

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ
СОЮЗА ССР

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ

ГОСТ 26976—86

Издание официальное

Цена 5 коп.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО СТАНДАРТАМ
Москва

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАН Миннефтепромом СССР, Госкомнефтепродуктом СССР и Минприбором СССР

ИСПОЛНИТЕЛИ

А. С. Апракин, А. Ш. Фатхутдинов, Ф. Ф. Хакимов, Л. И. Вдовыченко, В. С. Берсенев, В. А. Надеин, В. Г. Володин, Н. Н. Хазиев, Е. В. Золотов, А. Г. Иоффе, Б. К. Насокин, Б. М. Прохоров

ВНЕСЕН Министерством нефтяной промышленности СССР

Член Коллегии Ю. Н. Байдиков

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 августа 1986 г. № 2495

УДК 665.6:531.751:006.354 Группа Б09

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Методы измерения массы

Oil and petroleum products. Methods of mass measurement

ГОСТ 26976—86

Взамен ГОСТ 8.370—80 и ГОСТ 8.378—80

ОКСТУ 0001

Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 августа 1986 г. № 2495 срок введения установлен

с 01.01.87

Несоблюдение стандарта преследуется по закону

Настоящий стандарт устанавливает методы измерения массы (далее — методы) нефти и жидких нефтепродуктов, а также битумов и пластических смазок (далее — продуктов).

Стандарт является основополагающим документом для разработки методик выполнения измерений.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Стандарт регламентирует методы измерений массы брутто и массы нетто продуктов.

Основным методом при поставках на экспорт и коммерческих операциях по нефти и нефтепродуктам, кроме мазутов, битумов и пластичных смазок, является динамический метод с применением счетчиков (расходомеров).

1.2. Продукты должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации.

1.3. Термины, используемые в настоящем стандарте, и пояснения к ним приведены в справочном приложении 1.

2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. При проведении учетно-расчетных операций применяют прямые и косвенные методы.

2.2. При применении прямых методов измеряют массу продуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств, массовых счетчиков или массовых расходомеров с интеграторами.

Издание официальное ★ Перепечатка воспрещена

© Издательство стандартов, 1986

2.3. Косвенные методы подразделяют на объемно-массовый и гидростатический.

2.3.1. Объемно-массовый метод

2.3.1.1. При применении объемно-массового метода измеряют объем и плотность продукта при одинаковых или приведенных к одним условиям (температура и давление), определяют массу брутто продукта, как произведение значений этих величин, а затем вычисляют массу нетто продукта.

2.3.1.2. Плотность продукта измеряют поточными плотномерами или ареометрами для нефти в объединенной пробе, а температуру продукта и давление при условиях измерения плотности и объема соответственно термометрами и манометрами.

2.3.1.3. *Определение массы нетто продукта*

При определении массы нетто продукта определяют массу балласта. Для этого измеряют содержание воды и концентрацию хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу.

Массу механических примесей определяют, принимая среднюю массовую долю их в нефти по ГОСТ 9965—76.

Содержание воды в нефти и концентрацию хлористых солей измеряют, соответственно, поточными влагомерами и солемерами или определяют по результатам лабораторных анализов объединенной пробы нефти.

2.3.1.4. В зависимости от способа измерений объема продукта объемно-массовый метод подразделяют на динамический и статический.

Динамический метод применяют при измерении массы продукта непосредственно на потоке в нефтепродуктопроводах. При этом объем продукта измеряют счетчиками или преобразователями расхода с интеграторами.

Статический метод применяют при измерении массы продукта в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и т. п.).

Объем продукта в резервуарах определяют с помощью градуировочных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренным уровнемером, метроштоком или металлической измерительной рулеткой. В емкостях, градуированных на полную вместимость, контролируют уровень наполнения, и определяют объем по паспортным данным.

2.3.2. Гидростатический метод

2.3.2.1. При применении гидростатического метода измеряют гидростатическое давление столба продукта, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара и рассчитывают массу продукта, как произведение значений этих величин, деленное на ускорение силы тяжести.

Массу отпущенного (принятого) продукта определяют двумя методами:

как разность масс, определенных в начале и в конце товарной операции вышеизложенным методом;

как произведение разности гидростатических давлений в начале и в конце товарной операции на среднюю площадь сечения части резервуара, из которого отпущен продукт, деленное на ускорение силы тяжести.

2.3.2.2. Гидростатическое давление столба продукта измеряют манометрическими приборами с учетом давления паров продукта.

2.3.2.3. Для определения средней площади сечения части резервуара металлической измерительной рулеткой или уровнемером измеряют уровни продукта в начале и в конце товарной операции и по данным градуировочной таблицы резервуара вычисляют соответствующие этим уровням средние площади сечения.

Допускается вместо измерения уровня измерять плотность продукта по п. 2.3.1.2 и определять:

уровень налива для определения средней площади сечения, как частного от деления гидростатического давления на плотность;

объем нефти для определения массы балласта, как частного от деления массы на плотность.

2.4. Математические модели прямых методов и их погрешностей приведены в ГОСТ 8.424—81.

Математические модели косвенных методов и их погрешностей приведены в обязательном приложении 2.

Примеры вычислений массы продукта и оценки погрешностей методов приведены в справочном приложении 3.

Примечание. Для внешнеторговых организаций при необходимости допускается рассчитывать массу в соответствии с положениями стандарта ИСО 91/1—82 и других международных документов, признанных в СССР.

3. ПОГРЕШНОСТИ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ

3.1. Пределы относительной погрешности методов измерения массы должны быть не более:

при прямом методе:

±0,5% — при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т, а также массы нетто битумов;

±0,3% — при измерении массы нетто пластических смазок;

при объемно-массовом динамическом методе:

±0,25% — при измерении массы брутто нефти;

±0,35% — при измерении массы нетто нефти;

±0,5% — при измерении массы нетто нефтепродуктов от 100 т и выше;

±0,8% — при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов;

при объемно-массовом статическом методе:

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

±0,8% — при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов;

при гидростатическом методе:

±0,5% — при измерении массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше;

±0,8% — при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Справочное

ТЕРМИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СТАНДАРТЕ, И ПОЯСНЕНИЯ К НИМ

Масса брутто — масса нефти и нефтепродуктов, показатели качества которых соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

Масса балласта — общая масса воды, солей и механических примесей в нефти или масса воды в нефтепродуктах.

Масса нетто — разность масс брутто и массы балласта.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Обязательное

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КОСВЕННЫХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ И ИХ ПОГРЕШНОСТЕЙ

1. Модель объемно-массового динамического метода

$$m = V \cdot \rho \cdot (1 + \beta\delta_t) \cdot (1 + \gamma\delta_p), \qquad (1)$$

где m — масса продукта, кг;

V — объем продукта, м^3;

ρ — плотность продукта, кг/м^3;

$\delta_t = (t_\rho - t_v)$ — разность температур продукта при измерении плотности (t_ρ) и объема (t_v), °С;

β — коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С;

$\delta_p = (P_v - P_\rho)$ — разность давлений при измерении объема (P_v) и плотности (P_ρ), МПа;

γ — коэффициент сжимаемости от давления, 1/МПа.

1.1. *Модель погрешности метода*

$$\Delta m=\pm 1{,}1\sqrt{\Delta V^2+\Delta\rho^2+\left(\beta\frac{\Delta\delta_t}{1+\beta\delta_t}\cdot 100\right)^2+\Delta M^2}\ , \qquad (2)$$

где Δm — относительная погрешность измерения массы продукта, %;
ΔV — относительная погрешность измерения объема, %;
$\Delta\rho$ — относительная погрешность измерения плотности, %;
$\Delta\delta_t$ — абсолютная погрешность измерения разности температур δ_t, °С;
ΔM — относительная погрешность центрального блока обработки и индикации данных, %;

2. Модель объемно-массового статического метода

$$m=m_i-m_{i+1}=V_i(1+2\ \alpha\delta\ t_{i\ \text{ст}})\ \rho_i\ (1+\beta\delta\ t_i)-V_{i+1}\ (1+2\alpha\delta_{t_{(i+1)\ \text{ст}}})\times$$

$$\times\rho_{i+1}\ (1+\beta\delta_{t_{(i+1)}}), \qquad (3)$$

где V_i, V_{i+1} — объемы продукта, соответственно, в начале и конце товарной операции, определяемые по градуировочной таблице резервуара, м³;
ρ_i; ρ_{i+1} — средние плотности продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, кг/м³;
α — коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, 1°С;
$\delta_{t_{\text{ст}}}=(t_v-t_{\text{гр}})$ — разность температур стенок резервуара при измерении объема (t_v) и при градуировке ($t_{\text{гр}}$), °С.

2.1. *Модель погрешности метода*

$$\Delta m=\pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_i^2}{m^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_i}\cdot 100\right)^2+\Delta K^2+\Delta\rho^2+\left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_i}}{1+\beta\delta_{t_i}}\cdot 100\right)^2\right]+}$$

$$+\overline{\frac{m_{i+1}^2}{m^2}\left[\left(\frac{\Delta H}{H_{i+1}}\cdot 100\right)^2+\Delta K^2+\Delta_t{}^2+\left(\frac{\beta\Delta\delta_{t_{i+1}}}{1+\beta\delta_{t_{i+1}}}\cdot 100\right)^2\right]+\Delta M^2}\ , \qquad (4)$$

где H — уровень продукта, в емкости, м;
ΔH — абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продукта, м;
ΔK — относительная погрешность градуировки резервуара, %.

3. Модель гидростатического метода

$$m=\left(S_i\frac{P_i}{g}-S_{i+1}\frac{P_{i+1}}{g}\right) \qquad (5) \qquad \text{или } m=\frac{\xi P}{g}\cdot S_{\text{ср}}, \qquad (6)$$

где S_i; S_{i+1} — средние значения площади сечения резервуара, соответственно, в начале и в конце товарной операции, м², определяемые как $S=\frac{V}{H}$ (V — объем продукта, м³, H — уровень наполнения емкости, м);

$S_{\text{ср}}=\frac{V_i-V_{i+1}}{H_i-H_{i+1}}$ — среднее значение площади сечения части резервуара, из которой отпущен продукт, м²;

g — ускорение свободного падения, м/с^2;

P_i; P_{i+1} — давление продукта в начале и в конце товарной операции, Па;

$\xi P = P_i - P_{i+1}$ — разность давлений продукта в начале и в конце товарной операции, Па.

3.1. *Модель погрешности метода*

для формулы (5)

$$\Delta m = \pm 1{,}1 \sqrt{\frac{P_i^2 \cdot S_i^2}{g^2} \cdot \frac{\Delta S_i^2 + \Delta P_i^2}{m^2} + \frac{P_{i+1}^2 \cdot S_{i+1}^2}{g^2} \cdot \frac{\Delta S_{i+1}^2 + \Delta P_{i+1}^2}{m^2} + \Delta M^2}, \quad (7)$$

для формулы (6) $$\Delta m = \pm 1{,}1 \sqrt{\Delta \xi P^2 + \Delta S_{ср}^2 + \Delta M^2}, \quad (8)$$

где ΔS_i, ΔS_{i+1} — относительные погрешности измерения сечения резервуара, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;

ΔP_i, ΔP_{i+1} — относительные погрешности измерения давлений, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;

$\Delta \xi P$ — относительная погрешность измерения разности давлений ξP, %;

$\Delta S_{ср}$ — относительная погрешность измерения среднего значения площади сечения резервуара, из которой отпущен продукт, %.

4. Модели измерения массы нетто нефти

При применении объемно-массового метода измерения массы:

$$m_н = m - m_б = V_ρ (1 + \beta\delta_t)(1 + \gamma\delta_ρ) \left(1 - \frac{w_{мп}}{2 \cdot 100}\right) - V(1 + \beta\delta_t) \cdot \left(\frac{\varphi_в}{100} \cdot \rho_в + w_{хс}\right). \quad (9)$$

При применении гидростатического метода измерений массы:

$$m_н = m - m_б = m \left(1 - \frac{\frac{\varphi_в}{100} \cdot \rho_в + w_{хс}}{\rho}\right)\left(1 - \frac{w_{мп}}{2 \cdot 100}\right), \quad (10)$$

где $m_н$ — масса нефти нетто, кг;

$m_б$ — масса балласта, кг;

$\varphi_в$ — объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_в$ — плотность воды, кг/м^3;

$w_{х.с}$ — концентрация хлористых солей, кг/м^3;

$w_{мп}$ — нормированная массовая доля механических примесей в нефти, %.

4.1. *Модели погрешности методов*

для формулы (9)

$$\Delta m_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\Delta V^2 + \left(\frac{\beta \Delta\delta_t \cdot 100}{1 + \beta\delta_t}\right)^2 + \frac{\left[\left(\rho \cdot \frac{\Delta\rho}{100}\right)^2 + \left(\frac{\varphi_в}{100} \cdot \Delta\rho_в\right)^2 + \left(\frac{P_в}{100} \cdot \varphi_в\right)^2 + \Delta w_{хс}^2\right] \cdot 100^2}{\left(\rho - \frac{\varphi_в}{100} \cdot \rho_в - w_{хс}\right)} + \Delta M^2}, \quad (11)$$

для формулы (10)

$$\Delta m_{\text{н}}=\pm 1{,}1\sqrt{\Delta m+\frac{\left[\left(\frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\cdot\rho_{\text{в}}+w_{\text{хс}}\right)^2\cdot\frac{\Delta\rho^2}{\rho^4}+\right.}{\left[1-\frac{1}{\rho}\cdot\left(\frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\cdot\rho_{\text{в}}+w_{\text{хс}}\right)\right]^2}}$$

$$\frac{\left.+\left(\frac{1}{\rho}\cdot\frac{\rho_{\text{в}}}{100}\cdot\Delta\varphi_{\text{в}}\right)^2+\left(\frac{1}{\rho}\cdot\frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\cdot\Delta\rho_{\text{в}}\right)^2+\left(\frac{1}{\rho}\cdot\Delta w_{\text{хс}}\right)^2\right]\cdot 100^2}{\left[1-\frac{1}{\rho}\cdot\left(\frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\cdot\rho_{\text{в}}+w_{\text{хс}}\right)\right]^2}+\Delta M^2}}, \quad (12)$$

