

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

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

Гайбинский А.С.

2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 73

Методика поверки

МП 1185-14-2020

Начальник НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 73 (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Если очередной срок поверки измерительных компонентов (средств измерений (СИ) из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

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

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42").

2.1.2 Средство измерений плотности в соответствии с приказом Минпромторга России от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности» (преобразователь плотности поточный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ кг/м³ (далее – ПП).

2.1.3 Средство измерений расхода (расходомер ультразвуковой FLUXES модели ADM F601 (в составе два накладных преобразователя и блок управления) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода не более $\pm 2,0$ % (далее - ПР).

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки СИ утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной

эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок.

4 Условия поверки

4.1 Поверку системы проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

4.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2. Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочие, одна резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 6,3
Режим работы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	От +5 до +40
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 788 до 940
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	От 4 до 250
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц
Условия эксплуатации: - температура воздуха в операторной, °С - температура наружного воздуха, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % - атмосферное давление, кПа	От +18 до +25 От -20 до +50 От 30 до 80 От 84 до 106
Средний срок службы, год, не менее	10

4.3 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха на открытой площадке от плюс 10 до плюс 40°C;
- температура окружающего воздуха в помещениях 20 ± 5 °С;
- относительная влажность от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Допускается проводить поверку при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и отличающихся от указанных в пункте 4.3, но удовлетворяющих условиям эксплуатации системы и средств поверки.

4.4 Определение относительной погрешности измерительного канала (ИК) массового расхода нефти комплектным способом проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации комплектным методом с элементами измерительных линий;

- определение относительной погрешности ИК массового расхода проводят в рабочем диапазоне расхода счетчика-расходомера массового Micro Motion (CMF 400) в комплекте с преобразователями серии 2700 (далее - СРМ), входящего в состав ИК массового расхода. Рабочий диапазон СРМ определяет владелец системы и оформляет в виде справки произвольной формы. Справку, владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю;

- изменение температуры измеряемой среды за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С.

- изменение расхода измеряемой среды от установленного значения (в точке расхода) не должно превышать 2,5 %.

- избыточное давление измеряемой среды в конце технологической схемы рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

4.5 При соблюдении условий 4.1, 4.4 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.2 Перед проведением поверки системы выполняют подготовительные операции:

- средства поверки устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 4 настоящей инструкции;

- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память комплекса измерительно вычислительного ТН-01 (далее - ИВК) на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;

- выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия;

- перед определением погрешности ИК объемного расхода нефти проводят подготовительные работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации и инструкции по программированию ПР.

5.3 Перед началом определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

- последовательно к СРМ подключают эталон и подготавливают технологическую

схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

Примечание – В качестве эталона применяют двунаправленную трубопоршневую поверочную установку для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42" (далее – ТПУ), входящую в состав системы.

- проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах системы и ТПУ.

- устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме создают рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик (МХ). Систему считают герметичной, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

- проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через задвижки (шаровые краны), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении, негерметичность которых может повлиять на результаты определения МХ. В случае отсутствия возможности проверки герметичности задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают заглушки.

- проверяют отсутствие газа в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в блоке измерений показателей качества нефти, проверяют наличие газа, при необходимости газ выпускают. Считают, что газ в технологической схеме отсутствует, если из вентилей вытекает струя измеряемой среды без пузырьков газа.

- контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает 0,2 °С.

- подготавливают эталон и средства измерений, применяемые при определении относительной погрешности ИК массового расхода, к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

- при вводе СРМ в эксплуатацию после ремонта или при использовании отдельного контроллера-вычислителя в качестве средства измерений, применяемого при определении относительной погрешности ИК массового расхода, (дополнительно к системе обработки информации (СОИ)) проводят следующие операции:

- выполняют конфигурирование импульсного выхода электронного преобразователя (далее – ПЭП) СРМ: используя коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем для СРМ $Q_{\max}^{\text{зав}}$, т/ч, и значение частоты f , Гц, условно соответствующее $Q_{\max}^{\text{зав}}$. Принимают:

$$f \leq f_{\text{вх max}} \leq f_{\text{вых max}}, \quad (1)$$

где $f_{\text{вх max}}$ – максимальная входная частота измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-

07 (далее – ИВК) – из технического описания;

$f_{вых}^{max}$ – максимальная выходная частота СРМ.

