

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ им. Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

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
ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им.
Д.И. Менделеева»



А.С. Тайбинский

« 17 » ноября 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ СЫРОЙ
НА ДНС-1 «КАМЕННОЕ» ОАО «ТНК-НЯГАНЬ»

Методика поверки

МП 1585-9-2023

Начальник научно-исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

г. Казань

2023 г.

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

А.А. Горынцев

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти сырой на ДНС-1 «Каменное» ОАО «ТНК-Нягань» (далее – СИКНС), изготовленную ОАО «ТНК-Нягань» и устанавливает методику и средства поверки.

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

Таблица 1 - Метрологические требования к СИКНС

Наименование	Значение
Предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКНС, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКНС определяются на месте эксплуатации расчетным методом.

СИКНС 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 26.09.2022 г. № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Проверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Фактически обеспечивающийся при поверке диапазон измерений не может быть выше указанного в описании типа.

Методы поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, приведены в документах на методики поверки СИ. Если очередной срок поверки СИ из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКНС не проводят.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	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 СИКНС	Да	Да	7
Подтверждение соответствия программного обеспечения	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик СИКНС и подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	Да	Да	9

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки технические характеристики СИКНС и параметры измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКНС.

Соответствие параметров измеряемой среды значениям в описании типа СИКНС проверяют по данным отчетных документов.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКНС, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти	Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда в соответствии с Приказом Россстандарта от 26.09.2022 г. № 2356	Установки трубопоршневые Сапфир М, регистрационный № 23520-02

4.2 Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие требованиям, указанным в таблице 3.

4.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, указаны в утвержденных методиках поверки соответствующего СИ.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»);

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

5.2 Площадка СИКНС должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

5.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

5.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр СИКНС

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

6.1 Комплектность СИКНС должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.2 При проверке внешнего вида СИКНС должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКНС, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировкой) в соответствии с описанием типа на средство измерений.

СИКНС, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование СИКНС

Подготовку средств поверки и СИКНС осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.1 Опробование

Опробуют СИКНС путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений без нарушения технологического режима. Допускается изменение расхода на величину от 1 до 10 % от максимального расхода через измерительную линию.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

7.2 Проверяют герметичность СИКНС.

Проверку герметичности СИКНС проводят согласно эксплуатационной документации на СИКНС.

СИКНС считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНС нет следов протечек нефти или снижения давления.

8 Проверка программного обеспечения

8.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКНС сведениям, приведенным в описание типа СИКНС.

8.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации ИВК.

8.3 СИКНС считается выдержавшим испытания, если идентификационных данных ПО ИВК соответствуют указанным в описании типа СИКНС.

9 Определение метрологических характеристик СИКНС и подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

9.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа соответствующего СИ, с периодичностью согласно установленного для данного типа СИ межповерочного интервала.

Результаты считаются положительными, если СИ, входящие в состав СИКНС, поверены, и сведения о положительных результатах поверки СИ размещены в Федеральном

информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти и массы нетто нефти

9.2.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерениях массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за относительную погрешность СИКНС принимают относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion и счётчиков-расходомеров кориолисовых КТМ РуМАСС (далее – СРМ), указанное в протоколе поверки СРМ.

Результаты считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$.

9.2.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти осуществляют расчетным путем по алгоритму, указанному ниже.

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где δM_C – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{MP} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, вычисляемая по формуле (3);

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле (5) при измерении объемной доли воды в нефти поточным влагомером или измеренная в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477;

W_{MP} – массовая доля механических примесей, измеряемая в испытательной лаборатории по ГОСТ 6370;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6).

При измерении объемной доли воды с помощью поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\left(\Delta \varphi_{och} + \left(\Delta \varphi_{don} \cdot \frac{t - t_{nom}}{n} \right) \right) \cdot \rho_s}{\rho_n}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{och}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

$\Delta \varphi_{don}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером, связанная с отклонением температуры нефти на каждые n $^{\circ}\text{C}$ от значения при поверке влагомера, %;

t – температура нефти при измерении объемной доли воды в нефти, $^{\circ}\text{C}$;

t_{nom} – температура при поверке влагомера, $^{\circ}\text{C}$;

n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность поточных влагомеров согласно описанию типа.

При определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», абсолютная погрешность определения массовой доли воды вычисляется по формуле (4).

Абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей ΔW_{XC} , %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534-21 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», мг/дм³ (г/м³), вычисляется по формуле (4);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701.

Для доверительной вероятности Р=0,95 и двух измерений соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r – соответственно воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего параметра нефти. Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370;
- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534.

Массовую долю воды воды в нефти при измерении объемной доли воды в нефти поточным влагомером вычисляют по формуле

$$W_s = \frac{\varphi_s \cdot \rho_s}{\rho_n}, \quad (5)$$

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

ρ_s – плотность пластовой воды, кг/м³, принимается равной 1000 кг/м³;

ρ_n – плотность нефти, измеренная поточным плотномером или вычисленная по алгоритмам, приведенным в Р 50.2.076.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}},$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, измеренная по ГОСТ 21534;

ρ_H^{XC} – плотность нефти, кг/м³, при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории.

9.3 Результаты считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35\%$

10 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКНС передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

В свидетельстве о поверке приводится информация об объеме проведенной поверки. По заявлению владельца СИКНС или лица, представившего СИКНС на поверку, при

положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности применения СИКНС.

Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

Пломбирование и нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС, в случае его оформления на бумажном носителе.

При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают.