

## Система измерений расхода нефти

В. В. ЯКУНИНА

Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия, e-mail: viktoriya-yakunina@mail.ru

Проанализированы существующие методы измерений плотности потока нефти, протекающей по нефтепроводу. Рассмотрена информационно-измерительная система, позволяющая оперативно измерять плотность контролируемого потока и вносить поправку в результат измерений расхода.

**Ключевые слова:** отбор проб, плотность нефти, расход жидкости, электроакустический преобразователь, коррекция погрешностей.

The existing methods of oil flow in pipeline density measurements are analyzed. The information-measuring system allowing to measure quickly the flow under control density and to correct the flow rate measurements results is considered.

**Key words:** sampling, oil density, liquid flow rate, electroacoustic converter, error correction.

Нефть при приеме должна соответствовать требованиям национального стандарта [1], в соответствии с которым плотность является ключевым параметром для контроля качества и коммерческого учета нефти и нефтепродуктов. Указанный параметр для большинства ультразвуковых информационно-измерительных систем (ИИС) расхода определяется в лабораторных условиях по отобранной пробе с помощью ареометра. Периодичность контроля — 1 раз в 2 дня [2]. Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности данным методом  $\delta_{п.м} = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$  [3]. По окончании лабораторных исследований значения плотности, найденные при температуре  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  и нулевом избыточном давлении, вводятся оператором с учетом погрешности в функциональный блок ИИС, где хранятся константы.

При измерениях расхода с использованием ИИС в реальных условиях транспортирования плотность  $\rho_n$  контролируемого потока при температуре  $t_{окр}$ ,  $^\circ\text{C}$ , и давлении  $p$ , МПа, вычисляется по формуле [4]:

$$\rho_n(t_{окр}, p) = \frac{\rho_{15} \exp(-\beta_{15}(t_{окр} - 15)(1 + 0,8\beta_{15}(t_{окр} - 15)))}{1 - \gamma_t p}, \quad (1)$$

где  $\rho_{15}$  — плотность нефти при температуре  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  и избыточном давлении  $0 \text{ МПа}$ ;  $\beta_{15} = (K_0 + K_1\rho_{15})/\rho_{15}^2$  — температурный коэффициент объемного расширения нефти при  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $K_0$ ,  $K_1$  — численные коэффициенты,  $K_0 = 613,97226$ ,  $K_1 = 0$ ;  $\gamma_t$  — коэффициент сжимаемости при  $t_{окр}$ .

Применение адаптированной программы, указанной в [4], позволяет провести расчет по (1) с абсолютной погрешностью  $\delta_p < 0,01 \text{ кг/м}^3$ . Таким образом, суммарная погрешность результата измерения плотности

$$\delta_\Sigma = \sqrt{\delta_{п.м}^2 + \delta_p^2} = 0,09. \quad (2)$$

Однако реальное значение плотности будет отличаться от  $\delta_\Sigma$  из (2), так как при лабораторном методе не учитывается, что плотность контролируемого потока изменяется не

только под действием температуры и давления, как следует из (1), но и с изменением во времени компонентного состава нефти (концентрации парафина, песка, глины и др.). Кроме того, периодичность отбора проб также снижает точность определения плотности потока.

Все эти причины способствуют появлению погрешности, которая в два и более раз может превышать  $\delta_{п.м}$ .

Повышение количества контрольных проб нефти для определения ее плотности приведет к увеличению трудозатрат и, как следствие, значительному удорожанию продукта. Выходом из сложившейся ситуации может стать применение системы, позволяющей оперативно измерять плотность нефти и расположенной непосредственно на контролируемом участке трубопровода.

В структуре, описанной в [5], для оперативного измерения этого параметра служит датчик плотности, который в данном случае является отдельным измерительным каналом ультразвуковой ИИС, реализующей времяимпульсный метод измерений расхода [6]. Суммарная погрешность измерения плотности определяется, в основном, методической  $\delta_m$  и инструментальной  $\delta_{ин}$  составляющими погрешности выбранного датчика:

$$\delta_p = \sqrt{\delta_m^2 + \delta_{ин}^2 + \delta_d^2}, \quad (3)$$

где  $\delta_d$  — дополнительная погрешность датчика.

Из (3) следует, что при использовании датчика плотности дополнительная погрешность остается в этой расчетной формуле. Однако в отличие от метода отбора проб дополнительная погрешность известна и является нормированной метрологической характеристикой датчика.

Основной недостаток применения датчика плотности как отдельного измерительного канала ИИС — влияние погрешности канала на результат измерения расхода, а также повышение общей стоимости ИИС и увеличение затрат на поверку. Предлагается измерять плотность контролируемого потока ультразвуковым методом, не выделяя для этого отдельного структурного блока в ИИС. Преимуществами данного метода являются отсутствие контакта с контролируемой средой и высокая чувствительность.

За основу принята ИИС, рассмотренная в [5]. Для приема и передачи акустических сигналов здесь использованы обратимые, работающие как на прием, так и на передачу акустических сигналов, электроакустические преобразователи (ЭАП), которые располагаются на нефтепроводе попарно напротив друг друга (рис. 1). В результате работы пары ЭАП формируются значения времени прохождения акустического сигнала от одного преобразователя к другому по ( $t_1$ ) и против ( $t_2$ ), направления потока, с использованием которых можно вычислить скорость перемещения потока вдоль акустического пути

$$v_n = \frac{L}{2 \sin \alpha} \left( \frac{1}{t_1} - \frac{1}{t_2} \right),$$

где  $L$  — длина пути  $O_1M$  акустического сигнала от источника ЭАП1 до приемника ЭАП2;  $\alpha$  — угол между направлением распространения акустического сигнала вдоль  $O_1M$  и плоскостью поперечного сечения нефтепровода  $OO_1$  (см. рис. 1).

Учесть неравномерность скорости перемещения потока по сечению ИИС позволяет ее многоканальность, т. е. применение  $n$  пар ЭАП для вычисления средней скорости

$$v_{n.ср} = \sum_{i=1}^n v_{n.i} / n. \quad (4)$$

В зависимости от диаметра трубопровода оптимальное количество пар ЭАП, обеспечивающее высокую точность измерения расхода, составляет 3—6. Функция преобразования ИИС имеет вид

$$Q = T v_{n.ср} \rho_n \pi S, \quad (5)$$

где  $T$  — интервал времени, за которое определяется массовый расход;  $S$  — площадь поперечного сечения нефтепровода.

В предлагаемой ИИС принцип действия измерительного канала плотности основан на измерении времени распространения ультразвуковых колебаний в нефти, зависящего от изменения ее плотности [6]. Как показано в [7], скорость распространения ультразвукового сигнала (УЗС) в линейной жидкой среде определяется ее физическими свойствами:

$$v_{уЗС} = (\gamma \rho_n)^{-1/2}, \quad (6)$$

где  $\gamma$  — коэффициент сжимаемости среды.

Время прохождения сигнала от ЭАП1 к ЭАП2 (в соответствии с рис. 1):

$$t_{уЗС} = L/v_{уЗС} + v_{n.ср} \cos \alpha. \quad (7)$$

При измерении плотности предложенным методом учитывается ранее вычисленное  $v_{n.ср}$  из (4). При этом угол наклона  $\alpha$  и площадь  $S$  поперечного сечения должны быть известны и уточняться при калибровке ИИС. Полученные при калибровке значения вводят в функциональный блок ИИС для хранения констант.

В соответствии с рис. 1

$$L = D/\cos \alpha, \quad (8)$$

где  $D$  — диаметр трубопровода,  $D = OO_1$ .

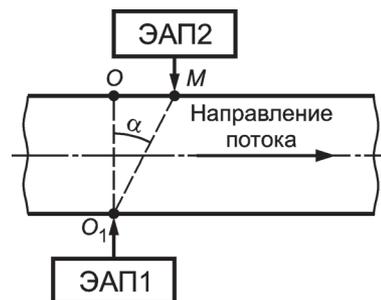


Рис. 1. Схема расположения электроакустических преобразователей на нефтепроводе:

ЭАП 1, ЭАП 2 — источник и приемник акустического сигнала

Таким образом, с учетом (6) — (8) выражение для расчета плотности приобретает вид

$$\rho_n = \frac{\gamma D}{t_{уЗС}} \left( \frac{D}{(\cos \alpha)^2 t_{уЗС}} - 2v_n \right) + (v_{n.ср} \cos \alpha)^2. \quad (9)$$

При использовании  $n$  пар ЭАП, т. е.  $n$  каналов ИИС, минимальный период измерения плотности

$$T_{min} = \sum_{i=1}^n \tau_i,$$

где  $\tau_i$  — временная задержка, которая складывается из времени прохождения акустического (ультразвукового) сигнала по ( $\tau_1$ ) и против ( $\tau_2$ ) потока, времени ( $\tau_3$ ) обработки полученной информации для каждой из  $n$  пар ЭАП, а также времени ( $\tau_4$ ) вычисления средней скорости потока.

За период  $T_{min}$ , который соответствует интервалам ( $T_0, T_1$ ), ( $T_1, T_2$ ), ( $T_3, T_4$ ) и т. д. (рис. 2), значение плотности, рассчитанное по (9), принимается постоянным.

