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
_____ 2006 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

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

Казань
2006

gost.e-ecolog.ru

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» (ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Глушков Э.И., Фаткуллин А.А.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИР 14 марта 2006 г.
АТТЕСТОВАНА	ФГУП ВНИИР Свидетельство об аттестации № 18506 от 14.03.2006 г.
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП ВНИИМС 27 марта 2006

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

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

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	
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^3**;

– доверительные границы погрешности (расширенная неопределенность) МВИ (при доверительной вероятности Р = 0,95): **± 0,7 кг/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 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 кг/м^3.

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 °С.

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

2.1.6 Трубки 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^3 .....от 820 до 870;

вязкость в рабочем диапазоне температуры, мм^2/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^3, то есть одной пятой цены деления шкалы ареометра (0,5 кг/м^3) 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^3.

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:

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

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

где ρ_{1tP}, ρ_{2tP} – пересчитанные значения плотности нефти к условиям измерений в линии расходомера (плотномера), кг/м^3;

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/м^3;

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, °С;

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 (плотномера), °С, и избыточного давления, МПа, нефти при измерениях объема (плотности) нефти;

t_0 – значение температуры градуировки ареометра, равное 15 °С (20 °С) для ареометров, отградуированных при 15 °С (20 °С), соответственно.

7.1 При разности между значениями температуры нефти в цилиндре и в линии расходомера (плотномера), превышающей 10 °С, 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 кг/м^3. В противном случае операции по 5.5 и разделу 6 настоящей рекомендации повторяют.

7.3 Пересчитанное значение плотности нефти к 20 °С (15 °С) для ареометра, отградуированного при 20 °С, определяют по таблице Б.1 (Б.2) приложения Б МИ 2153, кг/м^3.

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

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 кг/м^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: ± 0,7 кг/м^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

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/м^3):

ρ_1 = 864,9 кг/м^3 при температуре нефти в цилиндре $t_1 = 21,7$ °С;

ρ_2 = 865,2 кг/м^3 при температуре нефти в цилиндре $t_2 = 21,3$ °С.

При этом температура и давление в линии плотномера: $t = 21,9$ °С и $P = 0,72$ 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 β_1 (при ρ_1 и t_1) и β_2 (при ρ_2 и t_2): $\beta_1 = \beta_2 = 0,000818$ °С$^{-1}$.

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):

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

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

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: 865,19 – 865,17 = 0,02 кг/м^3 < 0,6 кг/м^3. Условие сходимости соблюдено.

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

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

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

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

А.8 Вычисляют исправленный результат пересчета значений плотности нефти по ареометру к 20 °С:

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

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

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

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 °С.

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

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

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

ρ_{tP} = (864,3 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 21,9 °С и P = 0,72 МПа),

ρ_{20} = (865,2 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 20 °С и P = 0 МПа),

ρ_{15} = (868,8 ± 0,7) кг/м^3 для (t = 15 °С и P = 0 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.

gost.e-ecolog.ru