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
«24» _____ 2009 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА И ОБЪЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методика измерений косвенным методом динамических измерений

МИ 3241-2009

Казань
2009

gost.e-ecolog.ru

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

СВИДЕТЕЛЬСТВО № **23607-09**
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 косвенным методом динамических измерений»

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: ±0,25 %;
б) объёма нефтепродуктов, приведенного к стандартным условиям: ±0,20 %.

Заместитель директора
по научной работе направления 1 _____ И.И. Фишман
подпись 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. Кононогов**

МП

Дата выдачи свидетельства «14» апреля 2009 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

Приложение к свидетельству № **АПО-005-09**

СОГЛАСОВАНО

Директор ФГУП «ВНИИМС»

С.А. Кононогов

«14» апреля 2009 г.

Перечень методик измерений ОАО «НК «Роснефть»:

- Масса и объём нефти. Методика измерений прямым методом динамических измерений
- Масса и объём нефти. Методика измерений косвенным методом динамических измерений
- Масса и объём нефти. Методика измерений в вертикальных резервуарах
- Масса и объём нефти. Методика измерений в горизонтальных резервуарах
- Масса и объём нефти. Методика измерений в железнодорожных цистернах
- Масса и объём нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах
- Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений прямым методом динамических измерений
- Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом динамических измерений
- Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений в вертикальных резервуарах
- Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений в горизонтальных резервуарах
- Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах
- Масса и объём 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 искажений реализованы механизмы авторизации пользователей.

Руководитель органа _____ подпись **В. Н. Яншин** инициалы, фамилия

М.П.

Эксперт _____ подпись **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 _____ **В.Н. Яншин**
подпись инициалы, фамилия

М.П.

Эксперт _____ **Ю.А. Кудеяров**
подпись инициалы, фамилия

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 № 23607-09 от 10 декабря 2009 г.
5 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП «ВНИИМС» ГНМЦ 18 декабря 2009 г. Код регистрации методики измерений в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2009.06682
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	4
8	Условия измерений	6
9	Квалификация операторов. Требования охраны труда и окружающей среды	7
10	Подготовка к выполнению измерений	8
11	Выполнение измерений и вычислений	8
12	Оценивание погрешности измерений	10
13	Обработка результатов измерений	11
14	Оформление результатов аттестации методики измерений	11
	Библиография	13
	Приложение А. Примеры расчета объема, массы и оценки погрешности	14
	Приложение Б. Расчет плотности с учётом поправки на температурное расширение стекла ареометра	17
	Приложение В. Алгоритмы приведения объема и плотности к стандартным и рабочим условиям	18

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ **МАССА И ОБЪЁМ НЕФТЕПРОДУКТОВ** **Методика измерений косвенным методом динамических измерений**	**МИ 3241-2009**

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая Рекомендация распространяется на массу и объем нефтепродуктов и устанавливает методику измерений косвенным методом динамических измерений.

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 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 нефтепродукта. Технические условия
ГОСТ 12.4.112-82	Система стандартизации безопасности труда. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродукта. Технические условия
ГОСТ 12.4.137-84	Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродукта, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия
ГОСТ 400-80	Термометры стеклянные для испытаний нефтепродукта. Технические условия
ГОСТ 2477-65	Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
ГОСТ 2517-85	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности
ГОСТ 6370-83	Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей
ГОСТ 18481-81	Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия
ГОСТ 22782.0-81	Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ 28498-90	Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний
ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики выполнения измерений
ГОСТ Р 8.580-2001	ГСИ. Определение и применение показателей точности методов

	испытаний нефтепродукта
ГОСТ Р 8.595-2004	ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. 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 при измерении объема.

3.10 **условия измерений объема** (при косвенном методе динамических измерений)**:** условия, соответствующие температуре нефтепродукта в измерительной линии при измерении объема (расхода) 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 объёма и массы нефти и нефтепродуктов;

- **СИ** – средство измерений;

- **СОИ** – система сбора и 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 косвенным методом динамических измерений.

5.2 При косвенном методе динамических измерений массу нефтепродукта вычисляют как произведение объема и плотности нефтепродукта, приведенных или к стандартным условиям, или к условиям измерений объема.

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

5.4 Алгоритмы настоящей методики измерений реализованы в программном обеспечении[1]. Вычисления должны выполняться с помощью ПО.

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

---

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

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

5.5.1 Результаты измерения плотности и объема нефтепродукта приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности приводят к условиям температуры измерения ее объема.

5.5.2 Приведение плотности и объема к стандартным условиям выполняется по следующим таблицам[2]:

- 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].

5.5.3 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 при косвенном методе динамических измерений 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 динамических измерений	± 0,25	± 0,20

7 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

7.1 При выполнении измерений массы и объема нефтепродукта применяют следующие СИ и другие технические средства, не образующие измерительные системы:

7.1.1 Неавтоматизированные СИ:

- счетчик объема (расходомер) с пределами допускаемой относительной погрешности измерения объема не более ± 0,15 %;
- термометры ртутные стеклянные по ГОСТ 28498 или ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 °С, используемые для определения температуры нефтепродукта;
- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефтепродукта по ГОСТ 3900 или по ГОСТ Р 51069. Требования к ним изложены в 7.6.

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

7.1.2 Автоматизированные СИ:
- счетчик объема (расходомер) с пределами допускаемой относительной погрешности измерения объема не более ± 0,15 %;
- термопреобразователь, установленный в трубопроводе с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 °С;
- поточный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,3 кг/м^3.

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

7.2 Измерительные системы в составе:
- канала (каналов) измерения объема нефтепродукта с использованием счетчиков объема (расходомеров)с пределами допускаемой относительной погрешности измерения объема не более ± 0,15 %;
- канала (каналов) измерения температуры нефтепродукта с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 °С;
- канала (каналов) измерения плотности нефтепродукта с использованием поточных плотномеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,3 кг/м^3;
- СОИ с пределом допускаемой относительной погрешности не более ± 0,05 %.

7.3 СИ и технические средства в ИЛ (ИЦ):

7.3.1 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 лабораторные типа ТЛ-4 № 4 по техническим условиям ТУ 25-2021.003 [15] или термометры стеклянные для испытаний нефтепродукта 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 ± 0,2 °С;
- термостат или водяная баня для поддержания температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

7.3.2 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 [16] или термометры стеклянные для испытаний нефтепродукта 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 ± 0,2 °С;
- термостат или водяная баня для поддержания температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.

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

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

7.5 СИ и ИС 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.

7.6 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.

7.7 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].

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

7.9 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.

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. 1 000 000

9.2 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.

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

9.4 Площадка, на которой установлена автоматизированная система налива (слива), должна содержаться в чистоте, без следов нефтепродукта, и быть оборудована первичными средствами пожаротушения. Не допускается выбросов и выделений нефтепродукта в окружающую среду.

9.5 Открытые сливо-наливные эстакады для нефтепродукта должны освещаться прожекторами. Закрытые сливо-наливные эстакады и сливо-наливные эстакады под навесами должны освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении, расположенными на строительных конструкциях навесов, зданий и в других местах, где исключается механическое повреждение электропроводки и светильников. При необходимости контроля за состоянием и уровнем налива следует применять безопасные аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Включать и выключать фонари следует за пределами взрывоопасной зоны.

9.6 Сливо-наливные эстакады для нефтепродукта должны быть защищены от прямых ударов молнии и от электрической индукции. Защита от статического электричества должна соответствовать требованиям правил [16].

9.7 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 (веревок 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 меры вместимости;
- запрещается отбирать пробы нефтепродукта на открытом воздухе во время грозы.

9.8 Электрооборудование (СИ и вспомогательные устройства), применяемое при выполнении измерений, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении, соответствующему 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.

10.2 Проверяют включенное состояние оборудования и наличие напряжения питания.

10.3 Проверяют наличие связи между вторичной аппаратурой и преобразователями.

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

10.5 Проводят измерение и вычисление объема и массы нефтепродукта согласно разделу 11.

11 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ

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

11.1 Измерение и вычисление объема и массы нефтепродукта косвенным методом динамических измерений средствами измерений, не образующими измерительные системы.

11.1.1 Объем нефтепродукта измеряют с помощью счетчика объема (расходомера).

11.1.2 Плотность нефтепродукта измеряют одним из следующих способов:
- поточным плотномером, установленным в трубопроводе по методике, изложенной в инструкции по его эксплуатации;
- ареометром в пробе, отобранной из трубопровода по ГОСТ 2517.

Примечание - Измерение плотности ареометром проводят по ГОСТ Р 51069 или по ГОСТ 3900 в лаборатории или в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенном столиком с ровной, горизонтальной поверхностью.

11.1.3 Температуру нефтепродукта при определении массы измеряют одним из следующих способов:

- термометром в пробе, отобранной из трубопровода по ГОСТ 2517;
- термопреобразователем, установленным в трубопроводе по методике, изложенной в инструкции по его эксплуатации.

11.1.4 Вычисление массы нефтепродукта.

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

$$m = V_{20} \cdot \rho_{20}, \quad (1)$$

где V_{20} - объем нефтепродукта, приведенный к 20 °С, м^3;
ρ_{20} - плотность нефтепродукта, измеренная ареометром и приведенная к 20 °С, кг/м^3.

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

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

где V_{15} - объем нефтепродукта, приведенный к 15 °С, м^3;
ρ_{15} - плотность нефтепродукта, приведенная к 15 °С, кг/м^3.

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

$$m = V \cdot \rho_{tv}, \quad (3)$$

где V - объем нефтепродукта, при температуре его измерений, м^3;
ρ_{tv} - плотность нефтепродукта, приведённая к температуре измерений объёма, кг/м^3.

Примечания:

1. Алгоритмы вычислений объема и плотности реализованы в ПО и изложены в приложении В.

2. При проведении измерений плотности ареометром вместо значения плотности (ρ_{tv}) в формуле (3) 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/м^3.

11.2 **Измерение и вычисление массы нефтепродукта косвенным методом динамических измерений измерительными системами.**

11.2.1 Объем нефтепродукта измеряют каналом (каналами) измерения объема нефтепродукта с использованием счетчиков объема (расходомеров).

11.2.2 Температуру нефтепродукта измеряют каналом (каналами) измерения температуры с использованием электронных термометров, установленных в трубопроводе.

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

11.2.4 Массу брутто нефтепродукта вычисляют согласно 11.1.4.

12 ОЦЕНИВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

12.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %, вычисляют по формуле:

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

где δV - относительная погрешность измерений объема, %, принимают равной относительной погрешности счетчика объема (расходомера);

G - коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta t_v}{1 + 2\beta t_\rho}; \qquad (5)$$

β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, 1/°С, значение которого определяют по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595;

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

$\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;

Δt_ρ - абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении плотности, °С;

Δt_v - абсолютная погрешность измерений температуры нефтепродукта при измерении объема, °С;

δN - относительная погрешность средства обработки результатов измерений при вычислении массы, %.

Относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта:

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100. \qquad (6)$$

12.2 Пределы относительной погрешности измерений массы при приведении плотности нефтепродукта к условиям измерений объема, %, вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + \delta t_{v\rho}^2 + \delta N^2}\ , \qquad (7)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема, %, принимают равной относительной погрешности счетчика объема (расходомера);

$\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;

$\delta t_{v\rho}$ - составляющая относительной погрешности измерений массы нефтепродукта за счет абсолютных погрешностей измерений температур t_v, t_ρ, %;

δN - относительная погрешность средства обработки результатов измерений при вычислении массы, %.