где $\Delta\rho_{\text{в}}$ — абсолютная погрешность измерения плотности воды, кг/м³;

$\Delta\varphi_{\text{в}}$ — абсолютная погрешность измерения содержания воды, % объемных;

$\Delta w_{\text{х.с}}$ — абсолютная погрешность измерения концентрации хлористых солей, кг/м³;

Примечание. Погрешности измерения параметров β, γ, $\delta_{\text{р}}$, α, $\delta_{t_{\text{ст}}}$, $\delta_{w_{\text{мп}}}$ в моделях погрешностей методов не учитывают ввиду их малого влияния.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Справочное

ПРИМЕРЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ МАССЫ ПРОДУКТА И ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДОВ

1. Объемно-массовый динамический метод

1.1 При применении объемно-массового динамического метода применяют следующие средства измерений:

турбинный счетчик с пределами допускаемых значений относительной погрешности (в дальнейшем погрешностью) $\Delta V=\pm 0{,}2\%$;

поточный плотномер с абсолютной погрешностью $\delta_{\rho}=\pm 1{,}3$ кг/м³;

термометры с абсолютной погрешностью $\Delta t=\pm 0{,}5$°С;

манометры класса I с верхним пределом диапазона измерения $P_{\max}=10$ МПа.

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

1.2. Измеренный объем продукта $V=687344$ м³.

1.3. По результатам измерений за время прохождения объема вычисляют следующие параметры (средние арифметические значения):

температуру продукта при измерении объема $t_v=32$°С;

давление при измерении объема $P_v=5{,}4$ МПа;

температуру продукта при измерении плотности $t_{\rho}=30$°С;

давление при измерении плотности $P_{\rho}=5{,}5$ МПа;

плотность продукта $\rho=781$ кг/м³.

1.4. По справочникам определяют:
коэффициент объемного расширения продукта $\beta=8\cdot10^{-4}$ 1/°С;
коэффициент сжимаемости продукта от давления $\gamma=1{,}2\cdot10^{-3}$ 1/МПа.

1.5. Массу прошедшего по трубопроводу продукта вычисляют по формуле (1)

$$m=687344\cdot781\cdot[1+8\cdot10^{-4}\cdot(30-32)]\cdot[1+1{,}2\cdot10^{-3}(5{,}4-5{,}5)]=$$

$$=535892444 \text{ кг}=535{,}9 \text{ тыс. т.}$$

1.6. Для определения погрешности метода вычисляют:
относительную погрешность измерения плотности по формуле

$$\Delta\rho=\frac{\delta_\rho}{\rho_{min}}\cdot100\%=\frac{1{,}3}{750}\cdot100\%=0{,}17\%,$$

где ρ_{min} — минимальное допускаемое в методике выполнения измерений (МВИ) значение плотности продукта;

абсолютную погрешность измерения разности температур

$$\Delta\delta_t=\pm\sqrt{\Delta t_v^2+\Delta t_\rho^2}=\pm\sqrt{0{,}5^2+0{,}5^2}=\pm0{,}7°\text{С}.$$

1.7. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимально допускаемом превышении температуры t_v над температурой t_ρ, которое должно указываться в МВИ. Для примера принимаем, что в МВИ задано значение 10°С.

1.8. Погрешность объемно-массового динамического метода измерения вычисляют по формуле (2) приложения 2:

$$\Delta m=\pm1{,}1\sqrt{0{,}2^2+0{,}17^2+8\cdot10^{-4}\left[\frac{0{,}7\cdot100}{1+8\cdot10^{-4}\cdot(-10)}\right]^2+0{,}1^2}=\pm0{,}33\%.$$

2. Объемно-массовый статический метод

2.1. При применении объемно-массового статического метода использованы следующие средства измерений:

стальной вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 10000 м³, отградуированный с относительной погрешностью $\Delta K=\pm0{,}1\%$ при температуре $t_{гр}=18°\text{С}$;

уровнемер с абсолютной погрешностью $\Delta H=\pm12$ мм;

ареометр для нефти (нефтеденсиметр) с абсолютной погрешностью $\Delta\rho=0{,}5$ кг/м³;

термометры с абсолютной погрешностью $\Delta t=\pm1°\text{С}$.

