

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



[Signature]
М.В. Крайнов

«*06*» *06* 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти № 202
НГДУ «Азнакаевскнефть»
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0752-23 МП

г. Казань
2023 г.

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 202 НГДУ «Азнакаевскнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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

1.3 Метрологические характеристики (МХ) СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

1.4 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

1.5 Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

1.6 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений в соответствии с заявлением владельца СИКН, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки, если это установлено методикой поверки.

1.7 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 126,45 до 667,50 (от 150 до 750)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

1.8 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки СИКН характеристики измеряемой среды должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.2 При проведении определения метрологических характеристик (МХ) измерительного канала (ИК) объема и объемного расхода нефти дополнительно соблюдают следующие условия.

3.2.1 Определение МХ ИК проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (ИЛ).

3.2.2 Рабочая жидкость – нефть.

3.2.3 Определение МХ ИК проводят в рабочем диапазоне расхода. Рабочий диапазон расхода устанавливают для каждого преобразователя расхода (ПР) в зависимости от количества рабочих ИЛ и верхнего предела СИКН таким, что он не выходит за пределы измерений, указанные в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа ПР.

3.2.4 Вязкость нефти находится в пределах диапазона, указанного в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа и (или) эксплуатационной документации на ПР.

3.2.5 Содержание свободного газа в жидкости не допускают.

3.2.6 Поршневую установку (ПУ) допускается устанавливать как до ПР по потоку рабочей жидкости, так и после.

3.2.7 Избыточное давление рабочей жидкости при определении МХ ИК $P_{пов}$, МПа, после ПУ (ПР расположен до ПУ по ходу рабочей жидкости) и после ПР (ПР расположен после ПУ) устанавливают не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{пов} = 2,06 \times P_{нас} + 2 \times \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщенных паров, определенное согласно ГОСТ 1756-00 при максимальной температуре рабочей жидкости в СИКН;

ΔP – перепад давления рабочей жидкости на преобразователе, МПа (из эксплуатационной документации).

3.2.8 Изменение температуры жидкости за время одного измерения: $\leq 0,2$ °С.

3.2.9 Отклонение расхода рабочей жидкости за время одного измерения (в точке расхода) не превышает 2,5 % от установленного значения.

3.2.10 Запорная и регулирующая арматура, установленные на ИЛ, открыты полностью. Регулятор выведен из автоматического режима регулирования расхода.

3.2.11 Требуемый расход устанавливают с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы по потоку рабочей жидкости.

3.2.12 Определение МХ ИК запрещается проводить при расходе рабочей жидкости ниже значения расхода, при котором проведена проверка ПУ на отсутствие протечек и указанного в протоколе последней поверки ПУ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Средства поверки, обеспечивающие определение МХ ИК объема и объемного расхода нефти приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти	рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (установки трубопоршневые (далее – ПУ)) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356	двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей с Ду 16” (регистрационный № 20054-00)
	СИ плотности (далее – ПЛ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	допускается применять СИ плотности, входящие в состав СИКН
	СИ вязкости (далее – ПВ) с пределами допускаемой основной погрешности при преобразовании динамической (кинематической) вязкости не более $\pm 0,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (сСт) в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с (± 1 % от шкалы в других диапазонах)	допускается применять СИ вязкости, входящие в состав СИКН
	СИ влагосодержания с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,1$ %	допускается применять СИ влагосодержания, входящие в состав СИКН

	СИ температуры (датчик температуры, термометр) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ (цена деления термометра $0,1^{\circ}\text{C}$ в соответствии с ГОСТ 8.559)	допускается применять СИ температуры, входящие в состав ПУ или СИКН
	СИ избыточного давления (датчик давления, манометр) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$ (класс точности 0,6)	допускается применять СИ давления, входящие в состав ПУ или СИКН
	комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования ПР не более $\pm 0,025\%$	допускается применять ИВК, входящий в состав СИКН
<p>П р и м е ч а н и е - Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</p>		

4.2 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия МХ СИ, входящих в состав СИКН, приведены в методике поверки соответствующего СИ.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 При определении МХ ИК ПР, ПУ и другое технологическое оборудование не эксплуатируют при давлении рабочей жидкости, превышающем рабочее давление, указанное в их паспортах или эксплуатационной документации.

5.3 При применении передвижной ПУ для её технологической обвязки с СИКН используют оборудование, имеющее соответствующие разрешительные документы на его применение и свидетельство о гидроиспытаниях с действующим сроком.

5.4 Средства измерений и электрооборудование, установленное на технологической части СИКН и на ПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают соответствующий уровень взрывозащиты.

5.5 К средствам измерений и оборудованию, требующим обслуживания при определении МХ ИК, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают соответствующие требованиям безопасности лестницы, площадки и переходы с ограничениями.

5.6 К эксплуатации (обслуживанию) ПР и средств поверки (оборудования) допускают лиц, прошедших соответствующее обучение и проверку знаний в установленной форме.

5.7 К проведению определения МХ ИК допускают лиц, обученных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ПР, ПУ, настоящую методику и прошедших соответствующий инструктаж по технике безопасности.

5.8 При появлении течи жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс определения МХ ИК, определение МХ ИК должно быть прекращено.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 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, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ, либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.1.1 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране автоматизированного рабочего места оператора (далее по тексту – АРМ оператора) и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

7.1.2 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

7.2 При проведении определения МХ ИК объема и объемного расхода выполняют следующие подготовительные работы:

7.2.1 ПР и ПУ подключают друг с другом последовательно в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, готовят технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность. Технологические переключения проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации СИКН.

