МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ ISO 3675— 2014

НЕФТЬ СЫРАЯ И НЕФТЕПРОДУКТЫ ЖИДКИЕ

Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра

(ISO 3675:1998, IDT)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила, рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский центр стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ» (ФГУП «ВНИЦСМВ»)

2 ВНЕСЕН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации(протокол от 20 октября 2014 г. № 71-П)

За принятие стандарта проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004–97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004–97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Россия	RU	Росстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11ноября 2014 г. № 1524-ст межгосударственный стандарт ГОСТ ISO 3675—2014 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2017 г.

5 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ISO 3675:1998 Crudepetroleumandliquidpetroleumproducts–Laboratorydeterminationofdensity– Hydrometermethod (Сырая нефть и жидкие нефтепродукты. Лабораторное определение плотности. Метод с использованием ареометра).

Международный стандарт разработан техническим комитетом по стандартизации ISO/TC 28 «Нефтепродукты и смазочные материалы» Международной организации по стандартизации (ISO).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ 1.5—2001 (подраздел 3.6).

Официальные экземпляры международного стандарта, на основе которого подготовлен настоящий межгосударственный стандарт, и международныхстандартов, на которые даны ссылки, имеются в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

В разделе «Нормативные ссылки» ссылки на международные стандарты актуализированы.

Сведения о соответствии межгосударственных стандартов ссылочным международным стандартам приведены в дополнительном приложении ДА.

Степень соответствия – идентичная (IDT).

Стандарт подготовлен на основе применения ГОСТ Р ИСО 3675—2007 «Нефтьсырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотностис использованием ареометра».

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок – в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ,2015

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

НЕФТЬ СЫРАЯ И НЕФТЕПРОДУКТЫ ЖИДКИЕ
Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра

Crude petroleum and liquid petroleum products. Laboratory method for determination of density by hydrometer

Дата введения — 2017—01—01

Предупреждение – Применение настоящего стандарта может быть связано с использованием опасных материалов, операций и оборудования. В настоящем стандарте не предусмотрено рассмотрение всех проблем безопасности, связанных с его применением. Пользователь настоящего стандарта несет ответственность за установление соответствующих мер по технике безопасности и охране здоровья, а также определяет возможности применения законодательных ограничений перед его применением.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает лабораторный метод определения плотности сырой нефти, жидких нефтепродуктов и смесей нефтяных и ненефтяных продуктов при температуре 15 °С, являющихся принормальных условиях жидкостями с давлением паров по Рейду не более 100 кПа, с использованием стеклянного ареометра.

Настоящий стандарт можно использовать для определения плотности маловязких прозрачных жидкостей. Он также распространяется на вязкие жидкости, плотность которых определяют при температурах, превышающих температуруокружающей среды, с использованием соответствующей жидкостной бани для контроля температуры.

Настоящий стандарт также можно использовать для определения плотности непрозрачныхжидкостей, при этомсчитывают показаниепо верхнему краю мениска и вводят поправку на мениск, приведенную в таблице 1(см. 11.2).

Поскольку для точного считывания ареометры градуируют при заданной температуре, показания шкалы ареометра, полученные при других значениях температуры, являются только показаниями данного прибора, а не значениями плотности при этих температурах.

Примечания

1 Точность измерения плотности низкокипящих и/или парафинистых сырых нефтей, содержащих свободную и/или взвешенную воду и осадок, методомнастоящего стандарта может оказаться ниже точности, получаемой на основе данныхпрецизионности, приведенных в разделе 13. Это связано с возможной потерей легких фракций во время перемешивания проб. Следует отметить, что перемешивание проб необходимо для того, чтобы испытуемая порция, помещаемая в цилиндрдля ареометра, была по возможности представительной пробой основного количества образца. В разделе 7 приведены способы, позволяющие свести к минимуму такие потери легких фракций.

2 Значения плотности при температуре 15 °С можно перевести,используя стандартныетаблицыизмерений параметров нефти в эквивалентные значения плотности в градусах APIили в значения относительной плотности.

2 Нормативные ссылки

Для применения настоящего стандарта необходимы следующие ссылочные документы. Для датированных ссылок применяют только указанное издание ссылочного документа.

