

Т.М. Владимирова, М.С. Шалабанова

Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова, Архангельск

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА УЛЬТРАЗВУКОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

Авторами статьи предложена методика оценивания неопределенности результатов динамических измерений объемного расхода газа косвенным методом с применением ультразвуковых преобразователей в рабочих условиях, приведенных к стандартным. При оценивании неопределенности измерений было обнаружено влияние неучтенных погрешностей. Оптимизация методики позволит применять её на нефтегазодобывающих предприятиях, функционирование которых сопряжено с повышенными уровнями риска.

Ключевые слова: измерение расхода газа, ультразвуковые преобразователи, неопределенность, стандартные условия.

Введение

Постановка проблемы. При разработке месторождений полезных ископаемых необходимо соблюдение точности, достоверности, правильности, сходимости и воспроизводимости всех видов осуществляемых измерений. Это обеспечивает достижение качества выполняемых работ, требуемого стандартами, что является особенно важным для предприятий, функционирование которых сопряжено с повышенными уровнями риска. Действие основных факторов, осложняющих проводимые работы, обусловлено удаленностью месторождений нефти и газа от объектов инфраструктуры и их расположением в труднодоступных районах, например, в море.

Анализ последних достижений и публикаций. Нарастающее применение предприятиями нефтегазового комплекса ультразвуковых преобразователей расхода газа (УЗПР) характеризуется рядом преимуществ. Среди них: постоянство давления флюида на измерительном участке трубопровода, отсутствие выступающих деталей во внутреннем пространстве и низкая инерционность измерений для неэлектропроводных сред, возможность проведения поверки различными методами [1–2; 7]. Недостатки метода обусловлены наличием разных фаз во внутренней среде измерительного трубопровода (ИТ) и риска образования отложений, которые влияют на значения измеряемых показателей. Кроме того, для получения адекватных результатов необходима определенная протяженность линейной части ИТ, что наряду с высокой стоимостью и существованием предельной минимальной скорости измеряемого потока осложняет применение традиционных методов измерения и требует разработки новых методик оценки точности результатов измерения параметров расхода газа [8].

Цель исследования. Целью данного исследования являлось определение расширенной неопределенности результата измерения расхода газа ультразвуковыми преобразователями и проведение сравнительного анализа полученных результатов с паспортными данными СИ. Кроме того, авторами статьи была поставлена задача оценить влияние систематической составляющей погрешности, не учитываемой стандартами [4].

Изложение основного материала

1. Измерительная задача

Принцип измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода газа основан на том, что ультразвуковой импульс, направленный вдоль потока, распространяется быстрее ультразвукового импульса, направленного против потока.

Разность времен прохождения ультразвукового импульса, а также время прохождения импульсов по направлению потока газа и против него зависят от средней скорости газа вдоль акустического пути.

Объемный расход газа в м³/с при условии отсутствия образования гидратов и допустимого количества жидких или твердых включений может быть вычислен по измеренной средней скорости потока газа вдоль акустического пути через поперечное сечение УЗПР.

Для измерения давления и температуры, при определении величины расхода УЗПР использовали комплекс средств измерений, включающий в себя:

а) расходомеры газа МРУ 200, предназначенные для коммерческого измерения объемного расхода газа в газопроводах на промышленных предприятиях при скоростях потока, при давлении рабочей среды 1...26 МПа и температуре окружающей среды от –50 до +60 °С [7];

б) преобразователь давления измерительный ПДИ-01 для измерения избыточного по отношению

к стандартним условиям давления жидкостей и газов на входе в сепаратор технологической платформы при 20°C с предельной относительной погрешностью не более ±0,25%, дискретность измерения 0,02%, диапазон рабочих температур от -40 до +85°C, пределы измерений от 0,6 до 100 МПа;

в) биметаллический термометр ТВiChg с диапазоном измерения от -10 до 50 °C и ценой деления шкалы 1 °C.

Измерение воздуха проводилось для трубопровода с $d=0,3$ м, при условиях измерения: $t=20^\circ$, $p=4$ МПа и $\bar{u} = 28,8$ м/с.

2. Математическая модель измерения

Математическая модель объемного расхода газа через поперечное сечение проходного отверстия УЗПР задается следующей формулой, м³/с:

$$q_c = k_u A \bar{u} \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}, \quad (1)$$

где A – площадь поперечного сечения, м²;

k_u – коэффициент, учитывающий число Re , шероховатость стенок трубопровода (для турбулентных режимов течения) и расположения акустического канала, согласно приложению В СТО Газпром 5.2-2005 [4], равно 0,996;

\bar{u} – средняя скорость потока вдоль акустического пути, м/с;

p , p_c , T , T_c , Z , Z_c – давление в Па, температура в К и фактор сжимаемости газа в д.ед. при условиях измерения и стандартных условиях соответственно.

Коэффициент сверхсжимаемости определяется согласно данным промышленных исследований для газовой смеси при различной температуре, представленным в графической форме на рис. 1. При стандартных условиях выбираем значение коэффициента сверхсжимаемости 1 д.ед., при условиях измерения 0,8 д.ед. [5].

Формула для расчета средней скорости потока вдоль акустического пути имеет вид:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2 (\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2} = \frac{L_p^2 \Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}, \quad (2)$$

где L_p – длина пути акустического импульса от излучающих поверхностей обоих ПЭА в состоянии покоя газа, м;

$\tau_1 \dots \tau_2$ – интервал времени, за который определяется количество газа, равен 300 с;

$\Delta\tau$ – разность между временами прохождения ультразвуковых импульсов вдоль и против направления потока одного и того же акустического канала или интервал дискретизации при определении количества газа, равный 0,1 с;

d – проекция длины акустического канала L на линию, параллельную оси трубопровода, м.

Для выбора нужного типоразмера УЗПР (условного прохода в мм) при заданном максимальном объемном расходе в рабочих условиях используют формулу:

$$D = 18,8 \sqrt{\frac{q_{0\max}}{u_{\max}}}, \quad (3)$$

где $q_{0\max}$ – максимальный объемный расход, 7639 м³/час;

u_{\max} – максимальная скорость потока вдоль акустического пути, 30 м/с.

$$\text{Тогда } D = 18,8 \sqrt{\frac{7639}{30}} = 300 \text{ мм.}$$

Согласно нормативных требований рекомендуется выбирать внутренний диаметр УЗПР и ИТ исходя из условия, что $100 \text{ мм} \leq D \leq 900 \text{ мм}$, а максимальная средняя скорость газа не превышает 25 м/с для газораспределительных станций и 20 м/с – для магистральных газопроводов [3]. При этом, если максимальная средняя скорость газа составляет менее 3 м/с применять УЗПР для измерения объемного расхода газа не рекомендуется.

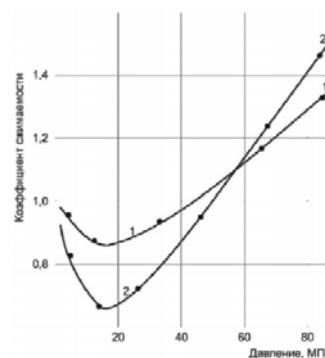


Рис. 1. Экспериментальные кривые коэффициента сжимаемости для газовой смеси при различной температуре: 1 – 150 °C; 2 – 20 °C [5]

Для нахождения длины пути акустического импульса от излучающих поверхностей (L_p) использовали следующие математические зависимости (рис. 2):

$$Y = \tau_0 c_0 \sin(\varphi),$$

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\varphi) + \frac{\bar{u} D \tau_2}{Y}, \quad (4)$$

где c_0 – скорость распространения ультразвука в смеси метана и этана, равна 380 м/с;

τ_0 – время прохождения ультразвукового импульса вдоль акустического пути, равно 0,0012 с;

$\varphi = 45^\circ$ (рис. 2), следовательно

$$X = Y = 0,0012 \cdot 380 \cdot \sin 45^\circ = 0,322 \text{ м.}$$

$$L_p = \frac{X}{\sin 45^\circ}. \quad (5)$$

Таким образом, $L_p=0,456$ м.
 Как видно из рис. 2, $d = D = 0,300$ м.

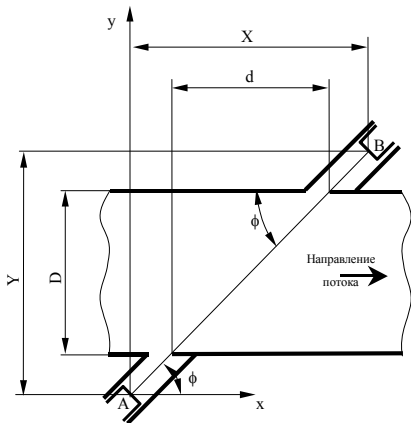


Рис. 2. Схема однолучевого ультразвукового преобразователя расхода с прямым лучом

Таким образом, окончательная формула для расчета расхода газа, m^3/c , будет иметь следующий вид:

$$q_c = \frac{2,35\pi k_u \tau_0 c_0 \Delta t p T_c Z_c (q_{c \max})^{0,5}}{p_c T Z \tau_1 \tau_2 (u_{\max})^{0,5}} \quad (6)$$

3. Анализ и количественная оценка входных величин и их неопределенностей

Общий подход к оценке неопределенности, начиная с процесса моделирования, включает в себя определение наилучшей оценки и соответствующей стандартной неопределенности для функции, описывающей модель измерительной системы, а также оценку вклада каждой входной величины в стандартную неопределенность результата измерений. Эти вклады должны учитывать неопределенность, соответствующую случайным и систематическим воздействиям входных величин, и могут предусматривать более детальные оценки неопределенности.

Стандартная неопределенность параметров (тип B) была рассчитана по формулам:

$$u(D) = \frac{\delta_D \cdot D}{100}; \quad (7)$$

$$u(p) = \frac{\Delta_p}{\sqrt{3}}; \quad (8)$$

$$u(t) = \frac{\Delta_t}{\sqrt{3}}; \quad (9)$$

$$u(T) = \frac{\Delta_T}{\sqrt{3}}; \quad (10)$$

$$u(\bar{u}) = \frac{\Delta_{\bar{u}}}{\sqrt{3}}. \quad (11)$$

Значение абсолютной погрешности измерения входящих в модельное уравнение величин найдены

из формулы приведенной погрешности, характеризующей класс точности средств измерений, %.

$$\gamma = \frac{\Delta}{x_N} \cdot 100. \quad (12)$$

Результаты расчетов представлены в табл. 1. Пределы допускаемой относительной погрешности УЗПР не должны превышать $\pm 0,5\%$ для УЗПР повышенной точности при $q_t \leq q_0 \leq q_{ov}$, где q_t – объемный расход q_0 , при котором изменяется погрешность ультразвукового преобразователя расхода, m^3/c ; q_0 и q_{ov} – объемный расход при рабочих условиях и объемный расход в пределах верхней границы измерений, m^3/c .

Анализ величин, входящих в уравнение модели расхода воздуха, позволяет сделать вывод об отсутствии корреляции между ними.

В случае накопления статистической информации о работе УЗПР оценка величины \bar{u} по типу A будет рассчитываться как среднее значение из N значений этой величины для скоростей потока от 0,4 до 30 м/с, основанных на n-независимых определениях величины \bar{u}_i с учетом того, что значения оценок L_p и d являются постоянными.

Неопределенность оценки площади поперечного сечения трубопровода, с учетом круглого профиля задается выражением

$$u(A) = \frac{\pi D}{2} \cdot u(D). \quad (13)$$

Результаты расчета стандартных неопределенностей для средней скорости потока газа в виде бюджета неопределенности представлены в табл. 2.

4. Бюджет неопределенности и расширенная неопределенность расхода газа

Общее соотношение между суммарной стандартной неопределенностью $u_c(y)$ значения y и неопределенностью параметров x_1, x_2, \dots, x_n , от которых зависит y , имеет вид:

$$u_c(y(x_1, x_2, \dots)) = \sqrt{\sum_{i=1}^n c_i^2 u(x_i)^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^n u(y, x_i)^2}, \quad (14)$$

где $y(x_1, x_2, \dots)$ – функция нескольких параметров x_1, x_2, \dots, x_n ; c_i – коэффициент чувствительности, выражаемый как частная производная y по x_i , или $c_i = \partial y / \partial x_i$; $u(y, x_i)$ обозначает неопределенность функции y , возникающую из неопределенности в x_i .

Оценка величины расхода газа q_c осуществляется по модельному уравнению (1), суммарная стандартная неопределенность u_q рассчитывается по выражению (14). Бюджет неопределенности расхода газа представлен в табл. 3.

Анализ входных величин

Входная величина	Тип оценивания неопределённости	Вид распределения	Стандартная неопределенность
1	2	3	4
D, м	B	нормальное	<p>Неопределенность размеров мерного сечения U(D) получена при условии, что допускаемая относительная погрешность применяемого СИ в соответствии с СТО Газпром 5.2-2005 [4] $\delta_D = 0,1\%$ от значения диаметра 0,005 м и является результатом одинаковых оценок рассеяния результатов единичных измерений, а стандартная неопределенность выражается как стандартное отклонение по формуле (7):</p> $u(D) = \frac{0,1 \cdot 0,005}{100} = 5 \cdot 10^{-6} .$
p, Па	B	равномерное	<p>Абсолютную погрешность Δ рассчитывают по формуле (12), при условии, что верхний предел измерений – 100 МПа, приведенная погрешность составляет 0,005%, соответственно для 4 МПа, $\Delta = 0,0002$ МПа, что находится в пределах 0,06%, устанавливаемых СТО Газпром 5.2- 2005 [4]. Отсюда стандартная неопределенность для давления 4 МПа по формуле (8):</p> $u(p) = \frac{0,0002}{\sqrt{3}} = 0,00012 .$
t, с	B	равномерное	<p>Значение оценки 0,0012 с при погрешности СИ 0,01 с, находим по формуле (9):</p> $u(t) = \frac{0,01}{\sqrt{3}} = 0,0058 .$
T, °C.	B	равномерное	<p>Значение оценки 20 °C при погрешности СИ 0,00005 % от верхнего предела измерения в 50 °C должно включать интервал, в котором находится значение входной величины (в пределах допускаемой СТО Газпром 5.2-2005 погрешности, равной 0,2 %) находим по формуле (10):</p> $u(T) = \frac{0,000025}{\sqrt{3}} = 1,16 \cdot 10^{-5}$
\bar{u} , м/с	B	равномерное	<p>Скорректированные результаты измерения значения величины скорости потока газа из-за погрешности в датчике определения скорости потока газа</p> $\bar{u} = \frac{q}{A} .$ <p>Интервал, в котором находится значение оценки, определяется пределами допускаемой погрешности. Из формулы (11) находим</p> $u(\bar{u}) = \frac{0,01}{\sqrt{3}} = 0,0058 .$
τ_2 , с	B	равномерное	<p>Интервал, в котором находится значение оценки, находится в пределах допускаемой погрешности и зависит от типа и класса точности, применяемого при испытаниях прибора (секундомер), значения принадлежат приделу 0-35940 с. Абсолютное значение в пределах дополнительной погрешности для секундомера определяется $-2,2 \cdot 10^{-6} T_x$, и равно – 0,079 с. Значение оценки равно 0,0012 с, интервал, в котором находится значение входной величины $\pm 0,01$ с,</p> $u(\tau_2) = \frac{0,01}{\sqrt{3}} = 0,0058 .$

Таблиця 2

Бюджет неопределенности скорости потока газа

Величина, X_i	Значение оценки, x_i	Стандартная неопределенность $u(x_i)$	Коэффициент чувствительности, C_i	Вклад в неопределенность $u_i(y)$
L_p	0,456 м	0,0058	$c_L = \frac{L_p^2 \cdot 0,1}{2d\tau_2} = 0,0011$	$u_i(L_p) = 1,85 \cdot 10^{-8}$
$\Delta\tau$	0,1 с			
d	0,3 м			
τ_1	1 с	0,0058	$c_{\tau_1} = \frac{L_p^2 \Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}$ $c_{\tau_1} = 0,0011$	$u_i(\tau_1) = 1,85 \cdot 10^{-8}$
τ_2	300 с	0,0074	$c_{\tau_2} = \frac{L_p^2 \Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}$ $c_{\tau_2} = 0,0011$	$u_i(\tau_2) = 3,04 \cdot 10^{-8}$
\bar{u}	28,8 м/с	$3,04 \cdot 10^{-8}$		

Таблиця 3

Бюджет неопределенности расхода газа

Величина, X_i	Значение оценки, x_i	Стандартная неопределенность $u(x_i)$	Коэффициент чувствительности, c_i	Вклад в неопределенность $u_i(y)$
1	2	3	4	5
A	0,071 м	$u(A) = 0,0001$	$c_A = k_u \bar{u} \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}$ $c_A = 1175,62$	$u_A = u(A) k_u \bar{u} \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}$ $u_A = 0,1176$
\bar{u}	28,8 м ³ /с	$u(\bar{u}) = 3,04 \cdot 10^{-8}$	$c_{\bar{u}} = k_u A \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}$ $c_{\bar{u}} = 2,88$	$u_{\bar{u}} = u(\bar{u}) k_u A \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}$ $u_{\bar{u}} = 8,75 \cdot 10^{-8}$
p	4 МПа	$u(p) = 0,00012$	$c_p = k_u \bar{u} A \frac{T_c Z_c}{p_c T Z}$ $c_p = 2,08 \cdot 10^{-5}$	$u_p = u(p) k_u \bar{u} A \frac{T_c Z_c}{p_c T Z}$ $u_p = 2,40 \cdot 10^{-9}$
T	20°C,	$u(T) = 1,16 \cdot 10^{-5}$	$c_T = -\frac{k_u \bar{u} A p T_c Z_c}{p_c T^2 Z}$ $c_T = -0,28$	$u_T = -u(T) k_u \bar{u} A \frac{p T_c Z_c}{p_c T^2 Z}$ $u_T = -3,30 \cdot 10^{-6}$
Z	0,9 д.ед.	$u(Z) = 2,89 \cdot 10^{-5}$	$c_Z = -\frac{k_u \bar{u} A p T_c Z_c}{p_c T Z^2}$ $c_Z = -92,33$	$u_Z = -u(Z) k_u \bar{u} A \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z^2}$ $u_Z = -0,0027$
q_c	2,03 м ³ /с	$u(q_c) = 1,7 \cdot 10^{-5}$		

Расширенная неопределенность U определяется значением, получаемым при умножении суммарной стандартной неопределенности $u(q_c)$ на коэффициент охвата k , в предположении нормального распределения:

$$U = k \cdot u(q_c), \quad (15)$$

где k определяем по табл. 4 из отношения наименьшей из стандартных неопределенностей параметров k наибольшей. В нашем случае выбираем наименьшее значение k равное 1,65 при доверительной вероятности $P=95\%$ в условии нормального распределения.

Искомое значение расширенной неопределенности

$$U = 1,65 \cdot 1,7 \cdot 10^{-5} = 2,8 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Сертификатом на утверждение типа средств измерения УЗПР предусмотрена суммарная неопределенность, равная $5,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$ [6]. Полученное значение удовлетворяет также условию, что общая относительная погрешность измерений расхода газа не может быть более 0,05 % [3].

С целью подтверждения возможности применения предложенной методики с установленным уровнем точности измерений в конкретных условиях, она прошла апробацию на предприятиях нефтегазового комплекса, выполняющих распределение и контроль оборота газа.

Таблица 4

Значение коэффициента охвата при равномерно и нормально распределенных входных величинах и $P=0,95$

$u_{\min}(y)$	$u_{\max}(y)$									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0	1,65	1,69	1,73	1,77	1,81	1,84	1,87	1,89	1,91	1,92
0,1	1,68	1,7	1,74	1,78	1,82	1,85	1,87	1,89	1,91	1,92
0,2	1,73	1,75	1,78	1,81	1,84	1,86	1,88	1,9	1,91	1,92
0,3	1,8	1,81	1,82	1,84	1,86	1,88	1,89	1,91	1,92	1,93
0,4	1,85	1,85	1,86	1,87	1,88	1,89	1,91	1,92	1,92	1,93
0,5	1,88	1,89	1,89	1,9	1,9	1,91	1,92	1,92	1,93	1,94
0,6	1,91	1,91	1,91	1,91	1,92	1,92	1,92	1,93	1,93	1,94
0,7	1,92	1,92	1,92	1,92	1,93	1,93	1,93	1,94	1,94	1,94
0,8	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,94	1,94	1,94	1,94
0,9...1,0	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94

Выводы

Допускаемая относительная расширенная неопределенность измерений объемного расхода и объема газа для уровня точности A при рабочих условиях – 0,3 %, что превышает полученную по формуле (15) величину.

Как свидетельствует ряд источников, наиболее трудно прослеживаемой является инструментальная систематическая погрешность [8], возникающая при калибровке СИ. Кроме того, следует полагаться именно на результаты прямых измерений потока газа, осуществляемого с помощью УЗПР, поскольку воспроизводимость измерений в рабочих и лабораторных условиях мала по сравнению с систематической погрешностью метода или средств измерения. Данные погрешности возникают непосредственно в процессе измерения параметров в условиях подготовки углеводородного газа на промыслах.

Они обусловлены наличием капель жидкости в общем потоке флюида, низкой величиной акустического сопротивления газа и высоким значением ко-

эффициента поглощения звука, а также малым полезным сигналом, что обусловлено высокой скоростью распространения звука в среде по сравнению со скоростью потока. В связи с этим возникает необходимость применения дифференциальных схем измерения и специализированного программного обеспечения, обрабатывающего полезный сигнал.

Методика может применяться на предприятиях, осуществляющих добычу и подготовку газа и конденсата как на месторождениях, расположенных на берегу, так и на морских. В данном случае важным является обеспечение однородности потока измеряемой среды, что достигается посредством применения установок сепарации. Для снижения влияния мешающих факторов рекомендуется располагать СИ после прохождения потоком установок подготовки газа и осуществлять очистку внутренней поверхности измерительного трубопровода, а также адаптировать методику измерений для каждого конкретного случая.

