

Повышение точности измерения расхода нефти при деформации трубопровода

Ю. В. ЗОРИН*, И. Ю. ЕРЕМИН**

* Самарский филиал академии стандартизации, метрологии и сертификации, Самара, Россия, e-mail: referent@samaragost.ru

** ФБУ «Самарский ЦСМ», Самара, Россия, e-mail: iuer@mail.ru

Проведена оценка изменения сечения потока транспортируемой нефти, обусловленного деформацией трубопровода. Рассчитана погрешность ультразвукового счетчика-расходомера для случая учета текущего сечения потока.

Ключевые слова: ультразвуковой счетчик-расходомер, внешние воздействующие факторы, деформация трубопровода.

This article describes the estimating section of a stream change for the transported oil caused by deformation of the pipeline. The ultrasonic counter-flow meter error for a case of the account of current section of a stream is calculated.

Key words: ultrasonic counter, external influencing factors, deformation of pipeline.

Для измерения расхода нефти во многих случаях применяют ультразвуковые счетчики-расходомеры (УЗР). Формирование коэффициента преобразования этих устройств связано с учетом сечения потока транспортируемой нефти, определяемого внутренним диаметром D трубопровода [1], т. е. предполагается, что форма сечения в месте размещения УЗР — круг радиусом $R = D/2$. Основной перечень возникающих при этом погрешностей выявлен в [2]. Реальная форма сечения отличается от круга и, что более существенно, не является постоянной величиной, а зависит от внешних воздействующих факторов (ВВФ), в основном, механических и термических напряжений в транспортной системе. Это обстоятельство обуславливает заметное изменение результирующей погрешности УЗР, с этим фактором приходится считаться, если допустимая погрешность прибора значительно меньше $\pm 1\%$. Ниже рассмотрен подход к оценке и исключению действия ВВФ, определяющих деформацию сечения потока нефти, изменение его площади. Техническая часть решения этой задачи предложена в [3] и состоит в том, что по периметру сечения размещаются m пар электроакустических преобразователей (ЭАП), каждая из которых обеспечивает измерение скорости потока нефти и диаметра сечения L_j , $j \in [1, m]$. Эти данные при соответствующей обработке формируют результат измерения объема (массы) транспортируемой нефти.

Найдем площадь сечения деформированного трубопровода. Пусть $f(\theta)$ — функция, описывающая в полярных координатах текущую длину радиуса реального сечения потока нефти. Рассмотрим случай малых, практически незаметных для обслуживающего персонала деформаций сечения, для учета которых окажется достаточным представить $f(\theta)$ полином 3-й степени:

$$f(\theta) = R_0 + \sum_{i=1}^3 x_i \theta^i, \quad (1)$$

где R_0 , x_i — свободный и переменный члены полинома; $\theta \in [0, \psi]$; ψ — верхняя угловая граница периметра сечения, обусловленная его деформацией.

Необходимо определить константы этого уравнения исходя из условия непрерывности функции $f(\theta)$ при $\theta \in [0, 2\pi]$: $f(\theta)|_{\theta=0} = f(\theta)|_{\theta=2\pi}$. Тогда с учетом (1) запишем

$$\sum_{i=1}^3 x_i (2\pi)^i - 1 = 0. \quad (2)$$

Вычисление площади деформированного сечения проведем при условии равенства периметров деформированного и недеформированного сечений

$$\int_0^{\psi_1} R d\theta = \int_0^{\psi} f(\theta) d\theta, \quad (3)$$

где ψ_1 — верхняя угловая граница периметра недеформированного сечения.

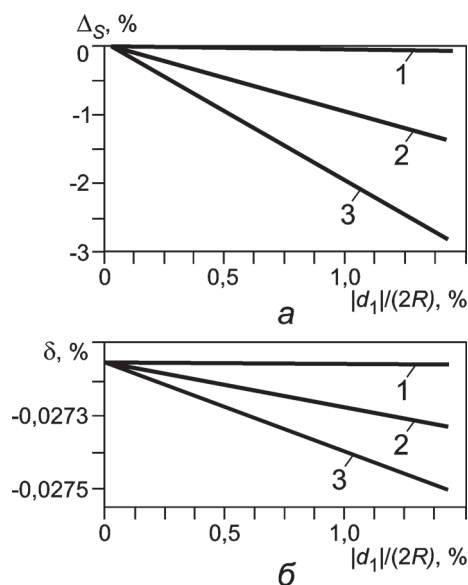
Для определения ψ при малых деформациях сечения положим $R_0 = R$ и в соответствии с (1) представим (3) в виде

$$a\psi^4 + b\psi^3 + c\psi^2 + d\psi + e = 0, \quad (4)$$

где $a = x_3/4$; $b = x_2/3$; $c = x_1/2$; $d = R$; $e = -2\pi R$.

