

Тарасов Владимир Владимирович, магистрант

ФГБОУ ВО «Самарский государственный Технический университет»

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ

Аннотация: В данной работе выполнено сравнение методов измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В заключении сделан вывод, что измерение массы нефти, выполненное гидростатическим способом, повышает не только точность измерений, но и безопасность, производительность и эффективность эксплуатации резервуаров.

Ключевые слова: Масса нефти, резервуар, методы измерения, вычисление погрешности.

Abstract: this paper compares methods for measuring the mass of oil and oil products in tanks. In conclusion, it is concluded that the measurement of oil mass, performed hydrostatic method, increases not only the accuracy of measurements, but also the safety, productivity and efficiency of operation of tanks.

Keywords: Mass of oil, the reservoir, methods of measurement, the calculation error.

1. Вычисление массы нефти в резервуаре объёмно-массовым методом.

Вычисление массы нефти объёмно-массовым метода выполняется в несколько этапов.

1.1. На самом первом этапе происходит измерение уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре рулеткой с лотом или автоматической системы замера уровня (СЗУ). Для товарно-коммерческих операций (ТКО), погрешность данного измерения уровня не может превышать ± 1 мм.

В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 7502-98) при измерениях рулеткой при температурах, которые составляет меньше или больше 20°C, вводится поправка t на температурный коэффициент линейного расширения [2, с. 6], которая рассчитывается по формуле:

$$\Delta_t = \alpha L_{и}(t - 20)t,$$

где α - коэффициент линейного расширения материала измерительной ленты (для углеродистой стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$, для нержавеющей стали $\alpha = 2,0 \cdot 10^{-5}$) [6, с. 19];

$L_{и}$ - длина по шкале рулетки, измеренная при температуре t ;

t - температура воздуха при измерении, °C.

1.2. По градуировочной таблице резервуара определяем объем продукта, согласно измерениям уровня продукта в резервуаре, приведенный к нормальным условиям (20°C).

Резервуар вертикальный цилиндрический стальной (РВС) отградуирован с погрешностью $\Delta K = \pm 0,1 \%$, при указанной температуре в соответствии с нормативным документом (ГОСТ 8.570-00) [5, с. 8].

По справочникам определяют следующее:

- коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара:

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C};$$

- коэффициент объемного расширения продукта:

$$\beta = 8 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}.$$

1.3. Производится отбор пробы в соответствии с ГОСТ 2517-12, в процессе измеряем температуру [1, с. 4].

1.4. Далее в лаборатории, по объединенной пробе, определяют плотность нефти. Измерение плотности нефти проводят пикнометрическим, ареометрическим или вибрационным методом при стандартной температуре (20 °C или 15 °C) в соответствии с нормативными документами: ГОСТ 3900-85 с помощью ареометра при абсолютной погрешности $\Delta \rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$ и термометром с абсолютной погрешностью $\Delta t = \pm 1^\circ\text{C}$.

1.5. Температуру испытуемой пробы измеряют до и после измерения плотности и поддерживают постоянной, с погрешностью не более 0,2 °С [3, с. 2].

1.6. При следующем этапе вычисляют массу нефти по данной формуле:

$$m_1 = \rho_t * V_t.$$

Обработка результатов измерений производится на ЭВМ, с относительной погрешностью $\Delta M = \pm 0,1 \%$.

Для вычисления погрешности данного метода определяют следующие параметры:

- относительную погрешность измерения плотности продукта:

$$\Delta \rho = \frac{\delta \rho}{\rho_{min}} * 100\%;$$

- абсолютную погрешность измерения разности температур:

$$\Delta \delta_t = \pm \sqrt{t_E^2 + \Delta t_{пр}^2}.$$

При вычислении погрешности данного метода обращают внимание на то, что она достигает максимума при максимальном H_i для данного резервуара, который указывается в паспорте на резервуар, а также при минимальной разности показателей $(H_i - H_{i+1})_{min}$ и максимальном превышении температуры t_v над температурой t_p которые указываются в МВИ.

Пределы относительной погрешности методов измерения массы могут быть не больше:

$\pm 0,25 \%$ - для определения массы брутто нефти;

$\pm 0,35\%$ - для определения массы нетто нефти;

$\pm 0,5 \%$ - для определения массы нетто нефтепродуктов от 100 т и выше;

$\pm 0,8 \%$ - для определения массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов.

С помощью существующих методов отбора проб из мер вместимости не возможно определить распределение значений плотности и температуры по высоте резервуара. Это является причиной усложнения процесса вычисления необходимых параметров в объединенной пробе и ведет к неточностям в

вычислениях массы продукта в емкости. Так же учитываются погрешности, которые возникают от температурного расширения конструкций резервуара. Точность измерения массы брутто продукта при использовании данного метода зависит от погрешностей градуировочной приборов и таблицы, которые используют при проведении замера температуры, уровня и плотности.

2. Метод гидростатического измерения уровня (ГИУ).

Измерение массы брутто продукта в резервуаре гидростатическим методом производится в несколько этапов.

2.1. Начинается процесс измерением давления по слоям продукта P_K .

2.2. Так же, при измерение давления по слоям, измеряется температура по слоям продукта t_k .

2.3. После этого нужно высчитать усредненную температуру t_{cp} .

2.4. Далее определяется плотность по каждому слою продукта.

2.5. После этого нужно рассчитать среднюю плотность.

2.6. Далее вычисляется уровень налива продукта.

Первый находящийся под уровнем жидкости датчик выдает давление:

$$P_1 = p_1 \cdot g \cdot H.$$

Второй датчик показывает давление, которое высчитывается по формуле:

$$P_2 = p_1 \cdot g \cdot h.$$

Далее через P_2 выразим значение плотности:

$$P_1 = \frac{p_2}{g \cdot h}.$$

Подставляем величину плотности в формулу и выражаем величину H :

$$H = \frac{P_1}{P_2}.$$

Исходя из этого, мы вычисляем уровень взлива в резервуаре:

$$L_{tcp} = h_0 + h \times (n - 1) + H$$

где: h_0 – расстояние от замерного столика, который расположен на днище резервуара, до первого датчика;

h – калиброванное расстояние между датчиками;

n – число датчиков;

H – расстояние от уровня налива до первого датчика под уровнем продукта.

При вычислении погрешности метода обращают внимание на то, что она достигает максимума при максимальном для данного резервуара значении $H_{i\max}$, указанного в паспорте на резервуар. При минимальном значении отпущенного продукта m_{\min} и его максимальной плотности ρ_{\max} , которые должны описаны в МВИ.

2.7. Далее из градуировочной таблицы вычисляем объём V , согласно измерениям уровня продукта в резервуаре, при температуре градуировки - t_2 .

2.8. На следующем шаге рассчитывается объём продукта V , при нормальных условиях 20°C .

Объём продукта, приведённый к температуре 20°C , вычисляется так же, как в описании объёмно-массового метода.

2.9. Дальше вычисляем объём продукта при средней температуре измерения $V_{t_{cp}}$.

2.10. На следующем этапе вычисляем масса брутто.

Границы допустимой относительной погрешности измерений массы продукта по косвенному гидростатическому методу, δm_2^c , %, вычисляют по следующей формуле:

$$\delta m_{11}^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi - \delta H)^2 + G^2(\delta p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta T p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta T v^2 + \delta N^2} \quad (11);$$

где: δK - относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости, % [6, с. 24].

Метод гидростатического измерения уровня (ГИУ) полностью отличается от всех других методов гидрометрирования резервуаров. В основе базы считается методом измерения массы нефти.

В данном методе используют три датчика давления: в нижней, средней и верхней части резервуара, а также датчик температуры. Датчик, который находится в верхней части резервуара, измеряет давление газа внутри

резервуара и обеспечивает компенсацию от влияния. Датчик в средней части вместе с нижним датчиком определяет величину плотности нефтепродукта (датчики находятся в жидкости по условию).

При использовании данного метода определяют величину гидростатического давления столба продукта, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара на уровне, относительно которого производят измерение, и вычисляют массу продукта как произведение значений этих величин, деленное на ускорение силы тяжести. Формула для вычисления массы нефтепродукта M (в кг) используется следующая:

$$M = \frac{PF_{en}(H_p)}{g}.$$

Погрешность измерения при гидростатическом методе должна быть не больше:

$\pm 0,5$ % - массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше;

$\pm 0,8$ % -массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов [6, с. 24].

Такой уровень точности может быть достигнут при сочетании различных средств измерений.

Модель погрешности гидростатического метода в случае использования формулы имеет следующий вид:

$$\Delta M = \pm 1,1 \sqrt{\Delta V^2 + \Delta p^2 + (\beta \frac{\Delta \delta_1}{1 + \beta \delta_t} 100)^2} + \Delta m^2 [6, с. 26].$$

Учет количества принятой и сданной нефти косвенным методом статических измерений с использованием резервуаров проводят после 2-часового отстоя нефти в резервуарах и дренажа подтоварной воды и загрязнений. Уровень нефти измеряется с помощью уровнемеров, а также с помощью измерительных рулеток с лотом или электронными рулетками. Для определения уровня подтоварной воды на ленту рулетки наносится водочувствительная паста. Измерение массы методом ГИУ осуществляется с большей точностью, чем традиционным методом.

3. Метод, основанный на применении датчиков давления МТГ

Такая система как Multifunction Tank Gauge (MTG) может определять массу нефтепродукта, уровень подтоварной воды, объем и приведенный объем, уровень, послонную и среднюю плотности, усредненную величину температуры, а также параметры паров над продуктом. Данный прибор представляет собой аппарат, монтируемый на фланец на крыше резервуара размером от 3 дюймов, не имеющий подвижных частей, не зависящий от движения крыши данного резервуара, не требующий вывода его из процесса эксплуатации при вводе в работу и его инсталляции.

В системе MTG величины плотности и массы продукта рассчитываются в прямой зависимости от гидростатического давления и температуры, определение которых освобождает от измерения плотности продукта и приведения всех измерений к единой температуре при объемно массовом учете. Поэтому система MTG позволяет с высокой точностью вычислять массу продукта в резервуаре, независимо от расслоения продукта и других факторов.

В данной системе MTG обычно используют от 4-х до 12-ти сенсоров давления. Точность такой системы MTG можно увеличить за счет определенного количества датчиков. В настоящее время еще нет известных нам методов количественного учета, которые бы давали подобных возможностей.

Библиографический список:

1. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
2. ГОСТ 7502-98. Рулетки измерительные металлические. Технические условия.
3. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
4. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
5. ГОСТ 8.570-00 Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.
6. ГОСТ Р 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.