

Федеральное государственное унитарное предприятие
"Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии"
(ФГУП "ВНИИР")

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –
Первый заместитель директора по
научной работе – заместитель
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"


В.А. Фафурин
"14" ноября 2015 г.


Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 595 ПАО "АНК "БАШНЕФТЬ" НА НПС "АЛЕКСАНДРОВСКАЯ"

Методика поверки

МП 0234-14-2015

и.р. 65057-16

Казань

2015

РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 595 ПАО "АНК "Башнефть" на НПС "Александровская" (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная "ВСП-М", максимальный объёмный расход 272 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,10 %.

2.2 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМН: АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.3 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,04 °С.

2.4 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 700 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м³.

2.5 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 0,02 %.

2.6 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %.

2.7 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

2.8 Установка поверочная расходомерная, диапазон измерений расхода от 0,5 до 30 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15$ %.

2.9 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- ПБ 08-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) (с изм. 2003) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок";
- ПБ 03-585-03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов";
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей" (6-е издание).

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

При поверке на месте эксплуатации характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы нефти, м ³ /ч	От 30 до 300
Диапазон динамических измерений массы нефти одной измерительной линии, м ³ /ч	От 30 до 100
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,3 до 1,2

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры и давления, кг/м ³	От 820 до 870
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, сСт	От 3 до 25
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей в измеряемой среде, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

6.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия ПО системы

6.2.1 Проверяют наличие защиты ПО системы в соответствии инструкцией по эксплуатации системы и документом "АРМ оператора "Олеум" руководство пользователя".

Защита ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора осуществляется установкой для пользователей логинов и паролей разного уровня доступа.

Проверяют наличие логина и пароля для пользователя "Оператор".

6.2.2 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

Для защиты ПО должны быть установлены логины и пароли разного уровня доступа.

6.3 Внешний осмотр

6.3.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы

следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM, Ду 3 дюйма	МИ 3380–2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	<p>Поверка по измерительному комплекту металлических напорных пикнометров в соответствии с МИ 2816–2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.</p> <p>Поверка по эталонному плотномеру в соответствии с МИ 2403–97 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности вибрационные поточные "Solartron" моделей 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации.</p> <p>Градуировка по МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации</p>
Влагомер поточный модели L, модификации LC	<p>МИ 2643–2004 ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы "PHASE DYNAMICS, Inc." (США). Методика поверки</p> <p>МИ 2861–2004 ГСИ. Влагомеры поточные модели L фирмы "PHASE DYNAMICS, Inc." (США). Методика поверки на месте эксплуатации</p>

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	МИ 3302-2010 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с преобразователем измерительным 244Е	<p>МИ 2672–2001 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых микропроцессорных калибраторов температуры серии АТС-12 фирмы "АМТЕК". Методика поверки.</p> <p>ГОСТ 8.461–82 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки.</p> <p>МИ 2470–2000 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 644, 3144 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика поверки</p>
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7955	<p>МИ 2617–2000 ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы "Даниел". Методика поверки.</p> <p>МИ 3054–2007 Рекомендация. ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7955 фирмы "MOBREY MEASUREMENT", Великобритания. Методика поверки.</p> <p>Инструкция. 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, утвержденная ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"</p>
Манометр для точных измерений типа МТИ, модели 1216	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Установка поверочная "ВСП-М"	МИ 1972–95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников МП 18099-99 "Рекомендация. ГСИ. Поверочная установка "ВСП-М" фирмы "Fisher-Rosemount Petroleum". Методика поверки"

6.5.1 Счетчик турбинный Норд, модели Норд М-40-6,3, преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методики калибровки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой проводят расчетным методом.

6.5.2.1 При косвенном методе динамических 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, принимают равной $\pm 0,20$ %;
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_p - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
- ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/°С;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности счета 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 - температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho}{\rho_{\text{мин}}} \times 100, \quad (3)$$

- где Δ_ρ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
- $\rho_{\text{мин}}$ - минимальное значение плотности нефти системы, кг/м³.

Результат вычислений по формуле (1) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543–77 "Числа. Правила записи и округления".

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении А.

6.5.2.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

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

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

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

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, %.

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho_{мин}}, \quad (5)$$

где $\Delta \phi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

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

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

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–65 "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.

Результат вычислений по формуле (4) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении Б.

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями приказа Минпромторга России от 02.06.2015 г. № 1815.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приказа Минпромторга России от 02.06.2015 г. № 1815.

Приложение А
(справочное)

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто

А.1 Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти при приведенных параметрах нефти в системе приведен в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры при измерении плотности нефти, ΔT_p , °С	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °С	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры при измерении объема нефти, ΔT_v , °С	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °С	30,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	820
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00089
Коэффициент G	1,04411
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,17

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

**Приложение Б
(справочное)**

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто

Б.1 Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.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, $W_{мв}$, %	1,00
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, $\Delta W_{мв}$, %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$, %	0,0050
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$, %	0,0050
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{мп}$, %	0,0025
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$, %	0,0033
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$, мг/дм ³	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$, мг/дм ³	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	66,1438
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	820
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,1098
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,0081
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, δ_n , %	0,29

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