

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
ВСГРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ  
(ФГУП ВНИИР)  
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

**УТВЕРЖДАЮ**

Зам. директора ФГУП ВНИИР  
по научной работе



**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ**

Методика выполнения измерений ареометром

в блоке измерений показателей качества

при учетных операциях СИКИ № 595

ОАО «АНК «Башнефть» на

НПС «Александровская»

Казань  
2006

<b>РАЗРАБОТАНА</b>	<b>Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно – исследовательским институтом расходометрии (ФГУП ВНИИР)</b>
<b>ИСПОЛНИТЕЛИ:</b>	<b>Фишман И.И. – кандидат физико-математических наук, Ибрагимов Т.Ф., Мубаракшин М.Р.</b>
<b>РАЗРАБОТАНА</b>	<b>Межрегиональным открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)</b>
<b>ИСПОЛНИТЕЛИ:</b>	<b>Глушков Э.И., Фаткуллин А.А.</b>
<b>УТВЕРЖДЕНА</b>	<b>ФГУП ВНИИР 14 марта 2006 г.</b>
<b>АТТЕСТОВАНА</b>	<b>ФГУП ВНИИР Свидетельство об аттестации № 18506 от 14.03.2006 г.</b>
<b>ЗАРЕГИСТРИРОВАНА</b>	<b>ФГУП ВНИИМС 27 марта 2006</b>
<b>ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ</b>	

**Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ОАО «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 .....	3
7	Обработка результатов измерений .....	3
8	Оформление результатов измерений.....	4
	Приложение А – Пример определения и представления исправленных результатов пересчета значений плотности нефти по ареометру.....	6
	Библиография.....	8

**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

<b>ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ</b>	
---------------------------------------------------------------	--

**ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ**

**Методика выполнения измерений ареометром в блоке измерений показателей качества нефти при учетных операциях СИКН № 595  
ОАО «АНК «Башнефть» на НПС «Александровская»**

**МИ 2981-2006**

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 СИКН № 595 ОАО «АНК «Башнефть» на НПС «Александровская» (далее – МВИ).

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

## **1 Нормы погрешности измерений**

Нормы погрешностей измерений по настоящей рекомендации соответствуют нижеприведенным значениям:

- систематическая погрешность: плюс 0,86 кг/м<sup>3</sup>;
- доверительные границы погрешности (расширенная неопределенность) МВИ (при доверительной вероятности Р = 0,95): ± 0,7 кг/м<sup>3</sup>.

## **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: ± 0,5 кг/м<sup>3</sup>.

2.1.2 Цилиндр теплоизолированный (далее – цилиндр) 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: ± 0,2 °C.

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

2.1.6 Трубы резиновые технические по ГОСТ 5496.

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 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 температуры, кг/м<sup>3</sup> .....от 820 до 870;  
вязкость в рабочем диапазоне температуры, мм<sup>2</sup>/с.....от 3 до 25;  
массовая доля воды, %, не более .....1,0;  
давление насыщенных паров, мм рт. ст. .....от 200 до 500.

5.4 Условия выполнения измерений:

рабочий диапазон температуры нефти, °С .....от 5 до 30;  
давление нефти в СИКН, МПа .....от 0,5 до 0,8;  
режим работы СИКН .....непрерывный.

5.5 Кран ручного пробоотбора в блоке измерений показателей качества нефти (далее - БИК) снабжен резиновой трубкой длиной не менее 40 см.

5.6 Перед отбором точечной пробы нефти с крана ручного пробоотбора в БИК сливают нефть в дренаж в течение 10-15 секунд.

5.7 Пробу нефти отбирают в цилиндр с крана ручного пробоотбора в БИК постепенно в течение одной-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 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 °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 Значения плотности нефти по ареометру при первом и повторном измерениях плотности пробы нефти приводят к условиям измерений в линии расходомера (плотномера) нефти по формулам:

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

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

где  $\rho_{1,\text{р}}, \rho_{2,\text{р}}$  – 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), $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;
$t_1, t_2$	– 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), $\text{MPa}^{-1}$ ;
$t, P$	– значения температуры в линии расходомера (плотномера), $^{\circ}\text{C}$ , и избыточного давления, $\text{MPa}$ , 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.

7.1 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.

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

7.3 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,  $\text{kg/m}^3$ .

