе синтез оптимальной структуры АР, снижение уровня переотражения акустических колебаний, исключение явления резонанса при реакции измерительного сигнала с мелкодисперсными включениями в режиме пузырькового течения жидкости;

- Обеспечение возможности применения разрабатываемой математической модели системы и ее алгоритмов в режиме зондирования как вертикального, так и горизонтального потока;

- Обеспечение требуемой чувствительности ( $S_{\min}$ ) блока первичного преобразования на всей толще озвучивания, вплоть до границы со стенками трубопровода.

Решение поставленных задач применительно к акустическим методам измерения покомпонентного расхода позволит минимизировать количество применяемых преобразователей в составе соответствующих измерительных систем, уменьшить их методическую погрешность, оптимизировать вычислительные ресурсы микропроцессорного блока, а также обеспечить формирование картины потока и, как следствие, открыть дополнительные возможности технического контроля процессов добычи, переработки и транспорта нефти и нефтепродуктов.

### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕТОДА

#### Канал измерения относительной объемной концентрации компонентов среды

В качестве основного метода определения объемной концентрации фаз в составе нефтегазовой эмульсии в разрабатываемой системе используется консервативный метод измерения, основанный на анализе затухания интенсивности колебаний ультразвукового диапазона частот в объеме, ограниченном мерным отрезком трубопровода. Основным выражением, применяемым для определения отношения интенсивности колебаний, принимаемых в точке, удаленной на расстояние  $r$  относительно источника излучения ( $I$ ) к аналогичной величине в отсутствии газовой составляющей ( $I_0$ ) имеет вид [2]:

$$\frac{I}{I_0} = \left( \frac{A}{A_0} \right)^2 = \exp(-ar), \quad (1)$$

где  $A$  и  $A_0$  – соответствующие значения амплитуды акустических колебаний,  $\alpha$  – коэффициент затухания, определяемый физико-химическими параметрами смеси.

Однако по отношению к математической модели измерения как газовой, так и жидкостной составляющих, вводится ряд поправок, которые будут описаны ниже. В частности, целью введения данных поправок является обеспечение возможности определения обводненности эмульсии, что недостижимо посредством консервативного метода одновременно с определением газосодержания. В качестве основного применяемого к методу дополнения, выделяется возможность избирательного применения алгоритма обработки сигнала по отношению к различным видам потока. Здесь под условно классифицируемыми с точки зрения применения того или иного алгоритма видами потока будем принимать следующие:

1. Ламинарное и турбулентное однофазное течение, характеризующееся содержанием в своем составе одного или нескольких компонентов (нефть и вода) с заданной плотностью ( $\rho$ ) и удельным акустическим сопротивлением ( $Z_p$ );

2. Однофазный поток газа, в качестве которого в целях унификации передаточной функции первичного преобразователя рассматривается метан;

3. Пузырьковое гомогенизированное течение, при котором газовая фаза присутствует в виде пузырьков различного радиуса ( $a$ ), но с одинаковой численной плотностью ( $\eta$ );

4. Дисперсное течение, в котором в потоке газа наблюдается сонаправленное с ним движение частиц жидкости. Закон распределения параметров частиц жидкости условно принимается по аналогии с пузырьковым течением.

Второй особенностью реализации математической модели метода является порядок стробирования получаемого измерительного сигнала. Анализ колебаний, поступаемых на каждый из двух пьезоэлектрических приемников производится с временной задержкой  $\tau$ , соответствующей глубине проникновения ультразвука на расстояние  $r_i$  в направлении, радиальном по отношению к профилю потока.

Поток многофазной смеси в пределах расстояния  $r_i$  условно принимается соответствующим одному из видов, согласно классификации приведенной выше. Подобное многослойное представление профиля потока позволяет определять величину затухания и, как следствие, фазовую концентрацию с большей точностью

в силу применения различных математических выражений к каждому из слоев.

Подробнее остановимся на математической модели отдельных видов течения.

В случае прохождения ультразвуковой волны в среде потока со структурой первого вида, представляющей из себя двухкомпонентную жидкость (нефть, вода), коэффициент затухания на глубине  $r_i$  может быть описан выражением [3]:

$$\alpha_i = \frac{2\pi^2 f \eta}{\rho_i c_i^3}, \quad (2)$$

где  $f$  – частота излучаемого акустического сигнала,  $\eta_i$  – динамическая вязкость,  $\rho_i$  – плотность нефтеводяной смеси,  $c_i$  – скорость звука в среде.