1. При конфигурировании вместо $Q_{max}^{зав}$, т/ч, допускается применять верхний предел рабочего диапазона расхода СРМ.

2. В память ИВК вводят значение коэффициента преобразования СРМ по импульсному выходу $KF_{конф}$, имп/т, вычисляемого по формуле

$$KF_{конф} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{max}^{зав}}, \quad (2)$$

- выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности ИВК.

- проводят установку нуля СРМ согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели СРМ.

- при использовании автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, имеющего аттестованные алгоритмы для автоматической обработки результатов измерений при определении относительной погрешности ИК массового расхода, в АРМ оператора вводят исходные данные или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

5.4 Систему считают готовой к проведению поверки только при выполнении 5.1, 5.2, 5.3 в полном объеме. При неполном выполнении 5.1, 5.2, 5.3 поверку прекращают.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать эксплуатационной документации;
- на измерительных компонентах системы не должно быть механических повреждений, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на измерительных компонентах системы должны быть читаемыми и соответствовать технической документации.
- измерительные компоненты системы должны иметь эксплуатационно-техническую документацию.

Результаты по п. 6.1 считают положительными, если требования по данному пункту выполнены.

6.2 Подтверждение соответствия ПО системы

6.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на ИВК.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) после включения питания и появления на дисплее ИВК окна программы войти в «контекстное меню» (целостность ПО). На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК, идентификационных данных.

6.2.3 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО системы соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа ИВК.

6.3 Опробование

6.3.1 При опробовании проверяют правильность функционирования измерительных компонентов ИК и системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

6.3.3 Проверяют герметичность системы. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек и следов измеряемой среды через элементы оборудования и измерительные компоненты системы. При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или измерительных компонентов поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

6.3.4 Проводят опробование СРМ, входящего в состав ИК массового расхода

Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают поршень ТПУ и проводят пробное(ые) измерение(я).

При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в ИВК начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, выдаваемых СРМ, имп.;
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ, с.

При прохождении шаровым поршнем детектора «стоп» в ИВК отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

6.3.5 Результат опробования считают положительным, если требования по 6.3.1 ÷ 6.3.4 выполнены.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи о положительных результатах поверки на следующие измерительные компоненты ИК системы: датчиков температуры 644, 3144Р, преобразователей давления измерительных 3051, преобразователей плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835, преобразователя плотности жидкости измерительного СDM, преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, ИВК, манометров, термометров. Выше приведенные СИ на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.4.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложение А.

6.4.3 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК) проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложение Б.

6.4.4 При получении положительных результатов по п.п. 6.4.1 ÷ 6.4.3 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %, и результаты поверки считают положительными.

7 Оформление результатов поверки

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

При оформлении протокола допускается форму протокола представлять в измененном виде.

7.2 При положительных результатах поверки, результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы, а также на пломбы, установленные на контрольной проволоке согласно описанию типа системы.

7.3 К свидетельству о поверке системы прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень ИК с указанием заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК, и перечень измерительных компонентов, входящих в состав системы, с указанием их заводских номеров.
- протокол поверки системы.

7.4 При периодической или внеочередной поверки измерительного компонента или системы в части отдельных ИК, применяют значения, указанные в новых свидетельствах.

7.5 При проведении внеочередной поверки отдельного ИК в действующий период свидетельства о поверке системы, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по приложению В настоящей методики поверки. При положительных результатах поверки оформляется свидетельство о поверке на систему в части и объеме проведенной поверки.

Свидетельство о поверке системы в части отдельного ИК содержит следующую информацию:

- номер свидетельства о поверке;
- дату (день, месяц, год), до которой действует свидетельство о поверке, включительно;
- наименование аккредитованного в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации юридического лица или индивидуального предпринимателя, выполнившего поверку, регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц;
- наименование (указывается в единственном числе в соответствии со свидетельством об утверждении типа), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, присвоенный при утверждении типа;
- состав СИ;
- номер знака предыдущей поверки (указывается только для знаков поверки в виде наклеек со штрих-кодом в случае, если такой номер имеется, в случае отсутствия - ставится прочерк);
- заводской (серийный) номер СИ (указывается заводской номер системы);
- наименования величин, поддиапазонов, на которых поверено СИ;
- наименование и (или) обозначение документа, на основании которого выполнена поверка (для методики поверки, содержащейся в эксплуатационном документе, рекомендуется указывать соответствующий раздел эксплуатационного документа, его название и, при наличии, десятичный номер);
- регистрационные номера и (или) наименования (допускается указывать в сокращенном виде), типы (при наличии), заводские номера, разряды, классы или погрешности эталонов, применяемых при поверке;
- перечень влияющих факторов, нормированных в документе на методику поверки, с указанием их значений;
- в заключении о подтверждении соответствия СИ установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению указываются соответствующие ограничения по применению путем дополнения вывода о признании пригодности к применению словами "в объеме проведенной поверки" или перечислением конкретных допущений (ограничений);

