

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

2025 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
№294 ПСП «Малая Пурга». Резервная схема учета
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0883-25 МП**

**г. Казань
2025 г.**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №294 ПСП «Малая Пурга». Резервная схема учета (далее – РСУ) и устанавливает методику первичной и периодической поверки.

1.2 Метрологические характеристики РСУ подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

1.3 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2025. Прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений расхода из состава РСУ, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

1.4 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений массового расхода, т/ч (м ³ /ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)
от 50 до 150 (от 52,63 до 176,47)		

1.5 Поверку РСУ проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа РСУ, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФ ОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа РСУ.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8

Продолжение таблицы 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа РСУ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик - метрологические характеристики РСУ определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов РСУ утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав РСУ есть сведения о действующей поверке в ФИФ ОЕИ с действующим сроком поверки.

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 15.12.2020 № 534;
- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 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 № 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 15.12.2020 № 903н;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 № 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 РСУ следующим требованиям:

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

6.2 Проверяется пломбирование СИ, входящих в состав РСУ, исключающее возможность несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ и РСУ.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка РСУ к поверке проводят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность РСУ по следующей процедуре: увеличивают или уменьшают расход через РСУ и наблюдают соответствующие показания преобразователя расхода жидкости ультразвукового DFX-ММ (далее – ПР) на дисплее комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) и экране автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на дисплее ИВК и на экране АРМ оператора отображается увеличение или уменьшение показаний расхода СРМ при соответствующем увеличении или уменьшении расхода через РСУ, и отсутствуют аварийные сообщения о работе РСУ.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО ИВК.

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО и цифровому идентификатору ПО файла «Abak.bex».

Для проверки идентификационных данных ПО ИВК выполняют следующие процедуры.

Нажимают на кнопку «ИНФОРМАЦИЯ» на лицевой панели ИВК.

Номер версии (идентификационный номер) ПО и цифровой идентификатор ПО ИВК приведены в строке «ver Abak.bex:».

8.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Для проверки идентификационных данных ПО АРМ оператора выполняют следующие процедуры.

В нижнем правом углу мнемосхемы АРМ оператора нажимают кнопку «О программе», затем в открывшемся окне нажимают кнопку «Проверка HASH-сумм». В появившемся окне «Проверка контрольных сумм метрологически значимой части программного кода» выбирают проверку одного из двух модулей: CalcOil.dll, CalcPov.dll. Для этого нажимают на кнопку «Проверка модуля CalcOil.dll», затем -

«Проверка модуля CalcPov.dll». При выборе модуля на экране отображаются его идентификационные данные:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО.

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа РСУ и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО РСУ ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО РСУ приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав РСУ.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа РСУ, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в ФИФ ОЕИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

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

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

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

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной значению относительной погрешности измерений объема ПР (по свидетельству о поверке ПР);

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

ΔT_p - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти РСУ (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

ΔT_v - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях РСУ (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики поверки;

δN - относительная погрешность при вычислении расхода, объема, массы, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы (по свидетельствам о поверке ИВК);

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_p}, \quad (2)$$

где T_v - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительной линии (ИЛ), отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;

T_p - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти основной схемы учета, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho_{\min}}, \quad (3)$$

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности преобразователей плотности (ПП) рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП) основной схемы учета;

ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
840,0-849,9	0,00084	900,0-909,9	0,00070
850,0-859,9	0,00081	910,0-919,9	0,00067
860,0-869,9	0,00079	920,0-929,9	0,00065
870,0-879,9	0,00076	930,0-939,9	0,00063
880,0-889,9	0,00074	940,0-949,9	0,00061
890,0-899,9	0,00072	950,0-959,9	0,00059

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

W_B - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

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

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

где φ_{xc} - максимальное значение массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в описании типа РСУ;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-2018, ГОСТ 21534-2021.

Значение воспроизводимости R_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$R = \frac{0,1 \cdot R_{xc}}{\rho} \quad (7)$$

где R_{xc} - воспроизводимость метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (8)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

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

9.4 При получении положительных результатов по п.п. 9.1-9.3 РСУ считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки РСУ оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки РСУ оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

10.2 Сведения о результатах поверки РСУ направляют в ФИФ ОЕИ в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020.

10.3 При проведении поверки РСУ в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФ ОЕИ.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУ.

10.5 При отрицательных результатах поверки РСУ к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти
№294 ПСП «Малая Пурга». Резервная схема учета
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, % _____

- массы нетто нефти, %, _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Методика поверки: _____

Результаты поверки:

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

2. Подготовка к поверке и опробование СИ (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Проверка ПО СИ (раздел 8 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав РСУ (п. 9.1 МП)

Таблица А.1 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав РСУ

Средство измерений	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 №294
ПСП «Малая Пурга». Резервная схема учета признана _____ к
дальнейшей эксплуатации. пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.