ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В Г. МОСКВЕ» (ФБУ «РОСТЕСТ - МОСКВА»)
АТТЕСТАТ АККРЕДИТАЦИИ № RA.RU.311703

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АТТЕСТАЦИИ

№ СА 0001202

методики (метода) измерений № 2650/449-RA.RU.311703-2018

Массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах системами измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР

при необходимости указывают объект и метод измерения

разработанная: ООО «ОКБ Вектор», 123458, РФ, г. Москва, ул. Твардовского, д.8, Технопарк «Строгино», телефон:+7 (495) 989-52-73, E-mail: info@okbvektor.ru

наименование и адрес разработчика методики

регламентированная в документе: «Масса и объем нефти и нефтепродуктов. Методика измерений массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах системами измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР», утвержденном в ноябре 2018 года на 24 страницах

обозначение и наименование документа, содержащего методику измерений, год его утверждения и число страниц

Методика (метод) измерений аттестована в соответствии с: Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 15 декабря 2015 г. N 4091 «Об утверждении Порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения»

обозначение и наименование нормативного правового документа, на соответствие которого аттестована методика измерений

Аттестация осуществлена по результатам метрологической экспертизы материалов по разработке методики измерений и результатов экспериментальных исследований методики измерений

вид работ: метрологическая экспертиза материалов по разработке методика измерений, теоретическое или экспериментальное исследование методика измерений, другие виды работ

В результате аттестации методики измерений установлено, что методика измерений соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает следующими основными метрологическими характеристиками в соответствии с Приложением А настоящего свидетельства

диапазон измерений, характеристики погрешности измерений (неопределенность измерений) и (или) характеристики составляющих погрешности (при необходимости нормативы контроля)

Заместитель генерального директора ФБУ «Ростест-Москва» _____ А.Д. Меньшиков
М.П.

«30» ноября 2018 г.

© НТ-ГРАФ

Приложение А
(обязательное)

Основные метрологические характеристики методики (метода) измерений массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах системами измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто, массы нетто и объема нефти в резервуаре не должны превышать значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений			
	массы нефтепродуктов, %	массы брутто нефти, %	массы нетто нефти, %	объема нефти, %
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75	± 0,27
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60	± 0,27
Косвенный метод статических измерений до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75	± 0,27
Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60	± 0,27

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, не должны превышать значений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти (нефтепродуктов), отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, %		
	массы нефтепродуктов	массы брутто	массы нетто
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60
Косвенный метод статических измерений до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75
Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60

Главный специалист лаб. № 449
ФБУ «Ростест-Москва» **А.А. Барышникова**

117418 Москва, Нахимовский пр., 31
Call-Центр: 495-544-00-00
тел. 499-129-19-11 факс: 499-124-99-96
Email: info@rostest.ru, www.rostest.ru

ООО «Н*Т*ГРАФ», г. Москва, 2018 год, уровень Б
А4295

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ОКБ ВЕКТОР"

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
ФБУ «Ростест-Москва»

_____ А.Д. Меньшиков
М.п.
«30» 11 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «ОКБ Вектор»

_____ А.И. Фомичев
М.п.
«30» 11 2018 г.

МАССА И ОБЪЕМ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методика измерений
массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах
системами измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР

Москва

2018

ПРЕДИСЛОВИЕ

1. РАЗРАБОТАНА	ООО «ОКБ Вектор»
2. ИСПОЛНИТЕЛИ	А.А. Коваленко, И.И. Судаков
3. УТВЕРЖДЕНА	ФБУ «Ростест-Москва» 30 ноября 2018 г.
4. АТТЕСТОВАНА	ФБУ «Ростест-Москва» 30.11.2018 Свидетельство об аттестации № 2650/449-RA.RU/311703-2018
5. ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП «ВНИИМС» ГНМЦ Код регистрации методики измерений в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2019.32906
6. ВВЕДЕНА ВЗАМЕН	ФР.1.29.2018.30772

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ООО «ОКБ Вектор».

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.
1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ 4
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 4
3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 5
4 СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 6
5 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ 7
6 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ 8
7 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА 8
8 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 10
9 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ 10
10 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ИЗМЕРЕНИЙ 11
11 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ 11
12 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ ОБЪЕМА, МАССЫ БРУТТО НЕФТИ, МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ, МАССЫ НЕТТО НЕФТИ 14
13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ БРУТТО, МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МАССЫ НЕТТО НЕФТИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ИЛИ ПРИНЯТОЙ В РЕЗЕРВУАР 18
14 ОЦЕНИВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ 19
15 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ 23
16 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ 23
БИБЛИОГРАФИЯ 24

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящий документ устанавливает методику измерений массы и объема нефти и нефтепродуктов, приведенных к стандартным условиям, системами измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР в резервуарах вертикальных и горизонтальных стальных.

1.2 Методика измерений (далее – методика) разработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.595.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2477 – 2012	Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
ГОСТ 2517 – 2012	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 7502-98	Рулетки измерительные металлические. Технические условия
ГОСТ 18481-81	Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия
ГОСТ 21534 – 76	Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики (методы) выполнения измерений
ГОСТ 8.570-2000	ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки
ГОСТ 8.346-2000	ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки
ГОСТ 33701-2015	ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов
ГОСТ Р 8.595-2004	ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
ГОСТ Р 8.903-2015	ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) 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 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 31378-2009	Нефть. Общие технические условия

<u>Примечание</u> – при использовании настоящей методики целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (ФГИС РОССТАНДАРТА) 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 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 методике 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 масса балласта: общая масса воды, солей и механических примесей в нефти.

3.4 масса брутто нефти: масса нефти, показатели качества которой соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858 или ГОСТ 31378.

3.5 масса нетто нефти: разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

3.7 нефть: нефть, показатели качества которой соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858 или ГОСТ 31378.

3.8 программное обеспечение: совокупность программ, системы обработки информации и программных документов, необходимых для выполнения измерений массы и объема нефти и нефтепродуктов.

3.9 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.

3.10 средство измерений: техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее свидетельство об утверждении типа средства измерений и внесенное в государственный фонд средств измерений.

3.11 стандартные условия: условия, соответствующие температуре нефти/нефтепродукта 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю (согласно требованиям ГОСТ 8.595).

3.12 температура измерения объема: температура нефти в мере вместимости, мере полной вместимости при измерении уровня.

3.13 условия измерений объема (при косвенном методе статических измерений): условия, соответствующие температуре нефти в мере вместимости при измерении уровня и

избыточному давлению, равному нулю.

3.14 косвенный метод статических измерений массы продукта: метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости.

3.15 косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе: метод, основанный на измерениях гидростатического давления м уровня продукта в мерах вместимости.

3.16 учетная операция: операция, проводимая поставщиком и потребителем или сдающей и принимающей сторонами , заключающаяся в определении массы продукта для последующих расчетов, при инвентаризации и арбитраже.

3.17 мера вместимости: средство измерений объема продукта, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу.

4 СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

4.1 В настоящей методике приняты следующие сокращения:

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

4.2 Обозначения

Условные обозначения параметров указаны непосредственно в тексте

5 ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто, массы нетто и объема нефти в резервуаре не должны превышать значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений			
	массы нефтепродуктов, %	массы брутто нефти, %	массы нетто нефти, %	объема нефти, %
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75	± 0,27
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60	± 0,27
Косвенный метод статических измерений до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75	± 0,27
Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60	± 0,27

5.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, не должны превышать значений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти (нефтепродуктов), отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, %		
	массы нефтепродуктов	массы брутто	массы нетто
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75
Косвенный метод, снованный на гидростатическом принципе от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60
Косвенный метод статических измерений до 120 т	± 0,35	± 0,35	± 0,75
Косвенный метод статических измерений от 120 т и выше	± 0,30	± 0,30	± 0,60

6 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ МАССЫ И ОБЪЕМА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1 Определение объема и массы в настоящей методике выполняется в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

6.3 Объем нефти вычисляют, используя результат измерений уровня нефти в РВС по градуировочной таблице, составленной по ГОСТ 8.570, в РГС – по ГОСТ 8.346.

6.4 Плотность, объём, и температуру нефти определяют по результатам измерений с использованием СИ согласно требованиям раздела 7 настоящей методики.

6.5 Массу нефти (брутто и нетто) или массу нефтепродуктов, отпущенную из резервуара или принятой в резервуар, вычисляют как разность результатов измерений массы нефти (брутто и нетто) или массы нефтепродукта в резервуаре, полученных до и после отпуска (приема) нефти.

6.6 Измерения должны проводиться в соответствии с требованиями настоящей методики.

6.7 Алгоритмы методики измерений реализованы в программном обеспечении. Вычисления должны выполняться с помощью ПО «SIM_HMI» [1].

6.8 Не допускается эксплуатация систем СИМ ВЕКТОР без применения ПО, встроенного в вычислительный компонент (панель оператора).

6.9 Результаты измерения плотности нефти/нефтепродукта приводят к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 8.595 или результат измерений плотности приводят к условиям температуры измерения ее объема.

Приведение плотности и объема к стандартным условиям выполняется по следующим таблицам:

- плотности: к 15 °С по таблице 53А АСТМ Д 1250 [2];
  к 20 °С по таблице 59А ИСО 91/2 [1];
- объема: к 15 °С по таблице 54А [2];
  к 20 °С по таблице 60А [1].

7 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

7.1 При выполнении измерений массы брутто нефти, массы нефтепродуктов, объема нефти и нефтепродуктов системами СИМ ВЕКТОР применяют следующие меры вместимости:

− резервуары вертикальные стальные цилиндрические с относительной погрешностью определения вместимости по ГОСТ 8.570;

− резервуары горизонтальные стальные цилиндрические с относительной погрешностью определения вместимости по ГОСТ 8.346.

7.2 Системы СИМ ВЕКТОР в зависимости от входящих в состав первичных преобразователей уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР, предназначены для измерений массы нефти и нефтепродуктов двумя методами, с приведенными ниже характеристиками каналов измерения и необходимым вспомогательным оборудованием:

---

1 Программное обеспечение к настоящей методике измерений объёма и массы нефти и нефтепродуктов разработано ООО «ОКБ Вектор» и аттестовано ФГУП «ВНИИМС».

7.2.1 Системы СИМ ВЕКТОР, реализующие косвенный метод статических измерений (полуавтоматические системы измерения массы нефтепродуктов)

Включают в состав:

а) канал (каналы) измерения уровня (в составе уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР (модификация ВЕКТОР-ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 1 мм);

б) канал (каналы) измерения температуры (в составе уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР (модификация ВЕКТОР-ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,3 °С);

в) автоматизированная панель оператора с СОИ с пределом допускаемой относительной погрешности не более ± 0,015 %.

Необходимо применять вспомогательне оборудование, используемое аккредитованной испытательной (аналитической) лабораторией ИЛ (ИЦ):

а) для определения массы брутто нефти и массы нефтепродуктов:

- СИ и технические средства, используемые для определения плотности нефти (нефтепродуктов) по ГОСТ 3900 или по ГОСТ Р 51069, обеспечивающие пределы допускаемой абсолютной погрешности плотности не более ± 0,5 кг/м^3;

б) для определения массы нетто нефти:

- СИ и технические средства, используемые для определения массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534;
- СИ и технические средства, используемые для определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477;
- СИ и технические средства, используемые для определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370.

в) для проверки базовой высоты меры вместимости, привязки уровня продукта и уровня подтоварной воды к высотному трафарету резервуара:

- рулетка измерительная с грузом (лотом) 2-го разряда по ГОСТ 7502;
- водочувствительная паста или лента для определения уровня подтоварной воды.

7.2.2 Системы СИМ ВЕКТОР, реализующие косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе (автоматические системы измерения массы нефтепродуктов):

Включают в состав:

а) канал (каналы) измерения уровня (в составе уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР (модификация ВЕКТОР-ДПТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 1 мм);

б) канал (каналы) измерения температуры (в составе уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР (модификация ВЕКТОР-ДПТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,3 °С);

в) канал (каналы) измерения давления гидростатического столба (с использованием преобразователей дифференциального давления в составе уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,075 %);

г) автоматизированная панель оператора с СОИ с пределом допускаемой относительной погрешности не более ± 0,015 %.

Необходимо применять вспомогательное оборудование, используемое аккредитованной испытательной (аналитической) лабораторией ИЛ (ИЦ):

а) для определения массы нетто нефти

- СИ и технические средства, используемые для определения массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534;
- СИ и технические средства, используемые для определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477;
- СИ и технические средства, используемые для определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370.

б) для проверки базовой высоты меры вместимости, привязки уровня продукта и уровня подтоварной воды к высотному трафарету резервуара:

- рулетка измерительная с грузом (лотом) 2-го разряда по ГОСТ 7502;
- водочувствительная паста или лента для определения уровня подтоварной воды.

7.3 Не допускается применять другие аналогичные по назначению СИ, ИС и технические средства в рамках применения настоящей методики, кроме перечисленных в п. 7.2.

7.4 Системы СИМ ВЕКТОР, а также вспомогательное оборудование должны иметь сертификаты об утверждении типа в соответствии с [8].

7.5 СИ и ИС, участвующие в измерении массы нефти, подлежат поверке в соответствии с [7]. Должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

7.6 Алгоритм и программа обработки результатов измерений, применяемые в составе СОИ в системе СИМ ВЕКТОР, соответствуют [12] и аттестованы в установленном порядке.

7.7 Периодичность поверки СИ, применяемых при измерениях массы нефти в мерах вместимости, должна соответствовать межповерочному интервалу, установленному при утверждении типа этих СИ.

8 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При выполнении измерений соблюдают требования по безопасности, производственной санитарии и охране окружающей среды, действующие на предприятии, где устанавливается система СИМ ВЕКТОР.

9 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

К настройке и эксплуатации систем СИМ ВЕКТОР допускаются лица, достигшие 18 лет, изучившие эксплуатационную документацию на системы, СИ и вспомогательное оборудование, прошедшие обучение по технике безопасности и промышленной безопасности, действующие на предприятии, имеющие опыт эксплуатации средств измерения и ознакомленные с настоящей МИ.

10 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Условия применения систем СИМ ВЕКТОР, СИ, и вспомогательного оборудования должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в их эксплуатационной документации.

10.2 Выполнение измерений плотности нефти/нефтепродуктов в лаборатории должно проводиться при следующих климатических условиях согласно ГОСТ Р 8.595:

а) температура окружающего воздуха – (20±5) ºС.;

б) атмосферное давление – (101,3±4) кПа;

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

10.3 Выполнение измерений плотности нефти/нефтепродуктов в испытательной (аналитической) лаборатории проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или [10].

10.4 Измерение уровня нефти и подтоварной воды проводят измерительной рулеткой с грузом (лотом) только через измерительный люк. Во время опускания рулетки внутрь резервуара лента измерительной рулетки должна плавно скользить по направляющему пазу планки измерительного люка.

10.5 Для обеспечения указанных в 5.1 и 5.2 настоящей методике пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, массы нефтепродуктов и массы нетто нефти показатели качества нефти должны соответствовать:

- массовая доля воды, % не более 1,0;
- массовая доля механических примесей, % не более 0,05;
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм3 не более 900;
- объемная доля свободного газа, % отсутствует.

10.6 Для обеспечения указанных в 5.1 и 5.2 настоящей методики пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы и объема нефти/нефтепродукта меры вместимости должны иметь утвержденную градуировочную таблицу с относительной погрешностью не более ±0,25% и быть поверенными. Коэффициент формы РГС и РВС, рассчитанный по формуле (19), не должен превышать значения 1,3.

10.7 Для обеспечения указанных в 5.1 и 5.2 настоящей методики пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы и объема при использовании в составе СИМ ВЕКТОР датчиков гидростатического давления уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре должен быть не менее 0,5 метра.

11 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

11.1 Подготовка к выполнению измерений проводится в соответствии с технической документацией на системы, СИ и вспомогательное оборудование, приведенные в п. 7.2.

При подготовке к выполнению измерений необходимо выполнить следующие:

- Провести подготовку СИ и вспомогательного оборудования к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией.
- Проверить наличие действующих свидетельств о поверке ИС и СИ, целостность пломб и/или клейм СИ.
- Проверить условия выполнения измерений согласно п. 9

− Установить на монтажный фланец резервуара измерительный компонент системы СИМ ВЕКТОР строго в соответствии с Инструкцией по монтажу, входящей в комплект поставки. Выполнить подключение к вычислительному компоненту (панели оператора).

− Проверить включенное состояние оборудования.

− Подключить вычислительный компонент (панель оператора) и выполнить его настройку в соответствии с п. 10.2, 10.3 и 10.4.

− Выполнить настройку панели оператора в соответствии с документом ВГАР. 421417.001 РО Руководство оператора СИМ ВЕКТОР.

− Убедиться в отсутствии сообщений о неисправности системы на дисплее панели оператора.

− Проверить исправность СИ и вспомогательного оборудования в соответствии с их эксплуатационной документацией.

11.2 Ввод значений градуировочной таблицы резервуара в вычислительный компонент (панель оператора) СИМ ВЕКТОР согласно п. 2.2.2 ВГАР. 421417.001 РО Руководство оператора СИМ ВЕКТОР.

11.3 Привязка измерений уровня нефти/нефтепродукта к базовой высоте (высотному трафарету) резервуара.

В связи с наличием на концах канала измерения уровня в ИС СИМ ВЕКТОР неизмеряемых зон, а также для учета размеров поплавка, перед запуском системы, измеряющей уровень продукта в автоматическом режиме, необходимо ввести в систему текущее значение уровня продукта, определяемое СИ и вспомогательным оборудованием из п. 7.2, выполнив следующие измерения, приведенные ниже.

Проверяют базовую высоту 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, указанного в градуировочной таблице на резервуар, 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 продукта проводят по высоте пустоты резервуара.

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

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

− опускают рулетку с лотом ниже уровня нефти. Первый отсчет (верхний) по рулетке проводят на уровне риски планки измерительного люка. Затем рулетку с лотом поднимают строго вверх без смещения в стороны и проводят второй отсчет (нижний) по линии смачивания с точностью до 1 мм;

− определяют высоту пустоты как разность верхнего и нижнего отсчетов;

− определяют уровень нефти в резервуаре как разность величины базовой высоты данного резервуара и полученного значения высоты пустоты резервуара.

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

− опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или опорной плиты, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование резервуара, не допуская волн на поверхности нефти и ударов о днище резервуара. Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии, а место касания лота о днище резервуара 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 нефти/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.

Результат измерения уровня продукта, округленный до третьего знака после запятой, необходимо ввести в вычислительный компонент (панель оператора) в поле «Корректировка высоты» раздела «Настройка резервуара» п. 2.2.2 ВГАР. 421417.001 РО Руководство оператора СИМ ВЕКТОР. Произвести корректировку уровня продукта в системе.

11.4 Привязка измерений уровня подтоварной воды к высотному трафарету резервуара.

Измерение уровня подтоварной воды в мерах вместимости производить измерительной рулеткой с грузом (лотом) с применением водочувствительной ленты или пасты.

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

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

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

Измерение уровня подтоварной воды в каждой мере вместимости проводить дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве измерений уровня принимают их среднее значение. Если полученное расхождение более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

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

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

Результат измерения уровня подтоварной воды, округленный до третьего знака после запятой, необходимо ввести в вычислительный компонент (панель оператора) в поле

«Подробная настройка резервуара» в соответствии с п. 2.2.2 ВГАР. 421417.001 РО Руководство оператора СИМ ВЕКТОР.

Примечание – Измерение значения уровня продукта и уровня подтоварной воды в соответствии с п. 11.3 и 11.4 при помощи рулетки с грузом (лотом) проводят один раз перед запуском системы СИМ ВЕКТОР, при ее настройке. Дальнейшее измерение уровня продукта и подтоварной воды происходит непрерывно в автоматическом режиме. При необходимости внесения изменений в настройки системы или перерывах в работе оборудования, необходимо заново произвести указанные измерения и произвести повторную настройку системы по пунктам раздела 11.

11.5 При приеме нефти в резервуар измерения следует выполнять после 2-х часового отстоя нефти по завершении приема. При несоблюдении сроков отстоя в документе, регламентирующем учет движения нефти на предприятии, делается отметка о фактическом времени отстоя.

12 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫЧИСЛЕНИЙ ОБЪЕМА, МАССЫ БРУТТО НЕФТИ, МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ, МАССЫ НЕТТО НЕФТИ

12.1 Порядок выполнения измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов системами СИМ ВЕКТОР исполнения 1, основанными на косвенном методе статических измерений

12.1.1 Произвести подготовку к выполнению измерений согласно разделу 10.

12.1.2 Измерение уровня продукта и уровня подтоварной воды производится каналом измерения уровня СИМ ВЕКТОР исполнения 1 в непрерывном автоматическом режиме.

12.1.3 Определение объема нефти/нефтепродукта в резервуаре.

12.1.3.1 Общий объем нефти/нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре определяется в вычислительном компоненте с использованием градуировочной таблицы резервуара по результатам измерений уровня нефти/нефтепродуктов. По измеренному уровню подтоварной воды с помощью канала измерения уровня (уровень раздела сред) с использованием градуировочной таблицы определяется объем подтоварной воды в резервуаре.

12.1.3.2 Объем нефти/нефтепродуктов в мере вместимости, приведенный к объему при температуре 15 °С вычисляется автоматически по формуле, м^3:

$$V_{15} = V_{20} \cdot \left[1 + (2\alpha_{cm} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)\right] \cdot CTL_V, \quad (1)$$

где V_{20} - объем нефти в резервуаре, м^3. Вычисляют по формуле:

$$V_{20} = V_Ж - V_П; \quad (2)$$

$V_Ж$ - объем жидкости (нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды), м^3, на измеряемом уровне Н (м), определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, с помощью вычисления по формуле (6).

$V_П$ - объем подтоварной воды, м^3, на измеряемом уровне h (м), определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, с помощью вычисления по формуле (6);

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

α_s - температурный коэффициент линейного расширения материала измерительного канала ИС, значение которого принимают равным 12,5·10^{-6} для нержавеющей стали, 1/°С;

t_v – средняя температура продукта в мере вместимости, °С, которая должна быть вычислена по формуле:

$$T_p = \frac{\sum T_i}{N} \quad , \tag{3}$$

где N – число точек измерения температуры в резервуаре (не менее 5);

T_i – температура, измеренная датчиком температуры номер i, °С.

CTL_V – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в мере вместимости на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый СОИ системы автоматически в соответствии с приложением А ГОСТ Р 8.903.

<u>Примечание</u> – При проведении измерений в резервуаре с понтоном значения объема V_{20} в формуле (1) вычисляется по формуле:

$$V_{20} = (V_Ж + \Delta V_Ж) - V_П \tag{4}$$

где $V_Ж$ - *объем нефти, рассчитываемый по формуле (6):*

$\Delta V_Ж$ - *поправка на изменение объема нефти, вытесненного понтоном или плавающим покрытием, в зависимости от плотности нефти, вычисляемая по формуле:.*

$$\Delta V_Ж = M_{ПОНТ} \cdot \left(\frac{1}{\rho_{ИЗМ}} - \frac{1}{\rho_{ГРАД}} \right) , \tag{5}$$

где $M_{понт}$ – *масса понтона по паспорту на резервуар, кг;*

$\rho_{изм}$ – *плотность нефти/нефтепродуктов в мере вместимости в условиях измерения объема нефти/нефтепродуктов, измеренная вспомогательным оборудованием, кг/м3;*

$\rho_{град}$ – *плотность жидкости, применяемая в расчетах вместимости меры вместимости при ее градуировке, кг/м3. Значение* $\rho_{град}$ *должно быть приведено в градуировочной таблице на меру вместимости;*

12.1.3.3 Значение объема продукта $V_Ж$, $м^3$, автоматически вычисляется по градуировочным таблицам резервуара с учетом значения измеренного уровня:

$$V_Ж = V_Н + \frac{(H - H_{ОКР}) \cdot (V_{H+1} - V_H)}{\Delta} \tag{6}$$

где Н – фактическое значение уровня, измеренное системой СИМ ВЕКТОР, м;

$H_{ОКР}$ – ближайшее к Н меньшее значение уровня градуировочный таблицы резервуара, м, значение измеренного уровня, округленное с точностью до 1 см (вводится при настройке вычислительного компонента системы);

V_H – значение объема из градуировочной таблицы, соответствующее значению уровня $H_{ОКР}$, м^3 (вводится при настройке вычислительного компонента системы);

V_{H+1} – значение объема из градуировочной таблицы, следующее за значением объема V_H, м^3 (вводится при программировании системы);

Δ - шаг градуировочной таблицы резервуара равный 0,01 м (вводится при настройке вычислительного компонента системы).

12.1.4 Измерение температуры нефти в резервуаре.

Температуру нефти в резервуаре измеряют термометрами цифровыми в составе канала измерения температуры ИС. За температуру продукта в резервуаре принимается средняя температура, рассчитанная ИС по формуле (3).

12.1.5 Определение плотности нефти в резервуаре.

В системах СИМ ВЕКТОР исполнения 1, реализующих косвенный метод статических измерений отсутствует канал измерения плотности.

12.1.5.1 Отбор проб нефти/нефтепродукта из меры вместимости при измерении плотности проводят в соответствии с ГОСТ 2517.

12.1.5.2 Плотность нефти измеряют ареометром в объединенной или точечной пробах. Измерение проводят по ГОСТ Р 51069 или по ГОСТ 3900 или [5] в лаборатории или на месте отбора проб (в специально оборудованном месте, защищенном от ветра, осадков, солнечной радиации и оснащенном столиком с ровной горизонтальной поверхностью).

12.1.5.3 Допускается измерение плотности нефти/нефтепродукта переносным погружным преобразователем плотности (плотномером) непосредственно в мере вместимости:

− при взливе до 5 м включительно, через каждые 50 см, начиная от верхней границы нефти;

− при взливе свыше 5 м через каждый 1 метр, начиная от верхней границы нефти.

Плотность нефти/нефтепродукта в резервуаре вычисляют по формуле:

$$\rho_v = \frac{\rho_1 + \rho_2 + ... + \rho_n}{n}, \qquad (7)$$

где ρ_1, ρ_n - плотность продукта, измеренная на соответствующих уровнях, кг/м^3;
n - число измерений для конкретного взлива.

12.1.5.4 Измерение плотности проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации плотномера или ареометра.

12.1.5.5 Полученное значение плотности вводят в вычислительный компонент (панель оператора) системы.

12.1.5.6 После ручного ввода в вычислительный компонент (панель оператора) измеренное значение ρ_v плотности нефти/нефтепродуктов автоматически приводится к значению плотности при стандартной температуре 15 °С или 20 °С по формуле:

$$\rho_{15/20} = \frac{\rho_V \cdot K}{CTL_\rho}, \qquad (8)$$

где ρ_v – плотность нефти/нефтепродуктов, измеряемая с помощью ареометра или лабораторного плотномера в лабораторных условиях с учетом систематической погрешности

метода или с помощью преобразователя плотности в мере вместимости, в соответствии с ГОСТ Р 8.903, кг/м^3 или вычисленная по формуле (7);

CTL_ρ - коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в лаборатории или в преобразователе плотности на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый СОИ системы автоматически в соответствии с приложением А ГОСТ 8.903;

К – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла ареометра, полученный по данным лаборатории. При измерении плотности с применением преобразователя плотности принимается равным 1.

12.1.6 Вычисление массы брутто нефти и массы нефтепродуктов в резервуаре.

При приведении плотности и объема нефти к 20 °С масса нефти, кг, вычисляется автоматически по формуле:

$$m = V_{20} \cdot \rho_{20}, \tag{9}$$

где V_{20} - объем нефти, приведенный к 20 °С, м^3;

ρ_{20} - плотность нефти, приведенная к 20 °С, кг/м^3.

При приведении плотности и объема нефти к 15 °С масса нефти, кг, вычисляется автоматически по формуле:

$$m = V_{15} \cdot \rho_{15}, \tag{10}$$

где V_{15} - объем нефти, приведенный к 15 °С, м^3;

ρ_{15} - плотность нефти, приведенная к 15 °С, кг/м^3.

<u>Примечание</u> - Алгоритмы приведения объема и плотности к стандартным условиям, реализованы в ПО системы.

12.2 Порядок выполнения измерений объема и массы брутто нефти и массы нефтепродуктов системами СИМ ВЕКТОР исполнения 2, реализующими косвенный метод, основанном на гидростатическом принципе

12.2.1 Произвести подготовку к выполнению измерений согласно разделу 10.

12.2.2 Измерение гидростатического столба нефти/нефтепродукта производится автоматически каналом измерения дифференциального давления, входящим в состав СИМ ВЕКТОР исполнения 2.

12.2.3 Измерение уровня продукта и уровня подтоварной воды производится автоматически каналом измерения уровня, входящим в состав СИМ ВЕКТОР исполнения 2.

12.2.4 Измерение объема нефти/нефтепродукта и подтоварной воды проводится в соответствии с 11.1.3.

12.2.5 Масса брутто нефти и масса нефтепродуктов m, кг, в мерах вместимости вычисляется в СИМ ВЕКТОР автоматически по формуле:

$$m = \frac{P \cdot S_{cp}}{g} \tag{12}$$

где Р – гидростатическое давление столба нефти/нефтепродуктов, Па, измеренное датчиком дифференциального давления ПП;

g – ускорение силы тяжести, м/с^2;

$S_{ср}$ – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, м^2, вычисляемая в общем случае по формуле:

$$S_{ср} = \frac{V}{H} \quad , \tag{13}$$

где V – объем продукта, приведенный к стандартным условиям по температуре 15 °С (20 С°) в соответствии формулами (1) – (3).

Н – уровень продукта в резервуаре, м, измеренный каналом измерения уровня.

12.3 Вычисление массы нетто нефти в резервуаре для СИМ ВЕКТОР исполнения 1 и 2.

Масса нетто нефти вычисляется автоматически по формуле:

$$M_H = m \cdot \left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right), \tag{14}$$

где m - масса брутто нефти, вычисленная по формуле (9)-(11) или (12), кг;

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

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %.

12.3.1 Определение массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей для расчета массы нетто проводят в объединенной пробе, составленной по ГОСТ 2517 из точечных проб. Массовые доли воды, механических примесей и хлористых солей в нефти определяют по результатам испытаний, проводимых аккредитованной испытательной лабораторией.

12.3.2 Массовую долю воды в нефти определяют с помощью методов испытаний по ГОСТ 2477 или по [4].

12.3.3 Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370.

12.3.4 Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле:

$$W_{хс} = \frac{0{,}1 \cdot \varphi_{хс}}{\rho}, \tag{15}$$

где $\varphi_{хс}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, полученная в результате испытаний с помощью методов по ГОСТ 21534 или по [3], мг/дм^3;

ρ - плотность анализируемой нефти при стандартных условиях, кг/м^3.

13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ БРУТТО, МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МАССЫ НЕТТО НЕФТИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ИЛИ ПРИНЯТОЙ В РЕЗЕРВУАР

13.1 При проведении отпуска (приема) нефти массу брутто отпущенной (принятой) нефти (*M*) (или массу отпущенного (принятого) нефтепродукта) определяют, как разность результатов измерений массы брутто нефти/нефтепродукта в резервуаре, полученных до и после отпуска (приема) нефти/нефтепродукта, по формуле:

$$M = m_1 - m_2, \quad (16)$$

где M - масса брутто нефти (масса нефтепродукта), отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, кг;

m_1, m_2 - значения массы брутто нефти (массы нефтепродукта) в резервуаре до/после отпуска нефти/нефтепродукта из резервуара или до/после приема нефти/нефтепродукта в резервуар, соответственно, кг.

13.2 При проведении отпуска (приема) нефти массу нетто отпущенной (принятой) нефти (M_H) определяют как разность результатов измерений массы нетто нефти в резервуаре, полученных до и после отпуска (приема) нефти, по формуле:

$$M_H = m_{H1} - m_{H2}, \quad (17)$$

где M_H - масса нетто нефти, отпущенной из резервуара или принятой в резервуар, кг;

m_{H1}, m_{H2} - значения массы нетто нефти в резервуаре до/после отпуска нефти из резервуара или до/после приема нефти в резервуар, соответственно, кг.

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

- согласно 12.1 при использовании СИМ ВЕКТОР исполнения 1;
- согласно 12.2 при использовании СИМ ВЕКТОР исполнения 2.

14 ОЦЕНИВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

14.1 Оценивание погрешности измерений для СИМ ВЕКТОР исполнения 1

14.1.1 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов, %, вычисляются по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2}, \quad (18)$$

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

K_ϕ - коэффициент, учитывающий геометрическую форму, принимается равным 1 для РВС, а для РВС вычисляется по формуле:

$$K_\Phi = \frac{\Delta V_{20} \cdot H}{V_{20}}, \quad (19)$$

где ΔV_{20} – объем продукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения меры вместимости на измеряемом уровне наполнения H (мм), м^3/мм;

V_{20} – объем продукта в мере вместимости на измеряемом уровне наполнения.

Значения ΔV_{20}, V_{20} определяются по градуировочной таблице меры вместимости при измеряемом уровне наполнения.

δH - относительная погрешность измерений уровня нефти (величина уровня

жидкости в РВС за вычетом величины уровня подтоварной воды), %:

$$\delta H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^{н}}{H}\cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^{в}}{H}\cdot 100\right)^2}, \qquad (20)$$

H - уровень нефти (уровень жидкости в резервуаре за вычетом уровня подтоварной воды), мм:

$$H = H_o - H_в, \qquad (21)$$

H_o - уровень жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

$H_в$ - уровень подтоварной воды, мм;

$\Delta H^н$ - абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

$\Delta H^в$ - абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta t_v}{1 + 2\beta t_\rho}, \qquad (22)$$

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

t_v - температура измерения объема, °С;

t_ρ - температура нефти при измерении плотности, °С;

Δt_ρ, Δt_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

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

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho}\cdot 100, \qquad (23)$$

$\Delta\rho$ - абсолютная погрешность определения плотности, кг/м^3;

ρ - значение результата измерения плотности нефти, кг/м^3;

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

14.1.2 Пределы основной относительной погрешности косвенных измерений (вычислений) объема продукта в резервуаре, при условиях его измерений δ_V, %, вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле

$$\delta_V = \pm\sqrt{\delta K^2 + \delta H^2} \qquad (24)$$

14.1.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти (δM_H), %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\delta m^*\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \qquad (25)$$

где δm^* - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Примечания:

1 При применении косвенных методов измерений массы брутто нефти величину δm вычисляют по формуле:*

$$\delta m^* = \frac{\delta m}{1{,}1}. \qquad (26)$$

2 Пределы абсолютных погрешностей измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580 в аккредитованных ИЛ (ИЦ).

14.1.4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти и массы нефтепродуктов, сдаваемых (принимаемых) нефти/нефтепродукта (δM_0), %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_0 = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{m_1^{\ 2}}{M^2}\cdot(A_1^2 + B_1^2) + \frac{m_2^{\ 2}}{M^2}\cdot(A_2^2 + B_2^2) + (\delta N)^2}\ , \qquad (27)$$

где

$$A_1 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{ф1}\delta H_1^2) + (G_1\cdot\delta\rho_1)^2}\ , \qquad (28)$$

$$B_1 = \sqrt{(G_1\cdot\beta\cdot 10^2\cdot\Delta t_{\rho_1})^2 + (\beta\cdot 10^2\cdot\Delta t_{V_1})^2}\ , \qquad (29)$$

$$A_2 = \sqrt{(\delta K)^2 + (K_{ф2}\delta H_2^2) + (G_2\cdot\delta\rho_2)^2}\ , \qquad (30)$$

$$B_2 = \sqrt{(G_2\cdot\beta\cdot 10^2\cdot\Delta t_{\rho 2})^2 + (\beta\cdot 10^2\cdot\Delta t_{V_2})^2}\ , \qquad (31)$$

где δК - относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара, %;

$К_{ф1}$,$К_{ф2}$ - коэффициенты, учитывающие геометрическую форму резурвуара при измеряемых уровнях наполнения резервуара H_1 и H_2, принимаются равными 1 для РВС или вычисляются по формуле (19);

δH_1, δH_2 - относительные погрешности измерений уровней нефти в резервуаре (величина уровня жидкости в РВС за вычетом величины уровня подтоварной воды), вычисляют по формулам:

$$\delta H_1 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^н}{H_1^н}\cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^в}{H_1^н}\cdot 100\right)^2}\ , \qquad (32)$$

$$\delta H_2 = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^н}{H_2^н}\cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^в}{H_2^н}\cdot 100\right)^2}\ ; \qquad (33)$$

$\Delta H^н$ - абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

$\Delta H^в$ - абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

$H_1^н$ - уровень нефти (величина уровня жидкости в резервуаре за вычетом величины уровня подтоварной воды) до отпуска/приёма, мм;

$H_2^н$ - уровень нефти (величина уровня жидкости в резервуаре за вычетом величины уровня подтоварной воды) после отпуска/приёма нефти из резервуара, мм:

$$H_i^н = H_i^о - H_i^в, \quad i=1, 2 \tag{34}$$

$H_{1,2}^о$ - уровень жидкости в РВС (уровень нефти + уровень подтоварной воды) до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно, мм;

$H_{1,2}^в$ уровень подтоварной воды до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно, мм;

$\delta\rho_1$, $\delta\rho_2$ - относительные погрешности измерения плотности нефти до и после отпуска соответственно, %, вычисляют по формулам:

$$\delta\rho_1 = \frac{\Delta\rho}{\rho_1} \cdot 100, \tag{35}$$

$$\delta\rho_2 = \frac{\Delta\rho}{\rho_2} \cdot 100; \tag{36}$$

$\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти ареометром, кг/м^3;

ρ_1, ρ_2 - результаты измерений плотности нефти до и после отпуска соответственно, кг/м^3;

G_1, G_2 - коэффициенты, вычисляют по формулам:

$$G_1 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{V1}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho 1}}, \tag{37}$$

$$G_2 = \frac{1 + 2\beta \cdot t_{V2}}{1 + 2\beta \cdot t_{\rho 2}}; \tag{38}$$

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

t_{V1}, t_{V2} - температура нефти при измерении объема до и после отпуска соответственно, °С ;

Δt_{v1}, Δt_{v2} - абсолютные погрешности измерения температуры нефти при измерении ее объема, °С;

$t_{\rho 1}$, $t_{\rho 2}$ - температура нефти при измерении плотности соответственно, °С;

$\Delta t_{\rho 1}$, $\Delta t_{\rho 2}$ - абсолютные погрешности измерения температуры нефти при измерении ее плотности, °С;

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

14.2 Оценивание погрешности измерений для СИМ ВЕКТОР исполнения 2

14.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов, %, вычисляются по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_P{}^2 + \delta_K{}^2 + (K_Ф - 1)^2 \cdot \delta_H{}^2 + \delta_N{}^2}, \tag{39}$$

14.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов при проведении учетных операций $\delta m0$, %, вычисляются по формуле:

$$\delta m_0 = \pm 1{,}1\sqrt{\frac{C_i^{\,2} \cdot m_i^{\,2} + C_{i+1}^{\,2} \cdot m_{i+1}^{\,2}}{m_0^{\,2}} + \delta_N^{\,2}}\ , \qquad (40)$$

где $C_i = \sqrt{\delta_{Pi}^{\,2} + \delta_{Ki}^{\,2} + (K_{\Phi i} - 1)^2 \cdot \delta_{Hi}^{\,2}}$, (41)

$$C_{i+1} = \sqrt{\delta_{Pi+1}^{\,2} + \delta_{Ki+1}^{\,2} + (K_{\Phi i+1} - 1)^2 \cdot \delta_{Hi+1}^{\,2}}\ , \qquad (42)$$

- коэффициенты, определяемые в начале и конце учетной операции соответственно.

δ_{Pi} , δ_{Pi+1} – относительные погрешности измерений гидростатического давления, соответствующие измеряемым уровням наполнения меры вместимости Hi , Hi+1 , %.

14.2.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти δmн , %, вычисляются по формуле:

$$\delta m_H = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\delta m}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{M.B.}^{\,2} + \Delta W_{X.C.}^{\,2} + \Delta W_{M.П.}^{\,2}}{\left(1 - \frac{W_{M.B.} + W_{X.C.} + W_{M.П.}}{100}\right)^2}}\ , \qquad (43)$$

где δm – предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродукта, вычисленный по формуле (39), %.

14.2.4 Пределы основной относительной погрешности косвенных измерений (вычислений) объема δV , %, вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле (24).

14.2.5 Полученные в п. 13.2.1 – 13.2.4 результаты не должны превышать соответствующие значения, указанные в таблицах 1 и 2.

15 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

15.1 Значение массы нефти, кг, округляют до целых значений.

Значение объема нефти, м^3, округляют до трех знаков после запятой.

15.2 Для учета нефти принимается значение массы в тоннах с округлением до трех знаков после запятой.

16 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Архивирование, форму представления результатов измерений, сроки хранения отчетных документов определяют заинтересованные стороны.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ИСО 91/2-1991 Рекомендация ИСО по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов, основанных на измерении при 20 °С (таблицы 59А, 60А)

[2] АСТМ Д 1250-2007 Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов (таблицы 53А, 54А)

[3] АСТМ Д 3230-99 Сырая нефть. Определение солей электрометрическим методом

[4] АСТМ Д 4006-81 (2000) Вода в сырых нефтях. Метод дистилляции

[5] Рекомендация Р 50.2.075-2010. Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерния плотности, относительной плотности и плотности в градусах API.

[6] Рекомендации по метрологии Р 50.2.076-2010. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения.

[7] Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

[8] Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 30 ноября 2009 г. № 1081 «Об утверждении Порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, Порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, Порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, Требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения»

[9] 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

[10] МИ 2955-2010 Рекомендация. ГСИ. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений.

[11] 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

[12] МИ 2174-91 ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения