

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

"Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии"

Государственный научный метрологический центр

ФГУП "ВНИИР"

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

" 20 " сентября 2017 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

"СИКН-23-РК-А004 НА НПС "АСТРАХАНСКАЯ"

Методика поверки

МП 0549-14-2017

Начальник НПО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ФГУП "ВНИИР".

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений единичного производства "Система измерений количества и показателей качества нефти "СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская" (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Первичная поверка системы выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 "ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения".

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки системы выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2);
- опробование (6.3);
- определение (контроль) метрологических характеристик (6.4);
- контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти (6.4.1);
- контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти (6.4.2).

1.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", максимальный расход нефти 3000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

2.2 Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности", диапазон измерений от 700 до 1600 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,10 кг/м³.

2.3 Другие эталоны, средства поверки, приведенные в методиках поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.4 Допускается применение эталонов, средств поверки, неприведенных в перечне, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

Для проверки обеспечения защиты программного обеспечения поверитель должен пройти обучение в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности;
- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г.;
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

5 Условия поверки

При проведении поверки системы характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 312 до 10164 (от 400 до 11420)
Диапазон динамических измерений массы нефти одной измерительной линии, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 312 до 2541 (от 400 до 2855)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +46
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 780 до 890
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочих условиях, сСт	от 1 до 40

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 ± 38 220 ± 22 50 ± 1
Условия эксплуатации Температура окружающего воздуха, °С: - для блока измерительных линий, блока фильтров, ТПУ - для датчика температуры, преобразователя давления, установленных в блоке измерительных линий, ТПУ - в блоке измерений показателей качества нефти - в помещении операторной	от -38 до +45 от +5 до +45 от +5 до +40 от +15 до +25

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих её применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) средств измерений, заверяемых подписью поверителя и знаком поверки и (или) пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002–2006 "Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок".

Средства измерений, входящие в состав системы поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в приложении А.

6.1.2 Система не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора "ОЗНА-Flow (супервизорная система)" проводят в соответствии с технической документацией - "Система измерений количества и показателей качества нефти НПС " Астраханская " АО "КТК-Р". Инструкция для персонала, операторов СИКН для работы с оборудованием СИКН ОИ 51.10.00.00.000 ПО СИКН-23-РК-А004 НПС "Астраханская" Руководство оператора".

Идентификационные данные программного обеспечения "ОЗНА-Flow (супервизорная система)" отображаются на рабочем столе АРМ оператора и вызываются нажатием на вкладку "CRC-32" в меню "Мнемосхема" при этом происходит переход к мнемосхеме "Проверка контрольной суммы". Эта возможность доступна для любого пользователя.

Процедура смены пользователя описана в технической документации.

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефти соответствующим образом изменялись показания на мониторе компьютера и контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефти или снижения давления.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 При косвенном методе динамических измерений массы брутто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δm , %, вычисляют по формуле

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при

- ΔT_v - измерениях ее плотности и объема соответственно, °C;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по ГОСТ Р 8.595 (приложение А), 1/°C;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из свидетельства (сертификата) об утверждении типа или свидетельства о поверке) при счете импульсов, %;
- G - коэффициент, вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где T_v, T_p - температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °C.

6.4.1.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

6.4.1.3 Результат вычислений по формуле (1) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543-77 "Числа. Правила записи и округления".

Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 "ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения".

6.4.1.4 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении Б.

6.4.1.5 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25$ %.

6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой определяют расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δ_m - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_{MB} - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

$\Delta W_{ХС}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

W_{MB} - максимальное значение массовой доли воды, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

$W_{ХС}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

6.4.2.2 Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_{мин}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{ХС}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.2.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014 "Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды";

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370–83 "Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей";

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76 "Нефть. Методы определения содержания хлористых солей".

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.4.2.4 Максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.2.5 Результат вычислений по формуле (4) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543. Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра неукзываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736.

6.4.2.6 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении В.

6.4.2.7 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышает $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

7.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или на паспорт (формуляр) системы.

7.3 Если в процессе эксплуатации системы была допущена замена отказавшего средства измерений, входящего в состав системы, на другое, оформляется свидетельство о поверке на систему.

7.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, гасят знак поверки и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Приложение А
(обязательное)
Поверка средств измерений, входящих в состав системы

А.1 Поверку средств измерений, входящих в состав системы и предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов, или в более узком диапазоне измерений, допускается проводить на основании письменного заявления владельца системы, оформленного в произвольной форме.

А.2 Поверку расходомера ультразвукового LEFM 280CiRN, регистрационный № 48747-11, осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МП 0113-2-2013 "Инструкция. ГСИ. "Расходомеры ультразвуковые LEFM 280CiRN-М. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 25 декабря 2013 г.

А.3 Поверку расходомера ультразвукового LEFM 280CiRN-М, регистрационный № 58858-14, осуществляют на месте эксплуатации системы по документу МП 0113-2-2013 "Инструкция. ГСИ. "Расходомеры ультразвуковые LEFM 280CiRN-М. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 25 декабря 2013 г.

А.4 Поверку преобразователя плотности жидкости измерительного (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835, регистрационный № № 15644-06, осуществляют на месте эксплуатации системы по МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации" или МИ 2403–97 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации".

А.5 Поверку датчика температуры 644, 3144Р модели 3144Р, регистрационный № 39539-08, осуществляют по МИ 2672–2005 "ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания" или по инструкции "Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" август 2008 г.

А.6 Поверку преобразователя давления измерительного 3051, регистрационный № 14061-10, осуществляют по МИ 1997-89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки" или по документу МП 14061-10 "Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 08.02.2010 г.

А.7 Поверку преобразователя давления измерительного 3051S, регистрационный № 24116-08, осуществляют по МИ 1997-89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки" или по документу "Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 17.12.02 г.

А.8 Поверку влагомера нефти поточного УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10 осуществляют по МИ 2366–2005 2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки".

А.9 Поверку преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного моделей 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 модификации 7827, регистрационный № 15642-06, осуществляют по методикам поверки:

- в динамическом режиме по МИ 3001-2006 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы "Solartron Mobrey Lemitted". Методика поверки в динамическом режиме";

- на месте эксплуатации по МИ 3119-2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительного моделей 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации;

- в условиях лаборатории по МИ 3302-2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки";

- РД 50-294-81 "Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки".

А.10 Поверку весов настольных РВх, регистрационный № 32737-06, осуществляют по методике поверки "Многодиапазонные весовые платформы серии Р модификации РВх, РУх, РФА, PTS. Методика поверки. Раздел 10. Руководства по эксплуатации".

А.11 Поверку установки поверочной турбопоршневой двунаправленной, регистрационный № 20054-12 осуществляют по МИ 1972-95 "ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников" или по МИ 3209-2009 "Инструкция. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников".

А.12 Поверку вычислителя расхода жидкости и газа (мод. 7950, 7951, 7955) модели 7951, регистрационный № 15645-06, осуществляют в соответствии с МИ 3054-2007 "ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7951, 7955 фирмы "MOBREY MEASUREMENT", Великобритания. Методика поверки. ЗАО "ИМС Инжиниринг" или инструкцией "ГСИ. Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951 фирмы "Solartron Mobrey Limited", Великобритания, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти нефтепроводной системы "Каспийский Трубопроводный Консорциум". Методика поверки", утвержденной ГНМЦ ФГУП "ВНИИР".

А.13 Поверку преобразователя измерительного тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К модуль KFD2-STC4-Ex 1.20, регистрационный № 22153-08 осуществляют по документу "Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH. Германия. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 24.12.2008 г.

А.14 Поверку манометра деформационного с трубчатой пружиной серии 3, регистрационный № 17159-08 осуществляют по МИ 2124-90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки".

А.15 Поверку манометра деформационного с трубчатой пружиной серии 2 типа 233.30, регистрационный № 15142-08 осуществляют по МИ 2124.

А.16 Поверку манометра, вакуумметра и мановакуумметра для точных измерений типов МТИ, регистрационный № 1844-63, 1844-15 осуществляют по МИ 2124.

А.17 Поверку манометра, вакуумметра и мановакуумметра показывающего сигнализирующего ДМ 2005Сг, ДВ 2005Сг, ДА 2005Сг, ДМ 2005Сг1Ех, ДВ 2005Сг1Ех, ДА 2005Сг1Ех, регистрационный № 4041-93, осуществляют по МИ 2124-90.

А.18 Расходомер UFM 3030, регистрационный № 32562-08, комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix, регистрационный № 42664-09, преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ 600, регистрационный № 47073-11, преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методики калибровки.

Приложение Б (справочное)

Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти по формуле (1) при предельных параметрах нефти в системе приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, ΔT_p , °C	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °C	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, ΔT_v , °C	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °C	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	780
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00100
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, δN , %	0,025
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25$ %.

Приложение В (справочное)

Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти

В.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.1.

Таблица В.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{мв}$, %	1,0
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{мв}$, %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $r_{мв}$, %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{мв}$, %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$, %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$, %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{мп}$, %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$, %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$, мг/дм ³	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$, мг/дм ³	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	7,94
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	780
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,013
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,001
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, $\delta_{мн}$, %	0,31

В.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.