- знак поверки (при нанесении знака поверки только на свидетельство о поверке допускается использование знаков поверки без указания месяца или квартала);

- должность руководителя подразделения или другого уполномоченного лица аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, выполнившего поверку, подпись, фамилия, имя и отчество (при наличии);

- подпись, фамилия, имя и отчество (при наличии) поверителя;

- дата поверки (день, месяц, год, включается в срок действия свидетельства о поверке).

7.5.1 К свидетельству о поверке системы в части отдельных ИК и объема проведенной поверки прикладывают протокол поверки системы в части ИК и объема проведенной поверки.

7.5.2 При внеочередной поверке отдельного ИК объемного расхода в БИК на оборотной стороне свидетельства о поверке системы в части отдельного ИК объемного расхода указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

7.5.3 При внеочередной поверке отдельного ИК массового расхода на оборотной стороне свидетельства о поверке системы в части отдельного ИК массового расхода указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке системы в части отдельного ИК массового расхода и на пломбу установленную в соответствии с описанием типа.

7.5.4 При отрицательных результатах поверки отдельных ИК, системы признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части отдельного ИК непрошедших поверку и выдают извещение о непригодности в части отдельного ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ, с указанием причин непригодности.

7.6 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

Приложение А
(обязательное)

Определение относительной погрешности измерений отдельного измерительного канала массового расхода

А.1 Определение относительной погрешности измерений отдельного ИК массового расхода проводят комплектным способом. В составе ИК массового расхода входят: ИВК и СРМ.

А.1.1 Определение относительной погрешности ИК массового расхода и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

А.1.1.1 Относительную погрешность ИК массового расхода определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона СРМ, входящего в состав ИК, и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение относительной погрешности проводить в трех точках рабочего диапазона СРМ: при минимальном Q_{\min} , т/ч, среднем $[0,5 \times (Q_{\min} + Q_{\max})]$, т/ч, и максимальном Q_{\max} , т/ч, значениях расхода. Требуемые значения расхода, начиная от Q_{\min} , т/ч, в сторону увеличения или от Q_{\max} , т/ч, в сторону уменьшения.

Примечание – Значение расхода Q_{\min} , т/ч, не должно быть менее расхода, при котором проведена проверка на отсутствие протечек ТПУ (из действующего протокола поверки ТПУ).

А.1.1.2 Устанавливают требуемый расход Q_j , т/ч, значение которого контролируют по ТПУ.

А.1.1.2.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j-ой точке расхода $Q_{ТПУj}$, т/ч, по формуле

$$Q_{ТПУj} = \frac{V_0^{ТПУ} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (A.1)$$

где $V_0^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о поверке ТПУ, м³;

T_j – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j-ой точке расхода, с;

$\rho_j^{ПП}$ – плотность нефти, измеренная ПП при установлении расхода в j-ой точке, кг/м³.

Примечание – Если АРМ оператора (или УОИ) оснащено соответствующими алгоритмами по 2.10, то значение расхода $Q_{ТПУij}$, т/ч, рекомендуется вычислять по формуле

$$Q_{ТПУij} = \frac{V_{np\ ij}^{ТПУ} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{np\ ij}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (A.2)$$

где $V_{np\ ij}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при i-ом измерении в j-ой точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м³;

T_{ij} – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ при i-ом измерении в j-ой точке расхода, с;

$\rho_{np\ ij}^{ПП}$ – плотность нефти при i-ом измерении в j-ой точке расхода, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ, кг/м³.

Значения $V_{npj}^{ТПУ}$, м³, и $\rho_{npj}^{ПП}$, кг/м³, определяют по формуле (А.6) и (А.7) соответственно.

