МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ 88—
2009**

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРНАХ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Основные положения

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—97 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила, рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР)

2 ВНЕСЕНЫ Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации

3 ПРИНЯТЫ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 36 от 26 января 2009 г.)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минторгэкономразвития
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Кыргызстан	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Российская Федерация	RU	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Госпотребстандарт Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 июня 2009 г. № 197-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 88—2009 введены в действие в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации с 1 января 2010 г.

5 Настоящие рекомендации разработаны на основе рекомендации по метрологии Российской Федерации МИ 2953—2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика выполнения измерений в автомобильных цистернах в системе магистрального нефтепроводного транспорта»

6 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящих рекомендаций публикуется в информационном указателе «Национальные стандарты».

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений — в информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра или отмены настоящих рекомендаций соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе «Национальные стандарты»

© Стандартинформ, 2009

В Российской Федерации настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 1
4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений 2
5 Методы измерений 2
6 Средства измерений и вспомогательные устройства 2
7 Требования к квалификации операторов 3
8 Требования безопасности 3
9 Условия измерений 4
10 Подготовка к выполнению измерений 4
11 Выполнение измерений 5
12 Обработка результатов измерений 7
13 Оформление результатов измерений 7
14 Обеспечение требований к погрешности измерений 7
Приложение А (рекомендуемое) Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне 8
Приложение Б (справочное) Пример выполнения измерений массы нефти косвенным методом статических измерений 9
Приложение В (обязательное) Оценка погрешности измерений массы нефти 10
Приложение Г (обязательное) Порядок расчета погрешностей определений в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей 11
Библиография 11

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРНАХ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Основные положения

State system for ensuring the uniformity of measurements. Mass of oil. Method of measurement in automobile tanks in the main petrowire systems. Basic propositions

Дата введения — 2010—01—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации устанавливают методику выполнения измерений массы нефти, отпускаемой (принимаемой) нефтетранспортными организациями системы магистрального нефтепроводного транспорта в автомобильные цистерны (далее — цистерны).

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.005—88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007—76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.124—83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

ГОСТ 2477—65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 6370—83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 18481—81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия

ГОСТ 21534—76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 27574—87 Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 27575—87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 29329—92 Весы для статического взвешивания. Общие технические требования

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по указателю «Национальные стандарты», составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

Издание официальное

3.1 **методика выполнения измерений массы продукта:** Совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений массы продукта с известной погрешностью (неопределенностью).

Примечание — В 3.1 — 3.6 термин «продукт» следует понимать как нефть.

3.2 **прямой метод статических измерений массы продукта:** Метод, основанный на прямых измерениях массы продукта статическим взвешиванием в автомобильных цистернах.

3.3 **косвенный метод статических измерений массы продукта:** Метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости).

3.4 **мера вместимости:** Средство измерений объема продукта, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу (резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов).

3.5 **мера полной вместимости:** Средство измерений объема продукта, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны).

3.6 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре продукта 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.7 **товарная нефть (нефть):** Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями [1] .

3.8 **масса брутто нефти:** Общая масса нефти, включающая массу балласта.

3.9 **масса балласта:** Общая масса воды, солей и механических примесей в нефти.

3.10 **масса нетто нефти:** Разность массы брутто нефти и массы балласта.

4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений

4.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, выполняемых в соответствии с настоящими рекомендациями, составляют:

- для прямого метода статических измерений:
  - ± 0,40 % — при измерениях массы брутто нефти,
  - ± 0,50 % — при измерениях массы нетто нефти;
- для косвенного метода статических измерений:
  - ± 0,65 % — при измерениях массы брутто нефти,
  - ± 0,75 % — при измерениях массы нетто нефти.

5 Методы измерений

5.1 Для измерений массы нефти в цистернах применяют следующие методы:

- прямой метод статических измерений;
- косвенный метод статических измерений.

5.2 При прямом методе статических измерений массу брутто нефти в цистерне определяют как разность результатов взвешивания цистерны на автомобильных весах до заполнения нефтью и после заполнения.

5.3 При косвенном методе статических измерений массу брутто нефти в цистерне определяют как произведение объема нефти, принятой в цистерну, и плотности нефти, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема.

5.4 Массу нетто нефти в цистерне определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта, рассчитанной по результатам определения массовой доли воды, механических примесей и хлористых солей, полученным в испытательной (аналитической) лаборатории.

6 Средства измерений и вспомогательные устройства

6.1 При выполнении измерений прямым методом статических измерений применяют:

6.1.1 Весы автомобильные для статического взвешивания по ГОСТ 29329 с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,4 %.

6.1.2 Преобразователь температуры, входящий в состав переносного электронного измерителя уровня (измерительного устройства) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не бо-

лее ± 0,2 °С или термометр стеклянный для измерений температуры нефти с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

6.1.3 Плотномер переносной или ареометр для нефти по ГОСТ 18481 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

6.1.4 Средства измерений и технические средства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

- объемной доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;
- концентрации хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;
- массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

6.1.5 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.1.6 Герметично закрываемая емкость для сбора и переноса объединенной пробы.

6.2 При применении косвенного метода статических измерений применены следующие средства измерений:

6.2.1 Цистерна, поверенная как мера полной вместимости с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,4 %.

6.2.2 Линейка металлическая с конечной нулевой отметкой шкалы с ценой деления 1 мм и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 1 мм.

6.2.3 Преобразователь температуры, входящий в состав переносного электронного измерителя уровня (измерительного устройства) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С или термометр стеклянный с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

6.2.4 Плотномер переносной или ареометр для нефти по ГОСТ 18481 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

6.2.5 Средства измерений и технические средства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

- объемной доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;
- концентрации хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;
- массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

6.2.6 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.2.7 Герметично закрываемая емкость для сбора и переноса объединенной пробы.

6.3 Допускается применение других средств измерений аналогичного назначения, метрологические характеристики которых не уступают приведенным в данном разделе.

6.4 Средства измерений, применяемые при выполнении измерений, должны быть сертифицированы (аттестованы, внесены в государственный реестр) в стране применения и признаны странами — участниками приемо-сдаточных операций.

6.5 Применяемые средства измерений должны иметь действительные свидетельства о поверке или поверительные клейма.

7 Требования к квалификации операторов

7.1 К выполнению измерений допускают лиц, отвечающих следующим требованиям:

- прошедшие в установленном в нефтетранспортной организации порядке обучение и стажировку по специальности, получившие квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда и имеющие допуск к самостоятельной работе;
- изучившие настоящие рекомендации, технологическую схему наливного пункта, эксплуатационную документацию на цистерны и средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений.

8 Требования безопасности

8.1 При выполнении измерений массы нефти в цистернах возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды.

Смесь паров нефти с воздухом по степени взрывоопасности относится к категории IIA, группе Т3;

- загазованность воздуха рабочей зоны.

По степени воздействия на организм человека (токсичности) нефть, в зависимости от содержания в ней сероводорода, относится к 3-му классу опасности вредного вещества («умеренно опасное») или 2-му классу опасности («высокоопасное») по ГОСТ 12.1.007.

8.2 Для обеспечения взрывобезопасности при выполнении измерений применяемые средства измерений и вспомогательные устройства, относящиеся к категории электрооборудования, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям к взрывобезопасности.

Переносные средства измерений и технические средства должны быть изготовлены из материалов, исключающих возможность образования искр при контакте с конструкционными элементами цистерны и их оборудования.

8.3 На территории наливного пункта по графику, утвержденному руководителем структурного подразделения, в установленных точках следует проводить контроль соответствия воздуха рабочей зоны санитарно-гигиеническим требованиям ГОСТ 12.1.007. Контроль проводят аттестованные работники с помощью переносных газоанализаторов.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно достигать уровня предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

8.4 Минимальная освещенность на лестнице и технологической площадке не менее 10 лк, в местах измерения уровня нефти и отбора проб не менее 30 лк (комбинированное освещение с переносными светильниками).

В качестве переносных светильников следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно выполняться вне взрывоопасной зоны наливного пункта (на расстоянии более 20 м по горизонтали и вертикали от места открытого налива).

8.5 Запрещается подавать на наливной пункт (заполнять нефтью) цистерны с неисправными сливными приборами, внутренними и наружными лестницами, крышками, гайками-барашками, с течью сливного прибора, без проушин на крышках для пломбирования, а также без резиновой прокладки на люке.

8.6 К выполнению измерений массы нефти допускают лиц не моложе 18 лет, не имеющих медицинских противопоказаний к работе на опасных производственных объектах, отвечающих установленным квалификационным требованиям, прошедших обучение и проверку знаний норм и правил безопасности труда.

8.7 Допущенные к выполнению измерений операторы должны знать технологическую схему наливного пункта. Схема должна находиться на рабочих местах операторов.

8.8 Операторы должны иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей. Измерения отклонения уровня нефти от указателя уровня и отбор проб выполняют в резиновых перчатках.

8.9 При открытии измерительных люков, отборе проб и измерениях уровня нефти оператор должен находиться с наветренной стороны (стоять спиной к ветру). Работы следует проводить в присутствии наблюдающего (дублера).

Операторам запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб во время грозы.

8.10 Для безопасной доставки проб нефти с наливного пункта в лабораторию переносить их следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо.

8.11 Для операторов, выполняющих измерения в соответствии с настоящей Рекомендацией, начальником подразделения должна быть разработана инструкция по охране труда, которую утверждает руководитель структурного подразделения. Рекомендации должны быть доведены до исполнителей под роспись.

9 Условия измерений

9.1 Нефть по степени подготовки должна соответствовать техническим условиям [1].

В случае невыполнения указанного условия оператор должен сообщить о нарушениях начальнику приемо-сдаточного пункта (наливного пункта).

10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Перед наливом (приемом) нефти и выполнением измерений необходимо подготовить технологическую схему налива, при этом проверить:

- положение и техническое состояние запорной арматуры на подводящих трубопроводах, исправность наливных устройств, плотность соединений рукавов; обнаруженные несоответствия и нарушения должны быть немедленно устранены;

- подготовку цистерн к наливу (сливу);

- исправность средств измерений и технических средств; наличие свидетельств о поверке средств измерений; чистоту емкости для отбора объединенной пробы.

11 Выполнение измерений

11.1 Выполнение измерений косвенным методом статических измерений

11.1.1 При измерениях массы нефти в цистерне косвенным методом статических измерений объем нефти определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости.

11.1.2 Порожнюю цистерну размещают на площадке наливного пункта. Уклон площадки не должен превышать 2°.

11.1.3 Заполняют цистерну нефтью до указателя уровня налива в горловине цистерны (далее — указатель уровня) и обеспечивают отстой нефти продолжительностью не менее 10 мин.

11.1.4 При отклонении уровня нефти от указателя уровня определяют действительный объем нефти в цистерне, в соответствии с 11.1.5 или 11.1.6. Перед выполнением измерений линейка должна быть протерта сухой чистой ветошью.

11.1.5 При недоливе нефти в цистерну относительно указателя уровня наполнения конечную часть линейки медленно опускают ниже уровня нефти до совмещения нулевой отметки линейки с верхней полкой указателя уровня. Вынимают линейку и отсчитывают показания по отметке смачивания линейки нефтью, округляя результат измерения до целого значения (Δh, мм). Если уровень нефти на линейке обозначается нечетко, то описанную процедуру повторяют.

11.1.6 При переливе нефти относительно указателя уровня начальную часть линейки медленно опускают ниже уровня нефти до совмещения нулевой отметки линейки с верхней полкой указателем уровня. Вынимают линейку и отсчитывают показания по отметке смачивания линейки нефтью, округляя результат измерения до целого значения (Δh, мм). Если уровень нефти на линейке обозначается нечетко, то описанную процедуру повторяют.

11.1.7 Действительный объем нефти в цистерне $V_н$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_н = (V_ц \pm \Delta h\, \pi D_{гор}^2 \cdot 10^{-9}/4) \cdot (1 + 3\alpha_ц(t_н - 20)), \quad (1)$$

где $V_ц$ — значение вместимости цистерны, указанное в свидетельстве о поверке, м^3;

$\alpha_ц$ — температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны, значение которого принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;

$t_н$ — температура нефти в цистерне, °С;

$D_{гор}$ — внутренний диаметр горловины, мм, значение которого приведено в свидетельстве о поверке цистерны.

Значение π принимают равным 3,1416.

Отклонение уровня нефти от верхней полки указателя уровня (Δh, мм) учитывают в формуле (1) со знаком «плюс» в случае перелива и со знаком «минус» в случае недолива.

Результат округляют до 2-го знака после запятой.

11.1.8 Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517.

11.1.9 Массу брутто нефти определяют как произведение действительного объема нефти в цистерне и плотности нефти, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема.

11.1.10 Температуру нефти в мерах полной вместимости измеряют термометром в точечной пробе нефти.

11.1.11 Массу нетто нефти $M_н$, т, вычисляют как разность массы брутто нефти M и массы балласта m по формуле

$$M_н = M - m = M\left(1 - \frac{W_{м.в} + W_{м.п} + W_{х.с}}{100}\right), \quad (2)$$

где $W_{м.в}$ — массовая доля воды в нефти, %;

$W_{м.п}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{х.с}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$W_{х.с} = 0{,}1\,\frac{\varphi_{х.с}}{\rho_v}, \qquad (3)$$

где $\varphi_{х.с}$ — концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_v — плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м^3.

Если измеряют не массовую, а объемную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_в = \frac{\varphi_в \rho_в}{\rho_v}, \qquad (4)$$

где $\varphi_в$ — объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_в$ — плотность воды, кг/м^3 (принимают равной 1000 кг/м^3).

11.1.12 Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами:

- массовую долю воды по ГОСТ 2477;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534.

Допускается применять значения показателей $W_{м.в}$, $W_{м.п}$, $W_{х.с}$, которые ранее были определены для нефти в резервуаре, из которого заполнена цистерна.

11.2 Выполнение измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах

11.2.1 При измерениях массы нефти в цистерне прямым методом статических измерений массу порожней цистерны и массу цистерны с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы цистерны с нефтью и массы порожней цистерны.

11.2.2 Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517.

11.2.3 Массу брутто нефти $M_{бр}$, т, отпущенной в цистерну, вычисляют по формуле

$$M_{бр} = M_г\left(1+\frac{\rho_{возд}}{\rho_{н.ц}}\right) - M_п, \qquad (5)$$

где $\rho_{возд}$ — плотность воздуха, значение которого принимается равным 1,2 кг/м^3;

$\rho_{н.ц}$ — плотность нефти, результат измерений которой приведен к условиям нефти в цистерне, кг/м^3.

Результат измерения массы брутто нефти представляют в тоннах и округляют:

- при массе нефти до 25 т — до 2-го знака после запятой;
- при массе нефти 25 т и свыше — до 1-го знака после запятой.

11.2.4 Массу нетто нефти в цистерне $M_н$, т, вычисляют по формуле

$$M_н = M_{бр}\left(1-\frac{W_{м.в}+W_{м.п}+W_{х.с}}{100}\right), \qquad (6)$$

где $W_{м.в}$ — массовая доля воды в нефти, %;

$W_{м.п}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{х.с}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Результат расчета массы нетто нефти округляют согласно указанию по округлению, примененному к массе брутто нефти.

11.2.5 Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами:

- массовую долю воды по ГОСТ 2477;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534.

Допускается применять значения показателей $W_{м.в}$, $W_{м.п}$, $W_{х.с}$, которые ранее были определены для нефти в резервуаре, из которого заполнена цистерна.

12 Обработка результатов измерений

12.1 Обработку результатов измерений объема и массы нефти и необходимые расчеты выполняют с помощью системы обработки информации автоматически (с учетом данных, введенных оператором вручную). Допускается проводить обработку результатов вручную.

12.2 Алгоритмы и программы обработки данных результатов измерений должны быть аттестованы в порядке, установленном [2].

13 Оформление результатов измерений

13.1 Протоколы измерений, выполненных средствами измерений, обеспечивающими автоматический ввод данных в систему обработки информации, хранят в распечатанном виде в деле. Форма протоколов — согласно установленной в компьютерной программе системы.

13.2 Результаты измерений, выполненных неавтоматизированными средствами измерений, фиксируют в журнале регистрации результатов измерений по формам, приведенным в приложении А.

13.3 На основании журналов регистрации результатов измерений оформляют акт приема — сдачи нефти.

14 Обеспечение требований к погрешности измерений

14.1 Средства измерений должны иметь сертификаты об утверждении типа.

14.2 Средства измерений, применяемые при измерении массы нефти, подлежат поверке. Периодичность поверки — не реже одного раза в год.

14.3 Поверку автомобильных цистерн в случае использования косвенного статического метода измерений нефти проводят по [3].

Приложение А
(рекомендуемое)

Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне

А.1 Форма журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне для наливных пунктов, применяющих прямой метод статических измерений

Номер п.п.	Дата	Время	Масса порожней цистерны, т	Масса загруженной цистерны, т	Плотность нефти, кг/м^3	Масса брутто нефти, т	Значения показателей балласта, %			Масса нетто нефти, т	Фамилия, инициалы оператора, личная подпись
							$W_{м.в}$	$W_{х.с}$	$W_{м.п}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

А.2 Форма журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне для наливных пунктов, применяющих косвенный метод статических измерений

Номер п.п.	Дата	Время	Номинальная вместимость цистерны, м^3	Отклонение от указателя уровня, мм	Диаметр горловины цистерны, мм	Температура нефти в цистерне, °С	Объем нефти в цистерне, м^3
1	2	3	4	5	6	7	8

Плотность нефти в цистерне, кг/м^3	Масса брутто нефти, принятой в цистерну*, т	Значения показателей балласта, %			Масса нетто нефти, принятой в цистерну*, т	Фамилия, инициалы оператора, личная подпись
		$W_{м.в}$	$W_{м.п}$	$W_{х.с}$		
9	10	11	12	13	14	15

* При проведении операции приема нефти из цистерны указывается «принятой из цистерны».

Приложение Б
(справочное)

Пример выполнения измерений массы нефти косвенным методом статических измерений

Заполняют цистерну нефтью до указателя уровня налива и обеспечивают отстаивание нефти продолжительностью не менее 10 мин.

Б.1 Измерение уровня нефти в цистерне

Выполняются процедуры в соответствии с 11.2.5.

Результат измерения отклонения уровня нефти от верхней полки указателя уровня Δh = 5 мм.

При недоливе нефти Δh учитывают со знаком «минус».

Результат измерения Δh = –5 мм.

Б.2 Определение температуры нефти в резервуаре

Выполняются процедуры в соответствии с 11.1.10.

Результат измерения $t_н$ = 12 °С.

Б.3 Определение объема нефти в цистерне

Объем нефти в цистерне $V_н$, м³, вычисляем по формуле (1), принимая:

- значение вместимости цистерны, указанное в свидетельстве о поверке $V_ц$ = 9,8 м³;
- значение внутреннего диаметра горловины, приведенного в свидетельстве о поверке цистерны $D_{гор}$ = 1000 мм;
- отклонение уровня нефти от верхней полки указателя уровня Δh = –5 мм;
- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны $\alpha_ц = 12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;
- температура нефти в цистерне $t_н$ = 12 °С.

$V_н = (9{,}8 - 5 \cdot 3{,}1416 \cdot 1000^2 \cdot 10^{-9}/4)(1 + 3 \cdot 12{,}5 \cdot 10^{-6} \cdot (12 - 20)) = 9{,}793$ м³.

С учетом проведенного округления принимаем $V_н$ = 9,79 м³.

Б.4 Определение плотности нефти в цистерне

По результатам измерений значение плотности нефти, приведенное к условиям измерения объема нефти, составляет ρ = 850,0 кг/м³.

Б.5 Определение массы брутто нефти, отпущенной в цистерну

Массу брутто нефти в цистерне $М_{бр}$, кг, вычисляют по формуле (2), принимая:

- объем нефти в цистерне $V_н$ = 9,79 м³;
- значение плотности нефти в цистерне, приведенное к условиям измерения объема ρ = 850,0 кг/м³.

$M_{бр} = 9{,}79 \cdot 850 \cdot 10^{-3} = 8{,}3215$ т.

С учетом проведенного округления получаем $M_{бр}$ = 8,32 т.

Б.6 Определение массы нетто нефти в цистерне

Используя результаты испытаний нефти в объединенной пробе (значение массовой доли воды в нефти $W_{м.в}$ = 0,2 %; значение массовой доли механических примесей в нефти $W_{м.п}$ = 0,018 %; значение массовой доли хлористых солей в нефти $W_{х.с}$ = 0,02 %), $М_н$, т, вычисляют по формуле (5):

$M_н = 8{,}32 \cdot (1 - (0{,}2 + 0{,}018 + 0{,}02)/100) = 8{,}3002$ т.

С учетом проведенного округления $M_н$ = 8,30 т.

Приложение В
(обязательное)

Оценка погрешности измерений массы нефти

Оценка погрешности измерений выполнена при аттестации МВИ с использованием пределов допускаемых погрешностей применяемых средств измерений.

В.1 Измерение массы нефти прямым методом статических измерений

1.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти δm, %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \frac{100}{m}\sqrt{\Delta m_{\text{г}}^2 + \Delta m_{\text{п}}^2}, \qquad \text{(В.1)}$$

где m — масса нефти, кг;

$\Delta m_{\text{г}}$ — абсолютная погрешность весов при измерениях массы нагруженной цистерны, кг, берут из эксплуатационной документации на весы;

$\Delta m_{\text{п}}$ — абсолютная погрешность весов при измерениях массы порожней цистерны, кг, берут из эксплуатационной документации на весы.

В.2 Измерение массы нефти косвенным методом статических измерений

В.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти δm, %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + G^2(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta t_{\rho}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta t_v^2}, \qquad \text{(В.2)}$$

где δV — относительная погрешность полной меры вместимости, %;

β — коэффициент объемного расширения нефти, °С$^{-1}$;

Δt_v — абсолютная погрешность измерения температуры нефти при измерении ее объема, °С;

Δt_{ρ} — абсолютная погрешность измерения температуры нефти при измерении ее плотности °С;

G — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta t_V}{1 + 2\beta t_{\rho}}, \qquad \text{(В.3)}$$

где t_v — температура нефти при измерении объема нефти, °С;

t_{ρ} — температура нефти при измерении плотности нефти, °С.

В.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_{\text{н}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = 1{,}1\sqrt{(\delta m^*)^2 + \frac{\Delta W_{\text{м.в}}^2 + \Delta W_{\text{м.п}}^2 + \Delta W_{\text{х.с}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{м.в}} + W_{\text{м.п}} + W_{\text{х.с}}}{100}\right)^2}}, \qquad \text{(В.4)}$$

где $\Delta W_{\text{м.в}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{м.п}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{х.с}}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Значение δm^* при применении косвенных методов измерений массы нефти вычислено по формуле

$$\delta m^* = \frac{\delta m}{1{,}1}, \qquad \text{(В.5)}$$

где δm — пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти косвенными методами, %.

При применении прямых методов измерений массы брутто нефти значение δm^* принимают равным относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью весов.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти вычисляют в соответствии с приложением Г.

Приложение Г
(обязательное)

Порядок расчета погрешностей определений в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей

Абсолютные погрешности определений массовых долей воды и механических примесей, %, вычисляют в соответствии с [4]. Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \qquad (Г.1)$$

где R и r — воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370, выраженные в массовых долях.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r. Значение сходимости $r_{х.с}$, выраженное в ГОСТ 21534 в мг/дм^3, переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1\, r_{х.с}}{\rho}, \qquad (Г.2)$$

где $r_{х.с}$ — сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм^3 (г/м^3);

ρ — плотность нефти при температуре измерений массы нефти, кг/м^3.

Библиография

[1] ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

[2] МИ 2676—2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения

[3] ГОСТ Р 8.569—98 Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки

[4] ГОСТ Р 8.580—2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов

УДК 531.73:621.642.2 МКС 17.020 Т86.2

Ключевые слова: масса, масса брутто товарной нефти, масса балласта, масса нетто товарной нефти, методика выполнения измерений, объем, автоцистерна, метрошток, погрешность, уровень, градуировка, поверка, температура, плотность, давление

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРНАХ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Основные положения

РМГ 88—2009

БЗ 3—2008/4

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 22.07.2009. Подписано в печать 19.08.2009. Формат 60×84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 1,86 Уч.-изд. л. 1,30. Тираж 279 экз. Изд. № 3810/4. Зак. 527.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

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

Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6

gost.e-ecolog.ru