

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

10 октября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
УПН 230 КАПИТОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 0479-14-2016

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти УПН 230 Капитоновского месторождения (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной (до ввода в эксплуатацию и после ремонта) и периодической (в процессе эксплуатации) поверки.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), датчики температуры 644, преобразователи давления измерительные 3051, влагомер поточный УДВН-1пм, комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, ротаметр Н 250 – не реже 12 месяцев;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – не реже 36 месяцев.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости», обеспечивающий проведение поверки СРМ.

2.1.2 Средства поверки, указанные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики аналогичны или лучше указанных в нормативных документах (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», 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.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - ТЗ по ГОСТ 30852.13 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

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

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

3.5 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.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

4. Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД 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 указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч (м ³ /ч)	от 18 (23) до 100 (131)
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,6 до 2,5
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Диапазон плотности нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 784,9 до 765,0
Диапазон температуры нефти, °С	от 15 до 45
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
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	2
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	не допускается

5. Подготовка к поверке

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

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие:

- действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции;
- действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции;
- эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;
- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;
- выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

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

- в 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 1,2).



Рисунок 1



Рисунок 2

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим

требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

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

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
СРМ	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утверждена ВНИИМС 25.07.2010 г. МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Датчики температуры 644	Инструкция. «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.
Манометры показывающие для точных измерений типа МПТИ	МИ 2124 - 90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (далее – ВН)	МИ 2366 - 2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки»
ИВК	МИ 3311 - 2011 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно - вычислительные «ИМЦ-03». Методика поверки»

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Т а б л и ц а 4

Наименование СИ	НД
Ротаметр Н250	ГОСТ 8.122 - 99 «ГСИ. Ротаметры. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051CD	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти СИКН

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

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

Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_B^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где δM_B – относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6); при измерении объемной доли воды ВН вычисляется по формуле

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

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_H , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_H , кг/м³;

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, по формуле (6);

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

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории;

При измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВН;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \times \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{Н}}, \quad (5)$$

где $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где R и r – пределы воспроизводимости и повторяемости (сходимости) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

СИКН считают выдержавшей испытание, если значение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

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 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На обратной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений массового 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 в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.