

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. Тайбинский

2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 1508 ПСП «КОНДАНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 0646-14-2017

Заместитель начальника отдела –
ведущий инженер НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


М.В. Черепанов

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань

2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

А.П. Левина

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1508 ПСП «Конданефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ), входящих в состав 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	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик: – средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН – определение относительной погрешности измерений массы нефти СИКН	6.4.1	Да	Да
	6.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода жидкости 2-го разряда в диапазоне значений (28...225) м³/ч, регистрационный номер эталона в реестре Федерального информационного фонда 3.6.КНД.0001.2017, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %.

2.2 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе СИКН применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, 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 НД, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 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 НД;

– 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.

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

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

3.4 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.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД 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 в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 60 до 360
Избыточное давление нефти, МПа	
– рабочее	от 0,7 до 0,8
– минимально допустимое	0,7
– номинальное (расчетное)	1,6
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Вязкость кинематическая нефти в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 25,9 до 90,0
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 843,2 до 905,7
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

6.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, 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 их методикой поверки и (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.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 (далее - ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы, общего времени работы 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 (рисунок 1).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН «Форвард Pro» 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 (рисунок 2).

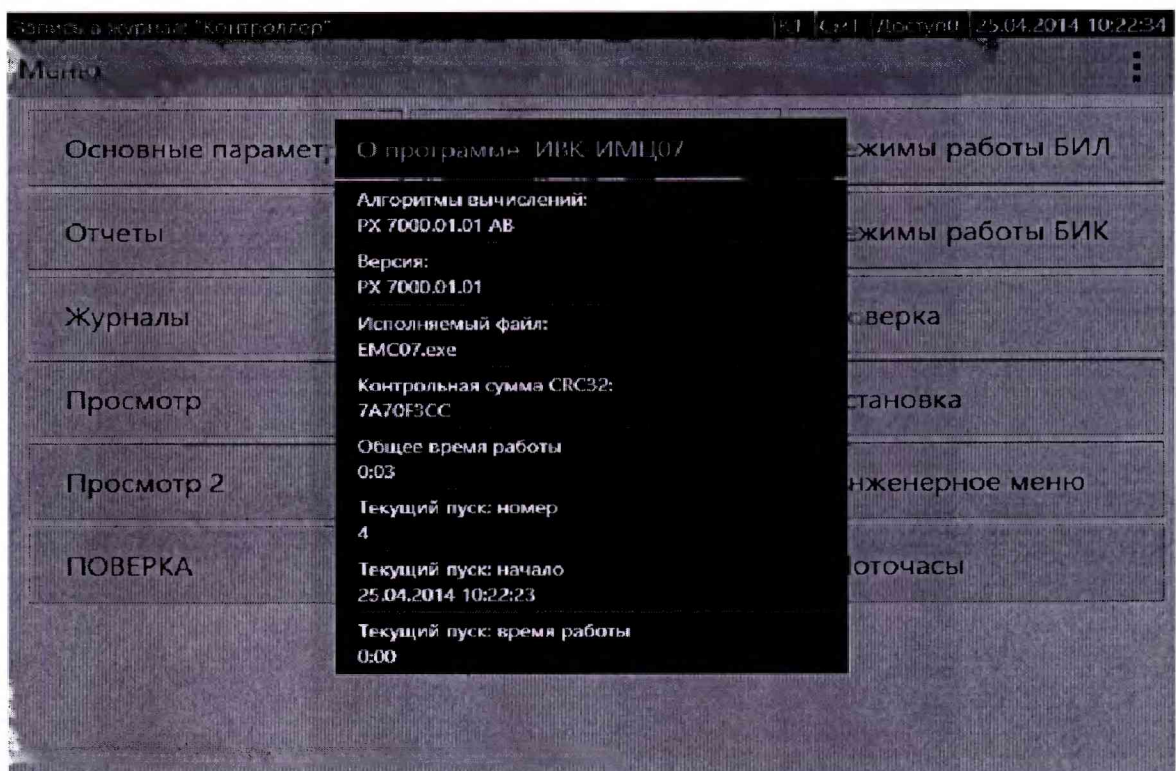


Рисунок 1. Сведения о ПО ИВК.

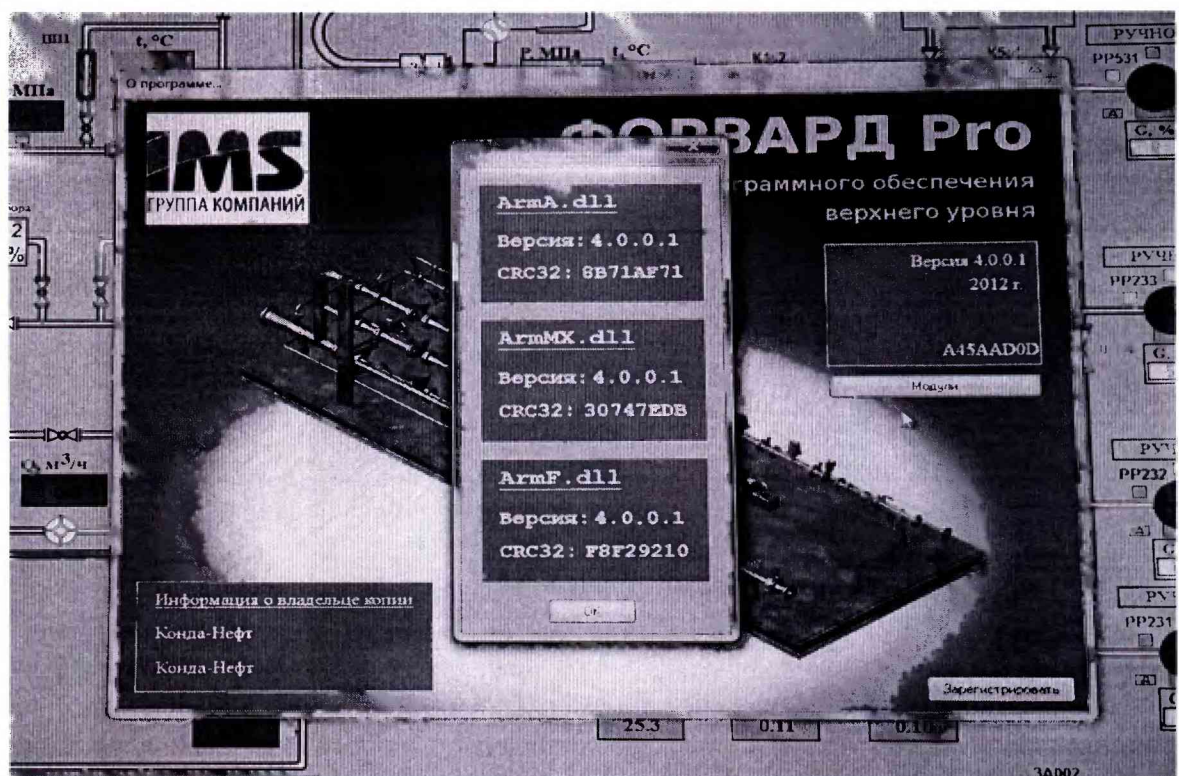


Рисунок 2. Сведения о ПО АРМ оператора СИКН.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.3.3 Проверяют герметичность гидравлической схемы 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.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

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

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	НД
Расходомеры массовые Promass (с датчиком F и электронным преобразователем 83) (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователи измерительные Rosemount 644 в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065	При поверке в комплекте: МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г. При поверке отдельно друг от друга: 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX серии А модели 530	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 14 ноября 2016 г.
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX серии А модели 110	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 14 ноября 2016 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки». МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/ нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ	МП 87-223-2010 «ГСИ. Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в 2011 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Комплексы измеритель-но-вычислительные ИМЦ-07	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.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78. «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакууметры и моновакууметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.

Допускается проводить калибровку расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 и преобразователей (датчиков) давления измерительные ЕЛ* модификации ЕЛХ серии А модели 110 по соответствующим методикам поверки, приведенным в таблице 3.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти СИКН

6.4.2.1 При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти (δ_{MB} , %) 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 $\pm 0,25$ %.

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

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

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, по результатам измерений в лаборатории определяется по формуле (4);

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

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

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

W_B - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

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

где 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 Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «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 с применением СИКН, $\delta_{МН}$, % не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 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.

7.2 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.