

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

« 22 » декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
25-РК-А002 НПС «Кропоткинская»
АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0131-16 МП**

РАЗРАБОТАНА

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,

Галяутдинов А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр и проверка технической документации (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 Мерники эталонные 1 разряда по ГОСТ 8.470-82 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,02\%$.
 - 2.2 Рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$.
 - 2.3 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB (регистрационный № 54057-13).
 - 2.4 Установка пикнометрическая «H&D Fitzgerald» (регистрационный № 21551-01).
 - 2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (регистрационный № 39214-08).
 - 2.6 Калибратор давления портативный Метран-517 в комплекте с модулями давления эталонными Метран-518 (регистрационный № 39151-12).
 - 2.7 Калибратор температуры JOFRA серии RTC-R модели RTC-157B (регистрационный № 46576-11).
 - 2.8 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.
- 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 и промышленной безопасности:
 - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;
 - Трудовой кодекс Российской Федерации;
 - в области пожарной безопасности:
 - СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
 - «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- 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.

К проведению поверки допускаются лица, имеющие высшее образование, опыт работы в области метрологического обеспечения измерений расхода и параметров нефти не менее трех лет, прошедшие курсы повышения квалификации в области «Испытания средств измерений».

4 Условия поверки

Поверка СИКН осуществляется на месте её эксплуатации.

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

При проведении поверки СИКН соблюдают условия, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Условия проведения поверки СИКН.

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда	нефть
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +50
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,19 до 1,40
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 750 до 890
Диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 1 до 14
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа	не допускается
Температура окружающей среды, °С	от -30 до +45
Относительная влажность, %	80
Атмосферное давление, кПа	от 96 до 104

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.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр и проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКН, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, входящих в состав

СИКН и подлежащих калибровке, а также эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в её состав.

Устанавливают 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 ПО измерительно-вычислительных комплексов (ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для всех ИВК.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее ИВК меню «Software version». На дисплее будет указано значение номера версии (идентификационного номера) ПО ИВК.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 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.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ-оператора.

6.2.2.1 На основной мнемосхеме АРМ оператора нажимают кнопку «Контрольная сумма ПО». После чего открывается окно с таблицей в которой отображена следующая информация:

- «Имя файла» - в данной строке отображается наименование и путь к файлу, для которого производится подсчет контрольной суммы;
- «MD5 HASH» - значение контрольной суммы файла, установленное при проведении испытаний в целях утверждения типа СИКН, представленное в шестнадцатеричном коде;
- «Фактически» - значение контрольной суммы, полученное при вычислении контрольной суммы файла по пути, указанному в строке «Имя файла»;
- «Результат» - содержит результат проверки, при совпадении фактической и заданной контрольных сумм в данном поле таблицы отображается надпись «ОК», в случае несовпадения значений фактической и ожидаемой контрольных сумм или при какой-либо модификации контролируемого файла в поле «Результат» появится надпись «Failed».

6.2.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и отображаемые в полях таблицы «Ожидается» и «Фактически» идентичны, и в поле «Результат» отображается надпись «ОК» 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.

6.2.3 Полученные при идентификации ПО данные заносят в протокол по форме приложения А.

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 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB	МП 54057-13 «Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные EN-FAB. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 03.06.2013 г.
Расходомеры-счетчики жидкости турбинные HELIFLU TZ-N Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N Преобразователи расхода турбинные НТМ	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 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»
Преобразователи измерительные (интеллектуальные) 3144 к датчикам температуры в комплекте с термopреобразователем сопротивления платиновым серии 65 Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры в комплекте с термopреобразователями сопротивления платиновыми 65 Преобразователи измерительные 3144P в комплекте с термopреобразователями сопротивления платиновыми 65 Датчики температуры 3144P	МИ 2889-2004 «Термopреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки» МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные моделей 3051, 3051S	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Комплексы программно-технические модели 7951 Вычислители расхода жидкости и газа мод. 7951 Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951	«ГСИ. Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951 фирмы «Solartron Mobrey Limited», Великобритания, входящие в состав систем измерения количества и показателей качества нефти нефтепроводной системы «Каспийский трубопроводный консорциум». Методика

Наименование СИ	НД
	поверки», утверждена ФГУП ВНИИР, 2005 г.
Манометры деформационные	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие»

Примечание: допускается определение МХ СИ с применением других действующих методик поверки.

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН, δM , %, вычисляются по формуле

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

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

$\delta \rho$ - 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/°С, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методики;

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/°С	ρ , кг/м ³	β' , 1/°С
750,0-759,9	0,00109	830,0-839,9	0,00086
760,0-769,9	0,00106	840,0-849,9	0,00084
770,0-779,9	0,00103	850,0-859,9	0,00081
780,0-789,9	0,00100	860,0-869,9	0,00079
790,0-799,9	0,00097	870,0-879,9	0,00076
800,0-809,9	0,00094	880,0-889,9	0,00074
810,0-819,9	0,00092	890,0-899,9	0,00072
820,0-829,9	0,00089		

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 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», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 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 02.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

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

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

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.