

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
ЦПС «ЮЖНЫЙ»

Методика поверки

МП 0999-9-2019

Начальник НИО-9 ФГУП «ВНИИР»

К.А. Левин

Тел.: (843) 273-28-96

A handwritten signature in blue ink, written over the name 'К.А. Левин'.

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

В.В. Гетман

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС «Южный» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКНС не проводят.

Интервал между поверками СИКНС – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКНС указан в документах на методики поверки СИ.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нефти	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда 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», обеспечивающий определение метрологических характеристик счетчиков – расходомеров массовых в требуемых диапазонах расхода.

2.1 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в документах, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

3 Требования квалификации поверителей

3.1 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКНС и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

4 Требования безопасности

4.1 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 Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «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»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- 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.

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

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

4.4 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.

5 Условия поверки

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

Характеристики нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти значениям в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти сырой.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 40 до 352 (от 50 до 400)
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа: - рабочее - максимально допустимое	от 0,8 до 2,9 2,9
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³ :	от 800,0 до 880,0
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 4,0 до 9,25
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С, кг/м ³	от 786,7 до 886,7
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Массовая доля воды, %, не более	10
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0024
Массовая доля серы, %, не более	0,37
Массовая доля парафина, %, не более	2,4
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры +204 °С, не более	0,370
Содержание свободного газа, %, не более	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,97
Диапазон плотности газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,02 до 1,03

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

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

7.1.2 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 средства измерений, 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.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

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

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

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

7.3 Опробование

7.3.1 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.

7.3.2 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.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	Документы
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 2400 (далее – СРМ)	РТ-МП-6022-449-2019 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400. Методика поверки», утвержденная ФБУ «Ростест-Москва» 03.06.2019 г. МИ 3288-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности».
Датчики температуры Rosemount 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644. 3144P. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 20.12.2015 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Датчики давления Метран-150 модель 150 TG и модель 150CD	МП 4212-012-2013 «датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», ноябрь 2013 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	РТ-МП-5750-449-2019 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ФБУ «Ростест-Москва» 12 августа 2019 г.
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки. С изменением №1», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 26 января 2018 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры МП показывающие и сигнализирующие	Методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакууметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакууметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефти сырой, $\delta M_{НС}$, %, принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

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

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{НС}^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{РГ}}{1 - \frac{W_{РГ}}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{ХС}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{РГ}$ - абсолютная погрешность измерений массового содержания растворенного газа в сырой нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{ХС}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %.

$$\Delta W_{РГ} = \frac{\Delta \varphi_{РГ} \cdot \rho_{Г}^{cm}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_{ОН}^{РГ} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B} \cdot 100, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ - абсолютная погрешность измерений количества растворенного газа в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$, измеренная по РМГ-104-2010 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений»;

ρ_G^{cm} - плотность газа, приведенная к стандартным условиям, $\text{кг}/\text{м}^3$, (температура 15 или 20 °С, атмосферное давление 0 МПа), измеряют в аккредитованной лаборатории по аттестованной методике (далее – МИ);

φ_B - объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВП.

ρ_{OH}^{PG} - плотность обезвоженной нефти, содержащей в себе растворенный газ, $\text{кг}/\text{м}^3$, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в измерительной линии, вычисляется по аттестованной МИ;

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , вычисляется по аттестованной МИ.

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_{OH} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B}, \quad (3)$$

где ρ_{OH} - плотность обезвоженной дегазированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$, приведенная к условиям измерений в измерительной линии;

$\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в сырой нефти при использовании ВП, %.

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{OH}^{XC}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$;

ρ_{OH}^{XC} - плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{XC} , $\text{кг}/\text{м}^3$.

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды ПВ, или в испытательной лаборатории;

$W_{МП}$ – массовое содержание механических примесей в нефти, % определяют в испытательной лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определяется в испытательной лаборатории.

7.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей 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 параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

где R и r – соответственно воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением № 1, с Поправками)»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;

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

Результаты поверки считаются положительными если пределы допускаемой относительной погрешности измерений не превышают значений, указанных ниже.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:

- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды влагомером:

- при содержании объемной (массовой) доли воды от 0 до 5,0 (6,3) % ±0,35

- при содержании объемной (массовой) доли воды от 5,0 (6,3) до 8,0 (10,0)% ±0,40

- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории:

- при содержании массовой доли воды от 0 до 5,0 % ±0,55

- при содержании массовой доли воды от 5,0 до 10,0 % ±0,90

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.