

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

« 30 » сентября 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ НА ВЫХОДЕ УПН «ЭХАБИ»

Методика поверки

МП 1451-9-2022

Начальник научно-исследовательского отдела

К.А. Левин

Тел.: (843) 273-28-96

г. Казань

2022 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 параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби» (далее – СИКНС), изготовленную ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг» и устанавливает методику и средства первичной и периодической поверок.

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

Таблица 1 - Метрологические требования к СИКНС

Наименование метрологической характеристики	Значение
Диапазон измерений, т/ч	от 30 до 60
Пределы относительной погрешности СИКНС при измерениях массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы относительной погрешности СИКНС при измерениях массы нетто сырой нефти, %: - при измерении объемного влагосодержания в диапазоне от 0,2 до 2,5 % с применением поточного влагомера - при определении массовой доли воды в диапазоне от 0 до 3 % в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477	$\pm 0,35$ $\pm 0,36$

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 07.02.2018 г. № 256, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Методы поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, приведены в документах на методики поверки СИ.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – 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	Да	Да	9
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	Да	Да	10

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки СИКНС соблюдают условия, приведенные в таблице 2 настоящей методики поверки.

Измеряемая среда – нефть сырая.

Характеристики СИКНС и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным отчетных документов.

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры, °С	от +1 до +25
Диапазон давления нефти, МПа	от 2,3 до 2,6
Плотность сырой нефти, кг/м ³ - при минимальной в течении года температуре - при максимальной в течении года температуре	от 900 до 907 от 845 до 899
Кинематическая вязкость при +20 °С, мм ² /с (сСт)	от 3,0 до 15,0
Массовая доля воды, %, не более	3,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля хлористых солей, мг/дм ³	от 3,2 до 7,6
Плотность пластовой воды при +20 °С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,763 до 0,812
Содержание растворенного газа в сырой нефти, м ³ /м ³ , не более	1,0
Режим работы СИКНС	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации системы: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа, не более	от -38 до +39 95 101,3
Срок службы, лет, не менее	10

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 Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256	Установки трубопоршневые Сапфир М, регистрационный № 23520-07

4.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не хуже характеристик средств поверки, указанных 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 (пломбировки) 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 расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в соответствии с документом ОИ 383.00.00.99.000 ИЗ4-01 «Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби». Руководство оператора».

9 Определение метрологических характеристик СИКНС

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. СИ, входящие в состав СИКНС, должны быть поверены, данные о поверке СИ должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, аккредитованным на поверку.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти

9.2.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерениях массы сырой нефти

При прямом методе динамических измерений за относительную погрешность СИКНС принимают относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением расходомеров массовых Promass (модификация Promass 300) (далее – СРМ), указанное в свидетельстве о поверке на СРМ.

9.2.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерениях массы нетто сырой нефти

Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти осуществляют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе УПН «Эхаби», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.35671.

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

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

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

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;

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

$$\Delta W_B = \pm \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерения объемной доли воды поточным влагомером, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³,

ρ_H – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

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 21534-76 «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 $P=0,95$ 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.

10 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

10.1 Погрешности, полученные в результате поверки СИ, входящих в состав СИКНС, не должны превышать значений, указанных в описании типа СИ.

Результат поверки СИКНС считают положительным, если все СИ, входящие в состав установки, имеют действующие сведения о положительных результатах поверки СИ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

10.2 Результат поверки СИКНС считают положительным, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

10.3 Результат поверки СИКНС считают положительным, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти сырой нефти:

- при измерении объемного влагосодержания в диапазоне от 0,2 до 2,5 % с применением поточного влагомера не превышает $\pm 0,35$ %;
- при определении массовой доли воды в диапазоне от 0 до 3 % в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477 не превышает $\pm 0,36$ %.

11 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 согласно приложению А.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают.

Приложение А (рекомендуемое)
Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____
 Тип, модель, изготовитель: _____
 Заводской номер: _____
Наименование и адрес заказчика: _____

 Методика поверки: _____
 Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____
 Условия проведения поверки: _____
 Температура окружающей среды _____
 Атмосферное давление _____
 Относительная влажность _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр _____
2. Опробование _____
3. Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
4. Определение метрологических характеристик _____

Подпись лица, проводившего поверку _____
Дата поверки _____