

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



[Signature]
М.В. Крайнов

«22» 10 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
№543 ПСП «Ватъеган»
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0733-24 МП

г. Казань
2024 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 №543 ПСП «Ватъеган» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

1.3 Прослеживаемость при поверке СИКН обеспечивается в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, к государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

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 расхода, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	от 132 до 1020	±0,25 (брутто)

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазона измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ). Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

1.6 Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных автономных блоков (АБ). АБ являются преобразователи плотности (плотномер), входящие в состав СИКН.

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	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

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 характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа СИКН.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основные и вспомогательные средства поверки приведены в таблице 3.
Т а б л и ц а 3 – Перечень основных и вспомогательных средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.2	эталонный плотномер (ЭП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м ³	пикнометрическая установка
9.2	преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	датчики давления Метран-150
9.2	термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С	датчики температуры Rosemount 644
9.2	манометр с классом точности 0,6	манометр для точных измерений МПТИ
9.2	термометр ртутный стеклянный с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С	термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4
9.2	барометр метеорологический с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 1,5$ мм рт.ст. или $\pm 0,2$ кПа %	барометры цифровые MSB181
9.2	комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений физических свойств $\pm 0,001$ %	контроллер измерительный Floboss S600+

4.2 Используемые средства поверки должны иметь действующие сведения о поверке (с положительными результатами) в ФИФОЕИ.

4.3 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 Проверяется пломбирование средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, исключающее возможность несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ и СИКН.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовку СИКН к поверке проводят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН по следующей процедуре: увеличивают или уменьшают расход через СИКН и наблюдают соответствующие показания расхода расходомера массового Promass (модификации Promass 300) (далее – расходомер) на экране автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН на базе программного обеспечения (ПО) «АРМ оператора «ESPRO СИКН» (далее по тексту – АРМ оператора).

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

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллер) (основного и резервного).

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

- включают питание контроллера;
- дожидаются завершения самодиагностики и загрузки контроллера;
- из основного меню выбирают пункт:

5* SYSTEM SETTINGS

- выбирают пункт меню:

7. SOFTWARE VERSION

- нажимают стрелку вправо на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL
(GOST CHECKSUM)

- считывают цифровой идентификатор ПО (CSUM);
- нажимают стрелку вправо на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL
APPLICATION SW

- считывают номер версии ПО (идентификационный номер).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора (основного и резервного).

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по метрологически значимым модулям.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На основной мнемосхеме компьютера АРМ оператора нажимают кнопку «Контроль», после нажатия кнопки появляется окно с идентификационными данными АРМ оператора, в котором приведены метрологически значимые и не значимые модули.

8.3 Результаты проверки ПО СИКН считаются положительными, если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, и делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН 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 СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В случае отсутствия сведений о поверке на СИ с регистрационным № в ФИФОЕИ 13800-94 (далее – ПП) выполняют операции по п. 9.2 настоящей методики поверки.

Сведения о результатах поверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 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 Абсолютную погрешность измерений плотности ПП определяют по следующей процедуре.

9.2.1 Определение абсолютной погрешности ПП, производят при одновременном измерении плотности нефти ПП и ЭП при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их изменений.

Измерение плотности, температуры и давления нефти производят в следующем порядке:

а) Изменение значения плотности нефти при измерениях не должны превышать $0,1 \text{ кг/м}^3$ в течение 1 минуты, изменение значения температуры нефти при измерениях не должны превышать $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 1 минуты, изменение значения давления нефти при измерениях не должны превышать $0,05 \text{ МПа}$ в течение 1 минуты;

б) При достижении условий по а), производят измерение плотности ПП и ЭП, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК. Измерения плотности ПП и ЭП, измерение температуры и давления нефти выполняют не менее 3 раз.

9.2.2 Абсолютную погрешность измерения плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_0, \quad (1)$$

где ρ - результат измерений плотности ПП, кг/м^3 ;

D_0 - результат измерений плотности ЭП.

Если температура продукта в ЭП отличается от температуры продукта в ПП более чем на $0,1^\circ\text{C}$, значение плотности D_0 приводят к температуре продукта в ПП по формуле

$$D_0 = \rho_{\text{РЭПприв}} = \rho_{15} \cdot \text{CTL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{РЭПприв}}$ - результат измерения плотности ЭП, приведенный к температуре продукта в ПП, кг/м^3 ;

$\text{CTL}_{\text{ПП}}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\text{ПП}}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{\text{ПП}}$, $P_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} ;

$t_{\text{ПП}}$ - температура продукта в ПП, $^\circ\text{C}$;

$P_{\text{ПП}}$ - давление продукта в ПП, МПа;

ρ_{15} - значение плотности нефти, приведенное к стандартным условиям при температуре $15 \text{ }^\circ\text{C}$, кг/м^3 , вычисляемое по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{изм}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{изм}}$ - плотность нефти, измеренная ПП или в лаборатории, кг/м^3 ;

$$\text{CTL}_{\text{ПП}} = \exp \left[-\beta \cdot (t_p - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta \cdot (t_p - 15)) \right], \quad (4)$$

где t_p - температура нефти, $^\circ\text{C}$;

β - коэффициент объемного расширения рабочей среды, $^\circ\text{C}^{-1}$, вычисляемый по формуле

$$\beta = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (5)$$

$$CPL_{пп} = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_p}, \quad (6)$$

где γ_t - коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа, при температуре t вычисляют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_p + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_p \cdot 10^3}{\rho_{15}^2} \right), \quad (7)$$

P_p - избыточное давление нефти, МПа.

9.2.3 Значения поправочных коэффициентов $CTL_{пп}$, $CPL_{пп}$ и плотности ρ_{15} , кг/м³ вычисляют методом последовательных приближений для каждого измерения, следующим образом:

а) измеренное значение плотности $\rho_{изм}$, кг/м³ подставляют в формулы (5) и (7) вместо ρ_{15} , кг/м³ и вычисляют в первом приближении значения β , °С⁻¹, γ_t , 1/МПа;

б) вычисленное в первом приближении значение β , °С⁻¹, подставляют в формулу (4) и вычисляют в первом приближении значение поправочного коэффициента $CTL_{пп}$;

в) вычисленное в первом приближении значение γ_t подставляют в формулу (6) и вычисляют в первом приближении значение поправочного коэффициента $CPL_{пп}$;

г) измеренное значение плотности $\rho_{изм}$, кг/м³ и вычисленные в первом приближении коэффициенты $CTL_{пп}$, $CPL_{пп}$ в формулу (3) и вычисляют в первом приближении значение ρ_{15} ;

д) измеренное значение плотности $\rho_{изм}$, кг/м³ подставляют в формулу (5) и (7) и вычисляют во втором приближении значения β , °С⁻¹, γ_t , 1/МПа;

е) вычисленное во втором приближении значение β , °С⁻¹, подставляют в формулу (4) и вычисляют во втором приближении значение поправочного коэффициента $CTL_{пп}$;

ж) вычисленное в первом приближении значение γ_t подставляют в формулу (6) и вычисляют во втором приближении значение поправочного коэффициента $CPL_{пп}$;

з) измеренное значение плотности $\rho_{изм}$, кг/м³ и вычисленные в первом приближении коэффициенты $CTL_p^л$ и CPL_p в формулу (3) и вычисляют значение ρ_{15} во втором приближении и так далее.

Расчет плотности ρ_{15} , кг/м³ продолжают до тех пор, пока значение ρ_{15} , кг/м³, не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м³. За результат определения плотности ρ_{15} , кг/м³, принимают значение, полученное в последнем приближении.

9.2.4 Значение абсолютной погрешности, вычисленное по формуле (1), не должно превышать $\pm 0,3$ кг/м³.

9.2.5 При положительных результатах определения абсолютной погрешности измерений плотности ПП по п. 9.2.2 в протокол по Приложению Б заносят градуировочные коэффициенты ПП.

П р и м е ч а н и е: Если абсолютная погрешность превышает указанные пределы, то ПП градуируют. Определяют 2 раза абсолютную погрешность измерения плотности нефти с новым коэффициентом $K_{нов}$ в соответствии с п.п. 9.2.2, 9.2.3.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нефти δM_c , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее – ПР), которые берут из сведений о поверке ПР.

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

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (8)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (10), %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (10), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (10), %;

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

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (9)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

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

$$\Delta W_i = \pm \frac{\sqrt{R^2 \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}} \quad (10)$$

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

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{\text{xc}}}{\rho}, \quad (11)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.
Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

10 Оформление результатов поверки

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

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН вносят 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.

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

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 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
№543 ПСП «Ватьеган»
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: _____

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 СИКН (п. 9.1 МП)

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

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5. Определение абсолютной погрешности ПП (п. 9.2 МП)

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

7. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
(п. 9.4 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти
№543 ПСП «Ватьеган» признана _____ к дальнейшей эксплуатации.
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма протокола

Протокол определения абсолютной погрешности измерения плотности нефти

Средство измерений (наименование, тип)

Тип, заводской номер, год выпуска

Владелец

Результаты измерений

Определение абсолютной погрешности.

№	Результат измерений поточным плотномером			Результат измерений РЭ			Погрешность абсолютная
	ρ , кг/м ³	t , °С	P , МПа	t_0 , °С	P_0 , МПа	D_0 , кг/м ³	Δ , кг/м ³
1							
2							
3							

Градуировочные коэффициенты:

Максимальное значение абсолютной погрешности измерений плотности составило: _____

Заключение:

должность

подпись

Ф.И.О.

Дата