7.2.2 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилях (кранов), установленных на СИКН и ПУ (при необходимости и в БИК).

7.2.3 Устанавливают любое значение расхода (в пределах рабочего диапазона), в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении МХ ИК. Технологическую схему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи рабочей жидкости через фланцевые соединения, через сальниковые уплотнения задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов).

7.2.4 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через затворы задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении. При отсутствии возможности такой проверки или установлении наличия протечек во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

7.2.5 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через узел переключения направления потока (четырёхходовой кран) ТПУ согласно эксплуатационным документам. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих (прямом и обратном) направлениях движения шарового поршня.

7.2.6 Проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической схеме. Устанавливают расход жидкости в пределах рабочего диапазона, проводят несколько пусков поршня ПУ. Открывая (приоткрывая) воздушные краны (вентили), расположенные на ПУ и верхних точках технологической схемы, проверяют наличие газа (воздуха). Считают, что газ (воздух) в технологической схеме отсутствует, если из открытых (приоткрытых) кранов (вентилях) вытекает струя рабочей жидкости без пузырьков воздуха или газа.

7.2.7 Проверяют стабилизацию температуры рабочей жидкости, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ПУ. Температуру жидкости считают стабильной, если ее изменение в технологической схеме за период одного измерения не превышает 0,2°C.

7.2.8 Подготавливают средства поверки к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

7.2.9 В память СОИ вводят исходные данные согласно протоколу определения МХ (приложение Б) или проверяют достоверность ранее введенных.

7.10 В АРМ оператора вводят необходимые исходные данные, если АРМ оператора используют для автоматической обработки результатов измерений и формирования протокола определения МХ ИК.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК) (основного и резервного).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО файла «Abak.bex».

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: на панели ИВК нажать кнопку «ИНФОРМАЦИЯ», после чего на мониторе ИВК 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.

8.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В случае отсутствия сведений о поверке на преобразователи расхода жидкости турбинные МВТМ (регистрационный № в ФИФОЕИ 16128-01) выполняют операции по п. 9.2 настоящего документа.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

Если очередной срок поверки/калибровки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяются/калибруются только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти.

Комплектный способ определения относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти является предпочтительным и применяется для ИК объема и объемного расхода нефти с ПР и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение МХ ИК объема и объемного расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.2.1 МХ ИК определяют комплектом ПУ и СИ плотности в автоматическом режиме.

При определении относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.п. 9.2.2);
- опробование (п.п. 9.2.3);
- определение МХ (п. 9.2.4);
- обработка результатов измерений (п. 9.2.5).

9.2.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают соответствие ПР следующим требованиям:

- комплектность соответствует эксплуатационной документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на ПР четкие и соответствуют требованиям

технической документации;

- целостность герметичности кабельного ввода в преобразователь сигналов, отсутствие видимых повреждений контрольного кабеля;
- целостность провода, заземляющего преобразователь сигналов (преобразователь).

9.2.3 Опробование.

9.2.3.1 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона и проводят пробные измерения. При прохождении поршня ПУ через стартовый детектор должен начаться отсчет количества импульсов ПР, при прохождении стопового детектора - прекратиться.

9.2.3.2 При применении двунаправленной ПУ должно проводиться суммирование количества импульсов ПР при прямом и обратном направлениях движения поршня.

Результаты вычислений по 9.2.3.2 наблюдают на дисплее СОИ.

9.2.3.3 Проверяют индикацию на дисплее СОИ текущих значений:

- количества импульсов, выдаваемых ПР (имп), плотности рабочей жидкости (кг/м^3), вязкости;
- температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) рабочей жидкости в ПР и ПУ.

9.2.4 Определение МХ.

9.2.4.1 Метрологические характеристики ПР и его градуировочную характеристику определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

9.2.4.2 При выборе количества точек внутри рабочего диапазона (разбиении рабочего диапазона на поддиапазоны) и размаха (величины) каждого конкретного поддиапазона расхода учитывают (размахи поддиапазонов могут быть разными):

- технические возможности СОИ, которой оснащена СИКН;
- крутизну градуировочной характеристики (ГХ) ПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущего определения МХ ПР);

- величину рабочего диапазона;

- вид реализации ГХ ПР в СОИ, которой оснащена СИКН.

9.2.4.3 Устанавливают требуемое значение расхода, начиная от нижнего предела рабочего диапазона Q_{\min} , $\text{м}^3/\text{ч}$, в сторону увеличения или от Q_{\max} , $\text{м}^3/\text{ч}$, в сторону уменьшения.

Требуемый расход в каждой j -й точке устанавливают $Q_i^{\text{пов}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, и контролируют при движении поршня ПУ.

9.2.4.3.1 ПР и ПУ подключают друг с другом последовательно. Расход устанавливают, используя результаты измерений резервно-контрольного ПР ($\text{м}^3/\text{ч}$).

