

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ
им. Д.И. Менделеева»

А.С. Тайбинский

«29» июля 2020 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин»

ОАО «Ульяновскнефть»

Методика поверки

МП 0912-14-2019

с изменением № 1

Начальник отдела НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» ОАО «Ульяновскнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки СИКН 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 (контроль) метрологических характеристик (МХ)	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (установка поверочная трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, обеспечивающий определение метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF350 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ) в составе СИКН в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.2 При проведении поверки средств измерений (СИ) в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на поверку СИ, приведенных в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

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 30852.0-2002 «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.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

4 Условия поверки

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

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

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа: – минимальное рабочее – максимальное рабочее	0,2 2,7
Температура нефти, °С	от +40 до +50
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 880 до 930
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт) при температуре +50 °С, не более	50
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
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

4.3 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемым при поверке СИКН 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 СИКН.

4.4 При соблюдении условий поверки СИКН влияющие факторы отсутствуют.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка 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 СИКН.

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, препятствующих проведению поверки;

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

6.1.3 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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 описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора 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»;
- в меню «ПРОСМОТР 2» выбрать пункт «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора «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 цифровой идентификатор.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.3 Опробование

6.3.1 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.

6.3.2 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.

6.4 Определение (контроль) МХ

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

6.4.1.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, фактически установленных на момент поверки СИКН. Все СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

6.4.1.2 При получении положительных результатов по 6.4.1.1 пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто измеряемой среды не превышают $\pm 0,25$ %.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ 8.587 и вычисляют по формуле

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (4). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВН) ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_{осн} + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{n}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_{фн}} \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

$\Delta \varphi_{доп}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, связанная с отклонением температуры нефти на каждые n °С, %;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °С;

$t_{ном}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа ВН, °С;

n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность ВН, °С;

$\rho_{фн}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти φ_B , кг/м³;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (4);

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

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}}{\rho_{XC} \cdot \sqrt{2}} \quad (3)$$

где R_{XC} – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;

r_{XC} – сходимости метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534;

ρ_{XC} – плотность нефти при условиях измерений массовой доли хлористых солей в лаборатории, кг/м³.

6.4.2.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

6.4.2.4 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

6.4.3 Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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.

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

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

7.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, 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.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Приложение А
(обязательное)

Форма протокола поверки СИКН

Стр. _ из _

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, 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

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.1)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.2)
3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.3)

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти _____
 (соответствует/не соответствует п. 6.4.1.2)

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти _____
 (соответствует/не соответствует п. 6.4.2.4)

 должность лица,
 проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.

 Дата поверки