Обработка результатов измерений производится на ЭВМ с относительной погрешностью $\Delta M=\pm0{,}1\%$.

2.2. При измерениях перед отпуском продукта получены следующие результаты:

высота налива продукта $H_i=11{,}574$ м;

плотность продукта из объединенной пробы в лабораторных условиях при температуре $t_{\rho_i}=22°\text{С}$ $\rho_i=787$ кг/м³;

средняя температура продукта в резервуаре $t_{v_i}=34°\text{С}$;

температура окружающего воздуха $t_i=-12°\text{С}$.

2.3. При измерениях после отпуска продукта получены следующие результаты:

высота налива продукта $H_{i+1}=1{,}391$ м;

плотность продукта из объединенной пробы в лабораторных условиях при температуре $t_{\rho_{i+1}}=22°\text{С}$ — $\rho_{i+1}=781$ кг/м³;

средняя температура продукта в резервуаре $t_{v_{i+1}}=32°C$;
температура окружающего воздуха $t_{i+1}=-18°C$.
2.4. По справочникам определяют:
коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара

$$\alpha=12\cdot10^{-6}1/°C;$$

коэффициент объемного расширения продукта

$$\beta=8\cdot10^{-4}1/°C.$$

2.5. По градуировочной таблице резервуара определяют:
объем продукта в резервуаре перед отпуском $V_i=10673{,}7$ м³;
объем продукта в резервуаре после отпуска $V_{i+1}=1108{,}2$ м³.
2.6. Вычисляют температуру стенок резервуара:
перед отпуском продукта

$$t'_{v_i}=\frac{t_{v_i}-t_i}{2}=\frac{34-12}{2}=11°C,$$

после отпуска продукта

$$t_{v_{i+1}}=\frac{t_{v_{i+1}}-t_{i+1}}{2}=\frac{32-18}{2}=7°C.$$

2.7. Массу отпущенного продукта определяют по формуле (3) приложения 2:

$$m=10673{,}7\cdot[1+2\cdot12\cdot10^{-6}(11-18)]\cdot784\cdot[1+8\cdot10^{-4}\cdot(22-34)]-1108{,}2\times$$

$$\times[1+2\cdot12\cdot10^{-6}\cdot(7-18)]\cdot781\cdot[1+8\cdot10^{-4}\cdot(22-32)]=8286454-858353=$$

$$=7428101 \text{ кг}=7430 \text{ т}.$$

2.8. Для определения погрешности метода вычисляют:
относительную погрешность измерения плотности продукта

$$\Delta\rho=\frac{\delta_\rho}{\rho_{min}}\cdot100\%=\frac{\pm0{,}5}{750}\cdot100\%=0{,}066\%:$$

абсолютную погрешность измерения разности температур:

$$\Delta\delta_t=\pm\sqrt{\Delta t_в^2+\Delta t_{пр}^2}=\pm\sqrt{1^2+1^2}=1{,}4\,°C.$$

2.9. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимальном для данного резервуара значении $H_{t_{max}}$, указанном в паспорте на резервуар, а также при минимальной разности $(H_i-H_{i+1})_{min}$ и максимальном превышении температуры t_v над температурой t_ρ, которые должны указываться в МВИ.

2.9.1. В рассматриваемом случае, например, используют резервуар с $H_{t_{max}}=12$ м и заданы $(H_i-H_{i+1})_{min}=8$ м следовательно $H_{(i+1)_{max}}=4$ м) и $(t_{\rho_i}-t_{v_i})_{min}=(t_{\rho_{i+1}}-t_{v_{i+1}})_{min}=-10°C$.

2.9.2. По градуировочной таблице резервуара определяют объемы, соответствующие уровням п. 2.9.1.:

$V_{t_{max}}=11112{,}1$ м³, $V_{(i+1)_{max}}=3566{,}4$ м³ и $V=(V_{t_{max}}-V_{(i+1)_{max}})=7545{,}7$ м³.

2.9.3. Для расчета погрешности определяют значения

$$\frac{m_{i\,\max}^2}{m^2}=\frac{V_{i\,\max}^2}{V^2}=\frac{11112,1^2}{7545,7^2}=2,169 \text{ и}$$

$$\frac{m_{(i+1)\,\max}^2}{m^2}=\frac{V_{(i+1)\,\max}^2}{V^2}=\frac{3566,4^2}{7545,7^2}=0,223.$$

Примечание. В данных расчетах принято допущение о равенстве плотности продукта в резервуаре до начала и после окончания отпуска и плотности отпущенного продукта, что существенно не влияет на оценку погрешности.

2.10. Погрешность объемно-массового статического метода вычисляют по формуле (4) приложения 2:

$$\Delta m=\pm 1,1\sqrt{2,169\left[\left(\frac{12}{12000}\cdot 100\right)^2+0,1^2+0,066^2+\left(\frac{8\cdot 10^{-4}\cdot 1,4\cdot 100}{1-8\cdot 10^{-4}\cdot 10}\right)^2\right]+}$$

$$\overline{+0,223\left[\left(\frac{12}{4000}\cdot 100\right)^2+0,1^2+0,066^2+\left(\frac{8\cdot 10^{-4}\cdot 1,4\cdot 100}{1-8\cdot 10^{-4}\cdot 10}\right)^2\right]+0,1^2}=0,41\%.$$

3. Гидростатический метод

3.1. При применении гидростатического метода используют следующие средства измерений:

стальной вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 10000 м³, отградуированный с относительной погрешностью $\Delta K=\pm 0,1\%$ при температуре $t_{гр}=18°C$;

уровнемер с абсолютной погрешностью $\Delta H=\pm 12$ мм;

дифференциальный манометр с относительной погрешностью $\Delta P_i=\Delta P_{i+1}=\pm 0,25\%$.

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

3.2. При измерениях получены результаты:

высота налива продукта перед отпуском $H_i=10,972$ м;

дифференциальное давление перед отпуском $P_i'=86100$ Па;

высота налива продукта после отпуска $H_{i+1}=1,353$ м;

дифференциальное давление после отпуска $P_{i+1}=11800$ Па.

3.3. По справочнику определяют значение ускорения свободного падения для данной местности $g=9,815$ м/с².

3.4. По градуировочной таблице резервуара определяют:

объем продукта перед отпуском $V_i=10581,4$ м³;

объем продукта после отпуска $V_{i+1}=1297,1$ м³.

3.5. Вычисляются следующие значения величин:

при применении для расчета формулы (5) приложения 2 среднее значение площади сечения резервуара перед отпуском продукта

$$S_i=\frac{V_i}{H_i}=\frac{10581,4}{10,972}=964,4 \text{ м}^2$$

и после отпуска продукта

$$S_{i+1}=\frac{V_{i+1}}{H_{i+1}}=\frac{1297,1}{1,353}=958,7 \text{ м}^2;$$

при применении для расчета формулы (6) приложения 2 среднее значение площади сечения части резервуара, из которого отпущен продукт

$$S_{ср}=\frac{V_i-V_{i+1}}{H_i-H_{i+1}}=\frac{10581,4-1297,1}{10,972-1,353}=965,2 \text{ м}^2,$$

разность давлений продукта в начале и в конце товарной операции с учетом изменившегося столба воздуха в резервуаре

$$\xi P=P_i-P_{i+1}=P'_i-P'_{i+1}+\rho_в \cdot g \cdot (H_i-H_{i+1})=$$
$$=86100-11800-1,3 \cdot 9,815 \cdot (10,972-1,353)=74200 \text{ Па},$$

где $\rho_в$ — плотность воздуха, кг/м³.

3.6. Массу отпущенного продукта вычисляют по формуле (5) или (6), соответственно:

$$m=\left(964,4 \cdot \frac{86100}{9,815}-958,7 \cdot \frac{11800}{9,815}\right)=7297637,3 \text{ кг}=7,3 \text{ тыс. т.}$$

или

$$m=\frac{74200}{9,815} \cdot 965,2=7296774,3 \text{ кг}=7,3 \text{ тыс. т.}$$

3.7. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимальном для данного резервуара значении $H_{i_{max}}$, указанного в паспорте на резервуар, а также при минимальном значении отпущенного продукта m_{min} и его максимальной плотности ρ_{max}, которые должны указываться в МВИ.

3.7.1. В рассматриваемом случае, например, используют резервуар с $H_{i_{max}}=12$ м и заданными $m_{min}=7000$ т и $\rho_{max}=860$ кг/м³.

3.7.2. По градуировочной таблице резервуара определяют объем $V_{i_{max}}=11112,1$ м³, соответствующий $H_{i_{max}}$, рассчитывают минимальное изменение объема ΔV и максимальное значение объема $V_{(i+1)_{max}}$:

$$\Delta V=\frac{m_{min}}{\rho_{max}}=\frac{7000000}{860}=8139,5 \text{ м}^3 \text{ и}$$
$$V_{(i+1)_{max}}=V_{i_{max}}-\Delta V=2972,6 \text{ м}^3.$$

По градуировочной таблице резервуара определяют уровень $H_{(i+1)_{max}}=3,25$ м, соответствующий $V_{(i+1)_{max}}$.

3.8. Для расчета погрешности определяют максимальное значение давления столба продукта перед отпуском:

$$P_{i_{max}}=\rho_{max} \cdot g \cdot H_{i_{max}}=860 \cdot 9,815 \cdot 12=101290,8 \text{ Па},$$

после отпуска:

$$P_{(i+1)_{max}}=\rho_{max} \cdot g \cdot H_{(i+1)_{max}}=860 \cdot 9,815 \cdot 3,25=27432,9 \text{ Па};$$

среднее значение площади сечения резервуара, соответствующее $H_{i_{max}}$ и $H_{(i+1)_{max}}$:

$$S_i = \frac{V_{i_{max}}}{H_{i_{max}}} = \frac{1112,1}{12} = 926 \text{ м}^2,$$

$$S_{(i+1)} = \frac{V_{(i+1)_{max}}}{H_{(i+1)_{max}}} = \frac{2972,6}{3,25} = 914,6 \text{ м}^2.$$

относительную погрешность измерения разности давлений

$$\Delta_{\xi} P = \pm \sqrt{2\,\Delta P^2} = \pm\sqrt{2 \cdot 025^2} = \pm 0,353\%.$$

3.9. Погрешность гидростатического метода определяют по формуле (7) или (8) приложения 2, соответственно:

$$\Delta m = \pm 1,1 \sqrt{\frac{101290,8^2 \cdot 926^2 \cdot (0,1^2+0,25^2)}{9,815^2 \cdot 7000000^2} + \frac{27432,9^2 \cdot 914,6^2 \cdot (0,1^2+0,25^2)}{9,815^2 \cdot 7000000^2} + \overline{+0,1^2}} = \pm 0,43\%,$$

$$\Delta m = \pm 1,1 \sqrt{0,353^2+0,1^2+0,1^2} = \pm 0,42\%.$$

Примечание. В данных расчетах за погрешность ΔS_i, $\Delta S_{(i+1)}$ и $\Delta S_{ср}$ принимается погрешность градуировки резервуара ΔK, равная 0,1%, так как погрешность измерения уровня при применении метода градуировки по ГОСТ 8.380—80 не оказывает существенного влияния на погрешность измерения площадей.

4. Методы измерения массы нефти нетто

4.1. При измерении массы нефти брутто были использованы средства измерений и получены результаты, приведенные в пп. 1 и 3.

4.2. Дополнительно для измерения массы нефти нетто были использованы:

влагомер с абсолютной погрешностью $\Delta\varphi_в = \pm 0,18\%$ (по объему),

солемер с абсолютной погрешностью $\Delta w_{хс} = \pm 0,25$ кг/м^3,

ареометр для измерения плотности воды с абсолютной погрешностью $\Delta\rho_в = 0,5$ кг/м^3.

4.3. По результатам измерений за время отпуска продукта вычисляют следующие параметры (средние арифметические значения):

объемную долю воды в нефти $\varphi_в = 0,7\%$ (по объему);

концентрацию хлористых солей в нефти $w_{хс} = 1,2$ кг/м^3;

плотность воды, содержащейся в нефти $\rho_в = 1050$ кг/м^3.

4.4. Массовая доля механических примесей в нефти принимается равной предельному значению по ГОСТ 9965—76, $w_{мп} = 0,05\%$ (по массе).

4.5. При применении объемно-массового метода (см. п. 1) массу нефти нетто определяют по формуле (9) приложения 2:

$$m_н = 687344 \cdot 781\,[1+8 \cdot 10^{-4} \cdot (30-32)] \cdot [1+1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (5,4-5,5)] \times$$

$$\times\left(1-\frac{0,025}{2 \cdot 100}\right) - 687344\,[1+8 \cdot 10^{-4} \cdot (30-32)] \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 1050 + 1,2\right) =$$

$$= 530671229 \text{ кг} = 530,7 \text{ тыс. т.}$$

4.6. При применении гидростатического метода (см. п. 3) предварительно определяют:

$$\rho=\frac{\xi p}{g(H_i-H_{i+1})}=\frac{74200}{9{,}815(10{,}972-1{,}353)}=785{,}9 \text{ кг/м}^3.$$

Массу нефти в этом случае определяют по формуле (10) приложения 2:

$$m_н=7296774{,}3\left(\frac{1-\frac{0{,}7}{100}\cdot 1050+1{,}2}{785{,}9}\right)\cdot\left(1-\frac{0{,}05}{2\cdot 100}\right)=$$

$$=7215586{,}5 \text{ кг}=7{,}216 \text{ тыс. т.}$$

4.7. При определении погрешностей методов учитывается, что они достигают максимума при максимально допускаемых значениях плотности воды $\rho_в$, содержания воды $\varphi_в$ и концентрации хлористых солей $w_{хс}$ в нефти, при максимальном превышении температуры t_v над температурой t_ρ и минимально допускаемом значении плотности нефти ρ, которые должны указываться в МВИ.

4.7.1. В рассматриваемом случае, например, в МВИ заданы:

$$\rho_{в_{max}}=1120 \text{ кг/м}^3; \quad \varphi_{в_{max}}=1\%; \quad w_{хс_{max}}=1{,}8 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{min}=780 \text{ кг/м}^3; \text{ и } (t_\rho-t_v)=-10°\text{C}.$$

4.8. Погрешность объемно-массового метода измерения массы нефти нетто по формуле (11) приложения 2:

$$m_н=\pm 1{,}1\sqrt{0{,}2^2+\left(\frac{8\cdot 10^{-4}\cdot 0{,}7\cdot 100}{1-8\cdot 10^{-4}\cdot 10}\right)^2+\frac{\left[\left(\frac{780}{100}\cdot 0{,}17\right)^2+\left(\frac{1}{100}\cdot 0{,}5\right)^2\right]}{780-\frac{1}{100}\cdot 1120-1{,}8}+}$$

$$+\frac{\left[\left(\frac{1120}{100}\cdot 0{,}18\right)^2+0{,}25^2\right]\cdot 100^2}{780-\frac{1}{100}\cdot 1120-1{,}8}+0{,}1^2}=0{,}50\%.$$

4.8.1. При применении объемно-массового статического метода (см. п. 2) погрешность определяют также по формуле (11) приложения 2, однако требуется определить погрешность косвенного измерения объема ΔV, которую рассчитывают по формуле:

$$\Delta V=\pm\sqrt{\Delta K^2\cdot\frac{V^2_{i_{max}}+V^2_{(i+1)_{max}}}{(V_{i_{max}}-V_{(i+1)_{max}})^2}+\frac{\Delta H^2\cdot 100^2}{(H_i-H_{i+1})^2_{min}}}=$$

$$=\pm\sqrt{0{,}1^2\cdot\frac{11112{,}1^2+3566{,}4^2}{7545{,}7^2}+\frac{0{,}012^2\cdot 100^2}{8^2}}=0{,}215\%.$$

4.9. Для расчета погрешности гидростатического метода измерения массы нефти предварительно определяют абсолютную погрешность измерения плотности (см. п. 3)

$$\delta_\rho = \pm \sqrt{\left[\frac{P_{i_{max}} - P_{(i+1)_{max}}}{g\,(H_i - H_{i+1})_{min}}\right]^2 \cdot \left[\left(\frac{\Delta\xi P}{100}\right)^2 + \frac{\Delta H^2}{(H_i - H_{i+1})^2_{min}}\right]} =$$

$$= \pm \sqrt{\left[\frac{101290{,}8 - 27432{,}9}{9{,}815\,(12 - 3{,}25)}\right]^2 \cdot \left[\left(\frac{0{,}353}{100}\right)^2 + \frac{0{,}012}{(12-3{,}25)^2}\right]} = 3{,}257 \text{ кг/м}^3.$$

Погрешность гидростатического метода измерения массы нефти нетто вычисляют по формуле (12) приложения 2:

$$\Delta m_н = \pm 1{,}1 \sqrt{0{,}42^2 + \frac{\left[\left(\frac{1}{100}\cdot 1120\right)^2 \cdot \frac{3{,}257^2}{780^4} + \left(\frac{1\cdot 1120}{780\cdot 100}\cdot 0{,}18\right)^2\right]}{\left[1 - \frac{1}{780}\left(\frac{1}{100}\cdot 1120 + 1{,}8\right)\right]^2} +}$$

$$+ \frac{\left[\left(\frac{1{,}0\cdot 1{,}0\cdot 0{,}5}{780\cdot 100}\right)^2 + \left(\frac{1}{780}\cdot 0{,}25\right)^2\right]\cdot 100^2}{\left[1 - \frac{1}{780}\left(\frac{1}{100}\cdot 1120 + 1{,}8\right)\right]^2} + 0{,}1^2 = 0{,}58\,\%.$$

Редактор *Р. С. Федорова*
Технический редактор *М. И. Максимова*
Корректор *В. С. Черная*

Сдано в наб. 22.09.86 Подп. в печ. 24.11.86 1,0 усл. п. л. 1,0 усл. кр.-отт. 0,94 уч.-изд. л.
Тир. 20 000 Цена 5 коп.

gost.e-ecolog.ru

Ордена «Знак Почета» Издательство стандартов, 123840, Москва, ГСП, Новопресненский пер., 3
Тип. «Московский печатник». Москва, Лялин пер., 6. Зак. 2604