

ЭЛЕКТРОННО-АКУСТИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Фомин А.В., Скворцов Б.В., Астапов В.Н.

Плотность является важнейшей характеристикой нефтепродуктов. Различают абсолютную и относительную плотность вещества. Наиболее распространены лабораторные методы определения абсолютной плотности, основанные на взвешивании фиксированного объема нефтепродукта при определенной температуре, либо на погружении эталонной массы фиксированного объема в исследуемую среду. Эти методы используют широко известные ареометры, гидростатические весы Вестфаля и пикнометры [1]. Указанные приборы можно применять, в основном, в режиме отбора пробы, что затрудняет его использование в технологическом процессе. Применение высокочувствительных датчиков давления с автоматической механической дозировкой пробоотборника дает некоторые перспективы использования метода взвешивания в технологической трубе. Кроме абсолютной определяют также относительную плотность вещества, которой называется отношение его массы к массе чистой воды при 4°C, взятой в том же объеме. Численные значения абсолютной и относительно плотности совпадают, но относительная плотность - величина безразмерная. Экспериментально установлено, что нефтепродукты и вода имеют неодинаковые коэффициенты расширения. Поэтому необходимо при определении плотности указывать температуры воды и нефтепродукта, при которых проводилось определение.

В России плотность нефтепродуктов определяют при температуре 20°C и относят к плотности воды при 4°C и обозначают через ρ_4^{20} . Часто приходится определять плотность при температурах, отличающихся от 20°C. Чтобы получить сравнимые результаты, необходимо проводить пересчет плотности по формуле:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^{\theta} + \gamma(\theta - 20),$$

где ρ_4^{20} относительная плотность при температуре испытания,

γ средняя температурная поправка плотности на 1°C,

θ - температура, при которой проводится опыт, °C.

Приведенная формула предложена Д.И.Менделеевым. Она показывает, что плотность нефтепродуктов уменьшается с повышением температуры и увеличивается с ее понижением. Однако следует отметить, что результат пересчета плотности по формуле получается правильным только в том случае, когда определение плотности нефтепродуктов проводится при температуре не ниже 0°C и не выше 50°C.

Возрастающие требования к средствам измерения заставляют исследователей искать новые принципы преобразования, одним из которых является вибрационно-частотный, занявший по числу публикаций в последнее время одно из ведущих мест. Основное отличие вибрационных плотномеров от традиционных в том, что они непосредственно преобразуют измеряемый параметр в частотно-модулированный сигнал без использования промежуточных преобразователей, что обеспечивает высокую точность измерения. В настоящее время известно более сотни патентов и авторских свидетельств, охватывающих различные конструкции вибрационных плотномеров /2/. В Англии, США, Японии и Венгрии налажен их серийный выпуск, имеются сведения о применении вибрационных плотномеров собственных разработок в ФРГ, Франции, Австрии. В России опытным заводом имени М.И.Калинина НИПИ нефтехимавтоматика выпущен серийный образец автоматического плотномера типа АИП. Несмотря на большое разнообразие предложенных схем и конструкций таких плотномеров, до сих пор отсутствует теоретически обоснованный подход к их проектированию, ограничены сведения, характеризующие взаимодействие механических резонаторов с контролируемой средой при воздействии многочисленных факторов, присутствующих в реальных условиях измерения.

В зависимости от способа контакта механического резонатора с контролируемой средой различают проточные /3/ и погружные плотномеры. Во-первых, жидкость протекает внутри резонатора и участвует в колебаниях как инертная масса, жестко связанная с ним. В таких приборах колебательная система, как правило, выполняется на основе трубчатых резонаторов. В погружных преобразователях механический резонатор помещают в контролируемую жидкость на некоторую глубину, и ее действие подобно действию некоторой "присоединенной массы", связанной с резонатором и увлекаемой им в колебательное движение. В этом случае в качестве резонаторов обычно используются пластины или оболочки. Передача колебательной энергии механическим резонаторам может производиться различными системами возбуждения, однако, наибольшее распространение в датчиках плотности получили электромагнитные, магнитоэлектрические и пьезоэлектрические системы возбуждения и съема колебаний.