9.2.4.3.2 Вместимость $V_{\text{пр}ij}^{\text{пу}}$ определяют по формуле

$$V_{\text{пр}ij}^{\text{пу}} = V_0^{\text{пу}} \cdot [1 + 3\alpha_t^{\text{пу}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{пу}} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0.95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{пу}}\right), \quad (2)$$

где $\alpha_t^{\text{пу}}$ - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ из таблицы приложения Г, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\bar{t}_{ij}^{\text{пу}}$ - средняя температура рабочей жидкости в ПУ за i -ое измерение при установлении расхода в j -й точке, $^{\circ}\text{C}$

D - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

s - толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм (из технического описания или паспорта);

E - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ из таблицы приложения Г, МПа;

\bar{P}_{ij}^{ny} - среднее давление рабочей жидкости в ПУ или компакт-прувере за i -ое измерение при установлении расхода в j -й точке, МПа.

П р и м е ч а н и е: Для каждого прохода поршня по алгоритму: $\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{вх} + a_{вых})$, где \bar{a} - среднее арифметическое значение измеряемого параметра (\bar{t}_{ij}^{ny} или \bar{P}_{ij}^{ny}); $a_{вх}$ и $a_{вых}$ - значения параметров $t, ^\circ\text{C}$ или P , МПа), измеренные соответствующими средствами измерений, установленными на входе и выходе ПУ.

9.2.4.3.3 При необходимости корректируют расход. Отклонение установленного расхода от требуемого (задаваемого) значения: не более 2,0 %.

9.2.4.4 После установления расхода и стабилизации температуры рабочей жидкости проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода (n_j): не менее 5-ти.

П р и м е ч а н и е: Если СИКН имеет СОИ, реализующую ГХ преобразователя в виде кусочно-параболической аппроксимации зависимости коэффициента преобразования (КПР) от отношения f/v и позволяющую разбивать рабочий диапазон на четыре поддиагона (зоны), для сокращения числа измерений допускается в каждой точке рабочего диапазона для рабочих преобразователя проводить не менее четырех измерений.

9.2.4.5 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол (приложение Б):

а) количество импульсов, выдаваемых ПР (N_{ij} , имп);

б) время движения поршня ПУ за период одного измерения (T_{ij} , с);

в) значение расхода;

г) частоту выходного сигнала ПР (f_{ij} , Гц);

д) температуру (t_{ij}^{pp} , $^\circ\text{C}$) и давление (P_{ij}^{pp} , МПа) в ПР;

е) средние значения температуры (\bar{t}_{ij}^{ny} , $^\circ\text{C}$) и давления (\bar{P}_{ij}^{ny} , МПа) рабочей жидкости в ПУ, определяемые по алгоритмам согласно примечанию к п. 9.2.4.3.2;

ж) плотность рабочей жидкости, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , $\text{кг}/\text{м}^3$);

и) температуру рабочей жидкости в поточном ПП (t_{ij}^{pp} , $^\circ\text{C}$);

к) давление рабочей жидкости в поточном ПП (P_{ij}^{pp});

л) вязкость, измеренную поточным преобразователем вязкости (ν_{ij} , сСт);

м) объемную долю воды в нефти, измеренную поточным преобразователем влагосодержания (W_{oij} , % об. долей).

9.2.5 Обработка результатов измерений.

9.2.5.1.1 Определение коэффициента(ов) преобразования ПР и оценивание СКО.

Для каждого i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона определяют (вычисляют) коэффициент преобразования ПР K_{ij} , имп/ м^3 , по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{ny}}, \quad (3)$$

где V_{ij}^{ny} - объем рабочей жидкости, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через ПР) за время i -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в ПР, м^3 .

Объем жидкости определяют по формуле

$$V_{ij}^{ny} = V_0^{ny} \cdot \left[1 + 3 \cdot \alpha_t^{ny} \cdot (\bar{t}_{ij}^{ny} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ny} \right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{ny} \cdot CPL_{ij}^{ny}}{CTL_{ij}^{pp} \cdot CPL_{ij}^{pp}}, \quad (4)$$

где $CTL_{ij}^{ПУ}, CTL_{ij}^{ПР}$ - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода, согласно приложению Д;

$CPL_{ij}^{ПУ}, CPL_{ij}^{ПР}$ - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода, согласно приложению Д.

9.2.5.1.2 По результатам измерений и вычислений по п. 9.2.5.1.1 определяют значение коэффициента преобразования ПР в j -й точке расхода \bar{K}_j , имп/м^3 , по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (5)$$

где n_j - количество измерений в j -й точке расхода.

9.2.5.1.3 Оценивают среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) результатов определений среднего коэффициента преобразования в каждой j -ой точке расхода S_j , %, по формуле

$$S_j = \frac{1}{\bar{K}_j} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,02. \quad (6)$$

9.2.5.1.4 В случае несоблюдения условия (6) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению В.

Допускают не более одного промаха для каждой точки расхода. В противном случае (2 промаха и более) определение МХ ИК прекращают.

9.2.5.1.5 После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят операции по пп. 9.2.5.1.1÷9.2.5.1.3.

9.2.5.1.6 При соблюдении условия (6), в т.ч. и после выполнения операций по п. 9.2.5.1.5, проводят операции поверки в других точках расхода и дальнейшую обработку результатов измерений.

9.2.5.2 Определение параметров ГХ рабочего ПР.

9.2.5.2.1 При реализации ГХ в виде постоянного коэффициента преобразования в рабочем диапазоне K_δ , имп/м^3 , значение коэффициента (для всего рабочего диапазона) вычисляют по формуле

$$K_\delta = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \bar{K}_j, \quad (7)$$

где m - количество точек разбиения рабочего диапазона.

