

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

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора по
научной работе – Заместитель
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"


В.А. Фафурин
"27" января 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

ПСП ООО "ИЛЬСКИЙ НПЗ"

Методика поверки

МП 0351-14-2015

Казань
2016

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

Содержание

1	Операции поверки.....	1
2	Средства поверки	1
3	Требования безопасности	2
4	Условия поверки	2
5	Подготовка к поверке.....	3
6	Проведение поверки	3
6.1	Проверка комплектности технической документации	3
6.2	Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	4
6.3	Внешний осмотр.....	4
6.4	Опробование	4
6.5	Определение метрологических характеристик.....	5
7	Оформление результатов поверки.....	9
	Приложение А (справочное)	
	Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти	10

Настоящий документ МП 0351-14-2015 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ". Методика поверки" распространяется на средство измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ" (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	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 трубопоршневая поверочная стационарная "ОЗНА-Прuver C-0,05" модели 280 (далее – ПУ), номер в госреестре 31455-06, максимальный объёмный расход 280 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 650 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м³.

2.3 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.4 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.

2.5 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.

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

2.7 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.

2.8 Другие средства поверки в соответствии с нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

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

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями);
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г.;
- 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";
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

4 Условия поверки

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

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395–80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- | | |
|--|---------------|
| - номинальное значение температуры окружающего воздуха, °С | 20; |
| - среднее отклонение от номинального значения, °С | ± 5 ; |
| - атмосферное давление, кПа | от 96 до 104; |
| - относительная влажность, % | от 30 до 80. |

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

Соответствие характеристик нефти требованиям, указанным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч (м ³ /ч)	От 41,5 (50) до 190,9 (230)
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Избыточное давление измеряемой среды в системе, МПа	От 0,7 до 6,3
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 35
Плотность измеряемой среды в диапазоне температуры нефти, кг/м ³	От 830 до 910
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 820 до 920
Вязкость кинематическая при температуре измеряемой среды, сСт, не более	15
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
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 измере-

ний, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600 + проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600 +, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600 + главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню **"5.SYSTEM SETTINGS"**;

г) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню **"7.SOFTWARE VERSION"**;

д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) **"VERSION CONTROL CONFIG STRUCTURE"** – контрольная сумма структуры файла конфигурации;

2) **"VERSION CONTROL APPLICATION SW"** – версия ПО контроллера измерительного FloBoss S600+.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО "ОЗНА-Flow" автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в соответствии с технической документацией.

Идентификационные данные ПО "ОЗНА-Flow" для АРМ оператора отображаются в окне "Контрольная сумма", вызываемого нажатием соответствующего поля в "Главном меню программы".

6.2.4 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 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	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Счётчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF модели CMF300 с преобразователем модели 2700	Диапазон измерений от 20,75 до 90,45 т/ч, относительная погрешность $\pm 0,25$ %	МИ 3151–2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности"
Преобразователь давления измерительный 3051	Диапазон измерений избыточного давления от 0 до 16 МПа, основная погрешность $\pm 0,065$ %	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки" МП 4212-021-2015 "Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки"
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Диапазон измерений от 0,01 % до 2 %, основная погрешность $\pm 0,05$ %	МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Диапазон измерений от 0 °С до 50 °С, погрешность $\pm 0,2$ °С	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	Динамическая вязкость, приведенная погрешность $\pm 1,0$ %	МИ 3302-2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
<p>Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 с преобразователем измерительным Rosemount 644 или по отдельности</p>	<p>Диапазон измерений от 0 °С до 40 °С, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2$ °С</p>	<p>МИ 2672–2005 "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 8.461-2009 "ГСИ. Термопреобразователь сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки".</p> <p>12.5314.000.00 МП "Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки"</p>
<p>Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835</p>	<p>Абсолютная погрешность $\pm 0,3$ кг/м³</p>	<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>

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Контроллер измерительный FloBoss S600+	<p>Диапазон измерений от 1 до 5 В, основная приведенная погрешность при измерении напряжения $\pm 0,005 \%$,</p> <p>Абсолютная погрешность при измерении количества импульсов на каждые 10000 имп. (частота имп. входа (0 - 10000) Гц), ± 1 имп.</p> <p>Пределы допускаемого суточного хода часов, $\pm 0,5$ с/сут</p> <p>Относительная погрешность расчета: - объёмного расхода и объема $\pm 0,001 \%$; - массового расхода и массы $\pm 0,001 \%$.</p> <p>Погрешность расчета коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов $\pm 0,001 \%$.</p>	МП 117-221-2013 "Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки", утвержденная ФГУП "УНИИМ" в апреле 2014 г.
Манометр показывающий для точных измерений МТИ	Основная погрешность $\pm 0,6 \%$	МИ 2124-90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Установка трубопоршневая поверочная стационарная "ОЗНА-Прувер С-0,05" модели 280	Относительная погрешность $\pm 0,1 \%$	МИ 2974-2006 "Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором"

Контроллер программируемый SIMATIC S7-400, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в блоке измерений показателей качества нефти, датчики давления Метран-150 модели 150CD, манометры на фильтрах подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответ-

ствии с требованиями методики поверки на средства измерений.

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

6.5.2.1 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 нефти массомером "Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF модели CMF300".

6.5.2.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой 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.

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_m^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

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, %.

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

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \times \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ - массовая концентрация 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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 (5) округляют до одного знака после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543 "Числа. Правила записи и округления".

Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении А.

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 действующими требованиями нормативных документов.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Приложение А
(справочное)
Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти

А.1 Структура относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице А.1

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{mv} , %	0,50
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} , %	0,1323
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 или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , мг/дм ³	14
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , мг/дм ³	7
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	9,2601
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	820
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,0122
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,0011
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, δ_n , %	0,29

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