ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.903— 2015

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методики (методы) измерений

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть» (ООО «НИИ Транснефть»), федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»), открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 24 «Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 ноября 2015 г. № 1976-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Апрель 2017 г.

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2017

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 Сокращения 3
5 Основные положения 3
6 Обеспечение единства измерений 3
7 Требования к квалификации персонала 3
8 Требования безопасности 4
9 Требования охраны окружающей среды 4
10 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений 4
10.1 Требования к погрешности измерений 4
10.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам 4
10.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений 5
10.4 Подготовка к выполнению измерений 5
10.5 Порядок выполнения измерений 6
10.6 Обработка результатов измерений 6
10.7 Оформление результатов измерений 8
10.8 Определение погрешности результатов измерений 9
11 Измерение массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений 10
11.1 Требования к погрешности измерений 10
11.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам 10
11.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений 11
11.4 Подготовка к выполнению измерений 11
11.5 Порядок выполнения измерений 11
11.6 Обработка результатов измерений 11
11.7 Оформление результатов измерений 12
11.8 Определение погрешности результатов измерений 12
12 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений 12
12.1 Требования к погрешности измерений 12
12.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам 13
12.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений 13
12.4 Подготовка к выполнению измерений 14
12.5 Порядок выполнения измерений 14
12.6 Обработка результатов измерений 17
12.7 Оформление результатов измерений 21
12.8 Определение погрешности результатов измерений 21
13 Измерение массы нефти и нефтепродуктов прямым методом статических измерений 24
13.1 Требования к погрешности измерений 24
13.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам 24
13.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений 24
13.4 Подготовка к выполнению измерений 25
13.5 Порядок выполнения измерений 25
13.6 Обработка результатов измерений 26

13.7 Оформление результатов измерений 26
13.8 Определение погрешности результатов измерений 26
14 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе 27
14.1 Требования к погрешности измерений 27
14.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам 27
14.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений 28
14.4 Подготовка к выполнению измерений 28
14.5 Порядок выполнения измерений 28
14.6 Обработка результатов измерений 29
14.7 Оформление результатов измерений 30
14.8 Определение погрешности результатов измерений 30
Приложение А (обязательное) Порядок определения коэффициентов *CTL* и *CPL* 32
Библиография 34

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методики (методы) измерений

State system for ensuring the uniformity of measurements. Mass of petroleum and petroleum products. Procedures of measurements

Дата введения — 2016—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на методики (методы) измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов и устанавливает порядок их выполнения.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.009 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.247 Государственная система обеспечения единства измерений. Метроштоки для измерений уровня нефтепродуктов в горизонтальных резервуарах. Методика поверки

ГОСТ 8.346 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

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

ГОСТ 8.600 Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки

ГОСТ 12.1.030 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 33 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 400 Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 1756 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Метод 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 13196 Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 18481 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия

ГОСТ 21534 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

Издание официальное

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

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

ГОСТ 31378 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.563 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.580 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов

ГОСТ Р 8.736 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения

ГОСТ Р 51069 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 52050 Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (Jet A-1). Технические условия

ГОСТ Р 52340 Нефть. Определение давления паров методом расширения

ГОСТ Р 53228 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания

ГОСТ Р 54500.1 Неопределенность измерения. Часть 1. Введение в руководства по неопределенности измерения

ГОСТ Р 54500.3 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

ГОСТ Р 54500.3.1 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло

ГОСТ Р ИСО 5725-1 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 1. Основные положения и определения

ГОСТ Р ИСО 5725-6 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **косвенный метод динамических измерений**: Метод динамических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в трубопроводах.

3.2 **косвенный метод статических измерений**: Метод статических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, мерах полной вместимости.

3.3 **косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе**: Метод, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений гидростатического давления и уровня нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости.

3.4 **масса балласта**: Масса воды, солей и механических примесей в нефти.

3.5 **масса брутто нефти**: Масса нефти, показатели которой соответствуют ГОСТ Р 51858 и ГОСТ 31378.

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

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

Примечание — К мерам вместимости относятся вертикальные резервуары, горизонтальные резервуары, резервуары (танки) речных и морских наливных судов, железнодорожные цистерны.

3.8 **мера полной вместимости**: Средство измерений объема нефти/нефтепродуктов, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения.

Примечание — К мерам полной вместимости относятся автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны.

3.9 **прямой метод динамических измерений**: Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением преобразователей массового расхода в трубопроводах.

3.10 **прямой метод статических измерений**: Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением весов.

3.11 **стандартные условия**: Условия, соответствующие температуре нефти/нефтепродуктов 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ПП — преобразователь плотности;

СИ — средство измерений;

СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;

СИКНП — система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;

СОИ — система обработки информации.

5 Основные положения

5.1 Для измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов, транспортируемых по трубопроводам, применяют:

а) косвенный метод динамических измерений;

б) прямой метод динамических измерений.

5.2 Для измерений массы нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют:

а) прямой метод статических измерений;

б) косвенный метод статических измерений;

в) косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

5.3 Нефть должна соответствовать ГОСТ Р 51858 или ГОСТ 31378.

6 Обеспечение единства измерений

При измерениях массы нефти/нефтепродуктов применяют СИ, СИКН/СИКНП утвержденного типа в соответствии с административным регламентом [1], прошедшие поверку в соответствии с [2].

7 Требования к квалификации персонала

7.1 К выполнению работ должны допускаться лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию оператора товарного не ниже 4 разряда в соответствии с [3], соответствующую выполняемой работе, прошедшие в установленном порядке обязательный медицинский осмотр (обследование) и не имеющие медицинских противопоказаний, прошедшие вводный инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, первичный инструктаж на рабочем месте по охране труда, первичный инструктаж по

пожарной безопасности, обучение и проверку знаний требований охраны труда и методов оказания первой доврачебной помощи пострадавшим, стажировку и допуск к самостоятельной работе.

7.2 Допущенный к работе персонал должен знать эксплуатационную документацию на СИ и вспомогательные устройства и уметь выполнять операции, предусмотренные настоящим стандартом.

8 Требования безопасности

8.1 При выполнении работ должны соблюдаться требования охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

8.2 Пожарная безопасность и взрывобезопасность должны обеспечиваться в соответствии с [4] и [5].

8.3 Применяемое электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с ГОСТ 12.1.030.

8.4 Применяемое электрооборудование должно иметь сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям технических регламентов или заключение экспертизы промышленной безопасности.

8.5 СИ, электрооборудование и вспомогательные устройства должны использоваться в соответствии с руководствами (инструкциями) по эксплуатации.

8.6 Конструкция СИ, электрооборудования и вспомогательных устройств должны обеспечивать возможность удобного и безопасного выполнения операций с применением средств индивидуальной защиты.

8.7 При возникновении неисправностей, аварийной разгерметизации оборудования работы должны быть прекращены. Возобновление работ допускается только после выявления и устранения причин их возникновения.

9 Требования охраны окружающей среды

Безопасность окружающей среды должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти/нефтепродуктов во время измерений.

10 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений

10.1 Требования к погрешности измерений

10.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов составляют ± 0,25 %.

10.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляют ± 0,35 %.

10.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

10.2.1 Для выполнения измерений применяют:

а) СИКН с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти ± 0,25 % и массы нетто нефти ± 0,35 %;

б) СИКНП с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов ± 0,25 %.

10.2.2 Для выполнения измерений допускается применять следующие СИ, используемые автономно или в составе СИКН/СИКНП:

а) преобразователи объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,15 %;

б) преобразователи давления с электрическим выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 %;

в) преобразователи температуры с электрическим выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 °С;

г) поточные ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 кг/м^3;

д) поточные преобразователи вязкости с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 1 %;

е) преобразователи влагосодержания в нефти с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 %.

10.2.3 При отказе (отсутствии) преобразователей давления, преобразователей температуры, поточных ПП, поточных преобразователей вязкости допускается применять:

а) манометры с классом точности не ниже 0,6;

б) термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С;

в) автоматические лабораторные СИ плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,36 кг/м^3 или СИ по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069;

г) автоматические лабораторные СИ вязкости с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 1 % или СИ по ГОСТ 33.

10.2.4 СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

а) массовой доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;

б) массовой доли хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;

в) массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

10.2.5 В качестве вспомогательных устройств для СИ, используемых автономно, применяют:

а) пробозаборное устройство;

б) автоматический пробоотборник;

в) ручной пробоотборник с диспергатором.

10.2.6 Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

10.2.7 Программное обеспечение, применяемое для измерений, регистрации и обработки результатов измерений, должно быть защищено от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, их регистрации и обработки.

10.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений

10.3.1 Расход нефти/нефтепродуктов через преобразователи объемного расхода (турбинные, ультразвуковые, роторные, лопастные) должен находиться в пределах рабочего диапазона расхода, указанного в свидетельстве о поверке.

10.3.2 Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после преобразователя объемного расхода должно быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{изб} = 2,06P_н + 2\Delta P, \quad (10.1)$$

где $P_н$ — давление насыщенных паров, МПа (определяют в соответствии с ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340);

ΔP — перепад давления на преобразователе объемного расхода, МПа (определяют по технической документации на преобразователи объемного расхода).

Примечание — При отличии формулы в технической документации на преобразователь объемного расхода для расчета значения избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$ от приведенной следует проводить расчет по технической документации.

10.3.3 Условия применения СИКН, СИКНП и СИ должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации.

10.4 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

а) СИКН, СИКНП и СИ подготавливают к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;

б) проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИКН, СИКНП, СИ, целостность пломб и/или клейм СИ;

в) проверяют выполнение условий измерений согласно 10.3.

10.5 Порядок выполнения измерений

10.5.1 При косвенном методе динамических измерений должны выполняться следующие операции:

а) измерение объема нефти/нефтепродуктов;

б) измерение плотности нефти/нефтепродуктов;

в) измерение давления и температуры нефти/нефтепродуктов;

г) определение составляющих балласта нефти.

10.5.2 Если вязкость нефти влияет на характеристики преобразователей объемного расхода, необходимо контролировать диапазон вязкости, в котором работает преобразователь объемного расхода. Вязкость нефти измеряют с периодичностью, установленной стандартами организации.

