МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
8.589—
2007**

Государственная система обеспечения единства измерений

ВЕДЕНИЕ УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЙ НА ПУНКТАХ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ В НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила 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 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 24 октября 2007 г. № 32)

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	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Госпотребстандарт Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 июня 2009 г. № 209-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 8.589—2007 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2010 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

6 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Декабрь 2019 г.

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Стандартинформ, оформление, 2009, 2019

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

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины и определения ... 2
4 Порядок приема и сдачи нефти ... 3
5 Оформление отчетной документации о приеме-сдаче нефти ... 4
6 Требования к измерениям массы нефти динамическими методами ... 4
7 Требования к измерениям массы нефти с применением резервуаров ... 8
8 Требования к измерениям массы нефти с применением железнодорожных цистерн ... 11
9 Измерения массы нефти с применением танков наливных судов ... 13
10 Вычисление массы нетто нефти ... 14
Приложение А (рекомендуемое) Форма реестра актов приема-сдачи ... 15
Приложение Б (рекомендуемое) Форма журнала регистрации показаний средств измерений СИКН ... 16
Приложение В (рекомендуемое) Формы актов приема-сдачи нефти по СИКН ... 17
Приложение Г (рекомендуемое) Формы актов приема-сдачи нефти по резервуарам ... 22
Приложение Д (обязательное) Формы паспорта качества нефти ... 26
Приложение Е (рекомендуемое) Требования к средствам измерений и оборудованию в составе СИКН при применении косвенного метода динамических измерений ... 29
Приложение Ж (рекомендуемое) Требования к средствам измерений и оборудованию в составе СИКН при применении прямого метода динамических измерений ... 31
Приложение И (рекомендуемое) Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти с помощью резервуаров косвенным методом статических измерений ... 32
Приложение К (рекомендуемое) Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре ... 33
Приложение Л (справочное) Расчет поправки объема нефти, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти ... 34
Приложение М (рекомендуемое) Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах ... 35
Приложение Н (рекомендуемое) Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в железнодорожных цистернах ... 36
Приложение П (рекомендуемое) Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти в танках наливных судов ... 37
Приложение Р (рекомендуемое) Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в танках наливных судов ... 38
Библиография ... 39

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Государственная система обеспечения единства измерений

ВЕДЕНИЕ УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЙ НА ПУНКТАХ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ В НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

State system for ensuring the uniformity of measurements. Conducting registration operations on items of reception-delivery of oil in the petrowire systems

Дата введения — 2010—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на учетные операции на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах и устанавливает основные положения метрологического обеспечения учетных операций*.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 8.587 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ 400 Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

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

ГОСТ 7502 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 21534 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 28498 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ 29329** Весы для статического взвешивания. Общие технические требования

ГОСТ 30414*** Весы для взвешивания транспортных средств в движении. Общие технические требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

* В Российской нефтепроводной системе настоящий стандарт применяют на пунктах приема-сдачи, где проводятся приемо-сдаточные операции при перемещении через таможенную границу Российской Федерации.

** Действует ГОСТ Р 53228—2008.

*** Заменен. Действует ГОСТ 8.647—2015.

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **испытательная (аналитическая) лаборатория нефти:** Лаборатория, осуществляющая испытания качества нефти при приемо-сдаточных операциях.

3.2 **косвенный метод динамических измерений массы нефти:** Метод, основанный на измерениях плотности и объема нефти в трубопроводах.

3.3 **косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе:** Метод, основанный на измерениях гидростатического давления и уровня нефти в мерах вместимости.

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

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

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

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

3.8 **мера вместимости:** Средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу.

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

3.10 **методика выполнения измерений (МВИ) массы нефти:** Совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений массы брутто и массы нетто нефти с установленной погрешностью.

3.11 **нефтепроводная система:** Единый неделимый производственно-технологический имущественный комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих транспортирование нефти от пункта ее приема до пункта сдачи, передачи в другие трубопроводы или на иной вид транспорта.

3.12 **нефтетранспортное предприятие:** Предприятие — собственник магистрального нефтепровода (или уполномоченная им организация), осуществляющая оперативно-диспетчерское управление магистральным трубопроводом либо его частью и (или) предоставляющая услуги по транспортировке нефти.

3.13 **партия нефти:** Количество нефти, сопровождаемое одним маршрутным поручением.

3.14 **приемо-сдаточный пункт;** ПСП: Пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

3.15 **погрешность измерений массы нефти:** Обобщенная погрешность всех результатов измерений массы нефти при точном выполнении всех требований МВИ.

3.16 **прямой метод динамических измерений массы нефти:** Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых (далее — массомеров) в трубопроводах.

3.17 **прямой метод статических измерений массы нефти:** Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти статическим взвешиванием или взвешиванием в железнодорожных или автомобильных цистернах и составах в процессе их движения на весах.

3.18 **система измерений количества и показателей качества нефти;** СИКН: Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти, и предназначенная для:

- получения информации об измеряемых параметрах нефти и условиях измерений,
- автоматической и ручной обработки результатов измерений,
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

3.19 **система обработки информации;** СОИ: Вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефти, измеренных первичными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

3.20 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре нефти 20 °С и 15 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.21 **товарная нефть (нефть):** Нефть, подготовленная к поставке потребителю, показатели качества которой соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858 [1].

3.22 **учетная операция:** Операция, проводимая поставщиком и потребителем или сдающей и принимающей сторонами, заключающаяся в определении массы нефти для последующих расчетов, при инвентаризации и арбитраже.

4 Порядок приема и сдачи нефти

Учет нефти выполняют по массе нетто в тоннах.

В актах приема-сдачи и в паспортах качества измеренные параметры отражают с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра (характеристики)	Число цифр после запятой
Температура, °С	1
Давление, МПа	2
Плотность, кг/м^3	1
Масса, т	0
Объем, м^3	0
Массовая доля балласта, %	4
Массовая доля хлористых солей, %	4
Массовая доля механических примесей, %	4
Массовая доля воды, %	2
Массовая доля серы, %	2

Алгоритм измерений должен быть изложен в методике выполнения измерений, разработанной в соответствии с ГОСТ 8.587.

4.1 Требования к пунктам приема-сдачи нефти

Операции приема-сдачи нефти выполняют на пунктах приема-сдачи нефти.

Пункты приема-сдачи нефти должны соответствовать МИ 2837 [2].

4.2 Методы измерений массы нефти должны соответствовать разделам 6—10.

В качестве основной схемы измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений с использованием преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления или прямой метод динамических измерений с использованием массомеров.

Допускается применять методы статических измерений (до строительства основной схемы измерения в сроки, согласованные сторонами, или на период устранения отказа существующей основной схемы) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений, не превышающими значений, установленных ГОСТ 8.587.

В качестве резервной схемы измерений массы нефти применяют методы измерений с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не более ± 0,65 % и пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти ± 0,75 %.

4.3 Средства измерений (далее — СИ), применяемые на ПСП, подлежащие поверке, должны быть сертифицированы (аттестованы, внесены в государственный реестр) в стране нахождения ПСП и признаны странами — участниками приемо-сдаточных операций на данном ПСП.

4.4 СИ подлежат первичной и периодической поверкам в порядке, установленном законодательством стран — участников приемо-сдаточных операций, в соответствии с требованиями нормативных документов на поверку, действующих в странах-участниках приемо-сдаточных операций на данном ПСП. Поверку проводят в той стране, где находится ПСП.

Периодическую поверку весов, мерников, передвижных поверочных установок, преобразователей расхода (в т. ч. массомеров), контрольных преобразователей расхода, эталонных преобразователей расхода, поточных плотномеров, преобразователей давления и температуры, манометров, установленных на измерительных линиях и в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователей

серосодержания, преобразователей влагосодержания, вязкости, систем обработки информации выполняют не реже одного раза в год, стационарных поверочных установок, мерников с весами, установленных стационарно и предназначенных для поверки поверочных установок, — не реже одного раза в два года, стеклянных термометров — не реже одного раза в три года, уровнемеров, применяемых в резервной системе учета нефти, — согласно описанию типа, но не реже одного раза в пять лет, резервуаров, применяемых в резервной схеме учета нефти, — не реже одного раза в пять лет.

Примечание — После каждого капитального ремонта, ремонта связанного с изменением вместимости резервуара, в том числе вследствие изменения его оснащенности внутренним оборудованием, резервуар подлежит внеочередной поверке.

4.4.1 В обоснованных случаях изменение межповерочного интервала СИ проводят по согласованию организаций — участников приемо-сдаточных операций и организаций, проводивших испытания данного СИ с целью утверждения типа.

4.4.2 Расходомеры, установленные в блоке измерений показателей качества нефти (далее — БИК), их вторичную аппаратуру, СИ перепада давления, манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах, и другие СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефти, калибруют (поверяют) не реже одного раза в год.

4.4.3 Внеочередную поверку СИ, входящих в состав СИКН, проводят в случае повреждения поверительного клейма, пломб с поверительными клеймами, утраты свидетельства о поверке, известном или предполагаемом ударном воздействии на средство измерений, а внеочередную поверку преобразователей расхода, массомеров и поточных плотномеров — дополнительно в случае получения отрицательных результатов при контроле метрологических характеристик.

5 Оформление отчетной документации о приеме-сдаче нефти

5.1 Подтверждением факта приема и сдачи партии нефти является акт приема-сдачи нефти. Акты приема-сдачи нефти оформляют не менее чем в двух экземплярах. Ежемесячно составляют реестр актов приема-сдачи в соответствии с приложением А.

5.2 Показания по СИКН регистрируют в журнале регистрации показаний средств измерений в соответствии с приложением Б. При приеме-сдаче нефти по СИКН составляют акт по форме приложения В.

5.3 При приеме-сдаче нефти в резервуарах составляют акт по форме приложения Г. Результаты измерений регистрируют в журнале регистрации результатов измерений.

5.4 На нефть, отгруженную железнодорожным или водным транспортом, оформляют акты приема-сдачи и отгрузочные документы (накладные, коносаменты) в установленном порядке. Организации магистральных нефтепроводов, осуществляющие приемо-сдаточные операции при сдаче на другой вид транспорта, обеспечивают контроль за соответствием количеств нефти, отраженных в актах приема-сдачи и накладных (или коносаментах).

5.5 Обязательным приложением к акту приема-сдачи нефти является документ о качестве нефти (паспорт качества нефти по форме приложения Д).

5.6 Акты приема-сдачи, оформленные в пункте назначения, подтверждают исполнение обязательств перед грузоотправителями в части транспортирования нефти и являются исходными для последующего отражения в отчетных документах.

5.7 На ПСП, пунктах слива-налива, нефтебазах устанавливают конкретных ответственных лиц за правильность отражения фактических показателей количества и качества нефти в первичных учетных документах.

6 Требования к измерениям массы нефти динамическими методами

6.1 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений с применением СИКН не должны превышать значений, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	брутто	нетто
Измерения массы нефти с применением СИКН	± 0,25 %	± 0,35 %

6.2 Условия измерений

При измерении нефти по показаниям СИКН соблюдают следующие условия:

- наличие свободного газа в нефти недопустимо;
- расход нефти через измерительные линии СИКН должен находиться в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельствах о поверке преобразователей расхода;
- вязкость нефти в процессе измерений не должна превышать значений, установленных при проведении испытаний с целью утверждения типа преобразователей расхода. Изменение вязкости от значения, при котором проводилась поверка, не должно превышать пределов, установленных для преобразователей расхода данного типа, если не выполняется автоматическая коррекция коэффициентов преобразователя расхода в зависимости от вязкости;
- на СИКН должны отсутствовать утечки нефти, посторонние шумы и вибрация, влияющие на работу СИКН.

6.3 Измерения массы нефти косвенным методом динамических измерений

6.3.1 Требования к средствам измерений в составе СИКН при применении косвенного метода динамических измерений приведены в приложении Е.

6.3.2 Объем нефти измеряют автоматически с применением преобразователя расхода и системы обработки информации. При измерении объема нефти измеряют значения температуры нефти и давления в измерительных линиях.

6.3.3 Плотность нефти измеряют поточным плотномером или, в случае выхода из строя поточного плотномера, по объединенной пробе нефти по ГОСТ 3900 или по ASTM D 1298 [3] с учетом требований МИ 2153 [4].

6.3.4 Массу брутто нефти вычисляют как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям или к условиям измерений объема.

6.3.4.1 При приведении плотности нефти к условиям измерений объема массу брутто нефти m, кг, вычисляют по формуле

$$m = V \cdot \rho_{п.п}[1 + \beta(T_\rho - T_v) + \gamma(P_v - P_\rho)], \quad (1)$$

где V — объем нефти, измеренный преобразователем расхода, м^3;

$\rho_{п.п}$ — плотность нефти, измеренная преобразователем плотности, кг/м^3;

β — температурный коэффициент объемного расширения нефти, °С$^{-1}$, значения которого определяют в соответствии с МИ 2632 [5];

T_ρ — температура нефти в преобразователе плотности, °С;

T_v — температура нефти в преобразователе расхода, °С;

γ — коэффициент сжимаемости нефти, МПа$^{-1}$, значения которого определяют в соответствии с МИ 2632 [5];

P_ρ — избыточное давление в преобразователе плотности, МПа;

P_v — избыточное давление в преобразователе расхода, МПа.

6.3.4.2 При приведении плотности нефти к 15 °С массу брутто нефти m, кг, вычисляют по формуле

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15}, \quad (2)$$

где ρ_{15} — плотность нефти, приведенная к температуре 15 °С и нулевому избыточному давлению, кг/м^3, определяют по МИ 2153 [4],

V_{15} — объем нефти, приведенный к температуре 15 °С и нулевому избыточному давлению, м^3, определяемый по формуле

$$V_{15} = V \quad CTL_v \cdot CPL_v, \quad (3)$$

где CTL_v — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в преобразователе расхода, вычисляемый по формуле

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v \cdot (1 + 0{,}8 \cdot \beta_{15} \cdot \Delta t_v)], \quad (4)$$

где β_{15} — коэффициент объемного расширения нефти при 15 °С, определяют по МИ 2632 [5];

$\Delta t_v = t_v - 15$ — разность температур между температурой нефти при измерении объема (t_v) и стандартной температурой (15 °С);

CPL_v — поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, вычисляемый по формуле

$$CPL_v = \frac{1}{1 - \gamma_t P_v}, \quad (5)$$

где γ_t — коэффициент сжимаемости нефти при температуре измерения плотности, определяемый по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp\left[-1{,}6208 + 0{,}00021592 t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209{,}2}{\rho_{15}^2} t_v\right]. \quad (6)$$

6.3.4.3 При приведении плотности нефти к температуре 20 °С массу нефти m, кг, вычисляют по формуле

$$m = V_{20}\, \rho_{20}, \quad (7)$$

где ρ_{20} — плотность нефти, приведенная к температуре 20 °С, определяют по МИ 2153 [4];

V_{20} — объем нефти, приведенный к температуре 20 °С и нулевому избыточному давлению, определяемый по формуле

$$V_{20} = \frac{V_{15}}{CTL_{20\ 15}}, \quad (8)$$

где CTL_{20-15} — коэффициент для перевода объема от 15 °С к 20 °С, вычисляемый по формуле

$$CTL_{20\ -\ 15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5 \cdot (1 + 0{,}8 \cdot \beta_{15} \cdot 5)], \quad (9)$$

где β_{15} — коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, определяют по МИ 2632 [5].

6.4 Измерение массы нефти прямым методом динамических измерений

6.4.1 Требования к средствам измерений в составе СИКН при применении прямого метода динамических измерений приведены в приложении Ж.

6.4.2 Массу брутто нефти измеряют автоматически. При измерении массы брутто нефти применяют массомеры и систему обработки информации.

6.4.3 При измерении массы брутто нефти измеряют температуру нефти и давление в трубопроводе.

6.5 Контроль метрологических характеристик средств измерений

6.5.1 Контроль метрологических характеристик преобразователей расхода

Контроль метрологических характеристик преобразователей расхода заключается в определении коэффициента преобразования при рабочих условиях и в рабочем диапазоне расходов и отклонения полученных значений коэффициента преобразования от значений, хранящихся в памяти СОИ в период между поверками.

Контроль метрологических характеристик ПР проводят по трубопоршневой поверочной установке (далее — ТПУ), по компакт-пруверу или эталонному преобразователю расхода на месте эксплуатации не реже одного раза в месяц.

Контроль метрологических характеристик ПР проводят при любом виде реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР КМХ в текущей (рабочей) точке расхода, имеющей место на момент проведения КМХ. Технологическое подключение контролируемого ПР к ТПУ, компакт-пруверу, контрольному или эталонному ПР осуществляют без вывода контролируемого ПР из режима измерений и изменения значения текущего расхода через него. С целью уменьшения интенсивности эксплуатации ТПУ допускается проводить КМХ рабочих ПР по контрольному, предварительно определив отклонение коэффициентов преобразования контрольного ПР в каждой точке расхода от значений, полученных при поверке.

Количество измерений должно быть не менее трех.

Отклонение полученного при контроле значения коэффициента преобразования в j-й точке рабочего диапазона расхода Δ_j определяют по формуле

$$\Delta_j = \frac{K_{jк} - K_j}{K_j} \cdot 100, \quad (10)$$

где $K_{jк}$ — среднее значение коэффициента преобразования ПР в j-й точке рабочего диапазона расходов, полученное при КМХ, имп./м^3;

K_j — значение коэффициента преобразования в j-й точке рабочего диапазона расходов, определенное при поверке, имп./м^3;

100 — коэффициент пересчета в проценты.

Если отклонение полученного значения коэффициента преобразования от значения, указанного в свидетельстве о поверке, не превышает допускаемого предела погрешности для данного преобразователя расхода, то результаты контроля считают положительными.

Если отклонение коэффициента преобразования превышает допустимый предел, выясняют причины, принимают меры по их устранению (исключая демонтаж и разборку ПР, могущую повлечь за собой изменение коэффициента преобразования ПР) и проводят повторный КМХ.

При получении отрицательных результатов повторного КМХ ПР демонтируют, проводят ревизию (при необходимости ремонт) и внеочередную поверку.

6.5.2 Контроль метрологических характеристик массомеров

В межповерочном интервале проводят контроль метрологических характеристик массомеров с применением эталонных массомеров или комплектом ТПУ (или компакт-прувера) и поточного плотномера. Допускается проводить КМХ рабочих массомеров по контрольному.

