

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



[Signature]
М.С. Немиров

« 07 » 12 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 612

ППСН «Калтасы»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0327-18 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН «Калтасы» (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 (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),
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2-ой Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКН.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 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.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть товарная
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +15 до +35
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,095 до 1,0

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

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 СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955.

Проверка идентификационных данных ПО устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955 проводится по номеру версии ПО.


Для просмотра идентификационных данных устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На передней панели устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 нажимают кнопку «Меню» . После нажатия кнопки «Меню» появится список «Главное меню», в котором с помощью кнопок прокрутки «v» или «l» (слева от дисплея) выбирают страницу со строкой «Software version» и нажимают соответствующую данной строке кнопку справа от дисплея («a», «b», «c» или «d»). После нажатия кнопки на экране отобразится номер версии ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955.

Полученную информацию заносят в соответствующие разделы протокола А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сropos».

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сропос» проводится по идентификационному наименованию и контрольной сумме следующих файлов: «Dens.exe», «Doc.exe», «Poverka.exe» и «Report.exe».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сропос» на АРМ оператора нажимают комбинацию клавиш «Ctrl»+»Alt»+»Del», в открывшемся окне «Блокировка доступа» вводят пароль доступа в операционную систему Windows. После этого на клавиатуре нажимают кнопку «значок Windows»  и в появившемся меню нажимают кнопку «Мой компьютер». В адресной строке появившегося окна набирают путь «C:\install\crc32» и нажимают кнопку «Ввод». Далее запускают файл «HashMyFiles.exe», в поле «Папка» выбирают путь «C:\Сропос». Затем в поле «Имя файла» выбирают файлы «Dens.exe», «Doc.exe», «Poverka.exe» и «Report.exe» и нажимают кнопку «Открыть». В открывшемся окне «HashMyFiles» в столбцах «Имя файла» и «CRC32» отобразятся идентификационные данные ПО АРМ оператора «Сропос» - идентификационное наименование и контрольная сумма.

П р и м е ч а н и е – пароль доступа в операционную систему Windows хранится вместе с паролем Поверителя.

Полученную информацию заносят в соответствующие разделы протокола А.

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 ПО, 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 2.

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

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные МVTM (далее – ПР)	МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Влагомеры поточные модели L и LC	«Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США). Методика поверки», утв. 23.05.2003г. ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» МИ 2643-2001 «Влагомеры нефти поточные фирмы PHASE DYNAMICS (США). Методика поверки» МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	<p>МИ 2326-95 «Рекомендация. ГСИ. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы ШЛЮМБЕРЖЕ. Методика поверки»</p> <p>МИ 2591-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы «THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD»(Великобритания). Методика поверки»</p> <p>МИ 3240-2012 «Рекомендации. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»</p>
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	<p>МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки»</p> <p>МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»</p>
Преобразователи измерительные 644, 3144 к датчикам температуры	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки»
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», утв. «ВНИИМС» в октябре 2004г.
Преобразователи измерительные Rosemount 644, 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	<p>МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»</p> <p>МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»</p>
Датчики давления «Метран-100»	МИ 4212-012-2001 «Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки»
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	<p>МИ 2617-2000 «ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Даниел». Методика поверки»</p> <p>«Рекомендация. ГСИ. Устройства измерения параметров жидкости и газа моделей 7950, 7951, 7955 фирмы «Solartron». Великобритания. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС в 1996 г.</p>

Наименование СИ	НД
Установки трубопоршневые поверочные двунаправленные Smith	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором» МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Счетчики нефти турбинные МИГ	БН.10-02.РЭ «Руководство по эксплуатации»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

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

4.6.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM , %, вычисляют по формуле

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

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/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А);

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

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

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

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}},$$

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 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

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

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

4.6.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_e)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}},$$

где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

δM - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_e - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_e - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho},$$

где ϕ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, измеренная в лаборатории, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}},$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода

определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho},$$

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

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

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

7.2 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 массы нетто нефти;
- идентификационные признаки ПО СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 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.