

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

29» 10

2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти при

ДНС-1 АО «МАКойл»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0648-21 МП

**Казань
2021**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В.,
Сафиуллина А.Р.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти при ДНС-1 АО «МАКойл» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

Методика поверки не предусматривает возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

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

3.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации СИКН, характеристики измеряемой среды нефти по ГОСТ Р 51858-2002 и СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон температуры, °С	от 16 до 50
Давление нефти, МПа	
– рабочее	2,6
– минимальное допускаемое	0,2
– максимальное допускаемое	4,0
Плотность нефти, кг/м ³	
– при минимальной температуре в течении года	940
– при максимальной температуре в течении года	910
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт):	
– при минимальной температуре	365
– при максимальной температуре	85
Условия эксплуатации:	
– температура в блок-боксе, °С	от +5 до +35
– относительная влажность, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа	от 96,0 до 103,7

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки
9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2», регистрационный № 71746-18

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;
- 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.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 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 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

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

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

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

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК) (рабочего и резервного).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК осуществляется по номеру версии (идентификационному номеру ПО), цифровому идентификатору ПО и алгоритму вычисления контрольной суммы исполняемого кода.



Необходимо нажать на клавишу «» (информация) на лицевой панели



ИВК, прокрутить список нажав клавишу «», либо через конфигурационное ПО «Конфигуратор ИВК АБАК+». На экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора АРМ «Сфера» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Необходимо в главном меню программы нажать кнопку «Справка» и в выпадающем списке нажать кнопку «Информация». Отобразится окно, содержащее все идентификационные признаки ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 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.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяются только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, при прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений», принимают равной максимальному значению относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF 200 (далее по тексту – ПР).

Относительную погрешность ПР определяют в соответствии с документом на методику поверки, указанным в свидетельстве/сертификате об утверждении типа ПР.

Относительная погрешность ПР на рабочей измерительной линии (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность ПР на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20$ %.

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;
 ΔW_{Π} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_B - массовая доля воды в нефти, %;
 W_{Π} - массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho} \quad (2)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная по ГОСТ 21534-76, мг/дм³(г/м³);

ρ - плотность нефти при температуре измерения массы брутто нефти, кг/м³.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти, при использовании показаний поточного влагомера вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_B + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{n}\right)\right) \cdot 1000}{\rho_{изм}} \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_B$ - основная абсолютная погрешность поточного влагомера, %;
 $\Delta \varphi_{доп}$ - дополнительная абсолютная погрешность поточного влагомера, % связанная с отклонением температуры нефти от средней температуры рабочего диапазона на каждые n °C;
 t - температура нефти в блоке измерений показателей качества нефти, °C;
 $t_{ном}$ - номинальная температура, соответствующая средней температуре рабочего диапазона температуры нефти, °C.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}} \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, % массовых долей.

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 % по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho} \quad (5)$$

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

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

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

11 Оформление результатов поверки

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

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКН оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти при ДНС-1
АО «МАКойл» номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению
единства измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 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 контрольной суммы исполняемого кода		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ

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 контрольной суммы исполняемого кода		

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти
(п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
(п. 9.3 МП)

Заключение: Система измерений количества и показателей качества нефти при
ДНС-1 АО «МАКойл» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.