

**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**

*[Handwritten signature]*

**"22"**



**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

**Государственная система обеспечения единства измерений**

**ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ**

**Методика выполнения измерений ареометром**

**в блоке измерений показателей качества *нефти***

**при учетных операциях на СИКН № 200**

**на Карабашском ТП НГДУ «Иркеннефть»**

**ОАО «Татнефть»**

Казань  
2005

РАЗРАБОТАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно – исследовательским институтом расходометрии (ФГУП ВНИИР)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Фишман И.И. – кандидат физико-математических наук, Ибрагимов Т.Ф., Мубаракшин М.Р.
РАЗРАБОТАНА	Межрегиональным открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (МОАО «Нефтеавтоматика»)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Глушков Э.И., Фаткуллин А.А.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИР 22 декабря 2005 г.
АТТЕСТОВАНА	ФГУП ВНИИР 26 декабря 2005 г. Свид. № 161206-05
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП ВНИИМС 16 января 2006 г.
ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения МОАО «Нефтеавтоматика»

## СОДЕРЖАНИЕ

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

## РЕКОМЕНДАЦИЯ

<p>ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ</p> <p><b>ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ</b>  <b>Методика выполнения измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти при учетных операциях на СИКН № 200 на Карабашском ТП НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть»</b></p>	<p><b>МИ 2968-2006</b></p>
--	----------------------------

Настоящая рекомендация распространяется на плотность товарной нефти (далее - нефти) и устанавливает методику выполнения её измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК) при учетных операциях на СИКН № 200 на Карабашском ТП НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть» (далее – МВИ).

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

## 1 Нормы погрешности измерений

Правильность и прецизионность измерений по настоящей рекомендации соответствуют нижеприведенным значениям, в кг/м<sup>3</sup>:

- систематическая погрешность: **плюс 0,33;**
- доверительные границы погрешности МВИ (расширенная неопределенность): **± 0,7;**

## 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 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

2.1.2 Цилиндр термостатируемый, омываемый потоком нефти в БИК и соответствующий по размерам стеклянному цилиндру для ареометров типа I по ГОСТ 18481.

2.1.3 Термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 по ГОСТ 28498 с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2$  °С.

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 точностью не менее указанной в разделе 1.

### **3 Метод измерений**

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемую пробу нефти, снятии показаний по шкале ареометра при температуре измерений и пересчете показаний ареометра 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 01–03.

4.3 Лиц, выполняющих измерения, обеспечивают средствами индивидуальной защиты.

4.4 Легковоспламеняющиеся поверочные и 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**

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

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

5.2 Нефть по степени подготовки соответствует ГОСТ Р 51858.

5.3 Показатели измеряемой нефти находятся в следующих пределах:

плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м<sup>3</sup> .....от 830 до 890;

вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт .....от 7 до 26;

массовая доля воды, %, не более .....1,0;

давление насыщенных паров, кПа ..... от 15,0 до 66,7.

5.4 Условия выполнения измерений:

рабочий диапазон температур нефти, °С .....от 10 до 30;

давление нефти в СИКН, МПа, не более ..... от 0,3 до 2,0;

режим работы СИКН.....периодический.

5.5 Пробу нефти отбирают постепенно в течение двух-трех минут в термостатируемый цилиндр в БИК.



## 6 Выполнение измерений

6.1 Измерения плотности нефти ареометром проводят в БИК.

6.2 Опускают в цилиндр мешалку, делают 3–4 движения 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 1–2 каплями нефраса.

6.3 Ареометр осторожно опускают в цилиндр, держа за верхний конец. За 2–3 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 °С). 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 и термометр, моют нефрасом и сушат на воздухе.

6.6 Повторяют операции по 6.2–6.5.

## 7 Обработка результатов измерений

7.1 Значения плотности нефти по показаниям ареометра при первом и повторном измерениях плотности пробы нефти приводят к условиям измерений объема (плотности) нефти по формулам:

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

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

где  $\rho_{1\text{пр}}, \rho_{2\text{пр}}$  – значения плотности нефти по показаниям ареометра, пересчитанные к условиям измерений объема (плотности) нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_1, \rho_2$  – показания ареометра при первом и повторном измерениях (с учетом поправки на мениск при использовании ареометров, отградуированных по нижнему мениску), кг/м<sup>3</sup>;

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

$t_1, t_2$  – значения температуры испытания при первом и повторном измерениях

- плотности нефти ареометром, °С;
- $\gamma_1, \gamma_2$  – коэффициенты сжимаемости нефти при температуре  $t_1$  (таблица А.2 приложения А МИ 2153), МПа<sup>-1</sup>;
- $t, P$  – значения температуры приведения, °С, и избыточного давления, МПа, нефти при измерениях объема (плотности) нефти;
- $t_0$  – значение температуры градуировки ареометра, равная 15 °С (20 °С) для ареометров, отградуированных при 15 °С (20 °С), соответственно.

7.2 При разности между значениями температуры измерений и приведения, превышающей 10 °С, для пересчета показаний ареометра используют программу «Расчет плотности» по МИ 2632.

7.3 Расхождение между приведенными к одинаковым условиям значениями плотности нефти не превышает 0,6 кг/м<sup>3</sup>. В противном случае операции по 5.5 и разделу 6 настоящей рекомендации повторяют.

7.4 Значение плотности нефти, приведенное к 20 °С (15 °С) для ареометра, отградуированного при 20 °С, определяют по таблице Б.1 (Б.2) приложения Б МИ 2153, кг/м<sup>3</sup>.

7.5 Значение плотности нефти, приведенное к 20 °С (15 °С) для ареометра, отградуированного при 15 °С, определяют по таблице Б.3 (Б.4) приложения Б МИ 2153, кг/м<sup>3</sup>.

7.6 Вычисляют средние арифметические значения по приведенным значениям плотности, определенным по 7.1, 7.4, 7.5, и вычитают систематическую погрешность МВИ, равную 0,33 кг/м<sup>3</sup> согласно разделу 1.

7.7 Значения плотности, определенные по 7.6, округляют до четырех значащих цифр и представляют в виде числового значения измеряемой величины с указанием погрешности МВИ (расширенной неопределенности), равной:  $\pm 0,7$  кг/м<sup>3</sup> согласно разделу 1. Пример пересчета показаний ареометра приведен в приложении А настоящей рекомендации.

7.8 В случае изменения условий выполнения измерений и подготовки к ним, указанных в разделе 5, оценку правильности и прецизионности метода измерений осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725.

## **8 Оформление результатов измерений**

8.1 Результаты показаний ареометра, пересчитанные к условиям измерений объема и к стандартным условиям, записывают в «Паспорт качества нефти» и в «Акт приема-сдачи нефти» по формам, приведенным в приложениях к «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

8.2 Результаты показаний ареометра, пересчитанные к условиям измерений поточного плотномера в БИК, записывают в журнал контроля метрологических характеристик средств измерений при контроле метрологических характеристик поточного плотномера.



## Приложение А

### Пример пересчета показаний ареометра к условиям измерений плотности плотномером и стандартным условиям

При измерениях плотности нефти ареометром типа АНТ-1, отградуированным при 20 °С, получены следующие показания ареометра (с учетом поправки на мениск, равной 0,7 кг/м<sup>3</sup>):

$$\rho_1 = 864,9 \text{ кг/м}^3 \text{ при температуре испытания } t_1 = 21,7 \text{ °С};$$

$$\rho_2 = 865,2 \text{ кг/м}^3 \text{ при температуре испытания } t_2 = 21,8 \text{ °С}.$$

Температура и давление приведения, к которым пересчитывают показания ареометра, равны:

$$t = 21,9 \text{ °С и } P = 0,72 \text{ МПа}.$$

А.1 Определяют по таблице А.1 приложения А МИ 2153 коэффициенты объемного расширения  $\beta_1$  (при  $\rho_1 = 864,9 \text{ кг/м}^3$  и  $t_1 = 21,7 \text{ °С}$ ) и  $\beta_2$  (при  $\rho_2 = 865,2 \text{ кг/м}^3$  и  $t_2 = 21,8 \text{ °С}$ ). Определено:  $\beta_1 = \beta_2 = 0,000818 \text{ °С}^{-1}$ .

А.2 Так как разность значений температуры испытания и приведения менее 10 °С, то по формулам (1) и (2) пересчитывают показания ареометра к условиям измерений плотномера:

$$\rho_{1IP} = \frac{864,9 \times [1 - 0,000025 \times (21,7 - 20)]}{[1 + 0,000818 \times (21,9 - 21,7)] \times (1 - 0,000718 \times 0,72)} = 865,17 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{2IP} = \frac{865,2 \times [1 - 0,000025 \times (21,8 - 20)]}{[1 + 0,000818 \times (21,9 - 21,8)] \times (1 - 0,000718 \times 0,72)} = 865,54 \text{ кг/м}^3.$$

В этих формулах коэффициенты  $\gamma_1 = \gamma_2 = 0,000718 \text{ МПа}^{-1}$  (определено по таблице А.2 МИ 2153).

А.3 Разность значений плотности:  $865,54 - 865,17 = 0,37 \text{ кг/м}^3 < 0,6 \text{ кг/м}^3$ . Условие сходимости соблюдено.

А.4 Вычисляют среднее арифметическое значение плотности и вычитают систематическую погрешность, равную 0,33 кг/м<sup>3</sup>:  $\rho_{IP} = (865,54 + 865,17)/2 - 0,33 = 865,03 \text{ кг/м}^3$ .

А.5 Определяют по таблице Б.1 МИ 2153 значение плотности при 20 °С:

$$\rho_{1,20} = 866,06 \text{ кг/м}^3, \quad \rho_{2,20} = 866,44 \text{ кг/м}^3.$$

А.6 Вычисляют среднее арифметическое значение при 20 °С и вычитают систематическую погрешность:  $\rho_{20} = (866,06 + 866,44)/2 - 0,33 = 865,92 \text{ кг/м}^3$ .

А.7 Определяют по таблице Б.2 МИ 2153 значение плотности при 15 °С:

$$\rho_{1,15} = 869,59 \text{ кг/м}^3, \quad \rho_{2,15} = 869,96 \text{ кг/м}^3.$$

А.8 Вычисляют среднее арифметическое при 15 °С и вычитают систематическую погрешность:

$$\rho_{15} = (869,59 + 869,96)/2 - 0,33 = 869,45 \text{ кг/м}^3.$$

А.9 Округляют полученные результаты до четырех значащих цифр и представляют приведенные значения плотности в виде:

$$\rho_{IP} = (865,0 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 21,9 \text{ °С и } P = 0,72 \text{ МПа}),$$

$$\rho_{20} = (865,9 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 20 \text{ °С и } P = 0 \text{ МПа}),$$

$$\rho_{15} = (869,5 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 15 \text{ °С и } P = 0 \text{ МПа}).$$



## Библиография

- 1 ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений.
- 2 ГОСТ Р ИСО 5725–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений.
- 3 ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия.
- 4 ГОСТ 8505–80 Нефрас С 50/170. Технические условия.
- 5 ГОСТ 18481–81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ 28498–90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.
- 7 РМГ 43-2001 ГСИ. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений».
- 8 «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.
- 9 МИ 2153–2004 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях.
- 10 МИ 2632–2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета.
- 11 НПБ 105–03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 12 ППБ 01–03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
- 13 ТУ 38.401–67–108–92 Нефрасы С2-80/120 и С3-80/120. Технические условия.