А.1.1.2.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0\% \quad (\text{А.3})$$

А.1.1.2.3 В случае невыполнения условия (А.3) корректируют расход, контролируя его значение по А.1.1.2.1 и А.1.1.2.2.

После стабилизации расхода и температуры нефти в j-ой точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой j-ой точке расхода n_j : не менее 5-ти.

А.1.1.4 Для каждого i-го измерения в каждой j-ой точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в п.п Б.4.3 Приложения Б:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ, T_{ij} , с;
- значение массового расхода Q_{ij} , т/ч;

Примечания:

1 Расход Q_{ij} , т/ч, вычисляют по формуле (А.2).

2 При реализации ГХ СРМ в СОИ в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту СРМ.

- количество импульсов, выдаваемое СРМ за время одного измерения, $N_{ij}^{квс}$, имп.;
- значения температуры, $\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$, °С, и давления $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа в ТПУ;

Примечание – Значения $\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$, °С, и $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа, вычисляют по алгоритму

$$\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{вх} + a_{вых}), \quad (\text{А.4})$$

где \bar{a} – среднее арифметическое значение параметра ($\bar{t}_{ij}^{ТПУ}$, °С, и $\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа);

$a_{вх}$, $a_{вых}$ – значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.

- значение плотности нефти, измеренное ПП $\rho_{npj}^{ПП}$, кг/м³;

- значения температуры и давления нефти в ПП $t_{npj}^{ПП}$, °С и $P_{npj}^{ПП}$, МПа, соответственно.

А.1.2 Обработка результатов измерений

А.1.2.1 Определение параметров ГХ СРМ

А.1.2.1.1 При любом способе реализации ГХ (в ПЭП или СОИ) Для каждого i-го измерения в j-ой точке расхода вычисляют значение массы нефти $M_{ij}^{рз}$, т, используя результаты измерений ТПУ и ПП, по формуле

$$M_{ij}^{рз} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{А.5})$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при i-ом измерении в j-ой точке расхода, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, м³, вычисляют по формуле

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot \left[1 + 3\alpha_t \cdot (t_{npj}^{ТПУ} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{npj}^{ТПУ} \right), \quad (\text{А.6})$$

где α_i – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, определяют по таблице А.1;

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_i, ^{\circ}\text{C}^{-1}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	-
Материал стенок ТПУ	$\alpha_i, ^{\circ}\text{C}^{-1}$	$E, \text{МПа}$
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	-

Примечание – Если значения α_i и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения

$\rho_{npj}^{\text{ПП}}$ – плотность нефти при i -ом измерении в j -ой точке расхода, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисляют по формуле

$$\rho_{npj}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot \left[1 + \beta_{\text{эс}ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - t_{ij}^{\text{ТПУ}}) \right] \cdot \left[1 + \gamma_{\text{эс}ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}} - P_{ij}^{\text{ПП}}) \right], \quad (\text{A.7})$$

где $\beta_{\text{эс}ij}$ – коэффициент объемного расширения нефти, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, значение которого определяют по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефти. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»;

$\gamma_{\text{эс}ij}$ – коэффициент сжимаемости измеряемой среды, МПа^{-1} , значение которого определяют по Р 50.2.076.

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации ГХ.

Б 1.2.1.2 ГХ реализуют в ПЭП

Для каждого i -го измерения в j -ой точке расхода вычисляют значение массы нефти, измеренное СРМ $M_{ij}^{\text{мас}}$, т, по формуле

$$M_{ij}^{\text{мас}} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{KF_{\text{конф}}}. \quad (\text{A.8})$$

Вычисляют коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) (далее – коэффициент коррекции) для i -го измерения в j -ой точке расхода MF_{ij} по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{\text{рз}}}{M_{ij}^{\text{мас}}} \cdot MF_{\text{дван}}^{\text{уст}}. \quad (\text{A.9})$$

где $MF_{\text{дван}}^{\text{уст}}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в ПЭП по результатам предыдущей поверки или определения МХ.

Примечание – Перед вводом СРМ в эксплуатацию или после замены ПЭП значение $MF_{\text{дван}}^{\text{уст}}$ принимают равным 1.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j -ой точке расхода \overline{MF}_j по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (\text{A.10})$$

где n_j – количество измерений в j -ой точке расхода.

