

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
ПАО «Нефтеавтоматика»**



M. S. Nemirov
М.С. Немиров

08 20 *15* г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №431

на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ

АО «Транснефть-Верхняя Волга»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0080-15 МП

г.р.63430-16

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,

Галяутдинов А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 431 на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2).

2 Средства поверки

- 2.1 Установка поверочная на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда, либо передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- 2.3 Рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3 \%$;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.5 Калибратор давления модульный МС2-R (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более $\pm 0,5 \%$.
- 2.7 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.8 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ);
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ).

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

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

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКН и заполняют таблицу А1 протокола поверки (Приложение А).

6 Проведение поверки

6.1. 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 соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПК «Сторос».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения Б:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC». Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

6.2.2 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера FloBoss S600+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного, резервного и используемого для поверки).

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- CONFIG NAME (идентификационное наименование ПО);
- CONFIG VERSION (номер версии ПО);
- FILE CSUM (цифровой идентификатор ПО).

Занести информацию из этих страниц в соответствующие разделы протокола.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование

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

6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная для жидкости	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников», МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»
Преобразователи расхода жидкости турбинные МVТМ DN10”	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки», МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7827	МИ 3302-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки», МИ 3001-2006 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме
Преобразователи плотности жидкости измерительные мод. 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Датчики температуры 644	«Инструкция. ГСИ. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласована с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ Р 8.624-2006 «Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля».
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	МИ 2470-00 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 МV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки», «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» ФГУП «ВНИИМС», февраль 2010 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г
Манометры показывающие, для точных измерений МПТИ Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4№2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

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

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Допускаемую относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, вычисляют по формуле

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

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %. За δV принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений ПР;

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

$\Delta T_p, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β' - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методики в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А).

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_v, T_p - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину, $\delta \rho$ %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}} \quad (3)$$

- где $\Delta\rho$ - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;
- ρ_{min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β' , 1/°C	ρ , кг/м ³	β' , 1/°C
830,0-839,9	0,00086	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074
850,0-859,9	0,00081	890,0-899,9	0,00072
860,0-869,9	0,00079	900,0-909,9	0,00070

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки системы оформляют протоколом по форме таблицы А2.

7.2 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Б.

7.3 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 2.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти, и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 2.07.2015 г.

Протокол поверки СИКН №431

Таблица А1. Перечень СИ в составе СИКН

Наименование СИ, тип, марка	Заводской номер СИ	Диапазон измерений СИ	№ свидетельства о поверке, дата поверки	Пределы допускаемой погрешности измерений
...
...
...

Таблица А2. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы допускаемой погрешности измерений, используемые при определении $\delta M_{бр}$				Параметры нефти, используемые при определении $\delta M_{бр}$				Допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти
Объема, δV , %	Плотности, кг/м^3	Температуры, $\Delta T_p, \Delta T_v$, °C	Вычислителя расхода, δN , %	Коэффициент объемного расширения нефти β , $1/^\circ\text{C}$	Минимальное значение плотности ρ_{min} , кг/м^3	Температура при измерении плотности нефти T_p , °C	Температура при измерении объема нефти T_v , °C	$\delta M_{бр}$, % ($\leq 0,25$ %)
0,1 5	0,30	0,2	0,01	0,00086	839,0			

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения СИКН

Место проведения поверки: _____
Наименование СИ: _____
Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные (признаки)	Значение, указанное в описании типа СИКН	Значение, полученное во время проведения поверки СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные (если имеются)		

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

Должность лица проводившего

поверку: _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20 ____ г.

поверки: