

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

15 мая 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

"СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

"СИКН-25-РК-А002 НПС "КРОПОТКИНСКАЯ"

Методика поверки

МП 0252-14-2015

л.р. 61290-15

Казань

2015

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

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти "СИКН-25-РК-А002 на НПС "Кропоткинская" (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 трубошневая двунаправленная EN-FAB, максимальный объёмный расход 520 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 700 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³.

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

2.4 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 % соответственно.

2.5 Калибратор температуры серии ATC-R модели ATC 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С.

2.6 Калибратор multifunctional модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМН: АРМ015РGHG и АРМ03КРАHG, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

2.7 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ 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 Допускается применение других средств поверки с характеристиками не хуже указанных.

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) "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
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Объёмный расход, м ³ /ч	От 300 до 1560
Температура измеряемой среды при поверке, °С	От 5 до 40
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,19 до 1,40
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры и давления, кг/м ³	От 750 до 860

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, сСт	От 1 до 14
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей в измеряемой среде, мг/дм ³ , не более	100
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 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 дефек-

тов 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 инструкцией 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
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм модели 150-600	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 нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366–2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. 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

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь давления измерительный 3051S. Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Преобразователь измерительный (интеллектуальный) к датчику температуры 3144. Датчик температуры 3144Р	Инструкция "Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" август 2008 г. 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
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951. Вычислители расхода жидкости и газа модели 7951	МИ 3054–2007 Рекомендация. ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7955 фирмы "MOBREY MEASUREMENT", Великобритания. Методика поверки 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"
Манометры	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновacuумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB	МИ 1972–95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279–79 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки
Датчик термokatалитический Polytron 2 XP Ex	МП 242-1040-2010 "Датчики оптические инфракрасные Dräger модели Polytron IR (2IR, исполнений 334 и 340), PIR 3000 (исполнений ITR00xx или IDS00x1), PIR 7000 (исполнений 334 и 340), Polytron FX IR, Polytron 2 XP Ex IR, Polytron IR N ₂ O, PIR 7200, Polytron IR CO ₂ , Polytron IR Ex. Методика поверки", утверждена ФГУП "ВНИИМ ми. Д.И. Менделеева" 21.06.2010 г.

6.5.2 Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix, преобразователь расхода жидкости турбинный серии Smith Guardsman G (Gr, GL), L (LB, LSJ, LJ), Smith Sentry с Dy 1", преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методики калибровки.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений в соответствии с 5.8.3 ГОСТ Р 8.595, δm , %, вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, принимают равной $\pm 0,15$ %;
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °C;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, $1/^\circ\text{C}$;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности ВР 7951, %;
- G - коэффициент, вычисляют по формуле

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

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

6.5.3.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (3)$$

- где Δ_p - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м^3 ;
- ρ_{\min} - нижний предел диапазона плотности нефти, кг/м^3 .

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

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

6.5.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.4.1 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

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

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

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

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

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

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

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

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 сходимость 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.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой

приведен в приложении Б.

6.5.4.2 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 правил по метрологии ПР 50.2.006–94 ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

**Приложение А
(Справочное)**

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти

А.1 Результаты расчета относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти приведены в таблице А.1.

Таблица А.11

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_p	0,2
Температура нефти в БИК, T_p ,	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_v	0,2
Температура нефти в БИЛ, T_v ,	40,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, ρ_{\min} , кг/м ³	750
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C	0,00109
Коэффициент G	1,07548
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

0

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

Приложение Б
(Справочное)
Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Б.1 Результаты расчета относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти приведены 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, $\Delta W_{мв}$, %	0,1323
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	7,9373
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	750
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,0133
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,0011
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, $\delta_{мн}$, %	0,31

Б.2 Вычисленное значение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти не превышает $\pm 0,35$ %.