



# Учет нефти и нефтепродуктов

## Методы

**Для учета количества нефти и нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировке применяют следующие методы:**

- объемный** – количество нефтепродуктов учитывается в объемных единицах (в л или м<sup>3</sup>); применяется при отпуске нефтепродуктов через АЗС;
- массовый** – количество нефтепродуктов, выраженное в единицах массы (в кг или т), определяется непосредственным взвешиванием на весах; применяется при измерениях относительно малых количеств нефтепродуктов;
- объемно-массовый** – определение количества нефти и нефтепродуктов ведется в единицах массы по объему и плотности при фактической температуре; применяется при измерениях сравнительно больших количеств нефти и нефтепродуктов.

## Объемно-массовый метод

В нефтедобыче наибольшее распространение нашел.

**В НГДУ количество нефти учитывают двумя способами:**

- измерением объема нефти в резервуарах;
- с помощью специальных узлов учета нефти с турбинными расходомерами.

Любая нефть, включая товарную, даже после обезвоживания и обессоливания содержит некоторое количество воды, механических примесей и солей, которые обычно называются балластом. Количество добытой, а также товарной нефти учитывается только по массе нетто, т.е. за вычетом балласта.

**При учете количества добытой, а также товарной нефти применяют объемно-массовый метод.**

Он включает в себя следующие операции:

измерение объема нефти;

измерение средней температуры нефти;

определение средней плотности нефти и приведение ее к температуре 20 оС;

определение содержания воды, солей и механических примесей.

## Объем нефти

**Объем нефти определяют** измерением уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре с последующим нахождением их объемов по **градуировочной таблице**. Уровни нефти и подтоварной воды в резервуарах большой вместимости определяют мерной лентой с миллиметровыми делениями и потом по специальной методике. Лоты служат для натягивания мерных лент и для определения уровня подтоварной воды посредством прикрепляемой к ним водочувствительной ленты. Для измерения применяют лоты длиной 300 мм. В качестве водочувствительного состава можно применять **конторский клей**, подкрашенный чернилами и нанесенный на бумажную ленту.

Измерение средней температуры нефти в резервуаре, определение средней плотности нефти и содержания воды, солей и механических примесей проводят при отборе и анализе проб нефти. С резервуара отбирается средняя проба нефти, по результатам которой составляется паспорт качества на нефть.



## Расчет

Поправку  $\Delta Vt$ , м<sup>3</sup>, на объем нефти от изменения температуры стенки вычисляют по формуле:

, м<sup>3</sup>

$$\Delta Vt = 2Va \left( \frac{t_6 + t_H}{2} - 20 \right)$$

где  $V$  - объем нефти, определенный по градуировочной таблице резервуара;

$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  – коэффициент линейного расширения стали;

$t_6$  – температура окружающего воздуха  $^\circ\text{C}$ ;

$t_H$  – температура нефти.

Фактический объем нефти  $V_\phi$ , М<sup>3</sup>, находящийся в резервуаре, с учетом температуры вычисляют по

формуле:

$$V_\phi = V + \Delta Vt$$

где  $V$  – объем нефти, определенный по градуировочной таблице резервуара;

$\Delta Vt$  – поправка на объем нефти от изменения температуры стенки;

Массу брутто нефти в резервуаре вычисляют по формуле:  $G_{бр} = V_\phi \rho_H$

где  $G_{бр}$  – масса брутто нефти в резервуаре, т;

$V_\phi$  – фактический объем нефти в резервуаре (без подтоварной воды), М<sup>3</sup>;

$\rho_H$  – средняя плотность нефти, приведенная к температуре  $t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$ , т/ $^\circ\text{C}$ ;

Массу нетто нефти вычисляют по формуле:

$$G_{нетто} = G_{бр} \left( 1 - \frac{W + M_{ср}}{100} + \frac{C}{\rho_H 10^3} \right)$$

где  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/М<sup>3</sup>;

$W$  – содержание воды в нефтяной эмульсии, %;

$M_{ср}$  – среднее значение содержания механических примесей, %;

$C$  - содержание хлористых солей в нефти, мг/л.

При измерении количества нефти с помощью узлов учета нефти также пользуются **объемно-массовым методом**. При этом **выполняются следующие операции:**

- измерение объема нефти;
- измерение средней температуры нефти;
- определение средней плотности нефти и приведение ее к температуре  $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;
- определение содержания воды, солей и механических примесей.

Любая нефть, включая товарную, даже после обезвоживания и обессоливания содержит некоторое количество воды, механических примесей и солей, которые обычно называются балластом. Количество добытой, а также товарной нефти учитывается только по массе нетто, т. е. за вычетом балласта. В зависимости от содержания в нефтях балласта они разделены на четыре группы качества: А, Б, В, Г. Содержание воды, солей и механических примесей в каждой из этих групп приведено в табл.

### Содержание балласта в нефтях

Балласт	Группа нефти			
	А	Б	В	Г
Соли, мг/л, не более	40	300	1800	3600
Вода, % мае, не более	0,2	1	1	2
Механические примеси, % мас., не более	0,05	0,05	0,05	0,05

## УЧЕТ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Для определения объема нефти, заключенного в каждом поясе, наружную длину окружности пояса измеряют дважды: один раз на расстоянии 10—15 см ниже верхней кромки листа пояса ( $L_1$ ), второй раз — на расстоянии 10—15 см выше нижней кромки листа ( $L_2$ ). Разность между двумя этими измерениями не должна превышать 3 мм для длины < 50 м и 5 мм для длины > 50 м. К расчету принимается среднеарифметическая длина.

$$L_{\text{ср}} = \frac{L_1 + L_2}{2}. \quad (39)$$

По средней длине каждого пояса определяют наружный диаметр пояса  $D_n$  из соотношения

$$D_n = \frac{L_{\text{ср}}}{\pi}, \quad (40)$$

где

Зная толщину стенки пояса  $\delta$ , находят внутренний диаметр пояса.

$$D = D_n - 2\delta. \quad (41)$$

## УЧЕТ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

При высоте пояса  $h_{\text{ср}}$  (среднеарифметическая двух измерений) объем, заключенный в одном поясе резервуара, определится по формуле

$$V = \frac{\pi D^2}{4} h_{\text{ср}}, \quad (42)$$

а общий объем резервуара  $V_{\text{общ}}$  будет равен сумме объемов, заключенных в каждом поясе:

$$V_{\text{общ}} = \sum_1^n V = \frac{\pi}{4} (D_1^2 h_1 + D_2^2 h_2 + \dots + D_n^2 h_n), \quad (43)$$

где  $D_1, D_2, \dots, D_n$  — внутренние диаметры поясов;  
 $h_1, h_2, \dots, h_n$  — соответствующие им средние высоты поясов.

## УЧЕТ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

При определении полезной емкости резервуара и составлении калибровочной таблицы после вычисления общего объема резервуара необходимо внести поправку, т. е. исключить объем  $V_B$  внутренних устройств (колонн, труб, маточников и т. д.).

Тогда полезный объем резервуара  $V_n$  составит (в  $m^3$ ):

$$V_n = V_{\text{общ}} - V_B \quad (44)$$

Акты обмеров резервуара прилагаются к калибровочной таблице и вместе с ней утверждаются главным инженером НГДУ. Калибровочная таблица является документом, на основании которого учитывается товарная нефть, сданная нефтегазодобывающим предприятием нефтепроводному управлению.

Среднюю плотность нефти определяют при помощи нефтенсиметра сразу же после извлечения пробы из резервуара пробоотборником или после отбора пробы нефти с помощью сниженных пробоотборников типа ПСР-1 или ПСР-5.

## УЧЕТ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

При отборе пробы нефти с помощью сниженных пробоотборников замеренная температура и плотность нефти представляют среднюю плотность и температуру. Если же проба отбирается из резервуара с помощью обычного пробоотборника, составление средней пробы предусмотрено проводить по правилам, приведенным в табл

### Составление средних проб нефти из резервуаров

Уровень, с которого берут пробу	Число частей, вводимых в среднюю пробу
Верхний уровень на расстоянии 200 мм ниже	1 3
Средний уровень — середина высоты разлива .	1
Нижний уровень — центр сливной трубы .	

С каждого уровня в направлении сверху вниз в соответствии с табл. 27 отбирают пробы, не ополаскивая пробоотборника, и каждый раз определяют плотность и температуру, а затем подсчитывают среднюю плотность и температуру и приводят плотность нефти к температуре +20° С.

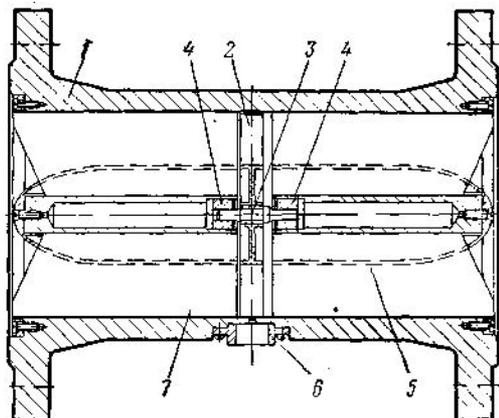
Масса брутто нефти в данном резервуаре составит:  $Q_{бр} = V_n \rho_{ср}$ ,

где  $Q_{бр}$  — масса брутто нефти в резервуаре, т;

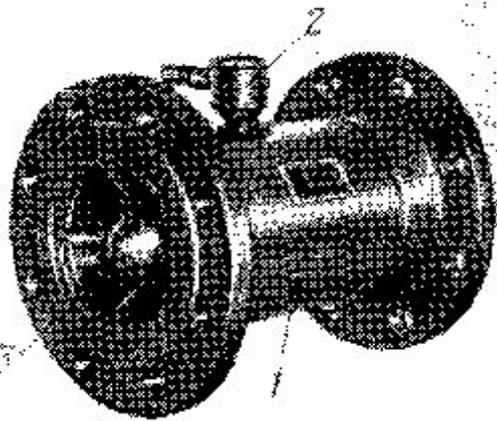
$V_n$  — полезный объем нефти в резервуаре, м<sup>3</sup>;  $\rho_{ср}$  — средняя плотность нефти при  $t = +20^\circ \text{C}$ , т/м<sup>3</sup>.

Нефть сдается нефтепроводным управлениям по массе нетто, т. е. за вычетом из массы брутто балласта.

## Турбинный расходомер Норд



- 1 — корпус; 2 — турбинка; 3 — ось;  
 4 — подшипники; 5 — обтекатель;  
 6 — фланцевая втулка;  
 7 — направляющий аппарат

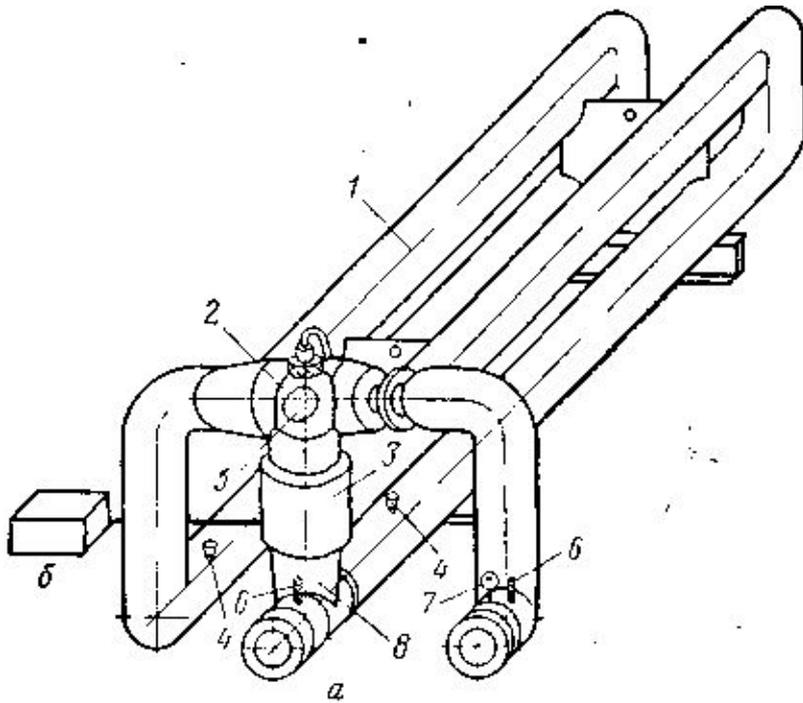


- Общий вид расходомера Норд:  
 1 — корпус расходомера Норд;  
 2 — магнитоиндукционный датчик;  
 3 — обтекатель

## Техническая характеристика расходомеров Норд

Типоразмер	Условный диаметр р D <sub>y</sub> - ММ	Условное давление, МПа (кгс/с м <sup>2</sup> )	Максимальный расход, м <sup>3</sup> /ч	Разрешающая способность, л/имп	Длина Между фланцами, мм	Масса, кг
Норд-40-25	40	2,5 (25)	35	0,0175	180	6,5
Норд-40-64	40	6,4 (64)	35	0,0175	180	12
Норд,65-25	65	2,5 (25).	90	0,045	220	12
Норд-65-64	65	6,4 (64)	90	0,045	220	17
Норд-80-25	80	2,5 (25)	140	0,070	250	18
Норд-80-64	80	6,4 (64)	140	0,070	250	23
Норд-100-64	100	6,4 (64)	250	0,125	280	30
Норд-100-25	100	2,5 (25)	250	0,125	280	23
Норд-150-25	150	2,5 (25)	500	0,250	360	48
Норд-150-64	150	6,4 (64)	500	0,250	360	72
Норд-200К-25	200	2,5 (25)	900	0,450	400	70
Норд-200К-64	200	6,4 (64)	900	0,450	400	100

## Поверочная установка Сапфир



а — трубо-поршневое устройство; б — электронный блок; 1 — калиброванный участок трубы; 2 — расширитель; 3 — кран-манипулятор; 4 — детекторы; 5 — шаровой разделитель; 6 — термометры; 7 — образцовый манометр; 8 — тройник