

4232

СОГЛАСОВАНО

Заместитель руководителя ЛОЕИ
ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»

В.А. Лапшинов

М.п.

«30»

2022 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе
ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-506/06-2022

г. Чехов
2022

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский» (далее – СИКН), заводской № 15, изготовленную ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», г. Тарко-Сале, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.3 Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации методом косвенных измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 года № 256.

1.4 Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические требования, приведенные в таблице 3 описания типа.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	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
Оформление результатов поверки	11	Да	Да
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКН прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

– температура окружающего воздуха в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блоке измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, °С

от 5 до 40

– температура окружающего воздуха в операторной, °С	от 5 до 30
– относительная влажность воздуха в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блоке измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, %, не более	95
– относительная влажность воздуха в операторной, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
6, 7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Измеритель температуры и относительной влажности воздуха ИВТМ-7М-Д (регистрационный номер 71394-18 в ФИФОЕИ)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ кПа	

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

4.3 Применяемые средства поверки должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКН;
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- отсутствие протечек измеряемой среды;
- четкость надписей и обозначений;
- наличие и целостность пломб на СИ.

6.2 Результаты поверки по 6 считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа и паспорту СИКН;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;

- отсутствуют протечки;
- надписи и обозначения четкие;
- СИ, входящие в состав СИКН, опломбированы в соответствии с описаниями типа и (или) эксплуатационными документами данных СИ и СИКН.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКН;
- изучают настоящую методику поверки и руководства по эксплуатации средств поверки;
- средства поверки и СИКН выдерживают при температуре, указанной в разделе 3, не менее двух часов;
- устанавливают соответствие параметров конфигурации СИКН данным, зафиксированным в описании типа и эксплуатационных документах СИКН;
- проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, массового расхода, плотности и влагосодержания данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.2 Результаты поверки по 7 считают положительными при выполнении требований, изложенных в 7.1.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1.1 Подлинность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО СИКН с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

8.1.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с эксплуатационными документами СИКН.

8.1.3 Результаты поверки по 8 считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с исходными, указанными в описании типа ИС.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН, подтверждающих их пригодность.

9.1.2 Результаты поверки по 9.1 считают положительными, если СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности измерений массового расхода (массы) счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

9.2.2 Результаты поверки по 9.2 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы, указанные в описании типа.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, рассчитывают по формуле

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

где δM – относительная погрешность измерений массы нефти, %;

- ΔW_B – 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_B – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти при измерении объемной доли воды в блоке измерений показателей качества нефти с помощью поточного влагомера ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\rho_B \cdot \Delta \varphi_B}{\rho_{Бик}}, \quad (2)$$

- где ρ_B – плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³ (принимается равной 1000 кг/м³);
 $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером с учетом погрешности измерений сигналов силы постоянного тока измерительно-вычислительного комплекса СИКН, %;
 $\rho_{Бик}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, измеренная в блоке измерений показателей качества нефти поточным плотномером, кг/м³.

9.3.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти при измерении массовой доли воды в испытательной лаборатории ΔW_B , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

$$\Delta W_B = \pm \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (3)$$

- где R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
 r_B – сходимостъ метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.3.4 Абсолютную погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{МП}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \sqrt{\frac{R_{МП}^2 - 0,5 \cdot r_{МП}^2}{2}}, \quad (4)$$

- где $R_{МП}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{МП}$ – сходимостъ метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.3.5 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{XC} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm \frac{0,1 \cdot \sqrt{\frac{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}{2}}}{\rho_{лаб}}, \quad (5)$$

- где R_{XC} – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534–76 (метод А или Б), принимаемая равной удвоенному значению сходимости, выраженная в массовых долях, %;
 r_{XC} – сходимостъ метода по ГОСТ 21534–76 (метод А или Б), выраженная в массовых долях, %.
 $\rho_{лаб}$ – плотность нефти при температуре измерений показателей качества нефти в испытательной лаборатории, кг/м³.

9.3.6 Массовую долю воды в нефти W_B , %, определяют в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014 или вычисляют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_{B_БИК} \cdot \rho_B}{\rho_{БИК}}, \quad (6)$$

где $\varphi_{B_БИК}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером в блоке измерений показателей качества нефти, %.

9.3.7 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{ХС}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\psi_{ХС}}{\rho_{лаб}}, \quad (7)$$

где $\psi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в испытательной лаборатории по ГОСТ 21534–76, мг/дм³;

$\rho_{лаб}$ – плотность нефти при температуре измерений показателей качества нефти в испытательной лаборатории, кг/м³ (принимается равной 1000 кг/м³).

9.3.8 Результаты поверки по 9.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы, указанные в описании типа.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки СИКН считают положительными, если результаты поверки по 6 – 9 положительные.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

11.2 Результаты поверки оформляют в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, представившего ее на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.

11.4 Пломбирование СИКН не предусмотрено. Пломбирование СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с описаниями типа и эксплуатационными документами данных СИ.

Инженер по метрологии
ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»



И.Р. Гатиятуллин