

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тапбинский

« 20 » \_\_\_\_\_ 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ № 531 на ПСП «Холмогоры»

Методика поверки

МП 0867-14-2018

Начальник ИИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев  
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 531 на ПСП «Холмогоры» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН проводится на месте эксплуатации. Поверку СИКН допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на СИКН, на основании письменного заявления владельца СИКН.

Диапазон измерений массового расхода нефти СИКН определяется значениями минимального и максимального расхода, измеренного с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF400 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ). За значение минимального расхода принимают значение минимального расхода того СРМ, у которого значение расхода среди всех рабочих СРМ наименьшее (согласно свидетельствам о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных значений расхода СРМ, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам о поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить периодическую поверку средств измерений (СИ), предназначенных для измерений параметров измеряемой среды, в ограниченном диапазоне измерений (если это допускается методикой поверки СИ).

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ) – 12 месяцев.

Интервал между поверками ТПУ – 24 месяца, термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

## 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

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	первичной поверке
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.4.3	Да	Да

## 2 Средства поверки

### 2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 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, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне расхода.

2.1.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.2 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 Поверку СИКН проводят в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на СИКН и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

## 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 нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением 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 СИКН должна содержать 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 взрывозащищённое. 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

Поверка СИКН осуществляется в условиях эксплуатации.

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

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

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,14 до 1,60
Диапазон температуры нефти, °С	от +10 до +40
Вязкость кинематическая нефти в рабочих условиях, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 3,5 до 15,0
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 860
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900

## 6 Подготовка к поверке

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

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

7.1.2 При проверке внешнего вида СИКН должны выполняться требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих проведению поверки;

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

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на СИ, их методиками поверки, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКН, непрошедшая 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 СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОС-ТОРУС» («ОКТОПУС») (далее – ИВК «ОС-ТОРУС») проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с его руководством пользователя.

7.2.4 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 (далее – ИВК ТН-01) проводят в следующей последовательности:

- на главной вкладке «Основное меню» необходимо выбрать пункт «Сведения о ПО»;

- в экранной форме в виде таблицы будут отображены идентификационные данные метрологически значимой части ПО, представленной в виде набора программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробуют СИКН 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 СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН. СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

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

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	Документы
СРМ	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры, массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644	ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» Документ «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244МВ. Методика поверки», разработанный и утвержденный ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Преобразователи давления измерительные 3051S	Документ «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИМС 17.12.02 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – поточные влагомеры)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР 04.09.2015 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Счетчик турбинный НОРД-М	МИ 2827-2003 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости «МИГ» и «НОРД-М». Методика поверки»
Датчики давления «Метран-100»	МИ 4212-012-2001 «Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки»
ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»
Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»)	МП 0004-02-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 30 мая 2012 г. МИ 2723-2002 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»)
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 29 ноября 2016 г.
Манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Манометры, вакууметры, мановакууметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки» МП 4212-117-64115539-2016 «ГСИ. манометры, вакууметры, мановакууметры точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф. Методика поверки», утвержденная ЗАО КИП «МЦЭ» 26.07.2016 г. 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакууметры и мановакууметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Преобразователи давления измерительные серии 40 мод. 4382 Преобразователи давления измерительные 40.4382	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»

Допускается проводить калибровку счетчика турбинного НОРД-М и преобразователей давления измерительных серии 40 мод 4382 и 40.4382 по соответствующим методикам калибровки.

#### 7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти ( $\delta_{МБ}$ , %) в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

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

#### 7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 ( $\delta_{МН}$ , %) вычисляют по формуле

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{МБ})^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях в лаборатории определяется по формуле (6), при измерениях объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_B$  - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

$\rho_B$  - плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H^B$  - плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

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

$\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

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

где  $\Delta \varphi_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляется по формуле (6);

$\rho_H^{XC}$  - плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_B$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды вычисляется по формуле

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H}, \quad (4)$$



где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;  
 $W_{МП}$  – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $W_{ХС}$  – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{ХС} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (5)$$

$\varphi_{ХС}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, 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  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

– для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

– для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

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

Воспроизводимость  $R$  метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$ .

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти ( $\delta_{мн}$ , %) с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН 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.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Представление результатов вычислений ИВК ТН-01 допускается осуществлять с разрядностью в соответствии с техническими возможностями ИВК ТН-01, но не менее значений, указанных в методиках поверки на СИ.

Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН 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.

**Приложение А  
(справочное)**

Протокол № \_\_\_\_\_

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_  
Изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Владелец: \_\_\_\_\_  
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**

Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Подтверждение соответствия программного обеспечения \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Опробование: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Определение метрологических характеристик:

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  %  
(соответствует/не соответствует)

Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы нетто нефти

$W_B$ , %	$W_{XC}$ , %	$W_{МП}$ , %	$\Delta W_B$ , %	$\Delta W_{XC}$ , %	$\Delta W_{МП}$ , %	$\delta M_H$ , %

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35$  %  
(соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_   
должность лица, проводившего поверку

\_\_\_\_\_   
подпись

\_\_\_\_\_   
Ф.И.О.

Дата поверки \_\_\_\_\_