

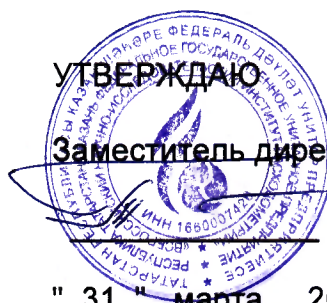
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

"Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии"

Государственный научный метрологический центр

ФГУП "ВНИИР"



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

" 31 " марта 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений


СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 73 АО "ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ"

Методика поверки

МП 0569-14-2017

Начальник НИО-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 "Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО "Черномортранснефть" (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 При поверке счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модели CMF, модификации CMF400 (далее – ПР) на месте эксплуатации системы применяют установку поверочную трубопоршневую двустороннюю по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", максимальный расход 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 % регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 20054-06.

2.2 При поверке преобразователя плотности жидкости измерительного (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835 на месте эксплуатации системы применяют установку пикнометрическую, диапазон определения плотности от 700 до 1600 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м³.

2.3 При поверке других средств измерений, входящих в состав системы, применяют средства поверки в соответствии с их методикой поверки.

2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

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

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

3.3 Поверитель программного обеспечения 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;
- "Правилами 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.

Соответствие характеристик нефти таблице 1 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	От 120 до 800
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От +5 до +35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 6,3
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 800 до 930

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	От 4 до 250
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля серы, %	До 1,8 включ.
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы	Непрерывный, автоматизированный
Параметры электрического питания	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц
Температура окружающего воздуха, °С: - для измерительных линий; - для поверочной установки; - в блоке измерении показателей качества; - в операторной	От -20 до +50 От +5 до +35 От +5 до +35 От +18 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 покрытий, ухудшающих внешний вид и 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 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 приложение Г.

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 "Rate APM оператора УУН" проводят в соответствии с "Программный комплекс ПО "Rate APM оператора УУН". Руководство пользователя".

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку "Версия"



После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 1.

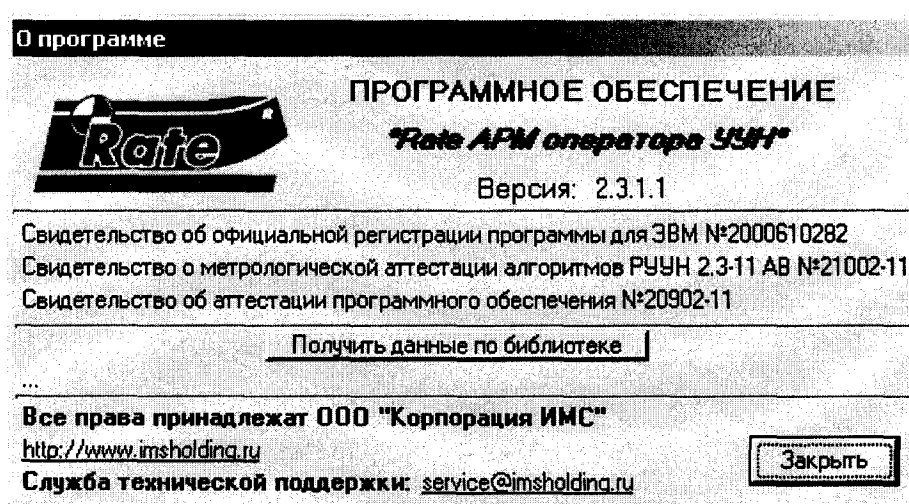


Рисунок 1

В появившемся окне необходимо нажать кнопку "Получить данные по библиотеке". После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 2.



Рисунок 2

В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения "Rate APM оператора УУН".

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 дисплее 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 изменения давления на устройстве контроля протечек.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 При прямом методе динамических измерений 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 принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти ПР.

6.4.1.2 При положительных результатах поверки по МИ 3151–2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности" относительная погрешность измерений массы брутто нефти ПР не превышает $\pm 0,25$ %.

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

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

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

- 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, %;
- ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;
- W_{MB} - максимальное значение массовой доли воды, %;
- $W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;
- W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (2)$$

- где $\Delta \varphi_{XC}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;
- $\rho_{\text{мин}}$ - минимальная плотность нефти, кг/м³.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

- где R и r - воспроизводимость и сходимости 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

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (4)$$

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

6.4.2.5 Результаты 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".

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

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

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 в паспорт (формуляр) системы.

7.3 Если в процессе эксплуатации системы была произведена 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, 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 средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице А.1 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
ПР	Измеряемая величина "масса", диапазон динамических измерений массы нефти от 120 до 267 т/ч, среднее квадратическое отклонение 0,03%, относительная погрешность $\pm 0,25 \%$	МИ 3151
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	Измеряемая величина "плотность" при текущем значении плотности в системе, абсолютная погрешность $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	<p>МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации".</p> <p>МИ 3240–2009 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки"</p> <p>МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации</p>

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
<p>Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 модификации 7829</p>	<p>Измеряемая величина "динамическая вязкость", диапазон преобразования динамической вязкости от 0,5 до 10, от 10 до 100, от 100 до 12500 мПа·с; пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона; пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования динамической вязкости $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с</p>	<p>МИ 3302–2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"</p> <p>МИ 3119–2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации.</p> <p>МИ 3120–2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика градуировки</p>
<p>Влагомер нефти поточный УДВН-1пм</p>	<p>Измеряемая величина "объемная доля воды", диапазон измерений от 0,01 % до 2 %, основная погрешность $\pm 0,05$ %</p>	<p>МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"</p>
<p>Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ, ВТИ модели МТИ.</p> <p>Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ модели МПТИ</p>	<p>Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон измерений избыточного давления от 0 до 6,3 МПа, класс точности 0,6</p>	<p>МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"</p>

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с измерительным преобразователем 644	Измеряемая величина "температура", диапазон от + 5 до + 35°С, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$	МИ 2672–2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания
Преобразователь давления измерительный 3051	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон от 0 до 6,3 МПа, основная погрешность $\pm 0,065\%$	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000 модели OMNI 6000	По описанию типа	МИ 3156–2008 Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки. Инструкция "ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки", утвержденная ФГУП "ВНИИР" 03.04.2003 г.

Окончание таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений от 0 до +55°С для обозначения № 2; абсолютная погрешность ± 0,2°С в диапазоне измеряемых температур свыше 0 до +100°С	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
ТПУ	Воспроизводимая величина "объём", относительная погрешность ± 0,05 %	МИ 1972–95 Рекомендация "ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников" " МИ 3155–2008 Рекомендация. ГСОЕИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика

А.3 Индикатор расхода в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки, калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

Стрелочные указатели, установленные на системах контроля протечек запорной арматуры, являются индикаторами и подлежат только контролю работоспособности.

Приложение Б
(справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы нетто нефти

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

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{мв}$, %	0,50
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	7,94
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	800
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

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