7.4 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,  $\text{kg/m}^3$ .

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 По двум пересчитанным значениям плотности одной и той же пробы нефти по одному и тому же ареометру определяют средние арифметические значения плотности и вычитают систематическую погрешность, равную  $0,86\ \text{kg/m}^3$  согласно разделу 1.

7.6 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:  $\pm 0,7\ \text{kg/m}^3$  согласно разделу 1. Пример определения и представления исправленных результатов пересчета плотности нефти по ареометру приведен в приложении А настоящей рекомендации.

7.7 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.

## **7 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 [7] 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 [7].

**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 [7] при контроле метрологических характеристик поточного плотномера по ареометру.

## Приложение А

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

A.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/m<sup>3</sup>):

$$\rho_1 = 864,9 \text{ кг/m}^3 \text{ при температуре нефти в цилиндре } t_1 = 21,7 \text{ °C};$$

$$\rho_2 = 865,2 \text{ кг/m}^3 \text{ при температуре нефти в цилиндре } t_2 = 21,3 \text{ °C}.$$

При этом температура и давление в линии плотномера:  $t = 21,9 \text{ °C}$  и  $P = 0,72 \text{ МПа}$ .

A.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.

A.3 По таблице А.1 приложения А МИ 2153 определяют коэффициенты объемного расширения  $\beta_1$  (при  $\rho_1$  и  $t_1$ ) и  $\beta_2$  (при  $\rho_2$  и  $t_2$ ):  $\beta_1 = \beta_2 = 0,000818 \text{ °C}^{-1}$ .

A.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):

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

$$\rho_{2,\text{р}} = \frac{865,2 \times [1 - 0,000025 \times (21,3 - 20)]}{[1 + 0,000818 \times (21,9 - 21,3)] \times (1 - 0,000718 \times 0,72)} = 865,19 \text{ кг/m}^3$$

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.

A.5 Разность значений плотности:  $865,19 - 865,17 = 0,02 \text{ кг/m}^3 < 0,6 \text{ кг/m}^3$ . Условие сходимости соблюдено.

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

$$\rho_{\text{р}} = (865,19 + 865,17)/2 - 0,86 = 864,32 \text{ кг/m}^3.$$

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

$$\rho_{1,20} = 861,0 + 4,9 = 865,9 \text{ кг/m}^3, \quad \rho_{2,20} = 861 + 5,2 = 866,2 \text{ кг/m}^3.$$

A.8 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к 20 °C:

$$\rho_{20} = (865,9 + 866,2)/2 - 0,86 = 865,19 \text{ кг/m}^3.$$

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

$$\rho_{1,15} = 864,6 + 4,9 = 869,5 \text{ кг/м}^3, \quad \rho_{2,15} = 864,6 + 5,2 = 869,8 \text{ кг/м}^3.$$

Для удобства определения по таблицам Б.1, Б.2 пересчитанных значений плотности значения температуры нефти в цилиндре при первом и повторном измерениях плотности ареометром принимают равным 21,5 °C.

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

$$\rho_{15} = (869,5 + 869,8)/2 - 0,86 = 868,79 \text{ кг/м}^3.$$

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

$$\rho_{tP} = (864,3 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 21,9 \text{ °C} \text{ и } P = 0,72 \text{ МПа}),$$

$$\rho_{20} = (865,2 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 20 \text{ °C} \text{ и } P = 0 \text{ МПа}),$$

$$\rho_{15} = (868,8 \pm 0,7) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 15 \text{ °C} \text{ и } P = 0 \text{ МПа}).$$

## **Библиография**

- [1] ГОСТ 5496–78 Трубки резиновые технические. Технические условия.
- [2] ГОСТ 8505–80 Нефрас С 50/170. Технические условия.
- [3] ГОСТ 18481–81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
- [4] ГОСТ Р ИСО 5725–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений.
- [5] ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методики выполнения измерений
- [6] ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия.
- [7] «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
- [8] МИ 2153–2004 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях.
- [9] МИ 2632–2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета
- [10] НПБ 105–03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- [11] ППБ 01–03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
- [12] ТУ 25-2021.003-88 Термометры ртутные стеклянные лабораторные. Технические условия.
- [13] ТУ 38.401–67–108–92 Нефрасы С2-80/120 и С3-80/120. Технические условия.