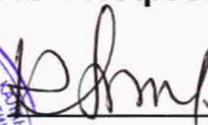


УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



 М.С. Немиров
« 15 » _____ 11 _____ 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 6-39
ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0314-19 МП**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 6-39 ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» (далее - СИКН) и устанавливает методику ее первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);
- 1.2 Проверка наличия документации (п. 6.2);
- 1.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п. 6.3);
- 1.4 Опробование (п. 6.4);
- 1.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.5);
- 1.6 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установка трубопоршневая или установка поверочная с расходомером) в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта №256 от 07.02.2018 г (далее – ПУ).

2.2 Преобразователь избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений не более $\pm 0,5 \%$;

2.3 Термопреобразователь сопротивления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$;

2.4 Преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,36 \text{ кг/м}^3$;

2.5 Измерительно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования не более $\pm 0,025 \%$;

2.6 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.7 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых СИ с требуемой точностью.

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 нормативными документами;

- 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;

- правил безопасности при эксплуатации средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации;

- инструкций по охране труда, действующих на объекте и СИКН.

3.2 Наибольшее давление рабочей жидкости при поверке не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые СИ. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

3.3 На трубопроводах, заполненных рабочей жидкостью, применяют приборы взрывозащищенного исполнения, на которых нанесены четкие надписи и маркировка, подтверждающие безопасность их применения.

3.4 К средствам поверки и используемому при поверке оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Освещенность в СИКН соответствует санитарным нормам согласно СП 52.13330.2016.

3.6 Управление оборудованием и средствами поверки производят лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к обслуживанию СИКН.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки СИКН соблюдают следующие условия:

- определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;

- в качестве рабочей жидкости при поверке применяется измеряемая среда СИКН – нефть по ГОСТ Р 51858-2002;

- отклонение объемного расхода рабочей жидкости от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5\%$;

– изменение температуры рабочей жидкости на входе и выходе поверочной установки (далее - ПУ) и в ТПР за время одного измерения не должно превышать $\pm 0,2$ °С;

– температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели рабочей жидкости соответствуют условиям эксплуатации СИКН;

– отклонение вязкости рабочей жидкости за время поверки находится в допустимых пределах для ТПР;

– для обеспечения безкавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ТПР, P_{\min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{нп}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{нп}}$ - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 при максимально возможной температуре рабочей жидкости, МПа;

ΔP - перепад давления на ТПР, указанный в технической документации, МПа.

– содержание свободного газа в рабочей жидкости не допускается;

– регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии или на выходе ПУ. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и нормативными документами (далее - НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 При проведении поверки СИКН:

– проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки;

– проверяют правильность монтажа средств поверки и ТПР;

– подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации;

– вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки;

– проверяют отсутствие газа в измерительной линии с ТПР и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах диапазона измерений ТПР и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ПУ. Проводят 1-3 пробных измерения, удаляя после каждого газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя рабочей жидкости без газовых пузырьков;

– при рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из ТПР и ПУ. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин;

– проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при проведении поверки.

– при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая) проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с технической документацией;

- проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ТПР не превышает 0,2 °С за время одного измерения;
- определяют плотность рабочей жидкости за время поверки с помощью ПП или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900-85 с учетом ГОСТ 8.636-2013;
- определяют вязкость рабочей жидкости за время поверки в испытательной лаборатории по ГОСТ 33-2016.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать эксплуатационной документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть чёткими и соответствовать эксплуатационной документации.

6.2 Проверка наличия документации на СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, и наличие у СИ действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки (за исключением ТПР).

Сведения о поверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 Приложения А.

6.3 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «Сургут-УНм» (далее - ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо на экране «Технологическая схема» нажать на вкладку «О программе», расположенной в верхней части экрана. В появившемся окне «О программе» отобразятся идентификационные данные ПО ИВК:

- идентификационное наименование ПО в строке «Идентификационное наименование ПО:»;
- номер версии (идентификационный номер ПО) в строке «Номер версии ПО:»;
- цифровой идентификатор ПО в строке «Цифровой идентификатор ПО».

Информацию с экрана заносят в таблицу А.2 Приложения А.

6.3.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.3.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование

При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране ИВК и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

Опробование ТПР проводят совместно со средствами поверки.

Устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений расхода ТПР.

Наблюдают на экране ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала ТПР;
- частоты выходного сигнала ПУ при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка поверочная с расходомером);
- объемного расхода рабочей жидкости;
- температуры и давления рабочей жидкости в ТПР;
- температуры и давления рабочей жидкости в ПУ;
- плотности, температуры и давления рабочей жидкости в ПП.

При применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая) запускают поршень ПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала ТПР, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов.

Результаты опробования считают положительными, если на экране ИВК отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН.

6.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти

6.5.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН, $\delta M_{бр}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2} \quad (2)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ТПР всех измерительных линий, определяют по п. 6.5.5;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляют по формуле (4);

Δt_p - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

Δt_v - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

β - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, значения которого приведены в таблице 1 настоящей методики поверки;

δN - относительная погрешность ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по свидетельствам о поверке ИВК);

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p} \quad (3)$$

где t_v - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на ИВК в момент проведения поверки;

t_p - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают

равной минимальной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти СИКН, отображаемой на ИВК в момент проведения поверки.

Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (4)$$

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);

ρ - плотность нефти, отображаемая на ИВК в момент проведения поверки; кг/м³.

Таблица 1 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°C
830,0-839,9	0,00086
840,0-849,9	0,00084
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076

6.5.2 Определение коэффициентов преобразования и частоты выходного сигнала ТПР в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода

6.5.2.1 Определение коэффициентов преобразования и частоты выходного сигнала ТПР проводят не менее чем в трех точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода ТПР (точки рабочего диапазона): минимальное и максимальное значение объемного расхода ТПР и значения объемного расхода ТПР внутри этого диапазона. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее семи измерений.

Последовательность выбора точек расхода может быть от минимального расхода ТПР в сторону его увеличения или от максимального расхода ТПР в сторону его уменьшения.

6.5.2.2 Для определения коэффициента преобразования ТПР устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям ТПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода.

Регистрируют время предварительного измерения.

Объемный расход рабочей жидкости через ТПР вычисляют по формуле (14).

При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

6.5.2.3 После стабилизации объемного расхода и стабилизации температуры рабочей жидкости в соответствии с п. 4.1 проводят необходимое количество измерений.

Время одного измерения при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка поверочная с расходомером) не менее времени, за которое количество импульсов выходного сигнала расходомера ПУ составит не менее 100000.

Время одного измерения при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая) составляет время прохождения поршня между

детекторами ПУ. Если количество импульсов выходного сигнала ТПР за время прохождения поршня ПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК определяет количество импульсов с долями.

Для определения средних значений за время измерения ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости в ПУ;
- давления рабочей жидкости в ПУ;
- температуры рабочей жидкости в ТПР;
- давления рабочей жидкости в ТПР;
- плотность рабочей жидкости, измеренную ПП;
- температуру рабочей жидкости в ПП;
- давление рабочей жидкости в ПП.

6.5.2.4 Результаты измерений заносят в протокол (таблица А.4.1 Приложения А).

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м ³		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	1	
Кинематическая вязкость	мм ² /с	1	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/м ³		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	

Примечание - если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

6.5.2.5 Объем рабочей жидкости, прошедшей через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ji} , м³, вычисляют по формуле

$$V_{ji} = V_{пуji} \cdot \frac{CTL_{пуji} \cdot CPL_{пуji}}{CTL_{тпрji} \cdot CPL_{тпрji}}, \quad (5)$$

где $V_{пуji}$ - объем рабочей жидкости, измеренный ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, при температуре и давлении в ПУ, м³, (при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая) вычисляют по п. 6.5.2.6);

$CTL_{пуji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода вычисляют по формулам

$$CTL_{пуji} = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (6)$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,97226}{\rho_{15}^2}, \quad (7)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (8)$$

- где ρ_{15} - значение плотности рабочей жидкости при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м³;
- t - значение температуры рабочей жидкости, $^\circ\text{C}$;
- α_{15} - значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости при $t = 15^\circ\text{C}$, 1/ $^\circ\text{C}$;
- $\text{CPL}_{\text{ПУ } ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для давления рабочей жидкости в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода вычисляются по формулам

$$\text{CPL}_{\text{ПУ } ji} = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (9)$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,0002159 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (10)$$

- где ρ_{15} - значение плотности рабочей жидкости при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м³;
- t - значение температуры рабочей жидкости, $^\circ\text{C}$;
- P - значение избыточного давления рабочей жидкости. МПа;
- 10 - коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар;
- $\text{CTL}_{\text{ТТР } ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ТТР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода вычисляются по формулам (6), (7) и (8);
- $\text{CPL}_{\text{ТТР } ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для давления рабочей жидкости в ТТР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода вычисляются по формулам (9) и (10);

6.5.2.6 Объем рабочей жидкости при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая), прошедший через ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, при температуре и давлении в ПУ, $V_{\text{ПУ } ji}$, м³, вычисляются по формуле

$$V_{\text{ПУ } ji} = V_0 \cdot \left(1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{\text{ПУ } ji} - 20)\right) \cdot \left(1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ПУ } ji} \cdot D}{E \cdot S}\right), \quad (11)$$

$$t_{\text{ПУ } ji} = \frac{T_{\text{Вх ПУ } ji} + T_{\text{Вых ПУ } ji}}{2}, \quad (12)$$

$$P_{\text{ПУ } ji} = \frac{P_{\text{Вх ПУ } ji} + P_{\text{Вых ПУ } ji}}{2}, \quad (13)$$

- где V_0 - вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях $t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, м³;
- α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (берут из технической документации на ПУ), 1/ $^\circ\text{C}$;
- $T_{\text{ПУ } ji}$ - температура рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
- $T_{\text{Вх ПУ } ji}$ - температура рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время

- $T_{\text{Вых ПУ } ji}$ - i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, °С;
 $P_{\text{ПУ } ji}$ - давление рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
 $P_{\text{Вх ПУ } ji}$,
 $P_{\text{Вых ПУ } ji}$ - давление рабочей жидкости на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
 D - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (берут из технической документации на ПУ), мм;
 S - толщина стенок калиброванного участка ПУ (берут из технической документации на ПУ), мм;
 E - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (берут из технической документации на ПУ), МПа.

6.5.2.7 Вычисление объема рабочей жидкости, прошедшей через ТПР за время измерения, допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшему испытания для целей утверждения типа.

6.5.2.8 Объемный расход рабочей жидкости через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (14)$$

где V_{ji} - объем рабочей жидкости, прошедшей через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³;

T_{ji} - время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

6.5.2.9 Объемный расход рабочей жидкости через ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (15)$$

где Q_{ji} - объемный расход рабочей жидкости через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

6.5.2.10 Частоту выходного сигнала ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (16)$$

где N_{ji} - количество импульсов от ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

T_{ji} - время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

6.5.2.11 Частоту выходного сигнала ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}, \quad (17)$$

где f_{ji} - частота выходного сигнала ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Гц;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

6.5.2.12 Коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ji} , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (18)$$

где N_{ji} - количество импульсов от ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

V_{ji} - объем рабочей жидкости, прошедшей через ТПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³.

6.5.2.13 Коэффициент преобразования ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/м³ вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}, \quad (19)$$

где K_{ji} - коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

6.5.2.14 Среднее значение кинематической вязкости рабочей жидкости за время проведения поверки, v , мм²/с вычисляют по формуле

$$v = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} v_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j}, \quad (20)$$

где v_{ji} - кинематическая вязкость рабочей жидкости для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, мм²/с;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

m - количество точек расхода.

6.5.2.15 Нижний и верхний предел рабочего диапазона кинематической вязкости рабочей жидкости v_{\min} , v_{\max} , мм²/с вычисляют по формулам

$$v_{\min} = v - \Delta v, \quad (21)$$

$$v_{\max} = v + \Delta v, \quad (22)$$

где v - среднее значение кинематической вязкости рабочей жидкости за время проведения поверки, мм²/с;

Δv - допускаемый предел изменения кинематической вязкости рабочей жидкости, установленный для данного типа ТПР (берут из описания типа), мм²/с.

П р и м е ч а н и е - При $v_{\min} < 0$ принимают $v_{\min} = 0$.

6.5.2.16 Если в течение межповерочного интервала СИКН значение вязкости рабочей жидкости выходит за пределы рабочего диапазона, указанного в протоколе определения МХ ТПР, то проводят внеочередную поверку СИКН без аннулирования действующего свидетельства о поверке СИКН.

6.5.2.17 Оценка СКО результатов измерений

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100, \quad (23)$$

- где K_j - коэффициент преобразования ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;
 K_{ji} - коэффициент преобразования ТПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;
 n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05 \%. \quad (24)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно приложению Б. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

6.5.3 Определение неисключенной систематической погрешности ТПР

6.5.3.1 Границу неисключенной систематической погрешности ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\text{ПУ}}^2 + \theta_t^2 + \theta_A^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (25)$$

$$\theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ТПР}}^2}, \quad (26)$$

$$\beta_{\text{max}} = \max(\beta_{ji}), \quad (27)$$

$$\theta_A = \max\left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100\right), \quad (28)$$

- где $\theta_{\text{ПУ}}$ - граница неисключенной систематической погрешности ПУ, определяют по п. 6.5.3.2, %;
 θ_t - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ПУ и ТПР, %;
 θ_A - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;
 $\delta_{\text{ИВК}}$ - предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства или протокола поверки ИВК), %;
 β_{max} - максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости за время поверки, $1/^\circ\text{C}$;
 β_{ji} - коэффициент объемного расширения рабочей жидкости при температуре $T_{\text{ПУ}ji}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $1/^\circ\text{C}$, определяют по ГОСТ 8.636-2013 или вычисляют по формуле

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15), \quad (29)$$

где α_{15} - значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости при 15°C , $1/^\circ\text{C}$;

t - значение температуры рабочей жидкости, при которой определяется коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, °С.

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленных в ПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С;

$\Delta t_{\text{ТПР}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ТПР (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С;

K_j, K_{j+1} - коэффициенты преобразования ТПР в j -ой и $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 .

6.5.3.2 Границу неисключенной систематической погрешности ПУ при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка поверочная с расходомером) принимают равной относительной погрешности ПУ.

Границу неисключенной систематической погрешности ПУ при применении рабочего эталона 2-го разряда (установка трубопоршневая), определяют по формуле

$$\theta_{\text{ПУ}} = \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V0}^2}, \quad (30)$$

где $\theta_{\Sigma 0}$ - граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ПУ), %;

θ_{V0} - граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ПУ, %).

6.5.4 Определение случайной составляющей погрешности ТПР

6.5.4.1 СКО среднего значения результатов измерений ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (31)$$

где S_j - СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

6.5.4.2 Границу случайной погрешности ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ϵ , %, вычисляют по формулам

$$\epsilon = \max(\epsilon_j), \quad (32)$$

$$\epsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (33)$$

где S_{0j} - СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

$t_{0,95j}$ - квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице 3)

Таблица 3 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

$n-1$	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

6.5.5 Определение относительной погрешности ТПР

6.5.5.1 СКО среднего значения результатов измерений ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерений S_{0j} в точке рабочего диапазона измерений объемного расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j .

6.5.5.2 Относительную погрешность ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} < 0,8, \\ t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} < 8, \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \end{cases} \quad (34)$$

$$t_{\Sigma} = \frac{\varepsilon + \theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\theta}}, \quad (35)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\theta}^2} \quad (36)$$

$$S_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{ПУ}}^2 + \theta_t^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2}{3}} \quad (37)$$

где ε - граница случайной погрешности ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

θ_{Σ} - граница неисключенной систематической погрешности ТПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

t_{Σ} - коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

S_{Σ} - суммарное СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

S_{θ} - СКО суммы неисключенных систематических погрешностей в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

S_0 - СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %.

6.5.5.3 Относительная погрешность ТПР должна удовлетворять условию

$$\delta \leq 0,40 \% \quad (38)$$

Если данное условие не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

6.5.6 Значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должно превышать $\pm 0,5$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России

№ 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН и на две пломбы (на каждый ТПР), установленные, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на одном фланце диаметрально противоположно.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 6-39
ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений:	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %	

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____

Место проведения поверки: _____

Средства поверки:(эталон)

_____ регистрационный номер и (или) наименование, тип, заводской номер, разряд, класс или погрешность эталонов

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки СИКН: _____

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Проверка наличия документации (п.6.2 МП)

Таблица А.1 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

3. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.3 МП)

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер ПО)	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	

4. Опробование (п. 6.4 МП) _____
(пройдено/не пройдено)

5. Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.5 МП)

Таблица А.3 – Исходные данные для определения относительной погрешности измерений объема нефти ТПР измерительной линии № ____

V_0 м ³	D мм	S мм	E мм	α_t 1/°C	$\theta_{\Sigma 0}$ %	θ_{V0} %	$\theta_{пу}$ %	$\Delta t_{ТПР}$ °C	$\Delta t_{пу}$ °C	$\delta_{ИВК}$ %	ΔV мм ² /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

П р и м е ч а н и е – При применении рабочего эталона 2-го разряда (установка поверочная с расходомером) столбцы 1-7 таблицы А.3 не заполняют.

Таблица А.4.1 – Результаты определения коэффициентов преобразования и частоты выходного сигнала ТПР измерительной линии № ____

№ точ/ № изм j/j	Q_{ji} м ³ /ч	T_{ji} с	$t_{пуji}$ °C	$P_{пуji}$ МПа	$\rho_{пji}$ кг/м ³	$t_{пji}$ °C	$P_{пji}$ МПа	β_{ji} 1/°C	v_i мм ² /с	$t_{ТПРji}$ °C	$P_{ТПРji}$ МПа	V_{ji} м ³	N_{ji} имп	f_{ji} Гц	K_{ji} имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1/1															
...
1/n ₁															
...
m/1															
...
m/n _m															

Таблица А.5.1 – Результаты определения относительной погрешности ТПР измерительной линии № ____

№ точки j	Q_j м ³ /ч	f_j Гц	K_j имп/м ³	V_{min} мм ² /с	V_{max} мм ² /с	S_j %	η_j	ϵ_j %	Θ_t %	Θ_{Σ} %	Θ_A %	δ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
...				
m												

Таблица А.6 – Исходные данные для вычисления относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

ρ кг/м ³	t_v °C	t_p °C	β °C ⁻¹	δV %	$\Delta \rho$ кг/м ³	Δt_v °C	Δt_p °C	δN %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Значение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти не превышает _____ %.

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 6-39 ЦППН НГДУ «Нижнесортымскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку:

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при проведении поверки

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{Kj} , %, определяют по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Б.1})$$

- где K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;
 K_{ji} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;
 n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

П р и м е ч а н и е – При $S_j < 0,001$ принимают $S_j = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right), \quad (\text{Б.2})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы В.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица Б.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412