Контроль метрологических характеристик массомеров проводят не реже одного раза в месяц в рабочей точке расхода на момент проведения КМХ. Выполняют не менее трех измерений.

Отклонение показаний массомера по результатам контроля δ вычисляют по формуле

$$\delta = \frac{M - M_p}{M_p} \cdot 100, \quad (11)$$

где M — масса брутто нефти, измеренная массомером, кг;

M_p — масса брутто нефти, измеренная эталонным массомером, комплектом ТПУ (или компакт-прувера) и ПП или контрольным массомером, кг;

100 — коэффициент пересчета в проценты.

Если отклонение показаний массомера по результатам контроля не превышает ± 0,25 %, результат КМХ считают положительным. Если отклонение показаний массомера превышает ± 0,25 %, выясняют причины, принимают меры по их устранению (исключая демонтаж массомера) и проводят повторный КМХ.

При получении отрицательных результатов повторного КМХ массомер демонтируют, проводят ревизию (при необходимости ремонт) и внеочередную поверку.

При условии стабильности метрологических характеристик массомера межконтрольный интервал может быть установлен сдающей и принимающей сторонами более одного месяца.

6.5.3 Контроль метрологических характеристик преобразователя плотности

Контроль МХ поточного преобразователя плотности проводят не реже:

- одного раза в 10 дней при косвенном методе динамических измерений массы нефти;
- одного раза в месяц при прямом методе динамических измерений массы нефти.

КМХ проводят методом сличений показаний с результатами измерений плотности нефти эталонным плотномером или резервным плотномером в рабочих условиях при рабочем значении плотности. При отсутствии или неисправности эталонного плотномера или резервного плотномера допускается проводить контроль МХ рабочего ПП по результатам измерения плотности нефти лабораторным методом.

Должно выполняться условие:

$$|\rho_{пп} - \rho_0| \le \Delta_{пп} + \Delta_0, \quad (12)$$

где $\rho_{пп}$ — значение плотности нефти, измеренное рабочим ПП, кг/м^3;

ρ_0 — значение плотности нефти, измеренное эталонным (резервным) плотномером или лабораторным методом (с учетом систематической погрешности метода измерения плотности ареоме-

тром или лабораторным плотномером из свидетельства о метрологической аттестации МВИ плотности согласно МИ 2153 [4]), кг/м^3;

$\Delta_{пп}$ — предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего ПП, кг/м^3;

Δ_0 — предел допускаемой абсолютной погрешности эталонного (резервного) ПП или погрешность метода измерения плотности ареометром или лабораторным плотномером из свидетельства о метрологической аттестации МВИ плотности согласно МИ 2153 [4], кг/м^3.

6.6 Порядок отбора проб нефти из трубопровода

Отбор проб нефти из трубопровода осуществляют в соответствии с ГОСТ 2517.

При отборе пробы нефти в блок измерений показателей качества нефти соблюдают условие изокинетичности отбора проб. Выполнение условия изокинетичности отбора проб контролируют по преобразователю расхода в блоке измерений показателей качества нефти. Расчет изокинетичности отбора проб в БИК должен быть приведен в эксплуатационной документации СИКН.

7 Требования к измерениям массы нефти с применением резервуаров

7.1 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти в резервуаре не должны превышать значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	брутто	нетто
Косвенный метод статических измерений массы нефти не более 120 т	± 0,65	± 0,75
Косвенный метод статических измерений массы нефти от 120 т и более	± 0,50	± 0,60

7.2 Средства измерений и вспомогательные устройства

Требования к средствам измерений, применяемым при измерении массы нефти с применением резервуаров, приведены в приложении И.

7.3 Выполнение измерений неавтоматизированными средствами измерений

Перед началом измерений нефть отстаивают в резервуаре не менее двух часов.

7.3.1 Определение объема нефти в резервуаре

Объем нефти в резервуаре определяют по градуировочной таблице резервуара, используя результаты измерения уровня нефти и подтоварной воды.

Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре приведена в приложении К.

По измеренному уровню нефти по градуировочной таблице резервуара определяют общий объем нефти и подтоварной воды в резервуаре. По измеренному уровню подтоварной воды по градуировочной таблице определяют объем подтоварной воды в резервуаре.

Вычисляют объем нефти при температуре его измерения, м^3, в резервуаре по формуле

$$V_н = V_0[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)(t_v - 20)], \quad (13)$$

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

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

α_s — температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки, значения которого для нержавеющей стали принимают равным 12,5 10^{-6}, 1/°С;

t_v — температура нефти в резервуаре, °С.

Объем нефти в резервуаре V_0, м^3, вычисляют по формуле

$$V_0 = V_ж - V_в, \quad (14)$$

$V_ж$ — общий объем нефти и подтоварной воды (объем жидкости) в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, м^3;

$V_в$ — объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, м^3.

Примечание — При проведении измерений в резервуаре с понтоном или плавающим покрытием к значениям объемов $V_ж$ и $V_в$ в формуле (14) прибавляют значение ΔV, рассчитанное по приложению Л.

7.3.2 Отбор проб нефти из резервуара

Отбор проб нефти из резервуара проводят в соответствии с ГОСТ 2517.

Измерение температуры проводят непосредственно в пробоотборнике в каждой точечной пробе в соответствии с 7.3.3, которую в дальнейшем используют для составления объединенной пробы.

Измерение плотности проводят в объединенной пробе, составленной по ГОСТ 2517 из точечных проб, или при высоте уровня нефти менее 1000 мм (остаток после опорожнения) в точечной пробе в соответствии с 7.3.4.

Определение массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти проводят в объединенной пробе, составленной по ГОСТ 2517 из точечных проб.

7.3.3 Измерение температуры нефти в резервуаре для определения массы брутто нефти

7.3.3.1 Температуру нефти измеряют термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более 0,2 °С в каждой точечной пробе.

При отборе точечных проб пустой переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее пяти минут. Температуру нефти в пробе измеряют в течение не более трех минут после отбора пробы.

Допускается температуру нефти в резервуаре измерять переносным погружным электронным термометром непосредственно в резервуаре на уровнях, соответствующих уровням отбора точечных проб по ГОСТ 2517 в соответствии с инструкцией по эксплуатации термометра.

7.3.3.2 Среднюю температуру нефти в резервуаре t_v вычисляют по формуле

$$t_v = \frac{t_н + 3t_{ср} + t_в}{5}, \qquad (15)$$

где $t_н$ — температура нефти, измеренная на нижнем уровне — на 250 мм выше днища резервуара (при измерении стеклянным термометром — температура нефти в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 с нижнего уровня), °С;

$t_{ср}$ — температура нефти, измеренная на среднем уровне — с середины высоты столба нефти (при измерении стеклянным термометром — температура нефти в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 со среднего уровня), °С;

$t_в$ — температура нефти, измеренная на верхнем уровне — на 250 мм ниже поверхности нефти (при измерении стеклянным термометром — температура нефти в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 с верхнего уровня), °С.

7.3.3.3 При уровне нефти в резервуаре не выше 2000 мм среднюю температуру нефти в резервуаре вычисляют по формуле

$$t_v = \frac{t_н + t_в}{2}. \qquad (16)$$

7.3.3.4 При уровне нефти в резервуаре не выше 1000 мм среднюю температуру нефти в резервуаре принимают равной температуре нефти, измеренной на нижнем уровне.

7.3.4 Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти измеряют ареометром в объединенной пробе нефти или в точечных пробах. Измерения проводят по ГОСТ 3900 или ASTM D 1298 [3] с учетом требований МИ 2153 [4], в лаборатории или на месте отбора проб (в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенном столиком с ровной горизонтальной поверхностью).

7.3.5 Определение массы брутто нефти в резервуаре

7.3.5.1 При приведении плотности и объема нефти к температуре 15 °С массу брутто нефти, кг, вычисляют в соответствии с 6.3.4.2.

7.3.5.2 При приведении плотности и объема нефти к температуре 20 °С массу брутто нефти, кг, вычисляют по 6.3.4.3.

7.3.5.3 При приведении плотности нефти к условиям измерений объема массу брутто нефти вычисляют по формуле

$$m = V_н \cdot \rho \cdot [1 + \beta(t_\rho - t_v)] \cdot K, \quad (17)$$

где $V_н$ — объем нефти в резервуаре при температуре его измерения, м^3;

ρ — плотность нефти, полученная по результатам измерений ареометром, кг/м^3;

β — коэффициент объемного расширения нефти, значения которого рассчитывают в соответствии с МИ 2153 [4], °С$^{-1}$;

t_v — температура измерения объема нефти, °С;

t_ρ — температура нефти при измерении плотности, °С;

K — поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров.

Для ареометров, отградуированных при температуре 15 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле

$$K = 1 - 0{,}000025\,(t_\rho - 15). \quad (18)$$

Для ареометров, отградуированных при температуре 20 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле

$$K = 1 - 0{,}000025\,(t_\rho - 20). \quad (19)$$

Примечание — Формула (17) может быть применена при разности температур t_ρ и t_v не более 15 °С.

7.4 Измерение массы брутто нефти автоматизированными средствами измерений

Перед началом измерений нефть отстаивают в резервуаре не менее двух часов.

7.4.1 Определение объема нефти в резервуаре

Объем нефти в резервуаре определяют с использованием градуировочной таблицы резервуара по результатам измерений уровня нефти и подтоварной воды с помощью уровнемера (канал измерения уровня). Объем нефти при температуре измерения объема определяют по формуле (13) с учетом примечания к 7.3.1 в случае, если измерения проводят в резервуаре с понтоном или плавающей крышей.

7.4.2 Измерение температуры нефти в резервуаре

Температуру нефти в резервуаре измеряют преобразователями температуры (каналами измерения температуры). Среднюю температуру нефти вычисляют по алгоритму применяемой системы измерений.

При отсутствии канала измерения температуры температуру нефти измеряют согласно 7.3.3.

7.4.3 Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти в резервуаре измеряют с помощью канала измерения плотности или стационарных преобразователей плотности.

Результат измерения плотности приводят к стандартным условиям по МИ 2632 [5], или по МИ 2153 [4].

При отсутствии канала измерения плотности в резервуаре плотность нефти измеряют ареометром в объединенной или точечной пробах согласно 7.3.4.

7.4.4 Определение массы брутто нефти в резервуаре

Массу брутто нефти определяют как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям или к условиям измерений объема.

7.4.4.1 При приведении плотности нефти к условиям измерений объема массу брутто нефти, кг, вычисляют по формуле

$$m = V_н \cdot \rho_п, \quad (20)$$

где $V_н$ — объем нефти в резервуаре при температуре его измерения, м^3;

$\rho_п$ — значение плотности нефти, измеренное с помощью канала измерений плотности, или стационарных преобразователей плотности, кг/м^3, приведенное к условиям измерений объема нефти по МИ 2153 [4].

7.4.4.2 При приведении плотности и объема нефти к температуре 15 °С массу брутто нефти, кг, вычисляют по 6.3.4.2.

7.4.4.3 При приведении плотности и объема нефти к температуре 20 °С массу брутто нефти, кг, вычисляют по 6.3.4.3.

7.5 Определение массы брутто нефти, сданной из резервуара или принятой в резервуар

При проведении приема (сдачи) нефти массу брутто принятой (сданной) нефти определяют как разность результатов измерений массы брутто нефти в резервуаре, полученных до и после приема (сдачи) нефти, по формуле

$$M = |m_1 - m_2|, \quad (21)$$

где M — масса брутто нефти, сданной из резервуара или принятой в резервуар, кг;

m_1, m_2 — массы нефти в резервуаре до/после сдачи нефти из резервуара или до/после приема нефти в резервуар, соответственно, кг.

8 Требования к измерениям массы нефти с применением железнодорожных цистерн

8.1 Погрешность измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти в железнодорожной цистерне не должны превышать значений, приведенных в таблице 4.

Таблица 4

Метод измерения	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	брутто	нетто
Косвенный метод статических измерений не более 120 т	± 0,65	± 0,75
Косвенный метод статических измерений 120 т и более	± 0,50	± 0,60
Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн	± 0,40	± 0,50
Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах в движении цистерн без расцепки и составов из них	± 0,50	± 0,60

8.2 Средства измерений и вспомогательные устройства

Требования к средствам измерений, применяемым при измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах, приведены в приложении М.

8.3 Измерение массы брутто нефти косвенным методом статических измерений

Перед началом измерений выполняют отстой нефти в цистерне не менее десяти минут.

8.3.1 Определение объема нефти

Объем нефти в железнодорожной цистерне определяют по градуировочным таблицам железнодорожных цистерн по результатам измерения уровня.

Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в цистерне приведена в приложении Н.

По измеренному уровню нефти и соответствующему ему значению вместимости по градуировочной таблице цистерны определяют общий объем нефти и подтоварной воды в цистерне. По измеренному уровню подтоварной воды и соответствующему ему значению вместимости по градуировочной таблице определяют объем подтоварной воды в цистерне.

Объем нефти при температуре его измерения $V_н$, м^3, в цистерне вычисляют по формуле

$$V_н = V_0 \quad [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)], \quad (22)$$

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

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

α_s — температурный коэффициент линейного расширения материала метроштока, значения его принимают равным 12,5 · 10^{-6} для нержавеющей стали и 23 10^{-6} для алюминия, 1/ °С;

t_v — температура нефти в цистерне, °С.

Объем нефти в цистерне V_0, м^3, вычисляют по формуле

$$V_0 = V_ж - V_в, \quad (23)$$

$V_в$ — объем подтоварной воды, определенный по градуировочной таблице цистерны, м^3;

$V_ж$ — общий объем нефти и подтоварной воды в цистерне (объем жидкости), определенный по градуировочной таблице цистерны, м^3.

Для оформления железнодорожных накладных допускается измерять объем нефти в кубических дециметрах.

8.3.2 Отбор проб нефти из железнодорожной цистерны выполняют по ГОСТ 2517.

8.3.3 Измерение температуры нефти в железнодорожной цистерне

Температуру нефти измеряют:

- термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более 0,2 °С;
- переносным погружным электронным термометром непосредственно в цистерне на уровне отбора точечной пробы (на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей) в соответствии с его инструкцией по эксплуатации.

8.3.4 Измерение плотности нефти

Плотность нефти измеряют ареометром в точечной пробе, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517. Допускается измерение плотности нефти выполнять поточным плотномером, установленным на линии налива нефти.

Измерения плотности ареометром выполняют по ГОСТ 3900 или по ASTM D 1298 [3] с учетом требований МИ 2153 [4]. Значение плотности, полученное по результатам измерений в объединенной пробе, используют при расчете массы нефти в каждой отдельной цистерне.

8.3.5 Определение массы брутто нефти

Расчет массы брутто нефти в железнодорожной цистерне выполняют по 7.3.5.

При оформлении железнодорожных накладных массу нефти указывают в килограммах, при оформлении актов приема-сдачи нефти при сливе/наливе с/на железнодорожный транспорт массу нефти указывают в тоннах.

8.4 Измерение массы брутто нефти прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн

8.4.1 При измерении количества нефти, наливаемой в цистерну, выполняют следующие операции. Измеряют массу порожней цистерны ($m_п$), затем заполняют цистерну нефтью и измеряют массу груженой цистерны ($m_г$). Массу брутто налитой нефти m, кг, вычисляют по формуле

$$m = m_г - m_п. \quad (24)$$

8.4.2 При измерении количества нефти, сливаемой из цистерны, выполняют следующие операции. Измеряют массу груженой цистерны ($m_г$), затем сливают нефть из цистерны и измеряют массу порожней цистерны ($m_п$). Массу брутто слитой нефти m, кг, вычисляют по формуле (24).

8.4.3 Общую массу брутто нефти в железнодорожном составе находят суммированием масс брутто нефти в отдельных цистернах.

8.5 Измерение массы брутто нефти прямым методом статических измерений взвешиванием на весах в движении железнодорожных цистерн без расцепки и составов из них

8.5.1 При измерении количества нефти, наливаемой в цистерны или сливаемой из них, выполняют следующие операции.

Состав пропускают через грузоприемное устройство весов с постоянной скоростью, находящейся в пределах 3—10 км/ч, до налива/слива нефти, а также после налива/слива нефти. При этом измеряют массу каждой отдельной цистерны порожнего состава $m_{пi}$ и массу каждой цистерны груженого состава $m_{гi}$. Программное обеспечение весов рассчитывает массу порожнего состава $m_{с.п}$ без локомотива и массу груженого состава без локомотива $m_{с.г}$.

Массу брутто налитой (слитой) нефти, кг, вычисляют по формуле

$$m = m_{с.г} - m_{с.п}. \quad (25)$$

8.6 Измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений при наливе (сливе)

8.6.1 Объем нефти в железнодорожной цистерне V измеряют с помощью преобразователя расхода при наливе (сливе).

8.6.2 Плотность нефти измеряют поточным плотномером, установленным на линии налива (слива), или ареометром в пробе нефти, отобранной из цистерны или трубопровода по ГОСТ 2517.

8.6.3 Отбор проб для определения массы балласта проводят из заполненных цистерн или трубопровода при наливе (сливе) нефти в соответствии с ГОСТ 2517.

8.6.4 Требования к средствам измерений, а также порядок измерений массы нефти при измерениях косвенным динамическим методом приведены в 6.3.

8.7 Измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений при наливе (сливе)

8.7.1 Массу брутто нефти измеряют массомером при наливе (сливе) железнодорожных цистерн.

8.7.2 Отбор проб для определения массы балласта проводят из заполненных цистерн или из трубопровода при наливе (сливе) нефти в соответствии с ГОСТ 2517.

8.7.3 Требования к средствам измерений, а также порядок измерений массы нефти при измерениях прямым динамическим методом приведены в 6.4.

8.8 Массу нефти, наливаемой на железнодорожный транспорт или сливаемой с него, допускается определять с применением резервуаров.

9 Измерения массы нефти с применением танков наливных судов

9.1 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти в танках судов не должны превышать значений, приведенных в таблице 5.

Таблица 5

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	брутто	нетто
Косвенный метод статических измерений массы нефти не более 120 т	± 0,65	± 0,75
Косвенный метод статических измерений массы нефти 120 т и более	± 0,50	± 0,60

9.2 Средства измерений и вспомогательные устройства

Массу нефти в танках судов определяют косвенным методом статических измерений.