Очевидно, что коэффициент затухания акустических колебаний зависит от концентрации воды и нефти в смеси, так как от данных показателей напрямую зависят параметры  $\eta_i = \eta_i(W)$ ,  $\rho_i = \rho_i(W)$  и  $c_i = c_i(W)$ , входящие в состав выражения 2 в качестве его аргументов.

В частности, скорость звука в среде аппроксимировано может быть рассчитана согласно выражению [3]:

$$c_i = \frac{\sum_{j=1}^n c_j m_j}{\sum_{j=1}^n m_j}, \quad (3)$$

здесь величина  $c_j$  выражает скорость звука в  $j$ -м компоненте среды,  $m_j$  – молярную массу данного компонента,  $n$  – число компонентов, в рамках рассматриваемых исследований принимаемое  $n = 2$ .

Плотность и динамическая вязкость среды могут быть вычислены в пропорции от относительной концентрации двух фаз с вязкостью  $\eta_j$ .

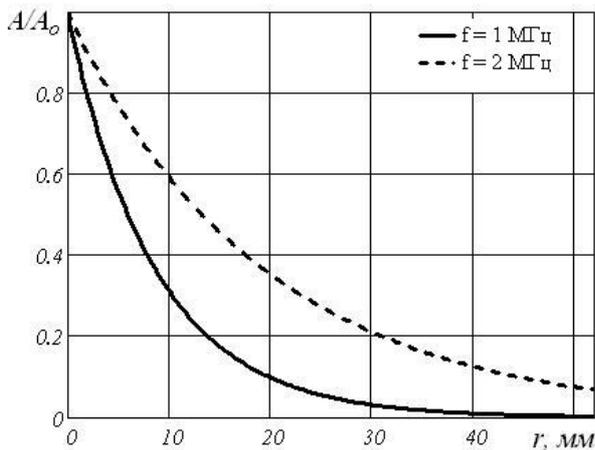
Согласно принципу действия первичного преобразователя в составе датчика, в качестве измерительного сигнала принимаются акустические колебания, прошедшие расстояние  $r_i$  в глубину профиля потока и отраженные от раздела фаз. Следовательно, при расчете затухания амплитуды колебаний за расстояние тракта ультразвуковой волны следует принять удвоенное расстояние до зоны дальности ее проникновения. С учетом вышеприведенных условий и зависимостей выражение, описывающее отношение амплитуды принятого и излученного сигнала примет вид:

$$\frac{A}{A_0} = k \cdot e^{-2\alpha(W_0)r}, \quad (4)$$

где  $k$  – линейный корректирующий коэффициент, устанавливаемый при калибровке датчика.

Моделирование канала измерения относительной объемной концентрации воды и нефти в составе смеси со значением динамической вязкости воды равным  $1,01 \cdot 10^3$  кг/м<sup>2</sup>с, нефти –  $1,683 \cdot 10^3$  кг/м<sup>2</sup>с и плотностью данных составляющих, равной 1000 кг/м<sup>3</sup> и 850 кг/м<sup>3</sup> соответственно, показало, что для обеспечения эффективного зондирования с заданным предельным уровнем чувствительности потока необходимо применять сигнал с частотой не ниже 500 кГц. С учетом возможной турбулентности течения минимальная рабочая частота сигнала должна составлять значения порядка 800 кГц.

Так, для значений частоты излучаемого акустического сигнала  $f_1 = 1$  МГц и  $f_2 = 2$  МГц в условиях обводненности  $W = 0,5$ , зависимость отношения  $A / A_0$  от глубины проникновения сигнала ( $r$ ) имеет вид, представленный на рис. 1.



**Рис. 1.** Зависимость затухания акустического сигнала от глубины распространения

Данная зависимость показывает, что в задачах определения объемной концентрации воды в составе нефтеводяной смеси задача компенсации низкой чувствительности к принимаемому сигналу с ростом глубины его проникновения успешно решается посредством увеличения рабочей частоты. В случаях сильного затухания, препятствующего определению обводненности на всей глубине канала, частоту следует уменьшать.

В случае высокой динамической вязкости нефти (или аналогичного компонента смеси, вязкость которого превышает вязкость воды) картина затухания существенно изменяется.

При моделировании влияния вязкости на общую характеристику затухания, совокупная

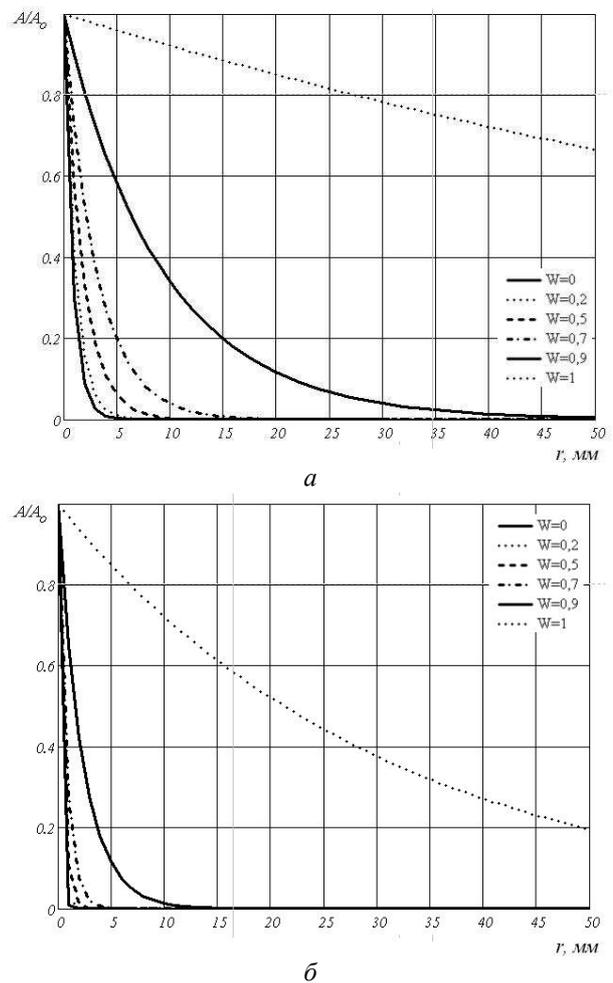
динамическая вязкость была определена в соответствии со следующим выражением:

$$\eta = W\eta_w + (1 - W)\eta_n, \quad (5)$$

здесь  $\eta_w$  – динамическая вязкость воды,  $\eta_n$  – динамическая вязкость нефти.

Данное выражение правомерно в условиях состояния потока двухфазной смеси, близкого к гомогенному.

Зависимость затухания измерительного сигнала в исследуемом канале со значением  $\eta_n = 0,114$  кг/м<sup>2</sup>с от ширины участка проникновения ультразвука для различных значений обводненности представлена на рис. 2, а – для частоты  $f_1 = 1$  МГц, б – 2 МГц.



**Рис. 2.** Зависимость затухания акустического сигнала на различных уровнях обводненности: а – на частоте  $f_1 = 1$  МГц; б – на частоте  $f_2 = 2$  МГц

Представленные графики показывают, что с ростом значения вязкости нефти в целях оптимизации чувствительности акустического первичного преобразователя требуется помимо вариации частоты излучаемого акустического

сигнала производить настройку характеристик ДН излучателя, в частности, угла развертки ( $\theta$ ), уровня боковых лепестков (УБЛ), коэффициента направленного действия (КНД). Помимо этого, с ростом вязкости смеси возрастают требования к уровню фильтрации измерительного сигнала.

Так, если в случае, проиллюстрированном на рис. 1 информационная составляющая сигнала может быть успешно восстановлена в диапазоне частот  $f \in [0,7; 2,2]$  МГц практически на всей глубине проникновения ультразвуковой волны, то в случае повышенной вязкости полоса пропускания фильтра расширяется. Это обусловлено усилением затухания и засорением спектра принимаемого сигнала гармоническими составляющими, по амплитуде сравнимыми с информационными, а также необходимостью применения пониженной частоты излучения.

Математическая модель, применяемая для определения газосодержания в составе однородного потока газа аналогична. По причине отсутствия существенного затухания акустического сигнала, проходящего через объем газа, для измерения его концентрации производится регистрация времени  $t_i$  прохождения измерительным сигналом участка профиля потока до переотражения от ближайшего раздела фаз.

Наибольшую сложность вызывает измерение концентрации трехфазного потока. В данном случае алгоритм определения затухания дополняется механизмом анализа сигнала, полученного в результате излучения в среду колебаний двух различных частот с временной задержкой  $\tau_0 + \tau_1$  друг относительно друга.

Отношение амплитуды принимаемых акустических волн к амплитуде излучаемых на каждой частоте при прохождении через НВГС зависит как от обводненности, так и от газосодержания. Составляющая коэффициента затухания, определяемая наличием в среде газовых включений дисперсного характера (пузырьков) с относительной концентрацией  $\gamma$  имеет вид [2]:

$$\alpha = l \int_0^{\infty} S \vartheta a^2 f(a) da, \quad (6)$$

где  $l$  – поперечный коэффициент,  $S$  – поперечное сечение экстинкции,  $\vartheta$  – численная плотность включений,  $a$  – радиус включений,  $f(a)$  – закон распределения размера включений.

Коэффициент экстинкции, входящий в состав выражения (6), определяется на основании выражения:

$$S = \frac{4\pi}{(ka)^2} \sum_{i=0}^{\infty} (2x+1) \cdot \frac{j_x(ka)}{j_x^2(ka) + n_x^2(ka)}, \quad (7)$$

где  $k$  – волновое число ультразвуковых колебаний, определяемое как  $k = 2\pi f$ ,  $j_x(ka)$ ,  $n_x(ka)$  – функция Бесселя 1-го и 2-го рода соответственно.

Функцию распределения размеров включений в данном случае удобнее всего представить в корреляции с вероятностным представлением потока [4].

Для нахождения величины обводненности и газосодержания решается система уравнений, характеризующих затухание сигнала, формируемое газосодержанием и обводненностью потока на каждой рабочей частоте:

$$\begin{cases} A_1 = A_0 e^{-\alpha_{e1}(W)\alpha_{e1}(\gamma)}, \\ A_2 = A_0 e^{-\alpha_{e2}(W)\alpha_{e2}(\gamma)}; \end{cases} \quad (8)$$

здесь  $\alpha_{e1}$ ,  $\alpha_{e2}$  – составляющая показателя затухания, обусловленная наличием газа в составе смеси на частоте  $f_1$  и  $f_2$ ,  $A_1$  – амплитуда принятого сигнала, соответствующая частоте излучения  $f_1$ ,  $A_2$  – амплитуда принятого сигнала на частоте излучения  $f_2$ .

При нахождении концентрации газовой фазы решается задача определения общей площади раздела фаз [5] и отношения объема включений к общему объему мерного участка, определяемого усеченным конусом с телесным углом развертки  $\theta$ , величина которого устанавливается путем настройки ДН излучателя.

В результате моделирования установлено, что присутствие в среде потока газовых включений увеличивает затухание ультразвуковых колебаний до 5 раз. Для устранения явления резкого увеличения затухания в проектируемой информационно-измерительной системе измерения параметров многофазных потоков предусмотрен контур калибровки канала, основной функцией которого является выборка рабочей частоты излучения в нерезонансном диапазоне. В данном случае речь идет об устранении резонанса, вызывающего существенную диссипацию энергии излучений, возникающего при взаимодействии ультразвуковых волн с пузырьковым течением среды.

Помимо устранения влияния резонансных явлений, коррекция данных проводится путем компенсации методической погрешности, обусловленной переменной вязкостью и темпера-

турой среды. Первый способ устранения погрешности, обусловленной изменением вязкости среды, заключается в использовании отдельного вискозиметра, включенного в канал измерения. Данные с выхода вискозиметра поступают в вычислительный блок системы и учитываются в составе аналитической функции, соответствующей передаточной функции первичного преобразователя. Вторым способом является увеличение количества рабочих частот в пределах каждой итерации до трех. В таком случае, система уравнений (8) модифицируется, в нее вводится еще одно уравнение, описывающее распространение измерительного сигнала, соответствующего рабочей частоте  $f_3$ , а каждое из уравнений в составе системы приводится к виду:

$$A_z = A_0 e^{-a_{sz}(\eta, W)^{a_{sz}(T)}}, \quad (9)$$

где  $z$  – номер рабочей частоты.

Следует отметить, что наиболее критичным для датчика является учет динамической вязкости нефти как компонента с наиболее широким диапазоном изменения данного параметра (от  $1,287 \cdot 10^3$  до  $0,279$  кг/мс для диапазона плотности от  $650$  до  $1000$  кг/м<sup>3</sup>).

### Канал измерения скорости потока

Для измерения скорости потока на каждом из измерительных участков, соответствующих времени задержки  $\tau_i$ , производится нахождение доплеровского смещения частоты акустического сигнала  $f_d$ . Результат применения данного способа измерения напрямую связан с наличием в потоке движущихся неоднородностей, имеющих место в снарядном, пузырьковом и дисперсном режимах течения. В случае отсутствия во всем профиле потока данных неоднородностей и протекания в трубопроводе однофазной среды, учет скорости потока производится по последним данным полученным в условиях присутствия в потоке раздела фаз.

В общем случае выражение для определения доплеровского смещения частоты имеет вид:

$$f_d = 2vc^{-1}f \cos \theta, \quad (10)$$

где  $f_d$  – доплеровская частота смещения,  $v$  – скорость течения эмульсии,  $f$  – частота сигнала генератора ультразвуковых колебаний,  $c$  – скорость ультразвука в рассматриваемой среде,  $\theta$  – угол, образованный направлением основного лепестка диаграммы направленности излучения и вектором потока.

Для обеспечения заданного уровня чувствительности датчика при выборе сигнала заданной частоты излучения применяется комбинация

данных двух сигналов. На участке, составляющем 20–30 % глубины профиля потока, используются результаты, полученные при излучении ультразвука с частотой  $f_2$ , а на последующих участках –  $f_1$  ( $f_1 < f_2$ ). За каждый период времени, характеризуемый временной задержкой  $\tau_i$ , производится суммирование получаемых значений ДСЧ с целью нахождения среднего значения данного показателя. Для осуществления данной операции производится регистрация пиковых значений выделенного участка спектра, при этом в выборку заносятся все значения частоты с амплитудой соответствующей гармонической составляющей, превышающей уровень  $0,1A_0$ .

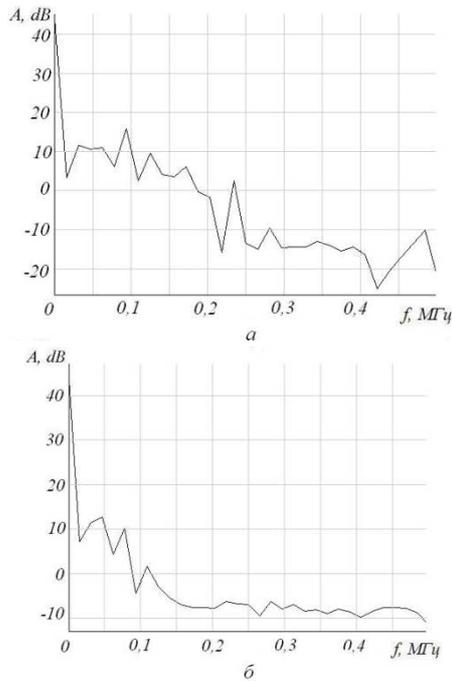
Данная величина определяет порог, ниже которого измерительный сигнал по причине сильного затухания и смещения с сигналами сторонних источников возбуждения теряет свою информативность. Для выбора ширины спектра, в рамках которого производится усреднение показателя  $f_d$ , используются данные прогнозируемого диапазона скорости движения неоднородностей в режиме пузырькового и дисперсного течения. Посредством моделирования канала измерения скорости течения среды данный диапазон в частотном выражении составляет [150; 800] кГц при частоте излучения  $f = 1$  МГц. В результате, после проведения выборки  $m_i$  числа составляющих сигнала, среднее значение ДСЧ определяется согласно выражению:

$$\overline{f_{di}} = m_i^{-1} \sum_{k=1}^{m_i} \frac{A_k}{A_{\max_i}} f_{dk}, \quad (11)$$

где  $f_{dk}$ ,  $A_k$  – частота и амплитуда  $k$ -й составляющей спектра соответственно,  $A_{\max_i}$  – максимальная амплитуда гармонической составляющей полученного сигнала на  $i$ -м участке.

Примеры частотных спектров полученного сигнала представлены на рис. 3.

Приведенные спектры сигналов отражают закономерность изменения амплитуды сигнала с увеличением глубины проникновения в поток, наряду с этим сигнал характеризуется сокращением числа спектральных составляющих в удаленных участках профиля потока. Данное наблюдение подтверждает рациональность применения измерительного сигнала, излучаемого в среду на различной частоте.



**Рис. 3.** Спектральная характеристика принимаемого сигнала канала измерения ДСЧ: *а* – на глубине проникновения волны  $r = 10$  мм; *б* –  $r = 40$  мм

### Идентификация режима течения

Принцип идентификации режима течения основан на сравнении получаемой картины профиля потока с матрицами режимов.

Основной величиной, по которой производится оценка режима течения, является скорость дрейфа газа относительно жидкостной составляющей [4]:

$$j_{гж} = \gamma(v_z - j), \quad (12)$$

где приведенная скорость потока  $j$  определяется как:  $j = j_\Gamma + j_ж$ ,  $j_\Gamma = \gamma v_\Gamma$  – приведенная скорость газовой, а  $j_ж = (1 - \gamma)v_ж$  – жидкостной составляющей,  $v_\Gamma$ ,  $v_ж$  – абсолютная скорость газа и жидкости соответственно.

В соответствии с выражением (12) величина  $j_{гж}$  определяется для каждого участка, соответствующего временной задержке  $\tau_i$ . В результате произведенных вычислений формируется картина профиля потока.

В числе видов потоков, описываемых матрицами, хранящимися в памяти прибора, выделяются следующие:

- Ламинарное однофазное течение со значением  $j_{гж} = 0$  для жидкой составляющей и  $j_{гж} \rightarrow \max$  – для газовой;
- Гомогенное ламинарное течение эмульсии в пузырьковом режиме со значением  $j_{гж} \approx \text{const}$ ;

- Ламинарное и турбулентное течение эмульсии в пузырьковом режиме со значением  $j_{гж}$  распределением по закону, близком к нормальному;

- Снарядное или кольцевое течение с чередующимся значением для слоя эмульсии  $j_{гж} = \text{var}$  и  $j_{гж} \rightarrow \max$ ;

- Дисперсное течение со значением  $j_{гж} > j_{гжк}$ , где  $j_{гжк}$  – значение скорости дрейфа, определяющее переход от снарядного режима течения к кольцевому.

Матрицы, формирующие численное описание профиля каждого  $i$ -го из  $m$  видов течения имеют вид:

$$|J_i| = |j_{i1} \ j_{i2} \ \dots \ j_{in}|, \quad (13)$$

где  $j_{ij}$  – теоретическая приведенная скорость дрейфа газа относительно жидкости в  $j$ -й струйке течения эмульсии.

Для сличения фактически полученных данных с теоретическим профилем, результаты вычисления приведенной скорости дрейфа  $j_{\phi i}$  сводятся в линейный массив  $|J_{\phi}|$ :

$$|J_{\phi}| = |j_{\phi 1} \ j_{\phi 2} \ \dots \ j_{\phi n}|. \quad (14)$$

Полученный массив фактических данных сравнивается с каждым из  $m$  теоретических массивов корреляционным методом. Так, для сопоставления с  $i$ -м массивом вводится показатель  $C_i$ , для определения которого применяется выражение:

$$C_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (j_{\phi j} - \bar{j}_{\phi})(j_{ij} - \bar{j}_{ij}), \quad (15)$$

где  $\bar{j}_{\phi}$  – среднее значение параметра в массиве фактических значений.

Определение модели потока, в наибольшей степени соответствующее фактически полученному распределению, осуществляется по критерию  $C_i = C_{\max}$ .

Для метрологической формализации приведенного метода вводится параметр допуска  $\Delta j_{ij}$ .

Получение данных о режиме течения позволяет определить технологические особенности процесса добычи или транспорта нефтегазовой смеси. Увеличение числа предустановленных режимов и сопоставление с ними признаков технологической характеристики течения позволяет посредством детектирования режима течения расширить границы контроля технологических процессов.

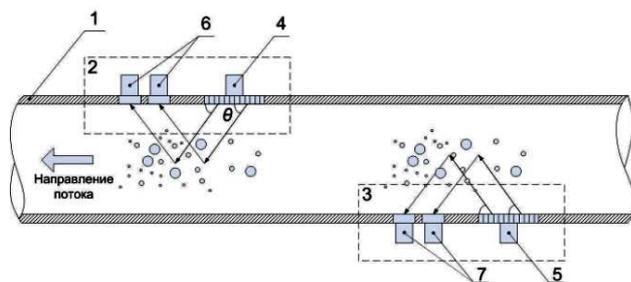
### ВАРИАНТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ НА БАЗЕ РАССМАТРИВАЕМОГО МЕТОДА

Рассматриваемый метод предусматривает два варианта технической реализации системы. Основное различие данных вариантов заключается в способе монтажа первичных преобразователей и блока вторичного преобразования, определяемым назначением измерительной системы: проведение измерения на горизонтальных участках трубопроводов и в условиях восходящего потока. Примером последнего является установка многофазного расходомера в канале скважины.

#### Измерение параметров многофазного потока в горизонтальном течении

Основным принципом размещения блоков излучателей является их пространственное разделение. Целью введения данной особенности построения прибора является обеспечение возможности автономного озвучивания толщи потока, равной половине радиуса поперечного сечения трубопровода для каждого блока излучения и приема акустического сигнала.

На рис. 4 в схематичном виде показано расположение преобразователей в канале горизонтального трубопровода.



**Рис. 4.** Размещение блока первичного преобразования в канале горизонтального трубопровода

Как видно из рис. 4, излучатели и приемники устанавливаются в стенках трубопровода с выравниванием верхней образующей, соответствующей поверхности излучения и приема соответственно по внутренней стенке трубопровода 1.

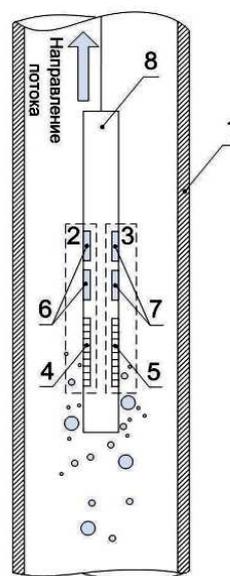
В данной системе выделяются два блока излучения и приема 2, 3. В качестве излучателей

4, 5 в составе данных блоков было принято решение использовать плоские равномерные пьезоэлектрические решетки с диаграммой направленности оптимизированной по коэффициенту направленного действия и уровню боковых лепестков для используемого дискретного диапазона частот  $f \in [0,5; 2,5]$  МГц.

Приемки 6, 7 имеют сдвоенную структуру. Каждая из составляющих частей приемников принимает сигнал с установленной для него частотой. Распределенная во времени коммутация измерительного сигнала на частотах  $f_1$  и  $f_2$  производится под управлением микропроцессора. Данная конструктивная особенность связана с алгоритмом работы системы в канале измерения относительной объемной концентрации компонентов среды.

#### Измерение параметров многофазного восходящего потока

Конструктивная реализация датчика, применяемого в условиях восходящего потока (см. рис. 5) отличается монтажом блоков излучения и приема 2, 3 на погружном блоке телеметрии 8.



**Рис. 5.** Размещение блока первичного преобразования в канале вертикального трубопровода

Установка датчиков производится на противоположных сторонах погружного блока, тем самым каждый датчик осуществляет озвучивание потока каждый со своей стороны относи-

тельно продольной плоскости симметрии трубопровода.

Для предотвращения колебаний погружного блока в канале скважины в его составе предусматривается устройство компенсации перемещений, стабилизирующее осевое расположение.

Очевидно, что в режиме горизонтального и восходящего течений картина потока будет различаться. В частности, в связи с тем, что в вертикальных каналах имеет место контакт погружного блока с измеряемой средой, в режиме пузырькового течения наблюдается образование глобул газовой фазы большего размера в пристеночной зоне. Данные различия обуславливают необходимость введения различных матриц теоретического распределения профиля потока для определения режима течения в условиях горизонтального и вертикального течения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Дробков В. И., Дробков В. П., Шустов А. В.** Патент РФ на изобретение № 2126143. Ультразвуковой расходомер компонентов многофазной среды. Оpubл. 1999. № 4.

2. **Falcone G., Hewitt G. F., Alimonti C.** Multiphase flow metering. Principles and applications // Developments in petroleum science 54 – Oxford OX2 8DP, UK. 2010. 340 p.

3. **Шутилов В. А.** Основы физики ультразвука: Учеб. пособие. Л.: Из-во Ленингр. ун-та, 1980. 280 с;

4. **Wallis G.** One Dimensional Two-Phase Flow. NY McGraw-Hill (Tx), 1969. 436 p.

#### ОБ АВТОРАХ

**Ясовеев Васих Хаматович**, проф. каф. информационно-измерительной техники. Д-р техн. наук по приборостроению. Иссл. в обл. датчиков и преобразователей информации.

**Уразаев Александр Евгеньевич**, асп. каф. информационно-измерительной техники. Дипл. магистр техники и технологии (УГАТУ). Иссл. в обл. датчиков и систем измерения расхода.