

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

14 июня 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТИ № 414. ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Методика поверки

МП 0434-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 414. Основная схема учета (далее – СИКН) с заводским номером 116-2016 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКН осуществляют только аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации государственные региональные центры метрологии (ГРЦМ).

Поверку (калибровку) средств измерений (СИ) из состава СИКН осуществляют ГРЦМ, а также аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) СИ, входящих в состав СИКН:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMFHC3, преобразователи давления измерительные 3051, датчики температуры 3144 P, преобразователь температуры Метран-286, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, манометры показывающие МП – 12 месяцев;

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

- расходомер ультразвуковой UFM 3030 – 48 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 применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН и приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

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

3. Требования безопасности

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 НД;
- 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.

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 - ТЗ по ГОСТ 30852.13 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

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

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».

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.

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

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

Соответствие параметров нефти указанных в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 416 до 1280
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура, °С	от +6 до +40
Избыточное давление, МПа	от 0,25 до 0,7
Плотность, кг/м ³	от 840 до 895
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5 до 100
Массовая доля воды, %, не более	1
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается
Примечание – значения температуры, плотности и давления нефти из паспорта качества нефти для проверки на соответствие параметрам нефти, указанным в таблице 2 настоящей инструкции, берутся согласно пунктам 1-3 паспорта качества нефти.	

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

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) и автоматизированных рабочих мест оператора «Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT» по средствам компьютера АРМ оператора СИКН проводят в следующей последовательности:

- в основном меню, расположенном в левой верхней части экрана монитора компьютера АРМ оператора, выбрать пункт меню «Данные ПО»;
- в появившемся меню выбрать «Сведения о ПО» на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Проводится проверка идентификационных данных ПО ИВК по средствам его клавиатуры и дисплея следующим способом:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;

- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные:
 - А) «FILE CSUM» – контрольная сумма;
 - Б) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – версия программного обеспечения ИВК.

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 следующим образом:

- проверяется наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки, оперативные отчет).

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

Собирает и заполняется нефтью технологическая схема. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ СИКН.

На элементах оборудования и СИ СИКН не должно наблюдаться следов нефти.

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ СИКН поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки 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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMFHC3 (далее - ПР)	МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности». МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности». «Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 20.01.09 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Датчики температуры 3144Р	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3029-2007 «ГСИ. Вискозиметры фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки». 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»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	МП 38623-11 «ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.», Великобритания. Методика поверки». МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.
Манометры показывающие МП	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры, и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 303-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

СИ (расходомер ультразвуковой UFM 3030, установленный в блоке измерений показателей качества нефти; преобразователи давления измерительные 3051 (дифференциального давления) и манометры показывающие МП, установленные на фильтрах), не участвующие в учетных операциях, допускается калибровать в соответствии с действующими НД на методики их поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При прямом методе динамических измерений за 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», принимают относительную погрешность измерений массы нефти с помощью ПР и ИВК, указанную в протоколе поверки ПР.

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

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

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

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (2)$$

$\rho_{\varphi_{XC}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м^3 ;

$\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм^3 , вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти измеренная в лаборатории, %, вычисляется по формуле

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

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

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

$R_{\text{В}}$,
 $R_{\text{ХС}}$
 $R_{\text{МП}}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» соответственно;

$r_{\text{В}}$,
 $r_{\text{ХС}}$,
 $r_{\text{МП}}$ – 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;

$W_{\text{В}}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;

$W_{\text{ХС}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\varphi_{\text{ХС}}}}, \quad (6)$$

$\varphi_{\text{ХС}}$ – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);

$W_{\text{МП}}$ – 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.