МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ 86—
2009**

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ 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 стандарте

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

2 ВНЕСЕН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

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. № 195-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 86—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 2951—2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах 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 Метод измерений 2
6 Средства измерений и вспомогательные устройства 3
7 Требования к квалификации операторов 3
8 Требования безопасности 4
9 Условия измерений 5
10 Подготовка к выполнению измерений 5
11 Выполнение измерений 5
12 Обработка результатов измерений 9
13 Оформление результатов измерений 9
14 Обеспечение требований к погрешности измерений 10
Приложение А (рекомендуемое) Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в вертикальном резервуаре 11
Приложение Б (справочное) Пример выполнения измерений массы нефти в резервуаре 13
Приложение В (обязательное) Оценка погрешности измерений массы нефти 15
Приложение Г (обязательное) Порядок расчета погрешностей определений в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей 16
Библиография 17

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Основные положения

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Mass of petroleum. Measurement procedure in vertical tanks in the main petrowire systems. Basic propositions

Дата введения — 2010—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на вертикальные стальные цилиндрические резервуары типов РВС, РВСП, РВСПК и на железобетонные резервуары цилиндрической и прямоугольной формы типов ЖБР, ЖБРП, ЖБРПК (далее — резервуары) номинальной вместимостью до 50000 м^3.

1.2 Рекомендации устанавливают методику выполнения измерений массы товарной нефти (далее — нефть) в резервуарах при проведении учетных операций в системе магистрального нефтепроводного транспорта ОАО «АК «Транснефть», включая прием нефти от грузоотправителей и сдачу ее грузополучателям.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.570—2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 12.1.005—88 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 2477—65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900—85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

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

ГОСТ 7502—98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 21534—76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по информационному 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

3.1 В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

Издание официальное

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

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

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

3.1.5 **учетная операция:** Операция, проводимая поставщиком и потребителем (или сдающей и принимающей сторонами) с целью определения массы нефти для последующих расчетов, а также при инвентаризации и арбитраже.

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

Примечание — В 3.1.6 — 3.1.10 термин «продукт» следует понимать как нефть.

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

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

3.1.9 **базовая высота резервуара:** Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка.

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

3.2 В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения:

РВС — резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей;

РВСП—резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей и понтоном;

РВСПК—резервуары вертикальные стальные с плавающей крышей;

ЖБР — резервуары железобетонные цилиндрические;

ЖБРП — железобетонные резервуары прямоугольные;

ЖБРПК — железобетонные резервуары с плавающей крышей.

4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, выполняемой по методике, изложенной в настоящих рекомендациях, составляют:

- при массе брутто нефти не более 120 тонн:

± 0,65 % — при измерениях массы брутто нефти;

± 0,75 % — при измерениях массы нетто нефти;

- при массе брутто нефти свыше 120 тонн:

± 0,50 % — при измерениях массы брутто нефти;

± 0,60 % — при измерениях массы нетто нефти.

5 Метод измерений

5.1 Рекомендации предусматривают применение косвенного метода статических измерений.

5.2 Массу брутто нефти в резервуаре вычисляют как произведение объема нефти и ее плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям.

5.3 Массу брутто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто нефти в резервуаре на момент до проведения операции сдачи (приема) нефти и после ее окончания.

5.4 Массу нетто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта.

5.5 Массу балласта вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в испытательной (аналитической) лаборатории по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

6 Средства измерений и вспомогательные устройства

6.1 Вертикальный резервуар как мера вместимости, поверенный и имеющий утвержденную градуировочную таблицу. Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости:

- для стальных резервуаров — по ГОСТ 8.570;
- для железобетонных резервуаров — по [2].

6.2 Система измерений количества нефти в резервуарных (товарных) парках (далее — система измерений количества нефти), имеющая в своем составе следующие измерительные каналы:

6.2.1 Канал измерений уровня нефти на основе стационарного уровнемера с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

6.2.2 Канал измерений уровня подтоварной воды с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

6.2.3 Канал измерений температуры нефти на основе многоточечной системы преобразователей температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

6.2.4 Блок (система) обработки информации с функциями приведения результатов измерений плотности к условиям измерений объема и (или) приведения результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям. Пределы допускаемой относительной погрешности выполняемых вычислительных операций не более ± 0,05 %.

6.3 Рулетка измерительная с грузом по ГОСТ 7502 3-го класса точности для измерений расстояния от риски измерительного люка на плавающей крыше до уровня нефти.

6.4 Стационарный или переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.5 Средства измерений и технические средства, применяемые 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 или лабораторные анализаторы (в том числе экспресс-анализаторы), обеспечивающие выполнение установленных требований к точности измерений.

6.6 Средства измерений плотности нефти, предусмотренные действующей на ПСП методикой выполнения измерений плотности нефти в резервуарах, с пределами допускаемой погрешности измерений не более ± 0,5 кг/м^3.

6.7 При отсутствии системы измерений количества нефти или отсутствии в составе системы отдельных измерительных каналов (компонентов) применяют автономные средства измерений.

6.7.1 Для измерений уровня нефти — измерительную рулетку с грузом по ГОСТ 7502 3-го класса точности номинальной длиной 10 или 20 м или переносной электронный измеритель уровня с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 3 мм.

6.7.2 Для измерений температуры нефти — стеклянный термометр с ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С или преобразователь температуры, входящий в состав переносного электронного измерителя уровня, с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

6.8 Допускается применение других средств измерений аналогичного назначения, метрологические характеристики которых не уступают приведенным в 6.2 — 6.7.

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

6.10 Применяемые средства измерений должны иметь действительные свидетельства о поверке, оформленные в соответствии с требованиями соответствующих методик поверки, и (или) поверительные клейма.

7 Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений допускаются лица, отвечающие следующим требованиям:

- прошедшие обучение, инструктаж на рабочем месте и стажировку по специальности, получившие квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда и имеющие допуск к самостоятельной работе;
- изучившие настоящие рекомендации, эксплуатационную документацию на резервуар (паспорт, технологическую карту) и применяемые средства измерений.

8 Требования безопасности

8.1 Резервуары (резервуарные парки), входящие в состав нефтеперекачивающих станций и перевалочных нефтебаз, относятся к опасным производственным объектам.

8.2 При выполнении измерений массы нефти в резервуарах 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 («Правила устройства электроустановок»).

- 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.

8.3 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 конструктивными элементами резервуаров и их оборудования.

8.4 На территории резервуарных парков 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.

8.5 В качестве переносных светильников следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно выполняться вне территории обвалования.

8.6 К выполнению измерений массы нефти в резервуарах 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 схемы коммуникаций резервуарного парка (резервуара), требования технологических карт эксплуатации резервуаров и уметь в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы и технологические карты эксплуатации резервуаров должны находиться на рабочих местах операторов.

8.8 Операторы должны иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей. Ручные измерения уровня нефти и отбор проб, сопряженные с контактом с нефтью, выполняют в резиновых перчатках.

8.9 При открытии измерительных («замерных») люков, ручном отборе проб и измерениях уровня нефти оператор должен находиться с наветренной стороны (стоять спиной к ветру), а если это невозможно в силу конструктивных особенностей размещения измерительного люка — стоять боком к ветру. Работы следует проводить в присутствии наблюдающего (дублера).

Операторам запрещается:

- находиться на крыше (площадках) резервуара, проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную во время грозы;

- находиться во время закачки и откачки нефти из резервуара на плавающей крыше.

8.10 В экстремальных условиях (туман, обледенение и др.) отбор проб, измерения уровня ручным способом на высоте допускается проводить при применении дополнительных мер безопасности (дополнительного освещения, песка для устранения скольжения и других необходимых мер), которые предусматриваются в инструкции по охране труда для операторов при работе в резервуарном парке.

8.11 Для безопасной доставки проб нефти с резервуара в лабораторию их следует переносить в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо.

8.12 Для операторов, выполняющих измерения в соответствии с настоящими рекомендациями, 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 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

9.1.1 Отношение максимального ($H_{макс}$) и минимального ($H_{мин}$) уровня нефти наполненного и опорожненного резервуара удовлетворяет следующим требованиям:

$\frac{H_{макс}}{H_{мин}} \geq 1,6$ — при пределах относительной погрешности определения вместимости резервуара ± 0,1 %;

$\frac{H_{макс}}{H_{мин}} \geq 2,1$ — при пределах относительной погрешности определения вместимости резервуара ± 0,2 %;

9.1.2 Нефть по степени подготовки должна соответствовать требованиям [1].

9.2 В случае невыполнения указанных условий оператор должен сообщить о нарушениях начальнику ПСП.

10 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений:

- обеспечивают отстой нефти после заполнения резервуара продолжительностью не менее двух часов;
- проверяют:

исправность, готовность к работе системы (средств) измерений и технических средств, чистоту сосуда для пробы;

целостность пломб и клейм.

11 Выполнение измерений

11.1 Выполнение измерений в резервуаре, не оснащенном системой измерений количества нефти

11.1.1 Измерения уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре

11.1.1.1 Уровень нефти измеряют уровнемерами, измерительными рулетками с грузом по ГОСТ 7502 или электронными рулетками.

Уровень подтоварной воды измеряют уровнемерами, измерительными рулетками при помощи водочувствительной ленты или пасты, электронными средствами измерений.

Уровень нефти и подтоварной воды в резервуарах допускается измерять другими техническими средствами, сертифицированными для выполнения данных операций.

11.1.1.2 Измерения уровня нефти измерительной рулеткой

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо.

Проверяют базовую высоту резервуара как расстояние по вертикали от днища в точке касания груза измерительной рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка.

Полученный результат сравнивают с известным (паспортным) значением базовой высоты, нанесенной на резервуаре.

Если базовая высота ($H_б$) отличается от полученного результата не более чем на 0,1 % $H_б$, то измерение уровня нефти рулеткой осуществляют в следующей последовательности:

Опускают ленту рулетки с грузом медленно до касания лотом днища или опорной плиты (при наличии), не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти и не допуская волн.

Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной части ленты нефтью.

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм.

Измерения уровня жидкости в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

11.1.1.3 Если базовая высота ($H_б$) отличается от полученного результата более чем на 0,1 % $H_б$, выясняют причину изменения базовой высоты и устраняют ее в кратчайшие сроки. Базовую высоту резервуара измеряют не менее чем один раз в год.

На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти проводить по высоте пустоты резервуара.

11.1.1.4 Определение уровня нефти по высоте пустоты резервуара с помощью измерительной рулетки

Опускают ленту рулетки с грузом медленно до погружения груза в нефть, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти и не допуская волн.

Первый отсчет (верхний) берут по рулетке на уровне риски планки измерительного люка. Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной части ленты нефтью (нижний отсчет).

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм.

Измерения высоты пустоты в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

Высоту пустоты находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке.

Уровень нефти в резервуаре определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из паспортного значения базовой высоты резервуара.

При определении уровня жидкости в резервуарах с плавающей крышей по «высоте пустоты» резервуара учитывают поправку $\Delta H_б$, зависящую от разноса точек отсчета базовой высоты резервуара и уровня нефти, а также от конструктивных особенностей днища резервуара. Поправку $\Delta H_б$ рассчитывают по формуле

$$\Delta H_б = H_ж - H_ж^{н.к}, \quad (1)$$

где $H_ж$ — уровень жидкости в резервуаре, измеренный с использованием измерительного люка на крыше резервуара;

$H_ж^{н.к}$ — уровень жидкости в резервуаре, измеренный с использованием измерительного люка на верхней площадке направляющей колонны.

11.1.1.5 Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах измерительной рулеткой

Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах проводят измерительной рулеткой при помощи водочувствительной ленты или пасты в следующей последовательности:

Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон.

Водочувствительную пасту наносят тонким слоем 0,2 — 0,3 мм на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.

Рулетку с лотом с водочувствительной пастой или с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды выдерживают в резервуаре неподвижно в течение 2 — 3 мин, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефти будет резко выделена.

Измерения уровня подтоварной воды в резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Измерения уровня подтоварной воды повторяют, если на ленте или пасте она обозначена нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений.

Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтью и свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае измерения повторяют после отстоя и расслоения эмульсии.

11.1.2 Определение фактического объема нефти в резервуаре

11.1.2.1 Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле

$$V_н = V_0[1 + (2\,\alpha_{ст} + \alpha_s)\,(t_{ст} - 20)], \quad (2)$$

где V_0 — объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м^3;

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

α_s — температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали α_s принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С. При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а также при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают $\alpha_s = 0$;

$t_{ст}$ — температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

Объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м^3, вычисляют по формуле

$$V_0 = V_ж - V_в, \quad (3)$$

где $V_ж$ — объем жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м^3;

$V_в$ — объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м^3.

11.1.2.2 При выполнении измерений массы нефти в резервуарах с понтоном или плавающей крышей учитывают поправку на изменение уровня жидкости $\Delta V_ж$, м^3, обусловленное влиянием понтона или плавающей крыши.

Соответственно, при определении объема нефти в указанных резервуарах используют объем жидкости с поправкой $V_ж^п$, определяемый по формуле

$$V_ж^п = V_ж + \Delta V_ж. \quad (4)$$

Для резервуаров с понтоном поправку на изменение объема жидкости вычисляют по формуле

$$\Delta V_ж = M_{понт}\left(\frac{1}{\rho_{изм}} - \frac{1}{\rho_{град}}\right), \quad (5)$$

где $M_{понт}$ — масса понтона, взятая из паспорта резервуара, кг;

$\rho_{изм}$ — плотность нефти в резервуаре в условиях измерения объема нефти, кг/м^3;

$\rho_{град}$ — плотность жидкости, применяемая в расчетах вместимости резервуара при его градуировке, кг/м^3; значение $\rho_{град}$ должно быть приведено в градуировочной таблице на резервуар.

Для резервуаров с плавающей крышей поправку на изменение объема жидкости вычисляют по формуле

$$\Delta V_ж = \frac{\pi \cdot \Delta h}{4 \cdot 10^9} \cdot (D_{п.н}^2 - D_1^2 - D_2^2 - \ldots - D_n^2), \quad (6)$$

где Δh — поправка на изменение уровня жидкости, мм;

$D_{п.н}$ — диаметр плавающей крыши, мм;

$D_1, \ldots, D_n$ — диаметры отверстий в плавающей крыше, мм;

N — число отверстий.

Значение π принимают равным 3,1416.

Значения $h_{град}$, $D_{п.н}$, $D_1, \ldots, D_n$ берут из протокола градуировки резервуара.

Поправку на изменение уровня жидкости, мм, вычисляют по формуле

$$\Delta h = h_{изм} - h_{град}, \quad (7)$$

где $h_{изм}$ — расстояние по вертикали от риски измерительного люка на плавающей крыше до уровня нефти при условиях измерения уровня, мм;

$h_{град}$ — расстояние по вертикали от риски измерительного люка на плавающей крыше до уровня нефти, учитываемое при градуировке резервуара, мм;

11.1.2.3 Значение объема нефти в резервуаре, приведенное к стандартным условиям, вычисляют:

- для стандартной температуры 15 °С ($V_{н15}$) — по формуле

$$V_{н15} = V_н \cdot CTL_v, \quad (8)$$

- для стандартной температуры 20 °С ($V_{н20}$) — по формуле

$$V_{н20} = \frac{V_{н15}}{CTL_{20-15}}, \quad (9)$$

где CTL_v и CTL_{20-15} — поправочные коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v (1 + 0{,}8\,\beta_{15} \cdot \Delta t_v)] \quad (10)$$

и

$$CTL_{20-15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5\,(1 + 0{,}8 \cdot \beta_{15} \cdot 5)], \quad (11)$$

где $\beta_{15} = \frac{613{,}9723}{\rho_{15}^2}$ — коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С (ρ_{15} — значение плотности нефти при температуре 15 °С);

$\Delta t_v = t_v - 15$ — отклонение температуры нефти при измерении объема нефти от стандартной температуры 15 °С.

11.1.3 Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или по ГОСТ 3900 с учетом [3], или по [4] с учетом систематической погрешности, определенной по [3] по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефти в резервуаре и к стандартным условиям в соответствии с [3] или [5].

11.1.4 Определение температуры нефти в резервуаре

Среднюю температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарных преобразователей температуры или преобразователя температуры в составе электронной рулетки в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб.

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием по ГОСТ 2517 определяют среднюю температуру нефти путем измерений температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют в течение 1 — 3 мин после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее пяти минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Среднюю температуру нефти рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517.

11.1.5 Определение массы брутто нефти в резервуаре

Массу брутто нефти в тоннах вычисляют по формуле

$$M_{бр} = V_н \cdot \rho_н \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где $\rho_н$ — плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м^3;

$V_н$ — фактический объем нефти в резервуаре, м^3, вычисленный по формуле (1).

11.1.6 Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

При откачке нефти из резервуара массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти $M_{сд}$ вычисляют по формуле

$$M_{сд} = M_{н1} — M_{н2}, \quad (13)$$

где $M_{н1}$ — масса нефти до начала откачки, вычисленная по формуле (12), т;

$M_{н2}$ — масса остатка нефти, вычисленная после откачки нефти из резервуара по формуле (12), т.

11.1.7 Определение массы брутто нефти при закачке нефти в резервуар

При закачке нефти в резервуар массу принятой нефти $M_{пр}$ вычисляют по формуле

$$M_{пр} = M_{бр2} - M_{бр1}, \quad (14)$$

где $M_{бр1}$ — масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, вычисляемая по формуле (12), т;

$M_{бр2}$ — масса остатка нефти, вычисляемая по окончании процесса закачки по формуле (12), т.

11.1.8 Определение массы нетто нефти в резервуаре

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

$$M_н = M - m = M\left(1 - \frac{W_в + W_{м.п} + W_{х.с}}{100}\right), \quad (15)$$

где $W_в$ — массовая доля воды в нефти, %;

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

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

$$X_{х.с} = 0{,}1\frac{\varphi_{х.с}}{\rho_v}, \quad (16)$$

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

$$W_в = \frac{\varphi_в \cdot \rho_в}{\rho_v}, \quad (17)$$

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

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

11.2 При автоматизированных измерениях массы нефти в мерах вместимости уровень нефти измеряют уровнемером, входящим в состав автоматизированной системы учета. Плотность нефти определяют по каналу измерений плотности АСУ или по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517. Температуру нефти измеряют автоматически, используя канал измерений температуры автоматизированной системы учета.

12 Обработка результатов измерений

12.1 При применении системы измерений количества нефти обработка результатов измерений и необходимые расчеты объема и массы нефти проводятся системой 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 [6].

13 Оформление результатов измерений

13.1 Протоколы измерений, выполненных измерительными компонентами системы измерений количества нефти, хранят в распечатанном виде в деле. Форма протоколов — согласно установленной в компьютерной программе системы.

13.2 Результаты измерений, выполненных переносными средствами измерений, фиксируют в журнале регистрации результатов измерений, формы которых приведены 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, применяемые при измерениях, должны иметь сертификат об утверждении типа.

14.2 Средства измерений, применяемые при измерениях, должны быть поверены. Периодичность поверки — не реже одного раза в год.

