

Авторы: ООО "Роспайп"

Описание: Количественный учет нефти и нефтепродуктов

Источник: http://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-nefteproduktov/kolichestvennyy-uchet-nefti-i-nefteproduktov/

Количественный учет нефти и нефтепродуктов

Одной из важнейших задач, которую приходится осуществлять оперативному персоналу и бухгалтерии нефтебаз, — это проведение количественного учета нефти и нефтепродуктов.

В задачи количественного учета входит:

- определение количества поступающих нефти и нефтепродуктов, с оформлением приемных документов;
- определение количества отпускаемых или отгружаемых нефти и нефтепродуктов, с оформлением документов на отгрузку;
- определение фактических остатков по каждому сорту в резервуарах и в целом по нефтебазе;
- определение фактических излишек или недостач;
- проведение денежных расчетов с поставщиками и потребителями нефти и нефтепродуктов.

Оперативный учет нефтепродуктов должен вестись ежедневно, контрольный - два раза в месяц и полная инвентаризация на конец каждого месяца.

Учет нефти и нефтепродуктов может осуществляться в единицах измерения:

- объема (объемный учет);
- массы (массовый учет);
- объема и массы (объемно-массовый учет).

На нефтебазах и автозаправочных станциях ведется объемномассовый учет. Расчет с поставщиками и потребителями нефти и нефтепродуктов осуществляется на нефтебазах в единицах массы, на АЗС — в единицах объема.

В зависимости от способа измерений объема продукта объемномассовый метод подразделяется на динамический и статический.

Динамический метод применяется при измерении массы продукта непосредственно на потоке в нефтепроводах и продуктопроводах. При этом методе объем продукта измеряют счетчиками или расходомерами, имеющими интеграторы.

Статический метод

Применяется при измерении объема и массы продукта в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и т. п.). Объем продукта в резервуарах измеряется в литрах или кубических метрах. Объем определяется с помощью градуированных

таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения (взлива), измеренного уровнемером или ручным способом с помощью метроштока или измерительной рулетки.

Сначала определяется общий объем жидкости в резервуаре, затем объем подтоварной воды и по формуле определяется объем нефтепродукта:

$$V_{\text{нп}} = V_{\text{общ}} - V_{\text{воды}}$$

В емкостях, градуированных на полную вместимость, например автомобильные цистерны, контролируется уровень их наполнения до градуировочной планки, установленной в горловине, и затем определяется объем по паспортным данным.

Масса нефтепродукта определяется умножением измеренного объема на плотность:

$$M = V_{\text{нп}} \cdot \rho$$

Плотность нефтепродукта определяется с помощью нефтесиметра (ареометра). Для этого из резервуара пробоотборным ведерком забирают пробу нефтепродукта, погружают в него нефтесиметр и по верхней шкале определяют плотность, по нижней шкале определяют температуру.

Плотность нефтепродукта можно также определить расчетным путем по формуле:

$$\rho_t = \rho_{20} + \alpha \cdot (t - 20),$$

где t - температура нефтепродукта в резервуаре, °С;

ρ_t — искомая плотность нефтепродукта при температуре t °С, т/м³;

ρ_{20} — плотность нефтепродукта при $t = 20$ °С, приводится в паспорте на нефтепродукт, т/м³;

20 — значение стандартной температуры в °С;

α — температурная поправка изменения плотности нефтепродукта при изменении температуры на 1 °С.

Значения температурных поправок изменение плотности приводится втаблице

Плотность нефтепродукта	Температурная поправка на 1°С	Плотность нефтепродукта	Температурная поправка на 1°С
0,690-0,700	0,00091	0,850-0,860	0,000699
0,700-0,710	0,000897	0,860-0,870	0,000686
0,710-0,720	0,000884	0,870-0,880	0,000673
0,720-0,730	0,00087	0,880-0,890	0,00066
0,730-0,740	0,000857	0,890-0,900	0,000647
0,740-0,750	0,000844	0,900-0,910	0,000633

0,750-0,760	0,000831	0,910-0,920	0,00062
0,760-0,770	0,000818	0,920-0,930	0,000607
0,770-0,780	0,000805	0,930-0,940	0,000594
0,780-0,790	0,000792	0,940-0,950	0,000581
0,790-0,800	0,000778	0,950-0,960	0,000567
0,800-0,810	0,000765	0,960-0,970	0,000554
0,810-0,820	0,000752	0,970-0,980	0,000541
0,820-0,830	0,000738	0,980-0,990	0,000528
0,830-0,840	0,000725	0,990-1,000	0,000515
0,840-0,850	0,000712		

Гидростатический метод

При использовании этого метода измеряется величина гидростатического давления столба нефтепродукта, затем определяется средняя площадь заполненной части резервуара на уровне, относительно которого производят измерение, и рассчитывается масса нефтепродукта по формуле:

$$M = P * F_{cp} * (H_p) / g,$$

где P — гидростатическое давление нефтепродукта в резервуаре, Па;

$F_{cp} * (H_p)$ — средняя площадь сечения резервуара, определяется по градуировочной таблице, м²;

g - ускорение силы тяжести, м/сек².

Допустимая погрешность измерения количества нефти и нефтепродуктов установлена требованиями ГОСТ 2676-86 и должна быть в пределах:

- при прямом методе относительная погрешность измерения к должна быть не более: ±0,5% — массы нетто нефтепродуктов до 100 т, а также массы нетто битумов; ±0,3% — массы нетто пластических смазок;
- при объемно-массовом динамическом методе относительная погрешность измерения должна быть не более: ±0,25% — массы брутто нефти; ±0,35% — массы нетто нефти; ±0,5% — массы нетто нефтепродуктов от 100 т и выше; ±0,8% — массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов.

Относительная погрешность измерения при объемно-массовом статическом методе должна быть не более:

- ±0,5% — массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше, а также массы нетто битумов;

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

Относительная погрешность измерения при гидростатическом методе должна быть не более:

- $\pm 0,5\%$ — массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше;
- $\pm 0,8\%$ — массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных масел.

Обеспечение такого уровня точности может быть достигнуто лишь сочетанием различных средств измерений.