

Государственный научный метрологический центр
ГУП "Всероссийский научно-исследовательский институт
метрологии им. Д.И. Менделеева"

(ГНМЦ ГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева")
Госстандарт России

УТВЕРЖДАЮ
Зам. директора ГНМЦ ГУП "ВНИИМ
им. Д.И. Менделеева" по научной работе
_____ В.С. Александров
20 июля 2001 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ
Государственная система обеспечения единства измерений

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ
Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях

МИ 2153-2001

Т 86.5

Дата введение в действие: 2001-07-25

РАЗРАБОТАНА Государственным научным метрологическим центром ГУП
"Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева"

ИСПОЛНИТЕЛИ Домостроева Н.Г.- кандидат технических наук, Гершун М.А. - кандидат
технических наук.

РАЗРАБОТАНА ОАО «Инфракрасные и Микроволновые Системы»

ИСПОЛНИТЕЛИ Кожуров В.Ю., Аблина Л.В., Дворяшин А.А. - кандидат физико-
математических наук

РАЗРАБОТАНА Институтом проблем транспорта энергоресурсов «ИПТЭР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Сагдеев Р.С.

УТВЕРЖДЕНА ГНМЦ ГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" "20"июля 2001 г

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ВНИИМС "25"июля 2001 г

Взамен МИ 2153-91

Настоящая рекомендация устанавливает требования к методике выполнения измерений плотности нефти ареометром при учетных операциях. Нефть по степени подготовки должна соответствовать требованиям ГОСТ 9965 или технических условий ТУ 39-1435, допускается значение давления насыщенных паров по Рейду (ГОСТ 1756) не более 101,325 кПа при температуре приема-сдачи.

Рекомендация соответствует МС ИСО 3675 в части сходимости и воспроизводимости результатов измерений.

1 Нормы погрешности измерений

1.1 СХОДИМОСТЬ

Два результата измерений плотности двух частей пробы нефти, полученные одним

исполнителем при одинаковых условиях, признают достоверными с доверительной вероятностью 0,95, если расхождение между ними не превышает 0,6 кг/м³.

1.2 ВОСПРОИЗВОДИМОСТЬ

Два результата измерений плотности одной пробы нефти, полученные разными исполнителями в разных лабораториях, признают достоверными с доверительной вероятностью 0,95, если расхождение между ними не превышает 1,5 кг/м³.

1.3 Погрешность метода оценивают согласно Приложению В.

1.4 Оценку погрешности проводят при вводе в эксплуатацию системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) или аналитической лаборатории, а также на принятых в эксплуатацию СИКН, где такая оценка не была проведена ранее.

2 Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений плотности применяют следующие средства измерений и технические средства:

2.1 Ареометры для нефти АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с пределом основной допускаемой погрешности 0,5 кг/м³.

2.2 Цилиндры для ареометров стеклянные типа I по ГОСТ 18481 или цилиндры металлические соответствующих размеров, в том числе теплоизолированные, терmostатируемые и вмонтированные в трубопровод.

2.3 Термометры жидкостные стеклянные типа А по ГОСТ 28498 или термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов типа ТИН-5 по ГОСТ 400, цена деления 0,1°C.

2.4 Термостат для поддержания заданной температуры пробы с пределом допускаемой погрешности 0,1°C.

2.4 Штативы для закрепления термометров в фиксированном положении в цилиндрах.

2.5 Мешалки.

2.6 Трубка резиновая диаметром 8 мм по ГОСТ 5496.

2.7 Емкости для отбора и переноса пробы нефти.

2.8 Бензин-растворитель по ГОСТ 443.

2.9 Нефрас по ГОСТ 8505.

2.10 Вода дистиллированная однократной перегонки по ГОСТ 6709.

Допускается применять другие средства измерений и материалы, обеспечивающие измерения плотности в соответствии с требованиями настоящей рекомендации.

3 Метод измерений

3.1 Методику, изложенную в настоящей рекомендации, применяют при определении массы нефти статическим объемно-массовым методом и динамическим объемно-массовым методом (в случае отсутствия или отказа поточного преобразователя плотности (поточного ПП) и для контроля поточных ПП).

3.2 Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемую пробу нефти, снятии показаний по шкале ареометра при температуре испытаний и пересчете показаний ареометра к температуре и давлению, при которых определен объем нефти. При контроле поточных ПП показания ареометра пересчитывают к температуре и давлению нефти в плотномере в момент отбора пробы для контроля.

4 Требования безопасности, охраны окружающей среды

При проведении измерений плотности нефти соблюдают следующие требования безопасности:

4.1 Помещение для проведения измерений плотности нефти по пожарной опасности относят к категории А. Оно соответствует требованиям "Правил пожарной безопасности для промышленных предприятий", утвержденных Главным управлением пожарной охраны МВД России.

4.2 Помещение оборудовано устройствами приточно-вытяжной вентиляции и вытяжными шкафами. Лиц, выполняющих измерения, обеспечивают средствами индивидуальной защиты.

4.3 Легковоспламеняющиеся поверочные и промывочные жидкости находятся в металлических канистрах для хранения нефтепродуктов. Канистры помещают в специально предназначенные для хранения нефтепродуктов помещения или металлические шкафы.

5 Условия измерений и подготовка к выполнению измерений

5.1 Все применяемые средства измерения должны быть поверены, иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

5.2 Измерения проводят в блоке измерения параметров качества нефти (БИК) или в помещении испытательной (аналитической) лаборатории.

5.3 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

температура окружающего воздуха, °C 20 ± 5 ;

атмосферное давление, КПа $101,3 \pm 4$;

относительная влажность воздуха, % от 30 до 80.

5.4 Если температура пробы нефти перед заполнением измерительного цилиндра отличается от температуры окружающего воздуха более чем на 3 °C, используют теплоизолированный, терmostатируемый или встроенный в трубопровод цилиндр.

5.5 Пробу нефти отбирают по ГОСТ 2517. Объем пробы должен быть не менее двух литров. Перед заполнением измерительного цилиндра проба делится на две части.

5.6 Заполнение измерительного цилиндра или другой емкости при отборе пробы, расфасовке и испытаниях проводят закрытым способом при помощи трубы, опущенной до дна.

5.7 Перед проведением измерений пробу нефти в пробоприемнике или другом сосуде перемешивают без нарушения герметичности. Вместимость контейнера и объем отобранный пробы должны позволять проводить равномерное перемешивание.

5.8 Ареометры, цилиндры, пробоприемник и другое применяемое оборудование моют нефрасом или горячей водой и сушат на воздухе.

6 Выполнение измерений

6.1 Измерительный цилиндр устанавливают на ровную, горизонтальную поверхность в месте, где нет сквозняков. Стеклянный цилиндр заполняют испытуемой нефтью на 5-6 см ниже верхней образующей. При использовании металлического цилиндра уровень нефти должен быть на уровне верхней образующей цилиндра, недостающую нефть доливают в цилиндр, не допуская загрязнения ареометра над поверхностью нефти.

6.2 После заполнения цилиндра опускают в него мешалку и термометр. Термометр закрепляют так, чтобы участок шкалы, соответствующий температуре нефти, был на 5-10 мм выше верхней образующей цилиндра.

6.3 Мешалкой проводят 3-4 движения от дна цилиндра до уровня нефти и обратно. Затем вынимают мешалку. Образовавшиеся на поверхности пузырьки снимают фильтровальной бумагой или 1-2 каплями нефраса.

6.4 Ареометр осторожно опускают в цилиндр, держа за верхний конец. За 2-3 деления до предполагаемого значения плотности ареометр отпускают, сообщая ему легкое вращение. Часть стержня, расположенная выше уровня погружения ареометра, должна быть сухой и чистой.

6.5 После прекращения колебаний ареометра считывают показания шкалы ареометра с дискретностью 1/5 цены деления шкалы ($0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$) и показания термометра с дискретностью цены деления шкалы ($0,1^\circ\text{C}$).

Показания ареометра снимают по верхнему краю мениска, при этом глаз должен находиться на уровне мениска. При использовании ареометров для нефти, градуированных по нижнему мениску, к показанию ареометра прибавляют поправку на мениск, равную $0,7 \text{ кг}/\text{м}^3$.

6.6 Операции по п.п. 6.1-6.5 повторяют, используя вторую часть пробы.

6.7 После измерений использованные средства измерений и оборудование моют нефрасом и сушат на воздухе.

7 Обработка результатов измерений

7.1 Показания ареометра пересчитывают к условиям измерений объема или плотности нефти, измеренной поточным ПП, по формуле

$$\rho = \frac{\rho_{AP}}{\left[1 + \beta(t - t_{AP})\right](1 - \gamma P)}, \quad (1)$$

где ρ - значение плотности нефти по показаниям ареометра, пересчитанное к условиям измерения объема или плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{AP} - показание ареометра (с учетом поправки на мениск при использовании ареометров, градуированных по нижнему мениску), $\text{кг}/\text{м}^3$;

β - коэффициент объемного расширения нефти, значения которого приведены в табл. А.1 приложения А, $1/^\circ\text{C}$;

t_{AP} - показание термометра при измерениях плотности ареометром, $^\circ\text{C}$;

t - значение температуры нефти при измерениях объема (плотности) нефти, $^\circ\text{C}$;

γ - коэффициент сжимаемости нефти, значения которого приведены в табл. А.2 приложения А, $1/\text{МПа}$,

P - избыточное давление нефти при измерениях объема (плотности), МПа;

7.2 Значения плотности нефти при 20°C находят из таблицы Б.1 приложения Б.

7.3 Значения плотности нефти при 15°C находят из таблицы Б.2 приложения Б

7.4 Вычисляют среднее арифметическое значение результатов измерений плотности двух частей пробы нефти, пересчитанных по формуле (1), или найденных по приложению Б. Затем из среднего арифметического значения вычтывают систематическую погрешность метода, которую определяют по формуле В.1 приложения В.

7.5 За результат измерения плотности нефти принимают значение, вычисленное согласно п.7.4. Запись и округление чисел проводят до четырех значащих цифр.

Таблица А.2

Значение коэффициента сжимаемости нефти * 10^3 , МПа⁻¹

Показания ареометра, кг/м ³	Температура испытаний, °C									
	0,0 - 9,9	10,0 - 19,9	20,0 - 29,9	30,0 - 39,9	40,0 - 49,9	50,0 - 59,9	60,0 - 69,9	70,0 - 79,9	80,0 - 89,9	90,0 - 99,9
750,0 - 759,9	0,980	1,021	1,063	1,105	1,147	1,189	1,231	1,274	1,316	1,359
760,0 - 769,9	0,939	0,979	1,019	1,059	1,099	1,139	1,160	1,220	1,261	1,302
770,0 - 779,9	0,902	0,940	0,978	1,016	1,054	1,093	1,132	1,171	1,210	1,250
780,0 - 789,9	0,867	0,903	0,940	0,976	1,013	1,050	1,088	1,125	1,163	1,201
790,0 - 799,9	0,835	0,870	0,905	0,940	0,975	1,011	1,046	1,082	1,119	1,155
800,0 - 809,9	0,805	0,839	0,872	0,906	0,940	0,974	1,008	1,043	1,077	1,112
810,0 - 819,9	0,778	0,810	0,842	0,874	0,907	0,939	0,972	1,006	1,039	1,073
820,0 - 829,9	0,752	0,783	0,813	0,844	0,876	0,907	0,939	0,971	1,003	1,035
830,0 - 839,9	0,728	0,757	0,787	0,817	0,847	0,877	0,908	0,936	0,969	1,000
840,0 - 849,9	0,706	0,734	0,762	0,791	0,820	0,849	0,878	0,908	0,938	0,968
850,0 - 859,9	0,685	0,712	0,739	0,767	0,795	0,823	0,851	0,879	0,908	0,937
860,0 - 869,9	0,665	0,691	0,718	0,744	0,771	0,798	0,825	0,853	0,880	0,908
870,0 - 879,9	0,647	0,672	0,697	0,723	0,749	0,775	0,801	0,827	0,854	0,881
880,0 - 889,9	0,630	0,654	0,678	0,703	0,728	0,753	0,778	0,804	0,829	0,855
890,0 - 899,9	0,613	0,637	0,660	0,684	0,708	0,732	0,757	0,781	0,806	0,831
900,0 - 909,9	0,598	0,621	0,643	0,666	0,689	0,713	0,736	0,760	0,784	0,808
910,0 - 919,9	0,584	0,605	0,627	0,650	0,672	0,694	0,717	0,740	0,763	0,787
920,0 - 929,9	0,570	0,591	0,612	0,634	0,655	0,677	0,699	0,721	0,744	0,766
930,0 - 939,9	0,557	0,577	0,598	0,619	0,640	0,661	0,682	0,703	0,725	0,747
940,0 - 949,9	0,545	0,565	0,584	0,604	0,625	0,645	0,666	0,686	0,707	0,729
950,0 - 959,9	0,533	0,552	0,572	0,591	0,611	0,630	0,650	0,670	0,691	0,711
960,0 - 969,9	0,523	0,541	0,559	0,578	0,597	0,616	0,636	0,655	0,675	0,695
970,0 - 979,9	0,512	0,530	0,548	0,566	0,584	0,603	0,622	0,641	0,660	0,679
980,0 - 989,9	0,502	0,520	0,537	0,555	0,572	0,590	0,608	0,627	0,645	0,664
990,0 - 999,9	0,493	0,510	0,527	0,544	0,561	0,578	0,596	0,614	0,632	0,650

Приложение В

Методика оценки погрешности измерений плотности нефти ареометром

B.1 Общие положения

B.1.1 Методика предусматривает определение систематической погрешности путем сравнения результатов измерения плотности нефти ареометром с результатом измерения плотности нефти стандартизованным или аттестованным методом, погрешность которого не превышает 0,2 кг/м³ (далее — аттестованный метод), и определение доверительных границ погрешности метода согласно ГОСТ 8.207.

B.1.2 Оценку погрешности проводят для каждой СИКН или аналитической лаборатории в отдельности.

B.1.3 Экспериментальные исследования по оценке погрешности проводят базовые организации метрологической службы при участии государственных научных метрологических центров Госстандарта России.

B.2 Проведение оценки погрешности

8.2.1 Измеряют плотность нефти ареометром в соответствии с ГОСТ Р 51069-97 и аттестованным методом.

8.2.2 Определяют систематическую погрешность по формуле

$$\bar{\Delta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta_i, \quad (B.1)$$

где $\bar{\Delta}$ - систематическая погрешность, кг/м³;

Δ - разность результатов измерений плотности нефти ареометром и аттестованным методом, кг/м³;

n - число суммируемых разностей.

8.2.3 Оценивают доверительные границы случайной погрешности по формуле

$$\Delta_0 = t \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \bar{\Delta})^2}{n-1}}, \quad (B.2)$$

где Δ_0 - доверительная граница случайной погрешности, кг/м³;

t - коэффициент Стьюдента при доверительной вероятности 0,95.

8.2.4 Определяют доверительные границы погрешности метода по формуле

$$\Delta = 1,1 \sqrt{\Delta^2 + \Delta_{AP}^2 + \Delta_{AM}^2}, \quad (B.3)$$

где Δ - доверительная граница погрешности метода, кг/м³;

Δ_{AP} - погрешность ареометра, кг/м³;

Δ_{AM} - погрешность аттестованного метода, кг/м³.

B.3 Оформление результатов оценки погрешности

B.3.1 Результаты исследований по оценке погрешности МВИ оформляют в виде технического отчета или протокола, который подписывают лица, участвовавшие в исследованиях, и руководитель организации, проводившей исследования.

B.3.2 Государственный научный метрологический центр, участвовавший в исследованиях, рассматривает технический отчет (протокол), утверждает его и выдает свидетельство о метрологической аттестации согласно ГОСТ Р 8.563.

СОДЕРЖАНИЕ

- 1 Нормы погрешности измерений
- 2 Средства измерений и вспомогательные устройства
- 3 Метод измерений

4 Требования безопасности, охраны окружающей среды

5 Условия измерений и подготовка к выполнению измерений

6 Выполнение измерений

7 Обработка результатов измерений

Приложение А Значения коэффициентов:

объемного расширения нефти (таблица А.1)

сжимаемости нефти (таблица А.2)

Приложение Б Таблица пересчета показаний ареометра в плотность нефти:

при температуре 20 °C (таблица Б.1)

при температуре 15 °C (таблица Б.2)

Приложение В Методика оценки погрешности измерений плотности нефти ареометром