

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«20» июня 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ №102 ПСП «ТАЙШЕТ-2» ФИЛИАЛА «ИРКУТСКОЕ РНУ» ООО «ТРАНСНЕФТЬ-
ВОСТОК»

Методика поверки

МП 0438-14-2016

Начальник отдела _____ Груздев Р.Н.
Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на резервную систему измерений количества и показателей качества нефти №102 ПСП «Тайшет-2» филиала «Иркутское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» (далее – РСУ) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками РСУ – не реже 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава РСУ:

- расходомер UFM 3030, установленный на измерительной линии, датчики температуры 644, преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG (предназначенные для измерения избыточного давления), контроллер измерительный FloBoss S600, комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкости и газа «АБАК», плотномер типа ПЛОТ-3 модификации ПЛОТ-3М, манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф, манометр показывающий R, манометр электронный ЭКМ, термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, контроллер программируемый SIMATIC S7-400 – не реже 12 месяцев;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 и преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К – не реже 36 месяцев.

Интервал между калибровками СИ из состава РСУ:

- преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерения дифференциального давления), расходомер ультразвуковой UFM 3030 (в составе оперативного блока измерений показателей качества нефти) – не реже 12 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 (далее - ТПУ) с верхним пределом диапазона объемного расхода 1775 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ250-2000N с Ду 250 мм (далее – ТПР), входящие в состав блока измерительных линий основной системы и используемые в качестве компаратора, с диапазоном измерений объемного расхода измеряемой среды от 400 до 2000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15$ %.

2.3 Калибратор многофункциональный МСх-Р модификации МС5-Р-IS в комплекте с внешним модулем давления ЕХТ 250-IS, нижний предел воспроизведения давления 0 МПа, верхний предел воспроизведения давления 25 МПа, пределы допускаемой основной погрешности внутреннего модуля измерения давления INT60-IS $\pm (0,0025 \% \text{ от показаний} + 0,01 \% \text{ от верхнего предела})$, предел допускаемой основной погрешности внешнего модуля измерения давления ЕХТ250-IS $\pm (0,025 \% \text{ от показаний} + 0,015 \% \text{ от верхнего предела})$.

2.4 Калибратор температуры серии АТС-Р модели АТС 156 (исполнение В) в комплекте с угловыми термометрами, диапазон воспроизводимой температуры от минус 45 °С до 155 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности канала измерения температуры (TRUE) со штатным платиновым термопреобразователем сопротивления углового типа (только для исполнения «В») $\pm 0,04$ °С.

2.5 Установка переносная пикнометрическая Аргоси, диапазон измерений плотности от 500 до 2000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,1$ кг/м³, пределы измерений температуры $\pm (0,1+0,001t+0,1)$ °С, пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления $\pm 0,1$ %.

2.6 Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон», пределы допускаемой основной абсолютной погрешности задания силы постоянного тока $\pm 0,003$ мА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов $\pm 0,001$ %, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов между сигналами «Старт» и «Стоп» имитатора детекторов ТПУ - 0 имп.

2.7 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

2.8 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают 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 РСУ 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 взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

3.3 Площадка РСУ должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам 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 взрывозащищённое. 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 РСУ разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

4 Условия поверки

Поверка проводится в условиях эксплуатации РСУ.

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и РСУ 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 средства измерений, приведенные в таблице 2 настоящей инструкции;
- действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на средства измерений, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции;
- эксплуатационно-технической документации на РСУ и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контролеров 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 программного обеспечения

ИВК.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «ОЗНА-Flow» проводят в следующей последовательности:

- а) нажать левой кнопкой "мыши" по кнопке "МЕНЮ" в верхней правой части окна мнемосхемы;
- б) в раскрывшейся вкладке "МЕНЮ" выбрать «ОЗНА-Flow...»;
- в) в открывшемся окне «ОЗНА-Flow» отображается цифровой идентификатор ПО;
- г) для проверки цифрового идентификатора ПО необходимо нажать кнопку «Вычислить» в правой нижней части окна.

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

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

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие РСУ следующим требованиям:

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

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на методику поверки СИ, входящих в состав РСУ.

6.4.2 Проверяют герметичность РСУ.

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

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав РСУ.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав РСУ, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Расходомер UFM 3030 (далее – УЗР)	Документ «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки с помощью поверочной установки и преобразователей расхода, используемых в качестве компараторов», утвержденным 02.02.2007 г. ФГУП «ВНИИР»
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG (предназначенные для измерения избыточного давления)	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Датчики температуры 644	МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания».
Манометры избыточные давления показывающие для точных измерений МТИф, манометры показывающие для точных измерений МПТИ и манометры показывающие R	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры электронные ЭКМ	Раздел документа «Методика поверки» руководство по эксплуатации НКГЖ. 406233.030РЭ, НКГЖ. 406233.036РЭ, согласованным ФГУП «ВНИИФТРИ» 02.02.2009 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 фирмы «Pepperl + Fuchs Elcon s.r.l.», Италия», утвержден ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 30 марта 2005 г.
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьер искрозащиты) серии К	Документ «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы «Pepperl + Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработанный и утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 24.12.2008 г.
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	Документ «Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки. НКГЖ. 411611.001МП», утвержден ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.2012 г. МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Плотномер типа ПЛОТ-3 модификации ПЛОТ-3М (далее – ППв)	МП 2302-0060-2012 «Плотномеры ПЛОТ-3. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 22.05.2012 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600	Документ «Инструкция. ГСОЕИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в 2008 г.
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкости и газа «АБАК»	Документом «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ООО «СТП» в марте 2010 г.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки»
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

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 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерения дифференциального давления)	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
Расходомер ультразвуковой UFM 3030 (в составе оперативного блока измерений показателей качества нефти)	Документ «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030. Методика поверки» МК 0001-14-2015 Методика калибровки преобразователей расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти (нефтепродуктов)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти РСУ

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

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением УЗР (берут из свидетельства о поверки УЗР), %;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера, %, определяются по формуле;

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

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, кг/м³;

ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температур T_ρ , T_V , %, вычисляемая по формуле

$$\delta_T = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_\rho^2 + \Delta T_V^2}, \quad (3)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температур T_ρ, T_V , °С;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении массы, %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением РСУ не должна превышать $\pm 0,56\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РСУ 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 РСУ указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУ.

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