Оценивают среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов вычислений средних арифметических значений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне $S_{\text{диап}}^{MF}$, %, по формуле

$$S_{\text{диап}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100, \quad (\text{A.11})$$

где $\sum n_{ij}$ – суммарное количество измерений в рабочем диапазоне;

m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{диап}}^{MF} \leq 0,03 \%. \quad (\text{A.12})$$

В случае невыполнения условия (A.12) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (A.12). Повторно проводят операции по А.1.1.1-А.1.1.4.

При выполнении условия (A.12) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции для СРМ в рабочем диапазоне расхода $MF_{\text{диап}}^*$ по формуле

$$MF_{\text{диап}}^* = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m}, \quad (\text{A.13})$$

Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента $K_{\text{зр}}$ по формуле

$$K_{\text{зр}} = K_{\text{зр}}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{диап}}^*, \quad (\text{A.14})$$

где $K_{\text{зр}}^{\text{ПЭП}}$ – градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке или определении МХ и установленный в ПЭП.

Примечание – Новое значение $K_{\text{зр}}$ определяют только для ПЭП, не имеющего функцию ввода коэффициента коррекции $MF_{\text{диап}}^*$.

А.1.2.1.3 ГХ реализуют в СОИ

Вычисляют коэффициент преобразования для i -го измерения в j -ой точке расхода KF_{ij} , имп/т, по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{M_{ij}^{\text{рз}}}. \quad (\text{A.15})$$

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента преобразования в j -ой точке расхода \overline{KF}_j по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}, \quad (\text{A.16})$$

В зависимости от вида реализации ГХ в СОИ вычисляют СКО результатов определений средних арифметических значений коэффициента преобразования для точек расхода:

- в рабочем диапазоне $S_{\text{дан}}^{KF}$, %, если ГХ реализуют в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне, по формуле

$$S_{\text{дан}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100, \quad (\text{A.17})$$

- в каждом k-м поддиапазоне расхода S_k^{KF} , %, если ГХ реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации, по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum (n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100, \quad (\text{A.18})$$

Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{дан}}^{KF}; S_k^{KF} \leq 0,03 \%. \quad (\text{A.19})$$

В случае невыполнения условия (A.19) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (A.17). Повторно проводят операции по А.1.1.1-А.1.1.4.

При выполнении условия (A.19) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Если ГХ СРМ реализуют в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне, то вычисляют среднее значение коэффициента преобразования для рабочего диапазона $KF_{\text{дан}}$, имп/т по формуле

$$KF_{\text{дан}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{KF}_j}{m}, \quad (\text{A.20})$$

А.1.2.2 Определение погрешностей при реализации ГХ СРМ в ПЭП

А.1.2.2.1 При реализации ГХ в ПЭП составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

А.1.2.2.2 Случайную составляющую погрешности ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{дан}}^{MF}, \quad (\text{A.21})$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n ($n = \sum n_j$)), значение которого определяют по таблице А.2;

$S_{\text{дан}}^{MF}$ – значение СКО, вычисленное по формуле (А.11).

Таблица А.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{(P,n)}$ при $P = 0,95$

$n-1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

А.1.2.2.3 Систематическую составляющую погрешности Θ_{Σ} , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{ТПУ})^2 + (\delta_{ПП})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{yOI})^2 + (\Theta_{\text{дуан}}^{MF})^2 + (\delta_0^{\text{mac}})^2}, \quad (\text{A.22})$$

где $\delta_{ТПУ}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке);

$\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %;

Θ_t – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\text{ж max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{ТПУ})^2 + (\Delta t_{ПП})^2} \cdot 100, \quad (\text{A.23})$$

где $\beta_{\text{ж max}}$ – максимальное значение из ряда значений $\beta_{\text{ж ij}}$;

$\Delta t_{ТПУ}, \Delta t_{ПП}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей средств измерений температуры, применяемых в процессе определения относительной погрешности для измерений температуры измеряемой среды в ТПУ и ПП, соответственно, °С (из действующих свидетельств о поверке или описания типа);

δ_K^{yOI} – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении коэффициента преобразования СРМ, % (из свидетельства о поверке или описания типа);

$\Theta_{\text{дуан}}^{MF}$ – составляющая систематической погрешности СРМ, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции $MF_{\text{дуан}}$ в рабочем диапазоне, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{дуан}}^{MF} = \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\text{дуан}}}{MF_{\text{дуан}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100, \quad (\text{A.24})$$

δ_0^{mac} – значение относительной погрешности стабильности нуля СРМ, %, вычисляют по формуле

$$\delta_0^{\text{mac}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{\text{min}} + Q_{\text{max}}} \cdot 100, \quad (\text{A.25})$$

где ZS – значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа СРМ).

Примечания:

1 При определении относительной погрешности ИК массового расхода на месте эксплуатации дополнительной систематической погрешностью СРМ, вызванной изменением давления измеряемой среды при эксплуатации от значения, имеющего место при определении относительной погрешности ИК массового расхода, пренебрегают.

А.1.2.2.4 Относительную погрешность ИК δ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma} / S_{\text{дуан}}^{MF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \Theta_{\Sigma} / S_{\text{дуан}}^{MF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.26})$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\Theta_{\Sigma} / S_{\text{дуан}}^{MF}$, значение которого определяют по таблице А.3.

Таблица А.3 – Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

Θ_{Σ} / 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

А.1.2.3 Определение погрешностей при реализации ГХ СРМ в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования

А.1.2.3.1 При реализации ГХ СРМ в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

Случайную составляющую погрешности ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{KF}, \quad (\text{A.27})$$

где $S_{\text{диап}}^{KF}$ – значение СКО, вычисленное по формуле (А.17).

Примечание – При определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = \Sigma n_j$.

Систематическую составляющую погрешности Θ_{Σ} , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПЛУ}})^2 + (\delta_{\text{ПМ}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{ЮИ}})^2 + (\Theta_{\text{диап}}^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{мак}})^2}, \quad (\text{A.28})$$

где $\Theta_{\text{диап}}^{KF}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией ГХ СРМ в рабочем диапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{диап}}^{KF} = \left| \frac{KF_j - KF_{\text{диап}}}{KF_{\text{диап}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100, \quad (\text{A.29})$$

Относительную погрешность ИК δ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \Theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.30})$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения $\Theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF}$, значение которого определяют по таблице А.3.

А.1.2.4 Определение погрешностей при реализации ГХ СРМ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации

А.1.2.4.1 При реализации ГХ СРМ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для каждого k-го поддиапазона расхода.

Случайную составляющую погрешности ε_k , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P,n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (\text{A.31})$$

где S_k^{KF} – значение СКО, вычисленное по формуле (А.19).

Примечание – При определении $t_{(P,n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.

Систематическую составляющую погрешности $\Theta_{\Sigma k}$, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПЛУ}})^2 + (\delta_{\text{ПМ}})^2 + (\Theta_t)^2 + (\delta_K^{\text{ЮИ}})^2 + (\Theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{мак}})^2}, \quad (\text{A.32})$$

где Θ_k^{KF} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ в k-ом поддиапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{KF_j - KF_{j+1}}{KF_j + KF_{j+1}} \right|_{(k)} \cdot 100, \quad (A.33)$$

δ_{0k}^{mac} – значение относительной погрешности стабильности нуля СРМ в k-ом поддиапазоне расхода, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{0k}^{mac} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{kmin} + Q_{kmax}} \cdot 100, \quad (A.34)$$

где Q_{kmin}, Q_{kmax} – минимальное и максимальное значения расхода в k-ом поддиапазоне (в начале и в конце k-го поддиапазона) соответственно, т/ч.

Относительную погрешность ИК δ_k , %, вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{если } 0,8 \leq \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{если } \Theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (A.35)$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\Theta_{\Sigma} / S_k^{KF}$, значение которого определяют по таблице А.3.

А.1.3 Оценивание относительной погрешности ИК массы и массового расхода

Оценивают значения относительных погрешностей в зависимости от способа и вида реализации ГХ, для чего проверяют выполнение условия

- для рабочих и резервного СРМ

$$(|\delta|, |\delta_k|) \leq 0,25 \% \quad (A.36)$$

При выполнении условия (А.36) ИК массы и массового расхода допускается к применению.

Если условие (А.36) не выполняются, то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции согласно раздела А.7.

При невыполнении условия (А.36) рекомендуется: - увеличить количество измерений в точках расхода:

- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ СРМ реализуется в ПЭП в виде постоянного значения градуировочного коэффициента (K_{sp}) или коэффициента коррекции (meter-factor - $MF_{диск}$), или в СОИ в виде постоянного значения K-фактора в рабочем диапазоне ($KF_{диск}$, имп/т);

- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон расхода), если ГХ СРМ реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений, (имп/т).

Приложение Б (обязательное)

Определение относительной погрешности измерений отдельного измерительного канала объемного расхода нефти

Определение относительной погрешности измерений отдельного ИК объемного расхода нефти проводят экспериментальным, комплектным методом. В составе ИК объемного расхода нефти:

- контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (далее – ПЛК);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030K (далее – УЗР).

Относительную погрешность ИК объемного расхода определяют при трех значения расхода в БИК. Результаты заносятся в протокол по форме, приведённой в приложении В.

Относительную погрешность измерений объемного расхода ИК δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \frac{Q_{\text{ИК}} - Q_{\text{ПР}}}{Q_{\text{ПР}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где $Q_{\text{ИК}}$ - значение расхода нефти, измеренная ИК объемного расхода нефти, м³/ч;

$Q_{\text{ПР}}$ - значение объемного расхода нефти, измеренная ПР, м³/ч.

Относительную погрешность ИК объемного расхода нефти измерений не должна не превышать $\pm 5,0$ %.

**Приложение В
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ___ из ___

Наименование средства измерений: _____

Тип, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

V.1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

V.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует)

V.3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

V.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

V.4.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на измерительные компоненты системы: _____
(соответствует/не соответствует)

V.4.2 Определение относительной погрешности измерений отдельного измерительного канала объемного расхода нефти

Тип УЗР _____ Зав.№ _____

Тип УРВС _____ Зав.№ _____

Таблица В.1

Расход, м ³ /ч	Номер измерения	Значение расхода, измеренное ИК, м ³ /ч	Значение расхода измеренное ПР, м ³ /ч	Относительная погрешность, %

Относительная погрешность ИК объемного расхода измеряемой среды установленным в описании типа системы пределам _____
(соответствует/не соответствует)

V.4.3 Определение относительной погрешности измерений отдельного измерительного канала массового расхода нефти

СРМ: Датчик: _____ Тип _____ Зав. № _____

Преобразователь: _____ Тип _____ Зав. № _____

Измеряемая среда _____

Таблица В.2– Исходные данные

Детекторы	ТПУ							ПП		ИВК		СРМ
	$V_0^{ТПУ}$, м ³	D , мм	s , мм	E , МПа	α_t , °С ⁻¹	$\delta_{ТПУ}$, %	$\Delta t_{ТПУ}$, °С	$\delta_{ПП}$, %	$\Delta t_{ПП}$, °С	$\delta_k^{УОИ}$, %	$KF_{конф}$, имп/т	ZS , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица В.2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ точ/ № изм. (j/i)	Q_j , т/ч	f_j , Гц	Результаты измерений								Результаты вычислений					
			по ТПУ				по ПП			по СРМ						
			Детекторы	T_{ij} , с	$t_{ij}^{-ТПУ}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м ³	$t_{ij}^{ПП}$, °С	$P_{ij}^{ПП}$, МПа	N_{ij}^{mac} , имп.	$V_{np\ ij}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{np\ ij}^{ПП}$, кг/м ³	M_{ij}^{p3} , т	M_{ij}^{mk} , т	MF_{ij}	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1/1																
...																
1/n ₁																
...																
m/l																
...																
m/n _m																

Таблица В.4 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$
1	2

Таблица В.5 – Результаты вычислений при реализации ГХ в ПЭП

Точка расхода (j)	\bar{Q}_j , т/ч	\overline{MF}_j	$S_{дiana}^{MF}$, %	δ_0^{mac} , %	$MF_{дiana}$	K_{cp}	ε , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...									
m									

Таблица В.6 – Результаты вычислений при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{KF}_j

Точка расхода (j)	\bar{Q}_j , т/ч	\overline{KF}_j , имп/т	№ поддиапазона (k)	$Q_{k\ min}$, т/ч	$Q_{k\ max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	δ_{0k}^{mac} , %	Θ_k^{KF} , %	ε_k , %	$\Theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			m-1								
m											

Примечание – Форму таблицы Б.5 выбирают в зависимости от способа и вида реализации ГХ СРМ.

Относительная погрешность ИК массового расхода измеряемой среды СРМ установленным в описании типа системы пределам _____
(соответствует/не соответствует)

В.5 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти установленным в описании типа пределам: _____
(соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего работы _____ / _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.