

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

» 11 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС)

на ДНС-17 Мамонтовского месторождения

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0541-20 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: 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) СИКНС (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Проверка результатов поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС (п.п. 6.4)
- 1.5 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
 - 1.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти СИКНС (п.п. 6.5.2).
 - 1.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти СИКНС (п.п. 6.5.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

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

2.3 Допускается применение средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС 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 нормативной документации (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь (нефть сырая)
Температура измеряемой среды, °С	от +40 до +70
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 4,0

5 Подготовка к поверке

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

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКНС.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера FloBoss S600+ (далее – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные действия для двух ИВК (рабочего и резервного):

1 Из основного меню выбрать пункт:

5* SYSTEM SETTINGS

2 В открывшемся меню выбрать пункт:

7* SOFTWARE VERSION

3 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL
FILE CSUM

4 Считать цифровой идентификатор ПО после «SW:» (четыре символа).

5 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL

APPLICATION SW

6 Считать идентификационный номер ПО (восемь символов).

Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в соответствующие разделы протокола поверки (приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора «Визард» (далее – АРМ оператора).

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие действия:

1 На экранной форме основного меню в правом верхнем углу после надписи «Визард» считать номер версии (идентификационный номер) ПО (десять символов).

2 На экранной форме основного меню выбрать вкладку «Настройка».

3 Во вкладке «Настройка» нажать кнопку «Идентификация ПО».

4 В появившемся окне «Идентификационные данные метрологически значимой части ПО» нажать кнопку «Произвести расчет».

5 В появившейся таблице в столбце «Наименование модуля» найти:

– идентификационное наименование ПО «Определение массы нетто нефти прямым методом динамических измерений по МИ 2693-2001» и считать для него цифровой идентификатор ПО из столбца «Цифровой идентификатор»;

– идентификационное наименование ПО «Поверка ПМР по ПУ по МИ 3272-2010» и считать для него цифровой идентификатор ПО из столбца «Цифровой идентификатор»;

– идентификационное наименование ПО «Поверка ПМР по ПУ по методике поверки на ПМР Promass» и считать для него цифровой идентификатор ПО из столбца «Цифровой идентификатор».

Полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в соответствующие разделы протокола поверки (приложение А).

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

6.3 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность СИ, входящих в состав СИКНС, и СИКНС в целом в соответствии с руководством по эксплуатации СИКНС путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКНС (двухчасового или сменного).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКНС.

6.4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКНС, наличие у проверяемых СИ действующих результатов поверки и (или) действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

Поверка СИ, входящих в состав СИКНС, проводится в соответствии с документом на поверку, установленным при утверждении типа СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКНС не проводят.

6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти СИКНС.

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти СИКНС δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности МПР.

Относительную погрешность МПР определяют в соответствии с документом на методику поверки, указанным в разделе «Поверка» описания типа МПР.

Относительная погрешность МПР на рабочей измерительной линии в диапазоне расходов не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность МПР на контрольно-резервной измерительной линии не должна превышать $\pm 0,20\%$.

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

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти СИКНС.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_c}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{PG}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{XC} + W_{MP} + W_{PG}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_{MB} – пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

ΔW_{XC} – пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %;

ΔW_{MP} – пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в сырой нефти, %;

ΔW_{PG} – пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

W_{MB} – массовая доля воды в сырой нефти, измеренная влагомером, %;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %;

W_{MP} – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %;

W_{PG} – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %.

6.5.2.1 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти влагомером, ΔW_{MB} , %, определяют по формуле

$$\Delta W_{MB} = \frac{\Delta \phi \cdot \rho_v}{\rho_{вл}}, \quad (2)$$

где $\Delta \phi$ – абсолютная погрешность измерений влагомера нефти поточного в объемных долях, %, вычисляют по формуле

$$\Delta \phi = \Delta \phi_{осн} + \Delta \phi_{доп t}, \quad (3)$$

$\Delta \phi_{осн}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера в объемных долях, %;

$\Delta\varphi_{\text{доп } t}$ – пределы дополнительной абсолютной погрешности влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10 °С от средней температуры рабочего диапазона в объемных долях, %, определяется по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{доп } t} = 0,01 \cdot \left[\frac{t_{\text{max}} - \frac{(t_{\text{max}} - t_{\text{min}})}{2}}{10} \right], \quad (4)$$

$t_{\text{max}}, t_{\text{min}}$ – верхнее и нижнее значение диапазона температур измеряемой среды, °С;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, принимаемая равной 1000 кг/м³;

$\rho_{\text{вл}}$ – плотность нефти в условиях измерения объемной доли воды влагомером, кг/м³.

6.5.2.2 Расчет пределов абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей и механических примесей.

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

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

где R и r – воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего параметра сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83, %.

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}}{\rho_{\text{хс}}}, \quad (6)$$

где $r_{\text{хс}}$ – сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

$\rho_{\text{хс}}$ – плотность нефти при температуре измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

6.5.2.3 Расчет пределов абсолютной погрешности измерений содержания растворенного газа, $\Delta W_{\text{рг}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{рг}} = \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{рг}}}{\rho_{20}}, \quad (7)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – погрешность измерений растворенного газа по МИ 2575-2000, м³/м³;

$\rho_{\text{рг}}$ – плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{20} – плотность нефти в стандартных условиях, кг/м³.

6.5.2.4 Массовую долю растворенного газа в сырой нефти, $W_{\text{рг}}$, %, определяют по формуле

$$W_{\text{рг}} = \frac{\rho_{\text{рг}} \cdot V_{\text{рг}} \cdot 100}{\rho_{20}}, \quad (8)$$

6.5.2.5 Массовую долю хлористых солей в сырой нефти, $W_{\text{хс}}$, %, определяют по формуле

$$W_{\text{xc}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{xc}} \cdot 10^{-3}}{\rho_{\text{xc}}}, \quad (9)$$

где φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, кг/м³.

6.5.2.6 Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти по формуле (1) не должны превышать значений $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

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

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца средства измерений оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти;
- значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

На свидетельство о поверке СИКНС наносится знак поверки.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А

(обязательное)

Форма протокола поверки

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на
ДНС-17 Мамонтовского месторождения

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти, % _____

- массы нетто сырой нефти, % _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО (п. 6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 6.3 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС (п. 6.4 МП)

Таблица А.3 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Сведения о поверке

5 Определение МХ (п. 6.5 МП)

Заключение: системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-17 Мамонтовского месторождения признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.