

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

«11» ноября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
«СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»

Методика поверки

МП 0493-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта» (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственные региональные центры метрологии (ГРЦМ) или государственные научные метрологические институты (ГНМИ) Росстандарта.

Поверку (калибровку) средств измерений из состава системы осуществляют ГРЦМ или ГНМИ Росстандарта, а также юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений из состава системы, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 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 Основное средство поверки системы

Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка фирмы «Daniel» (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

2.2 При осуществлении поверки средств измерений, входящих в состав системы, кроме основных, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 При осуществлении калибровки средств измерений, входящих в состав системы, применяют средства калибровки, указанные в НД на методики поверки (калибровки), приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

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

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области промышленной безопасности – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101); Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Ростехнадзора от 27 декабря 2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ; Федеральный закон от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ; «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390); СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г.; НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (приказ Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6); «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н);

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ; Федеральный закон от 24.06.1998 г. «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ и другие действующие законодательные акты на территории Российской Федерации.

- правилами безопасности при эксплуатации применяемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

4 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте её эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в НД на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

Характеристики (показатели) 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 (показатели) системы и измеряемой среды

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 479 до 2165 (от 400 до 1842)
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки, не более	0,2 0,4
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление, МПа: - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	0,2 до 0,75 0,187 0,95
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 3,0 до 40,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	от 851,3 до 870 от 820 до 839,7
Температура, °С	от +3,0 до +40,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электропитания:	
- напряжение переменного тока	380 В, 3-х фазное, 50 Гц (220±22) В, однофазное, 50 Гц

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и системы 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 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на средства измерений,

приведенные в таблице 4 настоящей инструкции, а также эксплуатационно-технической документации на систему и средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы

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 «Рго» 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 системы должны соответствовать данным указанным в описании типа на систему.

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

6.3 Внешний осмотр

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 НД 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 формирования отчетов.

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.

Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблицах 3 и 4.

Средства измерений, участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Средства измерений и методики их поверки

Наименование средств измерений	НД
Преобразователи расхода турбинные НТМ 10 (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки». МИ 2302-1МГ-2003 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации».
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119-2016 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости 7827, 7829, FVM, HFVM. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки». МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
ТПУ	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников».
Датчики температуры ТМТ142R	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 04.08.2015 г.
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (предназначенные для измерения избыточного давления)	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 29.10.2010 г.
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометры показывающие МП	МП 59554-14 «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», утверждённая ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г. МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».

Наименование средств измерений	НД
Газоанализаторы СГОЭС	МП-242-1147-2011 «Газоанализаторы СГОЭС. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 04.04.2011г.
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки».

Средства измерений, 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 4.

Т а б л и ц а 4 – Средства измерений и методики их калибровки

Наименование средств измерений	НД
Датчики давления Метран-150 (предназначенные для измерений разности давления)	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (предназначенные для измерений разности давления)	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 29.10.2010 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Манометры показывающие МП (установленные на входе и выходе фильтров)	МП 59554-14 «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», утверждённая ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г. МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304 (предназначенный для измерений температуры воздуха)	Документ НКГЖ.411611.001МП «Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.2012 г.
Расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г. 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 системы при измерении массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерениях массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью ТПР 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 ТПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является незначительной 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 ее объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность системы при измерениях массы брутто нефти $\delta M_{бр}$ не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности системы 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, %;
- $W_{мв}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
- $W_{мп}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $W_{хс}$ - 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 сходимостъ 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 системы при измерениях 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 системы 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 средств измерений).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки системы к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений.