

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
(ФГУП «ВНИИР»)
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ФГУП «ВНИИР»

А.А. Когогин

2009 г.



РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА И ОБЪЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методика измерений в горизонтальных резервуарах

МИ 3242-2009

Казань
2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

| | |
|--------------------|---|
| 1 РАЗРАБОТАНА | ОАО «Нефтяная компания «Роснефть» (ОАО «НК «Роснефть») |
| 2 ИСПОЛНИТЕЛИ | М.П. Естин, С.А. Абрамов, С.Г. Башкуров |
| 3 УТВЕРЖДЕНА | ФГУП «ВНИИР» ГНМЦ 07 декабря 2009 г. |
| 4 АТТЕСТОВАНА | ФГУП «ВНИИР» ГНМЦ Свидетельство об аттестации № 23207-09 от 10 декабря 2009 г. |
| 5 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА | ФГУП «ВНИИМС» ГНМЦ 18 декабря 2009 г. Код регистрации методики измерений в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2009.06687 |
| 6 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|----|--|----|
| 1 | Область применения | 1 |
| 2 | Нормативные ссылки | 1 |
| 3 | Термины и определения | 2 |
| 4 | Обозначения и сокращения | 3 |
| 5 | Общие требования к методам измерений и вычислений и порядок применения методики измерений | 3 |
| 6 | Требования к погрешности измерений | 4 |
| 7 | Средства измерений и вспомогательные устройства | 5 |
| 8 | Условия измерений | 7 |
| 9 | Квалификация операторов. Требования охраны труда и окружающей среды | 7 |
| 10 | Подготовка к выполнению измерений | 8 |
| 11 | Выполнение измерений и вычислений | 9 |
| 12 | Определение массы нефтепродукта, отпущенного из резервуара или принятого в резервуар | 14 |
| 13 | Оценивание погрешности измерений | 14 |
| 14 | Обработка результатов измерений | 17 |
| 15 | Оформление результатов аттестации методики измерений | 17 |
| | Библиография | 19 |
| | Приложение А. Соотношение допустимых значений уровней нефтепродукта в РГС при приеме и отпуске, при которых обеспечиваются погрешности измерения массы по ГОСТ Р 8.595 | 20 |
| | Приложение Б. Расчет плотности с учётом поправки на температурное расширение стекла ареометра | 21 |
| | Приложение В. Примеры расчета объема, массы и оценки погрешности | 22 |
| | Приложение Г. Алгоритмы приведения объема и плотности к стандартным и рабочим условиям | 30 |

РЕКОМЕНДАЦИЯ

| | |
|---|---------------------|
| ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ | МИ 3242-2009 |
| МАССА И ОБЪЁМ НЕФТЕПРОДУКТОВ | |
| Методика измерений в вертикальных резервуарах | |

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая Рекомендация распространяется на массу и объем нефтепродуктов и устанавливает методику измерений в резервуарах горизонтальных стальных.

Методика измерений разработана в соответствии с положениями ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.595.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей Рекомендации использованы ссылки на следующие стандарты:

| | |
|-------------------------------|---|
| ГОСТ 8.346-2000 | ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки |
| ГОСТ 8.247-2004 | ГСИ. Метроштоки для измерений уровня нефтепродуктов в горизонтальных резервуарах. Методика поверки |
| ГОСТ 12.0.004-90 | Система стандартизации безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения |
| ГОСТ 12.1.005-88 | Система стандартизации безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны |
| ГОСТ 12.4.111-82 | Система стандартизации безопасности труда. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия |
| ГОСТ 12.4.112-82 | Система стандартизации безопасности труда. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия |
| ГОСТ 12.4.137-84 | Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия |
| ГОСТ 400-80 | Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия |
| ГОСТ 2517-85 | Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб |
| ГОСТ 3900-85 | Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности |
| ГОСТ 7502-98 | Рулетки измерительные металлические. Технические условия |
| ГОСТ 17032-71 | Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры |
| ГОСТ 18481-81 | Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия |
| ГОСТ 22782.0-81 ГОСТ 28498-90 | Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний |

| | |
|------------------------------------|--|
| ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. | Методики выполнения измерений |
| ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. | Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений |
| ГОСТ Р 8.596-2002 | Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения |
| ГОСТ Р 51069-97 | Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром |
| ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования |
| ГОСТ Р 51330.9-99 | Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон |

Примечание – при пользовании настоящей Рекомендацией целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей Рекомендацией следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей Рекомендации использованы следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 измерительная система: совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое.

3.2 испытательная лаборатория (испытательный центр): химико-аналитическая лаборатория, выполняющая контроль качества (параметров).

3.3 методика измерений: совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

3.4 персональный компьютер: универсальная ЭВМ, предназначенная для индивидуального использования.

3.5 программное обеспечение: совокупность программ, системы обработки информации и программных документов, необходимых для эксплуатации этих программ.

3.6 система обработки информации: вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах продукта, измеренных первичными преобразователями, и включающие в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

3.7 **средство измерений:** техническое средство, предназначенное для измерений.

3.8 **стандартные условия:** условия, соответствующие температуре нефтепродукта 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.9 **температура измерения объема:** температура нефтепродукта в мере вместимости, мере полной вместимости при измерении уровня.

3.10 **условия измерений объема** (при косвенном методе статических измерений): условия, соответствующие температуре нефтепродукта в мере вместимости при измерении уровня и избыточному давлению, равному нулю.

4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей Рекомендации приняты следующие сокращения:

- **ИЛ (ИЦ)** – испытательная лаборатория (испытательный центр);
- **ИС** – измерительная система;
- **ПК** – персональный компьютер;
- **ПО** – программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов;
- **РГС** – резервуар горизонтальный стальной;
- **СИ** – средство измерений;
- **СОИ** – система обработки информации.

5 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1 Определение объема и массы нефтепродукта в настоящей Рекомендации выполняется в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

5.2 Массу нефтепродукта в РГС вычисляют как произведение объема и плотности нефтепродукта, приведенных или к стандартным условиям, или к условиям измерений объема.

5.3 Объем нефтепродукта определяют, используя результат измерений уровня нефтепродукта в РГС, по градуировочной таблице, составленной по ГОСТ 8.346.

5.4 Объем, плотность и температуру нефтепродукта определяют по результатам измерений с использованием СИ, согласно требованиям раздела 7 настоящей Рекомендации.

5.5 Массу нефтепродукта, отпущенного из резервуара или принятого в резервуар, вычисляют как разность результатов измерений массы нефтепродукта в резервуаре, полученных до и после отпуска (приема) нефтепродукта.

5.6 Измерения должны проводиться в соответствии с требованиями настоящей Рекомендации.

5.7 Алгоритмы методики измерений реализованы в программном обеспечении¹. Вычисления должны выполняться с помощью ПО.

5.8 В исключительных случаях, до инсталляции ПО на персональные компьютеры или до переустановки в случае выхода из строя ПО, допускается выполнение вычислений без применения ПО.

Вычисления массы для таких случаев выполняются на основе примеров, приведенных в приложении Б настоящей Рекомендации. При этом следует руководствоваться следующими требованиями:

5.8.1 Результаты измерения плотности и объема нефтепродукта приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности приводят к условиям температуры измерения его объема.

5.8.2 Приведение плотности и объема к стандартным условиям выполняется по следующим таблицам²:

- плотности: к 15 °С по таблице 53В АСТМ Д 1250 [7];
к 20 °С по таблице 59В ИСО 91/2 [6];
- объема: к 15 °С по таблице 54В [7];
к 20 °С по таблице 60В [6].

5.8.3 При температуре измерения объема нефтепродукта измерение плотности должно осуществляться в лабораторных условиях в термостате при температуре измерения его объема. Иные методы определения плотности для данного случая не допустимы.

6 ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта в резервуаре не должны превышать значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

| Метод измерений | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений | |
|---|---|--|
| | массы нефтепродукта, % | объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, % |
| Косвенный метод статических измерений до 120 т | ± 0,65 | ± 0,60 |
| Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше | ± 0,50 | ± 0,40 |

¹ Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов разработано ОАО «НК «Роснефть» и аттестовано ФГУП «ВНИИМС».

² Таблицы в электронном виде входят в поставочный комплект методик измерений.

6.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, отпущенного из резервуара или принятого в резервуар, не должны превышать значений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

| Метод измерений | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, отпущенного из резервуара или принятого в резервуар, % |
|---|---|
| Косвенный метод статических измерений до 120 т | $\pm 0,65$ |
| Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше | $\pm 0,50$ |

7 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

7.1 При выполнении измерений массы и объема нефтепродукта применяют следующие меры вместимости, СИ и технические средства:

- резервуары горизонтальные стальные цилиндрические (далее РГС) по ГОСТ 17032 с относительной погрешностью определения вместимости по ГОСТ 8.346.

7.2 СИ и технические средства, не образующие измерительные системы:

7.2.1 Неавтоматизированные СИ:

- метрошток с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мм по ГОСТ 8.247 или рулетка измерительная с грузом (лотом) 2-го класса точности по ГОСТ 7502;
- термометры ртутные стеклянные по ГОСТ 28498 или ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С, используемые для определения температуры нефтепродукта в РГС;
- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефтепродукта по ГОСТ 3900 или по ГОСТ Р 51069. Требования к ним изложены в 7.6.

7.2.2 Автоматизированные СИ:

- переносной электронный измеритель уровня (электронная рулетка) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм;
- переносной погружной электронный термометр с разрешающей способностью 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С;
- переносной погружной измеритель плотности нефтепродуктов с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ кг/м³;
- комбинированные СИ, обеспечивающие выполнение функций, указанных в 7.2.2, в любых комбинациях, предусмотренных конструкцией данных СИ.

7.2.3 Персональные компьютеры или технические средства для обработки и вычисления результатов измерений.

7.3 Водочувствительная лента или паста.

7.4 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

7.5 Измерительные системы в составе:

- канала (каналов) измерения уровня с использованием уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм;
- канала (каналов) измерения температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С;
- канала (каналов) измерения плотности нефтепродукта в РС;
- СОИ с пределом допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ %.

7.6 СИ и технические средства в ИЛ (ИЦ):

7.6.1 При определении плотности ареометром по ГОСТ 3900:

- пробоотборник по ГОСТ 2517;
- ареометры для нефтепродукта по ГОСТ 18481 типа АН, АНТ-1. Допускается применять аналогичные ареометры, отградуированные по нижнему мениску;
- цилиндры для ареометров стеклянные по ГОСТ 18481 или металлические соответствующих размеров;
- термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 № 4 по техническим условиям ТУ 25-2021.003 [15] или термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов типа ТИН-5 по ГОСТ 400 при использовании ареометров типа АН. Термометр должен быть откалиброван на полное погружение с ценой деления $0,1$ °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;
- термостат или водяная баня для поддержания температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С.

7.6.2 При определении плотности ареометром по ГОСТ Р 51069:

- пробоотборник по ГОСТ 2517;
- ареометры для нефтепродукта по ГОСТ 18481;
- цилиндры для ареометров стеклянные по ГОСТ 18481 или металлические соответствующих размеров;
- термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 № 2 и № 3 по техническим условиям [15] или термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов типа ТИН-5 по ГОСТ 400 при использовании ареометров типа АН. Термометр должен быть откалиброван на полное погружение с ценой деления $0,1$ °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;
- термостат или водяная баня для поддержания температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С.

Примечание – Метрологические характеристики ареометров и термометров выбираются по таблицам № 1 и № 2 ГОСТ Р 51069.

7.7 Допускается применять другие аналогичные по назначению СИ, ИС и технические средства, допущенные к применению в установленном порядке, если их характеристики не уступают указанным в настоящей Рекомендации.

7.8 СИ и ИС, участвующие в измерении массы нефтепродуктов, должны иметь сертификаты об утверждении типа в соответствии с ПР 50.2.009 [9].

Измерительные системы, собираемые на месте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596), должны быть внесены в Государственный реестр, как СИ единичного типа.

7.9 СИ и ИС, участвующие в измерении массы нефтепродукта, подлежат поверке в соответствии с ПР 50.2.006 [8] и должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм. Метроштоки поверяются в соответствии с ГОСТ 8.247.

7.10 Программное обеспечение, применяемое в составе СОИ ИС, должно быть аттестовано в установленном порядке в соответствии с МИ 2955 [11], МИ 2676 [12], МИ 2174 [13].

7.11 Периодичность поверки СИ, применяемых при измерениях массы нефтепродукта в РГС, должна соответствовать межповерочному интервалу, установленному при утверждении типа. Изменение межповерочного интервала проводится органом Государственной метрологической службы по согласованию с метрологической службой юридического лица.

7.12 Поверку резервуаров проводят не реже одного раза в пять лет.

7.13 Технологические трубопроводы должны быть отградуированы (определена вместимость) в соответствии с МИ 2800 [14]. Градуировочную таблицу на технологический трубопровод составляют суммированием вместимостей отдельных трубопроводов. Градуировочную таблицу на отдельный трубопровод составляют суммированием вместимостей его участков. Периодичность градуировки не реже одного раза в десять лет.

8 УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха от – 40 °С до + 50 °С.
- скорость ветра не более 12,5 м/с.

Примечание – Технические характеристики применяемых СИ и технических средств должны соответствовать вышеуказанным условиям.

8.2 Измерение плотности нефтепродукта в отобранной пробе должно проводиться в лаборатории или специально оборудованном помещении.

8.3 Измерение уровня нефтепродукта и подтоварной воды проводят измерительной рулеткой с лотом или метроштоком только через измерительный люк. Во время опускания рулетки, метроштока внутрь резервуара операторы находятся с наветренной стороны люка и не должны наклоняться над измерительным люком. Лента измерительной рулетки должна плавно и непрерывно скользить по направляющему пазу планки измерительного люка. Метрошток опускают (поднимают) строго вертикально.

8.4 Для обеспечения указанных в 6.2 настоящей Рекомендации пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы принятого и отпущенного нефтепродукта значения уровней нефтепродукта в резервуаре до и после приема, до и после отпуска должны соответствовать допустимым значениям, приведенным в таблицах А.1, А.2 приложения А.

9 КВАЛИФИКАЦИЯ ОПЕРАТОРОВ, ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 4-го разряда, прошедших обучение и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004, годных по состоянию здоровья и ознакомленных с настоящей Рекомендацией.

Лица, выполняющие измерения, должны:

- соблюдать требования по охране труда, промышленной и экологической безопасности и правила пожарной безопасности, распространяющиеся на объект, на котором проводят измерения;
- выполнять измерения в специальной одежде и обуви в соответствии с ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112, ГОСТ 12.4.137.

Выполнение измерений проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- в области охраны труда и промышленной безопасности - ПБ 09-560 [1], ПОТ РМ 021 [2];
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок - ПОТ Р М-016 [3];
- в области охраны окружающей среды и атмосферного воздуха - Федеральными законами «Об охране окружающей среды» [4], «Об охране атмосферного воздуха» [5] и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

9.3 Площадка, на которой установлены резервуары, должна содержаться в чистоте, без следов нефтепродукта, и быть оборудована первичными средствами пожаротушения. Не допускается выбросов и выделений нефтепродуктов в окружающую среду.

9.4 Для освещения применяют светильники во взрывозащищенном исполнении. Переносные светильники включают и выключают за земляным валом или ограждением резервуарного парка. Защита от статического электричества должна соответствовать требованиям правил [16].

9.5 При выполнении работ по отбору проб следует соблюдать требования безопасности, регламентируемые ГОСТ 2517, в том числе:

- переносные пробоотборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искр при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.);
- для крепления переносного пробоотборника используют гибкие, не дающие искр, металлические тросики. При применении шнуров (веревки и т.д.) из неэлектропроводных материалов на их поверхности должен быть закреплен многожильный, не дающий искр, неизолированный металлический проводник, соединенный с пробоотборником. Перед отбором проводник должен заземляться с элементами РГС.

9.6 Электрооборудование (СИ, ИС и вспомогательные устройства), применяемое при выполнении измерений, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.9 места применения, отвечать требованиям ГОСТ 22782.0, ГОСТ Р 51330.0, иметь разрешение Ростехнадзора, полученное на основании заключения экспертизы промышленной безопасности на применение во взрывоопасных зонах.

10 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Подготовка к выполнению измерений проводится в соответствии с технической документацией на СИ и другие технические средства, применяемые при измерениях.

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующее:

10.1.1 Проверяют включенное состояние оборудования и наличие напряжения питания.

10.1.2 Проверяют исправность пробоотборника и его комплектность. При наличии загрязнения переносной пробоотборник протирают бензином и просушивают.

10.1.3 Проверяют состояние оборудования, герметичность фланцевых соединений, контролируют отсутствие утечек нефтепродукта, отсутствие посторонних шумов и вибраций на измерительных линиях, исправность СИ, целостность пломб и клейм.

10.1.4 При приеме нефтепродукта в резервуар измерения выполняют после 2-х часового отстоя нефтепродукта по завершении приема. При несоблюдении сроков отстоя в установленных на предприятии формах по учету движения нефтепродуктов делается отметка о фактическом времени отстоя.

11 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ

Примечание – В случае, если плотность измеряется ареометром, в результате измерения плотности вносится поправка на температурное расширение стекла для ареометров, рассчитываемая по формулам Б.2 или Б.3 приложения Б.

11.1 Измерение массы нефтепродукта неавтоматизированными средствами измерений.

11.1.1 Определение объема нефтепродукта в резервуаре.

Объем нефтепродукта в резервуаре определяют по градуировочной таблице резервуара с использованием результата измерения уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды.

11.1.1.1 Измерение уровня нефтепродукта.

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

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

Примечание – Измерение уровня нефтепродукта в резервуаре по высоте пустоты резервуара проводят также в случае, если в резервуаре образовался лед.

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

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

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

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

Измерения уровня нефтепродукта в резервуаре (высоты пустоты) проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают большее значение. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения повторяют ещё дважды и берут среднее по трём наиболее близким измерениям с округлением до 1 мм.

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо.

Примечание - Измерения уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды проводят измерительной рулеткой с лотом только через измерительный люк. Во время опускания рулетки внутрь резервуара операторы находятся с наветренной стороны люка и не должны наклоняться над измерительным люком. Лента измерительной рулетки должна плавно и непрерывно скользить по направляющему пазу планки измерительного люка.

11.1.1.2 Измерение уровня подтоварной воды.

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

- водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к нижнему концу метроштока или лоту рулетки с двух противоположных сторон;
- водочувствительная паста тонким слоем наносится на поверхность нижнего конца метроштока или лота рулетки с двух противоположных сторон;
- для резкого выделения грани между слоями воды и нефтепродукта метрошток или рулетку выдерживают неподвижно в резервуаре в течение времени, рекомендуемого инструкцией по применению водочувствительной ленты или пасты. Отсчет уровня подтоварной воды проводят с точностью до 1 мм;
- если межслойный уровень на ленте или пасте обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, то измерение следует повторить, нанеся новый слой пасты или прикрепив новую ленту;
- наличие размытой границы раздела «вода-нефтепродукт» свидетельствует о наличии водоземulsionного слоя. В этом случае необходимо повторить измерение после отстоя и расслоения эмульсии.

11.1.1.3 Определение объема нефтепродукта при температуре его измерения.

По измеренному уровню нефтепродукта (см. 11.1.1.1) по градуировочной таблице резервуара определяют общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре. По измеренному уровню подтоварной воды (см. 11.1.1.2) по градуировочной таблице определяют объем подтоварной воды в резервуаре.

Объем нефтепродукта при температуре его измерения в резервуаре (V), м³, вычисляют по формуле:

$$V = V_n \cdot [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)], \quad (1)$$

- где V_n - объем нефтепродукта в резервуаре, м³. Вычисляют по формуле:
- $$V_n = V_o - V_g \quad (2)$$
- V_o - общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре м³;
 V_g - объем подтоварной воды, м³;
 $\alpha_{ст}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, 1/°C;
 α_s - температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$ для нержавеющей стали и $23 \cdot 10^{-6}$ для алюминия, 1/°C;
 t_v - температура измерения объема, °C.

11.1.2 Измерение температуры нефтепродукта в РГС для определения массы.

11.1.2.1 Отбор проб нефтепродукта из РГС проводят в соответствии с ГОСТ 2517.

11.1.2.2 Температуру нефтепродукта измеряют стеклянным ртутным термометром в каждой точечной пробе. Термометр выдерживают в пробе в течение 1-3 минут после ее извлечения до принятия столбиком ртути постоянного положения. Отсчет температуры проводят, не вынимая термометр из нефтепродукта.

11.1.2.3 Среднюю температуру нефтепродукта в резервуаре (t_v) вычисляют по формулам: При диаметре резервуара более 2500 мм:

$$t_v = \frac{t_n + 6 \cdot t_{cp} + t_g}{8}, \quad (3)$$

- где t_n - температура нефтепродукта, измеренная на нижнем уровне - на 250 мм выше днища резервуара (при измерении стеклянным термометром - температура нефтепродукта в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 с нижнего уровня), °C;
 t_{cp} - температура нефтепродукта, измеренная на среднем уровне - с середины высоты столба нефтепродукта (при измерении стеклянным термометром - температура нефтепродукта в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 со среднего уровня), °C;
 t_g - температура нефтепродукта, измеренная на верхнем уровне - на 250 мм ниже поверхности нефтепродукта (при измерении стеклянным термометром - температура нефтепродукта в точечной пробе, отобранной по ГОСТ 2517 с верхнего уровня), °C.

При диаметре резервуара менее 2500 мм независимо от степени заполнения, а также для резервуара диаметром более 2500 мм, заполненного до высоты, равной половине диаметра, и менее:

$$t_v = \frac{t_n + 3t_{cp}}{4}. \quad (4)$$

При высоте уровня нефтепродукта менее 500 мм за температуру принимают температуру нефтепродукта, измеренную на нижнем уровне:

$$t_v = t_n. \quad (5)$$

11.1.3 Определение плотности нефтепродукта в резервуаре.

11.1.3.1 Отбор проб нефтепродукта из РГС при измерении плотности проводят в соответствии с ГОСТ 2517.

Плотность нефтепродукта измеряют ареометром в объединенной или точечной пробах, согласно ГОСТ 2517. Измерение проводят по ГОСТ Р 51069 или по ГОСТ 3900 в лаборатории или в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенный столиком с ровной горизонтальной поверхностью. По результатам измерений фиксируют, в том числе, значение температуры, при которой проведено измерение плотности.

11.1.4 Вычисление массы нефтепродукта в резервуаре.

При приведении плотности и объема нефтепродукта к 20 °С массу нефтепродукта, кг, вычисляют по формуле:

$$m = V_{20} \cdot \rho_{20}, \quad (6)$$

где V_{20} - объем нефтепродукта, приведенный к 20 °С, м³;
 ρ_{20} - плотность нефтепродукта, приведенная к 20 °С, кг/м³.

При приведении плотности и объема нефтепродукта к 15 °С массу нефтепродукта, кг, вычисляют по формуле:

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15}, \quad (7)$$

где V_{15} - объем нефтепродукта, приведенный к 15 °С, м³;
 ρ_{15} - плотность нефтепродукта, приведенная к 15 °С, кг/м³.

При приведении плотности к температуре измерений объема массу нефтепродукта, кг, вычисляют по формуле:

$$m = V \cdot \rho_{tv}, \quad (8)$$

где V - объем нефтепродукта, при температуре его измерений, м³, рассчитанный по формуле (1);
 ρ_{tv} - плотность нефтепродукта, приведённая к температуре измерений объема, кг/м³.

Примечания:

1. Алгоритмы вычислений объема и плотности реализованы в ПО и изложены в приложении Г.
2. При проведении измерений плотности ареометром вместо значения плотности (ρ_{tv}) в формуле (8) используется значение плотности (ρ^*), определяемое по формуле Б.1.
3. Значение (ρ_{tv}) автоматически рассчитывается в ПО или определяется в лабораторных условиях в термостате при температуре измерения объема, кг/м³.

11.2 Измерение массы нефтепродукта автоматизированными средствами измерений, не образующими измерительные системы.

11.2.1 Определение объема нефтепродукта в резервуаре.

Объем нефтепродукта в резервуаре определяют по градуировочной таблице резервуара с использованием результата измерения уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды.

Измерения уровня проводят с использованием переносного электронного измерителя уровня (электронной рулетки) в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора по высоте пустоты резервуара с учетом требований 11.1.1.1.

Объем нефтепродукта при температуре измерения объема определяют по формуле (1) настоящей Рекомендации.

11.2.2 Измерение температуры нефтепродукта в резервуаре.

Температуру нефтепродукта измеряют переносным погружным электронным термометром непосредственно через каждые 50 см, начиная от верхней границы нефтепродукта.

Среднюю температуру нефтепродукта в резервуаре (t_v) вычисляют по формуле:

$$t_v = \frac{t_1 + t_2 + \dots + t_n}{n}, \quad (9)$$

где t_1, t_n - температура нефтепродукта, измеренная на соответствующих уровнях, °С;
 n - число измерений для конкретного взлива.

Измерение температуры проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации термометра.

11.2.3 Определение плотности нефтепродукта в резервуаре.

Плотность нефтепродукта измеряют переносным погружным электронным плотномером непосредственно в РГС через каждые 50 см, начиная от верхней границы нефтепродукта.

Плотность нефтепродукта в резервуаре (ρ_v) вычисляют по формуле:

$$\rho_v = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \dots + \rho_n}{n}, \quad (10)$$

где ρ_1, ρ_n - плотность нефтепродукта, измеренная на соответствующих уровнях, кг/м³;
 n - число измерений для конкретного взлива.

Измерение плотности проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации плотномера.

11.2.4 Вычисление массы нефтепродукта в резервуаре.

Массу нефтепродукта в резервуаре вычисляют согласно 11.1.4.

11.3 Измерение массы нефтепродукта измерительными системами.

11.3.1 Определение объема нефтепродукта в резервуаре.

11.3.1.1 Объем нефтепродукта в резервуаре определяют с использованием градуировочной таблицы резервуара по результатам измерений уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды с помощью канала измерения уровня в составе измерительной системы.

11.3.1.2 При отсутствии канала измерения уровня в составе ИС, уровень нефтепродукта и подтоварной воды измеряют в соответствии с 11.1.1.1 или 11.2.1.

11.3.1.3 Объем нефтепродукта при температуре измерения объема определяют по формуле (1) настоящей Рекомендации.

11.3.2 Измерение температуры нефтепродукта в резервуаре.

11.3.3 Температуру нефтепродукта в резервуаре измеряют каналом (каналами) измерения температуры с использованием термопреобразователей, установленных в трубопроводе.

11.3.3.1 При отсутствии канала измерения температуры в составе ИС, температуру нефтепродукта измеряют в соответствии с 11.1.2 или 11.2.2.

11.3.4 Определение плотности нефтепродукта в резервуаре.

11.2.1 Плотность нефтепродукта в резервуаре измеряют каналом (каналами) измерения плотности с использованием поточных плотномеров, установленных в трубопроводе.

При отсутствии канала измерения плотности в резервуаре плотность нефтепродукта измеряют в соответствии с 11.1.3 для ручных СИ или 11.2.3 для автоматизированных СИ.

11.3.5 Вычисление массы нефтепродукта в резервуаре.

Массу нефтепродукта в резервуаре вычисляют согласно 11.1.4.

12 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТА, ОТПУЩЕННОГО ИЗ РЕЗЕРВУАРА ИЛИ ПРИНЯТОГО В РЕЗЕРВУАР

12.1 При проведении отпуска/приема нефтепродукта массу отпущенного (принятого) нефтепродукта вычисляют как разность результатов измерений массы нефтепродукта в резервуаре, полученных до и после отпуска (приема) нефтепродукта, по формуле:

$$M = m_1 - m_2, \quad (11)$$

- где M - масса нефтепродукта, отпущенного из резервуара или принятого в резервуар, кг;
- m_1, m_2 - массы нефтепродукта в резервуаре до/после отпуска нефтепродукта из резервуара или до (после) приема нефтепродукта из резервуара, соответственно, кг.

12.2 Вычисление массы нефтепродукта в резервуаре до/после отпуска нефтепродукта из резервуара или до/после приема нефтепродукта из резервуара (m_1, m_2) осуществляется:

- согласно 11.1 при использовании неавтоматизированных СИ;
- согласно 11.2 при использовании автоматизированных СИ, не образующих ИС;
- согласно 11.3 при использовании ИС.

13 ОЦЕНИВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

13.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта (δm) в РГС, %, вычисляются по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2(\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2}, \quad (12)$$

- где δK - относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС, %;
- K_ϕ - коэффициент, учитывающий геометрическую форму РГС, вычисляется по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{\Delta V \cdot H}{V_0}; \quad (13)$$

- ΔV - объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения РГС на измеряемом уровне наполнения по градуировочной таблице, м³/мм;
 V_0 - объем нефтепродукта в резервуаре на измеряемом уровне (H), м³;
 δH - относительная погрешность измерений уровня нефтепродукта (величина уровня жидкости в РГС за вычетом величины уровня подтоварной воды), %:

$$\delta H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^n}{H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^e}{H} \cdot 100\right)^2}; \quad (14)$$

- H - уровень нефтепродукта (величина уровня жидкости в РГС за вычетом величины уровня подтоварной воды), мм:

$$H = H_o - H_e; \quad (15)$$

- H_o - уровень жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды), мм;

- H_e - уровень подтоварной воды, мм;

- ΔH^n - абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды), мм;

- ΔH^e - абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

- G - коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta t_v}{1 + 2\beta t_p}; \quad (16)$$

- β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595;

- t_v, t_p - температура нефтепродукта при измерении объема и при измерении плотности соответственно, °С;

- $\Delta t_p, \Delta t_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %, вычисляют по формуле:

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100; \quad (17)$$

- $\Delta \rho$ - абсолютная погрешность определения плотности, кг/м³;

- ρ - значение результата измерения плотности нефтепродукта, кг/м³;

- δN - предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений, %.

Примечания:

1 Если для применяемых СИ и каналов ИС заданы как абсолютные, так и относительные погрешности, то для вычисления относительной погрешности измерений массы нефтепродукта применяют формулу (12).

2 Если заданы только относительные погрешности (как правило, для ИС), то для вычисления относительной погрешности измерений массы нефтепродукта применяют следующую формулу:

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta t^2 + \delta N^2}.$$

13.2 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта (δV) в РГС при условиях измерений объема, %, вычисляют по формуле:

$$\delta V = \pm \sqrt{\delta K^2 + \delta H^2}. \quad (18)$$

13.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям (δV_{cy}), %, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{cy} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_V^2}. \quad (19)$$

13.4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы отпущенного/принятого нефтепродукта (δM), %, вычисляют по формуле:

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_1^2}{M^2} \cdot (A_1^2 + B_1^2) + \frac{m_2^2}{M^2} \cdot (A_2^2 + B_2^2) + \delta N^2}, \quad (20)$$

где $A_1 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\phi 1} \delta H_1^2) + (G_1 \cdot \delta \rho_1)^2}; \quad (21)$

$$B_1 = \sqrt{(G_1 \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{\rho 1})^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{V_1})^2}; \quad (22)$$

$$A_2 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\phi 2} \delta H_2^2) + (G_2 \cdot \delta \rho_2)^2}; \quad (23)$$

$$B_2 = \sqrt{(G_2 \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{\rho 2})^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{V_2})^2}, \quad (24)$$

где δK - относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС, %;

$K_{\phi 1}, K_{\phi 2}$ - коэффициенты, учитывающие геометрическую форму РГС при измеряемых уровнях наполнения резервуара H_1 и H_2 ,

$$K_{\phi 1} = \frac{\Delta V \cdot H_1}{V_0}, \quad K_{\phi 2} = \frac{\Delta V \cdot H_2}{V_0}, \quad (25)$$

$\delta H_1, \delta H_2$ - относительные погрешности измерений уровней нефтепродукта в резервуаре (величина уровня жидкости в РГС за вычетом величины уровня подтоварной воды), вычисляют по формулам:

$$\delta H_1 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H_1^H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^B}{H_1^B} \cdot 100\right)^2}, \quad (26)$$

$$\delta H_2 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H_2^H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^B}{H_2^B} \cdot 100\right)^2}, \quad (27)$$

ΔH^H - абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды), мм;

ΔH^B - абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

H_1^H - уровень нефтепродукта (величина уровня жидкости в РГС за вычетом величины уровня подтоварной воды) до отпуска/приёма, мм;

H_2^H - уровень нефтепродукта (величина уровня жидкости в РГС за вычетом величины уровня подтоварной воды) после отпуска/приёма нефтепродукта из резервуара, мм:

$$H_i^H = H_i^o - H_i^e, \quad i=1, 2; \quad (28)$$

- $H_{1,2}^O$ - уровень жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды) до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно мм;
- $H_{1,2}^B$ - уровень подтоварной воды до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно мм;
- $\delta\rho_1, \delta\rho_2$ - относительные погрешности измерения плотности нефтепродукта до и после отпуска соответственно, %, вычисляют по формулам:

$$\delta\rho_1 = \frac{\Delta\rho}{\rho_1} \cdot 100, \quad (29)$$

$$\delta\rho_2 = \frac{\Delta\rho}{\rho_2} \cdot 100;$$

- $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта ареометром, кг/м³;
- ρ_1, ρ_2 - результаты измерений плотности нефтепродукта до и после отпуска соответственно, кг/м³;
- G_1, G_2 - коэффициенты, вычисляют по формулам:

$$G_1 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{V1}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho1}}, \quad (30)$$

$$G_2 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{V2}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho2}};$$

- β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595;
- t_{V1}, t_{V2} - температура нефтепродукта при измерении объема до и после отпуска соответственно, °С;
- $\Delta t_{V1}, \Delta t_{V2}$ - абсолютные погрешности измерения температуры нефтепродукта при измерении ее объема, °С;
- $t_{\rho1}, t_{\rho2}$ - температура нефтепродукта при измерении плотности соответственно, °С;
- $\Delta t_{\rho1}, \Delta t_{\rho2}$ - абсолютные погрешности измерения температуры нефтепродукта при измерении ее плотности, °С;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений, %.

14 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

- 14.1 Значение массы нефтепродукта, кг, округляют до целых значений.
Значение объема нефтепродукта, м³, округляют до трех знаков после запятой.

14.2 Для учета нефтепродукта принимается значение массы в килограммах с округлением до целых значений.

15 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АТТЕСТАЦИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

- 15.1 Аттестацию методики измерений проводят в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

15.2 Аттестация методики измерений осуществляется на основе результатов метрологической экспертизы материалов разработки методики измерений, включающих документ (раздел, часть документа), регламентирующий методику измерений, применяемую

предприятием на конкретной учетной операции, и результаты экспериментального или расчетного оценивания характеристик погрешности методики измерений (относительных погрешностей измерений массы и объема нефтепродукта).

15.3 Аттестацию методик измерений, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, осуществляют метрологические службы предприятий, аккредитованные на право проведения аттестации методик измерений в соответствии с ПР 50.2.13 [10], государственные научные метрологические центры, органы Государственной метрологической службы.

При положительных результатах аттестации:

- оформляют свидетельство об аттестации методики измерений согласно форме ГОСТ Р 8.563;
- регистрируют методику измерений в Федеральном реестре методик измерений;
- документ, регламентирующий методику измерений, утверждают в порядке, установленном на предприятии (приказ, распоряжение);
- в документе, регламентирующем методику измерений, указывают «методика измерений аттестована» с обозначением предприятия, метрологическая служба которого осуществляла аттестацию, либо государственного научного метрологического центра или органа Государственной метрологической службы, выполнивших аттестацию методики измерений.

Примечания:

1. При разработке методик измерений на основе настоящей Рекомендации не допускается внесение изменений в формулы и алгоритмы расчета.
2. Допускается разработка одного документа на методику измерений для нескольких мест проведения учетных операций при использовании в них:
 - идентичных мер вместимости (РГС);
 - СИ одного типа;
 - ИС одного типа, реализующих один физический принцип измерений, с идентичным перечнем и составом измерительных каналов, идентичным программным обеспечением.

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] ПБ 09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов
- [2] ПОТ РМ 021-2002 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций, утвержденные Постановлением Минтруда РФ от 6 мая 2002 г. № 33
- [3] ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями 2003 г.)
- [4] Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ
- [5] Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04 мая 1999 г. № 96-ФЗ
- [6] ИСО 91/2-1991 Рекомендация ИСО по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов, основанных на измерении при 20 °С
- [7] АСТМ Д 1250-2007 Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов
- [8] ПР 50.2.006-94 Правила по метрологии. ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений (с изменениями № 1)
- [9] ПР 50.2.009-94 Правила по метрологии. ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений
- [10] ПР 50.2.013-97 Правила по метрологии. ГСИ. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов
- [11] МИ 2955-2005 Рекомендация. ГСИ. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений и порядок её проведения
- [12] МИ 2676-2001 Рекомендация. ГСИ. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объёма и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения
- [13] МИ 2174-91 Рекомендация. ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения
- [14] МИ 2800-2003 Рекомендация. ГСИ. Вместимость технологических нефтепроводов. Методика выполнения измерений геометрическим методом
- [15] ТУ 25-2021.003-88 Термометры ртутные стеклянные лабораторные
- [16] Правила защиты от статического электричества в производстве химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, утвержденные Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности 31.01.72 г.

Приложение А

Соотношение допустимых значений уровней нефтепродукта в РГС при приеме и отпуске, при которых обеспечиваются погрешности измерения массы по ГОСТ Р 8.595

Таблица А.1

Соотношения допустимых значений уровней нефтепродукта при приеме

| Уровень | |
|-----------------------------|--|
| до приема нефтепродукта, мм | после приема нефтепродукта, не менее, мм |
| 100 | 1100 |
| 200 | 1200 |
| 300 | 1300 |
| 400 | 1500 |
| 500 | 1600 |
| 600 | 1700 |
| 700 | 1800 |
| 800 | 1900 |

| Уровень | |
|-----------------------------|--|
| до приема нефтепродукта, мм | после приема нефтепродукта, не менее, мм |
| 900 | 2000 |
| 1000 | 2200 |
| 1100 | 2300 |
| 1200 | 2400 |
| 1300 | 2500 |
| 1400 | 2700 |
| 1500 | 2800 |
| 1600 | 2900 |

Таблица А.2

Соотношения допустимых значений уровней нефтепродукта при отпуске

| Уровень | |
|------------------------------|---|
| до отпуска нефтепродукта, мм | после отпуска нефтепродукта, не более, мм |
| 1100 | 100 |
| 1200 | 200 |
| 1300 | 300 |
| 1500 | 400 |
| 1600 | 500 |
| 1700 | 600 |
| 1800 | 700 |
| 1900 | 800 |

| Уровень | |
|------------------------------|---|
| до отпуска нефтепродукта, мм | после отпуска нефтепродукта, не более, мм |
| 2000 | 900 |
| 2200 | 1000 |
| 2300 | 1100 |
| 2400 | 1200 |
| 2500 | 1300 |
| 2700 | 1400 |
| 2800 | 1500 |
| 2900 | 1600 |

Приложение Б

Расчет плотности с учётом поправки на температурное расширение стекла ареометра

Б.1 При проведении измерений плотности ареометром значение плотности (ρ^*) вычисляется по формуле:

$$\rho^* = \rho \cdot K_a, \quad (\text{Б.1})$$

- где ρ^* - плотность с учётом поправки на температурное расширение стекла ареометра;
 ρ - плотность нефтепродукта, измеренная ареометром, кг/м³;
 K_a - поправочный коэффициент на температурное расширение стекла ареометра, определяемый по формулам Б.2 или Б.3.

Б.2 Для ареометров, отградуированных при 15 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле:

$$K_a = 1 - 0,000023 (t_0 - 15) - 0,00000002 (t_0 - 15) (t_0 - 15). \quad (\text{Б.2})$$

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

$$K_a = 1 - 0,000025 (t_0 - 20), \quad (\text{Б.3})$$

- где t_0 - температура продукта в рабочих условиях, °С.

Приложение В

Примеры расчетов объема, массы и оценки погрешностей

В.1 Пример 1

Вычисление массы нефтепродукта в РГС, при измерении плотности в лаборатории с приведением к стандартным условиям.

В.1.1 Исходные данные:

| | |
|--|--|
| РГС-70 | |
| базовая высота РГС | 2740 мм |
| объем РГС | 63784,00 дм ³ |
| уровень нефтепродукта в РГС | $H_o = 2600$ мм |
| уровень подтоварной воды в РГС | $H_w = 0$ мм |
| общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в РГС, определенный по измеренному уровню и градуировочной таблице | $V_o = 62900,00$ дм ³ = 62,90 м ³ |
| объем подтоварной воды | $V_w = 0$ м ³ |
| объем нефтепродукта | $V_n = 62,90$ м ³ |
| температурный коэффициент линейного расширения материала стенки РГС | $\alpha_{cm} = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки с лотом (метроштока) | $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температура нефтепродукта в РГС | $t_v = 25$ °C |
| температура нефтепродукта при измерении плотности | $t_p = 22$ °C |
| плотность нефтепродукта, измеренная ареометром, отградуированным при 15 °C, в термостате при температуре измерения объема в РГС | $\rho_{tv} = 709$ кг/м ³ |
| коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595 | $\beta = 0,00123$ 1/°C |
| относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС (объемный метод поверки) | $\delta K = 0,25$ %; |
| предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений | $\delta N = 0$ % |
| объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения РГС на измеряемом уровне наполнения, м ³ /мм, по градуировочной таблице | $\Delta V = 13,70$ дм ³ /мм = 0,01370 м ³ /мм |
| абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды) | $\Delta H^H = 2$ мм |
| абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды | $\Delta H^w = 0$ мм |
| абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта ареометром, отградуированным при 15 °C | $\Delta \rho = 0,5$ кг/м ³ |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении его объема | $\Delta t_v = 0,5$ °C |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении его плотности | $\Delta t_p = 0,5$ °C |

Примечание – При использовании ИС с каналом измерений уровня температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки с лотом (α_s) принимается равным нулю.

В.1.2 Проведение расчета:

В.1.2.1 Объем нефтепродукта при температуре измерения объема вычисляют по формуле (1):

$$V = V_n \cdot [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)] = 62,90 \cdot [1 + (2 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6} + 12,5 \cdot 10^{-6}) \cdot (25 - 20)] = 62,912 \text{ м}^3.$$

В.1.2.2 Определение массы при приведении плотности и объема нефтепродукта к 15 °С:

В.1.2.2.1 Плотность вычисляют по формуле (Б.1) с учётом:

- поправки на температурное расширение стекла ареометра;
- условия, что $t_0 = t_p$:

$$\rho^* = \rho \cdot K_a = 709 (1 - 0,000023 (22 - 15) - 0,00000002 (22 - 15) (22 - 15)) = 708,9 \text{ кг/м}^3.$$

В.1.2.2.2 Плотность и объем нефтепродукта приводят к 15 °С по таблицам 53В и 54В [7] в следующей последовательности:

В.1.2.2.3 По таблице 53В в строке «плотность при температуре измерения» находят величину 709,0 и на уровне температуры 22 °С отмечают соответствующую ей плотность при 15 °С: $\rho_{15} = 715,4 \text{ кг/м}^3$.

Примечание – При использовании таблицы 53В допускается проводить математическую интерполяцию.

В.1.2.2.4 По таблице 54В в строке «плотность при 15 °С» находят ближайшее к полученному по таблице 53В значению плотности 715,4 кг/м³ значение 716,0 кг/м³ и на уровне температуры 25 °С находят поправочный коэффициент на объем нефтепродукта (K) – 0,9871.

Примечание – При использовании таблицы 54В проводить математическую интерполяцию между температурой и плотностью не допускается.

В.1.2.3 Объем нефтепродукта, приведенный к 15 °С, вычисляют по формуле:

$$V_{15} = V \cdot K = 62,912 \cdot 0,9871 = 62,100 \text{ м}^3.$$

В.1.2.4 Массу нефтепродукта вычисляют по формуле (7):

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15} = 62,100 \cdot 715,4 = 44427 \text{ кг.}$$

В.1.3 Вычисление пределов относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта.

В.1.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в РГС вычисляют по формуле (12):

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2},$$

$$K_\phi = \frac{\Delta V \cdot H}{V_0} = \frac{0,01370 \cdot 2600}{62,90} = 0,57,$$

$$H = H_o - H_\theta = 2600 - 0 = 2600 \text{ мм,}$$

$$\delta H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H''}{H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^e}{H} \cdot 100\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2}{2600} \cdot 100\right)^2} = 0,077 \%,$$

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta t_v}{1 + 2 \cdot \beta t_p} = \frac{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25}{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 22} = 1,007,$$

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 = \frac{0,5}{709} \cdot 100 = 0,07 \%,$$

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{0,25^2 + (0,57 \cdot 0,077)^2 + 1,007^2 \cdot (0,0705^2 + 0,00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0,5^2) + (0,00123)^2 \cdot 10^4 \cdot 0,5^2 + 0}$$

$$\Delta m = \pm 0,31 \%.$$

В.1.3.2 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта в РГС при условиях его измерений вычисляют по формуле (18):

$$\delta V = \pm \sqrt{\delta K^2 + \delta H^2} = \pm \sqrt{0,25^2 + 0,077^2} = \pm 0,26 \%.$$

В.1.3.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле (19):

$$\delta V_{cy} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_v^2} = \pm 1,1 \sqrt{0,26^2 + (0,00094 \cdot 100)^2 \cdot 0,5^2} = \pm 0,29 \%$$

В.2 Пример 2

Вычисление массы нефтепродукта в РГС при измерении плотности в лаборатории с использованием термостата (для приведения результатов измерения к условиям измерения объема).

В.2.1 Исходные данные:

| | |
|---|--|
| РГС-70 | |
| базовая высота РГС | 2740 мм |
| объем РГС | 63784,00 дм ³ |
| уровень нефтепродукта в РГС | $H_o = 2600$ мм |
| общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в РГС, определенный по измеренному уровню и градуировочной таблице | $V_o = 62900,00$ дм ³ = 62,90 м ³ |
| объем подтоварной воды | $V_{\theta} = 0$ м ³ |
| объем нефтепродукта | $V_H = 62,90$ м ³ |
| температурный коэффициент линейного расширения материала стенки РГС | $\alpha_{cm} = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки с лотом (метроштока) | $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температура нефтепродукта в РГС | $t_v = 25$ °C |
| температура нефтепродукта при измерении плотности (с использованием термостата) | $t_p = 25$ °C |
| плотность нефтепродукта, измеренная ареометром, отградуированным при 15 °C, в термостате при температуре измерения объема в РГС | $\rho_{tv} = 706,5$ кг/м ³ |
| коэффициент объемного расширения продукта нефтепродукта по | $\beta = 0,00123$ 1/°C |

| | |
|--|---|
| таблице А.1 ГОСТ Р 8.595 | |
| относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС (объемный метод поверки) | $\delta K = 0,25 \%$ |
| предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений | $\delta N = 0 \%$ |
| объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения РГС на измеряемом уровне наполнения, м ³ /мм, по градуировочной таблице | $\Delta V = 13,70 \text{ дм}^3/\text{мм} = 0,01370 \text{ м}^3/\text{мм}$ |
| абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РГС (уровень нефтепродукта + уровень подтоварной воды) | $\Delta H^u = 2 \text{ мм}$ |
| абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды | $\Delta H^o = 0 \text{ мм}$ |
| абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта ареометром | $\Delta \rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$ |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении его объема | $\Delta t_v = 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении его плотности | $\Delta t_p = 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ |

В.2.2 Проведение расчета:

В.2.2.1 Объем нефтепродукта при температуре измерения объема вычисляют по формуле (1):

$$V = V_n \cdot [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)] = 62,90 \cdot [1 + (2 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6} + 12,5 \cdot 10^{-6}) \cdot (25 - 20)] = 62,912 \text{ м}^3,$$

$$V^* = V = 62,912 \text{ м}^3.$$

В.2.2.2 Плотность вычисляют по формуле (Б.1) с учётом:

- поправки на температурное расширение стекла ареометра;
- условия, что $t_0 = t_p$:

$$\rho^* = \rho \cdot K_a = 706,5 (1 - 0,000023 (25 - 15) - 0,00000002 (25 - 15) (25 - 15)) = 704,9 \text{ кг/м}^3.$$

В.2.2.3 Массу при приведении плотности к условиям измерения объема вычисляют по формуле:

$$m = V^* \cdot \rho^* = 62,912 \cdot 704,9 = 44347 \text{ кг}.$$

В.2.2.4 Вычисление пределов относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта:

В.2.2.4.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в РГС вычисляют по формуле (12):

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2},$$

$$K_\phi = \frac{\Delta V \cdot H}{V_0} = \frac{0,01370 \cdot 2600}{62,90} = 0,57,$$

$$H = H_o - H_g = 2600 - 0 = 2600 \text{ мм},$$

$$\delta H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^e}{H} \cdot 100\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2}{2600} \cdot 100\right)^2} = 0,077 \%,$$

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta t_v}{1 + 2 \cdot \beta t_p} = \frac{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25}{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25} = 1,$$

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 = \frac{0,5}{706,5} \cdot 100 = 0,0707 \%,$$

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{0,25^2 + (0,57 \cdot 0,077)^2 + (0,0707^2 + 0,00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0,5^2) + 0,00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0,5^2 + 0} = \pm 0,31 \%$$

В.2.2.4.2 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта в РГС при условиях его измерений вычисляют по формуле (18):

$$\delta V = \pm \sqrt{\delta K^2 + \delta H^2} = \pm \sqrt{0,25^2 + 0,077^2} = \pm 0,26 \%$$

В.2.2.4.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле (19):

$$\delta V_{cy} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_v^2} = \pm 1,1 \sqrt{0,26^2 + (0,00094 \cdot 100)^2 \cdot 0,5^2} = \pm 0,29 \%$$

В.3 Пример 3

Вычисление массы нефтепродукта при измерении плотности автоматизированными СИ или измерительным каналом плотности в составе ИС (при температуре измерения объема).

В.3.1 Исходные данные:

| | |
|--|---|
| РГС-70 | |
| базовая высота РГС | 2740 мм |
| объем РГС | 63784,00 дм ³ |
| уровень нефтепродукта в РГС | $H_o = 2600$ мм |
| общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в РГС, определенный по измеренному уровню и градуировочной таблице | $V_o = 62900,00$ дм ³ = 62,90 м ³ |
| объем подтоварной воды | $V_v = 0$ м ³ |
| плотность нефтепродукта при температуре измерения объема | $\rho_{tv} = 709$ кг/м ³ |
| температурный коэффициент линейного расширения материала стенки РГС | $\alpha_{cm} = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки с лотом | $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°C |
| температура нефтепродукта в РГС | $t_v = 25$ °C |
| коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595 | $\beta = 0,00123$ 1/°C |
| относительная погрешность составления градуировочной таблицы РВС (геометрический метод поверки) | $\delta K = 0,25$ % |
| объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения РГС на измеряемом уровне наполнения, м ³ /мм, по градуировочной таблице | $\Delta V = 13,70$ дм ³ /мм = 0,01370 м ³ /мм |
| абсолютная погрешность измерений уровня нефтепродукта | $\Delta H = 2$ мм |

| | |
|--|--|
| относительная погрешность канала измерения плотности нефтепродукта | $\delta = 0,03\%$ |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении объема | $\Delta t_v = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении плотности | $\Delta t_p = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| предел допускаемой относительной погрешности средств обработки результатов измерений | $\delta N = 0,05 \%$ |

Примечание – При использовании ИС с каналом измерений уровня температурный коэффициент линейного расширения материала рулетки с лотом (α_s) принимается равным нулю.

В.3.2 Проведение расчета:

В.3.2.1 Объем нефтепродукта при температуре измерения объема вычисляют по формуле (1):

$$V = V_n \cdot [1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)] = 62,90 \cdot [1 + (2 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6} + 0) \cdot (25 - 20)] = 62,908 \text{ м}^3,$$

$$V^* = V = 62,908 \text{ м}^3.$$

В.3.2.2 Плотность вычисляют по формуле (Б.1) с учётом:

- поправки на температурное расширение стекла ареометра;
- условия, что $t_0 = t_p$:

$$\rho^* = \rho \cdot K_a = 709 (1 - 0,000023 (25 - 15) - 0,00000002 (25 - 15) (25 - 15)) = 707,4 \text{ кг/м}^3.$$

В.3.2.3 Массу при приведении плотности к условиям измерения объема вычисляют по формуле:

$$m = V^* \cdot \rho^* = 62,908 \cdot 707,4 = 44501 \text{ кг.}$$

В.3.2.4 Вычисление пределов относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта:

В.3.2.4.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов вычисляют по формуле (12):

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2},$$

$$K_\phi = \frac{\Delta V \cdot H}{V_0} = \frac{0,01370 \cdot 2600}{62,90} = 0,57,$$

$$H = H_o - H_s = 2600 - 0 = 2600 \text{ мм,}$$

$$\delta H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^u}{H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^s}{H} \cdot 100\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2}{2600} \cdot 100\right)^2} = 0,077 \%,$$

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta t_v}{1 + 2 \cdot \beta t_p} = \frac{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25}{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25} = 1,$$

$$\delta \rho = 0,03 \%,$$

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{0,25^2 + (0,57 \cdot 0,077)^2 + 0,03^2 + 0,00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0,05^2 + 0,05^2} = \pm 0,29 \%$$

В.3.2.4.2 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта в РГС при условиях его измерений вычисляются по формуле (18):

$$\delta V = \pm \sqrt{\delta K^2 + \delta H^2} = \pm \sqrt{0,25^2 + 0,077^2} = \pm 0,26 \%$$

В.3.2.4.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, вычисляются по формуле:

$$\delta V_{cy} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2} = \pm 1,1 \sqrt{0,26^2 + 0,03^2} = \pm 0,29 \%$$

В.4 Пример 4

Расчет массы нефтепродукта, отпущенного из резервуара, и относительной погрешности измерения массы отпущенного нефтепродукта.

В.4.1 Исходные данные:

Примечание – Для примера приняты допущения, что температура и плотность нефтепродукта до и после отпуска не изменились и подтоварная вода отсутствует.

| | |
|--|---|
| масса нефтепродукта в РГС до отпуска | $m_1 = 50149$ кг |
| масса нефтепродукта в РГС после отпуска | $m_2 = 16276$ кг |
| температура нефтепродукта в РГС (до отпуска и после отпуска) | $t_v = 25$ °С |
| температура нефтепродукта при измерении плотности | $t_p = 22$ °С |
| плотность нефтепродукта (до отпуска и после отпуска), измеренная ареометром при 22 °С | $\rho = 709$ кг/м ³ |
| коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595 | $\beta = 0,00123$ 1/°С |
| коэффициенты, учитывающие геометрическую форму РГС при измеряемых уровнях наполнения резервуара H_1 и H_2 | $K_{\phi 1} = \frac{0,01370 \cdot 2600}{62,90} = 0,57,$ $K_{\phi 2} = \frac{0,0293 \cdot 970}{20,417} = 1,392$ |
| относительная погрешность составления градуировочной таблицы РГС | $\delta K = 0,1$ % |
| предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений | $\delta N = 0$ % |
| уровень нефтепродукта в РГС при измерении (уровень наполнения) – H , объем нефтепродукта в РГС – V и объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения РГС на измеряемом уровне – ΔV : | |
| до отпуска | $H_1 = 2600$ мм, $V_{01} = 62,900$ м ³ , $\Delta V_1 = 13,70$ дм ³ |
| после отпуска | $H_2 = 970$ мм, $V_{02} = 20,413$ м ³ , $\Delta V_2 = 29,30$ дм ³ |
| абсолютная погрешность измерений уровня нефтепродукта | $\Delta H = 2$ мм |
| абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта | $\Delta \rho = 0,5$ кг/м ³ |

| | | | | |
|---|-----------------------------------|-----------------------|-------------|--|
| ареометром | | | | |
| абсолютная погрешность измерений температуры | погрешность измерений температуры | измерений температуры | температуры | $\Delta t_v = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| нефтепродукта при измерении его объема | | | | |
| абсолютная погрешность измерений температуры | погрешность измерений температуры | измерений температуры | температуры | $\Delta t_p = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| нефтепродукта при измерении его плотности | | | | |
| предел допускаемой относительной погрешности средства обработки результатов измерений | | | | $\delta N = 0,05 \text{ } \%$ |

В.4.2 Проведение расчета:

В.4.2.1 Массу отпущенного нефтепродукта вычисляют по формуле (11):

$$M = m_1 - m_2 = 50149 - 16276 = 33873 \text{ кг.}$$

В.4.2.2 Пределы относительной погрешности измерений массы отпущенного нефтепродукта вычисляют по формуле (20):

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_1^2}{M^2} \cdot (A_1^2 + B_1^2) + \frac{m_2^2}{M^2} \cdot (A_2^2 + B_2^2) + \delta N^2},$$

$$\delta H_1 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^n}{H_1^n} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^g}{H_1^g} \cdot 100\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2}{2600} \cdot 100\right)^2} = 0,077,$$

$$\delta H_2 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^n}{H_2^n} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^g}{H_2^g} \cdot 100\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2}{970} \cdot 100\right)^2} = 0,206,$$

$$G_1 = G_2 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_v}{1 + 2\beta \cdot t_p} = \frac{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 25}{1 + 2 \cdot 0,00123 \cdot 22} = 1,005,$$

$$\delta \rho_1 = \delta \rho_2 = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 = \frac{0,5}{709} \cdot 100 = 0,07 \text{ } \%,$$

$$A_1 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\phi_1} \delta H_1^2) + (G_1 \cdot \delta \rho_1)^2} = \sqrt{0,25^2 + (0,57 \cdot 0,077^2) + (1,005 \cdot 0,07)^2} = 0,264,$$

$$B_1 = \sqrt{(G_1 \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{v_1})^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{v_1})^2} = \sqrt{(1,005 \cdot 0,00123 \cdot 10^2 \cdot 0,5)^2 + (0,00123 \cdot 10^2 \cdot 0,5)^2} = 0,089,$$

$$A_2 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{\phi_2} \delta H_2^2) + (G_2 \cdot \delta \rho_2)^2} = \sqrt{0,25^2 + (1,392 \cdot 0,206^2) + (1,005 \cdot 0,07)^2} = 0,354,$$

$$B_2 = B_1 = 0,089,$$

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\frac{50149^2}{33873^2} \cdot (0,264^2 + 0,089^2) + \frac{16276^2}{33873^2} \cdot (0,354^2 + 0,089^2) + 0,05^2} = \pm 0,49\%.$$

Приложение Г (справочное)

Алгоритмы приведения объёма и плотности к стандартным и рабочим условиям

Настоящее приложение содержит алгоритмы, реализованные в ПО³:

- приведение плотности продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па);
- приведение объёма продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па);
- приведение плотности продукта от стандартных условий (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па) к рабочим условиям;
- приведение плотности продукта от рабочих условий к условиям измерений объёма.

Схема приведения объёма и плотности к стандартным и рабочим условиям представлена на рис. 1:

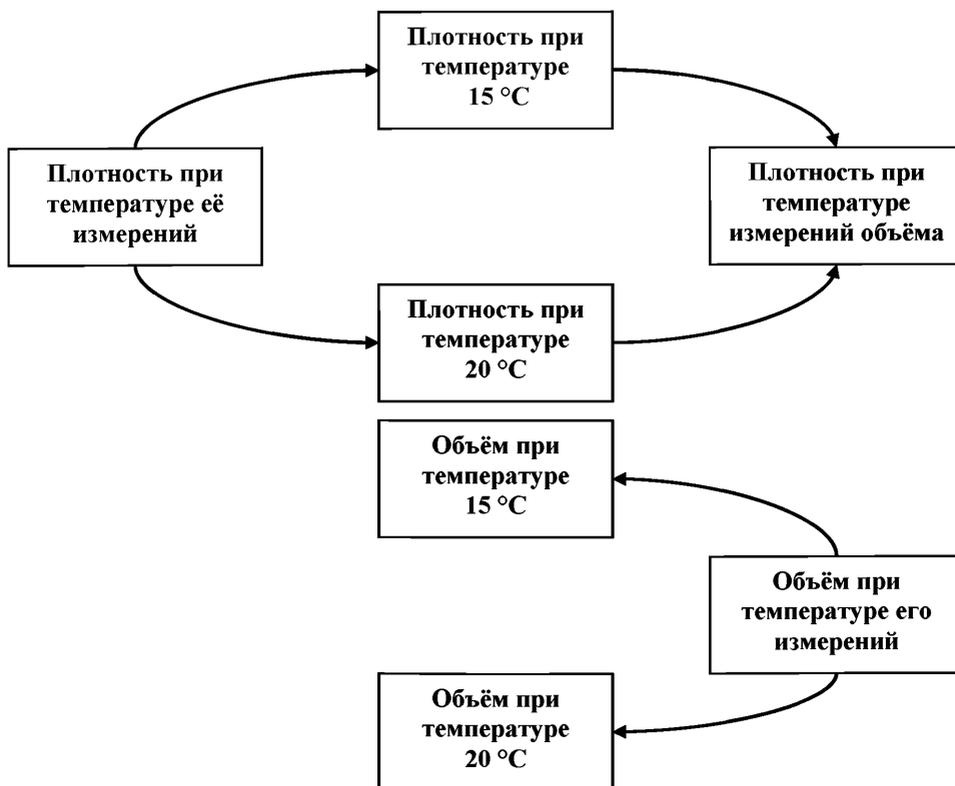


Рис. 1

³ Алгоритмы не предназначены для расчётов вручную.

Г.1 Приведение плотности продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па).

Для выполнения вычислений используются значения следующих величин:

- t_0 - температура продукта в рабочих условиях, °С;
- P_0 - избыточное давление продукта в рабочих условиях, кПа;
- ρ_0 - плотность продукта в рабочих условиях, кг/м³;
- T - стандартная температура (15 °С или 20 °С), °С;
- P - стандартное избыточное давление (0 Па), кПа.

Примечание – В случае, если плотность продукта измеряется ареометром, в результате измерения плотности вносится поправка на температурное расширение стекла для ареометров, рассчитываемая по формуле:

- для ареометров, отградуированных при 15 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле:

$$K_a = 1 - 0,000023 (t_0 - 15) - 0,00000002 (t_0 - 15) (t_0 - 15), \quad (\text{Г.1})$$

- для ареометров, отградуированных при 20 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле:

$$K_a = 1 - 0,000025 (t_0 - 20). \quad (\text{Г.2})$$

В результате расчёта получают значения следующих величин:

- ρ_T - плотность продукта при стандартных условиях (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па), кг/м³;
- C_{TL} - корректирующий фактор на температуру продукта;
- C_{PL} - корректирующий фактор на давление продукта;
- F_P - фактор сжимаемости продукта, кПа⁻¹;
- C_{TPL} - корректирующий фактор на температуру и давление продукта.

Ниже приведён алгоритм вычислений.

Г.1.8 Температура продукта приводится к °F:

$$t_{O,F} = 1,8t_0 + 32. \quad (\text{Г.3})$$

Проверяют выполнение условий по температуре:

$$- 58 \leq t_{O,F} \leq 302. \quad (\text{Г.4})$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

Г.1.9 Рассчитывается избыточное давление продукта в psig:

$$P_{PSI} = \frac{P_0}{6,894757}. \quad (\text{Г.5})$$

Проверяют выполнение условий по давлению:

$$0 \leq P_{PSI} \leq 1500. \quad (\text{Г.6})$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

Г.1.10 Проверяют выполнение условий по плотности:

$$\rho_{\min} \leq \rho_o \leq \rho_{\max}, \quad (\Gamma.7)$$

где значения максимального и минимального значения плотности:

| | |
|-------------------------------|-------------------------------|
| $\rho_{\min}, \text{ кг/М}^3$ | $\rho_{\max}, \text{ кг/М}^3$ |
| 470,4 | 1209,5 |

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

Г.1.11 Определяют максимальное и минимальное значение плотности при стандартных условиях (60 °F):

| | |
|---------------------------------|---------------------------------|
| $\rho_{60\min}, \text{ кг/М}^3$ | $\rho_{60\max}, \text{ кг/М}^3$ |
| 610,6 | 1163,5 |

Г.1.12 Определяют первое приближение плотности при стандартных условиях (60 °F):

$$\rho_{60}^{(m)} = \rho_o, \quad (\Gamma.8)$$

$$\rho_{60}^{(0)} = \begin{cases} \rho_{60,\min} & \text{if } \rho_o < \rho_{60,\min} \\ \rho_{60,\max} & \text{if } \rho_o > \rho_{60,\max} \end{cases} \quad (\Gamma.9)$$

Г.1.13 Пересчитывают температуру продукта из температурной шкалы ITS-90 в температурную шкалу ITS-68:

$$t = t_o - \Delta. \quad (\Gamma.10)$$

Значение Δ рассчитывают по формуле:

$$\Delta = (a_1 + (a_2 + (a_3 + (a_4 + (a_5 + (a_6 + (a_7 + a_8 \tau) \tau) \tau) \tau) \tau) \tau) \tau, \quad (\Gamma.11)$$

где

$$\tau = \frac{t_o}{630}. \quad (\Gamma.12)$$

Значения коэффициентов a_i :

| i | a_i |
|-----|-----------|
| 1 | -0,148759 |
| 2 | -0,267408 |
| 3 | 1,080760 |
| 4 | 1,269056 |
| 5 | -4,089591 |
| 6 | -1,871251 |
| 7 | 7,438081 |
| 8 | -3,536296 |

Г.1.14 Рассчитывают плотность продукта при стандартных условиях (60°F) соответствующую температурной шкале ITS-68:

$$\rho^{*(m)} = \rho_{60}^{(m)} \left\{ 1 + \frac{\exp[A(1 + 0,8A) - 1]}{1 + A(1 + 1,6A)B} \right\}, \quad (\Gamma.13)$$

где

$$A = \frac{\delta_{60}}{2} \left[\left(\frac{K_0}{\rho_{60}^{(m)}} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_{60}^{(m)}} + K_2 \right], \quad (\text{Г.14})$$

$$B = \frac{2K_0 + K_1 \cdot \rho_{60}^{(m)}}{K_0 + (K_1 + K_2 \cdot \rho_{60}^{(m)}) \rho_{60}^{(m)}}. \quad (\text{Г.15})$$

Значение $\delta_{60} = 0,0134979547$.

Значения K_0, K_1, K_2 определяют по таблице Г.1.

Таблица Г.1

| Продукт | Плотность | K_0 | K_1 | K_2 |
|---------------------|---------------------------------------|-----------|--------|-------------|
| Дизельное топливо | $838,3127 \leq \rho_{60} \leq 1163,5$ | 103,8720 | 0,2701 | 0,0 |
| Авиационное топливо | $787,5195 \leq \rho_{60} < 838,3127$ | 330,3010 | 0,0 | 0,0 |
| Переходная зона | $770,3520 \leq \rho_{60} < 787,5195$ | 1489,0670 | 0,0 | -0,00186840 |
| Бензины | $610,6 \leq \rho_{60} < 770,3520$ | 192,4571 | 0,2438 | 0,0 |

Г.1.15 Рассчитывают коэффициент объемного расширения продукта при 60 °F:

$$\alpha_{60}^{(m)} = \left(\frac{K_0}{\rho_{*}^{(m)}} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_{*}^{(m)}} + K_2. \quad (\text{Г.16})$$

Г.1.16 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру продукта:

$$C_{TL}^{(m)} = \exp \left\{ -\alpha_{60}^{(m)} \cdot \Delta t \left[1 + 0,8 \alpha_{60}^{(m)} \cdot (\Delta t + \delta_{60}) \right] \right\}, \quad (\text{Г.17})$$

где

$$\Delta t = t - 60,0068749. \quad (\text{Г.18})$$

Значение δ_{60} берут по Г.1.7.

Г.1.17 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

$$F_{P,PSI}^{(m)} = \exp \left(-1,9947 + 0,00013427t + \frac{793920 + 2326,0t}{(\rho_{*}^{(m)})^2} \right). \quad (\text{Г.19})$$

Г.1.18 Рассчитывают корректирующий фактор на избыточное давление продукта:

$$C_{PL}^{(m)} = \frac{1}{1 - 10^{-5} F_{P,PSI}^{(m)} \cdot P_{PSI}}. \quad (\text{Г.20})$$

Г.1.19 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру и избыточное давление продукта:

$$C_{TPL}^{(m)} = C_{TL}^{(m)} \cdot C_{PL}^{(m)}. \quad (\text{Г.21})$$

Г.1.20 Рассчитывают $\delta \rho_O^{(m)}$:

$$\delta \rho_O^{(m)} = \rho_O - \rho_{60}^{(m)} \cdot C_{TPL}^{(m)}. \quad (\text{Г.22})$$

Проверяют выполнение условия:

$$|\delta\rho_o^{(m)}| < 0,000001. \quad (\Gamma.23)$$

Если условие выполняется, то переходят к Г.1.17.

Г.1.21 Рассчитывают поправку к плотности при стандартных условиях:

$$\Delta\rho_{60}^{(m)} = \frac{E^{(m)}}{1 + D_T^{(m)} + D_P^{(m)}}, \quad (\Gamma.24)$$

где

$$E^{(m)} = \frac{\rho_o}{C_{TL}^{(m)} \cdot C_{PL}^{(m)}} - \rho_{60}^{(m)}, \quad (\Gamma.25)$$

$$D_P^{(m)} = \frac{2C_{PL}^{(m)} \cdot P_o \cdot F_P^{(m)}(7,93920 + 0,02326t_o)}{(\rho_{60}^{(m)})^2}, \quad (\Gamma.26)$$

$$D_T^{(m)} = D_a^{(m)} \cdot \alpha_{60}^{(m)} \cdot \Delta t (1 + 1,6\alpha_{60}^{(m)} \cdot \Delta t), \quad (\Gamma.27)$$

где

$$\Delta t = t_o - 60. \quad (\Gamma.28)$$

Значения D_a приведены в таблице Г.2.

Таблица Г.2

| Продукт | Плотность | D_a |
|---------------------|---------------------------------------|-------|
| Дизельное топливо | $838,3127 \leq \rho_{60} \leq 1163,5$ | 1,3 |
| Авиационное топливо | $787,5195 \leq \rho_{60} < 838,3127$ | 2,0 |
| Переходная зона | $770,3520 \leq \rho_{60} < 787,5195$ | 8,5 |
| Бензины | $610,6 \leq \rho_{60} < 770,3520$ | 1,5 |

Г.1.22 Рассчитывают значение $\rho_{60}^{(m+1)}$:

$$\rho_{60}^{(m+1)} = \rho_{60}^{(m)} + \Delta\rho_{60}^{(m)}, \quad (\Gamma.29)$$

$$\text{Если } \rho_{60}^{(m)} + \Delta\rho_{60}^{(m)} < \rho_{60min}, \text{ тогда } \Delta\rho_{60}^{(m)} = \rho_{60min} - \rho_{60}^{(m)}. \quad (\Gamma.30)$$

$$\text{Если } \rho_{60}^{(m)} + \Delta\rho_{60}^{(m)} > \rho_{60max}, \text{ тогда } \Delta\rho_{60}^{(m)} = \rho_{60max} - \rho_{60}^{(m)}. \quad (\Gamma.31)$$

Г.1.23 Рассчитывают номер итерации:

$$m = m + 1. \quad (\Gamma.32)$$

Проверяют выполнение условия:

$$m \leq 15. \quad (\Gamma.33)$$

Если условие выполняется, то переходят к 1.7.

Если условие не выполняется, то расчет завершается.

Г.1.24 Проверяют выполнение условия:

$$\rho_{60\min} \leq \rho_{60} \leq \rho_{60\max} . \quad (\text{Г.34})$$

Если условие не выполняется, то расчет завершается.

Значения максимальной плотности $\rho_{60\max}$ и минимальной плотности $\rho_{60\min}$ приведены в Г.1.4.

Г.1.25 Рассчитывают корректирующий фактор по температуре при приведении плотности продукта от ρ_{60} к ρ_T .

Корректирующий фактор по температуре $C_{TL,60}$ при приведении плотности продукта от ρ_{60} к ρ_T рассчитывают по Г.1.6 - Г.1.9 при $t_0 = T$ и $P_0 = P$.

Г.1.26 Рассчитывают плотность при стандартных условиях:

$$\rho_T = \rho_{60} \cdot C_{TPL,60} . \quad (\text{Г.35})$$

Г.1.27 Рассчитывают корректирующий фактор по температуре:

$$C_{TL} = \frac{C_{TL}^{(m)}}{C_{TL,60}} . \quad (\text{Г.36})$$

Г.1.28 Рассчитывают корректирующий фактор избыточному давлению:

$$C_{PL} = \frac{C_{PL}^{(m)}}{C_{PL,60}} = C_{PL}^{(m)} . \quad (\text{Г.37})$$

Г.1.29 Рассчитывают корректирующий фактор по температуре и избыточному давлению:

$$C_{TPL} = \frac{C_{TL}^{(m)} \cdot C_{PL}^{(m)}}{C_{TL,60}} . \quad (\text{Г.38})$$

Г.1.30 Округляют корректирующий фактор по температуре до 0,00001.

Г.1.31 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

$$F_P = \frac{F_{P,PSI}}{6,894757} . \quad (\text{Г.39})$$

Г.2 Приведение объема продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па).

Для выполнения вычислений необходимы значения следующих величин:

- ρ_T - плотность продукта при стандартных условиях (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па), кг/м³;
- T - стандартная температура (15 °С или 20 °С), °С;
- P - стандартное избыточное давление (0 Па), кПа;
- V - объем продукта, м³;
- t_V - температура продукта в рабочих условиях при измерении объема, °С;
- P_V - избыточное давление продукта в рабочих условиях при измерении объема, кПа.

В результате расчёта получают значения следующих величин:

- C_{TL} - корректирующий фактор на температуру продукта при приведении объема продукта к стандартной температуре;
- C_{PL} - корректирующий фактор на давление продукта при приведении объема продукта к стандартной температуре;
- C_{TPL} - корректирующий фактор на температуру и давление продукта при приведении объема продукта к стандартной температуре;
- V - объем продукта при стандартных условиях, м³.

Ниже приведён алгоритм вычислений.

Г.2.1 Рассчитывают плотность продукта при стандартных условиях (60 °F) и корректирующий фактор на температуру продукта при приведении плотности при стандартных условиях (60 °F) к плотности при стандартных условиях (15 °C или 20 °C) $C_{TL,60}$.

Расчет проводится по Г.1.1 - Г.1.17.

При этом за значения плотности, температуры и избыточного давления принимают:

$$\begin{aligned} \rho_o &= \rho_T, \\ t_o &= T, \\ P_o &= 0. \end{aligned}$$

Г.2.2 Рассчитывают температуру продукта в °F:

$$t_{v,F} = 1,8t_v + 32. \quad (\text{Г.40})$$

Проверяют выполнение условий:

$$-58 \leq t_{v,F} \leq 302. \quad (\text{Г.41})$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

Г.2.3 Рассчитывают избыточное давление продукта в psig:

$$P_{PSI} = \frac{P_v}{6,894757}. \quad (\text{Г.42})$$

Проверяют выполнение условий:

$$0 \leq P_{PSI} \leq 1500. \quad (\text{Г.43})$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

Г.2.4 Пересчитывают температуру продукта из температурной шкалы ITS-90 в температурную шкалу ITS-68:

$$t = t_v - \Delta_i. \quad (\text{Г.44})$$

Значение Δ_i рассчитывают по формуле:

$$\Delta_i = (a_1 + (a_2 + (a_3 + (a_4 + (a_5 + (a_6 + (a_7 + a_8 \tau) \tau) \tau) \tau) \tau) \tau) \tau, \quad (\text{Г.45})$$

где

$$\tau = \frac{t_o}{630}. \quad (\text{Г.46})$$

Значения коэффициентов (α_i) приведены в Г.1.6.

Г.2.5 Рассчитывают плотность продукта при стандартных условиях (60 °F) соответствующую температурной шкале ITS-68:

$$\rho^* = \rho_{60} \left\{ 1 + \frac{\exp[A(1+0,8A)-1]}{1+A(1+1,6A)B} \right\}, \quad (\text{Г.47})$$

где

$$A = \frac{\delta_{60}}{2} \left[\left(\frac{K_0}{\rho_{60}} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_{60}} + K_2 \right], \quad (\text{Г.487})$$

$$B = \frac{2K_0 + K_1 \cdot \rho_{60}}{K_0 + (K_1 + K_2 \cdot \rho_{60})\rho_{60}}. \quad (\text{Г.49})$$

Значения $\delta_{60} = 0,01374979547$.

Значения K_0, K_1, K_2 определяют по таблице Г.1.

Г.2.6 Рассчитывают коэффициент объемного расширения продукта при 60 °F:

$$\alpha_{60} = \left(\frac{K_0}{\rho^*} + K_1 \right) \frac{1}{\rho^*} + K_2. \quad (\text{Г.50})$$

Г.2.7 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру продукта при приведении плотности от стандартной плотности (60 °F) к рабочей температуре:

$$C_{TL}^* = \exp\left\{ -\alpha_{60} \cdot \Delta t \left[1 + 0,8\alpha_{60}(\Delta t + \delta_{60}) \right] \right\}, \quad (\text{Г.51})$$

где

$$\Delta t = t - 60,0068749. \quad (\text{Г.52})$$

Значение δ_{60} берут по Г.1.7.

Г.2.8 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру продукта при приведении плотности от стандартной плотности (15 °C или 20 °C) к рабочей температуре:

$$C_{TL} = \frac{C_{TL}^*}{C_{TL,60}}. \quad (\text{Г.53})$$

Г.2.9 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

$$F_{P,PSI} = \exp\left(-1,9947 + 0,00013427t + \frac{793920 + 2326t}{(\rho^*)^2} \right). \quad (\text{Г.54})$$

Г.2.10 Рассчитывают корректирующий фактор на избыточное давление продукта:

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - 10^{-5} F_{P,PSI} \cdot P_{PSI}}. \quad (\text{Г.55})$$

Г.2.11 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

$$F_P = \frac{F_{P,PSI}}{6,894757}. \quad (\Gamma.56)$$

Г.2.12 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру и избыточное давление продукта:

$$C_{TPL} = C_{TL} \cdot C_{PL}. \quad (\Gamma.57)$$

Г.2.13 Округляют корректирующий фактор по температуре до 0,00001.

Г.2.14 Рассчитывают объем при стандартных условиях:

$$V_T = C_{TPL} \cdot V. \quad (\Gamma.58)$$

Г.3 Приведение плотности продукта от стандартных условий (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па) к рабочим условиям.

Для выполнения вычислений необходимы значения следующих величин:

- ρ_T - плотность продукта при стандартных условиях (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па), кг/м³;
- T - стандартная температура (15 °С или 20 °С), °С;
- P - стандартное избыточное давление (0 Па), кПа;
- t_V - температура продукта в рабочих условиях, °С;
- P_V - избыточное давление продукта в рабочих условиях, кПа.

В результате расчёта получают значения следующих величин:

- C_{TL} - корректирующий фактор на температуру продукта при приведении плотности продукта к рабочей температуре;
- C_{PL} - корректирующий фактор на давление продукта при приведении плотности продукта к рабочей температуре;
- C_{TPL} - корректирующий фактор на температуру и давление продукта при приведении плотности продукта к рабочей температуре;
- ρ - плотность продукта при рабочих условиях, кг/м³.

Ниже приведён алгоритм вычислений.

Г.3.1 Рассчитывают значения корректирующих коэффициентов по температуре и давлению C_{TL} , C_{PL} , C_{TPL} .

Значения корректирующих коэффициентов по температуре и давлению C_{TL} , C_{PL} , C_{TPL} рассчитывают по Г.2.1 - Г.2.13.

Г.3.2 Рассчитывают значения плотности при рабочих условиях:

$$\rho = C_{TPL} \cdot \rho_T. \quad (\Gamma.59)$$

Г.4 Приведение плотности продукта от рабочих условий к условиям измерений объёма

Приведение плотности продукта от рабочих условий к условиям измерений объёма выполняется в два этапа:

- решается задача приведения плотности от рабочих к стандартным условиям согласно Г.1 настоящего приложения;
- решается задача приведения плотности от стандартных условий к условиям измерений объёма согласно Г.3 настоящего приложения.



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

СВИДЕТЕЛЬСТВО № 23207-09
об аттестации МИ

Методика измерений _____ масса и объем нефтепродуктов
наименование измеряемой величины
разработанная _____ ОАО «НК «Роснефть», г. Москва
наименование организации (предприятия), разработавшей МИ
и регламентированная в _____ рекомендации «Государственная система обеспечения единства
обозначение и наименование документа
измерений. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резер-
вуарах»

аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

Аттестация осуществлена по результатам _____ метрологической экспертизы материалов
вид работ, метрологическая экспертиза материалов
по разработке, теоретических и экспериментальных исследований МИ.
по разработке МИ, теоретическое или экспериментальное исследование МИ, другие виды работ

В результате аттестации МИ было установлено, что МИ соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает следующими основными метрологическими характеристиками:

пределы относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродуктов:
диапазон измерений, характеристики погрешности измерений (неопределенность измерений)

- а) массы нефтепродуктов: до 120 т ±0,65 %;
120 т и более ±0,50 %;
- б) объема нефтепродуктов, приведенного к стандартным условиям: до 120 т ±0,60 %;
120 т и более ±0,40 %.

Заместитель директора
по научной работе направления I



И.И. Фишман
инициалы, фамилия

«10» 12 2009 г.

Всероссийский научно-исследовательский институт
метрологической службы
(ФГУП «ВНИИМС»)

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ АПО-005-09

Об аттестации программы обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов

Наименование программы:

«Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов»

Назначение программы:

Программа предназначена для автоматической обработки результатов измерений и расчета массы и объема нефти и нефтепродуктов в соответствии с алгоритмами и формулами, приведенными в МИ ОАО «НК «Роснефть» и МИ, разработанных дочерними (зависимыми) обществами ОАО «НК «Роснефть» на основе МИ ОАО «НК «Роснефть» (перечень МИ ОАО «НК «Роснефть» приведен в приложении к настоящему свидетельству).

Организация-разработчик программы: Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть»

Результаты аттестации приведены в приложении к настоящему свидетельству и протоколе испытаний от 07.04.2009 г.

Директор

ФГУП «ВНИИМС»



С.А. Кононов

Дата выдачи свидетельства

«14» апреля 2009 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

Приложение к свидетельству № АПО-005-09



СОГЛАСОВАНО

Директор ФГУП «ВНИИМ»

«14» апреля 2009 г.

Перечень методик измерений ОАО «НК «Роснефть»:

- Масса и объем нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений
- Масса и объем нефти. Методика измерений косвенным методом динамических измерений
- Масса и объем нефти. Методика измерений в вертикальных резервуарах
- Масса и объем нефти. Методика измерений в горизонтальных резервуарах
- Масса и объем нефти. Методика измерений в железнодорожных цистернах
- Масса и объем нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений прямым методом динамических измерений
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом динамических измерений
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в вертикальных резервуарах
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резервуарах
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах
- Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в автомобильных цистернах.

Аттестация проведена по «Методике аттестационных (сертификационных) испытаний «Программного обеспечения к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов в ОАО «НК «Роснефть» от 15.10.2008 г. в соответствии с МИ 2676-2001, МИ 2174-91, 2955-2005, МИ 2891-2004.

Результаты аттестации

Название характеристики: Документация на программный продукт «Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов в ОАО «НК «Роснефть»

СВИДЕТЕЛЬСТВО

Метод определения характеристики: Экспертная оценка

Значение характеристики: Предоставленная на программу «Программное обеспечение к методикам измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов в ОАО «НК «Роснефть» документация удовлетворяет общим требованиям к документации программного обеспечения средств измерений по МИ 2891-2004 и Единой системе программной документации.

Название характеристики: Разделение программного продукта и наличие защищенных интерфейсов, а также оценка наличия и эффективности методов его идентификации

Метод определения: Экспертная оценка

Значение характеристики: Разделение программного продукта на метрологически значимые и не значимые части не предусмотрено. Все модули программного обеспечения подлежат аттестации.

Метрологически значимые функции и параметры программного продукта охвачены защитным интерфейсом. В случае не заполнения обязательного поля ввода данных, программа сообщает об этом в отдельном диалоговом окне. Файлы конфигураций, параметров устройств и накопленных значений программы хранятся в бинарном виде, что исключает их просмотр и редактирование простыми программными средствами.

Структура характерна для автономного программного продукта и по основным параметрам соответствует требованиям МИ 2891-2004.

Название характеристики: Относительная погрешность вычислений.

Метод определения: Комплексный метод с использованием тестовых примеров Рекомендации ASTM D 1250-2007 и моделей исходных данных, рекомендуемых методикой МИ 2174-91.

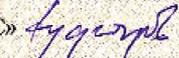
Значение характеристики: Относительная погрешность вычислений объема и массы нефти и нефтепродукта, не превышает 0,01 %. Абсолютное отклонение оценки погрешности при измерении массы и объема нефти и нефтепродукта не превышает 0,01 % (протокол испытаний от 07 апреля 2009 г.)

Название характеристики: Защита программного продукта и измерительной информации

Метод определения: Экспертная оценка, выборочное тестирование

Значение характеристики: Защита модулей от несанкционированного доступа и искажения осуществляется встроенными программными механизмами защиты (авторизация пользователей).

Эксперты:

Начальник сектора ФГУП «ВНИИМС»  Ю. А. Кудеяров

Научный сотрудник ФГУП «ВНИИМС»  А. А. Дудыкин

«14» апреля 2009 г.

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ 09.000.0337



Срок действия с 18.05.2009 г. по 18.05.2014 г.
№ 00337

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ

ФГУП «ВНИИМС»

ПРОДУКЦИЯ

Программное обеспечение к методикам выполнения измерений объема
и массы нефти и нефтепродуктов

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ
ДОКУМЕНТОВ

МИ 2955-2005; МИ 2891-2004, МИ 2676-2001, МИ 2174-91

код ОК 005 (ОКП):
50 5000

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество
«Нефтяная компания «Роснефть»
115035, г. Москва, Софийская набережная, д. 26/1

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

Открытое акционерное общество
«Нефтяная компания «Роснефть»
115035, г. Москва, Софийская набережная, д. 26/1

НА ОСНОВАНИИ

Методика сертификационных испытаний от 15.10.2008 г.
Протокол сертификационных испытаний от 07.04.2009 г.,
выданный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. Алгоритмы и формулы программного продукта «Программное обеспечение к методикам выполнения измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов» соответствуют алгоритмам и формулам методик измерений ОАО «НК «Роснефть».
2. Документация удовлетворяет общим требованиям к документации программного обеспечения средств измерений по МИ 2891-2004.
3. Структура программного продукта «Программное обеспечение к методикам выполнения измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов» является структурой автономного программного обеспечения и соответствует требованиям МИ 2891-2004.
4. Относительная погрешность вычислений объема и массы нефти и нефтепродуктов не превышает 0,01%, абсолютное отклонение оценки погрешности при измерении массы и объема нефти и нефтепродуктов не превышает 0,01%.
5. Для защиты ПП, представленного на сертификацию, от несанкционированного доступа и использования реализованы механизмы авторизации пользователей.

Руководитель органа

М.П.
Эксперт



подпись

подпись

В. Н. Яншии

инициалы, фамилия

Ю.А.Кудеяров

инициалы, фамилия

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

№ 00001

ПРИЛОЖЕНИЕ

к сертификату соответствия № 09.000.0337

Перечень методик измерений ОАО «НК «Роснефть»

Масса и объем нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений.

Масса и объем нефти. Методика измерений косвенным методом динамических измерений.

Масса и объем нефти. Методика измерений в вертикальных резервуарах.

Масса и объем нефти. Методика измерений в горизонтальных резервуарах.

Масса и объем нефти. Методика измерений в железнодорожных цистернах.

Масса и объем нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений прямым методом динамических измерений.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом динамических измерений.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в вертикальных резервуарах.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резервуарах.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах.

Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в автомобильных цистернах.

Руководитель органа



М.П.

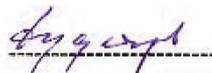
Эксперт



подпись

В.Н. Янин

инициалы, фамилия



подпись

Ю.А. Кудрявов

инициалы, фамилия