Измерения, проводимые с применением ЭАП, позволяют получить количественные значения диаметра L_j . При этом θ_j указывает место расположения j -й пары ЭАП, $j \in [1, m]$. Для определения x_i , $i = 1, 2, 3$ достаточно иметь две пары ЭАП ($m = 2$), если учесть (2). При $j = 1, 2$ измерены значения $L_1 = f(\theta_1) + f(\theta_1 + \pi)$, $L_2 = f(\theta_2) + f(\theta_2 + \pi)$, соответственно. В процессе работы УЗР, если обеспечить $\theta_1 = \pi/4$, $\theta_2 = 3\pi/4$, тогда согласно (1) получим

$$\begin{aligned} L_1 - 2R &= 3\pi x_1/2 + 13\pi^2 x_2/8 + 63\pi^3 x_3/32; \\ L_2 - 2R &= 5\pi x_1/2 + 29\pi^2 x_2/8 + 185\pi^3 x_3/32. \end{aligned} \quad (5)$$



Зависимости изменения площади сечения S потока нефти (а) и погрешности вычисления (б) от $|d_1|/(2R)$ при $d_2 = -0,95d_1$; 0; d_1 — соответственно прямые 1 — 3

Обозначим $d_1 = L_1 - 2R$, $d_2 = L_2 - 2R$, где d_1 , d_2 характеризуют количественную оценку деформации сечения.

Решение системы уравнений (2), (5) дает

$$x_1 = \frac{8}{33\pi} (47d_1 - 41d_2); \quad x_2 = -\frac{4}{11\pi^2} (45d_1 - 43d_2);$$

$$x_3 = \frac{176}{33\pi^3} (d_1 - d_2). \quad (6)$$

Точное решение (4) с учетом (6) приводит к громоздким формулам. Менее сложной получается аппроксимация численного решения этого уравнения, например, методом итерации с максимальной погрешностью вычисления не более $\pm 1,10^{-8}\psi$. Такая аппроксимация, сформированная методом наименьших квадратов [4], имеет вид

$$\psi = 2\pi (1 + au + bu^2 + cu^3). \quad (7)$$

Здесь $u = (d_1 + d_2)/(2R)$; $a = -0,484844449$, $b = -0,001274$, $c = 0,235025$ при средней квадратической погрешности аппроксимации не более $7 \cdot 10^{-6}\psi$, если $|d_1|/(2R)$, $|d_2|/(2R) \leq 0,014$, $-0,028 \leq u \leq 0$.

В соответствии с (3) радиус виртуального круга, эквивалентного деформированному сечению, выражается формулой $R_3 = R \psi_1/\psi = R2\pi/\psi$, откуда площадь сечения

$$S = \pi R_3^2. \quad (8)$$

Оценим погрешность УЗР, обусловленную механической (или термической) деформацией сечения трубопровода. При этом изменение площади сечения потока нефти

$$\Delta_S = (S - \pi R^2)/S = 1 - \psi^2/(2\pi)^2. \quad (9)$$

Результаты расчетов по (9) с применением (7) приведены на рисунке, а. Малые деформации рабочего сечения потока жидкости $|d_1|/(2R) \approx 1,0$ % существенно ухудшают точность УЗР, если не учтено фактическое сечение потока нефти: изменения Δ_S в интервале между дискретными коррекциями информационно-измерительной системы (ИИС), содержащей УЗР, могут составить до $\pm 2,0$ %. Технология эксплуатационной поддержки метрологических характеристик ИИС измерения количества нефти состоит в ее периодической (как правило, ежегодной) проверке и контроле этих характеристик службой эксплуатации один раз в 7 — 30 дней. В интервале между операциями контроля проводится коррекция показаний ИИС на основе уточнения числа Рейнольдса. Однако реальное сечение потока нефти при этом не контролируется, хотя по исследованиям авторов вследствие изменения избыточного давления в трубопроводе и температуры транспортируемой нефти параметры сечения могут измениться в следующих пределах: $d_1/(2R)$ от $-0,01$ до $-0,0125$ и $d_2/(2R)$ от $-0,006$ до $+0,0062$. Это вызывает в данном случае изменение Δ_S площади от $-0,64$ до $-1,83$ %.

Погрешность вычисления S , обусловленную только неточностями определения d_1 и d_2 (соответственно δd_1 и δd_2) при условиях, введенных в (7), оценим как

$$\delta = \left(\frac{\partial S(d_1, d_2)}{\partial d_1} \delta d_1 + \frac{\partial S(d_1, d_2)}{\partial d_2} \delta d_2 \right) / S(d_1, d_2).$$

Повышение точности измерения расхода нефти достигается благодаря тому, что в вычислительном устройстве, входящем в состав ИИС, рассчитывается по (8) текущее значение сечения потока нефти, по которому вычисляется коэффициент преобразования УЗР [3]. Другие ВВФ учитываются в соответствии с [5]. При определении возникающей погрешности измерения положим $\delta d_1 = 0,01d_{1\max}$ и $\delta d_2 = 0,01d_{2\max}$, $d_{2\max}/(2R) = d_{1\max}/(2R) = 0,014$. Полученные результаты расчета δ приведены на рисунке б, откуда следуют выводы: Δ_S/δ может превысить 50, а погрешность измерения расхода нефти, обусловленная деформацией сечения, будет не более 0,03 %.

Л и т е р а т у р а

1. **МИ 2983—2006. ГСИ.** Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые UFM 500. Методика поверки.
2. **Биргер Г. И., Бражников Н. И.** Ультразвуковые расходомеры. М.: Металлургия, 1964.
3. **Пат. 2352905 РФ.** Измеритель массы жидкости, транспортируемой по нефтепроводу / К. Л. Куликовский, И. Ю. Еремин // Изобретения. Полезные модели. 2009. № 11.
4. **Бронштейн И. Н., Семендяев К. А.** Справочник по математике. М.: Наука, 1980.
5. **ГОСТ Р 8.595—2004. ГСИ.** Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам проведения измерений.

Дата принятия 28.05.2012 г.