Исследования акустических характеристик углеводородных сред показали принципиальную возможность определять плотность по скорости распространения звука в топливе. В частности, получены выражения, связывающие такие параметры как скорость звука (c), плотность (ρ) и температура (θ):

скорость звука в нефтепродуктах:

$$c = \frac{\rho}{\sqrt{K_{\beta}}} \approx K_c \cdot \rho,$$

где K_{β} коэффициент связи между плотностью и сжимаемостью,
 K_c - коэффициент связи между плотностью и скоростью звука;
 зависимость скорости звука от температуры:

$$c = c_{20} - k_c (\theta - 20),$$

где k_c температурный коэффициент скорости звука,
 c_{20} - скорость звука при 20°C.

Практическая реализация электронно-акустического устройства определения плотности нефтепродуктов поясняется чертежами, где на рис.1 представлены временные диаграммы поясняющие способ определения плотности, а на рис.2 – устройство для его осуществления.

Зависимость скорости звука от плотности является нелинейной функцией, поэтому для акустических устройств определяющих плотность нефтепродуктов можно применить алгоритм их калибровки по нефтепродуктам с известными плотностями.

В кювету 1 наливается контролируемая жидкость, формирователь 4 формирует через определенные промежутки времени пачки импульсов заданной частоты (передний фронт пачки импульсов фиксируется в управляемом высокочастотном прецизионном генераторе импульсов 7), которые поступают на вход излучателя акустического сигнала 2, акустический сигнал проходит через жидкость и принимается приемником 3, где акустический сигнал преобразуется в электрический, который усиливается усилителем сигналов 5, с выхода усилителя 5 сигнал поступает на компаратор уровня 6, который исключает из дальнейшей обработки "паразитный" акустический сигнал, прошедший по стенкам кюветы 1, передний фронт принятого сигнала фиксируется в управляемом высокочастотном прецизионном генераторе импульсов 7. Передним фронтом пачки импульсов (рис.1,а) с формирователя 4 запускается высокочастотный прецизионный генератор 7, импульсы которого подсчитываются счетчиком 8, а передним фронтом принятого сигнала (рис.1,б) генератор 7 отключается, по количеству импульсов, подсчитанных счетчиком 8, определяется время прохождения сигнала через жидкость (рис.1,в). Данные о времени прохождения сигнала поступают в вычислительное устройство 12. С выхода усилителя 5 сигнал поступает также на вход пикового детектора 9, где выделяется максимальная амплитуда принятого сигнала, величина которой определяется в блоке измерения амплитуды 10, данная величина также поступает в вычислительное устройство 12, куда также по-

ступают данные с датчика температуры 11. В блоке памяти 13 хранятся в цифровом виде величины, характеризующие время прохождения акустических сигналов через эталонные жидкости низкой, средней и высокой плотности при различных температурах, вязкости определяемые при калибровке устройства. Вычислительное устройство 12, используя полученные результаты измерений и матрицу соответствия плотности эталонных сред при различных температурах и вязкости, определяет плотность исследуемой пробы. Эта величина высвечивается на индикаторе 14.

В общем случае плотность жидкости связана с другими ее электрофизическими параметрами выражением:

$$\rho = F(c, \theta, \alpha),$$

- где c - скорость акустического сигнала в контролируемой жидкости;
 θ - температура контролируемой жидкости;
 α - затухание акустического сигнала в контролируемой жидкости.

Тогда калибровочная модель процесса определения плотности жидкости:

$$\begin{cases} \rho_1 = a_1 \cdot c_1 + a_2 \cdot \theta_1 + a_3 \cdot \alpha_1 \\ \rho_2 = a_1 \cdot c_2 + a_2 \cdot \theta_2 + a_3 \cdot \alpha_2 \\ \rho_3 = a_1 \cdot c_3 + a_2 \cdot \theta_3 + a_3 \cdot \alpha_3 \end{cases},$$

- где ρ_k ($k = 1, 2, 3$) - предварительно известные значения плотностей эталонных жидкостей;
 c_k, θ_k, α_k ($k = 1, 2, 3$) - измеренные скорость акустического сигнала, температура и затухание акустического сигнала в контролируемой жидкости;
 a_k ($k = 1, 2, 3$) - неизвестные связывающие коэффициенты.

Коэффициенты a_k находятся по формулам:

$$a_k = \frac{\Delta a_k}{\Delta} \quad (k = 1, 2, 3),$$

где

$$\Delta = \begin{vmatrix} c_1 & \theta_1 & \alpha_1 \\ c_2 & \theta_2 & \alpha_2 \\ c_3 & \theta_3 & \alpha_3 \end{vmatrix}, \Delta a_1 = \begin{vmatrix} \rho_1 & \theta_1 & \alpha_1 \\ \rho_2 & \theta_2 & \alpha_2 \\ \rho_3 & \theta_3 & \alpha_3 \end{vmatrix}, \Delta a_2 = \begin{vmatrix} c_1 & \rho_1 & \alpha_1 \\ c_2 & \rho_2 & \alpha_2 \\ c_3 & \rho_3 & \alpha_3 \end{vmatrix}, \Delta a_3 = \begin{vmatrix} c_1 & \theta_1 & \rho_1 \\ c_2 & \theta_2 & \rho_2 \\ c_3 & \theta_3 & \rho_3 \end{vmatrix}.$$

Тогда плотность контролируемой жидкости будет определяться:

$$\rho = a_1 \cdot c + a_2 \cdot \theta + a_3 \cdot \alpha.$$

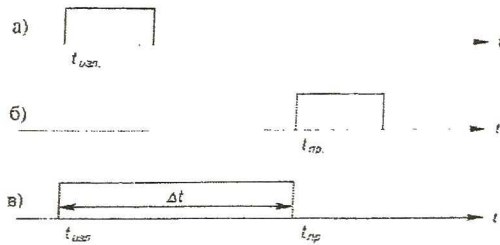


Рис. 1

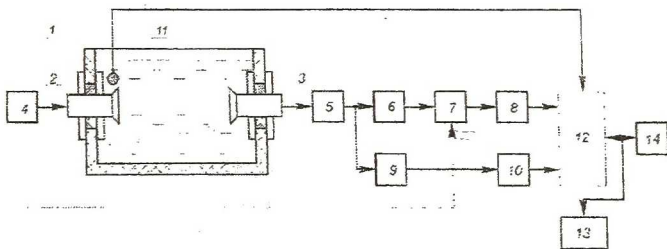


Рис. 2

Определение плотности нефтепродуктов весьма облегчает всевозможные расчеты, связанные с исчислением их массового количества. Учет количества нефтепродуктов в объемных величинах вызывает некоторые неудобства, так как объем жидкости зависит от температуры, которая может изменяться в довольно широких пределах. Зная же объем и плотность можно при приеме, отпуске и учете нефтепродуктов выражать их количества в массовых единицах. Плотность входит также составной частью в различные комбинированные константы, характеризующие химический состав и свойства нефтепродуктов.

Список использованных источников

1. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. Л.: Химия, 1977.
2. Ю.П. Жуков. Вибрационные плотномеры. М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Эйгенброт В.М., Белоусов Ю.М. Частотные методы измерения плотности гидросмесей в потоке // Приборы и системы управления. 1976. №9. 30-32.
4. Скворцов Б.В., Коныхов Н.Е., Астапов В.Н. Приборы и системы контроля качества углеводородных топлив. М.: Энергоатомиздат, 2000.