Составляющую относительной погрешности измерений массы нефтепродукта ($\delta t_{v\rho}$) за счет абсолютных погрешностей измерений температур t_v и t_ρ, вычисляют по формуле:

$$\delta t_{v\rho} = \pm\left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (t_\rho - t_v)}\right] \cdot \sqrt{\Delta t_\rho^2 + \Delta t_v^2}\ , \qquad (8)$$

где Δt_ρ, Δt_v - абсолютные погрешности измерений температур t_ρ, t_v, °С;

β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, 1/°С, значение которого определяют по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595.

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 формулы (4) или (7).

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

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

12.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, %, вычисляют по формуле:

$$\delta V_{су} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_\rho^2}\ , \qquad (9)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема, %, принимают равной относительной погрешности счетчика объема (расходомера);

$\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;

β - коэффициент объемного расширения нефтепродукта, 1/°С, значение которого определяют по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595;

Δt_ρ - абсолютная погрешность измерения температуры нефтепродукта при измерении плотности, °С.

13 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

13.1 Значение массы нефтепродукта, кг, округляют до целых значений.
Значение объема нефтепродукта, $м^3$, округляют до трех знаков после запятой.

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

14 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АТТЕСТАЦИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

14.1 Аттестацию методики измерений проводят в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

14.2 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 результатов экспериментального или расчетного оценивания характеристик погрешности методики измерений (относительных погрешностей измерений массы и объема нефтепродукта).

14.3 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 методики измерений для нескольких мест проведения учетных операций при использовании в них:

- СИ одного типа;

- ИС одного типа, реализующих один физический принцип измерений, с идентичным перечнем и составом измерительных каналов.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ПБ 09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродукта

[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 (таблицы 59В, 60В)

[7] АСТМ Д 1250-2007 Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродукта (таблицы 53В, 54В)

[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
(справочное)

Примеры расчета объема, массы и оценки погрешности

А.1 Пример 1

Расчет массы и объема нефтепродукта при определении плотности ареометром и погрешности измерений массы и объема нефтепродукта.

А.1.1 Исходные данные:

нефтепродукт – бензин	
объем нефтепродукта, измеренный с помощью счетчика объема (расходомера) при 25 °С	$V = 150$ м^3
плотность нефтепродукта, измеренная ареометром при 22 °С	$\rho = 709$ кг/м^3
относительная погрешность измерения объема с помощью счетчика объема (расходомера)	$\delta V = 0{,}15$ %
абсолютная погрешность измерения плотности нефтепродукта ареометром	$\Delta\rho = 0{,}5$ кг/м^3
абсолютная погрешность измерения температуры нефтепродукта при измерении объема	$\Delta t_v = 0{,}5$ °С
абсолютная погрешность измерения температуры нефтепродукта при измерении плотности	$\Delta t_\rho = 0{,}5$ °С
относительная погрешность средства обработки результатов измерений при вычислении массы	$\delta N = 0{,}05$ %
коэффициент объемного расширения нефтепродукта по таблице А.1 ГОСТ Р 8.595	$\beta = 0{,}00123$ 1/°С

А.1.2 Проведение расчета:

А.1.2.1 Определение массы при приведении плотности и объема бензина к 15 °С:

А.1.2.1.1 Вычисляют плотность по формуле (Б.1) с учётом:
- поправки на температурное расширение стекла ареометра;
- условия, что $t_0 = t_\rho$:

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

Поправочный коэффициент (K_a) вычисляют по формуле Б.1.

А.1.2.1.2 Плотность (ρ^*) и объем нефтепродукта приводят к 15 °С по таблицам 53В и 54В [7] в следующей последовательности:

А.1.2.1.2.1 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: $\rho_{15} = 715{,}4$ кг/м^3.

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

А.1.2.1.2.2 По таблице 54В в строке «плотность при 15 °С» находят ближайшее к полученному по таблице 53В значению плотности 715,4 кг/м^3 значение 716,0 кг/м^3 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.

А.1.2.1.2.3 Объем бензина, приведенный к 15 °С, вычисляют по формуле:

$$V_{15} = V \cdot K = 150 \cdot 0{,}9871 = 148{,}065 \text{ м}^3.$$

А.1.2.1.3 Массу бензина вычисляют по формуле (2):

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15} = 14{,}807 \cdot 715{,}4 = 105926 \text{ кг}.$$

А.1.2.2 Расчет пределов относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта:

А.1.2.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта вычисляют по формуле (4):

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + G^2(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta t_V^2 + \delta N^2},$$

Коэффициент G вычисляют по формуле (5):

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

Относительную погрешность измерений плотности нефтепродукта вычисляют по формуле (6):

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100 = \frac{0{,}5}{715{,}4} \cdot 100 = 0{,}07\%.$$

Таким образом, относительная погрешность измерений массы нефтепродукта равна:

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{0{,}15^2 + 1{,}007^2(0{,}07^2 + 0{,}00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0{,}5^2) + 0{,}00123^2 \cdot 10^4 \cdot 0{,}5^2 + 0{,}05^2} = \pm 0{,}21\%.$$

А.1.2.2.2 Пределы относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле (9):

$$\delta V_{cy} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + (\beta \cdot 100)^2 \cdot \Delta t_\rho^2},$$

$$\delta V_{cy} = \delta V_{15} = \pm 1{,}1\sqrt{0{,}15^2 + 0{,}07^2 + (0{,}00123 \cdot 100)^2 \cdot 0{,}5^2} = \pm 0{,}19\ \%.$$

А.1.2.2.3 Для случая, если масса вычисляется для условий приведения плотности нефтепродукта к условиям измерений объема, пределы относительной погрешности измерений массы вычисляют по формуле (7):

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

Величину ($\delta t_{v\rho}$) вычисляют по формуле (8):

$$\delta t_{v\rho} = \pm\left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (t_\rho - t_v)}\right] \cdot \sqrt{\Delta t_\rho^2 + \Delta t_v^2} = \pm\left[\frac{0{,}00123 \cdot 100}{1 + 0{,}00123 \cdot (22 - 25)}\right] \cdot \sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2} = \pm 0{,}09\ \%.$$

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{0{,}15^2 + 0{,}07^2 + 0{,}09^2 + 0{,}05^2} = \pm\ 0{,}21\ \%.$$

А.2 Пример 2

Расчет массы, объема и погрешности измерений массы и объема нефтепродукта измерительными системами.

А.2.1 Исходные данные:

нефтепродукт – бензин	
объем нефтепродукта, измеренный с помощью счетчика объема (расходомера) при 25 °С	$V = 150$ м^3
плотность нефтепродукта при 15 °С	$\rho_{15} = 715{,}4$ кг/м^3
температура нефтепродукта при измерении объема	$t_v = 25$ °С
относительная погрешность канала измерения объема с помощью счетчика объема (расходомера)	$\delta V = 0{,}15$ %
относительная погрешность канала измерения плотности	$\delta\rho = 0{,}25$ %
относительная погрешность канала измерения температуры нефти преобразователем температуры при измерении объема	$\delta t = 0{,}05$ %
относительная погрешность СОИ при вычислении массы	$\delta N = 0{,}05$ %

А.2.2 Проведение расчета:

А.2.2.1 Определение массы при приведении плотности и объема нефтепродукта к 15 °С:

А.2.2.1.1 Объем нефтепродукта, приведенный к 15 °С, вычисляют по формуле:

$$V_{15} = V \cdot K = 150 \cdot 0{,}9871 = 148{,}065 \text{ м}^3.$$

А.2.2.1.2 Массу нефтепродукта вычисляют по формуле (2):

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15} = 148{,}065 \cdot 715{,}4 = 105926 \text{ кг}.$$

А.2.2.2 Расчет пределов относительной погрешности измерений массы и объема нефтепродукта.

А.2.2.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + \delta t^2 + \delta N^2} = \pm 1{,}1\sqrt{0{,}15^2 + 0{,}25^2 + 0{,}05^2 + 0{,}05^2} = \pm 0{,}33\,\%.$$

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:

$$\rho^* = \rho \cdot K_a, \qquad (Б.1)$$

где ρ^* - плотность с учётом поправки на температурное расширение стекла ареометра;

ρ - плотность нефтепродукта, измеренная ареометром, кг/м^3;

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:

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

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

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

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

Приложение В
(справочное)

Алгоритмы приведения объёма и плотности к стандартным и рабочим условиям

Настоящее приложение содержит алгоритмы, реализованные в ПО[3]:
- приведение плотности продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 °С или 20 °С, избыточное давление продукта 0 Па);
- приведение объема продукта от рабочих условий к стандартным условиям (температура продукта 15 ^{0}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:

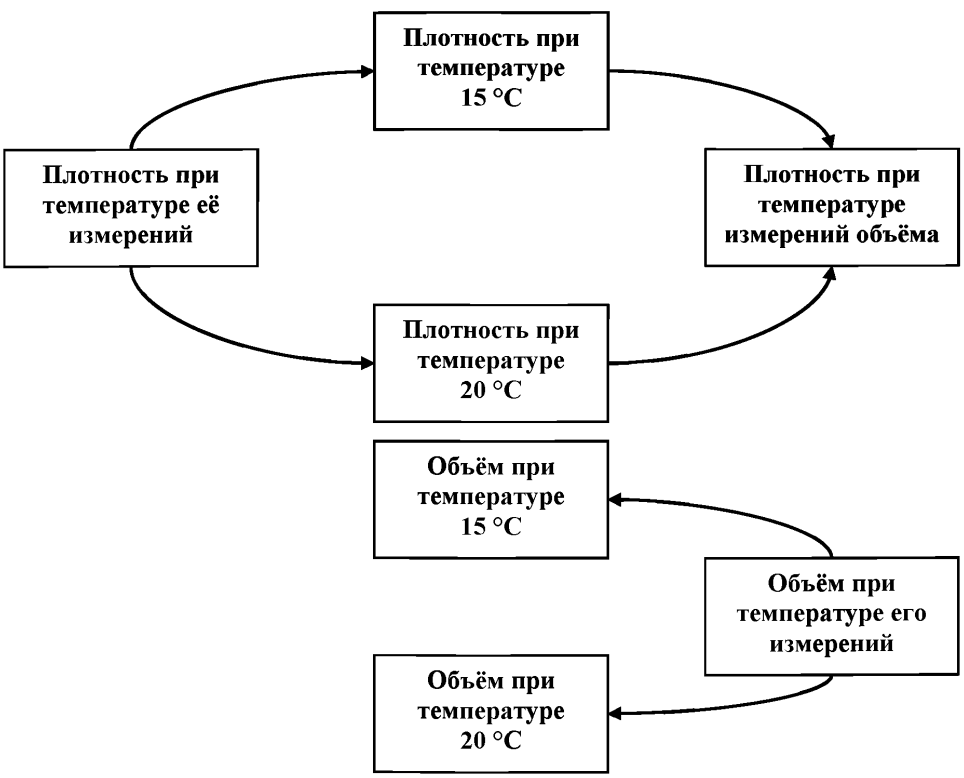


Рис. 1

[3] Алгоритмы не предназначены для расчётов вручную.

В.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/м^3;
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 результат измерения плотности вносится поправка на температурное расширение стекла для ареометров, рассчитываемая по формуле:
- для ареометров, отградуированных при 15 °С, поправочный коэффициент вычисляют по формуле:

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

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

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

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/м^3;
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.

В.1.1 Температура продукта приводится к °F:

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

Проверяют выполнение условий по температуре:

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

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

В.1.2 Рассчитывается избыточное давление продукта в psig:

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

Проверяют выполнение условий по давлению:

$$0 \le P_{PSI} \le 1500. \quad \text{(В.6)}$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

В.1.3 Проверяют выполнение условий по плотности:

$$\rho_{\min} \le \rho_O \le \rho_{\max}, \tag{В.7}$$

где значения максимального и минимального значения плотности:

$\rho_{\min}$, кг/м^3	$\rho_{\max}$, кг/м^3
470,4	1209,5

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

В.1.4 Определяют максимальное и минимальное значение плотности при стандартных условиях (60 °F):

$\rho_{60\min}$, кг/м^3	$\rho_{60\max}$, кг/м^3
610,6	1163,5

В.1.5 Определяют первое приближение плотности при стандартных условиях (60 °F):

$$\rho_{60}^{(m)} = \rho_O, \tag{В.8}$$

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

В.1.6 Пересчитывают температуру продукта из температурной шкалы ITS-90 в температурную шкалу ITS-68:

$$t = t_O - \Delta_t. \tag{В.10}$$

Значение Δ_t рассчитывают по формуле:

$$\Delta_t = (a_1 + (a_2 + (a_3 + (a_4 + (a_5 + (a_6 + (a_7 + a_8\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau, \tag{В.11}$$

где

$$\tau = \frac{t_O}{630}. \tag{В.12}$$

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

В.1.7 Рассчитывают плотность продукта при стандартных условиях (60°F) соответствующую температурной шкале ITS-68:

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

где

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

$$B = \frac{2K_0 + K_1 \cdot \rho_{60}^{(m)}}{K_0 + \left(K_1 + K_2 \cdot \rho_{60}^{(m)}\right)\rho_{60}^{(m)}}. \tag{B.15}$$

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

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

Таблица В.1

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

В.1.8 Рассчитывают коэффициент объемного расширения продукта при 60 °F:

$$\alpha_{60}^{(m)} = \left(\frac{K_0}{\rho^{*(m)}} + K_1\right)\frac{1}{\rho^{*(m)}} + K_2. \tag{B.16}$$

В.1.9 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру продукта:

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

где

$$\Delta t = t - 60{,}0068749. \tag{B.18}$$

Значение δ_{60} берут по В.1.7.

В.1.10 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

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

В.1.11 Рассчитывают корректирующий фактор на избыточное давление продукта:

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

В.1.12 Рассчитывают корректирующий фактор на температуру и избыточное давление продукта:

$$C_{TPL}^{(m)} = C_{TL}^{(m)} \cdot C_{PL}^{(m)}. \tag{B.21}$$

В.1.13 Рассчитывают $\delta\rho_O^{(m)}$:

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

Проверяют выполнение условия:

$$\left|\delta\rho_O^{(m)}\right| < 0{,}000001. \quad (В.23)$$

Если условие выполняется, то переходят к В.1.17.

В.1.14 Рассчитывают поправку к плотности при стандартных условиях:

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

где

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

$$D_P^{(m)} = \frac{2C_{PL}^{(m)} \cdot P_O \cdot F_P^{(m)}\left(7{,}93920 + 0{,}02326t_O\right)}{\left(\rho_{60}^{(m)}\right)^2}, \quad (В.26)$$

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

где

$$\Delta t = t_O - 60. \quad (В.28)$$

Значения D_a приведены в таблице В.2.

Таблица В.2

Продукт	Плотность	D_a
Дизельное топливо	838,3127≤ ρ_{60} ≤ 1163,5	1,3
Авиационное топливо	787,5195≤ ρ_{60} < 838,3127	2,0
Переходная зона	770,3520≤ ρ_{60} < 787,5195	8,5
Бензины	610,6≤ ρ_{60} < 770,3520	1,5

В.1.15 Рассчитывают значение $\rho_{60}^{(m+1)}$:

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

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

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

В.1.16 Рассчитывают номер итерации:

$$m = m + 1. \quad (В.32)$$

Проверяют выполнение условия:

$$m \le 15. \quad (В.33)$$

Если условие выполняется, то переходят к 1.7.
Если условие не выполняется, то расчет завершается.

В.1.17 Проверяют выполнение условия:

$$\rho_{60\min} \le \rho_{60} \le \rho_{60\max}. \quad (В.34)$$

Если условие не выполняется, то расчет завершается.
Значения максимальной плотности $\rho_{60\max}$ и минимальной плотности $\rho_{60\min}$ приведены в В.1.4.

В.1.18 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 В.1.6 - В.1.9 при $t_0 = T$ и $P_0 = P$.

В.1.19 Рассчитывают плотность при стандартных условиях:

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

В.1.20 Рассчитывают корректирующий фактор по температуре:

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

В.1.21 Рассчитывают корректирующий фактор избыточному давлению:

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

В.1.22 Рассчитывают корректирующий фактор по температуре и избыточному давлению:

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

В.1.23 Округляют корректирующий фактор по температуре до 0,00001.

В.1.24 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

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

В.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/м^3;
T - стандартная температура (15 °С или 20 °С), °С;
P - стандартное избыточное давление (0 Па), кПа;

V - объем продукта, м^3;

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, м^3.

Ниже приведён алгоритм вычислений.

В.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 °С или 20 °С) $C_{TL,60}$.

Расчет проводится по В.1.1 - В.1.17.

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

$$\rho_O = \rho_T,$$
$$t_O = T,$$
$$P_O = 0.$$

В.2.2 Рассчитывают температуру продукта в °F:

$$t_{V,F} = 1{,}8\,t_V + 32. \qquad \text{(В.40)}$$

Проверяют выполнение условий:

$$-58 \le t_{V,F} \le 302. \qquad \text{(В.41)}$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

В.2.3 Рассчитывают избыточное давление продукта в psig:

$$P_{PSI} = \frac{P_V}{6{,}894757}. \qquad \text{(В.42)}$$

Проверяют выполнение условий:

$$0 \le P_{PSI} \le 1500. \qquad \text{(В.43)}$$

Если условия не выполняются, то расчет завершается.

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

$$t = t_V - \Delta_t. \qquad \text{(В.44)}$$

Значение Δ_t рассчитывают по формуле:

$$\Delta_t = (a_1 + (a_2 + (a_3 + (a_4 + (a_5 + (a_6 + (a_7 + a_8\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau, \qquad \text{(В.45)}$$

где

$$\tau = \frac{t_O}{630}. \tag{B.46}$$

Значения коэффициентов a_i приведены в В.1.6.

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

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

где

$$A = \frac{\delta_{60}}{2}\left[\left(\frac{K_0}{\rho_{60}} + K_1\right)\frac{1}{\rho_{60}} + K_2\right], \tag{B.48}$$

$$B = \frac{2K_0 + K_1 \cdot \rho_{60}}{K_0 + \left(K_1 + K_2 \cdot \rho_{60}\right)\rho_{60}}. \tag{B.49}$$

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

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

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

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

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

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

где

$$\Delta t = t - 60{,}0068749. \tag{B.52}$$

Значение δ_{60} берут по В.1.7.

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

$$C_{TL} = \frac{C_{TL}^*}{C_{TL,60}}. \tag{B.53}$$

В.2.9 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

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

В.2.10 Рассчитывают корректирующий фактор на избыточное давление продукта:

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - 10^{-5} F_{P,PSI} \cdot P_{PSI}}. \tag{B.55}$$

В.2.11 Рассчитывают коэффициент сжимаемости продукта:

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

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

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

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

В.2.14 Рассчитывают объем при стандартных условиях:

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

В.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/м^3;
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/м^3.

Ниже приведён алгоритм вычислений.

В.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 В.2.1 - В.2.13.

В.3.2 Рассчитывают значения плотности при рабочих условиях:

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

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

gost.e-ecolog.ru