

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

«27» февраля 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 401

Методика поверки

МП 0555-14-2017

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на резервную систему измерений количества и показателей качества нефти № 401 (далее – РСУ) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками РСУ – 1 год.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава РСУ, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 1 год.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 3 года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 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 Основное средство поверки РСУ

Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав РСУ, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав блока измерений показателей качества (далее – БИК) системы измерений количества и показателей качества нефти № 401 (далее – СИКН № 401), применяют средства поверки, указанные в НД на методики поверки, приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

2.4 При осуществлении калибровки СИ, входящих в состав БИК СИКН № 401, применяют средства калибровки, указанные в НД на методики поверки (калибровки), приведенных в таблице 5 настоящей инструкции.

2.5 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 средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

Поверка РСУ осуществляется на месте её эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в НД на методики поверки СИ, входящих в состав РСУ.

Характеристики (параметры) измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики (параметры) РСУ и измеряемой среды

Наименование характеристики (параметры)	Значение характеристики (параметры)
1	2
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 247,0 до 1338,2 (от 200,1 до 1190,9)
Количество измерительных линий, шт.	2 (две рабочие)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы РСУ	периодический
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление, МПа:	
- рабочее	от 0,30 до 0,45
- минимально допустимое	0,25
- максимально допустимое	0,80
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5,0 до 35,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 810 до 890
Температура, °С	от +1,1 до +30,0
Содержание свободного газа	не допускается

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 СИ, входящих в состав РСУ.

При измерении показателей качества нефти в БИК СИКН № 401 проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав БИК.

Для СИ, не участвующих в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, проверяют наличие действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм.

Проверяют наличие действующей эксплуатационно-технической документации на РСУ и СИ, входящие в состав РСУ.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) РСУ

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «ФОРВАРД» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

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 данные 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 поверку СИ, входящих в состав РСУ.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов РСУ в соответствии с инструкцией по эксплуатации РСУ, возможность формирования отчетов.

6.4.3 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 и БИК СИКН № 401.

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

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав БИК СИКН № 401, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (далее – УЗР)	относительной, $\pm 0,15 \%$	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	при поверке в комплекте: основной абсолютной, $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$ дополнительной абсолютной, вызванной влиянием температуры окружающей среды в рабочем диапазоне температуры на каждый $1 \text{ }^\circ\text{C}$ сигналов от ТС с НСХ Pt100: $\pm 0,003 \text{ }^\circ\text{C}$ дополнительной погрешности от изменения номинального напряжения питания: $\pm 0,005 \%$ от диапазона измерений / 1 В	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
	при поверке отдельно друг от друга: отклонение от НСХ $\pm(0,1+ 0,0017 t) \text{ }^\circ\text{C}$ основной абсолютной от термопреобразователей сопротивления с НСХ Pt100: $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователя давления измерительные 3051	в соответствии с описанием типа	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.
Преобразователя давления измерительные 2088	в соответствии с описанием типа	МП 4212-068-2015 «Преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в апреле 2015 г. МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные 2051	в соответствии с описанием типа	МП 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Манометры МП160 показывающие	класс точности 0,6	«Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ. дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	абсолютной, $\pm 0,2$ °С	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
ИВК	относительной, преобразования входных электрических сигналов в значения объема нефти $\pm 0,005$ %	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки».

Т а б л и ц а 4 – СИ из состава БИК СИКН № 401 и методики их поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	абсолютной, при поверке на месте эксплуатации $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный FVM	в соответствии с описанием типа	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07 апреля 2015 г. МИ 3119-2016 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости 7827, 7829, FVM, HFVM. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	основной абсолютной, $\pm 0,05 \%$	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки».
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	при поверке в комплекте: основной абсолютной, $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$ дополнительной абсолютной, вызванной влиянием температуры окружающей среды в рабочем диапазоне температуры на каждый $1 \text{ }^\circ\text{C}$ сигналов от ТС с НСХ Pt100: $\pm 0,003 \text{ }^\circ\text{C}$ дополнительной погрешности от изменения номинального напряжения питания: $\pm 0,005 \%$ от диапазона измерений / 1 В	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
	при поверке отдельно друг от друга: отклонение от НСХ $\pm(0,1+0,0017 t) \text{ }^\circ\text{C}$ основной абсолютной от термопреобразователей сопротивления с НСХ Pt100: $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователя давления измерительные 3051	в соответствии с описанием типа	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.
Преобразователя давления измерительные 2088	в соответствии с описанием типа	МП 4212-068-2015 «Преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в апреле 2015 г. МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные 2051	в соответствии с описанием типа	МП 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	абсолютной, $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 модификации 333.50.160, входящие в состав БИК СИКН № 401	класс точности 0,6	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. 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 НД, приведенными в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – СИ и методики их калибровки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователи давления измерительные 2051 (предназначенные для измерения разности давления и входящие в состав БИК СИКН № 401)	приведенной, $\pm 2,5 \%$	МП 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки» утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, входящий в состав БИК СИКН № 401	относительной, ± 5,0 %	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23.05.2014 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности РСУ при измерении массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность РСУ при измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью УЗР и ПП с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти ИВК и вычисляют по формуле

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %.

За δV принимают относительную погрешность УЗР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

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

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);

δN - пределы допускаемой относительной погрешности ИВК;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_v, T_p - температура нефти при измерениях его объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность РСУ при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$ не должна превышать ±0,25 %.

6.5.3 Определение относительной погрешности РСУ при измерении массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности РСУ при измерении массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}} \quad (3)$$

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

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

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

- $W_{\text{мв}}$ - 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

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.

6.5.3.2 Относительная погрешность РСУ при измерении массы нетто нефти δM_n не должна превышать $\pm 0,35$ %.

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.