

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

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора филиала по раз-
витию ВНИИР – филиала ФГУП
«ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»


_____ А.С. Тайбинский
«28» 10 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ НА УПСВ
«СКВОРЦОВСКАЯ» АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1339-9-2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман
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 УПСВ «Скворцовская» АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКНС осуществляется в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «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», обеспечивается прослеживаемость 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 выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКНС	8	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКНС	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

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 – Метрологические и технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 68,8 до 455

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление, МПа	
- минимально допустимое	1,1
- максимально допустимое	3,3
- рабочее	2,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Плотность нефти без учета воды, кг/м ³	от 830 до 850
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1050 до 1100
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 8,1 до 19,5
Массовая доля воды, %	от 30 до 75
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	12627,6
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0084
Содержание свободного газа	не допускается

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации на СИКНС и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ), приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Наименование средства поверки	Характеристика точности
Установки трубопоршневые (далее – ТПУ) 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч (м ³ /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ равными 0,05 %
ТПУ 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч (м ³ /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ от 0,090 до 0,10 %

5.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 3 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СРМ с требуемой точностью.

5.3 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.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 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.

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

6.3 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».

6.4 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.

7 Внешний осмотр СИКНС

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

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

7.2 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 СИ, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

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

8 Подготовка к поверке и опробование СИКНС

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

8.1 Опробование

Опробуют СИКНС путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

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

8.2 Проверка герметичности СИКНС.

Проверку герметичности СИКНС проводят согласно эксплуатационной документации на СИКНС.

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

9 Проверка программного обеспечения

9.1 При проверке идентификационных данных программного обеспечения (ПО) должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКНС сведениям, приведенным в описании типа СИКНС.

9.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л «ОСТОПУС-L» (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора Rate проводят в соответствии с руководством оператора.

10 Определение метрологических характеристик СИКНС

10.1 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.

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

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти, δM_C , %, и массы нетто нефти, δM_H , %, определяют в соответствии с документом «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений. Техническое перевооружение ДНС «Скворцовская». Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на УПСВ «Скворцовская» ПАО «Оренбург-нефть» (свидетельство об аттестации № 0040-01.00221-2018); номер в реестре ФР.1.29.2018.29746.

11 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

11.1 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений, δM_C , %, определяют по формуле

$$\delta M_C = \pm \sqrt{\delta M_{\text{масс(осн)}}^2 + \delta M_{\text{масс(доп1)}}^2 + \delta M_{\text{масс(допP)}}^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (1)$$

где $\delta M_{\text{масс(осн)}}$ - основная относительная погрешность измерений массового расхода и массы сырой нефти с применением СРМ, %;

$\delta M_{\text{масс(доп1)}}$ - дополнительная относительная погрешность измерений массового расхода и массы сырой нефти при изменении температуры сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\delta M_{\text{масс(доп1)}} = (t_{\text{сн}} - t_{\text{уст0}}) \cdot \frac{\delta_{\text{масс}(1^\circ\text{C})}}{G_{\text{раб}}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{сн}}$ – температура сырой нефти в измерительной линии, °С;

$t_{\text{уст0}}$ – температура установки нуля СРМ, °С;

$\delta_{\text{масс}(1^\circ\text{C})}$ - дополнительная абсолютная погрешность измерений СРМ при отклонении рабочей температуры от нулевой точки на 1 °С, принимается равной $\pm(0,0008 \% \cdot G_{\text{max}})$, т/ч;

$G_{\text{раб}}$ – рабочее значение массового расхода, т/ч;

$\delta M_{\text{масс}(\text{донP})}$ - дополнительная относительная погрешность измерений массового расхода и массы сырой нефти при изменении давления, %, определяют по формуле

$$\delta M_{\text{масс}(\text{донP})} = (P_{\text{сн}} - P_{\text{уст0}}) \cdot \frac{\delta_{\text{масс}(0,1\text{МПа})}}{G_{\text{раб}}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{сн}}$ – избыточное давление сырой нефти в измерительной линии, МПа;

$P_{\text{уст0}}$ – давление установки нуля СРМ, МПа;

$\delta_{\text{масс}(0,1\text{МПа})}$ - дополнительная абсолютная погрешность измерений массового расхода и массы сырой нефти при отклонении рабочего давления от давления нулевой точки на 0,1 МПа, принимается равной $-(0,016 \% \cdot G_{\text{раб}})$, т/ч;

$\delta_{\text{ИВК}}$ – относительная погрешность преобразования входных электрических сигналов (количества импульсов), %.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти не должна превышать $\pm 0,54 \%$.

11.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти, δM_{H} , %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_{\text{H}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M_{\text{C}})^2 + \frac{\Delta W_{\text{B}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{XC}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{B}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{XC}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_{B} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{B}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{B}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{B}}$ - абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, %;

ρ_{B} – плотность воды в условиях измерений массы сырой нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{сн}}$ – плотность сырой нефти в условиях измерений, кг/м³;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (8);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_{\text{XC}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (8);

$\rho_{\text{H}}^{\text{XC}}$ - плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_{B} – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{МП}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (7)$$

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в

лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;

- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКНС не должна превышать:

- | | |
|---|---------|
| - при содержании объемной доли воды в нефти от 20 до 50 % | ±2,5 %. |
| - при содержании объемной доли воды в нефти от 50 до 70 % | ±5,0 %. |

12 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».

При проведении поверки СИКНС в сокращенном объеме информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

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 _____