

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
ПАО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров

ИЮЛЯ 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0111-16 МП

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань (ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ Крайнов М.В.
Нурмухаметов Р.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма» (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п. 6.1).

1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 6.2).

1.3 Опробование (п. 6.3).

1.4 Определение метрологических характеристик (МХ).

1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКНС (п. 6.4.1).

1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2).

2 Средства поверки

2.1 Передвижная поверочная установка 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.

2.2 Влагомер товарной нефти лабораторный (Госреестр № 14556-95).

2.3 Калибратор измерительный каналов КИК-М (Госреестр № 32639-06).

2.4 Калибратор температуры АТС-R (Госреестр № 20262-02).

2.5 Калибратор давления DPI 610 (Госреестр № 16347-03).

2.6 Магазин сопротивлений P4831 (Госреестр № 6332-77).

2.7 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.8 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

Организация и производство работ проводится в соответствии со следующими правилами и нормативными документами:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

– Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

– «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП 21.01;

– СП 12.13130 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

– СП 5.13130 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКНС.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

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

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 и ПО АРМ оператора «Кристалл» проводят в соответствии с их эксплуатационными документами. Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01
Цифровой идентификатор ПО	EB23
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные АРМ-оператора «Кристалл»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1	1.1.0
Цифровой идентификатор ПО	E4FFC1CE	2FB7838A
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	

6.3 Опробование.

Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки мобильной эталонной установкой «МЭУ-100-4,0», 2005 г. МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры, массовые методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Преобразователи давления измерительные 2088	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки.
Расходомер UFM 3030	Инструкция. ГСИ. «Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г.
Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI – 6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки». «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI- 6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки», ВНИИМС, 2006 г.

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы сырой нефти равны пределам относительной погрешности измерений массомером.

6.4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_{pz})^2 + (\Delta W_{cz})^2}{\left(1 - \frac{W_{cz} + W_{pz}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{mb})^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_{mb} + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где δM_n - относительная погрешность определения массы нетто сырой нефти, %;
 δM_c - относительная погрешность измерения массы сырой нефти, %, равна предельной допускаемой относительной погрешности массомера;
 ΔW_{mb} - абсолютная погрешность измерения массовой доли воды, %;
 ΔW_{mn} - абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей, %;
 ΔW_{pz} - абсолютная погрешность измерения массовой доли растворенного в нефти, %;
 ΔW_{cz} - абсолютная погрешность измерения массовой доли свободного газа в нефти, %.

Содержание воды в нефти определяют непрерывно поточным влагомером УДВН-1пм2. Массовую долю воды в нефти, %, определяют по формуле

$$W_{mb} = \frac{\varphi \cdot \rho_d}{\rho}, \quad (2)$$

- где φ - объемная доля воды в сырой нефти, %, измеренная влагомером УДВН-1пм2;
 ρ_d - плотность дистиллированной воды, принимают равной 1000 кг/м³;
 ρ - плотность дегазированной нефти, кг/м³, приведенная к условиям измерения массы сырой нефти согласно ГОСТ Р 8.688 - 2009 либо Р 50.2.076 - 2010.

Плотность дегазированной нефти определяют в лаборатории один раз в смену в объединенной пробе по ГОСТ Р 51069 - 97.

Массовую долю механических примесей измеряют в лаборатории один раз в десять дней в накопительной пробе по ГОСТ 6370 - 83.

Массовую долю хлористых солей в дегазированной нефти, %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (3)$$

- где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³ (г/м³).

Массовую концентрацию хлористых солей в нефти измеряют один раз в смену в объединенной пробе по ГОСТ 21534 - 76.

Массовую долю растворенного газа в нефти вычисляют по формуле

$$W_{pz} = \frac{V_{pz} \cdot \rho_z}{\rho} \cdot 100, \quad (4)$$

- где V_{pz} - объемная доля растворенного газа в единице объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, м³/м³, определяют по МИ 2575 - 2000;
 ρ_z - плотность нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м³.

Массовую долю свободного газа в нефти вычисляют по формуле

$$W_{сз} = \frac{V_{сз} \cdot KP \cdot \rho_z}{\rho}, \quad (5)$$

где $V_{сз}$ - объемная доля свободного газа в нефти, %, определяют по МИ 2575 - 2000;

KP - отношение абсолютного давления в ИЛ к атмосферному в момент измерения объемного содержания свободного газа в нефти.

Плотность нефтяного газа, приведенную к стандартным условиям, определяют расчетным методом по компонентному составу согласно ГСССД МР 113-03. (Компонентный состав определяется в лабораторных условиях хроматографическим методом).

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{PI} = \frac{\Delta V_{PI} \cdot \rho_z}{\rho} \cdot 100, \quad (6)$$

где ΔV_{PI} - абсолютная погрешность измерений растворенного газа, %, согласно МИ 2575-2000;

ρ_z - плотность нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ - плотность дегазированной нефти, кг/м³, приведенная к условиям измерения массы сырой нефти согласно ГОСТ Р 8.688-2009 либо Р 50.2.076-2010.

Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{сз} = \frac{\delta_{сз} \cdot \rho_z}{\rho}, \quad (7)$$

где $\delta_{сз}$ - абсолютная погрешность измерения свободного газа, %, определяют по МИ 2575-2000.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти, %, при определении влагосодержания с помощью влагомера УДВН-1пм2 определяют по формуле

$$\Delta W_{MB} = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_d}{\rho}, \quad (8)$$

где $\Delta \varphi$ - абсолютная погрешность измерения объемной доли воды влагомером УДВН-1пм2, %;

ρ_d - плотность дистиллированной воды, принимают равной 1000 кг/м³.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют, используя ГОСТ Р 8.580-2001.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}} \quad (9)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r . Значение сходимости r_{xc} , выраженное в ГОСТ 21534, переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (10)$$

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³ (г/м³).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении влагосодержания поточным влагомером УДВН-1пм2 не должны превышать $\pm 0,35$ %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении массовой доли воды в лаборатории не должны превышать $\pm 1,0$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на массомер);
- значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти;
- идентификационные данные ПО СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Протокол № _____
Подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000:

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.01
Цифровой идентификатор ПО	EB23
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Идентификационные данные АРМ-оператора «Кристалл»:

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1	1.1.0
Цифровой идентификатор ПО	E4FFC1CE	2FB7838A
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	

Заключение: ПО СИКНС соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКНС.

Должность лица

проводившего поверку:

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «___» _____ 20__ г.