

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора
филиала по развитию

М.П. А.С. Тайбинский

« 03 » декабря 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
25-РК-А002 НПС «КРОПОТКИНСКАЯ»
АО «КАСПИЙСКИЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ КОНСОРЦИУМ-Р»

Методика поверки

МП 1352-14-2021

Начальник отдела НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1. Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (далее – СИКН) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, обеспечивающим передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 1-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$ ГЭТ 216-2018 и Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Если очередной срок поверки средств измерений измерительного компонента (средства измерений) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (средства измерений), или проведена замена измерительного компонента (средства измерений) на аналогичный, то проверяют наличие сведений о поверке этого измерительного компонента (средства измерений) или проводят его поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

2. Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер раздела (подраздела) методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Опробование средства измерений	7.2	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 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3. Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемомся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров измеряемой среды проверяют по данным паспорта качества нефти.

4. Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
Рабочий эталон 1 или 2 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы 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 07 февраля 2018 г. № 256	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$, $\pm 0,1\%$	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB (регистрационный номер 54057-13)

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

5. Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
 - Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12.2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);
 - другие действующие законодательные акты и отраслевые нормативные документы;
- в области пожарной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»);
 - Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»);
- в области охраны окружающей среды;
 - Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
 - Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6. Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

6.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.2 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7. Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и/или наличие сведений о результатах поверки измерительных компонентов (средств измерений), включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и/или знаков поверки, нанесенных на измерительные компоненты (средства измерений), и (или) свидетельств о поверке, применяемых при проведении поверки.

7.1.3 Проверяют герметичность СИКН путем визуального осмотра на отсутствие протечек нефти.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

7.2 Опробование

7.2.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяется наличие электропитания элементов СИКН и средств поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексом измерительно-вычислительным ИМЦ-07 (далее – ИВК), ИВК и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

7.2.2 Проводят контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZN 150-600 и/или преобразователей расхода турбинных НТМ (далее – ТПР), входящих в состав СИКН.

Определение коэффициента преобразования ТПР проводят с применением средства поверки в соответствии с разделом 4 настоящей методики поверки при любом значении расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода ТПР. Проводят не менее пяти последовательных измерений.

Значение относительного отклонения коэффициента преобразования, δ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \frac{K_{тек} - K_{уст}}{K_{уст}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $K_{тек}$ – значение коэффициента преобразования ТПР, определенное в текущей точке расхода, имп/м³;

$K_{уст}$ – значение коэффициента преобразования ТПР, вычисленного ИВК, имп/м³.

Абсолютные значения относительных отклонений коэффициентов преобразований, определенные по формуле (1) не должны превышать 0,15 %.

Примечание – Контроль метрологических характеристики ТПР допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик ТПР прошло не более одного межконтрольного интервала.

8. Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО ИВК и автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК и АРМ оператора проводят согласно соответствующему руководству оператора.

8.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

9. Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка сведений о результатах поверки измерительных компонентов (средств измерений), входящих в состав СИКН.

Проверяют наличие сведений о результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и/или знаков поверки, нанесенных на СИ, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, измерительных компонентов (средств измерений), приведенных в таблице 3, а также показывающих средств измерений температуры и давления.

Таблица 3 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZN 150-600	83239-21
Преобразователи расхода турбинные НТМ	56812-14

Продолжение таблицы 3

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99; 14061-04; 14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-08; 24116-02; 66525-17
Датчики температуры 3144P	39539-08
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	82823-21
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01; 14557-10
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	75139-19
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB	54057-13

Измерительные компоненты (средства измерений), приведенные в таблице 3, а также показывающие средства измерений температуры и давления на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов (средств измерений).

9.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений с последующим приведением плотности нефти к условиям измерения объема δm_{Π}^{Π} , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_{\Pi}^{\Pi} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_p^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{Vp}^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV_p – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;

$\rho_{\min}$ – нижний предел измерений плотности нефти СИКН, кг/м³;

δT_{Vp} – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температур нефти при измерениях их объема и плотности, %, вычисляемая по формуле

$$\delta T_{Vp} = \left[\frac{100 \cdot \beta}{1 + \beta \cdot (T_p - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_p^2 + \Delta T_v^2}, \quad (3)$$

где T_v, T_p – температуры нефти при измерениях объема и плотности соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, °С;

$\Delta T_v, \Delta T_p$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях объема и плотности соответственно, °С;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК (по описанию типа или свидетельству о поверке), %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,25\%$.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

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

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m_{\Pi}^d}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

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

При применении поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \phi_B \cdot \rho_B}{\rho}, \quad (6)$$

где $\Delta \phi_B$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений ϕ_B , кг/м³, принимается равной 1000 кг/м³;

ρ – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, кг/м³, (для оценивания погрешности измерений массы нетто нефти принимаемая равной $\rho_{\min}$);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho}, \quad (8)$$

где $\Delta \phi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляется по формуле

$$\Delta \phi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

$R_B, R_{МП}, R_{XC}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534;

$r_B, r_{МП}, r_{XC}$ – сходимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534;

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером или определяют в лаборатории.

При измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho}, \quad (10)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории, %;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

10. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11. Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, проводившим поверку СИКН.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода нефти и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр

соответствует/не соответствует требованиям раздела 6

2. Опробование средства измерений

соответствует/не соответствует требованиям подраздела 7.2

3. Проверка программного обеспечения средства измерений

соответствует/не соответствует требованиям раздела 8

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Проверка сведений о результатах поверки измерительных компонентов (средств измерений), входящих в состав СИКН

соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V_p, \%$	$\delta \rho, \%$	$\delta T_{vp}, \%$	$\delta N, \%$	$\delta m_{II}^d, \%$

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25 \%$.

4.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta m_{II}^d, \%$	$\delta m_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35 \%$.

Дата
поверки _____

должность лица, проводившего
поверку

подпись

Ф.И.О.