9.2.5.2.2 При реализации ГХ в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода $K_{n\delta k}$, имп/м^3 , значения вычисляют (для каждого k -го поддиапазона) по формуле

$$K_{n\delta k} = \frac{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k}{2}, \quad (8)$$

где \bar{K}_{j+1} - коэффициент преобразования ПР, определенный в $(j + 1)$ точке расхода по 9.2.5.1.2, в формуле (5) вместо индекса j принимают: $(j + 1)$.

9.2.5.2.3 Если ГХ реализуют в виде одного из перечисленных ниже функций:

- кусочно-линейной аппроксимации [$\bar{K}_j = F(Q_j)$],

- полинома второй степени зависимости коэффициента преобразования от расхода,

- кусочно-параболической аппроксимации

$$[K_k = A_k \times \lg^2(f/v)_j + B_k \times \lg(f/v)_j + C_k],$$

то определяют коэффициенты преобразований для каждой точки по 9.2.5.1.2 \bar{K}_j , имп/м³.

9.2.5.3 Определение погрешностей рабочего ПР.

9.2.5.3.1 Относительную погрешность рабочего ПР и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

9.2.5.3.2 Определение случайной составляющей погрешности.

В зависимости от вида реализации ГХ случайную составляющую погрешности ПР ε_δ или $\varepsilon_{n\delta k}$, %, определяют:

а) для диапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_\delta = t_{(P,n)} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{m \cdot (n_j - 1)}} \cdot 100, \quad (9)$$

если ГХ реализуют в виде постоянного коэффициента преобразования по 9.2.5.2.1;

б) для каждого k-го поддиапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_{n\delta k} = t_{(P,n)} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{2 \cdot (n_j - 1)_k}} \cdot 100, \quad (10)$$

если ГХ реализуют по 9.2.5.2.2 и в виде одного из функций, перечисленных в 9.2.5.2.3,

где $t_{(P,n)}$ квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n [для случая а): $n = \sum n_j$; для случая б): $n = n_j + n_{j+1}$]; значение $t_{(P,n)}$ определяют из таблицы В.2 приложения В.

9.2.5.3.3 Определение систематической составляющей погрешности.

9.2.5.3.3.1 Систематическую составляющую погрешности $\theta_{\Sigma\delta}$, $\theta_{\Sigma n\delta k}$, %, в зависимости от вида реализации ГХ ПР в СОИ определяют:

а) по формуле

$$\theta_{\Sigma\delta} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{пу}})^2 + (\delta_{\text{сои}}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{\alpha\delta})^2}, \quad (11a)$$

если ГХ реализуют по 9.2.5.2.1;

б) по формуле

$$\theta_{\Sigma n\delta k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{пу}})^2 + (\delta_{\text{сои}}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{\alpha n\delta k})^2}, \quad (11b)$$

если ГХ реализуют по 9.2.5.2.2 или 9.2.5.2.3,

где $\delta_{\text{пу}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ПУ согласно описанию типа (или из действующего свидетельства о поверке), %;

$\delta_{\text{сои}}^{(K)}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислениях коэффициента преобразований ПР (из описания типа или действующего свидетельства о поверке), %;

θ_t - составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в ПУ и ПР, % (определяют по 9.2.5.3.3.2, формула 12);

$\theta_{\alpha\delta}$ - составляющая систематической погрешности ПР, вызванная аппроксимацией (усреднением) коэффициента преобразования ПР в рабочем диапазоне K_δ , имп/м³, % (определяют по 9.2.5.3.3.3, формула 13);

$\theta_{\alpha n\delta k}$ - составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ПР в k-м поддиапазоне расхода $K_{n\delta k}$, имп/м³, % (определяют по 9.2.5.3.3.4, формула 14а или 14б).

9.2.5.3.3.2 Составляющую систематической погрешности θ_t , %, вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{max} \cdot \sqrt{(\Delta t_{np})^2 + (\Delta t_{ny})^2} \cdot 100, \quad (12)$$

где β_{max} - максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости из ряда значений, °С⁻¹;

$\Delta t_{np}, \Delta t_{ny}$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых для измерений температуры рабочей жидкости в ПР и ПУ соответственно, °С (из описаний типа или действующих свидетельств о поверке).

9.2.5.3.3.3 Составляющую систематической погрешности ПР $\theta_{\alpha\delta}$, %, вычисляют по формуле

$$\theta_{\alpha\delta} = \max \left| \frac{\bar{K}_j - K_\delta}{K_\delta} \right| \cdot 100, \quad (13)$$

если ГХ реализуют по 9.2.5.2.1 (в виде постоянного (одного) значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода).

9.2.5.3.3.4 Составляющую систематической погрешности ПР $\theta_{\alpha n\delta k}$, %, вычисляют:

а) по формуле

$$\theta_{\alpha n\delta k} = \max \left| \frac{(\bar{K}_j - K_{n\delta k})_k}{K_{n\delta k}} \right| \cdot 100, \quad (14a)$$

если ГХ реализуют по 9.2.5.2.2 (в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода);

б) по формуле

$$\theta_{\alpha n\delta k} = 0,5 \cdot \left| \frac{(\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1})_k}{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k} \right| \cdot 100, \quad (14b)$$

если ГХ реализуют по одной из функций, перечисленных в 9.2.5.2.3.

9.2.5.3.4 Определение относительной погрешности.

Относительную погрешность ПР в зависимости от вида реализации ГХ $\delta_\partial, \delta_{n\partial k}$ %, определяют:

а) по формуле (15а), если ГХ реализуют по 9.2.5.2.1 (в виде постоянного коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода):

$$\delta_\partial = \begin{cases} Z_{0.95} \cdot (\theta_{\Sigma\partial} + \varepsilon_\partial), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma\partial}/S_\partial \leq 8 \\ \theta_{\Sigma\partial}, & \text{если } \theta_{\Sigma\partial}/S_\partial > 8 \end{cases}, \quad (15a)$$

б) по формуле (15б), если ГХ реализуют по 9.2.5.2.2 (в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода) и по одной из функций, перечисленных в 9.2.5.2.3:

$$\delta_{n\partial k} = \begin{cases} Z_{0.95} \cdot (\theta_{\Sigma n\partial k} + \varepsilon_{n\partial k}), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma n\partial k}/S_{n\partial k} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma n\partial k}, & \text{если } \theta_{\Sigma n\partial k}/S_{n\partial k} > 8 \end{cases}, \quad (15b)$$

где δ_∂ - относительная погрешность ПР в рабочем диапазоне расхода, %;

- $\delta_{n\partial k}$ - относительная погрешность ПР в k-м поддиапазоне расхода, %;
 $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от значения отношения $\theta_{\Sigma\partial}/S_{\partial}$ или $\theta_{\Sigma n\partial k}/S_{n\partial k}$ (при доверительной вероятности $P = 0,95$).

9.2.5.3.5 Допуск ПР к дальнейшему применению.

9.2.5.3.5.1 В зависимости от вида реализации ГХ ПР проверяют выполнение условия:

а) в рабочем диапазоне расхода, если ГХ реализуют по 9.2.5.2.1, по формуле

$$|\delta_{\partial}| \leq 0,15\%, \quad (16a)$$

б) в каждом поддиапазоне расхода, если ГХ реализуют по 9.2.5.2.2 или одной из функций, перечисленных в 9.2.5.2.3, по формуле

$$|\delta_{n\partial k}| \leq 0,15\%. \quad (16б)$$

9.2.5.3.5.2 ПР к дальнейшему применению допускают, если выполняется:

- условие (16а) при реализации ГХ по 9.2.5.2.1;
- условие (16б) во всех поддиапазонах расхода при реализации ГХ по 9.2.5.2.2 или по одной из функций, перечисленных в 9.2.5.2.3.

9.2.5.3.5.3 При невыполнении условия (16а), или (16б) в зависимости от вида реализации ГХ выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции п. 9.2. Рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ ПР реализуют по 9.2.5.2.1;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода), если ГХ ПР реализуют по 9.2.5.2.2 или по одной из функций по 9.2.5.2.3.

9.2.5.4 Определение МХ и обработка результатов измерений для контрольного ПР.

9.2.5.4.1 В качестве контрольного используют контрольно-резервный (или контрольный) ПР, если он предусмотрен проектом СИКН, и если действующими нормативными документами предусмотрен периодический контроль МХ рабочих ПР по контрольному.

9.2.5.4.2 Для определения МХ контрольного ПР применяют ПУ 1-го разряда.

9.2.5.4.3 Проверяют соответствие условий, изложенных в разделах 4 и 5, проводят операции по п. 9.2 для контрольного ПР, после чего определяют его МХ.

9.2.5.4.4 МХ определяют в тех точках расхода, в которых определены МХ рабочего ПР. Допускается отклонение расхода на 5,0 % (не более).

9.2.5.4.5 Проводят операции по п. 9.2.4.3 применительно к контрольному ПР.

Количество измерений в каждой j-й точке расхода (n_j): не менее 7-ми.

9.2.5.4.6 Проводят обработку результатов измерений, полученных по 9.2.5.4.5.

9.2.5.4.6.1 Определяют коэффициенты преобразований, проводя операции по 9.2.5.2.1 и 9.2.5.2.2 применительно к контрольному ПР.

9.2.5.4.6.2 Оценивают СКО в каждой j-й точке расхода $S_j^{\text{кон}}$, %, по формуле

$$S_j^{\text{кон}} = \frac{1}{\bar{K}_j} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_i} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,02. \quad (17)$$

9.2.5.4.6.3 Относительную погрешность контрольного ПР и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

9.2.5.4.6.4 Определяют случайную составляющую погрешности

контрольного ПР в точках расхода $\varepsilon_j^{\text{кон}}$, %, по формуле

$$\varepsilon_j^{\text{кон}} = t_{(p,n)} \cdot S_j^{\text{кон}}, \quad (18)$$

где $S_j^{\text{кон}}$ - значение СКО, определенное по 9.2.5.4.6.2 [формула (17)].

9.2.5.4.6.5 Определяют систематическую составляющую погрешности контрольного ПР в точках расхода $\theta_{\Sigma j}^{\text{кон}}$, %, по формуле

$$\theta_{\Sigma j}^{\text{кон}} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{пу}})^2 + (\delta_{\text{сои}}^{(k)})^2 + (\theta_t)^2}. \quad (19)$$

9.2.5.4.6.6 Определяют относительную погрешность контрольного ПР в точках расхода $\delta_j^{\text{кон}}$, %, по формуле

$$\delta_j^{\text{кон}} = \begin{cases} Z_{(p)} \cdot (\theta_{\Sigma j}^{\text{кон}} + \varepsilon_j), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma j} / S_j \leq 8 \\ \theta_{\Sigma j}, & \text{если } \theta_{\Sigma j} / S_j > 8 \end{cases}. \quad (20)$$

9.2.5.4.7 Проверяют выполнение условия:

$$|\delta_j^{\text{кон}}| \leq 0,10\%. \quad (21)$$

9.2.5.4.8 ПР к дальнейшему применению в качестве контрольного допускают, если выполняется условие (21) во всех точках расхода.

9.2.5.4.9 В случае невыполнения условия (21) ПР к дальнейшему применению в качестве контрольного не допускают.

В этом случае ПР к дальнейшему применению допускают в качестве рабочего, если выполняется условие (16а) или (16б) – по договоренности сдающей и принимающей сторон.

П р м е ч а н и я:

1 Значения расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) записывают после округления до одного знака после запятой.

2 Количество импульсов (N, имп) измеряют и записывают с двумя знаками после запятой (т.е. с долями периодов), если $N \leq 10\,000$. При $N > 10\,000$ допускается значение N записывать без долей периодов.

3 Значения давления (МПа) и температуры ($^{\circ}\text{C}$) рабочей жидкости записывают после округления до двух знаков после запятой.

4 Объемы рабочей жидкости, измеренные ПУ, (значения вместимостей калиброванного участка ПУ), м^3 записывают после округления до шести значащих цифр.

5 Значения плотности рабочей жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$) записывают после округления до пяти значащих цифр.

6 Вязкость записывают после округления её значения до одного знака после запятой - только для нефти, в т.ч. для сырой и для высоковязких нефтепродуктов.

7 Коэффициент(ы) преобразования преобразователя (имп/ м^3) записывают после округления его (их) значения(й), исходя от количества знаков, вводимых в память СОО, используемой в составе СИКН.

8 Значения СКО (%) и погрешностей (%) записывают после округления до трех знаков после запятой.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (22)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ПР всех измерительных линий (ИЛ) (по свидетельствам о поверке ПР);

- $\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- 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/°С, значения которого приведены в таблице 4 настоящей методики поверки;
- δN - относительная погрешность при вычислении расхода, объема, массы, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы (по свидетельствам о поверке контроллеров);
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_p}, \quad (23)$$

- где T_v - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;
- T_p - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

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

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho_{\min}}, \quad (24)$$

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

Т а б л и ц а 4 - Коэффициенты объемного расширения нефти

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
820,0-829,9	0,00119	860,0-869,9	0,00079
830,0-839,9	0,00116	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074
850,0-859,9	0,00081	890,0-899,9	0,00072

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (25)$$

где δM - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, вычисленная по формуле (22), %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (27), %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (27), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (27), %;

W_B - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (26)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (27)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-2018, ГОСТ 21534-2021.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (28)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в ФИФ ОЕИ в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

10.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФ ОЕИ.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 202
НГДУ «Азнакаевскнефть»

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Методика поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр СИ (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Подготовка к поверке и опробование СИ (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Проверка ПО СИ (раздел 8 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 9.3 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 9.4 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 202
НГДУ «Азнакаевскнефть» _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.

Приложение Б

Протокол определения МХ ПР № _____

Место проведения определения МХ _____
наименование объекта (ПСП, НСП) и наименование владельца объекта

Преобразователь: тип (модель) _____, DN _____ мм, PN _____ МПа,
 зав. № _____, установлен на _____, ИЛ
 № _____, Рабочая жидкость _____
 СИКН

ПУ: _____, разряд ____, зав. № _____, PN ____ МПа, дата поверки _____
 ТПУ (стационар. или моб.) или компакт-прувер, тип

Таблица 1 – исходные данные

Поверочной установки (ПУ)								СОИ	Преобразователя
Детекторы ПУ	V_0^{PV} , м ³	$\delta_{ПУ}$, %	D , мм	s , мм	E , МПа	α_t^{PV} , °C ⁻¹	$\Delta t_{ПУ}$, °C	$\delta_{СОИ}^{(K)}$, %	$\Delta t_{ПР}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 2 – результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q_{ij} м ³ /ч	Результаты измерений								
		Детекторы ПУ	T_{ij} , с	\bar{t}_{ij}^{PV} , °C	\bar{P}_{ij}^{PV} , МПа	\bar{t}_{ij}^{cm} , °C	f_{ij} , Гц	t_{ij}^{pp} , °C	P_{ij}^{pp} , МПа	N_{ij} , имп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1/1										
...										
1/n ₁										
...										
m/1										
...										
m/n _m										

Окончание таблицы 2

№ точ/ № изм j/i	Результаты измерений					Результаты вычислений					
	ρ_{ij} кг/м ³	t_{ij}^{pp} , °C	P_{ij}^{pp} , МПа	v_{ij} , сСт	W_{6ij} , % об. дол.	V_{ij}^{PV} , м ³	K_{ij} , имп/м ³	CTL_{ij}^{PV}	CPL_{ij}^{PV}	CTL_{ij}^{pp}	CPL_{ij}^{pp}
1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1/1											
...											
1/n ₁											
...											
m/1											
...											
m/n _m											

Таблица 3 – значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$

Таблица 4 – РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МХ (только при реализации ГХ по 9.2.5.2.1)

Q_{min} , м ³ /ч	Q_{max} , м ³ /ч	S_{δ} , %	K_{δ} , имп/м ³	ε_{δ} , %	$\theta_{\text{ад}}$, %	$\theta_{\Sigma\delta}$, %	δ_{δ} , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 4 – РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МХ (только при реализации ГХ по 9.2.5.2.2)

№ поддиапазона (k)	$Q_{min k}$, м ³ /ч	$Q_{max k}$, м ³ /ч	$S_{\text{нд}k}$, %	$K_{\text{нд}k}$, имп/м ³	$\varepsilon_{\text{нд}k}$, %	$\theta_{\text{анд}k}$, %	$\theta_{\Sigma\text{нд}k}$, %	$\delta_{\text{нд}k}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...								
m-1								

Таблица 4 – РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МХ (только при реализации ГХ по 9.2.5.2.3)

№ точки (j)	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц (f_j/v_j , Гц/сСт)	K_j , имп/м ³	№ поддиапазона (k)	$Q_{k min}$, м ³ /ч	$Q_{k max}$, м ³ /ч	$S_{\text{нд}k}$, %	$\varepsilon_{\text{нд}k}$, %	$\theta_{\text{анд}k}$, %	$\theta_{\Sigma\text{нд}k}$, %	$\delta_{\text{нд}k}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				1							
2				...							
...				m-1							
m											

Таблица 5 – РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МХ В ТОЧКАХ РАБОЧЕГО ДИАПАЗОНА (только для преобразователя, применяемого в качестве контрольного)

№ точки (j)	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	S_j , %	K_j , имп/м ³	ε_j , %	$\theta_{\Sigma j}$, %	δ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

Заключение: преобразователь объемного расхода _____ И _____ К
 годен или не годен допущен или не допущен
 применению в качестве _____
 рабочего или резервно-контрольного (см. п.10.3)

Определение МХ провел _____
 наименование организации подпись инициалы, фамилия

Дата определения МХ « ____ » _____ 20 ____ г.

Некоторые пояснения к формированию и оформлению протокола

Б.1 По таблице 1 – Исходные данные

Б.1.1 В колонку 1 в одну строку записывают обозначения калиброванных участков:
 - «1-2-1» - для двунаправленных ТПУ с одной парой детекторов.

Б.1.2 В колонку 2 записывают значения объемов калиброванных участков, соответствующие обозначениям по Б.1.1 (в одну строку).

Б.3. По таблице 4 – Результаты определения МХ ИК

При формировании (оформлении) протокола форму таблицы 4 (из трех вариантов) выбирают в зависимости от вида реализации ГХ ПР в СОИ.

Таблицу 4 формируют (оформляют) как для рабочего преобразователя, так и для резервно-контрольного, если МХ резервно-контрольного определяют как рабочий преобразователь и предполагают применять в качестве рабочего.

Б.4. По таблице 5 – Результаты в точках рабочего диапазона

Таблицу формируют и оформляют только для резервно-контрольного (контрольного) преобразователя и только в случае, если его МХ проводят в качестве контрольного. Таблицу оформляют независимо от того, по результатам определения МХ ИК допускается преобразователь к дальнейшей эксплуатации в качестве контрольного или нет.

Приложение В

Анализ результатов измерений, значения квантиля распределения Стьюдента и коэффициента $Z_{(P)}$

В.1 Анализ результатов измерений для выявления промахов (при необходимости) проводят операции по В.1.1 ÷ В.1.4.

В.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_i} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \quad (\text{В.1})$$

Примечание - При $S_j \leq 0,001$ принимают $S_j = 0,001$.

В.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right| \quad (\text{В.2})$$

В.1.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для каждой точки расхода выбирают максимальное значение U_{jmax} , которое сравнивают с «h», взятой из таблицы В.1 в зависимости от значения « n_j ».

Таблица В.1 - Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725)

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

В.1.4 Если $U_{jmax} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах.

Примечание – Допускается как промах исключать результат измерения, у которого K_{ij} по значению наиболее (в большую или меньшую сторону) отличается от значений K_{ij} других измерений в этой же точке расхода, не проводя анализ по В.1.1 ÷ В.1.3.

Таблица В.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ (ГОСТ 8.207)

$n_j - 1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Таблица В.3 – Значения коэффициента $Z(P)$ при $P = 0,95$ (МИ 2083)

θ_w/s	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение Г

Коэффициенты линейного расширения материала стенок ПУ (α_t^{ny}), значения модуля упругости (E) материала стенок ПУ

Коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ (α_t^{ny}), значение модуля упругости материала стенок ПУ (E) определяют из таблицы Г.1.

Таблица Г.1 – Коэффициенты линейного расширения (α_t^{ny}), значения модуля упругости (E) материала стенок ПУ

Материал стенок ПУ	Значения α_t^{ny} , °C ⁻¹	Значения E , МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,068 \times 10^5$
П р и м е ч а н и е - Если значения α_t^{ny} и E приведены в эксплуатационной документации ТПУ, то в расчетах используют эти значения		

П р и м е ч а н и е

1 Если значения α_t^{ny} и E приведены в паспорте или техническом описании на ПУ (или в заводском сертификате калибровки ПУ), то при расчетах используют значения, указанные в одном из перечисленных документов.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Определение коэффициентов CTL и CPL , учитывающих влияние температуры и давления на объем рабочей жидкости

Д.1 Коэффициент CTL , учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, вычисляют по формуле

$$CTL = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t_v - 15) \cdot [1 + 0.8\beta_{15} \cdot (t_v - 15)]\} \quad (Д.1)$$

где β_{15} - коэффициент объемного расширения рабочей жидкости при температуре 15 °С, который определяют по Д.2 (формула Д.2), °С⁻¹;

t_v - температура рабочей жидкости при измерении её объема, °С.

Д.2 Коэффициент β_{15} определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2 \quad (Д.2)$$

где K_0 , K_1 и K_2 - коэффициенты, значения которых определяют из таблицы Д.1;

ρ_{15} - плотность рабочей жидкости при температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю ($P_{изб} = 0$), т.е при абсолютном давлении равном 0,1 МПа ($P_{абс} = 0,1$ МПа), кг/м³.

Таблица Д.1 – Значения коэффициентов K_0 , K_1 , K_2 (из Р 50.2.076)

Рабочая жидкость	K_0	K_1	K_2
Нефть ($611,2 \leq \rho_{15} \leq 1163,8$)	613,97226	0,0000	0,0000
Бензины ($611,2 \leq \rho_{15} \leq 770,9$)	346,42278	0,43884	0,0000
Топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами ($770,9 \leq \rho_{15} \leq 788,0$)	2690,7440	0,00000	0,0033762
Топлива и керосины для реактивных двигателей, авиационное реактивное топливо ДЖЕТ А ($788,0 \leq \rho_{15} \leq 838,7$)	594,54180	0,0000	0,0000
Дизельные топлива, мазуты, печные топлива ($838,7 \leq \rho_{15} \leq 1163,9$)	186,96960	0,48618	0,0000

Д.3 Коэффициент CPL , учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определяют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_v} \quad (Д.3)$$

где γ_t - коэффициент сжимаемости рабочей жидкости при температуре измерения её объема, который определяют по Д.4 (формула Д.3), МПа⁻¹;

P_v - давление рабочей жидкости при измерении её объема, МПа.

Д.4 Коэффициент γ_t определяют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t_v}{\rho_{15}^2}\right) \quad (Д.4)$$

Д.5 Плотность ρ_{15} и текущая плотность, измеренная поточным ПП ($\rho_{пп}$), между собой связаны выражением

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL^* \cdot CPL^*} \quad (Д.5)$$

где CTL^* и CPL^* - коэффициенты по Д.1 и Д.3, но значения которых определены для температуры (t_{mn} , °С) и давления (P_{mn} , МПа) рабочей жидкости в поточном ПП соответственно.

Д.6 Зная значение плотности ρ_{mn} и используя метод последовательных приближений, определяют значения коэффициентов CTL^* , CPL^* и значение плотности ρ_{15} по Д.6.1 ÷ Д.6.5.

Д.6.1 По формулам (Д.2) и (Д.4) определяют значения $\beta_{15(1)}$ и $\gamma_{t(1)}$ (условно первые значения), при этом в этих формулах принимают: $\rho_{15} = \rho_{mn}$, $t_v = t_{mn}$.

Д.6.2 По формулам (Д.1) и (Д.3) вычисляют значения CTL_1^* и CPL_1^* (условно первые значения) соответственно, принимая в формуле (Д.1): $t_v = t_{mn}$ и $\beta_{15} = \beta_{15(1)}$, в формуле (Д.3): $P_v = P_{mn}$ и $\gamma_t = \gamma_{t(1)}$.

Д.6.3 По формуле (Д.5) вычисляют значение $\rho_{15(1)}$ (условно первое значение), подставляя вместо значений CTL и CPL значения CTL_1^* и CPL_1^* , определенные по Д.6.2.

Д.6.4 Повторяют операции по Д.6.1 ÷ Д.6.3.

По формулам (Д.2) и (Д.4) определяют значения $\beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(2)}$, дополнительно в Д.6.1 принимая: $\rho_{15} = \rho_{15(1)}$.

По формулам (Д.1) и (Д.3) вычисляют значения CTL_2^* и CPL_2^* , дополнительно в Д.6.2 принимая: $\beta_{15(1)} = \beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(1)} = \gamma_{t(2)}$.

По формуле (Д.5) вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, принимая: $CTL_1^* = CTL_2^*$ и $CPL_1^* = CPL_2^*$.

Д.6.5 Операции по вычислению значений плотности ρ_{15} прекращают по достижению условия

$$|\rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)}| \leq 0,01 \quad (Д.6)$$

где k и $(k-1)$ – порядковые номера вычислений (последнего и предпоследнего вычисления условно) значений плотности ρ_{15} .

П р и м е ч а н и е – Операции по Д.6.1 ÷ Д.6.5 проводят для каждого измерения.

Д.7 Используя формулы (Д.1) ÷ (Д.4) и вычисленное значение $\rho_{15(k)}$ определяют значения CTL_{ij}^{ny} , CTL_{ij}^{mp} , CPL_{ij}^{ny} , CPL_{ij}^{mp} с учетом условий измерения объема, т.е. температуры (t_v , °С) и давления (P_v , МПа) для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода.

В формулах (Д.1), (Д.3), (Д.4) при определении CTL_{ij}^{ny} , CPL_{ij}^{ny} принимают: $t_v = \bar{t}_{ij}^{ny}$ и $P_v = \bar{P}_{ij}^{ny}$, при определении CTL_{ij}^{mp} , CPL_{ij}^{mp} : $t_v = t_{ij}^{mp}$ ($t_v = \bar{t}_{ij}^{mp}$) и $P_v = P_{ij}^{mp}$ ($P_v = \bar{P}_{ij}^{mp}$).

П р и м е ч а н и е – Значения CTL и CPL допускается определять, используя алгоритмы, имеющиеся («защитые») в СОИ.