

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»

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора филиала



А.С. Тайбинский

«01» апреля 2021 г.



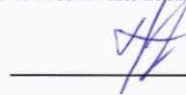
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 620
ПСП «КЛИН» УЛЬЯНОВСКОГО ФИЛИАЛА ПАО НК «РУССНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1268-14-2021

Заместитель начальника отдела НИО-14



Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

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

1 Общие положения

Настоящий документ предназначен для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы величины массы от рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости». Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

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

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 проведения поверки СИКН. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки

2.1 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 средства измерений	Раздел 6	Да	Да
Опробование средства измерений	Раздел 7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	Раздел 8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	Раздел 9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Раздел 10	Да	Да

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки СИКН получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

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

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

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 50 до 211
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа: - минимальное рабочее - максимальное рабочее	0,2 2,7
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
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 концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКН

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ТПУ))	Пределы допускаемой относительной погрешности ±0,1 %	Установка трубопоршневая «Сапфир М» (регистрационный № 23520-02)
Средство измерений плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Минпромторга России от «1» ноября 2019 г. № 2603 (плотномер автоматический поточный (далее – ПП))	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,30 кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 15644-01)

4.2 Возможно применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемой СИКН.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки СИКН 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 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.

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

5.3 Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки СИКН, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

5.4 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.

5.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи нефти в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре СИКН должно быть подтверждено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН и проведению ее поверки;

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

- проверяют обеспеченность конструкцией СИКН ограничения доступа в основные блоки и узлы СИКН, а также к программному обеспечению СИКН, в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

6.2 Результаты внешнего осмотра СИКН считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования.

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

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

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

7.1.2 Проверяют наличие информации о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ) и (или) свидетельств о поверке (свидетельств об аттестации) и (или) знаков поверки на все средства поверки.

7.1.3 Проверяют правильность монтажа средства поверки.

7.1.4 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на средства измерений, входящие в состав СИКН.

7.1.5 Проверяют герметичность СИКН.

При визуальном осмотре проверяют отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и средства измерений из состава СИКН.

При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или средствах измерений из состава СИКН поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

7.2 Опробование

7.2.1 При опробовании СИКН проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования и получения отчетных документов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средства поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексом измерительно-вычислительным «ИМЦ-03» (далее – ИВК), ИВК и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проводят опробование счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели SMF350 с электронным преобразователем модели 2700 (далее – СРМ), входящих в состав СИКН, с применением ТПУ и ПП. Для этого при любом значении расхода из рабочего диапазона СРМ одновременно проводят измерения массы брутто нефти СРМ, и массы брутто нефти, измеренной ТПУ и ПП. Проводят не менее трех последовательных измерений.

Численное значение массы брутто нефти, измеренное СРМ за одно измерение, должно быть не менее 5 % от значения расхода в точке диапазона измерений расхода.

Относительное отклонение результатов измерений массы брутто нефти контролируемым СРМ для каждого измерения (δ_i , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{кони}}}{M_{\text{кони}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где M_i – масса брутто нефти, измеренная СРМ при i -м измерении, т;

$M_{\text{кони}}$ – масса брутто нефти, измеренная ТПУ и ПП при i -м измерении, т.

Абсолютное значение относительного отклонения δ_i , % для каждого измерения не должно превышать $\pm 0,25$ % для рабочего СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование СРМ допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик СРМ прошло не более одного межконтрольного интервала.

7.3 Результат опробования считают положительным, если средства измерений из состава СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме, обеспечены электропитанием, абсолютное значение относительного отклонения δ_i , %, для каждого измерения не превышает $\pm 0,25$ % для рабочего СРМ и $\pm 0,20$ % для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного, на элементах и компонентах СИКН отсутствуют следы нефти.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.1.1 Определение идентификационных данных ПО 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 ИВК.

Результат подтверждения соответствия ПО ИВК считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в таблице 2 описания типа СИКН.

8.1.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro» проводят в следующей последовательности:

- в главном окне программы ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro» необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro»;
- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro» и его цифровой идентификатор.

Полученные результаты идентификации ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro» должны соответствовать данным, указанным в таблице 2 описания типа СИКН.

8.2 В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным, указанным в описании типа СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН

9.1.1 Проверяют у средств измерений из состава СИКН наличие информации о результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

9.1.2 Перечень средств измерений из состава СИКН, приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

9.1.3 Средства измерений из состава СИКН на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений.

9.1.4 Результат проверки считают положительным, если средства измерений из состава СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки, и (или) записи в паспортах (формулярах).

Примечание – Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений.

9.2 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по 9.1 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВН) ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_{осн} + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{n}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_{фн}}, \quad (3)$$

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 (6);

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

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}}{\rho_{XC} \cdot \sqrt{2}}, \quad (4)$$

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} – сходимость 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;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{изм}}, \quad (5)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, φ_{XC} , кг/м³;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %.

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».

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

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

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.

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При получении положительных результатов по разделу 9 настоящего документа СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно приложению А. При оформлении протокола поверки СИКН средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола поверки СИКН представлять в измененном виде.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в ФИФ ОЕИ аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, представившего СИКН на поверку аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, в случае положительных результатов поверки выдает свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ, или в случае отрицательных результатов поверки СИКН выдает извещение о непригодности к применению СИКН. Оформленные на бумажном носителе свидетельство о поверке СИКН или извещение о непригодности СИКН подписываются аккредитованным на поверку индивидуальным предпринимателем или руководителем либо уполномоченным им лицом аккредитованного на поверку юридического лица, проводившего поверку СИКН. На свидетельство о поверке СИКН наносится действующий на дату выдачи свидетельства о поверке знак поверки аккредитованного на поверку лица. На извещение о непригодности ставится печать (при наличии) аккредитованного на поверку лица, проводившего поверку СИКН.

11.4 Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

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

A.1. Внешний осмотр средства измерений _____

(соответствует/не соответствует п. 6.2)

A.2. Опробование средства измерений _____

(соответствует/не соответствует пп. 7.3)

A.3. Проверка программного обеспечения средства измерений _____

(соответствует/не соответствует пп. 8.1.1, 8.1.2)

A.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

A.4.1 Метрологические характеристики средств измерений, установленным при утверждении типа характеристикам _____

(соответствуют/не соответствуют пп. 9.1.4)

А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам _____
(соответствует/не соответствует пп. 9.2)

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти установленным в соответствии с 9.3 пределам _____
(соответствует/не соответствует пп. 9.3)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____