Как отмечено выше, при использовании лабораторного метода неравномерное распределение плотности по всему сечению трубопровода приводит к появлению дополнительной погрешности. Применение измерительного канала плотности в ИИС позволяет не только снизить влияние указанной погрешности, но и учесть изменение компонентного состава потока нефти в процессе транспортировки, что является важным преимуществом указанной системы. Определение качества нефти с помощью ИИС осуществляется методом сравнения полученных значений плотности с расчетным  $\rho_p$  и коррекции результатов, превышающих установленные допускаемые значения в интервале от предельного нижнего  $\rho_{пр.н}$  до предельного верхнего  $\rho_{пр.в}$  (см. рис. 2) значений. При этом  $\rho_p$  определяется как среднее значение плотности за сутки, приведенное к действительным на время измерения значениям температуры и давления. При отсутствии статистических данных за сутки во вновь установлен-

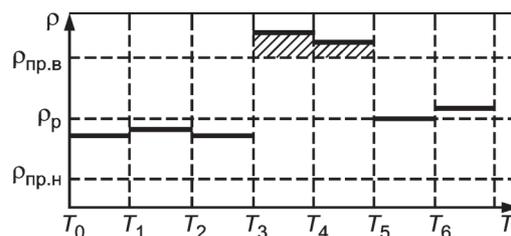


Рис. 2. График оперативного изменения плотности во времени

ной системе на нефтепровод за расчетное принимается значение, полученное при лабораторных исследованиях.

Причиной возникновения завышенных результатов измерения плотности с использованием измерительного канала ИИС является увеличение времени прохождения УЗС от ЭАП1 к ЭАП2. Данное обстоятельство обусловлено появлением в движущемся потоке сгустков парафина или обтекаемых тел другого компонентного состава. Такие завышенные результаты измерений плотности (см. рис. 2, заштрихованные участки) требуют коррекции в процессе вычислений. Коррекция результатов измерений плотности, рассчитанных по (9), осуществляется следующим образом:

полученные значения  $\rho_{\text{нi}}$  сравнивают с установленными предельными значениями

$$\rho_{\text{пр.н}} \leq \rho_{\text{нi}} \leq \rho_{\text{пр.в}} \quad (10)$$

если измеренное значение удовлетворяет условию (10), то его применяют при расчете расхода ИИС в соответствии с (5);

в другом случае в (5) учитывают среднее значение  $\rho_{\text{ср}}(\tau)$  за установленный оператором период времени  $\tau$  (например, за 5 предыдущих циклов измерений).

Основной недостаток рассматриваемой ИИС — функция исключения завышенных результатов измерений становится активной только после сбора статистических данных о компонентном составе потока, позволяющем установить допустимый предел изменения плотности. После сбора статистических данных за выбранный период при измерении расхода в ИИС автоматически происходит коррекция завышенных результатов измерений. По результатам анализа графика оперативного изменения (см. рис. 2) можно судить о качестве контролируемого потока по количеству

значений, превышающих допустимые пределы. Приведенная выше корректировка результатов измерений плотности позволяет исключить из рассмотрения дополнительную погрешность датчика  $\delta_{\text{д}}$ , влияние которой ранее не учитывалось.

Таким образом, применение коррекции результата измерения плотности приводит к снижению погрешности ИИС и повышению ее экономической эффективности (снижению стоимости и затрат на поверку).

#### Л и т е р а т у р а

1. **ГОСТ Р 51858—2002.** Нефть. Общие технические условия.
2. **Фатхутдинов А. Ш. и др.** Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке. М.: Недра, 2002.
3. **ГОСТ 3900—85.** Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
4. **РМГ 97—2010.** ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы расчета.
5. **Пат. 2319933 РФ.** Измеритель объема жидкости, транспортируемой по нефтепроводу / К. Л. Куликовский, И. Ю. Еремин // Изобретения. Полезные модели. 2008. № 8.
6. **Кремлевский П. П.** Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник. Кн. 2 / Под общ. ред. Е. А. Шорникова. СПб.: Политехника, 2004.
7. **Хамидуллин В. К.** Ультразвуковые контрольно-измерительные устройства и системы. Л.: Изд-во ЛГУ, 1989.

Дата принятия 13.07.2012 г.

621.3.088.4

## Метрологические основы определения потерь в счетчиках электроэнергии

Л. К. ОСИКА

Фонд поддержки научной, научно-технической деятельности «Энергия без границ», Москва, Россия, e-mail: osikalk@yandex.ru

*Рассмотрены прямые и косвенные методы измерения потерь электроэнергии в элементах электрической сети. Сделан вывод об актуальности и целесообразности расчета потерь с использованием результатов измерений тепловых импульсов тока и напряжения, выполняемых в счетчиках электрической энергии. Приведены алгоритмы расчета потерь на основе данных, снимаемых со счетчиков различных производителей, а также метрологические характеристики этих приборов.*

**Ключевые слова:** электрическая энергия, потери, линии электропередачи, счетчики, трансформаторы.

*The direct and indirect methods of power loss measurement in electrical network elements are considered. The conclusion is made the relevance and suitability of loss calculation using the measurements results of current and voltage thermal pulse, performed on electricity supply meters. The algorithms of loss calculation based on data from counters of different manufacturers and the metrological characteristics of these instruments are presented.*

**Key words:** electric power, loss, electricity transmission lines, counters, transformers.

Потери электроэнергии (мощности) в элементах электрической сети — линиях электропередачи, трансформаторах, реакторах — можно измерять прямым или косвенным

методом [1]. В большинстве практических случаев потери электрической энергии (мощности), поступающей в элемент сети или уходящей из него, достаточно малы: например, при