УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
ПАО «Нефтеавтоматика»

_____ М.С. Немиров
"23" 10 _____ 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 357 на ППСН «Языково»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0085-15 МП

г.р. 63819-16

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА	Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр ПАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань (ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика») Аттестат аккредитации № RA.RU.311366 выдан 09.10.2015 г.
ИСПОЛНИТЕЛИ	Крайнов М.В. Жиров А.Л.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 357 на ППСН «Языково» (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 (ПО) СИКН (п.п. 6.2);

1.3 Опробование (п.п. 6.3);

1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):

1.4.1 Определение МХ средств измерений (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 Передвижная поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.

2.2 Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (Госреестр № 12888-99) 2-го разряда с диапазоном измерений расходов рабочей среды от 30 до 300 $м^3$/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %;

2.3 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08).

2.4 Рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013.

2.5 Рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002.

2.6 Рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более ± 0,5 %.

2.7 Магазин сопротивлений Р4831 (Госреестр № 6332-77).

2.8 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07).

2.9 Калибратор давления модульный МС2-R (Госреестр № 28899-05).

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

2.11 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:

- в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой Кодекс РФ, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;

- в области пожарной безопасности: «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390;

- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок: «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н;

- в области охраны окружающей среды: Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

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.

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 «Cropos».

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы», в котором расположена кнопка «Проверить CRC» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- 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 контроллеров измерительных FloBoss S600+.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее меню № 5 «SYSTEM SETTINGS», далее меню № 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).

Информацию из этих страниц заносят в протокол по форме приложения 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 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
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM 3"	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Влагомеры поточные модели L	«Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc» (США). Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ВНИИМ им. Д.И. Менделеева 23 мая 2003 г. МИ 2643-2004 «ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы "Phase Dynamics, Inc." США. Методика поверки» МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки» «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F фирмы "Phase Dynamics, Inc." (США). Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 25.11 2010 г. МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 2 декабря 2013 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2326-95 «ГСИ. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы «Шлюмберже». Методика поверки» 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 плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме»

Наименование СИ	НД
	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644, 3144 к датчикам температуры Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика поверки» ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МИ 2889-2004 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утверждена ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	КДСА.426431.001 ПМ «Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н. Методика поверки», согласована с ГЦИ СИ ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 16.10.2009 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии µZ600	«Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии µZ600. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС 15.04.2011 г.
Барьеры искрозащиты серии Z	МП 22152-07 «Барьеры искрозащиты серии Z фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 21 ноября 2001 г.
Манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	МИ 1972-95 (с изм. № 1 1997 г., № 2 2005 г.) «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» МИ 2974-2006 (с изм. № 1 2006 г., № 2 2007 г., № 3 2009) «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»

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

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

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

$$\delta M = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot \left(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2\right) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2} \qquad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, берут из свидетельства о поверке преобразователя расхода, %;

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

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, берут из Приложения А ГОСТ Р 8.595-2004;

δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho} \qquad (2)$$

где $\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С.

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

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_в^2 + \Delta W_п^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left[1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right]^2}}, \qquad (3)$$

где $\delta M_н$ - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_в$ - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

$\Delta W_п$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;

$W_в$ - массовая доля воды в нефти, %;

$W_п$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_в = \pm \frac{\sqrt{R_в^2 - r_в^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_в$ и $r_в$ - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-65, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_п$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_п = \pm \frac{\sqrt{R_п^2 - r_п^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где $R_п$ и $r_п$ - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{хс} = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости r, % массы. Значение сходимости $r_{хс}$, выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм^3, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho}, \quad (7)$$

где $r_{хс}$ - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм^3.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать ±0,35%.

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 СИКН 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. 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 данные ПО СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН 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 СИКН

Протокол №
Подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки:_____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

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		

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.