Список литературы

1. Измерительные системы на базе ультразвуковых многолучевых преобразователей расхода для трубопроводных систем углеводородов [Текст] / А.Ю. Балуев, В.В. Проккоев, А.И. Сабиров, И.А. Юманкин // Мир измерений. – 2013. – №4. – С. 21-31.
2. Имитационный метод поверки ультразвуковых расходомеров [Электронный ресурс] / Э. Ю. Замалетдинова. Л.Т. Ягьяева, Р.Р. Замалетдинов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – №19. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/imitatsionnyy-metod-poverki-ultrazvukovyh-rashodomerov> (дата обращения: 26.10.2018).
3. ГОСТ 8.611-2013 Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа: методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.
4. СТО ГАЗПРОМ 5.2 – 2005 Расход и количество природного газа методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.
5. Лапшин В.И. Коэффициент сжимаемости газов и газоконденсатных смесей: экспериментальное определение и расчеты. Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов [Электронный ресурс] / В.И. Лапшин, А.Н. Волков // ООО «ГазпромВНИИГАЗ». URL: http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/120-131-sbornik_plasty_ch1_v4_0.pdf.
6. Описание типа средства измерений. Расходомеры газа ультразвуковые MPU моделей MPU 1200, MPU 800, MPU 600 и MPU 200. Приложение к свидетельству № 52826.
7. Ma L. Study of the Accuracy of Ultrasonic Flowmeters for Liquid / L. Ma, J. Liu, J. Wang // AASRI Procedia. – 2012. – Vol. 3. – P. 14-20.
8. Cordova L. Qualification of an ultrasonic flow meter as a transfer standard for measurements at Reynolds numbers up to 4×10^6 between NMIJ and PTB / L. Cordova, N. Furuichi, T. Lederer // Flow Measurement and Instrumentation. – 2015. – Vol. 45. – P. 28-42.

References

1. Baluev, A.Yu., Prokkoiev, V.V., Sabirov, A.I. and Yumankin, I.A. (2013), "Izmeritelnyye sistemy na baze ultrazvukovykh mnogoluchevykh preobrazovateley" [Measurement systems based on ultrasonic multibeam flow transducers for hydrocarbon pipeline systems], *Mir izmerenij*, No. 4, pp. 21-31.
2. Zamaletdinova, E.Yu., Yagyaeva, L.T. and Zamaletdinov, R.R. (2011), "Imitatsionnyy metod poverki ultrazvukovykh raskhodomerov" [Simulation method of verification of ultrasonic flow meters], *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, No. 19, available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/imitatsionnyy-metod-poverki-ultrazvukovyh-rashodomerov> (accessed 26 october 2018).
3. National Standard (2013), "GOST 8.611-2013 Hosudarstvennaia sistema obespecheniya edynstva yzmereniy. Raskhod y kolychestvo haza: metodyka (metod) yzmereniy s pomoshchiu ultrazvukovykh preobrazovatelei raskhoda" [GOST 8.611-2013 State system for ensuring the uniformity of measurements. Flow rate and quantity of gas. Technique (method) of measurements by ultrasonic meters], Interstate Council for Standardization, Metrology and Certification.
4. Company-specified Standard (2005), "STO GAZPROM 5.2 – 2005 Raskhod y kolychestvo pryrodnogo haza metodyka vypolneniya yzmereniy s pomoshchiu ultrazvukovykh preobrazovatelei raskhoda" [STO GAZPROM 5.2 – 2005 Flow rate and quantity of natural gas. Technique of measuring by ultrasonic flow transducers], Moscow.
5. Lapshin, V.I. and Volkov, A.N. (2011) "Koeffitsient szhymaemosti gazov i gazokondensatnykh smesey: eksperimentalnoye opredelenie i raschyety. Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov" [Compression factor of gases and gas-condensate mixtures: experimental observation and calculation. Actual research questions of embedded systems of hydrocarbon fields], LLC "GazpromVNIIGAZ", available at: www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/120-131-sbornik_plasty_ch1_v4_0.pdf.
6. Description of the type of measuring equipment. *Ultrasonic flow meters of MPU model: MPU 1200, MPU 800, MPU 600 and MPU 200*. Supplement for certificate № 52826.
7. Ma, L., Liu, J. and Wang, J. (2012), Study of the Accuracy of Ultrasonic Flowmeters for Liquid, *AASRI Procedia*, Vol. 3, pp. 14-20.
8. Cordova, L., Furuichi, N. and Lederer, T. (2015), Qualification of an ultrasonic flow meter as a transfer standard for measurements at Reynolds numbers up to 4×10^6 between NMIJ and PTB, *Flow Measurement and Instrumentation*, Vol. 45, pp. 28-42.

Поступила в редколлегию 10.10.2018

Одобрена к печати 6.11.2018

Відомості про авторів:

Владимирова Тетяна Михайлівна

кандидат технічних наук доцент кафедри
Північного (Арктичного) федерального
університету ім. М.В. Ломоносова (ПАФУ),
Архангельськ, Росія
<https://orcid.org/0000-0002-3472-5531>

Information about the authors:

Tatiana Vladimirova

PhD of Technical Sciences Senior Lecturer
of the Department of the Northern (Arctic)
Federal University named by M.V. Lomonosov (NArFU),
Arkhangelsk, Russia
<https://orcid.org/0000-0002-3472-5531>

Шалабанова Марія Сергеевна
Магістр
Північного (Арктичного) федерального
університету ім. М.В. Ломоносова (ПАФУ),
Архангельськ, Росія
<https://orcid.org/0000-0002-6132-7408>

Mariia Shalabanova
Master of Science in Engineering
of the Northern (Arctic) Federal University
named by M.V. Lomonosov (NArFU),
Arkhangelsk, Russia
<https://orcid.org/0000-0002-6132-7408>

ОЦІНКА НЕВИЗНАЧЕНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ВИТРАТИ ГАЗУ УЛЬТРАЗВУКОВИМИ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ

Т.М. Владимірова, М.С. Шалабанова

Авторами статті запропоновано методику оцінювання невизначеності результатів динамічних вимірювань об'ємної витрати газу непрямим методом із застосуванням ультразвукових перетворювачів в робочих умовах, приведених до стандартних. При оцінюванні невизначеності вимірювань було виявлено вплив неврахованих похибок. Оптимізація методики дозволить застосовувати її на нафтогазовидобувних підприємствах, функціонування яких пов'язане з підвищеними рівнями ризику.

Ключові слова: вимірювання витрати газу, ультразвукові перетворювачі, невизначеність, стандартні умови.

UNCERTAINTY EVALUATION OF GAS FLOW RATE MEASUREMENTS BY ULTRASONIC TRANSDUCER

T. Vladimirova, M. Shalabanova

The required level of accuracy of gas flow measurements is defined commonly by the conditions peculiar to sphere of the results application. The technique, which is proposed in the article, enables the conduction of estimation of volumetric flow rate and volume of gas with inherent parameters converted to standard conditions, according to exact accuracy norms of measurements and required principles. This facilitates the qualification grade of works to be carried out at factories functioning as enterprises with higher risk. The flow rates measurements are conducted at operational conditions by indirect method of dynamic gauging of volumetric flow rate and gas volume with ultrasonic flow transducer. Functioning principle of equipment bases on connection of differences in time of flight of ultrasonic impulse with and against gas flow between sound detectors from an average velocity of gas stream along acoustic path. Acceptable relative expanded uncertainty of flow rate measurements for "A" accuracy level constitutes 0,3% for operational conditions that exceeds the resulted value, which is determined by the unaccounted errors for the suggested method. This heavily traceable error lies in systematical inaccuracy during calibration of device. Among other things are liquid droplets occurring in the flow, low acoustic resistance of gas and high rate of sound absorptivity and low valuable signal, which is caused by prevailing sound velocity comparing with flow velocity. The technique of suggested uncertainty evaluation is applicable for facilities extracting and treating gas and condensate at shore and offshore fields as well. In the case, the homogeneity of measured flow obtained by separation is the most affecting factor of successful evaluation. For prevention of interfering factors, the gauge is recommended to fix after the treating facilities at the pipes with gas flow and to make pigging of inner surface on due time.

Keywords: gas flow measuring, uncertainty, standard conditions, ultrasonic transducer.