

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 ФГУП «ВНИИР»


_____ А.С. Таибинский
«28» ноября 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

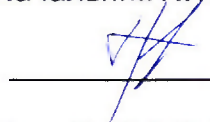
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТИ № 908 МН «АЛЬМЕТЬЕВСК - КУЙБЫШЕВ-1» АО «ТРАНСНЕФТЬ - ПРИВОЛГА»

Методика поверки

МП 0774-14-2018

Начальник НИО-14


_____ Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2018

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 № 908 МН «Альметьевск - Куйбышев-1» АО «Транснефть - Приволга» (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 разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

2.3 Допускается применение эталонов, средств поверки, не приведенных в разделе 2 настоящей методики поверки, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые нормативными, правовыми документами:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- правила 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».

4 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте ее эксплуатации.

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

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$): - максимальный - минимальный	2293,3 (2520,1) 283,9 (338,0)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочее избыточное давление, МПа	от 0,2 до 0,6
Температура нефти, °С	от +1 до +30
Плотность измеряемой среды, $\text{кг}/\text{м}^3$: - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	от 890 до 910 от 840 до 900
Вязкость кинематическая нефти в рабочем диапазоне температуры, $\text{мм}^2/\text{с}$	от 10 до 120
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

5 Подготовка к поверке

Подготовку эталонов, средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

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, указанные в описании типа на систему, 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 описанием типа и (или) 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, приведенными 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 метрологически значимой части программного обеспечения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард «Рго» проводят в соответствии с документом «Комплекс программного обеспечения верхнего уровня «Форвард «Рго». Руководство пользователя».

Для получения идентификационных сведений на рабочем столе компьютера АРМ оператора системы нажимают вкладку «О программе» в появившейся окне нажимают вкладку «Модули». После нажатия, откроется окно с идентификационными данными программного обеспечения. Вид окна приведен на рисунке 1.

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения АРМ оператора системы «Форвард «Рго» должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

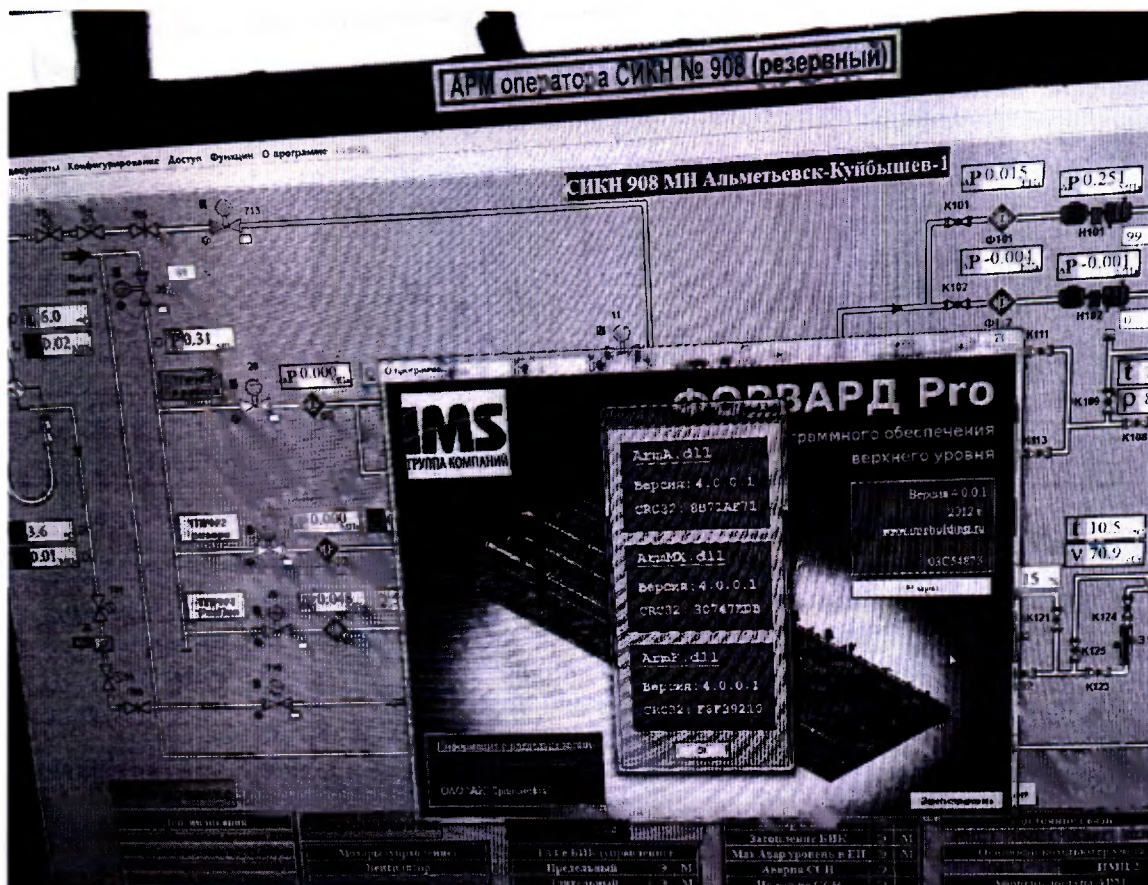


Рисунок 1 – Вид окна с идентификационными данными.

6.2.4 Если идентификационные данные программного обеспечения системы не соответствуют данным, указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные программного обеспечения системы.

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 изменяются показания на мониторе компьютера АРМ оператора системы и (или) на дисплее контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефти или снижения давления в течение 5 минут.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

По ГОСТ Р 8.595 (5.8.3) при косвенном методе динамических измерений пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти δ_m , %, вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_ρ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;
 ΔT_V - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;
 β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по ГОСТ Р 8.595 (Приложение А), 1/°С;
 δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из свидетельства об утверждении типа или свидетельства о поверке), %;
 G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (2)$$

- где T_V, T_ρ - температура нефти при измерениях её объема и плотности соответственно, °С.

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 в системе, кг/м³.

6.4.1.2 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».

Структура образования относительной погрешности измерении массы брутто нефти по формуле (1) при предельных значениях параметров нефти в системе

приведен в приложении Б.

6.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,20$ %.

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_H , %, вычисляют по формуле

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

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

ΔW_{MP} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

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

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

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле

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

где φ_{XC} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - 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 33701–2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

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 Результат вычислений по формуле (4) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543. Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы нетто 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.

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

6.4.2.5 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышают $\pm 0,30$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 В соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

При оформлении свидетельства о поверке на систему обратную сторону не заполняют.

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

7.3 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 **(рекомендуемое)** **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 преобразователя расхода турбинного НТМ модификации НТМ10 осуществляют на месте эксплуатации по документу МИ 3287-2010 «Преобразователи объёмного расхода. Методика поверки» или МИ 3380-2012 «Преобразователи объёмного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

А.3 Поверку комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, осуществляют на месте эксплуатации по документу МИ 3395–2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15.04.2013 г.

А.4 Поверку преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 осуществляют по документам:

- в условиях эксплуатации по МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- в условиях испытательной лаборатории по МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».

А.5 Поверку преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829 осуществляется по документам:

- в условиях эксплуатации по МИ 3119–2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации.»;

- в условиях испытательной лаборатории по МИ 3302–2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки».

А.6 Поверку термопреобразователя сопротивления Rosemount 0065 осуществляют по ГОСТ 8.461–2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди, никеля. Методика поверки».

Поверку преобразователя измерительного Rosemount 644 осуществляют по документу 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки».

Поверку преобразователя измерительного Rosemount 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 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».

А.7 Поверку других, не приведенных выше, средств измерений, указанных в описании типа на систему, осуществляют по методикам поверки в соответствии с их описанием типа.

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 значениях параметров нефти в системе приведен 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 , °С	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °С	1,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объёма, ΔT_v , °С	0,2
Температура нефти при измерении объёма, T_v , °С	30,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,3
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	840
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00084
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, δN , %	0,02
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,17

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,20$ %.

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

В.1 Структура образования относительной погрешности измерений 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 , %	0,20
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{mv} , %	0,5
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{mv} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{mv} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, ΔW_{mv} , %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, W_{mp} , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, R_{mp} , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, r_{mp} , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, ΔW_{mp} , %	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_{xc} , мг/дм ³	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , мг/дм ³	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	7,94
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	840
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,012
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,001
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,26

В.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,30$ %.