Требования к средствам измерений массы нефти в танках судов приведены в приложении П.

9.3 Измерение массы брутто нефти

Перед началом измерений выполняют отстой нефти в танках не менее тридцати минут.

9.3.1 Измерения уровня нефти в танке

Измерения уровня нефти в танке выполняют уровнемером или вручную с применением измерительных рулеток. Порядок измерения уровней нефти (пустот) в танке приведен в приложении Р.

Значения уровней нефти (пустот) вычисляют с учетом поправок на крен и дифферент в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений. По этим значениям из градуировочных таблиц танков определяют общий объем нефти в танке (объем нефтегруза и объем остатков до начала погрузки).

9.3.2 Измерение температуры нефти по отобранным пробам

Отбор точечных проб из каждого танка судна для измерения температуры осуществляют согласно ГОСТ 2517 с применением переносных пробоотборников.

Температуру нефти измеряют в каждой отобранной точечной пробе и по результатам измерений рассчитывают среднюю температуру в одном танке по 7.3.3.

Допускается температуру нефти в танке измерять с помощью преобразователей температуры, расположенных внутри танка.

9.3.3 Измерение плотности нефти в танке

Плотность нефти в танке измеряют лабораторными методами по объединенной пробе нефти, отобранной в соответствии с ГОСТ 2517.

Допускается плотность нефти измерять с помощью погружного плотномера.

9.3.4 Определение массы нефти в танке

Массу брутто нефти в танке определяют по 7.3.5.

9.3.5 Массу нефти, принятой в танк или отпущенной из него m_c, кг, определяют как разность масс нефти по формуле

$$m_c = |m_1 - m_2|, \tag{26}$$

где m_1, m_2 — массы нефти в танке до отпуска (приемки) нефти из танка и после отпуска (приемки) нефти из танка, соответственно, кг.

При оформлении коносаментов массу нефти указывают в килограммах, при оформлении актов приема-сдачи нефти при наливе на морской транспорт массу нефти указывают в тоннах.

10 Вычисление массы нетто нефти

10.1 Массу нетто нефти находят как разность массы брутто нефти и массы балласта. Для измерений массовых долей составляющих балласта (воды, хлористых солей и механических примесей) пробу нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517. При измерении массы нефти динамическими методами массовую долю воды и хлористых солей в нефти допускается определять с применением поточных анализаторов.

10.2 Массу нетто нефти $M_н$, кг, вычисляют по формуле

$$M_н = m\left(1 - \frac{W_{м.в} + W_{х.с} + W_{м.п}}{100}\right), \tag{27}$$

где m — масса брутто нефти, кг;

$W_{м.в}$ — массовая доля воды в нефти, %; определяют с применением поточного влагомера или по ГОСТ 2477;

$W_{х.с}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %; определяют по ГОСТ 21534;

$W_{м.п}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %, определяют по ГОСТ 6370.

10.3 При измерении объемной доли воды в нефти влагомером массовую долю воды $W_{м.в}$, вычисляют по формуле

$$W_{м.в} = \frac{W_{о.в} \cdot \rho_в}{\rho}, \tag{28}$$

где $W_{о.в}$ — объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_в$ — плотность воды, принимают равной 1000 кг/м^3;

ρ — плотность нефти при давлении и температуре нефти в БИК, кг/м^3.

10.4 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{х.с}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{х.с} = 0{,}1\frac{\varphi_c}{\rho}, \tag{29}$$

где φ_c — концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 (г/м^3);

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

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма реестра актов приема-сдачи

Реестр актов приема-сдачи по приемо-сдаточному пункту _____

№ п/п	Дата акта приема-сдачи нефти	Номер акта приема-сдачи	Масса нетто принятой (сданной) нефти, в тоннах	Подпись сдающей стороны	Подпись принимающей стороны

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма журнала регистрации показаний средств измерений СИКН

СИКН № _____

_____
владелец СИКН

ЖУРНАЛ
регистрации показаний средств измерений СИКН

№ п/п	Дата	Время, ч, мин		Результаты измерений объема и массы нефти (показания СОИ или вторичных приборов ПР)				Объем $м^3$	Масса брутто, т	Средняя температура нефти за интервал, °С, в		Среднее давление за интервал, МПа, в		Средняя плотность за интервал, $кг/м^3$	
				объем, $м^3$		масса брутто, т									
		начало	окончание	начало	окончание	начало	окончание			ПР	БИК	ПР	БИК	$\rho_{пл}$	ρ_v
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Итого масса брутто нефти за смену _____ т.
Итого масса брутто нефти за сутки _____ т.

Операторы предприятия, сдающего нефть: Операторы предприятия, принимающего нефть:

Смену сдал _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Смену сдал _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Смену принял _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Смену принял _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Примечания
1 $\rho_{пл}$ (графа 15) — среднее значение плотности, измеренной поточным ПП.
2 ρ_v (графа 16) — среднее значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к условиям измерений объема согласно МИ 2632 [5].

Приложение В
(рекомендуемое)

Формы актов приема-сдачи нефти по СИКН

В.1 Форма № 1 акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200_____ г. (сдача по СИКН)
(форма для оформления партии нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____
СИКН № _____
Договор об оказании услуг по транспортированию нефти № _____
Маршрутное поручение № _____
Производитель _____
Грузоотправитель _____
Грузополучатель _____
Для _____
Пункт назначения _____
Экспортер (импортер)* _____
Таможенная декларация (ввозная, вывозная)* _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия
действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал
Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия
действующий на основании доверенности от _____ № _____, принял
нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): - на момент начала текущей сдачи: объем, $м^3$ масса, т - на момент завершения текущей сдачи: объем, $м^3$ масса, т				
Объем, $м^3$				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С				
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа				
Плотность нефти, $кг/м^3$, при температуре и давлении при условиях измерений объема				
Плотность нефти при температуре 15 °С, $кг/м^3$				
Плотность нефти при температуре 20 °С, $кг/м^3$				
Поправка на плотность, $кг/м^{3**}$				
№ паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, %, всего в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				

Окончание таблицы

Наименование показателя	Дата			
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				
* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении. ** Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153 [4]).				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.
Обозначение[1)] нефти: _____-_____-_____-_____

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

В.2 Форма № 2 акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти **№ _____ от _____** **СИКН №**
Delivery-acceptance act ***Oil measurement station***

Пункт приема-сдачи нефти _____ Предприятие (владелец) ПСН _____
Receiving point *Enterprise (owner) of RP*

Маршрутное поручение № _____ Договор об оказании услуг по транспортировке нефти _____
Routingt order *Oil transportation agreement*

Производитель _____
Producer

Грузоотправитель _____
Consigner

Грузополучатель _____
Consignee

Пункт назначения _____
Destination

Экспортер (импортер)* _____
*Exporter (importer)**)

Таможенная декларация (ввозная, вывозная) *от* _____ *№* _____
Customs declaration (import, export)

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
Authorized representative of consigner *инициалы, фамилия (full name.)*

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал
Acting on the basis on the Power of Attorney dated delivered

уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
Authorized representative of consignee *инициалы, фамилия (full name.)*

действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
Acting on the basis on the Power of Attorney dated received,

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

нефть следующего количества и качества:
Crude oil with quality and quantity as follows:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН: *system of measuring of oil quantity and indications of oil quality:* - на момент начала текущей сдачи: *as for the moment of begin of the current deliver* объем, $м^3$ *volume, m^3* масса, т *weight, t* - на момент завершения текущей сдачи: *as for the moment of completion of the current deliver* объем, $м^3$ *volume, m^3* масса, т *weight, t*				
Объем нефти, $м^3$ *Oil volume, m^3*				
Масса нефти брутто, т *Crude oil gross weight, t*				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С *Crude oil temperature at volume measurements conditions, °C*				
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа *Crude oil pressure at volume measurements conditions, MPa*				
Плотность при температуре 15 °С кг/$м^3$ *Density at temperature 15 °C kg/m^3*				
Плотность при температуре 20 °С кг/$м^3$ *Density at temperature 20 °C kg/m^3*				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема, кг/$м^3$ *Crude oil density at temperature and pressure at volume measurements conditions, kg/m^3*				
Поправка на плотность** кг/$м^3$ *Density correction**:kg/m^3*				
№ паспорта качества нефти: *№ of crude oil certificate of quality*				
Массовая доля балласта: Всего *Mass part of the ballast:* % *Total*				
В т. ч. *Including.* воды, % *water content* хлористых солей, % *chloride salt content* механических примесей, % *mechanical admixtures*				
Массовая доля серы, % *Mass part of sulfur*				
Масса балласта, т *Ballast weight, t*				

Окончание таблицы

Наименование показателя	Дата			
Масса нефти нетто, т *Oil net weight, t*				
Масса нефти нетто, (прописью) *Oil net weight (in words)*				
* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении. *Complete if there is a data about exporter (importer) in the routing order.* ** Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153 [4]). *Complete in case of malfunction of the densitometer (determine in compliance with МИ 2153* [4]).				

Обозначение[1)] нефти:

Oil classification: _____-_____-_____-_____ ..

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
Delivered личная подпись signature инициалы, фамилия full name Received личная подпись signature инициалы, фамилия full name

М.П. **М.П.**

В.3 Форма № 3 акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для валовых суточных объемов нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200_____ г. (сдача по СИКН)
(форма для валовых объемов нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, принял

нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на момент начала текущей сдачи: объем, м^3 масса, т				
на момент завершения текущей сдачи: объем, м^3 масса, т				
Объем, м^3				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С				

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Окончание таблицы

Наименование показателя	Дата			
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа				
Плотность нефти, кг/м^3, при температуре и давлении при условиях измерений объема				
Поправка на плотность, кг/м^3*				
№ паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, %, всего в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				
* Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153 [4]).				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение [1)] нефти: _____-_____-_____-_____ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Приложение Г
(рекомендуемое)

Формы актов приема-сдачи нефти по резервуарам

Г.1 Форма № 1 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200____ г.
(сдача по резервуарам)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

Договор об оказании услуг по транспортированию нефти № _____

Маршрутное поручение № _____

Производитель _____

Грузоотправитель _____

Грузополучатель _____

Для _____

Пункт назначения _____

Экспортер (импортер)* _____

Таможенная декларация (ввозная, вывозная)* _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, принял

нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Даты			
Номер резервуара				
Уровень нефти: до заполнения, откачки, мм после заполнения, откачки, мм				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти в резервуаре, °С				
Плотность нефти, кг/м^3, при температуре измерений объема				
Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3				
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3				
№ паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, %, всего в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				

Окончание таблицы

Наименование показателя	Даты			
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				
* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении.				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.
Обозначение [1] нефти: _____-_____-_____-_____ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

Г.2 Форма № 2 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200____ г.
(сдача по резервуарам)

Акт приема-сдачи нефти **№ _____ от _____**
Delivery-acceptance act

Пункт приема-сдачи нефти _____ Предприятие (владелец) ПСН _____
Receiving point *Enterprise (owner) of RP*

Маршрутное поручение № _____ Договор об оказании услуг по транспортировке нефти _____
Routingt order *Oil transportation agreement*

Производитель _____
Producer

Грузоотправитель _____
Consigner

Грузополучатель _____
Consignee

Пункт назначения _____
Destination

Экспортер (импортер)* _____
*Exporter (importer)**

Таможенная декларация (ввозная, вывозная) *от* _____ *№* _____
Customs declaration (import, export)

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
Authorized representative of consigner *инициалы, фамилия (full name)*

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал
Acting on the basis on the Power of Attorney dated delivered

уполномоченный представитель принимающей стороны _____
Authorized representative of consignee *инициалы, фамилия (full name)*

действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
Acting on the basis on the Power of Attorney dated received

[1] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [6].

нефть следующего количества и качества:
Crude oil with quality and quantity as follows:

Наименование показателя	Дата			
Номер резервуара Number of storage				
Уровень нефти: *Oil height* до заполнения, откачки, мм *before filling, pumping, mm* После заполнения, откачки, мм *after filling, pumping, mm*				
Масса нефти брутто, т *Crude oil gross weight, t*				
Температура нефти в резервуаре, °С *Crude oil temperature in storage, °C*				
Плотность нефти при температуре измерений объема, кг/м^3 *Crude oil density at temperature in storage, kg/m^3*				
Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 15 °C kg/m^3*				
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 20 °C, kg/m^3*				
№ паспорта качества нефти *№ of crude oil certificate of quality*				
Массовая доля балласта, %, всего *Mass part of the ballast, %, total*				
В т. ч. *Including.* воды, % *water conten, %* хлористых солей, % *chloride salt content, %* механических примесей, % *mechanical admixtures, %*				
Массовая доля серы, % *Mass part of sulfur, %*				
Масса балласта, т *Ballast weight, t*				
Масса нефти нетто, т *Oil net weight, t*				
Масса нефти нетто: (прописью) *Oil net weight (in words)*				
* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении. *Complete if there is a data about exporter (importer) in the routing order.*				

Обозначение[1)] нефти:

Oil classification: __ . ___ . ___ . ___ ..

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
Delivered личная подпись signature инициалы, фамилия full name Received личная подпись signature инициалы, фамилия full name

М.П. **М.П.**

1) На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Г.3 Форма № 3 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для валовых объемов нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 200____ г.
(сдача по резервуарам)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, принял

нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Даты			
Номер резервуара				
Уровень нефти: до заполнения, откачки, мм после заполнения, откачки, мм				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти в резервуаре, °С				
Плотность нефти, кг/м^3, при температуре измерений объема				
№ паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, %, всего в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение[1)] нефти: _____-_____-_____-_____-_____ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Приложение Д
(обязательное)

Формы паспорта качества нефти

Д.1 Форма паспорта качества для поставки нефти на экспорт

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ
CERTIFICATE OF QUALITY
№ _____ от _____ 20____г.

К акту приема-сдачи нефти №
for delivery-acceptance act No _____

Пункт приема-сдачи нефти
Receiving point _____

Номер аттестата аккредитации
certificate of accreditation _____

СИКН №
Oil measurement station _____

Мера вместимости
Measure of storage _____

Дата и время отбора пробы
Date and time of sampling _____

	Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний Measurement method	Результат испытаний Test result
1	Температура нефти при условиях измерений объема, °С *Crude oil temperature at volume measurements conditions, °C*		
2	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа *Crude oil pressure at volume measurements conditions, MPa*		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м^3 *Crude oil density at temperature and pressure at volume measurements conditions, kg/m^3*		
4	Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 20 °C, kg/m^3*		
5	Плотность нефти при 15 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 15 °C, kg/m^3*		
6	Массовая доля воды, % *Water content, mass %*		
7	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3 (%) *Chloride salt content, mgr/dm^3 (%)*		
8	Массовая доля механических примесей, % *Mechanical admixtures, %*		
9	Массовая доля серы, % *Sulphur, mass %*		
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) *Vapor pressure, kPa (mm Hg)*		
11	Выход фракций, %: при температуре до (at T up to) 200 °С *Distillation:* при температуре до (at T up to) 300 °С		

Окончание таблицы

Наименование показателя Quality characteristics		Метод испытаний Measurement method	Результат испытаний Test result
12	Массовая доля парафина, % *Paraffin content, mass %*		
13	Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm) *Hydrogen sulfide content, mg/kg (ppm)*		
14	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm) *Total methyl-ethyl mercaptans, mg/kg (ppm)*		
15	Массовая доля органических хлоридов, млн$^{-1}$ (ppm) *Organic chloride content, mg/kg (ppm)*		

Пункт 3 заполняют по показаниям поточного плотномера (среднее значение плотности нефти за смену).

Пункты 4 и 5 заполняют по показаниям поточного плотномера (среднее значение плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение[1)] нефти

Oil classification: _____-_____-_____-_____ ..

Представитель
испытательной лаборатории _____ _____
личная подпись/signature/ инициалы, фамилия/name/

Представитель сдающей стороны _____
предприятие/company/
_____ _____
личная подпись/signature/ инициалы, фамилия/name/

Представитель принимающей стороны _____
предприятие/company/
_____ _____
личная подпись/signature/ инициалы, фамилия/name/

Д.2 Форма паспорта качества для поставки нефти на экспорт морским транспортом

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ
CERTIFICATE OF QUALITY

№ _____ от _____ 20 ____ г.

Порт погрузки/Port of loading/ _____

Разрешение на вывоз/Export permit/ _____

_____

Проба/Sample/ № _____

Дата отгрузки/Data of loaded/ _____

Название танкера /Tanker/ _____

Количество, тонн Quantity, ton	Брутто/Gross

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний measurement method	Результат испытаний test result
1 Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 20 °C , kg/m^3*		
2 Плотность нефти при 15 °С, кг/м^3 *Crude oil density at temperature 15 °C, kg/m^3*		
3 Массовая доля воды, % *Water content, mass %*		
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3 (%) *Chloride salt content, mgr/dm^3 (%)*		
5 Массовая доля механических примесей, % *Mechanical admixtures, %*		
6 Массовая доля серы, % *Sulphur, mass %*		
7 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) *Vapor pressure, kPa (mm Hg)*		
8 Выход фракций, %: при температуре до (at T up to) 200 °С *Distillation: при температуре до (at T up to) 300 °C*		
9 Массовая доля парафина, % *Paraffin content, mass %*		
10 Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm) *Hydrogen sulfide content, mg/kg (ppm)*		
11 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm) *Total methyl-ethyl mercaptans, mg/kg (ppm)*		
12 Массовая доля органических хлоридов, млн$^{-1}$ (ppm) *Organic chloride content, mg/kg (ppm)*		

Обозначение[1)] нефти
Oil classification: _____-_____-_____-_____ ..

Представитель
испытательной лаборатории _____ _____
личная подпись/signature/ инициалы, фамилия/name/

1) На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [1].

Приложение Е
(рекомендуемое)

Требования к средствам измерений и оборудованию в составе СИКН при применении косвенного метода динамических измерений

Е.1 Состав СИКН

В составе СИКН должны быть следующие блоки: блок измерительных линий (БИЛ), блок измерений показателей качества нефти (БИК), блок поверочной установки (БПУ), система обработки информации (СОИ). При необходимости в состав СИКН можно включать другие блоки.

Е.2 Состав блока измерительных линий

Блок измерительных линий состоит из входного и выходного коллекторов и нескольких измерительных линий (далее — ИЛ): рабочих и резервных. Если на СИКН предусмотрен контроль метрологических характеристик рабочих и резервных ПР по контрольному ПР, в состав БИЛ дополнительно включают контрольную измерительную линию.

В состав каждой измерительной линий должны входить следующие средства измерений и оборудование:

- преобразователи объемного расхода жидкости (турбинные, роторные, лопастные, ультразвуковые и др.) с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,15 % для рабочих и резервных ИЛ и не более ± 0,10 % для контрольной ИЛ;
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,5 %;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

При необходимости в состав ИЛ включают дополнительные средства измерений и оборудование (фильтры, струевыпрямители, датчики перепада давления и др.).

Е.3 Состав блока измерений показателей качества нефти

В состав БИК должны входить следующие средства измерений и оборудование:

- преобразователи плотности поточные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,36 кг/м^3 (рабочий и резервный);
- преобразователи вязкости поточные (рабочий и резервный) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 1,0 %;
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,5 %;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- автоматические пробоотборники (основной и резервный);
- ручной пробоотборник;
- преобразователь расхода с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 5,0 %;
- преобразователь влагосодержания поточный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,1 %.

Допускается включать в состав БИК дополнительные средства измерений и оборудование (солемер, преобразователь сероводержания поточный и др.).

Е.4 Состав блока поверочной установки

В состав БПУ входят следующие средства измерений и оборудование:

- трубопоршневая поверочная установка или компакт-прувер с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,10 %;
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С на входе и выходе ТПУ;
- преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 % на входе и выходе ТПУ;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

При необходимости в состав блока поверочной установки включают поточный плотномер.

Е.5 Система обработки информации

СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

Е.5.1 Обработку сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей.

Е.5.2 Автоматизированное измерение массы нефти, формирование оперативных (двухчасовых) отчетов, а также формирование отчетных документов по приему-сдаче партии нефти.

Е.5.3 Автоматизированное выполнение операций поверки и КМХ с формированием протоколов.

Е.5.4 Отображение и регистрацию измерительной и технологической информации:

- просмотр в реальном масштабе времени режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей;
- пределов измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей;
- просмотр констант и коэффициентов СИ;
- автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);
- оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (вывод сообщения на экран, подача звукового сигнала, вывод на печать);
- регистрация событий в журнале событий.

Е.5.5 Автоматизированное управление и технологический контроль за работой оборудования:

- установку режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей БИК;
- управление задвижками;
- управление пробоотборниками.

Е.5.6 Архивирование данных и сохранение отчетных документов о сдаче нефти не менее одного года.

Е.5.7 Печать отчетных документов, журналов событий, протоколов поверки и контроля.

Е.5.8 Защиту информации и алгоритмов обработки информации от несанкционированного доступа.

Е.5.9 СОИ должна иметь резервирование и систему бесперебойного питания. Погрешность СОИ при расчете массы нефти должен быть не более 0,05 %.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Требования к средствам измерений и оборудованию в составе СИКН при применении прямого метода динамических измерений

Ж.1 Состав СИКН

В составе СИКН должны быть блоки, указанные в Е.1 (приложение Е).

Ж.2 Состав блока измерительных линий

Блок измерительных линий состоит из входного и выходного коллекторов и нескольких измерительных линий (далее — ИЛ): рабочих и резервных. Если на СИКН предусмотрен контроль метрологических характеристик рабочих и резервных массомеров по контрольному массомеру, в состав БИЛ дополнительно включают контрольную измерительную линию.

В состав каждой измерительной линий должны входить следующие средства измерений и оборудование:

- массовые счетчики-расходомеры с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,25 % для рабочих и резервных ИЛ и не более ± 0,20 % для контрольной ИЛ;
- преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,2 %;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

В состав ИЛ допускается включать дополнительные средства измерений и оборудование (фильтры, преобразователи температуры, датчики перепада давления и др.).

На выходном коллекторе БИЛ устанавливают преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

Ж.3 Состав блока измерений показателей качества нефти

В состав БИК должны входить следующие средства измерений и оборудование:

- преобразователи плотности поточные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,36 кг/м^3 (рабочий и резервный);
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,2 %;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- автоматические пробоотборники (основной и резервный);
- ручной пробоотборник;
- преобразователь расхода с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 5,0 %;
- преобразователь влагосодержания поточный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,1 %.

Допускается включать в состав БИК дополнительные средства измерений и оборудование (солемер, преобразователь сероводержания поточный и др.).

По согласованию участников приемо-сдаточных операций на данном ПСП допускается не включать поточные преобразователи плотности в состав БИК.

Ж.4 Состав блока поверочной установки

В состав БПУ входят следующие средства измерений и оборудование:

- трубопоршневая поверочная установка или эталонный массомер с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,10 %;
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С, на входе и выходе ТПУ;
- преобразователь давления с пределами приведенной погрешности ± 0,2 % на входе и выходе ТПУ;
- манометр с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,6 %;
- термометр стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,36 кг/м^3 (допускается не включать в состав БПУ, если ПП установлен в БИК).

Ж.5 Система обработки информации

СОИ должна соответствовать требованиям Е.5 (приложение Е).

Приложение И
(рекомендуемое)

Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти с помощью резервуаров косвенным методом статических измерений

При выполнении измерений массы брутто нефти применяют следующие средства измерений и другие технические средства.

И.1 Меры вместимости

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические или железобетонные вертикальные цилиндрические, с теплоизоляцией и без теплоизоляции, с понтоном или плавающим покрытием или со стационарной крышей (далее — резервуары), вместимостью от 100 до 100000 м^3, с относительной погрешностью определения вместимости:

при геометрическом методе поверки:

± 0,2 % для резервуаров номинальной вместимостью от 100 до 3000 м^3;

± 0,15 % » » » » 4000 м^3;

± 0,1 % » » » » от 5000 до 100000 м^3;

при объемном методе поверки — ± 0,2 %.

И.2 Средства измерений уровня нефти и подтоварной воды

Рулетка измерительная с лотом с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

Уровнемеры радарные, ультразвуковые, магнитострикционные, поплавковые или лазерные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

Переносной электронный измеритель уровня (электронная рулетка) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

И.3 Средства измерений температуры нефти

Термометры ртутные стеклянные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С, используемые для определения температуры нефти в резервуаре.

Термометры цифровые с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С, используемые для определения температуры нефти в резервуаре.

Переносной погружной электронный термометр с разрешающей способностью 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С, используемый для определения температуры нефти в резервуаре.

И.4 Средства измерений плотности нефти

СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти лабораторными методами.

Преобразователи плотности стационарные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

И.5 Система обработки информации

Система обработки информации в составе измерительных систем с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,05 %.

Программные комплексы для расчета массы нефти в резервуаре по результатам измерений.

Обработку результатов измерений допускается выполнять вручную.

Приложение К
(рекомендуемое)

Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре

К.1 Измерение уровня нефти

Проверяют базовую высоту (высотный трафарет) резервуара как расстояние по вертикали между днищем резервуара в точке касания лота рулетки и риской планки измерительного люка. Полученный результат сравнивают с базовой высотой, указанной в градуировочной таблице резервуара или в последнем акте ее ежегодного измерения и нанесенной на трафарете.

Если измеренное значение базовой высоты отличается от значения нанесенного на трафарете более чем на 0,1 %, выявляют причину изменения базовой высоты и устраняют ее. На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, измерения уровня нефти проводят по высоте пустоты резервуара.

Измерения уровня нефти по высоте пустоты резервуара проводят в следующей последовательности:

- опускают рулетку с лотом ниже уровня нефти. Первый отсчет (верхний) по рулетке проводят на уровне риски планки измерительного люка. Затем рулетку с лотом поднимают строго вверх без смещения в стороны и проводят второй отсчет (нижний) по линии смачивания с точностью до 1 мм;
- определяют высоту пустоты как разность верхнего и нижнего отсчетов;
- определяют уровень нефти в резервуаре как разность значения базовой высоты (высотного трафарета) данного резервуара и полученного значения высоты пустоты резервуара.

Если измеренное значение базовой высоты совпадает со значением, нанесенным на трафарете или отличается от него менее чем на 0,1 %, измерения уровня нефти в резервуаре проводят в следующей последовательности:

- опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или опорной плиты, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование резервуара, не допуская волн на поверхности нефти и ударов о днище резервуара. Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии, а место касания лота о днище резервуара должно быть горизонтальным и жестким;
- поднимают ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания;
- показания рулетки отсчитывают с точностью до 1 мм сразу после появления смоченной части над измерительным люком.

Измерения уровня нефти в резервуаре (высоты пустоты) 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 более 1 мм, измерения повторяют дважды и берут среднее по трем наиболее близким измерениям с округлением до 1 мм.

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо.

К.2 Измерение уровня подтоварной воды

Уровень подтоварной воды измеряют с помощью уровнемера или электронной рулетки в соответствии с эксплуатационной документацией на уровнемер или электронную рулетку, или с помощью рулетки с лотом с применением водочувствительной ленты или пасты.

Уровень подтоварной воды с помощью рулетки с лотом с применением водочувствительной ленты или пасты измеряют в следующей последовательности.

Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к лоту рулетки с двух противоположных сторон.

Водочувствительную пасту тонким слоем наносят на поверхность лота рулетки с двух противоположных сторон.

Рулетку опускают в резервуар до касания лотом днища.

Для резкого выделения грани между слоями воды и нефти рулетку выдерживают неподвижно в резервуаре в течение времени, рекомендуемого инструкцией по применению водочувствительной ленты или пасты. Отсчет уровня подтоварной воды проводят с точностью до 1 мм.

Если межслойный уровень на ленте или пасте обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, то измерение следует повторить, нанеся новый слой пасты или прикрепив новую ленту.

Наличие размытой границы раздела «вода-нефть» свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае необходимо повторить измерение после отстоя и расслоения эмульсии.

Приложение Л
(справочное)

Расчет поправки объема нефти, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти

Поправку на изменение объема нефти ΔV, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta V = \frac{M_{\text{понт}}}{\rho_{tv}} - \frac{M_{\text{понт}}}{\rho_{\text{пов}}}, \qquad (Л.1)$$

где $M_{\text{понт}}$ — масса понтона (плавающего покрытия) по протоколу поверки (градуировки) резервуара, кг;

ρ_{tv} — плотность нефти при температуре измерения объема рассчитывают по МИ 2632 [4] или МИ 2153 [4], кг/м^3;

$\rho_{\text{пов}}$ — плотность жидкости, использованная при поверке (градуировке) резервуара для расчета объема жидкости, вытесненной понтоном или плавающим покрытием, по протоколу поверки (градуировки) резервуара, кг/м^3.

Поправку ΔV используют при определении объема нефти в резервуаре при температуре его измерения по формуле

$$V^* = V + \Delta V, \qquad (Л.2)$$

где V^* — объем нефти в резервуаре при температуре его измерения с учетом поправки на изменение объема нефти, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти, м^3;

V — объем нефти, рассчитанный по формуле (10), м^3;

ΔV — поправка на изменение объема нефти, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти, рассчитанная по формуле (Л.1), м^3.

Приложение М
(рекомендуемое)

Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах

М.1 Косвенный метод статических измерений

При выполнении измерений косвенным методом статических измерений применяют следующие средства измерений и оборудование:

- железнодорожные цистерны, прошедшие государственные испытания с целью утверждения типа и поверенные в соответствии с ПМГ 65 [6];
- метрошток с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 2 мм;
- термометры ртутные стеклянные по ГОСТ 28498 или ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С, или переносной погружной электронный термометр с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С;
- водочувствительную ленту или пасту для определения уровня подтоварной воды;
- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти.

М.2 При выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн применяют:

- железнодорожные цистерны;
- весы для статического взвешивания по ГОСТ 29329.

М.3 При выполнении измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах в движении цистерн без расцепки и составов из них применяют:

- железнодорожные цистерны;
- весы для взвешивания транспортных средств в движении по ГОСТ 30414.

Приложение Н
(рекомендуемое)

Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в железнодорожных цистернах

Н.1 Измерение уровня нефти в железнодорожных цистернах

Уровень нефти в цистерне измеряют с помощью метроштока через люк колпака котла цистерны в двух противоположных точках люка по продольной оси цистерны. Метрошток опускают до дна котла вертикально и следят, чтобы он не попадал в углубление для нижних сливных приборов.

Показания по метроштоку отсчитывают по линии смачивания с точностью до 1 мм. При получении расхождений между результатами измерений в двух противоположных точках люка более 1 мм измерения повторяют до совпадения двух последовательных результатов в каждой точке.

За действительное значение общего уровня нефти принимают среднее арифметическое значение результатов измерений в двух противоположных точках люка.

Н.2 Измерение уровня подтоварной воды

Уровень подтоварной воды измеряют с помощью метроштока с применением водочувствительной ленты или пасты.

Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к нижнему концу метроштока с двух противоположных сторон.

Водочувствительная паста тонким слоем наносится на поверхность нижнего конца метроштока с двух противоположных сторон.

Для резкого выделения грани между слоями воды и нефти метрошток выдерживают неподвижно в цистерне в течение времени, рекомендуемого инструкцией по применению водочувствительной ленты или пасты. Отсчет уровня подтоварной воды проводят с точностью до 1 мм.

Если межслойный уровень на ленте или пасте обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, то измерение следует повторить, нанеся новый слой пасты или прикрепив новую ленту.

Наличие размытой границы раздела «вода-нефть» свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае необходимо повторить измерение после отстоя и расслоения эмульсии.

Приложение П
(рекомендуемое)

Требования к средствам измерений и оборудованию при измерениях массы нефти в танках наливных судов

При измерениях массы нефти в танках наливных судов применяют следующие средства измерений и оборудование:

П.1 Меры вместимости

Резервуары (танки) речных и морских наливных судов с относительной погрешностью определения вместимости не более 0,30 %.

П.2 Средства измерений уровня

Рулетки измерительные с лотом 2-го класса точности по ГОСТ 7502.

Переносные электронные измерители уровня с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 мм.

Уровнемеры радарные, ультразвуковые, магнитострикционные, поплавковые и лазерные, в том числе в составе автоматизированных систем коммерческого учета нефти (далее — АСУ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 мм.

П.3 Средства измерений температуры

Термометры с ценой деления 0,1 °С или переносные электронные термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С.

Преобразователи температуры, входящие в состав АСУ с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С.

П.4 Средства измерений плотности

Плотномеры переносные с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

П.5 Система обработки информации

СОИ с пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

П.6 Вспомогательное оборудование

Переносные пробоотборники по ГОСТ 2517.

Бензиновые индикаторные пасты типов «Color Gut», «Навигатор» или их смеси.

Приложение Р
(рекомендуемое)

Методика измерений уровня нефти и подтоварной воды в танках наливных судов

Для определения количества нефтегруза в танках судна проводят измерение либо уровня нефтегруза, либо высоты незаполненного объема танка (пустоты). Базовую высоту, указанную в судовых градуировочных таблицах, следует проверять измерением глубины танка от установленной реперной точки отсчета до дна танка или базового столика.

Базовую высоту танка проверяют как расстояние по вертикали между днищем танка в точке касания лота рулетки и риской планки измерительного люка. Полученный результат сравнивают со значением базовой высоты, установленной при поверке танка. Если значение базовой высоты, измеренной при поверке танка, отличается от полученного результата более чем на 0,1 % от значения базовой высоты, выявляют причину изменения базовой высоты и устраняют ее. На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти проводить по высоте пустоты танка.

Наносят водочувствительную пасту тонким слоем (0,2—0,3 мм) на поверхность лота или измерительной ленты в месте предполагаемого смачивания нефтью полосками с двух противоположных сторон.

Для измерения высоты пустоты рулетку с лотом опускают ниже уровня нефти. Первый отсчет (верхний) берут по рулетке на уровне риски планки измерительного люка. Для облегчения измерения и расчетов высоты пустоты рекомендуется при проведении измерений совмещать отметку целых значений метра на шкале рулетки с риской планки замерного люка. Рулетку с лотом с водочувствительной пастой выдерживают в танке неподвижно в течение времени, указанного в описании водочувствительной пасты.

Затем рулетку поднимают строго вверх без смещения в стороны и берут отсчет на месте смоченной части ленты (или лота) нефтью (нижний отсчет).

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

Уровень нефти в танке определяют вычитанием полученного значения из паспортной величины базовой высоты (высотного трафарета) данного танка.

Измерение высоты пустоты в танке проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерения пустоты принимают их среднее значение с округлением до 1 мм. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения повторяют дважды и берут среднее значение по трем наиболее близким измерениям с округлением до 1 мм.

Если базовая высота ($H_б$) отличается от результата ее измерения менее чем на 0,1 % $H_б$, измерения уровня нефти в танке проводят в следующей последовательности.

Опускают ленту рулетки с лотом с водочувствительной пастой медленно до касания лотом днища или опорной плиты, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти, не допуская волн. Лента рулетки находится в натянутом состоянии, а место касания лота о днище танка горизонтальное и жесткое.

Рулетку с лотом с водочувствительной пастой при определении уровня нефти выдерживают в танке неподвижно в течение времени, необходимого для изменения цвета чувствительного слоя и резкого выделения границы нефти.

Поднимают ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

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

Измерения уровня нефти в танке проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение с округлением до 1 мм. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения повторяют дважды и берут среднее по трем наиболее близким измерениям.

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой ветошью насухо.

Библиография

[1]	ГОСТ Р 51858—2002	Нефть. Общие технические условия
[2]	МИ 2837—2003	Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение
[3]	ASTM D 1298	Стандартный метод определения плотности, относительной плотности (удельного веса) или плотности в градусах API сырой нефти и жидких нефтепродуктов ареометром
[4]	МИ 2153—2004	Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях
[5]	МИ 2632—2001	Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета
[6]	ПМГ 65—2003	Государственная система обеспечения единства измерений. Цистерны железнодорожные. Общие требования к методикам поверки объемным методом

УДК 53.089.6:621.642.2/3.001.4:531.73:006.354 МКС 17.020

Ключевые слова: масса, масса брутто товарной нефти, масса балласта, масса нетто товарной нефти, магистральные нефтепроводы, пункт приема-сдачи, объем, система измерений, поверка, контроль метрологических характеристик, акт приема-сдачи, паспорт качества

Редактор переиздания *Г.Н. Симонова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 28.11.2019. Подписано в печать 06.12.2019. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал
Усл. печ. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,63.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru