

К.А. Кабачный, к.т.н.

# ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

**Проблема эффективности и надежности систем коммерческого и технологического учета нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках остро стоит перед самыми разными предприятиями нефтегазовой отрасли. В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2002 для измерения массы продукта в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют прямые и косвенные методы измерений.**

Несмотря на преимущества прямых методов измерений, широкое применение на предприятиях нефтегазового комплекса, как в России, так и во всем мире получили косвенный метод статических измерений и косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе. В настоящее время зарубежными и отечественными производителями предлагаются разнообразные комплексы учета массы нефти и нефтепродуктов, основанные на данных методах измерения и их модификациях. Сравнительному анализу этих двух методов посвящено много публикаций, в которых предпочтение отдается косвенному методу статических измерений с использованием радарных уровнемеров, как обеспечивающих более высокую точность измерений. Попробуем и мы разобраться в точностных характеристиках этих методов. В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2002 при косвенном методе статических измерений массу продукта определяют согласно выражению:

$$m_2 = \frac{1}{g} PS,$$

по результатам измерений:

- уровня продукта – стационарным уровнемером или другими средствами измерений уровня жидкости. Значение уровня используют для определения объема продукта  $V$  по градуировочной таблице меры вместимости;
- плотности продукта  $\rho$  – переносным или стационарным средством

измерений плотности или ареометром в лаборатории в объединенной пробе продукта;

- температуры продукта – термометром в точечных пробах или с помощью переносного или стационарного преобразователя температуры. Значение температуры продукта используется для приведения измеренного значения плотности к температуре 15°C или 20°C;

При косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, массу продукта в мерах вместимости определяют согласно выражению:

$$m_2 = \frac{1}{g} PS,$$

по результатам измерений:

- гидростатического давления столба продукта  $P$  – стационарным измерителем гидростатического давления;
- уровня продукта – переносным или другим средством измерений уровня. Значение уровня используется для вычисления значений средней площади резервуара  $S$ .

Для упрощения наших рассуждений, сравнение погрешностей этих методов на примере измерения массы нефти в вертикальном цилиндрическом резервуаре (мере вместимости) и температуре нефти равной 15°C.

В соответствии с указанным ГОСТ и с учетом принятых упрощений доверительные относительные погрешности измерений массы продукта при кос-

венном методе статических измерений  $\delta m_1, \%$ , при доверительной вероятности 0,95 вычисляются по формуле:

$$\delta m_1 = \pm 1,1\sqrt{\delta K^2 + k_\phi \delta H^2 + \delta \rho^2 + \delta N^2},$$

где  $\delta K$  – относительная погрешность составления градуировочной таблицы;

$\delta H$  – относительная погрешность измерений уровня продукта;

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности продукта;

$\delta N$  – относительная погрешность устройства обработки измерительной информации (ИВК)

$k_\phi$  – коэффициент формы, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, для вертикальных цилиндрических резервуаров  $k_\phi = 1$ .

Доверительные относительные погрешности измерений массы продукта при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе  $\delta m_2, \%$ , при доверительной вероятности 0,95 вычисляются по формуле:

$$\delta m_2 = \pm 1,1\sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (1 - k_\phi)\delta H^2 + \delta N^2},$$

где  $\delta P$  – относительная погрешность измерений гидростатического давления.

Рассмотрим составляющие погрешностей указанных методов. Погрешности устройств обработки измерительной информации  $\delta N$  примем одинаковыми для обоих методов, так как на современном уровне развития вычислительной техники минимизация этой составляющей не представляет больших трудностей. Кроме того, оба метода

реализованы с помощью программного обеспечения на базе ОС Windows. Относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара зависит от метода градуировки и объема резервуара находится в пределах 0,1-0,4%. Погрешность измерения плотности зависит от используемых средств измерений (СИ), для переносных и стационарных СИ находится в пределах 0,1%. Абсолютная погрешность измерения уровня современными радарными уровнемерами составляет  $\pm 1$  мм. Для уровней 1 и 10 метров, относительная погрешность  $\delta H$  составит 0,1% и 0,01% соответственно. Современные датчики давления имеют основную погрешность измерений 0,075 % от верхнего предела измерений. Относительная погрешность измерений гидростатического давления  $\delta P$  для принятых уровней составит соответственно 0,75 % и 0,075 %. Подставляя приведенные значения погрешностей в формулы для расчета погрешности измерений массы, получим соответственно:  $\delta m_1 = 0,2\%$  и  $\delta m_2 = 0,8\%$ . Причем значение  $\delta m_1$  ограниче-

но погрешностями градуировки резервуара и измерения плотности, а значение  $\delta m_2$  получено при наихудшей погрешности преобразователя давления и может быть снижена. Следует отметить, что при расчете погрешности  $\delta m_1$  необходимо учитывать влияние температуры, при которой измеряется уровень и плотность, вводя коэффициенты объемного расширения самого продукта и материала из которого изготовлена мера вместимости. Поэтому реальное значение погрешности  $\delta m_1$  будет несколько выше приведенного. Другим преимуществом гидростатического метода является отсутствие необходимости в измерении плотности, так как информация о плотности жидкости содержится в значении гидростатического давления. Еще одним достоинством гидростатического метода, является низкая стоимость оборудования для реализации метода, по сравнению с использованием радарных уровнемеров. Стоит отметить, что каждый из рассмотренных методов имеет свои достоинства и недостатки. Поэтому при выборе

косвенных методов статических измерений необходимо учитывать достаточно много влияющих факторов, таких как: климатические условия, особенности технологического процесса хранения и переработки нефтепродуктов, возможности по установке средств измерений, цели и задачи управления технологическим процессом, и так далее. Без учета всех этих составляющих обосновано выбрать метод измерения, ссылаясь на высокую точность измерения уровня радарными уровнемерами невозможно. Одним из основных направлений деятельности ООО «АПЛИСЕНС» является разработка и производство преобразователей давления реализующих гидростатические методы измерения: уровня в открытых и закрытых резервуарах, плотности.

**ООО "АПЛИСЕНС"**  
129345, ул. Летчика Бабушкина, д. 39, к. 3  
тел.: (495) 726-34-61,  
234-61-10, 368-32-41  
e-mail: info@aplisens.ru  
[www.aplisens.ru](http://www.aplisens.ru)



**Производитель контрольно-измерительной аппаратуры**  
129345, Москва, ул. Летчика Бабушкина, д. 39, кор. 3.  
(495) 726-34-61, (495) 234-61-10, (495) 368-32-41  
[www.aplisens.ru](http://www.aplisens.ru) E-mail: info@aplisens.ru

**Гидростатические уровнемеры**



**Преобразователи давления**



**Преобразователи разности давлений**



**APR-2000AL интеллектуальный преобразователь разности давлений**

Выходной сигнал 4...20, 0...20 и 0...5мА + HART

Основная приведенная погрешность  $\pm 0,075\%$

Искробезопасное исполнение






**Завод изготовитель в Варшаве**