

**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**
"20 "



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 кг/м³**;
- доверительные границы погрешности (расширенная неопределенность) МВИ (при доверительной вероятности $P = 0,95$): **$\pm 0,8$ кг/м³**.

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/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,5$ кг/м³.

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: $\pm 0,2$ °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 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 оттиски 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/м³от 873 до 896;
вязкость в рабочем диапазоне температуры, сСтот 9,8 до 100;
массовая доля воды, %, не более1,0;
давление насыщенных паров, мм. рт. ст., не более500.

5.4 Условия выполнения измерений:

рабочий диапазон температуры нефти, °Сот 10 до 30;
давление нефти, МПаот 0,3 до 4,0;
режим работы СИКНпериодический.

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/м³, то есть одной пятой цены деления шкалы ареометра (0,5 кг/м³) 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/м³.

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:

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

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

где $\rho_{1\text{п}}, \rho_{2\text{п}}$ – пересчитанные значения плотности нефти к условиям измерений в линии расходомера (плотномера), кг/м³;

ρ_1, ρ_2 – значения плотности нефти по ареометру при первом и повторном измерениях (с учетом поправки на мениск при использовании ареометра, отградуированного по нижнему мениску), кг/м³;

β_1, β_2 – коэффициенты объемного расширения нефти при значениях температуры нефти t_1 и t_2 , соответственно, (таблица А.1 приложения А МИ 2153), °C⁻¹;

- t_1, t_2 – значения температуры нефти в цилиндре при первом и повторном измерениях плотности нефти ареометром, °C;
- γ_1, γ_2 – коэффициенты сжимаемости нефти при температуре t_1 (таблица А.2 приложения А МИ 2153), МПа⁻¹;
- t, P – значения температуры в линии расходомера (плотномер), °C, и избыточного давления, МПа, нефти при измерениях объема (плотности) нефти;
- t_0 – значение температуры градуировки ареометра, равное 15 °C (20 °C) для ареометров, отградуированных при 15 °C (20 °C), соответственно.

7.2 При разности между значениями температуры нефти в цилиндре и в линии расходомера (плотномер), превышающей 10 °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 кг/м³. В противном случае операции по 5.5 и разделу 6 настоящей рекомендации повторяют.

7.4 Пересчитанное значение плотности нефти к 20 °C (15 °C) для ареометра, отградуированного при 20 °C, определяют по таблице Б.1 (Б.2) приложения Б МИ 2153, кг/м³.

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 °C.

7.5 Пересчитанное значение плотности нефти к 20 °C (15 °C) для ареометра, отградуированного при 15 °C, определяют по таблице Б.3 (Б.4) приложения Б МИ 2153, кг/м³.

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 вычитают систематическую погрешность, равную 0,15 кг/м³ 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: $\pm 0,8$ кг/м³ 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 плотнoмера 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 плотнoмера записывают в журнал контроля метрологических характеристик средств измерений по форме, приведенной в приложении [6] при контроле метрологических характеристик поточного плотнoмера 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 °С, получены следующие значения плотности нефти по ареометру (с учетом поправки на мениск, равной 0,7 кг/м³):

$\rho_1 = 879,9 \text{ кг/м}^3$ при температуре нефти в цилиндре $t_1 = 19,1 \text{ °С}$;

$\rho_2 = 880,1 \text{ кг/м}^3$ при температуре нефти в цилиндре $t_2 = 19,5 \text{ °С}$.

При этом температура и давление в линии плотномера: $t = 18,7 \text{ °С}$ и $P = 0,23 \text{ МПа}$.

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:

$\beta_1 = 0,000794 \text{ °С}^{-1}$ (при ρ_1 и t_1);

$\beta_2 = 0,000790 \text{ °С}^{-1}$ (при ρ_2 и t_2).

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

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

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

где γ_1 (при ρ_1 и t_1) и γ_2 (при ρ_2 и t_2) коэффициенты, определяемые по таблице А.2 МИ 2153.

А.5 Разность значений плотности: $880,80 - 880,34 = 0,46 \text{ кг/м}^3 < 0,6 \text{ кг/м}^3$. Условие сходимости соблюдено.

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

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

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

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

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

А.8 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по арео-

метру к 20 °С:

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

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

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

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

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 °С.

А.10 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к 15 °С:

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

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

$$\rho_{19} = (880,4 \pm 0,8) \text{ кг/м}^3 \text{ для } (t = 18,7^\circ\text{С и } P = 0,23 \text{ МПа});$$

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

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

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.