ISO 91-1:1992 Petroleummeasurementtables–Part 1: Tablesbasedonreferencetemperaturesof 15 °Cand 60 °F (Таблицыизмерений параметровнефти. Часть 1. Таблицы, основанныенастандартныхтемпературах 15 °Си 60 °F)

ISO 649-1:1981 Laboratoryglassware – Densityhydrometersforgeneralpurposes – Part 1: Specification (Лабораторнаястеклянная посуда. Ареометры для определения плотности общего назначения. Часть 1. Спецификация)

ISO 3170:1988*Petroleumliquids – Manualsampling (Нефтепродуктыжидкие.Ручнойотбор проб)

* Действует ISO 3170:2004.

ISO3171:1988 Petroleumliquids – Automaticpipelinesampling (Нефтепродуктыжидкие.Автоматический отбор проб из трубопровода)

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **плотность** (density): Отношение массы вещества к единице объема, выражаемое в килограммах на кубический метр или в граммах на кубический сантиметр, при температуре 15 °С и давлении 101,325 кПа.

3.2 **температура помутнения** (cloudpoint): Температура, при которой происходит помутнение жидкости из-заобразования кристаллов парафинов при ее охлаждении призаданных условиях.

3.3 **температура начала кристаллизации** (waxappearancetemperature; WAT): Температура, при которой образуется твердая фаза парафинов при охлаждении нефти или нефтепродуктов призаданных условиях.

3.4 **температура потери текучести** (pourpoint): Минимальная температура, при которой проба нефти или нефтепродукта продолжает оставаться подвижной при ее охлаждении в заданных условиях.

4 Сущность метода

Доводят температуру образца до заданногозначения ипомещают образец в цилиндр для ареометра, температура которого приблизительно равна температуре образца. Соответствующий ареометр, температура которого также приблизительно равна температуре образца, погружают в испытуемый образец так, чтобы ареометр свободно плавал. После достижения температурного равновесия считывают показания ареометра, регистрируюттемпературу испытуемого образцаи снятое показание переводят в соответствующее значение плотности при температуре 15 °С, используя таблицы измерений параметров нефти.Для исключения значительных колебаний температуры во время проведения испытания, цилиндр для ареометра с пробой помещают в баню с постоянной температурой.

5 Аппаратура

5.1 Цилиндр для ареометра из прозрачного стекла, пластика или металла, внутренний диаметр которого превышаетнаружный диаметр ареометра (5.2) не менее чем на 25 мм.Высота цилиндра должна быть такой, чтобы ареометр плавал в испытуемой порции образца, при этом расстояние между дном ареометра и дном цилиндра должно быть не менее 25 мм.

Пластик, используемый при изготовлении цилиндров для ареометра, должен быть стойким к обесцвечиванию или воздействию испытуемых образцов и не должен оказывать негативного влияния на их свойства. После продолжительного воздействия света цилиндр должен бытьпрозрачным.

Примечание –Для удобства слива цилиндр может иметь носик.

5.2 Ареометры стеклянные, градуированные в единицах плотности, соответствующие ISO 649-1и требованиям, приведенным в таблице 1 (также см. приложение А).

Таблица 1 – Требования к ареометрам

Единица измерения	Диапазон измерения плотности	Диапазон показаний	Цена деления шкалы	Максимальная погрешность шкалы	Поправка на мениск
кг/м^3, при температуре 15 °С	600 – 1100 600 – 1100 600 – 1100	20 50 50	0,2 0,5 1,0	± 0,2 ± 0,3 ± 0,6	+0,3 +0,7 +1,4
г/см^3, при температуре 15 °С	0,600 – 1,100 0,600 – 1,100 0,600 – 1,100	0,02 0,05 0,05	0,0002 0,0005 0,0010	± 0,0002 ± 0,0003 ± 0,0006	+0,0003 +0,0007 +0,0014

5.3 Баня (при необходимости)с постоянной температурой, размеры которой позволяют полностью поместить в нее цилиндр для ареометра с испытуемой порцией образца так, чтобы уровень образца в цилиндре находился ниже уровня поверхности жидкости в бане. Система регулирования температуры должна обеспечивать при проведении испытания поддержание температуры с точностью до ± 0,25 °С.

5.4 Термометр сдиапазоном измерений, делениями шкалы и максимальной допустимой погрешностью шкалыв соответствии с таблицей 2.

Таблица 2– Требования к термометрам

Диапазон измерения, °С	Деление шкалы	Максимальная погрешность шкалы
От – 1 до +38	0,1	± 0,1
От – 20 до +102	0,2	± 0,15

Примечания

1 Рекомендуется использовать термометры IP 39C и IP 64C/ASTM 12C.

2 Можно использовать термометры сопротивления при условии, что полная погрешность отградуированной системы не превышает погрешность измерений стеклянных жидкостных термометров.

5.5 Стеклянная или пластиковая палочка для перемешиваниядлиной примерно450 мм.

6 Отбор проб

Пробы отбираютпо ISO 3170,ISO 3171 или эквивалентным национальным стандартам.

Примечание – Возможны потери легких фракций,если при отборе проб низкокипящих жидкостей автоматическим методом для сбора проб и их транспортирования в лабораторию не используют пробоотборник с регулируемым объемом. Эти потеривлияют на точность измерения плотности.

7 Подготовка проб

7.1 Перемешивание проб

Образец испытуемой пробы по возможности должен быть представительным, при этом может потребоваться ее осторожноеперемешивание.

Перемешивание низкокипящих сырых нефтей и нефтепродуктов, содержащих осадок и/или воду, а также нагревание парафинистыхнизкокипящих сырых нефтей или нефтепродуктов может привести к потере легких фракций. Руководство по обращению с разными продуктами и снижению потерь легких фракций приведено в 7.1.1–7.1.4.

7.1.1Низкокипящиесырые нефти и нефтепродукты с давлением паров по Рейду не менее 50 кПа

Для снижения потерь легких фракций пробу по возможности перемешивают в закрытом исходномконтейнере.

Примечание – Перемешиваниенизкокипящихпроб в открытых контейнерах приведет к потере легких фракций,что повлияет на значение измеряемой плотности.

7.1.2 Парафинистыесырые нефти

Если температура потеритекучести сырой нефти выше 10 °С или если ее температура помутнения или температура начала кристаллизации (3.3) выше15 °С, перед перемешиванием нагревают пробу до температуры на 9 °С выше температуры потери текучести или до температуры на 3 °С выше температуры ее помутнения или температуры начала кристаллизации. Дляснижения потерь легких фракций по возможности перемешивают пробу в закрытом исходном контейнере.

7.1.3 Парафинистые дистилляты

Перед перемешиванием нагревают пробу до температуры на 3 °С выше температуры ее помутнения или температуры начала кристаллизации.

7.1.4 Остаточные нефтяные топлива

Перед перемешиванием нагревают пробу до температуры проведения испытания (см. 7.2.1 и примечание 2 к 7.2.1).

7.2 Температура проведения испытания

7.2.1 Доводят пробу до температуры, при которой она остается жидкой, но не настолько высокой, чтобы испарялись легкие фракции, и не настолько низкой, чтобы происходило образование кристаллов парафина.

Примечания

1 Значение плотности, измеренное ареометром при стандартной температуре, равной или приблизительно равной 15 °С, является наиболее точным.

2 Показание ареометра считывают при температуре, соответствующей физико-химическим характеристикам испытуемых продуктов. Эта температура близка к стандартной температуре 15 °С и при определенииплотностибольших объемов нефтепродуктов изменяется на ± 3 °С, поэтому длясведения погрешности к минимуму необходимо учитывать поправку на объем.

7.2.2 При испытании сырой нефти доводят температуру пробы до температуры 15 °С илидо температуры на 9 °С выше температуры потери текучести, или до температуры на 3 °С выше температуры помутнения или температуры начала кристаллизации пробы в зависимости от того, какая из указанныхтемператур выше.

Примечание –Температуру начала кристаллизации сырой нефти можно определятьпо IP 389 (см. [4] в приложении В), используя пробу объемом(50,0 ± 0,5) мкл. Прецизионность измерения температуры начала кристаллизации сырых нефтей поIP 389 не установлена.

8 Проверка аппаратуры

8.1 Регулярно проверяют ареометры сравнением со стандартным ареометром, прослеживаемым к национальному стандарту, или испытанием прослеживаемого сертифицированного стандартногообразца плотности. При необходимости ареометры калибруютповторно, но не менее одного раза в 5 лет.

8.2 Регулярно проверяют термометры сравнением их со стандартным термометром, прослеживаемым к национальному стандарту.

9 Подготовка аппаратуры

9.1По контрольной отметке убеждаются, что шкала ареометра расположена правильно на его стержне. Если шкала смещена, ареометр не используют.

9.2 Доводят температуру цилиндра для ареометра и самого ареометра до температуры, приблизительно равной температуре пробы (см. 7.2.1 и примечание 2 к 7.2.1).

10 Проведение испытаний

10.1 Помещают образец, температура которого соответствует температуре проведения испытаний (см. 7.2.1 и примечание 2 к 7.2.1), в чистый цилиндр для ареометра (5.1) с установившейся температурой, избегая разбрызгивания нефтепродукта и попадания пузырьков воздуха, а также сводя к минимуму испарение компонентов, имеющих более низкую температуру кипения.

10.2Удаляют с поверхности образцапузырьки чистой фильтровальной бумагой.

10.3Устанавливают вертикально цилиндр с образцом в место, где отсутствует циркуляция воздуха и температура окружающей среды в процессе проведения испытания изменяетсяне более чем на 2 °С. При колебании температуры более чем на ±2 °Следует использовать баню в соответствии с 5.3(см. 10.13).

10.4Для обеспечения однороднойтемпературы и плотности по всему объему цилиндра перемешивают испытуемый образец выбранным термометром (таблица 2) или палочкой для перемешивания (5.5) при использовании термометрасопротивления, комбинируя вертикальные и вращательные движения. Регистрируютзначение температуры с точностью до 0,1 °С. Удаляюттермометр из цилиндра илипалочку для перемешивания при ееиспользовании.

10.5Погружают ареометр (5.2) в образец и отпускают его после достижения равновесия,избегая смачивания стержня ареометра на участке выше уровня, на котором он свободно плавает. Наблюдают за формой мениска, когда ареометр в результате надавливания опускается на 1 или 2 мм ниже уровня равновесия, а затем возвращается в исходное равновесное положение. Если форма мениска изменяется, очищают стержень ареометра. Повторяют эти процедуры до тех пор, пока форма мениска не будет оставаться постоянной.

10.6 При испытании непрозрачных вязких жидкостей обеспечивают медленное погружение ареометра в жидкость.

10.7 При испытании прозрачных маловязких жидкостей нажимают на ареометр так, чтобы он погрузился в жидкость приблизительно на два деления, а затем отпускают его. Верхняя часть стержня ареометра, находящаяся выше уровня жидкости, должна быть сухой, поскольку наличие на ней жидкости влияет на считываемые показания.

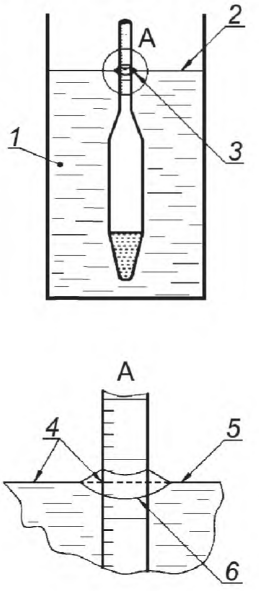
10.8 При опускании ареометра придают ему легкоевращение, чтобы он не касался стенок цилиндра. Дают ареометруприйти в равновесиеи выйти на поверхность всем образовавшимся пузырькам воздуха (см. 10.2). Перед считыванием показаний удаляют пузырьки с ареометра.

10.9 При использовании пластикового цилиндра снимают статическое электричество,протирая наружную поверхность цилиндра влажной тряпкой.

Примечание –Часто при использовании таких цилиндров появляются статические заряды, которые могут мешать свободному плаванию ареометра.

10.10 После достижения ареометром равновесия считывают показание со шкалы ареометра с точностью до 1/5 деления шкалы в соответствии с 10.11 или 10.12.

10.11 При испытании прозрачных жидкостей регистрируют показание в точке шкалы ареометра, где основная поверхность жидкости пересекает шкалу, наблюдая за шкалой чуть ниже уровня жидкости и медленно поднимая взгляд, пока поверхность, сначала видимая как искаженный эллипс, не станет прямой линией, пересекающей шкалу ареометра (рисунок 1).

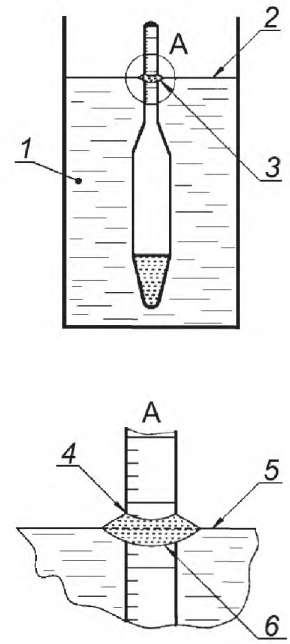


1 – жидкость; *2* – горизонтальная плоская поверхность жидкости; *3* – нижняя часть мениска; *4* – точка считывания шкалы; *5* – горизонтальная плоская поверхность жидкости; *6* – мениск

Рисунок 1 – Считывание показаний шкалы ареометра при испытании прозрачных жидкостей

10.12 При испытании непрозрачных жидкостей снимают показания в точке шкалы ареометра, до которой поднимается поверхность испытуемого образца, при этом глаза должны находиться на уровне несколько выше плоскости поверхности жидкости (рисунок2).

Примечание –При испытании непрозрачных образцов с использованием металлических цилиндров для ареометра точное считывание показаний ареометра можногарантировать только тогда, когда уровень образца находится в пределах5 мм от верхней части цилиндра.



1 – жидкость; *2* – горизонтальная плоская поверхность жидкости; *3* – нижняя часть мениска; *4* – место считывания шкалы; *5* – горизонтальная плоская поверхность жидкости; *6* – мениск

Рисунок 2 – Считывание показаний шкалы ареометра при испытаниях непрозрачных жидкостей

10.13 Сразу после считывания показаний шкалы ареометра осторожно вынимают его из жидкости и перемешивают образец термометром в вертикальном направлении. Регистрируют значение температуры испытуемого образца с точностью до 0,1°С. Если полученное значение температуры отличается от температуры в начале испытания более чем на 0,5 °С, повторяют измерения ареометром, а затем термометром до получения стабильной температуры в пределах ± 0,5 °С. Если температура остаетсянестабильной, помещают цилиндр для ареометра и его содержимое в баню с постоянной температурой и повторяют все действия, начиная с 10.3.

10.14 Если температура испытания превышает 38 °С, сушати охлаждают в вертикальном положении ареометры типа «свинцовая дробинка в парафине».

11 Вычисления

11.1 Вводят поправку в показания термометра (10.13) и регистрируют значение температуры с точностью до 0,1 °С.

11.2 При испытании непрозрачных жидкостей вводят в показания ареометра (10.12) соответствующую поправку на мениск (таблица 1), поскольку ареометры калибруют путем считывания на уровне основной поверхности жидкости.

Примечание –Поправку для конкретного используемого ареометра определяют по максимальной высоте, отсчитываемой от основной поверхности жидкости по шкале ареометра, на которую поднимается масло при погружении ареометра в прозрачноемасло, поверхностное натяжение которого приблизительно равно поверхностному натяжению испытуемого образца. Для ареометров, используемых в настоящем стандарте, см. таблицу 1.

11.3 Вводят поправку для ареометра в считываемое показание и регистрируют значениеплотности с точностью до 0,1 кг/м^3 (0,0001 г/см^3).

11.4 Переводят скорректированные показания ареометра в значения плотности, используя таблицы измерения параметров нефти 53A, 53B или 53D, приведенные вISO 91-1 для соответствующего испытуемого продукта:

a) сырыхнефтей– 53A;

b) нефтепродуктов– 53B;

c) смазочных масел– 53D.

Стандартный метод перевода показаний состоит в использовании компьютерных методик, приведенных в таблицах измерения параметров нефти (том X) поISO 91-1. В подпрограмму вводят поправку для показаний стеклянного ареометра. При использовании распечатанных таблиц вводят погрешности, указанные в ISO 91-1. Распечатанные таблицы используют непосредственно с показаниями ареометра после введения поправок на мениск (при необходимости) и температуру калибровки (см. приложение А).

Примечания

1 Для перевода значений плотности в килограммах на кубический метр в соответствующие значения в граммах на кубический сантиметр, их делят на 10^3.

2 Для перевода показаний ареометра из одной системы единиц измерения в другую, используют таблицу 3 или 51ISO 91-1.

Прикалибровке ареометра при температуре, отличающейсяот 15 °С, корректируют егопоказания в соответствии с приложением А.

12 Оформление результатов

Регистрируют окончательный результат с точностью до 0,1 кг/м^3 (0,0001 г/см^3) при температуре 15 °С.

13 Прецизионность

13.1 Повторяемость

Расхождение между последовательными результатами испытаний, полученными одним и тем же оператором на одной и той же аппаратуре при постоянных рабочих условиях на идентичном испытуемом продукте при нормальном и правильном проведении испытания, может превысить значения, приведенные в таблице 3, только в одном случае из двадцати.

Таблица 3 – Повторяемость

Продукт	Диапазон температуры, °С	Единица измерения	Повторяемость
Прозрачный маловязкий	От – 2 до +24,5	кг/м^3 г/см^3	0,5 0,0005
Непрозрачный	От – 2 до +24,5	кг/м^3 г/см^3	0,6 0,0006

13.2 Воспроизводимость

Расхождение между двумя независимыми единичными результатами испытаний, полученными разными операторами в разных лабораторияхнаидентичном испытуемом продуктепри нормальном и правильном проведении испытаний, может превысить значения, приведенные в таблице 4, только в одном случае из двадцати.

Таблица 4–Воспроизводимость

Продукт	Диапазон температуры, °С	Единица измерения	Воспроизводимость
Прозрачный Маловязкий	От – 2 до +24,5	кг/м^3 г/см^3	1,2 0,0012
Непрозрачный	От – 2 до +24,5	кг/м^3 г/см^3	1,5 0,0015

Примечания

1 Прецизионность не установлена для вязких сырых нефтей и нефтепродуктов, а также если температура испытаний выходит за пределы, приведенные в 13.1 и 13.2.

2 Прецизионность по 13.1 и 13.2 была получены с использованием ареометров с максимальной допустимой погрешностью шкалы 0,6 кг/м^3 (0,0006 г/см^3). Для ареометров с максимальной допустимой погрешностью шкалы 0,2 кг/м^3 (0,0002 г/см^3) и 0,3 кг/м^3 (0,0003 г/см^3) прецизионностьне установлена, при этом прецизионность измерения плотности может быть равноценной или лучшей.

14 Протокол испытаний

Протокол испытаний должен содержать:

- тип и идентификацию испытуемого продукта;
- обозначение настоящего стандарта;
- результат испытаний (раздел 12);
- любые отклонениятот метода измерения по настоящему стандарту;
- дату проведения испытаний.

Приложение А
(обязательное)

Введение поправок в показания ареометров из натриево-кальциево-силикатного стекла, калиброванных при температурах, отличающихсяот 15 °С

При использовании ареометра, калиброванного при температуре, отличающейся от 15 °С, его показания корректируюттак, чтобы они соответствовали показаниям ареометра, калиброванного при температуре 15 °С, по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_t}{1 - 23 \cdot 10^{-6}(t - 15) - 2 \cdot 10^{-8}(t - 15)^2}, \qquad (A.1)$$

где ρ_{15} – плотность при температуре 15 °С;
ρ_t – показание ареометра, стандартная температура которого равна t°С (т.е. отличаетсяот 15 °С);
t–температуракалибровки используемого ареометра, °С.

ПриложениеВ
(справочное)

Библиография

[1] ISO 3007:1999 — Petroleum products and crude petroleum – Determination of vapour pressure – Reid method
(Нефтепродуктыисыраянефть.Определение давления паров. Метод Рейда)

[2] ISO 3015:1992 — Petroleum products – Determination of cloud point
(Нефтепродукты. Определение температуры помутнения)

[3] ISO 3016:1994 — Petroleum products – Determination of pour point
(Нефтепродукты.Определение температуры потери текучести)

[4] IP 389/93 — Determinationofwaxappearancetemperature (WAT) ofmiddledistillatefuelsbydifferentialthermalanalysis (DTA) ordifferentialscanningcalorimetry (DSC)
[Определение температуры начала кристаллизации среднедистиллятных топлив с использованием дифференциального термического анализа (ДТА) или дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК)]

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии межгосударственных стандартов ссылочным международным стандартам

Таблица ДА.1

Обозначение и наименование ссылочногомеждународного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующегомежгосударственного стандарта
ISO 91-1:1992 Таблицыизмеренийпараметровнефти. Часть 1. Таблицы, основанныенастандартныхтемпературах 15 °Си 60 °F	–	*
ISO 649-1:1981 Лабораторнаястекляннаяпосуда. Ареометры для определения плотности общего назначения. Часть 1. Спецификация	–	*
ISO 3170:2004Нефтепродуктыжидкие.Ручнойотбор проб	–	*
ISO 3171:1988 Нефтепродуктыжидкие.Автоматический отбор проб из трубопровода	–	*

* Соответствующий межгосударственный стандарт отсутствует. До его утверждения рекомендуется использовать перевод на русский язык данного стандарта. Перевод данного стандарта находится в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

УДК 665.61+665.71:532.14:006.354 МКС 75.080 IDT

Ключевые слова: сырая нефть, жидкие нефтепродукты, лабораторный метод, плотность, ареометр

Подписано в печать 01.12.2014. Формат 60x84 1/8.
Усл. печ. л. 1,86. Тираж 40 экз. Зак. 5213.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»

123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru