

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. Тайбинский

2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ № 922 ООО «ТРАНСНЕФТЬ - ПОРТ КОЗЬМИНО»

Методика поверки

МП 0436-14-2016

и.р. 65098-16

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 922 ООО «Транснефть - Порт Козьмино» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН:  
 - преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM 10”, преобразователи давления измерительные 3051, датчики температуры 3144P, преобразователи измерительные 3144P, преобразователи измерительные Rosemount 3144P, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, манометры, расходомер UFM 3030 – 12 месяцев;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 – 36 месяцев.

### 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	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 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе СИКН применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки (калибровки), обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «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 НД;

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

#### 4 Условия поверки

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

Характеристики нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 500 до 5400
Температура измеряемой среды, °С	от -8* до +40,0
Давление нефти, МПа	
- рабочее	2,07
- максимально допустимое	4,0
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м <sup>3</sup>	от 830,0 до 900,0
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 5,0 до 60,0
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Содержание свободного газа, %	не допускается

\* В блоке измерений показателей качества нефти обеспечивается возможность подогрева нефти до плюсовых значений температуры.

#### 5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

#### 6 Проведение поверки

##### 6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

##### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа на СИКН.

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

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

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss модели 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) **CONFIG STRUCTURE CSUM** – контрольная сумма структуры файла конфигурации;
- 2) **VERSION APPLICATION SW** – версия ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы на базе программного обеспечения «Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT» (реализованного на базе SCADA системы SIMATIC WinCC фирмы «Siemens») проводят с помощью программы вычисления контрольной суммы md5sum.exe в формате md5 (128-битный алгоритм хеширования). При этом в качестве исходных данных определяется файл содержащий метрологически значимую часть программы:

- вызов программы через командную строку:

```
md5sum.exe Metering-AT.dll > 1.txt
```

Для получения номер версии ПО АРМ в меню рабочего стола АРМ оператора выбирать пункт «Настройки/О программе». В появившемся окне указан номер версии ПО «1.2.xxx».

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM 10 (далее – ТПР)	МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений избыточного давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в феврале 2010 г.
Датчики температуры 3144Р	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» август 2008. МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания».
Преобразователи измерительные 3144Р	«ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС в октябре 2004 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240 - 2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302 - 2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119 - 2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366 - 2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25.03.2011
Контроллеры программируемые Simatic S7-400	МИ 2539-99 ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки, утверждена ВНИИМС 16.06.1999
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 - 78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».

Наименование СИ	НД
Манометры показывающие типа МП160ю	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее - ПУ)	МИ 1972-95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников.

СИ не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений разности давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в феврале 2010 г.
Расходомер UFM 3030	«ГСИ. Расходомеры UFM3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г. «ГСИ. Расходомеры UFM3030. Методика поверки UFM 3030 И2», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г.

#### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

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

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_p, \Delta T_v$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 5);

- $\delta N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;
- $G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1+2 \cdot \beta \cdot T_v}{1+2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

где  $T_p, T_v$  – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 5

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
830,0 – 839,9	0,00086	860,0 - 869,9	0,00079	890,0 - 899,9	0,00072
840,0 – 849,9	0,00084	870,0 - 879,9	0,00076	900,0 – 909,9	0,00070
850,0 - 859,9	0,00081	880,0 - 889,9	0,00074		

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

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН  $\delta M_n$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_{мв}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$W_{мв}$  - 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  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле



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

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.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,35\%$ .

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.