

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
А.С. Тайбинский
«23» декабря 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 263
НА ПСП «КИЕНГОП» ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»
Методика поверки

МП 0524-9-2016

Начальник отдела НИО-9
К.А. Левин
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКН	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 Перечень эталонов применяемых при поверке:

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

6.2 Проверка идентификации и защиты ПО СИКН.

6.2.1 ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Контроллер измерительный FloBoss S600 (основной)	Контроллер измерительный FloBoss S600 (резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	kgmain200410	kgrezerv200410	CROPOS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	113	114	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	1b89	3504	78EAA947

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКН четкие и соответствуют требованиям 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 СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек 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 4.

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

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ПР)	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели DS600 (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» (с изм. № 1,2)

Окончание таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи плотности измерительные 7835	МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости измерительные 7827	МИ 3302-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Вычислители расхода жидкости и газа 7951	«Рекомендация. ГСИ. Устройства измерений параметров жидкости и газа моделей 7950, 7951, 7955 фирма «Solartron», Великобритания. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки»
Датчики температуры 644	«Инструкция. ГСИ. Датчики температуры 644, 3144P. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600 (далее – ИВК)	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Прибор УОСГ-100 СКП	«Инструкция. ГСИ. Прибор УОСГ-100 СКП. Методика поверки»
Рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 2 разряда в диапазоне значений (40...500) м ³ /ч	МИ 2974-2006 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором

Датчики давления Метран-150, датчики давления «Метран-100», манометры показывающие для точных измерений МПТИ предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допустимой относительной погрешности измерений СРМ.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти для каждой ИЛ (M^k , т) вычисляют по формуле:

$$M^k = V_{изм} \cdot \rho_{изм} \cdot [1 + \beta \cdot (T_p - T_v) + \gamma \cdot (P_v - P_p)] \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

$V_{изм}$ – объем нефти, измеренный ПР при рабочих условиях, м³;

$\rho_{изм}$ – плотность нефти, измеренная ПП, при рабочих условиях, кг/м³;

β , γ – коэффициенты объемного расширения и сжимаемости соответственно, определяется в соответствии с Р 50.2.076;

T_p – температура нефти при измерении плотности с применением ПП, °С;

T_v – температура нефти при измерении объема нефти с применением ПР, °С;

P_v – избыточное давление при измерении объема нефти с применением ПР, МПа;

P_p – избыточное давление при измерении плотности с применением ПП, МПа.

Измерения массы брутто нефти производятся в автоматическом режиме с применением ПР.

При отказе рабочего ПП, применяют резервный ПП, при отказе резервного ПП плотность нефти определяют с применением эталонного плотномера, ареометр или лабораторного плотномера в испытательной лаборатории, массу брутто нефти за смену определяют ($M_{см}^k$, т):

$$M_{см}^k = V_{изм}^{см} \cdot \rho_{изм}^л \cdot [1 + \beta \cdot (T_p^{см} - T_v^{см}) + \gamma \cdot P_v^{см}] \cdot K \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

$V_{изм}^{см}$ – объем нефти, измеренный ПР при рабочих условиях за смену, м³;

$\rho_{изм}^л$ – плотность нефти, измеренная плотномером, ареометром или лабораторным плотномером, кг/м³;

$T_p^{см}$ – средняя температура нефти при определении плотности нефти в испытательной лаборатории, °С;

$T_v^{см}$ – средневзвешенная температура нефти при измерении объема нефти с применением ПР при рабочих условиях за смену, °С;

$P_v^{см}$ – средневзвешенное давление нефти при измерении объема нефти с применением ПР при рабочих условиях за смену, МПа;

K – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла, из которого изготовлен ареометр по Р 50.2.076 (в случае измерений плотности с помощью плотномера в лаборатории, принимают равным единице).

Систему считают выдержавшей испытание, если значение относительной погрешности при измерении массы брутто нефти в каждой точке при каждом измерении не превышает значения $\pm 0,25$ % для рабочих СРМ и резервных ТПР и $\pm 0,2$ % для резервно-контрольного ТПР, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.5.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, при прямом методе динамических измерений определяют расчетным путем по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{(\Delta W_a)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_a + W_n + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где

- $\delta M_{бр}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_a – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
 W_a – массовая доля воды в нефти, %,
 ΔW_n – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
 W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, при косвенном методе динамических измерений определяют расчетным путем по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_a)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_a + W_n + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

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

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

где R и r - воспроизводимость и сходимость 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.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.