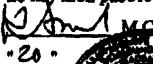


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии  
(ФГУП ВНИИР)  
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

УТВЕРЖДАЮ

Зам. директора ФГУП ВНИИР

по научной работе

 М.С. Немиров  
"26" \_\_\_\_\_ б. г.



РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Методика выполнения измерений ареометром

в блоке измерений показателей

качества нефти при учетных операциях

СИКН № 380 ПСП «Чернушка»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Казань  
2006

**РАЗРАБОТАНА** Государственным научным метрологическим центром  
Федеральным государственным унитарным предпри-  
ятием Всероссийский научно – исследовательский ин-  
ститут расходометрии (ФГУП ВНИИР)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:** Фишман И.И., Ибрагимов Т.Ф., Мубаракшин М.Р.  
**РАЗРАБОТАНА** Межрегиональным открытым акционерным общест-  
вом» Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:** Глушков Э.И., Фаткуллин А.А.  
**УТВЕРЖДЕНА** ФГУП ВНИИР 20 февраля 2006 года  
**АТТЕСТОВАНА** ФГУП ВНИИР 21 февраля 2006 года  
Свидетельство об аттестации № 13106-06  
**ЗАРЕГИСТРИРОВАНА** ФГУП ВНИИМС 27 марта 2006 года  
Регистрационный код по Федеральному реестру: ФР.1.29.  
**ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ**

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, ти-  
ражирована и (или) распространена без разрешения ОАО «Нефтеавтоматика»

## Содержание

1 Нормы погрешности измерений .....	
2 Средства измерений и вспомогательные устройства .....	
3 Метод измерений .....	
4 Требования безопасности и охраны окружающей среды и к квалификации операторов .....	
5 Условия выполнения измерений и подготовка к ним.....	
6 Выполнение измерений .....	
7 Обработка результатов измерений.....	
8 Оформление результатов измерений .....	
Приложение А Пример пересчет показаний ареометра к условиям измерений плотности плотномером и стандартным условиям .....	
Библиография.....	

## РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА  
ИЗМЕРЕНИЙ  
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Методика выполнения измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти при учетных операциях СИКН № 380 ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

МИ 2978 – 2006

Настоящая рекомендация распространяется на плотность товарной нефти (далее - нефти) и устанавливает методику выполнения её измерений ареометром в термостатируемом цилиндре блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) при учетных операциях СИКН № 380 ПСП «Чернушка» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Рекомендация разработана в соответствии с положениями МИ 2153, ГОСТ Р ИСО 5725, ГОСТ Р 8.563.

### 1 Нормы погрешности измерений

Нормы погрешностей измерений по настоящей рекомендации соответствуют нижеприведенным значениям:

- систематическая погрешность: плюс  $0,15 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;
- доверительные границы погрешности (расширенная неопределенность) МВИ (при доверительной вероятности  $P = 0,95$ ):  $\pm 0,8 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

### 2 Средства измерений и вспомогательные устройства

2.1 При выполнении измерений применяют средства измерений и другие технические средства со следующими техническими характеристиками:

2.1.1 Ареометры для нефти АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления  $0,5 \text{ кг}/\text{м}^3$  и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,5 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

2.1.2 Термостатируемый цилиндр (далее – цилиндр), вмонтированный в трубопровод в БИК, с внутренним диаметром не менее 45 мм и высотой не менее 520 мм.

2.1.3 Термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 № 2 по ТУ 25-2021.003 с пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

2.1.4 Нефрас по ГОСТ 8505 или ТУ 38.401-67-108.

2.1.5 Мешалка.

2.2 Допускается применение других средств измерений и материалов, обеспечивающих измерения плотности с нормами погрешности не менее указанных в разделе 1.

### **3 Метод измерений**

Сущность метода заключается в погружении ареометра в цилиндр с пробой нефти, снятии показаний по шкале ареометра при температуре нефти в цилиндре и пересчете значений плотности по ареометру к требуемым условиям по температуре и давлению.

### **4 Требования безопасности и охраны окружающей среды и к квалификации операторов**

4.1 Помещение для выполнения измерений плотности нефти по пожарной опасности относят к категории А согласно НПБ 105.

4.2 Помещение оборудовано устройствами приточно-вытяжной вентиляции и соответствует требованиям правил пожарной безопасности ППБ 01.

4.3 Лиц, выполняющих измерения, обеспечивают средствами индивидуальной защиты.

4.4 Легковоспламеняющиеся промывочные жидкости хранят в металлических канистрах для хранения нефтепродуктов. Канистры помещают в специально предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов помещения или металлические шкафы.

4.5 К выполнению измерений допускают лиц, прошедших инструктаж по технике безопасности, изучивших настоящую рекомендацию и эксплуатационные документы на применяемые средства измерений и вспомогательное оборудование.

### **5 Условия выполнения измерений и подготовка к ним**

5.1 Применяемые средства измерений имеют действующие свидетельства о поверке, опломбированы или имеют отиски поверительных клейм.

5.2 Нефть по степени подготовки соответствует ГОСТ Р 51858.

5.3 Показатели измеряемой нефти находятся в следующих пределах:

плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> .....	от 873 до 896;
вязкость в рабочем диапазоне температуры, сСт .....	от 9,8 до 100;
массовая доля воды, %, не более.....	1,0;
давление насыщенных паров, мм. рт. ст., не более.....	500.

5.4 Условия выполнения измерений:

рабочий диапазон температуры нефти, °С .....	от 10 до 30;
давление нефти, МПа .....	от 0,3 до 4,0;
режим работы СИКН.....	периодический.

5.5 Пробу нефти в цилиндр отбирают постепенно в течение двух минут, заполняя его до уровня нефти на 2-3 см ниже верхнего края цилиндра.

## 6 Выполнение измерений

6.1 Измерения плотности нефти ареометром проводят в цилиндре БИК.

6.2 Опускают в цилиндр мешалку, делают несколько движений мешалкой от дна до уровня нефти и обратно, затем ее вынимают. Опускают в цилиндр термометр. Термометр удерживают в таком положении, чтобы участок шкалы, соответствующий температуре нефти, был на 5–10 мм выше уровня нефти в цилиндре. Образовавшиеся на поверхности пузырьки снимают фильтровальной бумагой или двумя каплями нефраса.

6.3 Ареометр осторожно опускают в цилиндр, держа за верхний конец. За два-три деления до предполагаемого значения плотности нефти ареометр отпускают, сообщая ему легкое вращение. Часть стержня, расположенная выше уровня погружения ареометра: сухая и чистая. После прекращения колебаний ареометра считывают показания его шкалы с дискретностью 0,1 кг/м<sup>3</sup>, то есть одной пятой цены деления шкалы ареометра (0,5 кг/м<sup>3</sup>) и показания термометра с дискретностью шкалы термометра (0,1 °C). При этом исключают касание ареометром термометра и стенок цилиндра.

6.4 Показания ареометра наблюдают по верхнему краю мениска, при этом глаз находится на уровне мениска. При использовании ареометров для нефти, градуированных по нижнему мениску, к показанию ареометра прибавляют поправку на мениск, равную 0,7 кг/м<sup>3</sup>.

6.5 Вынимают ареометр, очищают от остатков нефти и повторяют операции по 6.2–6.4.

6.6 Вынимают ареометр и термометр, промывают нефрасом и сушат на воздухе.

6.7 Сливают нефть из цилиндра в дренаж.

## 7 Обработка результатов измерений

7.1 Определяют пересчитанные значения плотности нефти по ареометру к условиям измерений в линии расходомера (плотномера) по формулам:

$$\rho_{1,\text{p}} = \frac{\rho_1 \times [1 - 0,000025 \times (t_1 - t_0)]}{[1 + \beta_1 \times (t - t_1)] \times (1 - \gamma_1 \times P)}, \quad (1)$$

$$\rho_{2,\text{p}} = \frac{\rho_2 \times [1 - 0,000025 \times (t_2 - t_0)]}{[1 + \beta_2 \times (t - t_2)] \times (1 - \gamma_2 \times P)}, \quad (2)$$

где  $\rho_{1,\text{p}}$ ,  $\rho_{2,\text{p}}$  – пересчитанные значения плотности нефти к условиям измерений в линии расходомера (плотномера), кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_1$ ,  $\rho_2$  – значения плотности нефти по ареометру при первом и повторном измерениях (с учетом поправки на мениск при использовании ареометра, отградуированного по нижнему мениску), кг/м<sup>3</sup>;

$\beta_1$ ,  $\beta_2$  – коэффициенты объемного расширения нефти при значениях температуры нефти  $t_1$  и  $t_2$ , соответственно, (таблица А.1 приложения А МИ 2153), °C<sup>-1</sup>;

$t_1, t_2$	– значения температуры нефти в цилиндре при первом и повторном измерениях плотности нефти ареометром, $^{\circ}\text{C}$ ;
$\gamma_1, \gamma_2$	– коэффициенты сжимаемости нефти при температуре $t_1$ (таблица А.2 приложения А МИ 2153), $\text{МПа}^{-1}$ ;
$t, P$	– значения температуры в линии расходомера (плотномера), $^{\circ}\text{C}$ , и избыточного давления, $\text{МПа}$ , нефти при измерениях объема (плотности) нефти;
$t_0$	– значение температуры градуировки ареометра, равное $15\ ^{\circ}\text{C}$ ( $20\ ^{\circ}\text{C}$ ) для ареометров, отградуированных при $15\ ^{\circ}\text{C}$ ( $20\ ^{\circ}\text{C}$ ), соответственно.

7.2 При разности между значениями температуры нефти в цилиндре и в линии расходомера (плотномера), превышающей  $10\ ^{\circ}\text{C}$ , для пересчета значений плотности по ареометру используют программу «Расчет плотности» по МИ 2632.

7.3 Расхождение между пересчитанными значениями плотности одной и той же пробы нефти по одному и тому же ареометру не должно превышать  $0,6\ \text{кг}/\text{м}^3$ . В противном случае операции по 5.5 и разделу 6 настоящей рекомендации повторяют.

7.4 Пересчитанное значение плотности нефти к  $20\ ^{\circ}\text{C}$  ( $15\ ^{\circ}\text{C}$ ) для ареометра, отградуированного при  $20\ ^{\circ}\text{C}$ , определяют по таблице Б.1 (Б.2) приложения Б МИ 2153,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

**Примечание – Для удобства определения по таблицам Б.1–Б.4 приложения Б МИ 2153 значения температуры нефти в цилиндре округляют с точностью до  $0,5\ ^{\circ}\text{C}$ .**

7.5 Пересчитанное значение плотности нефти к  $20\ ^{\circ}\text{C}$  ( $15\ ^{\circ}\text{C}$ ) для ареометра, отградуированного при  $15\ ^{\circ}\text{C}$ , определяют по таблице Б.3 (Б.4) приложения Б МИ 2153,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

7.6 По двум пересчитанным значениям плотности одной и той же пробы нефти по одному и тому же ареометру определяют средние арифметические значения плотности и вычтывают систематическую погрешность, равную  $0,15\ \text{кг}/\text{м}^3$  согласно разделу 1.

7.7 За результаты измерений плотности нефти ареометром по МВИ принимают исправленные результаты пересчета значений плотности нефти по 7.6, округленные до четырех значащих цифр, с указанием доверительных границ погрешности МВИ, равных:  $\pm 0,8\ \text{кг}/\text{м}^3$  согласно разделу 1. Пример определения и представления исправленных результатов пересчета плотности нефти по ареометру приведен в приложении А настоящей рекомендации.

7.8 В случае изменения условий выполнения измерений и подготовки к ним, указанных в разделе 5, оценку норм погрешности МВИ осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725, ГОСТ Р 8.563, МИ 2153.

## 8 Оформление результатов измерений

8.1 Исправленные результаты пересчета значений плотности нефти по ареометру к стандартным условиям записывают в «Паспорт качества нефти» по формам, приведенным в приложениях [6] при отказе или отсутствии поточного плотномера.

**8.2** Исправленные результаты пересчета значений плотности нефти по ареометру к условиям измерений в линии расходомера записывают в «Акт приема-сдачи нефти» при отключении или отсутствии поточного плотномера или при отказе автоматического пробоотборника по формам, приведенным в приложениях [6].

**8.3** Исправленные результаты пересчета значений плотности нефти по ареометру к условиям измерений в линии плотномера записывают в журнал контроля метрологических характеристик средств измерений по форме, приведенной в приложении [6] при контроле метрологических характеристик поточного плотномера по ареометру.

## Приложение А

### Пример определения и представления исправленных результатов пересчета значений плотности нефти по ареометру

А.1 При измерениях плотности нефти ареометром типа АНТ-1, отградуированного при 20 °C, получены следующие значения плотности нефти по ареометру (с учетом поправки на мениск, равной 0,7 кг/м<sup>3</sup>):

$\rho_1 = 879,9$  кг/м<sup>3</sup> при температуре нефти в цилиндре  $t_1 = 19,1$  °C;

$\rho_2 = 880,1$  кг/м<sup>3</sup> при температуре нефти в цилиндре  $t_2 = 19,5$  °C.

При этом температура и давление в линии плотномера:  $t = 18,7$  °C и  $P = 0,23$  МПа.

А.2 Требуется пересчитать значения плотности нефти по ареометру к условиям измерений в линии плотномера и к стандартным условиям и представить исправленные результаты пересчета значений плотности нефти по ареометру.

А.3 По таблице А.1 приложения А МИ 2153 определяют коэффициенты объемного расширения:

$\beta_1 = 0,000794$  °C<sup>-1</sup> (при  $\rho_1$  и  $t_1$ );

$\beta_2 = 0,000790$  °C<sup>-1</sup> (при  $\rho_2$  и  $t_2$ ).

А.4 Так как разность значений температуры нефти в цилиндре и плотномере менее 10 °C, то по формулам (1) и (2) пересчитывают значения плотности по ареометру к условиям измерений в линии плотномера (без учета поправки на систематическую погрешность):

$$\rho_{1,\Phi} = \frac{879,9 \times [1 - 0,000025 \times (19,1 - 20)]}{[1 + 0,000794 \times (18,7 - 19,1)] \times (1 - 0,000672 \times 0,23)} = 880,34 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{2,\Phi} = \frac{880,1 \times [1 - 0,000025 \times (19,5 - 20)]}{[1 + 0,000790 \times (18,7 - 19,5)] \times (1 - 0,000654 \times 0,23)} = 880,80 \text{ кг/м}^3,$$

где -  $\gamma_1$  (при  $\rho_1$  и  $t_1$ ) и  $\gamma_2$  (при  $\rho_2$  и  $t_2$ ) коэффициенты, определяемые по таблице А.2 МИ 2153.

А.5 Разность значений плотности:  $880,80 - 880,34 = 0,46$  кг/м<sup>3</sup> < 0,6 кг/м<sup>3</sup>. Условие сходимости соблюдено.

А.6 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к условиям измерений в линии плотномера:

$$\rho_{\Phi} = (880,80 + 880,34)/2 - 0,15 = 880,42 \text{ кг/м}^3.$$

А.7 Определяют по таблице Б.1 МИ 2153 пересчитанные значения плотности к 20 °C:

$$\rho_{1,20} = 869,3 + 9,9 = 879,2 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{2,20} = 879,7 + 0,1 = 879,8 \text{ кг/м}^3.$$

А.8 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к стандартным условиям:

метру к 20 °C:

$$\rho_{20} = (879,2 + 879,8)/2 - 0,15 = 879,35 \text{ кг/м}^3.$$

A.9 Определяют по таблице Б.2 МИ 2153 пересчитанные значения плотности к 15 °C:

$$\rho_{1,15} = 872,8 + 9,9 = 882,7 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{2,15} = 883,1 + 0,1 = 883,2 \text{ кг/м}^3.$$

Для удобства определения по таблицам Б.1, Б.2 пересчитанных значений плотности значение температуры нефти в цилиндре при первом измерении плотности ареометром принимают равным 19,0 °C.

A.10 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к 15 °C:

$$\rho_{15} = (882,7 + 883,2)/2 - 0,15 = 882,80 \text{ кг/м}^3.$$

A.11 Полученные результаты округляют до четырех значащих цифр и представляют в виде:

$$\rho_{tP} = (880,4 \pm 0,8) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 18,7 \text{ °C и } P = 0,23 \text{ МПа});$$

$$\rho_{20} = (879,4 \pm 0,8) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 20 \text{ °C и } P = 0 \text{ МПа});$$

$$\rho_{15} = (882,8 \pm 0,8) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 15 \text{ °C и } P = 0 \text{ МПа}).$$

## Библиография

- [1] ГОСТ 8505–80 Нефрас С 50/170. Технические условия.
- [2] ГОСТ 18481–81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
- [3] ГОСТ Р ИСО 5725–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений.
- [4] ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методики выполнения измерений
- [5] ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия.
- [6] «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005 года № 69
- [7] МИ 2153–2004 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях.
- [8] МИ 2632-2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета
- [9] НПБ 105–03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- [10] ППБ 01–03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
- [11] ТУ 25-2021.003-88 Термометры ртутные стеклянные лабораторные. Технические условия.
- [12] ТУ 38.401–67–108–92 Нефрасы С2-80/120 и С3-80/120. Технические условия.