

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
«23» мая 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 722
АО «ТРАНСНЕФТЬ - ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Методика поверки

МП 0402 -14-2016

н.р. 65207-16

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 722 АО «Транснефть - Западная Сибирь» (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM, датчики температуры 3144P, преобразователи давления измерительные EJX, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, манометры для точных измерений типа МТИ, расходомер ультразвуковой UFM 3030, установка поверочная на базе лопастного счетчика – 12 месяцев;

- анализатор серы мод. ASOMA 682T-HP, установка поверочная трубопоршневая двунаправленная – 24 месяца;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – 36 месяцев.

1. Операции поверки

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 поверочная трубопоршневая двунаправленная, верхний предел измерений расхода 1775 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.2 Установка поверочная на базе лопастного счетчика, диапазон расхода от 200 до 1775 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

2.3 Средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблицах 2 и 3 настоящей инструкции.

2.4 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки (калибровки) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблицах 2 и 3 настоящей инструкции.

3. Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - Т3 по ГОСТ 30852.13 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

3.3 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламентом взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

4. Условия поверки

Поверка проводится в условиях эксплуатации СИКН и испытательной лаборатории.

При проведении поверки, должны соблюдаться условия, указанные в НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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 2 настоящей инструкции;

- действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции;

- эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - ИВК) проводят в следующей последовательности:

а) включить питание ИВК, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК 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 FILE CSUM» – контрольная сумма;

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – версия ПО ИВК.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «Автоматизированное рабочее место оператора СИКН «ГКС РАСХОД НТ».

Для проверки идентификационного наименования ПО необходимо проверить наименование файла (MassaNettoCalc.fct), располагающегося в папке D:\Project\Имя проекта\wincproj\имя проекта WinCC\Library.

Для проверки номера версии (идентификационного номера) ПО необходимо запустить программу «Редакторов С-макросов». В данной программе открыть файл MassaNettoCalc.fct по следующему пути: D:\Project\Имя проекта\wincproj\ имя проекта WinCC \Library или D:\Project\имя проекта WinCC\Library. Во вкладке «Правка» выбрать пункт «Информация». На экране монитора отобразится номер версии (идентификационный номер) файла MassaNettoCalc.fct.

Для проверки цифрового идентификатора ПО (контрольной суммы исполняемого кода) необходимо запустить ПО «ГКС РАСХОД НТ» выбрать вкладку «Масса нетто», на экране монитора появится окно «Параметр для расчета массы нетто» в котором необходимо нажать кнопку «CRC32». На экране монитора отобразится цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) файла MassaNettoCalc.fct.

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 не соответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данные 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 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные серии MVTM (далее – ТПР)	МИ 3045 - 2007 «ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные. Методика поверки с помощью преобразователя объема жидкости эталонного лопастного». МИ 3380 - 2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи давления измерительные ЕЖХ (для измерений избыточного давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Датчики температуры 3144Р	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302 - 2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки»

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Контроллер измерительный FloBoss модели S600+	МП 38623 - 11 «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС 25 марта 2011 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - влагомеры)	МИ 2366 - 2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Анализатор серы мод. ASOMA 682Т	МП 50181 - 12 «Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-HP-Ex, ASOMA 682Т-HP». Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8,279 - 78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972 - 95 «Рекомендация, ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методики поверки поверочными установками на базе ОГВ или мерников»
Установка поверочная на базе лопастного счетчика	МП 0144-1-2014 «Инструкция. Установка поверочная на базе лопастного счетчика. Методика поверки»

СИ, неучаствующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке (поверке) в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные EJX (предназначенные для измерений дифференциального давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Контроллер программируемый SIMATIC S7-300	МИ 2539 - 99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Расходомер UFM 3030	Документ «Методика калибровки преобразователей расхода на месте эксплуатации»

Примечание: Калибровку СИ, при отсутствии методики калибровки, допускается проводить в соответствии с действующим НД на методику поверки СИ.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН δM_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 δV – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из свидетельства о поверке);
 $\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

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

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности нефти, кг/м³;
 $\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
 β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);
 δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении масс, %;
 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 4

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
750,0-759,9	0,00109	850,0-859,9	0,00081
760,0-769,9	0,00106	860,0-869,9	0,00079
770,0-779,9	0,00103	870,0-879,9	0,00076
780,0-789,9	0,00100	880,0-889,9	0,00074
790,0-799,9	0,00097	890,0-899,9	0,00072
800,0-809,9	0,00094	900,0-909,9	0,00070
810,0-819,9	0,00092	910,0-919,9	0,00067
820,0-829,9	0,00089	920,0-929,9	0,00065
830,0-839,9	0,00086	930,0-939,9	0,00063
840,0-849,9	0,00084	940,0-949,9	0,00061

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 δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

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

где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %:
а) при измерении массовой доли воды в лаборатории, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

б) при вычислении системой обработки информации, по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (6)$$

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %, вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_B = \Delta \varphi_{\text{осн}} + \left| \Delta \varphi_{\text{доп}}^t \cdot \frac{(t_{\text{max}} - t_c)}{10} \right|, \quad (7)$$

$\Delta \varphi_{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера, %, принимают равной 0,05 %;

$\Delta \varphi_{\text{доп}}^t$ – дополнительная абсолютная погрешность влагомера, связанная с изменением температуры нефти на каждые 10 °С от среднего значения температуры рабочего диапазона, %, принимают равной 0,01 %;

t_n – среднее значение температуры рабочего диапазона измерений температуры, °С;

t_{max} – значение максимального отклонения температуры нефти от среднего значения температуры рабочего диапазона измерений температуры, °С;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений объемной доли воды, кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды влагомером, кг/м³;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{xc}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{xc}}}{\rho_H^{\text{xc}}}, \quad (8)$$

ρ_H^{xc} – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

$\Delta \varphi_{\text{xc}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{xc}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{xc}}^2 - r_{\text{xc}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

$\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

R_B ,
 R_{xc} , – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-15 «Нефть и нефтепродукты».

- $R_{мп}$ – Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;
- r_B , r_{XC} , $r_{мп}$ – сходимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- W_B – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %; при вычислении массовой доли воды системой обработки информации по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (11)$$

- φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (12)$$

- φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
- $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

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.