14.3 Периодическую поверку резервуаров проводят не реже одного раза в пять лет.

Приложение А
(рекомендуемое)

Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в вертикальном резервуаре

Таблица А.1—Форма журнала для резервуаров типов РВС, ЖБР, ЖБРП

Номер п.п.	Дата	Время	Проверка базовой высоты		Температура нефти в резервуаре, °С	Уровень, мм		Объем нефти по градуировочной таблице, м^3	Плотность нефти, кг/м^3, приведенная	
			$H_{б.изм}$, мм	$\delta H_{б.изм}$, %		жидкости	подтоварной воды		к условиям измерения объема	к стандартной температуре (указать)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Окончание таблицы А.1

Масса брутто, т			Значения показателей балласта			Масса нетто, т		Фамилия, инициалы оператора, личная подпись
в резервуаре на текущий момент	принятой в резервуар	сданной из резервуара	$W_{м.в}$	$W_{м.п}$	$W_{х.с}$	принятой в резервуар	сданной из резервуара	
12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица А.2—Форма журнала для резервуаров типов РВСП, РВСПК, ЖБРПК

Номер п.п.	Дата	Время	Проверка базовой высоты		Температура нефти в резервуаре, °С	Уровень, мм		Объем нефти по градуировочной таблице, м³	Плотность нефти, кг/м³, приведенная		Определение поправки		Объем нефти с учетом поправки, м³
			$H_{б.\ изм}$, мм	$\delta H_{б.\ изм}$, %		жидкости	подтоварной воды		к условиям измерения объема	к стандартной температуре (указать)	Δh	ΔV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Окончание таблицы А.2

Масса брутто, т			Значения показателей балласта			Масса нетто, т		Фамилия, инициалы оператора, личная подпись
в резервуаре на текущий момент	принятой в резервуар	сданной из резервуара	$W_{м.в}$	$W_{м.п}$	$W_{х.с}$	принятой в резервуар	сданной из резервуара	
15	16	17	18	19	20	21	22	23

Приложение Б
(справочное)

Пример выполнения измерений массы нефти в резервуаре

Для примера выбран резервуар типа РВСПК-50000, при этом измерения уровня жидкости и подтоварной воды выполняют измерительной рулеткой с грузом, а измерения температуры нефти в резервуаре — стационарной многоточечной системой.

Б.1 Измерение уровня нефти и подтоварной воды

Б.1.1 Проверка базовой высоты резервуара

Результат измерения $H_{изм}$ = 20629 мм.

Значение базовой высоты, приведенное в градуировочной таблице резервуара $H_б$ = 20634 мм.

Относительное отклонение полученного результата измерения не превышает 0,1 % от значения базовой высоты, приведенного в градуировочной таблице резервуара.

Б.1.2 Определение уровня жидкости в резервуаре

Выполняют процедуры по 11.1.1.1.

Результат первого измерения уровня жидкости в резервуаре $H_{ж1}$ = 14023 мм.

Результат второго измерения $H_{ж2}$ = 14025 мм.

Так как расхождение между результатами двух измерений более 1 мм, измерения повторяем еще два раза.

Результат третьего измерения $H_{ж3}$ = 14021 мм.

Результат четвертого измерения $H_{ж4}$ = 14022 мм.

Среднеарифметическое значение трех наиболее близких результатов измерений:

$$H_ж = (H_{ж1} + H_{ж3} + H_{ж4})/3 = 14022 \text{ мм}.$$

Б.1.3 Определение уровня подтоварной воды в резервуаре

Результат первого измерения уровня подтоварной воды в резервуаре $H_{в1}$ = 1030 мм.

Результат второго измерения $H_{в2}$ = 1031 мм.

Результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм.

За результат измерений уровня подтоварной воды принимаем среднее значение $H_в$ = 1030 мм.

Б.2 Определение фактического объема нефти в резервуаре

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на данный резервуар.

Общий объем нефти в резервуаре $V_ж$ = 40437,7 м³.

Объем подтоварной воды в резервуаре $V_в$ = 3248,2 м³.

Учитываем поправку, обусловленную совокупностью факторов, влияющих на изменение объема жидкости, вытесненной плавающей крышей (см. 11.1.2.2). Соответственно, с учетом следующих исходных данных (диаметр плавающей крыши $D_{п.к}$ = 30075 мм; диаметр внутреннего отверстия в плавающей крыше D_1 = 800 мм; $h_{град}$ = 655 мм) и результата измерений $h_{изм}$ = 650 мм определяем:

- по формуле (7) значение $\Delta h = 650 - 655 = -5$ мм;
- по формуле (6) значение $\Delta V_ж = \{[3,1416 (-5) (300752-8002)]/(4 \cdot 109)\} = -3,5$ м³;
- по формуле (4) значение объема жидкости с поправкой

$$V^п_ж = 40437,7 + (-3,5) = 40434,2 \text{ м}^3.$$

Фактический объем нефти в резервуаре $V_н$, м³, вычисляемый по формуле (1), принимая:

$$V_0 = V^п_ж - V_в = 40434,2 \text{ м}^3 - 3248,2 \text{ м}^3 = 37186,0 \text{ м}^3;$$

- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки стального резервуара $\alpha_{ст} = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;
- температурный коэффициент линейного расширения материала измерительной рулетки из нержавеющей стали $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;
- температуру стенки резервуара равную температуре нефти в резервуаре $t_{ст}$ = 12 °С,

$$V_н = 37186,0 [1 + (2 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6} + 12,5 \cdot 10^{-6}) (12 - 20)] = 37174,8442 \text{ м}^3.$$

С учетом проведенного округления принимаем $V_н$ = 37175 м³.

Б.3 Определение плотности нефти в резервуаре

По результатам измерений значение плотности нефти, приведенное к условиям измерения объема нефти, составляет ρ_v = 856,0 кг/м³.

Б.4 Определение температуры нефти в резервуаре

Среднюю температуру нефти в резервуаре определяют по температуре точечных проб, используя соотношения для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517.

Результат измерения t_v = 12 °С.

Б.5 Определение массы брутто нефти в резервуаре

Массу брутто нефти в резервуаре $M_{бр}$ вычисляют по формуле (12), принимая:

- объем нефти в резервуаре $V_н$ = 37175 м³;
- значение плотности нефти в резервуаре, приведенное к условиям измерения объема ρ_v = 856,0 кг/м³

$$M_{бр} = 37175 \cdot 856{,}0 \cdot 10^{-3} = 31821{,}8 \text{ т}.$$

С учетом проведенного округления принимаем $M_{бр}$ = 31822 т.

Б.6 Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

Массу сданной нефти определяем как разность первоначальной массы и массы остатка.

Выполняют процедуры в соответствии с Б.1 — Б.5 с учетом следующих особенностей:

- подтоварную воду (остаток после ее удаления из заполненного резервуара) повторно не удаляют;
- объединенную пробу нефти из резервуара испытаниям с целью определения показателей $W_{м.в}$, $W_{м.п}$, $W_{х.с}$ не подвергают.

Для дальнейшего использования в рассматриваемом примере принимаем, что масса брутто нефти в резервуаре после сдачи нефти из резервуара составляет

$$M_{Н2} = 2817 \text{ т}.$$

Массу сданной нефти $M_{сд}$ вычисляют по формуле (13)

$$M_{сд} = 31822 - 2817 = 29005 \text{ т}.$$

Б.7 Определение содержания балласта в нефти в резервуаре

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых в соответствии с ГОСТ 2517.

Б.8 Определение массы нетто нефти, в резервуаре

Используя результаты испытаний нефти в объединенной пробе (значение массовой доли воды в нефти $W_{м.в}$ = 0,3 %; значение массовой доли механических примесей в нефти $W_{м.п}$ = 0,03 %; значение массовой доли хлористых солей в нефти $W_{х.с}$ = 0,023 %) по формуле (14) получаем

$$M_н = 29005 \{1 - [(0{,}3 + 0{,}03 + 0{,}023)/100]\} = 28902{,}61 \text{ т}.$$

С учетом проведенного округления $M_н$ = 28903 т.

