

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

09 декабря 2014 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти

"СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская

Методика поверки

МП 0203-14-2014

Казань

2014

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-23-РК-А004 на НПС "Астраханская" (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 трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), максимальный объёмный расход 3000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМН: АРМ015PGHG 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.

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

2.4 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 700 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ 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 $\pm 0,02$ %.

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 Государственный стандартный образец – поверочная газовая смесь в баллонах под давлением по ТУ 6-16-2956-92 "Смеси газовые поверочные. Стандартные образцы состава. Технические условия".

2.9 Азот газообразный особой чистоты (сорт 1, сорт 2) по ГОСТ 9293-74 "Азот газообразный и жидкий. Технические условия" в баллонах под давлением.

2.10 Поверочный нулевой газ – воздух (марка А, марка Б) по ТУ 6-21-5-82 "Газы поверочные нулевые. Воздух" в баллонах под давлением.

2.11 Ротаметр РМ-А-0,063Г УЗ, ГОСТ 13045–81 "Ротаметры. Общие технические условия", верхняя граница диапазона измерений объемного расхода 0,063 м³/ч, класс точности 4,0.

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

2.13 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) "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"
Диапазон измерений при динамических измерениях массы нефти, м ³ /ч	От 2380 до 11420
Диапазон измерений одной измерительной линией, м ³ /ч	От 595 до 2855
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 46
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,4 до 6,3
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры и давления, кг/м ³	От 780 до 830
Кинематическая вязкость при рабочей температуре, сСт	От 1 до 40
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	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,

входящих в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия ПО системы

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.2 для АРМ оператора "СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская" проводят в соответствии с технической документацией на ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.2 для АРМ оператора "СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская".

Идентификационные данные ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.2 для АРМ оператора "СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская" отображаются на рабочем столе автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и вызываются нажатием на логотип



ООО "НПП "ОЗНА - Инжиниринг", находящегося в левом верхнем углу любого из экранов АРМ оператора. Эта возможность доступна только для пользователя, имеющего статус "Администратор". Процедура смены пользователя описана в технической документации "ОЗНА-Flow" версия 2.2 для АРМ оператора "СИКН-23-РК-А004 на НПС "Астраханская".

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

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
Расходомер ультразвуковой LEFM 280CiRN с Ду 400 мм (16 дюймов). Расходомер ультразвуковой LEFM 280CiRN-M с Ду 400 мм (16 дюймов),	МП 0113-2-2013 "Инструкция. ГСИ. Расходомеры ультразвуковые LEFM 280CiRN-M. Методика поверки"
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	Поверка по измерительному комплекту металлических напорных пикнометров в соответствии с МИ 2816–2012 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации. 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. Градуировка по МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации
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
Преобразователь давления измерительный 3051S, верхний предел измерений избыточного давления 10 МПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$, интервал между поверками – 12 месяцев	МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Датчик температуры 3144Р, диапазон измерений температуры от минус 5 °С до 55 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С, интервал между поверками – 12 месяцев	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 "АМЕТЕК". Методика поверки

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
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 показывающие сигнализирующие ДМ2005Cr1Ex	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновacuумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 тип 333.50	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновacuумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2 тип 233.30	МИ 2124–90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновacuумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972–95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников
Весы настольные PBx	Руководство по эксплуатации "Многодиапазонные весовые платформы серии Р модификации PBx, PUx, PFA, PTS". Раздел "Методика поверки", утвержденная ГСИ СИ ФГУ "Ростет-Москва" в августе 2006 г.
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, модули KFD2-STC4-Ex 1.20	Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 24.02.2008 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" 15.04.2011 г.

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Система газоаналитическая POLYTRON-REGARD с термоката-литическим датчиком Polytron 2XP Ex	МП-242-0454-2007 "Системы газоаналитические POLYTRON-REGARD. Методика поверки", утвержде-на ФГУП "ВНИИМ ми. Д.И. Менделеева" 15.01.2007 г.
Датчик оптический инфракрасный Dräger модели PIR7000 исполнение 334	МП 242-1040-2010 "Датчики оптические инфракрас-ные 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 плат-формы Logix, расходомер UFM 3030, преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методи-ки калибровки.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто неф-ти 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 из-мерениях плотности и объема соответственно, °C;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по при-ложению А ГОСТ Р 8.595, 1/°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 соответ-ственно, °C.

6.5.3.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

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

где Δ_p - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 $\rho_{\text{мин}}$ - нижний предел диапазона плотности нефти, кг/м³.

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

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

где $\Delta W_{\text{МВ}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

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

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

$W_{\text{МВ}}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

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

$W_{\text{ХС}}$ - 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 ,	46,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,36
Минимальное значение плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	780
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,05
Коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C	0,00100
Коэффициент G	1,08119
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

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_{mv} , %	1,00
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{mv} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{mv} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, ΔW_{mv} , %	0,1323
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	7,9373
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	780
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,0128
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,0010
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

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