



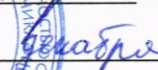
ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

6  В.В. Фефелов

«13»  2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного
газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1312/1-311229-2024

г. Казань
2024

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – ИС), заводской № 21.1, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав ИС, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики ИС определяются на месте эксплуатации расчетным методом.

1.3 Если очередной срок поверки средства измерений из состава ИС наступает до очередного срока поверки ИС или появилась необходимость периодической или внеочередной поверки средства измерений, то поверяют только данное средство измерений, при этом внеочередную поверку ИС не проводят.

1.4 При условии, что средства измерений, входящие в состав ИС, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению, ИС прослеживается к:

– Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости (ГЭТ 63–2019) 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

– Государственному первичному эталону единицы давления – паскаля (ГЭТ 23–2010) в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 года № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

– Государственному первичному эталону единицы температуры-кельвина в диапазоне от 0,30 К до 273,16 К (ГЭТ 35–2021) и Государственному первичному эталону единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С (ГЭТ 34–2020) в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений температуры, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 года № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

1.5 Допускается проведение поверки ИС в части отдельных измерительных каналов (далее – ИК) в соответствии с заявлением владельца ИС с обязательным указанием в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений информации об объеме проведенной поверки.

1.6 В результате поверки ИС должны быть подтверждены метрологические характеристики ИК ИС и метрологические характеристики ИС, приведенные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование измерительной линии	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
УТ-0121	ИК массы	от 3,505 до 240,000 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +200 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma = \pm 0,68 \%$

Наименование измерительной линии	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
UT-2008a, UT-2008b	ИК массы	от 22,01 до 500,00 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 1,51 \%$
AAFI-0300	ИК массы	от 3,8 до 100,0 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -40 до +150 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma = \pm 0,68 \%$
FT-1018	ИК массы	от 3,419 до 100,000 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1 МПа	$\gamma = \pm 0,91 \%$
UT-61, UT-62	ИК массы	от 22,01 до 670,00 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma = \pm 0,68 \%$
UT-04	ИК массы	от 3,71 до 96,00 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +200 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma = \pm 1,06 \%$
UT-04a	ИК массы	от 3,71 до 96,00 т	$\delta = \pm 0,50 \%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta = \pm (0,5 + 0,005 \cdot T) \text{ } ^\circ\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma = \pm 1,06 \%$
Примечание – Приняты следующие обозначения: δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; T – значение измеряемой температуры, °С; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.			

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) за час, т: – по измерительной линии UT-0121 – по каждой измерительной линии UT-2008a и UT-2008b – по измерительной линии FT-1018 – по каждой измерительной линии UT-61 и UT-62 – по измерительной линии AAFI-0300 – по каждой измерительной линии UT-04 и UT-04a	от 3,505 до 240,000 от 22,01 до 500,00 от 3,419 до 100,000 от 22,01 до 670,00 от 3,8 до 100,0 от 3,71 до 96,00
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	$\pm 0,50$
Диапазон измерений массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) за час, т: – по измерительной линии UT-0121 – по каждой измерительной линии UT-2008a и UT-2008b – по измерительной линии FT-1018 – по каждой измерительной линии UT-61 и UT-62 – по измерительной линии AAFI-0300 – по каждой измерительной линии UT-04 и UT-04a	от 3,464 до 240,000 от 21,75 до 500,00 от 3,379 до 100,000 от 21,75 до 670,00 от 3,755 до 100,000 от 3,667 до 96,000
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	$\pm 0,57$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при вычислении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	$\pm 0,01$

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операции поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Определение погрешности измерений ИК ИС	Да	Да	10.1
Определение относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля)	Да	Да	10.2
Определение относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля)	Да	Да	10.3
Оформление результатов поверки	Да	Да	11
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку ИС прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в месте установки системы обработки информации от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность не более 90 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации ИС, средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки ИС применяют средства поверки, указанные в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7, 8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С 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	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и ИС, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав средств измерений и комплектность ИС;
- отсутствие механических повреждений средств измерений ИС, препятствующих применению ИС;

– четкость надписей и обозначений на средствах измерений ИС.

7.2 Результаты поверки по пункту 7 считают положительными, если:

- состав средств измерений и комплектность ИС соответствуют описанию типа ИС;
- отсутствуют механические повреждения средств измерений ИС, препятствующие применению ИС;
- надписи и обозначения на средствах измерений ИС четкие и соответствуют их технической документации.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Проверяют соответствие текущих измеряемых ИС значений массы, избыточного давления, температуры нефтяного сырья данным, отраженным в описании типа ИС.

8.2 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках на дисплее контроллеров измерительных FloBoss S600+ в соответствии с его эксплуатационными документами.

8.3 Результаты поверки по пункту 8 считают положительными, если текущие измеряемые ИС значения массы, избыточного давления, температуры нефтяного сырья соответствуют данным, отраженным в описании типа ИС, сообщения об ошибках на дисплее контроллеров измерительных FloBoss S600+ отсутствуют.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) проводят сравнением идентификационных данных ПО ИС с идентификационными данными ПО, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа ИС и отраженными в описании типа ИС.

9.2 Проверку идентификационных данных ПО ИС проводят в соответствии с руководством по эксплуатации ИС.

9.3 Результаты поверки по пункту 9 считают положительными, если идентификационные данные ПО ИС совпадают с указанными в описании типа ИС.

10 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Определение погрешности измерений ИК ИС

10.1.1 Проверяют наличие сведений о поверке средств измерений, входящих в состав ИС, в соответствии с описанием типа ИС.

10.1.2 При проведении поверки ИС в части отдельных ИК, проверяют наличие сведений о поверке средств измерений, входящих в состав поверяемых ИК ИС.

10.1.3 Результаты поверки по пункту 10.1 считают положительными, пределы допускаемой погрешности ИК ИС не превышают значений, указанных в таблице 1, если средства измерений, входящие в состав ИК ИС в соответствии с описанием типа ИС, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

10.2 Определение относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля)

10.2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) δ_M , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_o^2 + \left(\frac{\gamma_{q\Delta t} \cdot \Delta t \cdot Q_{\max}}{Q} \right)^2} + \delta_{\text{выч}}^2 + \delta_t^2, \quad (1)$$

где δ_o – пределы допускаемой относительной погрешности преобразователя массового расхода при измерении массового расхода и массы, %;

$\gamma_{q\Delta t}$ – пределы дополнительной приведенной погрешности при измерении массового расхода, вызванной изменением температуры измеряемой среды на 1 °С от температуры измеряемой среды при установке нулевой точки преобразователя массового расхода, % от максимального расхода;

Δt – разность температуры измеряемой среды и температуры среды при установке нулевой точки преобразователя массового расхода, °С;

$Q_{\max}$ – максимальный измеряемый преобразователем массового расхода массовый расход, кг/ч;

Q – измеренный преобразователем массового расхода массовый расход, кг/ч;

$\delta_{\text{выч}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности FloBoss S600+ при вычислении массового расхода и массы, %;

δ_t – пределы допускаемой относительной погрешности FloBoss S600+ при измерении времени, %.

10.2.2 Результаты поверки по пункту 10.2 считают положительными, если рассчитанные по формуле (1) пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) не превышают $\pm 0,50\%$.

10.3 Определение относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля)

10.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) δ_{MH} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta_{WB}^2 + \Delta_{WMP}^2 + \Delta_{WXC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)^2} + \delta_H^2}, \quad (2)$$

- где Δ_{WB} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), %, рассчитанная по формуле (3);
- Δ_{WMP} – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), %, рассчитанная по формуле (4);
- Δ_{WXC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), %, рассчитанная по формуле (5);
- W_B – массовая доля воды в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), определяемая согласно ГОСТ 2477–2014, %;
- W_{MP} – массовая доля механических примесей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), определяемая согласно ГОСТ 6370–2018, %;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле), определяемая согласно ГОСТ 21534–2021, %;
- δ_H – пределы допускаемой относительной погрешности ИС при вычислении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %.

10.3.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) Δ_{WB} , %, рассчитывают по формуле

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

- где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
- r_B – сходимостъ метода измерений массовой доли воды в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

10.3.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) Δ_{WMP} , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{WMP} = \pm \sqrt{\frac{R_{MP}^2 - 0,5 \cdot r_{MP}^2}{2}}, \quad (4)$$

- где R_{MP} – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
- r_{MP} – сходимостъ метода измерений массовой доли механических примесей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

10.3.4 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) $\Delta_{w_{xc}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{20} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

- где R_{xc} – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 21534–2021 (метод А), мг/дм³;
- r_{xc} – сходимости метода измерений массовой доли хлористых солей в нефтяном сырье (нефти или вакуумном газойле) в соответствии с ГОСТ 21534–2021 (метод А), мг/дм³;
- ρ_{20} – плотность нефтяного сырья (нефти или вакуумного газойля) при температуре плюс 20 °С и нулевом избыточном давлении, определяемая в лаборатории, кг/м³.

10.3.5 Результаты поверки по пункту 10.3 считают положительными, если рассчитанные по формуле (2) пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) не превышают $\pm 0,57$ %.

11 Оформление результатов поверки

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

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

11.3 При положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке и протокол поверки ИС (знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению ИС.