Приложение В
(обязательное)

Оценка погрешности измерений массы нефти

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в процентах вычисляют по формуле

$$\delta m_c = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_1^2}{m_c^2}(A_1^2 + B_1^2) + \frac{m_2^2}{m_c^2}(A_2^2 + B_2^2) + (\delta N)^2}, \quad (B.1)$$

где δN — предел допускаемой относительной погрешности системы обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса, %;

$$A_1 = \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H_1^2) + (G_1 \cdot \delta\rho_1)^2};$$

$$B_1 = \sqrt{(G_1 \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_{\rho 1})^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_{v_1})^2};$$

$$A_2 = \sqrt{(\delta K)^2 + (\delta H_2^2) + (G_2 \cdot \delta\rho_2)^2};$$

$$B_2 = \sqrt{(G_2 \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_{\rho 2})^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_{v_2})^2},$$

где $\delta\rho_1$, $\delta\rho_2$ — относительные погрешности измерений плотности, %;

δK — относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара, % (по ГОСТ 8.570);

δH_1, δH_2 — относительные погрешности измерений уровней нефти в резервуаре до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара соответственно, %;

ΔT_{v1}, $\Delta T_{\rho 1}$ — абсолютные погрешности определений температур нефти в резервуаре t_{v1}, $t_{\rho 1}$ до отпуска нефти из резервуара, °С;

ΔT_{v2}, $\Delta T_{\rho 2}$ — абсолютные погрешности определений температур нефти в резервуаре t_{v2}, $t_{\rho 2}$ после отпуска нефти из резервуара, °С;

G_1, G_2 — коэффициенты, вычисляют по формулам:

$$G_1 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{v1}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho 1}}, \quad G_2 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{v2}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho 2}}, \quad (B.2)$$

где β — коэффициент объемного расширения нефти 1/°С;

t_{v1}, t_{v2} — температуры нефти при измерении ее объема до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара, соответственно, °С;

$t_{\rho 1}$, $t_{\rho 2}$ — температуры нефти при измерении ее плотности до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара, соответственно, °С.

Относительные погрешности измерений уровней нефти в резервуаре δH_1, δH_2, %, вычисляют по формулам:

$$\delta H_1 = \frac{\Delta H^{\text{н}}}{H_1^{\text{н}}} 100, \quad \delta H_2 = \frac{\Delta H^{\text{н}}}{H_2^{\text{н}}} 100, \quad (B.3)$$

где $\Delta H^{\text{н}}$ — абсолютная погрешность измерений уровней нефти, мм;

$H_1^{\text{н}}$, $H_2^{\text{н}}$ — значения уровней нефти в резервуаре, измеренных до отпуска нефти из резервуара и после отпуска нефти из резервуара, соответственно, мм.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти в процентах вычисляют по формуле

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

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, %.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти вычислены 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 [7]. 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 6370, ГОСТ 21534, 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/дм³, 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/дм³ (г/м³);

ρ — плотность нефти при температуре измерений массы нефти, кг/м³.

Библиография

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

[2] МИ 2778—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары железобетонные вертикальные. Методика поверки объемным методом

[3] МИ 2153—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях

[4] ГОСТ Р 51069—97 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометров

[5] МИ 2632—2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета

[6] 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

[7] 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, вертикальный резервуар, уровнемер, погрешность, уровень, градуировка, поверка, температура, плотность, давление

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ
МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Основные положения

РМГ 86—2009

БЗ 3—2008/2

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.С. Кабашова*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 22.07.2009. Подписано в печать 18.08.2009. Формат 60×84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 2,79 Уч.-изд. л. 1,80. Тираж 279 экз. Изд. № 3808/4. Зак. 525.

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