

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

« 17 августа » 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 706 ПК «ШЕСХАРИС»

Методика поверки

МП 0811-14-2018

Начальник НИО-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 № 706 ПК «Шесхарис» (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 преобразователей расхода турбинных НТМ (далее – ТПР). За значение минимального расхода принимают значение минимального расхода того ТПР, у которого расход среди всех рабочих ТПР наименьший (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 ТПР, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам о поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками 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
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 ТПР в требуемых диапазонах 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 лица, аттестованные в качестве поверителя, 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».

3.3 Поверитель, выполняющий работы по проверке защиты программного обеспечения, должен пройти обучение по методам проверки защиты программного обеспечения СИ в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

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», 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 СИКН 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 СИКН.

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

Соответствие характеристик нефти значениям, приведенным 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 0,2 до 1,6
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +35
Вязкость кинематическая нефти, мм ² /с (сСт)	от 4 до 50
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 790 до 910
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100

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.

7.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и инструкции по эксплуатации СИКН.

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

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

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

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с описанием типа на СИ, или 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».

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя.

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;

- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма.

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 инструкции по эксплуатации 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 (МХ) СИ, входящих в состав СИКН

Определение МХ СИ (поверку СИ), входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документы
Преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТТР)	МИ 3287-2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Датчики температуры Rosemount 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
Датчики температуры в комплекте: термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 с измерительными преобразователями 644	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибратора температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, преобразователь плотности типа 7835	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности и расхода CDM	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 05 ноября 2015 г.
Преобразователи давления измерительные 2051 модели 2051 TG и модели 2051 CD	МИ 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 16.12.2013 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – поточные влагомеры)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07 апреля 2015 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15 апреля 2013 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	МИ 3155-2008 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры МП160 показывающие	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.

Допускается проводить калибровку расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 и преобразователей давления измерительных 2051 модели 2051CD по соответствующим методикам калибровки.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений (δ_{MB} , %), в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta_{MB} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

δ_ρ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, определяется по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ_{min} - минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595;

δ_N – относительная погрешность ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (3)$$

где T_v, T_ρ – температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

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

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 (δ_{MH} , %) вычисляют по формуле

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{MB}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}} \quad (4)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляют по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (7);

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

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (7);

ρ_H^{XC} - плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B - массовая доля воды в нефти, %, определяют в лаборатории;

$W_{МП}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, определяют в лаборатории;

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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

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 определяют в лаборатории 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-14 «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 метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти 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.

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

Протокол поверки № _____

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 (контроль) метрологических характеристик:

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

$\delta V,$ %	G	$T_v,$ °C	$T_p,$ °C	$\beta,$ 1/°C	$\Delta\rho,$ кг/м ³	$\rho,$ кг/м ³	$\delta\rho,$ %	$\Delta T_v,$ °C	$\Delta T_p,$ °C	$\delta N,$ %	$\delta M_B,$ %

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

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

W_B , %	W_{XC} , %	$W_{МП}$, %	ΔW_B , %	ΔW_{XC} , %	$\Delta W_{МП}$, %	δM_H , %

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____