10.5.3 При отказе (отсутствии) поточных ПП плотность нефти/нефтепродуктов измеряют по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069 и [6]. Коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти/нефтепродуктов определяют в соответствии с [7]. Допускается проводить измерение плотности нефти/нефтепродуктов по методикам измерений, аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

10.5.4 При отсутствии или отказе поточного вискозиметра кинематическую вязкость нефти/нефтепродуктов определяют по ГОСТ 33 при температуре нефти/нефтепродуктов в СИ объемного расхода.

10.5.5 Отбор проб выполняют по ГОСТ 2517.

10.5.6 Массу нетто нефти вычисляют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта вычисляют как общую массу воды, солей и механических примесей в нефти.

10.5.7 Массовую долю воды в нефти определяют с применением преобразователя влагосодержания или по ГОСТ 2477. Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370.

10.5.8 Массовую долю воды, хлористых солей, механических примесей в нефти в испытательной (аналитической) лаборатории определяют с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

10.6 Обработка результатов измерений

10.6.1 При применении СИКН/СИКНП обработку результатов измерений осуществляют с применением СОИ в составе СИКН/СИНКП. При применении автономных СИ обработку результатов измерений осуществляют с применением аттестованного программного обеспечения либо вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

10.6.2 Плотность нефти/нефтепродуктов, измеренную с применением поточного ПП, приведенную к плотности при температуре 15 °С, $\rho_{15}^{д}$, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{15}^{д} = \frac{\rho_{изм}^{д}}{CTL_{р}^{д} CPL_{р}^{д}}, \qquad (10.2)$$

где $\rho_{изм}^{д}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная при температуре и давлении нефти/нефтепродуктов в ПП, кг/м^3;

$CTL_{р}^{д}$ — коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в ПП на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту *CTL* в соответствии с приложением А;

$CPL_{р}^{д}$ — коэффициент, учитывающий влияние давления нефти/нефтепродуктов в ПП на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту *CPL* в соответствии с приложением А.

10.6.3 Плотность нефти/нефтепродуктов, измеренную с применением ареометра или лабораторного плотномера в лаборатории в объединенной пробе, приведенную к плотности при температуре 15 °С, $\rho_{15}^{л}$, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{15}^{л} = \frac{\rho_{изм}^{л} K}{CTL_{р}^{л}}, \qquad (10.3)$$

где $\rho^{л}_{изм}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная с помощью ареометра или с помощью лабораторного плотномера в лабораторных условиях с учетом систематической погрешности метода по [6], кг/м^3;

$CTL^{л}_{р}$ — коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту *CTL* в соответствии с приложением А;

K — поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров, определяемый по [6], [7]. При измерении плотности с помощью лабораторного плотномера его принимают равным единице.

10.6.4 Плотность нефти/нефтепродуктов, приведенную к плотности при температуре 20 °С, ρ_{20}, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{20} = \rho_{15} \exp\left[-\beta_{15} 5(1 + 4\beta_{15})\right], \quad (10.4)$$

где ρ_{15} — плотность нефти/нефтепродуктов, приведенная к плотности при температуре 15 °С, определяемая по формуле (10.2) или (10.3) в зависимости от применяемых СИ;

β_{15} — коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов, определяемый в соответствии с приложением А.

10.6.5 Объем нефти/нефтепродуктов, приведенный к объему при температуре 15 °С, V_{15}, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{15} = V_{изм} \cdot CTL_V \cdot CPL_V, \quad (10.5)$$

где $V_{изм}$ — объем нефти/нефтепродуктов, измеренный при температуре и давлении нефти/нефтепродуктов в преобразователе расхода, м^3;

CTL_V — коэффициент, учитывающий влияние температуры в преобразователе расхода на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту *CTL* в соответствии с приложением А;

CPL_V — коэффициент, учитывающий влияние давления в преобразователе расхода на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту *CPL* в соответствии с приложением А.

10.6.6 Объем нефти/нефтепродуктов V_{20}, м^3, приведенный к объему при температуре 20 °С, вычисляют по формуле

$$V_{20} = V_{15} \exp\left[\beta_{15} 5(1 + 4\beta_{15})\right]. \quad (10.6)$$

10.6.7 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов $m^{д}_{1}$, т, при измерениях объема нефти/нефтепродуктов с помощью преобразователя расхода и плотности нефти/нефтепродуктов с помощью ПП, ареометра, лабораторного плотномера с последующим приведением результатов измерений к объему и плотности при стандартных условиях вычисляют по формуле

$$m^{д}_{1} = \rho^{д}_{0} V^{д}_{0} \cdot 10^{-3}, \quad (10.7)$$

где $\rho^{д}_{0}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, приведенная к плотности при стандартных условиях, кг/м^3, вычисляемая по формуле (10.2) или (10.3), или (10.4) в зависимости от применяемых СИ;

$V^{д}_{0}$ — объем нефти/нефтепродуктов, приведенный к объему при стандартных условиях, м^3, вычисляемый по формуле (10.5) или (10.6) в зависимости от требуемой температуры.

10.6.8 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов $m_2^д$, т, при измерениях объема нефти/нефтепродуктов с помощью преобразователя расхода и плотности нефти/нефтепродуктов с помощью поточного ПП с последующим приведением результатов измерений плотности нефти/нефтепродуктов к условиям измерений их объема допускается вычислять по формуле

$$m_2^д = \rho_{изм}^д V_{изм}\left[1+\beta\left(T_\rho^д - T_V^д\right)+\gamma\left(P_V^д - P_\rho^д\right)\right]10^{-3}, \quad (10.8)$$

где β — коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов, определяемый по [7];

$T_\rho^д$ — температура нефти/нефтепродуктов в ПП, °С;

$T_V^д$ — температура нефти/нефтепродуктов в преобразователе расхода, °С;

γ — коэффициент сжимаемости нефти/нефтепродуктов, определяемый по [7];

$P_\rho^д$ — избыточное давление нефти/нефтепродуктов в ПП, МПа;

$P_V^д$ — избыточное давление нефти/нефтепродуктов в преобразователе расхода, МПа.

10.6.9 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов $m_3^д$, т, при измерениях объема нефти/нефтепродуктов с помощью преобразователя расхода и плотности нефти/нефтепродуктов с помощью ареометра в объединенной пробе или с помощью лабораторного плотномера с последующим приведением результатов измерений плотности нефти/нефтепродуктов к плотности при условиях измерений их объема допускается вычислять по формуле

$$m_3^д = \rho_{изм}^д V_{изм}\left[1+\beta\left(T_\rho^л - T_V^д\right)+\gamma P_V\right]K10^{-3}, \quad (10.9)$$

где P_V — избыточное давление нефти/нефтепродуктов при измерениях их объема, МПа;

$T_\rho^л$ — температура нефти/нефтепродуктов при измерении плотности, °С.

10.6.10 Формулы (10.8), (10.9) применяют при разности температур при измерениях плотности и объема нефти/нефтепродуктов не более 15 °С. При разности температур при измерениях плотности и объема нефти/нефтепродуктов более 15 °С вычисления проводят при приведении результатов к стандартным условиям.

10.6.11 Массу нетто нефти $m_н$, т, вычисляют по формуле

$$m_н = m - m_б, \quad (10.10)$$

где m — масса брутто нефти, т, вычисляемая по формуле (10.7) или (10.8), или (10.9) в зависимости от применяемых СИ и условий измерений;

$m_б$ — масса балласта, т, вычисляемая по формуле

$$m_б = m\frac{W_{МВ}+W_{ХС}+W_{МП}}{100}, \quad (10.11)$$

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

$W_{ХС}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{МП}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

10.7 Оформление результатов измерений

Оформление результатов измерений при применении СИКН/СИКНП осуществляется с применением СОИ в составе СИКН/СИНКП. При применении автономных СИ обработка результатов измерений осуществляется с применением аттестованного программного обеспечения либо вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

10.8 Определение погрешности результатов измерений

10.8.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов при косвенном методе динамических измерений и последующем приведении плотности и объема нефти/нефтепродуктов к плотности и объему при стандартных условиях $\delta m^{Д}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta m^{Д} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_V^2 + G^2\left(\delta_\rho^{\,2} + \beta^{\,2}10^4\Delta T_\rho^{\,2}\right) + \beta^{\,2}10^4\Delta T_V^{\,2} + \delta_N^{\,2}}, \quad (10.12)$$

где δ_V — относительная погрешность измерений объема нефти/нефтепродуктов, %. За δ_V принимают относительную погрешность СИ объема нефти/нефтепродуктов, если сумма остальных составляющих погрешности измерений объема нефти/нефтепродуктов является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009;

δ_ρ — относительная погрешность измерений плотности нефти/нефтепродуктов, %;

ΔT_ρ, ΔT_V — абсолютные погрешности измерений температуры нефти/нефтепродуктов при измерениях их плотности и объема соответственно, °С;

δ_N — предел допускаемой относительной погрешности СОИ (по свидетельству об утверждении типа или свидетельству о поверке), %;

G — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_\rho}, \quad (10.13)$$

где T_V, T_ρ — температуры нефти/нефтепродуктов при измерениях их объема и плотности соответственно, °С.

10.8.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов при косвенном методе динамических измерений и последующем приведении плотности нефти/нефтепродуктов к условиям измерений их объема $\delta m_{п}^{Д}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta m_{п}^{Д} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{V\rho}^2 + \delta_\rho^{\,2} + \delta T_{V\rho}^2 + \delta_N^{\,2}}, \quad (10.14)$$

где $\delta_{V\rho}$ — относительная погрешность измерений объема нефти/нефтепродуктов, %;

$\delta T_{V\rho}$ — составляющая относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов за счет абсолютных погрешностей измерений температур нефти/нефтепродуктов при измерениях их объема и плотности, %, вычисляемая по формуле

$$\delta T_{V\rho} = \pm\left[\frac{100\beta}{1 + \beta\left(T_\rho - T_V\right)}\right]\sqrt{\Delta T_\rho^2 + \Delta T_V^2}. \quad (10.15)$$

10.8.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_{кн}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{кн} = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (10.16)$$

где $\Delta W_{МВ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

δ_m — предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %.

10.8.4 Оценивание погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов должно осуществляться с учетом [8].

10.8.5 Формы представления и способы округления результатов вычислений должны соответствовать [9].

10.8.6 Погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается оценивать вычислением неопределенности измерений массы нефти/нефтепродуктов по ГОСТ Р 54500.1, ГОСТ Р 54500.3, ГОСТ Р 54500.3.1, а также определением точности (правильности и прецизионности) по ГОСТ Р ИСО 5725-1, ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества нефти/нефтепродуктов, используемых для расчета их массы.

10.8.7 Рассчитанные значения допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов сравнивают со значениями, приведенными в 10.1.

11 Измерение массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений

11.1 Требования к погрешности измерений

11.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов составляют ± 0,25 %.

11.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляют ± 0,35 %.

11.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

11.2.1 Для выполнения измерений применяют:

а) СИКН с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти ± 0,25 % и массы нетто нефти ± 0,35 %.

б) СИКНП с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов ± 0,25 %.

11.2.2 Для выполнения измерений допускается применять следующие СИ, используемые автономно:

а) преобразователи массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,25 %;

б) преобразователи давления с электрическим выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 %;

в) преобразователи влагосодержания в нефти с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 %.

11.2.3 При отказе (отсутствии) преобразователей давления, преобразователей температуры допускается применять:

а) манометры с классом точности не ниже 0,6.

11.2.4 СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

а) массовой доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;

б) массовой доли хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;

в) массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

11.2.5 В качестве вспомогательных устройств для СИ, используемых автономно, должны применяться:

а) пробозаборное устройство;

б) автоматический пробоотборник;

в) ручной пробоотборник с диспергатором.

11.2.6 Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

11.2.7 Программное обеспечение, применяемое для измерений, регистрации и обработки результатов измерений, должно быть защищено от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, их регистрации и обработки.

11.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений

11.3.1 Расход нефти/нефтепродуктов через преобразователи массового расхода должен находиться в пределах рабочего диапазона расхода, указанного в свидетельстве о поверке.

11.3.2 Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после преобразователя массового расхода должно быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{изб} = 2{,}06P_н + 2\Delta P, \quad (11.1)$$

где $P_н$ — давление насыщенных паров, МПа (определяют в соответствии с ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340);

ΔP — перепад давления на преобразователе массового расхода, МПа (определяют по технической документации на преобразователи массового расхода).

Примечание — При отличии формулы в технической документации на преобразователь объемного расхода для расчета значения избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$ от приведенной следует проводить расчет по технической документации.

11.3.3 Условия применения СИКН, СИКНП и СИ должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации.

11.4 Подготовка к выполнению измерений

11.4.1 При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

а) проводят подготовку СИКН, СИКНП и СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;

б) проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИКН, СИКНП, СИ, целостность пломб и/или клейм СИ;

в) проверяют выполнение условий измерений согласно 11.3.

11.5 Порядок выполнения измерений

11.5.1 При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти и массу нефтепродуктов измеряют непосредственно с применением преобразователей массового расхода.

11.5.2 Массу нетто нефти вычисляют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта вычисляют как общую массу воды, солей и механических примесей в нефти.

11.5.3 Массовую долю воды в нефти определяют с применением преобразователя влагосодержания или по ГОСТ 2477. Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370.

11.5.4 Допускается проводить измерения массовой доли воды, хлористых солей, механических примесей с применением измерительных преобразователей.

11.5.5 Массовую долю воды, хлористых солей, механических примесей в нефти в испытательной лаборатории определяют с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

11.6 Обработка результатов измерений

11.6.1 При применении СИКН/СИКНП обработка результатов измерений осуществляется с применением СОИ в составе СИКН/СИНКП. При применении автономных СИ обработка результатов измерений осуществляется с применением аттестованного программного обеспечения либо вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

11.6.2 При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти и массу нефтепродуктов измеряют при помощи преобразователя массового расхода.

11.6.3 Массу нетто нефти $m_н$, т, вычисляют по формуле

$$m_н = m - m_б, \quad (11.2)$$

где m — масса брутто нефти, т;

$m_б$ — масса балласта, т, вычисляемая по формуле

$$m_б = m\frac{W_{МВ} + W_{ХС} + W_{МП}}{100}, \quad (11.3)$$

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

$W_{ХС}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{МП}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

11.7 Оформление результатов измерений

Оформление результатов измерений при применении СИКН/СИКНП осуществляется с применением СОИ в составе СИКН/СИНКП. При применении автономных СИ обработка результатов измерений осуществляется с применением аттестованного программного обеспечения либо вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

Результаты измерений уровня, температуры и плотности нефти/нефтепродуктов, вычислений массы нефти/нефтепродуктов заносят в журналы регистрации измерений и акты, оформленные с соответствии со стандартами организаций.

11.8 Определение погрешности результатов измерений

11.8.1 При прямом методе динамических измерений погрешностью измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов следует считать погрешность преобразователя массового расхода.

11.8.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_н$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{пн} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_m^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (11.4)$$

где $\Delta W_{МВ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

δ_m — предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением преобразователей массового расхода, %.

11.8.3 Оценивание погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов при прямых методах динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов проводят по ГОСТ Р 8.736 и [10].

11.8.4 Формы представления и способы округления результатов вычислений должны соответствовать [9].

11.8.5 Погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается оценивать вычислением неопределенности измерений массы нефти/нефтепродуктов по ГОСТ Р 54500.1, ГОСТ Р 54500.3, ГОСТ Р 54500.3.1, а также определением точности (правильности и прецизионности) по ГОСТ Р ИСО 5725-1, ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества нефти/нефтепродуктов, используемых для расчета его массы.

11.8.6 Рассчитанные значения допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов сравнивают со значениями, приведенными в 11.1.

12 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений

12.1 Требования к погрешности измерений

12.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов составляют:

а) ± 0,65 % — при массе нефти и нефтепродуктов до 120 т;

б) ± 0,50 % — при массе нефти и нефтепродуктов 120 т и более.

12.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляют:

а) ± 0,75 % — при массе нефти до 120 т;

б) ± 0,60 % — при массе нефти 120 т и более.

12.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

12.2.1 Для выполнения измерений должны применяться следующие СИ:

а) меры вместимости с погрешностью по методике поверки;

б) меры полной вместимости с погрешностью по методике поверки;

в) ПП (лабораторный, переносной) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,5 кг/м^3;

г) преобразователи температуры (в т. ч. входящие в состав стационарных уровнемеров, переносного электронного измерителя уровня или плотномера) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 °С;

д) стационарный уровнемер или переносной электронный измеритель уровня или электронная рулетка с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ± 3 мм;

е) СОИ (при наличии автоматизированной системы учета нефти/нефтепродуктов в резервуарах).

12.2.2 Для выполнения измерений допускается применять измерительные каналы уровня и температуры нефти/нефтепродукта, уровня подтоварной воды автоматизированной системы учета нефти/нефтепродуктов в резервуарах, соответствующие 12.1.

12.2.3 При отказе (отсутствии) ПП (лабораторного, переносного), преобразователей температуры, стационарного уровнемера, переносного электронного измерителя уровня или электронной рулетки допускается применять следующие СИ:

а) ареометры типа АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления 0,5 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,5 кг/м^3;

б) термометры стеклянные по ГОСТ 28498, ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С;

в) рулетки измерительные с грузом (лотом) 3 класса точности по ГОСТ 7502 с ценой деления 1 мм или метроштоки по ГОСТ 8.247 с ценой деления 1 мм с допускаемым отклонением общей длины шкалы по всей длине шкалы ± 2 мм.

12.2.4 СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

а) массовой доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;

б) массовой доли хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;

в) массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

12.2.5 В качестве вспомогательных устройств должны применяться:

а) переносной или стационарный пробоотборники по ГОСТ 2517, ГОСТ 13196;

б) водочувствительная паста или лента для определения уровня подтоварной воды;

в) бензочувствительная паста для определения уровня нефтепродукта;

г) испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения плотности, — в соответствии с ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069, или [6].

12.2.6 Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

12.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений

12.3.1 Условия применения СИ, испытательного оборудования и технических средств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации.

12.3.2 Выполнение измерений плотности нефти/нефтепродуктов в лаборатории проводят при следующих климатических условиях:

а) температура окружающего воздуха — (20 ± 5) °С;

б) атмосферное давление — (101,3 ± 4) КПа;

в) относительная влажность воздуха — от 30 % до 80 %.

12.3.3 Выполнение измерений плотности нефти/нефтепродукта в испытательной (аналитической) лаборатории проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или [6].

12.4 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

а) проводят подготовку СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;

б) проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ, целостность пломб и/или клейм СИ;

в) проверяют выполнение условий измерений согласно 12.3.

12.5 Порядок выполнения измерений

12.5.1 Общие требования

12.5.1.1 При измерении массы нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости выполняют следующие операции:

а) проверка базовой высоты (для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов);

б) измерение уровня нефти/нефтепродуктов;

в) измерение уровня подтоварной воды;

г) отбор пробы;

д) измерение температуры и плотности нефти/нефтепродуктов;

е) определение балласта нефти.

12.5.1.2 При измерении массы нефти/нефтепродуктов в мерах полной вместимости выполняют следующие операции:

а) определение объема нефти/нефтепродуктов по свидетельству о поверке меры полной вместимости;

б) отбор пробы;

в) измерение температуры и плотности нефти/нефтепродуктов;

г) определение балласта нефти.

12.5.1.3 Определение вместимости при применении косвенного метода статических измерений и косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, проводят по следующим нормативным документам:

а) вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров — по ГОСТ 8.570;

б) вместимость стальных горизонтальных цилиндрических резервуаров — по ГОСТ 8.346;

в) вместимость железобетонных резервуаров — по методикам (методам) измерений, соответствующим ГОСТ Р 8.563, и документам на методику поверки, соответствующим [11];

г) вместимость железнодорожных цистерн — по документам на методику поверки, соответствующим [11];

д) вместимость автоцистерн — по ГОСТ 8.600;

е) вместимость резервуаров (танков) речных и морских судов — по документам на методику поверки, соответствующим [11].

12.5.2 Проверка базовой высоты мер вместимости

12.5.2.1 Проверка базовой высоты проводится для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов.

12.5.2.2 Допускается совмещать проверку базовой высоты с измерением уровня нефти/нефтепродуктов.

12.5.2.3 Ленту рулетки и метрошток до и после измерений протирают ветошью насухо.

12.5.2.4 Базовую высоту мер вместимости проверяют перед каждым измерением уровня.

12.5.2.5 Базовую высоту мер вместимости измеряют измерительной рулеткой с грузом (лотом), метроштоком.

12.5.2.6 Измерение базовой высоты проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений принимают их среднее значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и вычисляют среднее значение из трех наиболее близких измерений.

12.5.2.7 Измеренное значение базовой высоты $H_{изм}$ сравнивают со значением базовой высоты $H_б$ по градуировочной таблице меры вместимости.

12.5.2.8 Если базовая высота $H_б$ отличается от измеренного значения базовой высоты $H_{изм}$ не более чем на 0,1 %, то проводят измерения и вычисление массы нефти/нефтепродуктов.

12.5.2.9 Если базовая высота $H_б$ отличается от измеренного значения базовой высоты $H_{изм}$ более чем на 0,1 %, выясняют причину изменения базовой высоты, устраняют ее и проводят измерения заново. При повторении отрицательных результатов проводят поверку меры вместимости. До получения результатов поверки допускается проводить измерение уровня нефти/нефтепродуктов по высоте пустоты меры вместимости.

12.5.3 Измерение уровня нефти и нефтепродуктов в мерах вместимости

12.5.3.1 Уровень нефти/нефтепродукта в мерах вместимости H измеряют с помощью измерительной рулетки с грузом (лотом), метроштоком, стационарным уровнемером или переносным электронным измерителем уровня. Показания считывают с точностью до 1 мм.

12.5.3.2 Измерительную ленту рулетки с грузом (лотом) следует опускать медленно, не допуская волн на поверхности нефти/нефтепродуктов и ударов о днище меры вместимости. Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии. Измерения проводят при установившемся уровне нефти/нефтепродукта. Поднимают ленту рулетки строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

12.5.3.3 Метрошток следует опускать плавно до днища (базового столика), не допуская волн на поверхности нефти/нефтепродуктов и ударов о днище меры вместимости. Поднимать метрошток следует плавно и быстро, не допуская его смещения в сторону для исключения искажения линии смачивания. Считывание показаний должно производиться так, чтобы линия смачивания находилась на уровне глаз.

12.5.3.4 Ленту рулетки или метрошток до и после измерений необходимо протереть ветошью насухо.

12.5.3.5 При измерении уровня нефти/нефтепродукта рекомендуется наносить на измерительную ленту рулетки или метрошток водочувствительную (бензочувствительную) пасту или ленту. При этом измерения проводят с учетом требований инструкции по использованию водочувствительной (бензочувствительной) пасты или ленты.

12.5.3.6 Измерения уровня нефти/нефтепродуктов в мере вместимости 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 составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и вычисляют среднее значение из трех наиболее близких измерений.

12.5.3.7 Измерение уровня нефти/нефтепродуктов по высоте пустоты меры вместимости с помощью измерительной рулетки или метроштока проводится в следующей последовательности:

а) опускают ленту рулетки с грузом (лотом) медленно в нефть/нефтепродукты, не допуская отклонения груза (лота) от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти/нефтепродуктов и не допуская волн;

б) первый отсчет (верхний) берут по рулетке на уровне риски планки замерного люка (верхней образующей замерного люка). Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной части ленты нефтью/нефтепродуктами (нижний отсчет);

в) отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм;

г) измерения высоты пустоты в каждой мере вместимости проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение;

д) если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений;

е) высоту пустоты меры вместимости находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке.

12.5.3.8 Уровень нефти/нефтепродуктов по высоте пустоты резервуаров с плавающей крышей вычисляют по формуле

$$H = H_ж - H_ж^{нк}, \quad (12.1)$$

где $H_ж$ — уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей, измеренный с использованием измерительного люка на крыше резервуара;

$H_ж^{нк}$ — уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей, измеренный с использованием измерительного люка на верхней площадке направляющей колонны.

12.5.3.9 Уровень нефти/нефтепродуктов в мере вместимости определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из величины базовой высоты меры вместимости, определенной при поверке (градуировке) меры вместимости.

12.5.3.10 Переносной электронный измеритель уровня используют в соответствии с руководством по эксплуатации. Показания считывают с дисплея переносного электронного измерителя уровня.

12.5.3.11 Стационарный уровнемер используют в соответствии с руководством по эксплуатации. Значение уровня нефти/нефтепродуктов определяют по дисплею стационарного уровнемера или автоматизированного рабочего места оператора.

12.5.3.12 Результат измерения уровня нефти/нефтепродуктов в мере вместимости округляют до целого значения.

12.5.4 Измерение уровня подтоварной воды в мерах вместимости

12.5.4.1 Измерение уровня подтоварной воды $H_в$ в мерах вместимости проводят измерительной рулеткой с грузом (лотом) или метроштоком с применением водочувствительной ленты или пасты, переносным электронным измерителем уровня или стационарным уровнемером.

12.5.4.2 Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к свободной поверхности груза (лота) с двух противоположных сторон.

12.5.4.3 Водочувствительную пасту наносят тонким слоем на свободную поверхность груза (лота) полосками с двух противоположных сторон.

12.5.4.4 Рулетку с грузом (лотом) с водочувствительной пастой или прикрепленной водочувствительной лентой выдерживают в мере вместимости неподвижно в течение 2—3 мин до полного растворения водочувствительного слоя. Время выдержки может быть иным, если это предусмотрено технической документацией на водочувствительную пасту или ленту.

12.5.4.5 Измерение уровня подтоварной воды в каждой мере вместимости 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 более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

12.5.4.6 Измерения уровня подтоварной воды повторяют, если на ленте или пасте он обозначен нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение груза (лота) при выполнении измерений.

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

12.5.4.8 Переносной электронный измеритель уровня используют в соответствии с руководством по эксплуатации. Зонд следует опускать и поднимать медленно, не допуская волн на поверхности нефти/нефтепродуктов. Показания считывают с дисплея переносного электронного измерителя уровня.

12.5.4.9 Допускается измерение уровня подтоварной воды производить одновременно с измерением уровня нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости.

12.5.4.10 Результат измерения уровня подтоварной воды в мерах вместимости округляют до целого значения и заносят в журнал регистрации показаний СИ и вычислений массы нефти/нефтепродуктов.

12.5.5 Отбор пробы в мерах вместимости и мерах полной вместимости

12.5.5.1 Пробу нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости отбирают в соответствии с ГОСТ 2517.

12.5.5.2 Упаковка, маркировка и хранение проб нефти/нефтепродуктов осуществляется в соответствии с ГОСТ 2517.

12.5.6 Измерение температуры нефти и нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости

12.5.6.1 При отборе объединенной пробы в один прием стационарными пробоотборниками среднюю температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометром в объединенной пробе. Измерение температуры проводят непосредственно в пробоприемнике (термостатическом цилиндре). Термометр погружают в нефть/нефтепродукты на глубину, указанную в паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

12.5.6.2 При отборе точечных проб переносным пробоотборником температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометром в пробе в течение 1—3 мин после ее отбора, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее 5 минут. Термометр погружают в пробоотборник с нефтью/нефтепродуктами на глубину, указанную в паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

12.5.6.3 Температуру нефти/нефтепродуктов с помощью преобразователя температуры определяют путем погружения его в меру вместимости и меру полной вместимости с нефтью/нефтепродуктом в точках отбора проб по ГОСТ 2517. При этом преобразователь температуры выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение времени, установленного в эксплуатационной документации на преобразователь температуры.

12.5.7 Измерение плотности нефти и нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости

12.5.7.1 Плотность нефти/нефтепродуктов в лаборатории измеряют лабораторным ПП или ареометром по ГОСТ 3900 или по ГОСТ Р 51069, [6] по объединенной пробе нефти/нефтепродуктов, отобранной из меры вместимости и меры полной вместимости. Допускается проводить измерение плотности нефти/нефтепродуктов по методикам измерений, аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

12.5.7.2 Плотность нефти/нефтепродуктов измеряют ареометром или лабораторным ПП в объединенной пробе, составленной смешением точечных проб по ГОСТ 2517.

12.5.7.3 Допускается измерение плотности нефти/нефтепродукта в мере вместимости и мере полной вместимости переносным ПП в соответствии с его руководством по эксплуатации. Измерение плотности нефти/нефтепродуктов проводят в точках отбора проб по ГОСТ 2517.

12.5.8 Определение балласта нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости

12.5.8.1 Массовую долю воды в нефти определяют с применением преобразователя влагосодержания или по ГОСТ 2477. Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370. Допускается проводить измерения массовой доли воды, хлористых солей, механических примесей с применением измерительных преобразователей по аттестованным методикам измерений.

12.5.8.2 Массовую долю воды, хлористых солей, механических примесей в нефти в испытательной лаборатории определяют с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

12.6 Обработка результатов измерений

12.6.1 Обработка результатов измерений осуществляется с применением аттестованного программного обеспечения либо вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте. При наличии автоматизированной системы учета нефти/нефтепродуктов в резервуарах обработка результатов измерений осуществляется с применением СОИ.

12.6.2 Объем нефти/нефтепродуктов в мерах полной вместимости определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости.

12.6.3 Объем нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, приведенный к объему при температуре 15 °С, V_{15}^{c}, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{15}^{c} = V_{20}^{m}\left[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_{в}) \cdot (T_{ст} - 20)\right] CTL_{V}, \quad (12.2)$$

где V_{20}^{m} — объем нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, м^3, вычисляемый по формуле

$$V_{20}^{m} = V_{ж} - V_{в}, \quad (12.3)$$

где $V_{ж}$ — объем жидкости (нефть/нефтепродукты, подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, по методикам (методам) измерений, соответствующим ГОСТ Р 8.563, документам на методику поверки, соответствующим [11], м^3;

$V_{в}$ — объем подтоварной воды в мере вместимости, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, по методикам (методам) измерений, соответствующим ГОСТ Р 8.563, документам на методику поверки, соответствующим [11], м^3;

$\alpha_{ст}$ — температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, °С$^{-1}$. Значение температурного коэффициента линейного расширения материала стенки меры вместимости $\alpha_{СТ}$ для стали принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ °С$^{-1}$, для бетона — $10 \cdot 10^{-6}$ °С$^{-1}$;

α_S — температурный коэффициент линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов, °С$^{-1}$. Значение температурного коэффициента линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов α_S для нержавеющей стали принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ °С$^{-1}$, для алюминия — $23 \cdot 10^{-6}$ °С$^{-1}$. При применении СИ уровня, изготовленных из других материалов, вводят температурные поправки к измеренному уровню нефти/нефтепродуктов, при этом значение температурного коэффициента линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов α_S принимают равным 0;

$T_{ст}$ — температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти/нефтепродуктов в мере вместимости T_V, °С;

CTL_V — коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в мере вместимости или в мере полной вместимости на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту CTL в соответствии с приложением А.

12.6.4 Для резервуаров с плавающей крышей объем нефти/нефтепродуктов V_{20}^m, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{20}^m = (V_ж + \Delta V_ж) - V_в, \tag{12.4}$$

где $\Delta V_ж$ — поправка, вычисляемая для:

а) резервуаров с понтоном по формуле

$$\Delta V_ж = M_{ПОНТ}\left(\frac{1}{\rho_{изм}} - \frac{1}{\rho_{град}}\right), \tag{12.5}$$

где $M_{ПОНТ}$ — масса понтона по паспорту на резервуар, кг;

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

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

б) мер вместимости с плавающей крышей по формуле

$$\Delta V_ж = \frac{\pi \Delta h}{4 \cdot 10^9}\left(D_{п.н}^2 - D_1^2 - D_2^2 - ... - D_n^2\right), \tag{12.6}$$

где Δh — поправка на изменение уровня жидкости, мм, вычисляемая по формуле

$$\Delta h = h_{изм} - h_{град}, \tag{12.7}$$

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

$h_{град}$ — расстояние по вертикали от риски измерительного люка на плавающей крыше до уровня нефти/нефтепродуктов, учитываемое при градуировке меры вместимости, мм, по протоколу градуировки меры вместимости;

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

D_1,..., D_n — диаметры отверстий в плавающей крыше по протоколу градуировки меры вместимости, мм;

n — число отверстий.

12.6.5 Объем нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, приведенный к объему при температуре 20 °С, V_{20}^c, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{20}^{c} = V_{15}^{c} \exp\left[\beta_{15} 5 (1 + 4\beta_{15})\right], \quad (12.8)$$

где β_{15} — коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов, определяемый в соответствии с приложением А.

12.6.6 При отборе проб среднюю температуру нефти/нефтепродуктов T_V, °С, вычисляют по формуле

$$T_V = \frac{K_В T_В + K_С T_С + K_Н T_Н}{K_{общ}}, \quad (12.9)$$

где $T_В$, $T_С$, $T_Н$ — температуры точечной пробы верхнего, среднего, нижнего слоя соответственно, °С;

$K_В$, $K_С$, $K_Н$ — число смешиваемых проб, отобранных по ГОСТ 2517;

$K_{общ}$ — общее число смешиваемых проб, отобранных по ГОСТ 2517.

12.6.7 При наличии преобразователей температуры, равномерно расположенных по высоте меры вместимости, среднюю температуру нефти/нефтепродуктов T, °С, вычисляют по показаниям датчиков по формуле

$$T = \frac{\sum_{j=1}^{n} T_j}{n}, \quad (12.10)$$

где T_j — температура, измеренная датчиком;

j — порядковый номер датчика температуры, расположенного ниже уровня заполнения меры вместимости;

n — число преобразователей температуры, расположенных ниже уровня заполнения меры вместимости.

12.6.8 Плотность нефти/нефтепродуктов приводят к значению плотности при температуре 15 °С, ρ_{15}^{c}, кг/м^3, по формуле

$$\rho_{15}^{c} = \frac{\rho_{изм}^{c} K}{CTL_{\rho}^{c}}, \quad (12.11)$$

где $\rho_{изм}^{c}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная с помощью ареометра или лабораторного плотномера в лабораторных условиях с учетом систематической погрешности метода по [6] или с помощью ПП в мере вместимости, кг/м^3;

CTL_{ρ}^{c} — коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в лаборатории или в ПП на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый аналогично коэффициенту CTL в соответствии с приложением А;

K — поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров, вычисляемый по [6], [7]. При измерении плотности с применением ПП его принимают равным 1.

12.6.9 Плотность нефти/нефтепродуктов, приведенную к плотности при температуре 20 °С, ρ_{20}^{c}, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{20}^{c} = \rho_{15}^{c} \exp\left[-\beta_{15} 5 (1 + 4\beta_{15})\right]. \quad (12.12)$$

12.6.10 Плотность нефти/нефтепродуктов при проведении учетных операций может быть приведена к плотности при стандартной температуре 15 °С или 20 °С по [12]—[15], [7].

12.6.11 При проведении учетных операций плотность нефти/нефтепродуктов при стандартной температуре 20 °С допускается приводить к плотности нефти/нефтепродуктов при стандартной температуре 15 °С и наоборот по [7].

12.6.12 Среднюю плотность нефти/нефтепродуктов ρ_{ti}, кг/м^3, в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$\rho_{ti} = \frac{K_{в}\rho_{в} + K_{с}\rho_{с} + K_{н}\rho_{н}}{K_{общ}}, \quad (12.13)$$

где $\rho_{в}$, $\rho_{с}$, $\rho_{н}$ — плотность нефти/нефтепродуктов верхнего, среднего, нижнего слоя соответственно, кг/м^3;

$K_{в}$, $K_{с}$, $K_{н}$ — число смешиваемых проб, отобранных по ГОСТ 2517.

12.6.13 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов m, т, приведенную к массе при стандартном условии по температуре, вычисляют по формуле

$$m = \rho_0 V_0 10^{-3}, \quad (12.14)$$

где ρ_0 — плотность нефти/нефтепродуктов, кг/м^3, приведенная к плотности при стандартных условиях, вычисляемая по формуле (12.11) или (12.12) в зависимости от требуемой температуры;

V_0 — объем нефти/нефтепродуктов, м^3, приведенный к объему при стандартных условиях, вычисляемый по формуле (12.2) или (12.8) в зависимости от требуемой температуры.

12.6.14 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов m, т, при приведении плотности, измеренной в лаборатории, к плотности при условиях измерений объема нефти/нефтепродуктов в мере вместимости или мере полной вместимости допускается вычислять по формуле

$$m = \rho^{с}_{изм} V_{20} \cdot [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_{в})(T_{ст} - 20)] \times [1 + \beta(T^{п}_{\rho} - T_{ст})] K 10^{-3}, \quad (12.15)$$

где $T^{п}_{\rho}$ — температура нефти/нефтепродуктов при измерении плотности, °С;

β — коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов, определяемый по [7].

Примечание — Данная формула может быть применена при разности температуры стенки меры вместимости $T_{ст}$, °С, и температуры нефти/нефтепродуктов при измерении его плотности $T^{п}_{\rho}$, °С, не более 15 °С.

12.6.15 Массу нетто нефти $m_{н}$, т, вычисляют по формуле

$$m_{н} = m - m_{б}, \quad (12.16)$$

где m — масса брутто нефти, т, вычисленная по формуле (12.14) или (12.15) в зависимости от исходных условий;

$m_{б}$ — масса балласта, т, вычисляемая по формуле

$$m_{б} = m \frac{W_{мв} + W_{хс} + W_{мп}}{100}, \quad (12.17)$$

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

$W_{хс}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{мп}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

12.6.16 Массу нетто нефти и массу нефтепродуктов m_0, т, принятых в меру вместимости или отпущенных из нее, вычисляют по формуле

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \quad (12.18)$$

где m_i, m_{i+1} — массы нефти/нефтепродуктов, вычисленные по формуле (12.16) в начале и конце операции соответственно, т.

12.7 Оформление результатов измерений

Оформление результатов измерений осуществляется с применением программного обеспечения. При наличии автоматизированной системы учета нефти/нефтепродуктов в резервуарах обработка результатов измерений осуществляется с применением СОИ.

12.8 Определение погрешности результатов измерений

12.8.1 Оценивание погрешности результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов проводится путем определения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении или сдаваемых (принимаемых).

12.8.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов δm_1^c, %, находящихся на хранении, для мер вместимости вычисляют по формуле

$$\delta m_1^c = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_K^2 + (\delta_H K_\Phi)^2 + G^2(\delta_\rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_\rho{}^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_V{}^2 + \delta_N^2}, \quad (12.19)$$

где δ_K — пределы допускаемой относительной погрешности градуировочной таблицы при уровне наполнения меры вместимости H, %;

δ_H — пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, %;

K_Φ — коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости;

δ_ρ — пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, %;

ΔT_ρ, ΔT_V — абсолютные погрешности измерений температуры нефти/нефтепродуктов при измерениях их плотности и объема соответственно, °С;

δ_N — пределы допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений, %, равные 0,05 %;

G — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_\rho}, \quad (12.20)$$

где T_V, T_ρ — температуры нефти/нефтепродуктов при измерениях их объема и плотности соответственно, °С.

12.8.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, δ_H, %, вычисляют по формуле

$$\delta_H = \frac{\sqrt{\Delta H^2 + \Delta H_в^2}}{H - H_в} 100\ \%, \quad (12.21)$$

где ΔH, $\Delta H_в$ — пределы абсолютных погрешностей измерений уровней нефти/нефтепродуктов и подтоварной воды, находящихся на хранении в мере вместимости, мм;

H, $H_в$ — значения уровня нефти/нефтепродуктов и уровня подтоварной воды соответственно, мм.

12.8.4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, δ_ρ, %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho}{\rho} 100\ \%, \quad (12.22)$$

где Δ_ρ — пределы абсолютной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, кг/м^3;

ρ — значение плотности нефти/нефтепродуктов, находящихся на хранении, кг/м^3.

12.8.5 Коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости $K_ф$, вычисляют по формуле

$$K_ф = \frac{\Delta V_{нап} H}{V_ж}, \quad (12.23)$$

где $\Delta V_{нап}$ — объем нефти/нефтепродуктов, приходящийся на 1 мм наполнения меры вместимости на уровне нефти/нефтепродуктов H, м^3/мм, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости.

12.8.6 Пределы абсолютной погрешности измерений плотности, нормируемые с помощью воспроизводимости и сходимости, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

12.8.7 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов δm_1^c, %, находящихся на хранении, для мер полной вместимости вычисляют по формуле

$$\delta m_1^c = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{VT}^2 + G^2(\delta_\rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_\rho^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_V^2 + \delta_N^2}. \quad (12.24)$$

12.8.8 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти и массы нефтепродуктов, сдаваемых (принимаемых) δm_0, %, вычисляют по формуле

$$\delta m_0 = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2}\cdot\left(A_i^2 + B_i^2\right) + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2}\left(A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2\right) + \delta_N^2}, \quad (12.25)$$

где A_i, A_{i+1} — коэффициенты, вычисляемые в начале и в конце учетной операции;

B_i, B_{i+1} — коэффициенты, вычисляемые в начале и в конце учетной операции.

12.8.9 Коэффициент A_i в начале учетной операции вычисляют по формуле

$$A_i = \sqrt{\delta_{Ki}^2 + \left(\delta_{Hi} K_{ФI}\right)^2 + \left(G_i \delta_{\rho i}\right)^2}, \quad (12.26)$$

где δ_{Ki} — пределы допускаемой относительной погрешности градуировочной таблицы при уровне наполнения меры вместимости H_i в начале учетной операции, %;

δ_{Hi} — пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефти/нефтепродуктов в начале учетной операции, %, вычисляют по формуле

$$\delta H_i = \frac{\sqrt{\Delta H_i^2 + \Delta H_{вi}^2}}{H_i - H_{вi}} 100, \quad (12.27)$$

где ΔH_i, $\Delta H_{вi}$ — пределы абсолютных погрешностей измерений уровней нефти/нефтепродуктов и подтоварной воды, мм;

H_i, $H_{вi}$ — значения уровня нефти/нефтепродуктов и уровня подтоварной воды, в начале учетной операции, мм;

G_i — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G_i = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_\rho}; \quad (12.28)$$

$\delta_{\rho i}$ — пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов в начале учетной операции, %, вычисляемые по формуле

$$\delta_{\rho i} = \frac{\Delta_{\rho i}}{\rho_i} 100, \quad (12.29)$$

где ρ_i — плотность нефти/нефтепродуктов в мере вместимости в начале учетной операции, кг/м^3;

$\Delta\rho_i$ — пределы абсолютной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, кг/м^3;

$K_{фi}$ — коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляемый по формуле

$$K_{фi} = \frac{\Delta V_{нанi} H_i}{V_{жi}}, \tag{12.30}$$

где $V_{жi}$ — объем жидкости в мере вместимости на уровне H_i, м^3;

$V_{нанi}$ — объем нефти/нефтепродуктов, приходящийся на 1 мм наполнения меры вместимости на уровне нефти/нефтепродуктов H_i, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м^3/мм.

12.8.10 Коэффициент B_i в начале учетной операции вычисляют по формуле

$$B_i = \sqrt{\left(G_i\beta \cdot 10^2 \Delta T_{\rho i}\right)^2 + \left(\beta 10^2 \Delta T_{Vi}\right)^2}. \tag{12.31}$$

12.8.11 Коэффициенты A_{i+1}, B_{i+1} в конце учетной операции вычисляют аналогично коэффициентам A_i, B_i в начале учетной операции по формулам (12.27) и (12.32) соответственно.

12.8.12 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_н$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \tag{12.32}$$

где $\Delta W_{МВ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

δ_m — пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, вычисляемые по формуле (12.19) или (12.24) в зависимости от применяемых СИ.

12.8.13 Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти определяют по результатам оценивания промежуточных показателей прецизионности и правильности методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1, ГОСТ Р ИСО 5725-6.

12.8.14 Допускается до оценивания промежуточных показателей прецизионности и правильности методов измерений в каждой лаборатории определять погрешности измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

12.8.15 Оценивание погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов должно осуществляться с учетом [8].

12.8.16 Формы представления и способы округления результатов измерений должны соответствовать [7].

12.8.17 Погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается оценивать вычислением неопределенности измерений массы нефти/нефтепродуктов по ГОСТ Р 54500.1, ГОСТ Р 54500.3, ГОСТ Р 54500.3.1, а также определением точности (правильности и прецизионности) по ГОСТ Р ИСО 5725-1 и ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества нефти/нефтепродуктов, используемых для расчета его массы.

12.8.18 Значение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов, определенное при оценивании погрешности результатов измерений массы сдаваемых (принимаемых) или хранимых нефти/нефтепродуктов, не должно превышать норм погрешности, установленных в 12.1.

13 Измерение массы нефти и нефтепродуктов прямым методом статических измерений

13.1 Требования к погрешности измерений

13.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов составляют:

а) ± 0,40 % — при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

б) ± 2,50 % — при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них.

13.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляют:

а) ± 0,50 % — при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

б) ± 2,60 % — при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них.

13.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

13.2.1 Для выполнения измерений должны применяться следующие СИ:

а) весы для статического взвешивания класса точности не хуже «средний III» по ГОСТ Р 53228 или весы для взвешивания транспортных средств в движении по ГОСТ 30414 с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,4 %;

б) ПП (лабораторный, переносной) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности ± 0,5 кг/м^3;

в) преобразователь температуры (в том числе входящий в состав переносного электронного измерителя уровня или плотномера) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 °С.

13.2.2 При отказе (отсутствии) ПП и преобразователей температуры допускается применять:

а) ареометры типа АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления 0,5 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,5 кг/м^3;

б) термометры стеклянные по ГОСТ 28498, ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С.

13.2.3 СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

а) массовой доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;

б) массовой доли хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;

в) массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

13.2.4 В качестве вспомогательных устройств должны применяться:

а) переносной или стационарный пробоотборники по ГОСТ 2517, ГОСТ 13196;

б) испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения плотности, — в соответствии с ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069 или [6].

13.2.5 Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

13.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений

13.3.1 Условия применения СИ, испытательного оборудования и технических средств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации.

13.3.2 Выполнение измерений плотности и температуры нефти/нефтепродуктов в лаборатории проводят при следующих климатических условиях:

а) температура окружающего воздуха — (20 ± 5) °С;

б) атмосферное давление — (101,3 ± 4) КПа;

в) относительная влажность воздуха — от 30 % до 80 %.

13.3.3 При выполнении измерений плотности нефти/нефтепродуктов в испытательной (аналитической) лаборатории соблюдают условия согласно требованиям ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или [6].

13.4 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

а) проводят подготовку СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;

б) проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ, целостность пломб и/или клейм СИ;

в) проверяют выполнение условий измерений согласно 13.3.

13.5 Порядок выполнения измерений

13.5.1 При измерениях массы нефти/нефтепродуктов в автомобильных цистернах прямым методом статических измерений массу порожней цистерны и массу цистерны с нефтью/нефтепродуктами измеряют на весах.

13.5.2 При измерениях массы нефти/нефтепродуктов при движении в расцепленных железнодорожных цистернах массу порожней цистерны и массу цистерны с нефтью/нефтепродуктами измеряют на весах.

13.5.3 При измерениях массы нефти/нефтепродуктов при движении составов железнодорожных цистерн массу порожнего состава цистерн (без учета массы локомотива) и состава с нефтью/нефтепродуктами (без учета массы локомотива) измеряют посредством пропускания через весы.

Примечание — Исключение массы локомотива из результата измерений массы состава цистерн весами по ГОСТ 30414 выполняется автоматически.

13.5.4 Процедура отбора точечной пробы — по ГОСТ 2517.

13.5.5 Объединенную пробу формируют из точечных проб, число которых должно обеспечивать объем объединенной пробы, достаточный для определения показателей качества.

13.5.6 При последовательном заполнении нескольких железнодорожных цистерн нефтью/нефтепродуктами из одного резервуара точечные пробы отбирают из каждой четвертой цистерны (но не менее чем из двух). При поступлении для взвешивания нескольких железнодорожных цистерн с нефтью/нефтепродуктами, сопровождаемых одним паспортом качества, точечные пробы отбирают из каждой четвертой цистерны (но не менее чем из двух). Объединенную пробу составляют смешением точечных проб пропорционально объемам нефти/нефтепродуктов в цистернах, из которых отобраны пробы (объем определяют по номинальной вместимости цистерн). Температуру нефти/нефтепродуктов измеряют в каждой цистерне, из которой проведен отбор проб.

13.5.7 Плотность нефти/нефтепродуктов в лаборатории измеряют лабораторным ПП или ареометром по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069, или [6] по объединенной пробе нефти/нефтепродуктов. Допускается проводить измерение плотности нефти/нефтепродуктов по методикам измерений, аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563. При этом плотность нефти/нефтепродуктов приводят к плотности при температуре нефти/нефтепродуктов в цистерне.

13.5.8 Допускается измерение плотности нефти/нефтепродуктов переносным ПП в соответствии с его руководством по эксплуатации. Измерение плотности нефти/нефтепродуктов проводят в точках отбора проб по ГОСТ 2517.

13.5.9 Температуру нефти/нефтепродуктов в цистерне $t_н$, °С, измеряют с применением преобразователя температуры электронного измерителя уровня (измерительного устройства). С этой целью преобразователь температуры через горловину цистерны погружают на уровень, расположенный на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. Отсчет температуры проводят после выдержки преобразователя температуры на указанном уровне в течение времени, указанного в эксплуатационной документации на электронный измеритель уровня с преобразователем температуры.

13.5.10 При отсутствии электронного уровнемера с функцией измерения температуры температуру нефти/нефтепродуктов в цистерне определяют по температуре точечной пробы, при этом температуру нефти/нефтепродуктов в цистерне принимают равной температуре точечной пробы. Температуру точечной пробы измеряют стеклянным термометром. Результат измерений округляют до ближайшего деления шкалы.

13.5.11 Массовую долю воды в нефти определяют с применением преобразователя влагосодержания или по ГОСТ 2477. Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370. Допускается проводить изме-

рения массовой доли воды, хлористых солей, механических примесей с применением измерительных преобразователей по аттестованным методикам измерений.

13.5.12 Массовую долю воды, хлористых солей, механических примесей в нефти в испытательной лаборатории определяют с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

13.6 Обработка результатов измерений

13.6.1 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов m, т, в цистернах вычисляют по формуле

$$m=(M_{Г}-M_{П})(1+\frac{\rho_{возд}}{\rho_{нц}}), \quad (13.1)$$

где $\rho_{возд}$ — плотность воздуха, равная 1,2 кг/м^3;

$\rho_{нц}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, приведенная к плотности при температуре нефти/нефтепродуктов в цистерне, кг/м^3;

$M_{Г}$ — масса цистерны с грузом, т;

$M_{П}$ — масса порожней цистерны, т.

13.6.2 Среднюю температуру нефти в цистернах $t_{ср}$, °С, вычисляют как среднее взвешенное температур отобранных точечных проб по формуле

$$t_{ср}=\frac{\sum(t_i V_i)}{\sum V_i}, \quad (13.2)$$

где t_i — температура нефти в i-й цистерне, °С;

V_i — объем нефти в i-й цистерне, м^3 (определяют по номинальной вместимости цистерн).

13.6.3 Массу нетто нефти $m_{н}$, т, вычисляют по формуле

$$m_{н}=m-m_{б}, \quad (13.3)$$

где m — масса брутто нефти, т, вычисленная по формуле 13.1;

$m_{б}$ — масса балласта, т, вычисленная по формуле

$$m_{б}=m\frac{W_{МВ}+W_{ХС}+W_{МП}}{100}, \quad (13.4)$$

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

$W_{ХС}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{МП}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

13.6.4 Допускается применять значения показателей $W_{МВ}$, $W_{МП}$, $W_{ХС}$, которые ранее были определены для нефти в мере вместимости, из которой заполнена цистерна.

13.6.5 Массу нетто нефти в составе цистерн вычисляют суммированием масс нетто нефти в каждой цистерне. Результат вычисления приводят в тоннах с округлением до целого числа.

13.7 Оформление результатов измерений

Оформление результатов измерений осуществляется с применением программного обеспечения. Обработку результатов измерений допускается проводить вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

13.8 Определение погрешности результатов измерений

13.8.1 При прямом методе статических измерений погрешностью следует считать погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов с помощью весов.

13.8.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_н$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\delta^2_{вес} + \frac{\Delta W^2_{МВ} + \Delta W^2_{МП} + \Delta W^2_{ХС}}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (13.5)$$

где $\Delta W_{МВ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\delta_{вес}$ — предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением весов, %.

13.8.3 Оценивание погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением весов проводят по [16] с учетом ГОСТ Р 8.736 и [10].

13.8.4 Формы представления и способы округления результатов измерений должны соответствовать [9].

13.8.5 Погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается оценивать вычислением неопределенности измерений массы продукта по ГОСТ Р 54500.1, ГОСТ Р 54500.3, ГОСТ Р 54500.3.1, а также вычислением правильности и прецизионности по ГОСТ Р ИСО 5725-1, ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества продукта, используемых для расчета его массы.

13.8.6 Рассчитанные значения допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов сравнивают со значениями, приведенными в 13.1.

14 Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе

14.1 Требования к погрешности измерений

14.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов составляют:

а) ± 0,65 % — при массе нефти и нефтепродуктов до 120 т;

б) ± 0,50 % — при массе нефти и нефтепродуктов от 120 т и более.

14.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти составляют:

а) ± 0,75 % — при массе нефти до 120 т;

б) ± 0,60 % — при массе нефти 120 т и более.

14.2 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

14.2.1 Для выполнения измерений должны применяться следующие СИ:

а) меры вместимости, поверенные и имеющие утвержденную градуировочную таблицу с относительной погрешностью ± 0,25 %;

б) стационарный измеритель гидростатического давления с пределами допускаемой основной приведенной погрешности ± 0,25 %;

в) преобразователь температуры (в том числе входящий в состав переносного электронного измерителя уровня или плотномера) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 °С;

г) стационарный уровнемер или переносной электронный измеритель уровня, или электронная рулетка с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня ± 3 мм.

14.2.2 Для выполнения измерений допускается применять измерительные каналы уровня и температуры нефти/нефтепродуктов, уровня подтоварной воды автоматизированной системы учета нефти/нефтепродуктов, соответствующие 14.2.1.

14.2.3 При отказе (отсутствии) преобразователей температуры, стационарных уровнемеров, переносных электронных измерителей уровня, электронных рулеток допускается применять:

а) термометры стеклянные по ГОСТ 28498, ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С;

б) рулетки измерительные с грузом (лотом) 3 класса точности по ГОСТ 7502 с ценой деления 1 мм или метроштоки по ГОСТ 8.247 с ценой деления 1 мм.

14.2.4 СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории, для определения:

а) массовой доли воды в нефти — по ГОСТ 2477;

б) массовой доли хлористых солей в нефти — по ГОСТ 21534;

в) массовой доли механических примесей в нефти — по ГОСТ 6370.

14.2.5 В качестве вспомогательных устройств должны применяться:

а) переносной или стационарный пробоотборники по ГОСТ 2517, ГОСТ 13196;

б) водочувствительная паста или лента для определения уровня подтоварной воды;

в) бензочувствительная паста для определения уровня нефти/нефтепродуктов;

г) испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069, или [6].

14.2.6 Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

14.3 Требования к условиям измерений на объектах измерений

Условия применения СИ, испытательного оборудования и технических средств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации.

14.4 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

а) проводят подготовку СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;

б) проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ, целостность пломб и/или клейм СИ.

14.5 Порядок выполнения измерений

14.5.1 При косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, массу нетто нефти и массу нефтепродуктов вычисляют по результатам:

а) измерения гидростатического давления столба нефти/нефтепродуктов;

б) измерения уровня нефти/нефтепродуктов;

в) измерения уровня подтоварной воды;

г) измерения температуры нефти/нефтепродуктов;

д) вычисления массы брутто нефти и массы нефтепродуктов.

14.5.2 Определение вместимости при применении косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, проводят по следующим нормативным документам:

а) вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров — по ГОСТ 8.570;

б) вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров — по ГОСТ 8.346;

в) вместимость железобетонных резервуаров — по методикам (методам) измерений, соответствующим ГОСТ Р 8.563, и документам на методику поверки, соответствующим [11];

г) вместимость железнодорожных цистерн — по документам на методику поверки, соответствующим [11];

д) вместимость резервуаров (танков) речных и морских судов — по документам на методику поверки, соответствующим [11].

14.5.3 Измерение уровня и объема нефти/нефтепродуктов проводится в соответствии с 12.5.

14.5.4 Температуру нефти/нефтепродуктов с применением преобразователя температуры определяют в точках отбора проб по ГОСТ 2517. При этом преобразователь температуры выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение времени, установленного в эксплуатационной документации на преобразователь температуры.

14.5.5 Отбор проб нефти/нефтепродуктов проводят по ГОСТ 2517.

14.5.6 Массовую долю воды в нефти определяют с применением преобразователя влагосодержания или по ГОСТ 2477. Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370.

14.5.7 Массовую долю воды, хлористых солей, механических примесей в нефти в испытательной лаборатории определяют с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

14.6 Обработка результатов измерений

14.6.1 Массу брутто нефти и массу нефтепродуктов m_2^c, т, при измерениях гидростатического давления столба нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$m_2^c = \frac{1}{g} P \; S_{ср} 10^{-3}, \tag{14.1}$$

где P — гидростатическое давление столба нефти/нефтепродуктов, Па;

$S_{ср}$ — средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, м^2;

g — ускорение свободного падения, м/с^2.

14.6.2 Среднюю площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости $S_{ср}$, м^2, вычисляют по формуле

$$S_{ср} = \frac{V_{20} \left[1 + 2\alpha_{ст} \; (T_{ст} - 20)\right]}{H}, \tag{14.2}$$

где H — уровень нефти/нефтепродуктов, мм;

V_{20} — объем нефти/нефтепродуктов в мере вместимости на измеряемом уровне нефти/нефтепродуктов H, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м^3;

$\alpha_{ст}$ — температурный коэффициент линейного расширения стенки меры вместимости, равный $12{,}5 \cdot 10^{-6}$, °С$^{-1}$;

$T_{ст}$ — температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти/нефтепродуктов в мере вместимости, °С.

14.6.3 Массу нефти/нефтепродуктов, принятых в меру вместимости или отпущенных из нее, m_0, т, вычисляют по формуле

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \tag{14.3}$$

где m_i, m_{i+1} — масса брутто нефти и масса нефтепродуктов, измеренная в начале и конце операции соответственно по формуле (14.1).

14.6.4 Массу нетто нефти $m_н$, т, вычисляют по формуле

$$m_н = m - m_б, \tag{14.4}$$

где m — масса брутто нефти, т, вычисленная по формуле (14.1) или (14.3) в зависимости от исходных условий;

$m_б$ — масса балласта, т, вычисляемая по формуле

$$m_б = m \frac{W_{мв} + W_{хс} + W_{мп}}{100}, \tag{14.5}$$

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

$W_{хс}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{мп}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

14.7 Оформление результатов измерений

Оформление результатов измерений осуществляется с применением программного обеспечения. Обработку результатов измерений допускается проводить вручную в соответствии с алгоритмом, приведенным в настоящем стандарте.

14.8 Определение погрешности результатов измерений

14.8.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, δm_2^c, %, вычисляют по формуле

$$\delta m_2^c = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_P^2 + \delta_K^2 + \left(K_\text{ф} - 1\right)^2 \delta_H^2 + \delta_N^2}, \tag{14.6}$$

где δ_P — относительная погрешность измерений гидростатического давления нефти/нефтепродуктов, %;

δ_H — относительная погрешность измерений уровня нефти/нефтепродуктов, %;

δ_K — относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости, %;

δ_N — пределы допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений, %, равные 0,05 %;

$K_\text{ф}$ — коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляемый по формуле

$$K_\text{ф} = \frac{\Delta V_\text{нап} H}{V_\text{ж}}, \tag{14.7}$$

где $\Delta V_\text{нап}$ — объем нефти/нефтепродуктов, приходящийся на 1 мм высоты наполнения меры вместимости на измеряемом уровне нефти/нефтепродуктов H, м^3/мм, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости;

H — уровень нефти/нефтепродуктов в мере вместимости, мм;

$V_\text{ж}$ — объем жидкости (нефть/нефтепродукты, подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, методикам (методам) измерений, соответствующим ГОСТ Р 8.563, документам на методику поверки, соответствующим [11], м^3.

14.8.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов при проведении учетных операций δm_{02}^c, %, вычисляют по формуле

$$\delta m_{02}^c = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2} \cdot C_i^2 + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} \cdot C_{i+1}^2 + \delta_N^2}, \tag{14.8}$$

где C_i и C_{i+1} — коэффициент, определяемый в начале и конце учетной операции соответственно.

14.8.3 Коэффициент C_i в начале учетной операции вычисляют по формуле

$$C_i = \sqrt{\delta_{Pi}^2 + \delta_{Ki}^2 + \left(K_{\text{ф}i} - 1\right)^2 \delta_{Hi}^2}, \tag{14.9}$$

где δ_{Pi} — относительная погрешность измерений гидростатического давления, соответствующая измеряемому уровню наполнения меры вместимости H_i в начале учетной операции, %;

δ_{Ki} — относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости в начале учетной операции, %;

$К_{\text{ф}i}$ — коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости в начале учетной операции, вычисляемый по формуле (14.7);

δ_{Hi} — относительная погрешность измерений уровня нефти/нефтепродуктов в начале учетной операции, %.

14.8.4 Коэффициент C_{i+1} в конце учетной операции вычисляют аналогично коэффициенту C_i по формуле (14.9).

14.8.5 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta M_н$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \qquad (14.10)$$

где $\Delta W_{МВ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

δm — предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродуктов, %, вычисляемый по формуле (14.6) или (14.8) в зависимости от исходных условий.

14.8.6 Оценивание погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов должно осуществляться с учетом [8].

14.8.7 Формы представления и способы округления результатов измерений должны соответствовать [9].

14.8.8 Погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается оценивать вычислением неопределенности измерений массы нефти/нефтепродуктов по ГОСТ Р 54500.1, ГОСТ Р 54500.3, ГОСТ Р 54500.3.1, а также определением точности (правильности и прецизионности) по ГОСТ Р ИСО 5725-1, ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества нефти/нефтепродуктов, используемых для расчета их массы.

14.8.9 Рассчитанные значения допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти и массы нефтепродуктов сравнивают со значениями, приведенными в 14.1.

Приложение А
(обязательное)

Порядок определения коэффициентов *CTL* и *CPL*

А.1 Порядок определения коэффициента *CTL*

Коэффициент *CTL* вычисляют по формуле

$$CTL = \exp\left[-\beta_{15}(t_v - 15)\cdot(1 + 0{,}8\beta_{15}(t_v - 15))\right], \quad (A.1)$$

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

β_{15} — коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С, $°C^{-1}$, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1\rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (A.2)$$

где K_0, K_1, K_2 — коэффициенты, значения которых приведены в таблице А.1;

ρ_{15} — плотность нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 Па, кг/м^2, определяемая по А.3.

Таблица А.1 — Значения коэффициентов K_0, K_1, K_2

Рабочая среда	ρ_{15}, кг/м^3	K_0	K_1	K_2
Нефть	От 611,2 до 1163,8	613,97226	0,00000	0,0000000
Бензины	От 611,2 до 770,9	346,42278	0,43884	0,0000000
Топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами	От 770,9 до 788,0	2690,74400	0,00000	-0,0033762
Топлива и керосины для реактивных двигателей, авиационное реактивное топливо ДЖЕТ А-1 по ГОСТ Р 52050	От 788,0 до 838,7	594,54180	0,00000	0,0000000
Дизельные топлива, мазуты, печные топлива	От 838,7 до 1163,8	186,96960	0,48618	0,0000000

А.2 Порядок определения коэффициента *CPL*

Коэффициент *CPL* вычисляют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t P_v}, \quad (A.3)$$

где P_v — давление нефти/нефтепродуктов при измерении их объема, МПа;

γ_t — коэффициент сжимаемости нефти/нефтепродуктов при температуре измерения их объема, $МПа^{-1}$, вычисляемый по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3}\exp\left[-1{,}62080 + 0{,}00021592\,t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209{,}2t_v}{\rho_{15}^2}\right]. \quad (A.4)$$

А.3 Порядок определения плотности нефти/нефтепродуктов ρ_{15}

А.3.1 Плотность нефти/нефтепродуктов ρ_{15}, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL' CPL'}, \quad (А.5)$$

где $\rho_{пп}$ — текущая плотность, измеренная поточным ПП, кг/м^3;

CTL', CPL' — коэффициенты, вычисляемые аналогично коэффициентам *CTL, CPL* по формулам (А.1) и (А.3) для температуры нефти/нефтепродуктов при измерении плотности ПП $t_{пп}$, °С, и давления нефти/нефтепродуктов при измерении плотности ПП $\rho_{пп}$, МПа, соответственно.

А.3.2 Значения коэффициентов CTL', CPL' и плотности ρ_{15} вычисляют методом последовательных приближений для каждого измерения следующим образом:

а) вычисляют значение коэффициента объемного расширения нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С $\beta_{15(1)}$, °С$^{-1}$, аналогично значению коэффициента объемного расширения нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С β_{15}, °С$^{-1}$, по формуле (А.2), принимая плотность нефти/нефтепродуктов ρ_{15}, кг/м^3, равной плотности, измеренной поточным ПП $\rho_{пп}$, кг/м^3;

б) вычисляют значение коэффициента сжимаемости нефти/нефтепродуктов при температуре измерения их объема $\gamma_{t(1)}$, МПа$^{-1}$, аналогично значению коэффициента сжимаемости нефти/нефтепродуктов при температуре измерения их объема γ_t, МПа$^{-1}$, по формуле (А.4), принимая плотность нефти/нефтепродуктов ρ_{15}, кг/м^3, равной плотности, измеренной поточным ПП $\rho_{пп}$, кг/м^3, температуру нефти/нефтепродуктов при измерении их объема t_v, °С, равной температуре нефти/нефтепродуктов при измерении плотности ПП $t_{пп}$, °С;

в) вычисляют значение коэффициента CTL'_1 аналогично значению коэффициента *CTL* по формуле (А.1), принимая температуру нефти/нефтепродуктов при измерении их объема t_v, °С, равной температуре нефти/нефтепродуктов при измерении плотности ПП $t_{пп}$, °С, коэффициент объемного расширения нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С β_{15}, °С$^{-1}$, равным коэффициенту объемного расширения нефти/нефтепродуктов при температуре 15 °С $\beta_{15(1)}$, °С$^{-1}$;

г) вычисляют значение коэффициента CPL'_1 аналогично значению коэффициента *CPL* по формуле (А.3), принимая давление нефти/нефтепродуктов при измерении их объема P_v, МПа, равным давлению при измерении плотности ПП $P_{пп}$, МПа, коэффициент сжимаемости нефти/нефтепродуктов при температуре измерения их объема γ_t, МПа$^{-1}$, равным коэффициенту сжимаемости нефти/нефтепродуктов при температуре измерения их объема $\gamma_{t(1)}$, МПа$^{-1}$;

д) вычисляют значение плотности $\rho_{15(1)}$ аналогично значению плотности ρ_{15} по формуле (А.5), принимая коэффициент *CTL'* равным коэффициенту CTL'_1, коэффициент *CPL'* равным коэффициенту CPL'_1;

е) операции по перечислениям а) — д) повторяют;

ж) проверяют выполнение условия

$$\left|\rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)}\right| \le 0{,}01, \quad (А.6)$$

где *k* и *(k-1)* — порядковые номера вычислений значений плотности ρ_{15};

и) вычисления прекращают при выполнении условия (А.6).

Библиография

[1] Административный регламент по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений (утвержден приказом Минпромторга России от 25.06.2013 № 970)

[2] «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» (утвержден приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815)

[3] Единый тарифно-квалификационный справочник работ и профессий рабочих. Выпуск 36 (утвержден постановлением Госкомтруда СССР, ВЦСПС от 07.06.1984 № 171/10-109)

[4] Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[5] «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме»)

[6]	Рекомендация Р 50.2.075—2010	Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API
[7]	Рекомендации по метрологии Р 50.2.076—2010	Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения
[8]	Рекомендация МИ 2083—90	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей
[9]	Рекомендация МИ 1317—2004	Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров
[10]	Рекомендации по метрологии Р 50.2.038—2004	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений
[11]	Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 51—2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения
[12]	Руководство ASTM D 1250—08 (2013)	Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables (Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов)
[13]	ISO 91-1:1992	Petroleum measurement tables; part 1: tables based on reference temperatures of 15 °C and 60 °F (Таблицы измерений параметров нефти. Часть 1. Таблицы, основанные на исходных температурах 15 °С и 60 °F)
[14]	ISO 91-2:1991	Таблицы измерений параметров нефти. Часть 2. Таблицы, основанные на стандартных температурах 20 °С (Petroleum measurement tables; part 2: tables based on a reference temperature of 20 °C)
[15]	Рекомендация МИ 3384—2012	Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефтепродуктов при учетных операциях. Методика измерений ареометром. Программа приведения плотности к заданной температуре
[16]	Рекомендация МИ 1953—2011	Государственная система обеспечения единства измерений. Масса грузов при бестарных перевозках. Методика выполнения измерений весами и весовыми дозаторами

УДК 622.69-79:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: нефть, нефтепродукт, методика (метод) измерений, средство измерений, погрешность

Редактор *М.И. Максимова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Подписано в печать 13.04.2017. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Тираж 10 экз. Зак. 704.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru