

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И
МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер
АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»

И.Ф. Гибаев

«27» июня 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 428
ПСП ЛЭПСУ «Орск». Резервная схема учета

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0018-ТНМ-2023

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 428 ПСП ЛЭПСУ «Орск». Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ), заводской № 428/1, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

СИКН РСУ соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН РСУ, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН РСУ определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Допускается определение метрологических характеристик СИКН РСУ комплектным методом.

Если очередной срок поверки СИ наступает до очередного срока поверки СИКН РСУ, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН РСУ не проводят.

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

Таблица 1

Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 60 до 717	±0,25	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.		

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1 7.2
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.3
Определение метрологических характеристик	Да	Да	9

Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	10
--	----	----	----

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН РСУ проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН РСУ.

3.2 Определение метрологических характеристик СИКН РСУ проводят при условиях, предусмотренных 3.4 или 3.5, в зависимости от применяемого способа.

3.3 Условия эксплуатации СИКН РСУ и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН РСУ.

3.4 Определение метрологических характеристик СИКН РСУ комплексным способом проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (ИЛ) при следующих условиях:

Отклонение объемного расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5\%$.

Изменение температуры нефти на входе и выходе ТПУ, в ПП, в СРМ и в УПР, входящего в состав СИКН РСУ, за время измерения не должно превышать $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефти должны соответствовать условиям эксплуатации СИКН РСУ.

Диапазоны рабочего давления и объемного расхода должны определяться в соответствии с типоразмером УПР, входящего в состав СИКН РСУ, и технологическими требованиями.

Массовая доля воды в нефти не должна превышать $0,5\%$.

Содержание свободного газа не допускается.

Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после СРМ или УПР, входящего в состав СИКН РСУ, $P_{\min}$, МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле:

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

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

ΔP – перепад давления на СРМ или УПР, входящего в состав СИКН РСУ, указанный в технической документации, МПа.

Регулирование объемного расхода через СРМ и УПР, входящего в состав СИКН РСУ, проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ИЛ.

3.5 Определение метрологических характеристик СИКН РСУ, при поэлементном способе, проводят при условиях, предусмотренных методиками поверки СИ, входящих в состав СИКН РСУ.

3.6 При соблюдении условий 3.1, 3.3 и 3.4 или 3.1, 3.3 и 3.5 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -10 до 60 °C с абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °C; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 10 до 98 % с погрешностью ± 3 %. Температура окружающей среды в диапазоне измерений от минус 40 до +50 °C с абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °C.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13). Термометр лабораторный электронные, ЛТ-300, (регистрационный № 61806-15).
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %. Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,025$ %, пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ % (далее – ИВК). Поточный преобразователь плотности, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,3$ кг/м³. Счетчик-расходомер массовый (СРМ), среднее квадратическое отклонение результатов измерений при определении коэффициента преобразования $\pm 0,05$ %. Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %. Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C.	Установка поверочная трубопоршневая двусторонняя (регистрационный № 20054-12). Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17). Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационный № 52638-13). Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF 400 с преобразователем серии 2700 (основной схемы учета) (регистрационный № 45115-10). Преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-10). Термопреобразователь сопротивления

		платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-11) в комплекте с преобразователем измерительным 3144Р (регистрационный № 14683-09).
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН РСУ, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН РСУ и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН РСУ следующим требованиям:

- состав СИКН РСУ должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН РСУ не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН РСУ;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН РСУ должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН РСУ соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки в соответствии с таблицей 3.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН РСУ. На элементах технологической схемы СИКН РСУ не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении

следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Перед началом определения относительной погрешности СИКН РСУ комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки.

Проверяют правильность монтажа средств поверки и УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

Подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

Проверяют отсутствие свободного газа в ИЛ с УПР, входящего в состав СИКН РСУ, в ИЛ с СРМ и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений и открывают краны, расположенные в высших точках ИЛ и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает, струя нефти без газовых пузырьков.

При рабочем давлении проверяют герметичность СИКН РСУ, состоящей из УПР, входящего в состав СИКН РСУ, ТПУ, ПП и СРМ. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении метрологических характеристик.

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией.

Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в ТПУ, в ПП, в СРМ и в УПР, входящего в состав СИКН РСУ, не превышает $0,2^{\circ}\text{C}$ за время измерения.

7.4 Опробование

7.4.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН РСУ в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН РСУ, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН РСУ и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН РСУ путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.4.2 Опробование УПР, входящего в состав СИКН РСУ проводят совместно со средствами поверки.

Устанавливают объемный расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений расхода УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- объемного расхода нефти в УПР, входящего в состав СИКН РСУ;
- частоты выходного сигнала УПР, входящего в состав СИКН РСУ;
- температуры и давления нефти в УПР, входящего в состав СИКН РСУ;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ;

- плотности, температуры и давления нефти в ПП;
- массового расхода нефти в СРМ;
- частоты выходного сигнала СРМ.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ТПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

7.4.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.4.1 методики поверки (при поэлементном способе).

7.4.4 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.4.1 по п. 7.4.2 методики поверки (при комплектном способе).

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН РСУ проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН РСУ соответствуют указанным в описании типа СИКН РСУ.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН РСУ

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН РСУ, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН РСУ, приведен в описании типа СИКН РСУ.

Входящие в состав СИКН РСУ, СИ на момент проведения поверки СИКН РСУ должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

Метрологические характеристики СИКН РСУ определяют согласно 9.2 или 9.3 настоящего документа. Первичная поверка и первичная поверка после ремонта УПР, входящего в состав СИКН РСУ, выполняется в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа УПР, входящего в СИКН РСУ.

Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Поверку согласно 9.1 проводят для средств измерений, фактически установленных показывающих СИ температуры и давления на момент проведения поверки СИКН РСУ.

При отсутствии информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки на УПР, входящего в состав СИКН РСУ, допускается определение метрологических характеристик СИКН РСУ по п. 9.3.

9.2 Определение метрологических характеристик СИКН РСУ поэлементным методом

СИ, входящие в состав СИКН РСУ, должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа СИ.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН РСУ, приведен в описании типа СИКН РСУ.

Относительная погрешность измерений объемного расхода с применением СИКН РСУ принимается равной верхней границе относительной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

9.3 Определение метрологических характеристик СИКН РСУ комплектным методом

Алгоритм определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ, соответствует алгоритму поверки преобразователей объемного расхода, приведенному в МИ 3312-2011.

9.3.3.1 При определении метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ определяют следующие метрологические характеристики:

- коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода или коэффициенты преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- границу относительной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

9.3.3.2 Определение метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода УПР, входящего в состав СИКН РСУ. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее пяти измерений.

9.3.3.3 Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

9.3.3.4 Для каждой выбранной точки объемного расхода из рабочего диапазона измерений объемного расхода, определяют необходимое для поверки количество СРМ и значение массового расхода через СРМ для обеспечения заданного объемного расхода через УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

9.3.3.5 Определяют коэффициенты преобразования выбранных СРМ при выбранных значениях массового расхода. При каждом выбранном значении массового расхода проводят не менее пяти измерений.

Устанавливают выбранное значение массового расхода через выбранные СРМ по показаниям выбранного СРМ и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

После стабилизации массового расхода (отклонение объемного (массового) расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5$ %) и стабилизации температуры нефти (изменение температуры нефти на входе и выходе ТПУ, в ПП, в СРМ и в УПР, входящего в состав СИКН РСУ, за время измерения не должно превышать $\pm 0,2$ °C) проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала СРМ и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

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

- температуры нефти на входе и выходе ТПУ;
- давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- плотность нефти, измеренную ПП;
- температуру нефти в ПП;
- давление нефти в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

Для однонаправленной ТПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

При наличии у ТПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

Результаты измерений заносят в отдельные протоколы для каждого СРМ.

Рекомендуемая форма протокола определения коэффициента преобразования СРМ приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

Полученные коэффициенты преобразования СРМ используются в ИВК для дальнейших расчетов.

9.3.3.6 Для определения коэффициента преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ, устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям выбранных СРМ. Значение массового расхода нефти через выбранные СРМ должно отклоняться не более 2,5 % от расхода, при котором были определены коэффициенты преобразования СРМ.

9.3.3.7 После стабилизации объемного расхода (отклонение объемного (массового) расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать $\pm 2,5$ %) и стабилизации температуры нефти (изменение температуры нефти на входе и выходе ТПУ, в ПП, в СРМ и в УПР, входящего в состав СИКН РСУ, за время измерения не должно превышать $\pm 0,2$ °C) проводят необходимое количество измерений.

9.3.3.8 Начинают измерение. ИВК одновременно начинает отсчет импульсов выходных сигналов, выбранных СРМ и УПР, входящего в состав СИКН РСУ. При достижении заданного количества импульсов выходного сигнала от УПР, входящего в состав СИКН РСУ, или заданного объема нефти или истечения заданного времени измерения, ИВК одновременно заканчивает отсчет импульсов выходных сигналов, выбранных СРМ и УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

Если количество импульсов выходного сигнала выбранных СРМ или УПР, входящего в состав СИКН РСУ, за время измерения меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

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

- температуры нефти в УПР, входящего в состав СИКН РСУ;
- давления нефти в УПР, входящего в состав СИКН РСУ;
- плотность нефти, измеренную ПП;
- температуру нефти в ПП;
- давление нефти в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время измерения.

9.3.3.9 Результаты измерений заносят в протокол. Рекомендуемая форма протокола определения метрологических характеристик приведена в приложении Б. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

9.3.3.10 При заполнении протоколов, полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 - Точность представления результатов измерений и вычислений.

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м ³	-	6
Масса	т	-	6
Объемный расход	м ³ /ч	1	-
Массовый расход	т/ч	1	-
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м ³	2	-
Количество импульсов	имп	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, СКО	%	3	-
Коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ	имп/м ³	-	5
Коэффициент преобразования СРМ	имп/т	-	5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

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

Обработка результатов измерений

Объем нефти, прошедшей через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ji} , м³, вычисляют по формулам

$$V_{ji} = \frac{M_{ji} \cdot CTL_{\text{имп}ji} \cdot CPL_{\text{имп}ji}}{\rho_{\text{имп}ji} \cdot CTL_{\text{УПР}ji} \cdot CPL_{\text{УПР}ji}} \cdot 1000, \quad (2)$$

$$M_{ji} = \sum_{k=1}^{n_k} M_{jik}, \quad (3)$$

$$M_{jik} = \frac{N_{jik}}{K_{\text{ПМ}jk}}, \quad (4)$$

где M_{ji} – масса нефти, прошедшей через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, т;

$CTL_{УПРji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в УПР, входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);

$CPL_{УПРji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в УПР входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);

$CTL_{ППji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);

$CPL_{ППji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);

M_{jik} – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, т;

N_{jik} – количество импульсов от k -го СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

$K_{ПМjk}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ, определенный для j -ой точки рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению В), имп/т;

n_k – количество СРМ, участвующих в измерениях, в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Вычисление объема нефти, прошедшей через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время измерения, допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшему испытания для целей утверждения типа.

Массовый расход нефти через k -й СРМ, соответствующий j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода при i -ом измерении, Q_{jik} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jik} = \frac{M_{jik}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (5)$$

где M_{jik} – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, т;

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

Объемный расход нефти через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (6)$$

где V_{ji} – объем нефти, прошедшей через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³;

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

Объемный расход нефти через УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , $\text{м}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (7)$$

где Q_{ji} – объемный расход нефти через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

Частоту выходного сигнала УПР, входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (8)$$

где N_{ji} – количество импульсов от УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

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

Частоту выходного сигнала УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}, \quad (9)$$

где f_{ji} – частота выходного сигнала УПР, входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Гц;

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

Коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/ м^3 , вычисляют по формулам

$$K_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}, \quad (10)$$

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (11)$$

где K_{ji} – коэффициент преобразования УПР, входящий в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/ м^3 ;

N_{ji} – количество импульсов от УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

V_{ji} – объем нефти, прошедшей через УПР, входящего в состав СИКН РСУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м^3 .

Коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, K , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m K_j, \quad (12)$$

где K_j – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

m – количество точек объемного расхода в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

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

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100, \quad (13)$$

где K_j – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

K_{ji} – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

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

Границу неисключенной систематической погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, Θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_M^2 + \Theta_\rho^2 + \Theta_A^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{ИБК}^2} \quad (14)$$

$$\Theta_M = \max(\delta_k), \quad (15)$$

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ПП \min}} \cdot 100, \quad (16)$$

$$\rho_{ПП \min} = \min(\rho_{ППji}), \quad (17)$$

$$\Theta_A = \begin{cases} \max\left(0,5 \cdot \left|\frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}}\right| \cdot 100\right) & \text{при кусочно - линейной аппроксимации} \\ \max\left(\left|\frac{K_j - K}{K}\right| \cdot 100\right) & \text{при постоянном коэффициенте преобразования} \end{cases} \quad (18)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПП}^2 + \Delta t_{УПР}^2}, \quad (19)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (20)$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (21)$$

где $\Theta_{\text{М}}$ – граница неисключенной систематической погрешности определения массы нефти с помощью СРМ, %;

$\delta_{\text{к}}$ – граница относительной погрешности k -го СРМ (берут из протоколов определения коэффициента преобразования СРМ), %;

$\Theta_{\text{р}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;

$\Delta_{\text{рпп}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя плотности), кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ппmin}}$ – минимальное значение плотности нефти за время поверки, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ппji}}$ – плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, кг/м^3 ;

$\Theta_{\text{А}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной или линейной аппроксимацией градуировочной характеристики УПР, входящего в состав СИКН РСУ, в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

Θ_{t} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ПП и УПР, входящего в состав СИКН РСУ, %;

$\Theta_{\text{ИВК}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{\text{ИВК}}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;

β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

β_{ji} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{\text{ппji}}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г или определяют по Р 50.2.076), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta_{\text{тпп}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta_{\text{тупр}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около УПР, входящего в состав СИКН РСУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$K_{\text{j}}, K_{\text{j+1}}$ – коэффициенты преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой и $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

K – коэффициент преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, имп/м^3 .

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (22)$$

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

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

Границу случайной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (23)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (24)$$

где ε_j – граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

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

$t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице Е.1 приложения Е).

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

Границу относительной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 0,8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (25)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (26)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (27)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_M^2 + \Theta_P^2 + \Theta_A^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{ИБК}^2}{3}}, \quad (28)$$

где ε – граница случайной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

Θ_Σ – граница неисключенной систематической погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

t_Σ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

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

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

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

Оценивание относительной погрешности.

УПР, входящий в состав СИКН РСУ допускается к применению, если относительная погрешность не превышает пределов допускаемой относительной погрешности, указанных в описании типа на УПР, входящий в состав СИКН РСУ.

Если условие не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- увеличить время измерения.

При повторном невыполнении данных условий определение метрологических характеристик прекращают.

Операции по 9.3.3 проводят в автоматизированном режиме по алгоритмам в соответствии с МИ 3312-2011, реализованным в ИВК.

Результаты измерений заносят в протокол. Допускается использовать форму протокола, приведенную в приложении МИ 3312-2011.

Относительная погрешность измерений объемного расхода нефти с применением СИКН РСУ принимается равной относительной погрешности УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

9.4 Определение диапазона измерений расхода нефти СИКН РСУ

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН РСУ проводят путем анализа результатов поверки или определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ, установленного на ИЛ. За минимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наибольшее значение объемного расхода через ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно меньше. СИКН РСУ считают выдержавшая испытания, если полученные результаты соответствуют заявленным.

9.5 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН РСУ, используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН РСУ для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН РСУ δ_{M6} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (29)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема УПР, входящего в состав СИКН РСУ, (из описания типа), входящего в состав СИКН РСУ;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (30)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в БИК основной СИКН;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК основной СИКН (из описания типа преобразователей температуры);

Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии СИКН РСУ (из описания типа преобразователя температуры);

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти (из описания типа ИВК), %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (31)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$ (в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН РСУ).

СИКН РСУ считают выдержавшей испытания, а значение относительной погрешности при измерениях массы брутто нефти, не превышающей установленные пределы $\pm 0,25$ %, если СИ, применяемые при измерениях массы брутто нефти, имеют положительные результаты поверки и подтвержден заявленный объемный расход через СИКН РСУ.

Результаты испытаний приводят в протоколе испытаний СИКН РСУ.

9.6 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН РСУ проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ 8.587.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мб}}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{\text{W}_\text{в}})^2 + (\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}})^2 + (\Delta_{\text{W}_{\text{хс}}})^2}{\left[1 - \frac{\text{W}_\text{в} + \text{W}_{\text{мп}} + \text{W}_{\text{хс}}}{100}\right]^2}}, \quad (32)$$

- где $\delta_{\text{Мб}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_{\text{хс}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $\text{W}_\text{в}$ – массовая доля воды в нефти, %;
- $\text{W}_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $\text{W}_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (33)$$

- где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
- r – сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{W}_\text{в}} = \sqrt{\frac{R_\text{в}^2 - 0,5 \cdot r_\text{в}^2}{2}}, \quad (34)$$

- где $R_\text{в}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;
- $r_\text{в}$ – сходимостъ метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}} = \frac{\sqrt{R_\text{мп}^2 - 0,5 \cdot r_\text{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (35)$$

- где $R_\text{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;
- $r_\text{мп}$ – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^d}, \quad (36)$$

где $\rho_{изм}^d$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^d \cdot \sqrt{2}}. \quad (37)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (38)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

СИКН РСУ считают выдержавшей испытания, если относительная погрешность СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

10 Подтверждение соответствия метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9.1, 9.2, 9.4, 9.5 и 9.6 или по п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5 и 9.6 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН РСУ, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

СИКН РСУ считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН РСУ оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

При определении метрологических характеристик СИКН РСУ покомпонентным (поэлементным) методом метрологические характеристики СИКН РСУ определяют в соответствии с 9.2.

При определении метрологических характеристик СИКН РСУ комплектным методом метрологические характеристики СИКН РСУ определяют в соответствии с 9.3.

Результаты поверки оформляются в соответствии с действующими нормативно-правовыми документами в части поверки СИ.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН РСУ, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН РСУ на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН РСУ в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

К свидетельству о поверке прикладывают перечень СИКН РСУ с указанием заводских номеров СИ, входящих в состав СИКН РСУ, перечень СИ, входящих в состав СИКН РСУ и протокол поверки СИКН РСУ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РСУ.

Примечание – При комплектном методе определения метрологических характеристик СИКН РСУ, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, наносит знак поверки на УПР, входящий в состав СИКН РСУ, в соответствии с описанием типа СИКН РСУ.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик СИКН РСУ, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящего в состав СИКН РСУ, предусмотрены места установки пломб. Пломбирование выполняется на месте эксплуатации в соответствии с методикой поверки. На двух пломбах, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

При отрицательных результатах поверки СИКН РСУ к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН РСУ на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

Приложение А

Форма протокола определения коэффициентов преобразования СРМ

ПРОТОКОЛ № _____

определения коэффициента преобразования СРМ с помощью ТПУ и ПП по МИ 3312-2011

Место проведения калибровки: _____

СРМ: Датчик: _____ Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица А.1- Исходные данные

Детекторы	V_0 , м ³	D , мм	S , мм	E , МПа	α_t , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{пу}$, °C	$\Delta t_{пп}$, °C	$\Delta \rho_{пп}$, кг/м ³	$\delta_{ивк}$, %	ZS_k , т/ч
9	10	11	12	13

Таблица А.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{jik} , т/ч	Детекторы	T_{jik} , с	$t_{пуjik}$, °C	$P_{пуjik}$, МПа	$\rho_{ппjik}$, кг/м ³	$t_{ппjik}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m							

Продолжение таблицы 2

№ точ./ № изм.	$P_{ппjik}$, МПа	β_{jik} , 1/°C	N_{jik} , имп	$M_{пуjik}$, т	$K_{ппjik}$, имп/т
1	9	10	11	12	13
1/1					
...	...	...	...	...	...
m/n _m					

Окончание таблицы А.2

№ точ./ № изм.	$P_{порj}$, °C	$V_{порj}$, м ³	$N_{порj}$, имп	$K_{порj}$, имп/м ³
1	16	17	18	19
1/1				
...	...	...	...	
m/n _m				

Таблица А.3 - Результаты измерений и вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_{jk} , т/ч	$K_{пмjk}$, имп/т	S_{jk} , %	n_{jk}	S_{0jk} , %	$t_{0.95jk}$	ε_{jk} , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...	...	...	...	...	...	...	...
M							

Окончание таблицы А.3

№ точ.	Θ_{tk} , %	Θ_{pk} , %	Θ_{zjk} , %	$\Theta_{\Sigma jk}$, %	δ_{jk}	δ_k
1	9	10	11	12	13	14
1						
...			...	...	...	
M						

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

Дата «___» _____ 20___ г.

Примечания – Столбец 13 таблицы А.1 заполняют при наличии дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ.

Приложение Б

Форма протокола определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ с помощью ТПУ, ПП и СРМ

ПРОТОКОЛ № ____

определения метрологических характеристик УПР, входящего в состав СИКН РСУ с помощью ТПУ, ПП и СРМ по МИ 3312-2011

Место проведения: _____

УПР: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ПП: Тип _____ Зав. № _____

СРМ 1: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

СРМ k: Датчик: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____

Таблица Б.1 - Исходные данные

Θ_M , %	$\Delta t_{пп}$, °C	$\Delta \rho_{пп}$, кг/м ³	$\Delta t_{упр}$, °C	$\delta_{ивк}$, %
1	2	3	4	5

Таблица Б.2 - Результаты измерений и вычислений, СРМ

№ точ / № изм	№ СРМ	Q_{jik} , т/ч	N_{jik} , имп	$K_{пмjik}$, имп/м ³	M_{jik} , т
1	2	3	4	5	6
1/1	1				
	...	...	...	...	...
	q				
...	...	...	...	...	...
m/n _m	1				
	...	...	...	...	...
	q				

Таблица Б.3 - Результаты измерений и вычислений, УПР

№ точ / № изм	Q_{ji} , м ³ /ч	T_{ji} , с	M_{ji} , т	$\rho_{ппji}$, кг/м ³	$t_{ппji}$, °C	$P_{ппji}$, МПа	β_{ji} , 1/°C
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							

...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m							

Окончание таблицы Б.3

№ точ./ № изм.	t _{упрj} , °C	P _{упрj} , МПа	f _{ji} , Гц	N _{ji} , имп	K _{ji} , имп/м ³
1	9	10	11	12	13
1/1					
...	...	...	...	...	...
m/n _m					

Таблица Б.4 - Результаты определения метрологических характеристик в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q _j , м ³ /ч	f _j , Гц	K _j , имп/м ³	n _j	S _j , %	S _{0j} , %	t _{0.95j}	ε _j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m								

Таблица Б.5 - Результаты определения метрологических характеристик в рабочем диапазоне

Q _{min} , м ³ /ч	Q _{max} , м ³ /ч	K, имп/м ³	S ₀ , %	ε, %	Θ _A , %	Θ _t , %	Θ _p , %	Θ _Σ , %	δ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Закключение: УПР к дальнейшей эксплуатации _____

(годен, не годен)

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____

подпись

И. О. Фамилия

Дата проведения поверки «___» _____ 20___ г.

П р и м е ч а н и я – столбец 3 таблицы Б.5 заполняют только при определении коэффициента преобразования УПР, входящего в состав СИКН РСУ в рабочем диапазоне измерений объемного расхода.

Приложение В

Определение коэффициентов преобразования СРМ

В.1 Масса нефти, прошедшей через k-й СРМ за время i-го измерения в j-ой точке массового расхода, $M_{пуjik}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{пуjik} = V_0 \cdot K_{tjik} \cdot K_{pjik} \cdot \rho_{ппjik} \cdot \frac{CTL_{пуjik} \cdot CPL_{пуjik}}{CTL_{ппjik} \cdot CPL_{ппjik}} \cdot 10^{-3} \quad (B.1)$$

$$K_{tjik} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуjik} - 20) \quad (B.2)$$

$$K_{pjik} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{пуjik} \cdot D}{E \cdot S} \quad (B.3)$$

$$t_{пуjik} = \frac{t_{вхПУjik} + t_{выхПУjik}}{2} \quad (B.4)$$

$$P_{пуjik} = \frac{P_{вхПУjik} + P_{выхПУjik}}{2} \quad (B.5)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа), м^3 ;

$\rho_{ппjik}$ – плотность нефти за время i-го измерения в j-ой точке массового расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$CTL_{пуjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;

$CPL_{пуjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;

K_{tjik} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;

K_{pjik} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i-го измерения в j-ой точке массового расхода;

$CTL_{пуjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);

$CPL_{пуjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ТПУ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);

$CTL_{ппjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);

$CPL_{ппjik}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Е.2 приложения Е), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{пуjik}$ – температура нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, °С;

$t_{вхПУjik}$, $t_{выхПУjik}$ – температура нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, °С;

$P_{пуjik}$ – давление нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, МПа;

$P_{вхПУjik}$, $P_{выхПУjik}$ – давление нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Е.2 приложения Е), МПа.

Вычисление массы нефти, прошедшей через k -й СРМ за время измерения, допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшему испытания в целях утверждения типа.

В.2 Массовый расход нефти через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, Q_{jik} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jik} = \frac{M_{пуjik}}{T_{jik}} \cdot 3600, \quad (B.6)$$

где $M_{пуjik}$ – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, т;

T_{jik} – время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, с.

В.3 Массовый расход нефти через k -й СРМ в j -ой точке массового расхода, Q_{jk} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{jk} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} Q_{jik}}{n_{jk}}, \quad (B.7)$$

где Q_{jik} – массовый расход нефти через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, т/ч;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

В.4 Минимальное значение массового расхода k -го СРМ, Q_{mink} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{mink} = \min(Q_{jk}), \quad (B.8)$$

В.5 Коэффициент преобразования k -го СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, $K_{пмjik}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмjik} = \frac{N_{jik}}{M_{пуjik}}, \quad (B.9)$$

где N_{jik} – количество импульсов от k -го СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп;

$M_{пуjik}$ – масса нефти, прошедшей через k -й СРМ за время i -го измерения в j -ой точке массового расхода, m^3 .

В.6 Коэффициент преобразования k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, $K_{ПМjk}$, имп/т вычисляют по формуле

$$K_{ПМjk} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} K_{ПМjik}}{n_{jk}}, \quad (B.10)$$

где $K_{ПМjik}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ для i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

В.7 Оценка СКО результатов измерений

СКО результатов измерений в j -ой точке массового расхода, S_{jk} , %, вычисляют по формуле

$$S_{jk} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} (K_{ПМjik} - K_{ПМjk})^2}{n_{jk} - 1}} \cdot \frac{1}{K_{ПМjk}} \cdot 100, \quad (B.11)$$

где $K_{ПМjk}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, имп/т;

$K_{ПМjik}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ для i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_{jk} \leq 0,05 \% \quad (B.12)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

В.8 Границу неисключенной систематической погрешности k -го СРМ, в j -ой точке массового расхода, $\Theta_{\Sigma k}$, %, вычисляют по формулам

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_{t k}^2 + \Theta_{\rho k}^2 + \Theta_{Zjk}^2 + \Theta_{ИВК}^2}, \quad (B.13)$$

$$\Theta_{t k} = \beta_{k \max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{пу}^2 + \Delta t_{пп}^2}, \quad (B.14)$$

$$\beta_{k \max} = \max(\beta_{jik}), \quad (B.15)$$

$$\Theta_{\rho k} = \frac{\Delta \rho_{пп}}{\rho_{пп \min k}} \cdot 100, \quad (B.16)$$

$$\rho_{пп \min k} = \min(\rho_{ппjik}), \quad (B.17)$$

$$\Theta_{Zjk} = \frac{Z S_k}{Q_{jk}} \cdot 100, \quad (B.18)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (B.19)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (берут из свидетельства о поверке ТПУ), %;

Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (берут из свидетельства о поверке ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_{tk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ТПУ и ПП, %;

Θ_{pk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;

Θ_{zjk} – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля k-го СРМ, в j-ой точке массового расхода (при отсутствии или компенсации дополнительной погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, принимают равной нулю), %;

$\Theta_{ивк}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{ивк}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;

β_{kmax} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

β_{jik} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{пуjik}$ для i-го измерения в j-ой точке массового расхода (вычисляют по приложению Г или определяют по Р 50.2.076), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{пу}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{пп}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta \rho_{пп}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ПП (берут из свидетельства о поверке преобразователя плотности), кг/м^3 ;

$\rho_{ппmink}$ – минимальное значение плотности нефти за время определение коэффициента преобразование СРМ, кг/м^3 ;

$\rho_{ппjik}$ – плотность нефти за время i-го измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 ;

ZS_k – стабильность нуля k-го СРМ (берут из технической документации на СРМ), т/ч;

Q_{jk} – массовый расход рабочей жидкости через k-й СРМ в j-ой точке массового расхода, т/ч;

В.8 СКО среднего значения результатов измерений в j-ой точке массового расхода, S_{0jk} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0jk} = \frac{S_{jk}}{\sqrt{n_{jk}}}, \quad (\text{В.20})$$

где S_{jk} – СКО результатов измерений в j-ой точке массового расхода, %;

n_{jk} – количество измерений в j-ой точке массового расхода.

В.9 Границу случайной погрешности k -го СРМ в j -ой точке массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε_{jk} , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{jk} = t_{0,95jk} \cdot S_{0jk}, \quad (B.21)$$

где S_{0jk} – СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке массового расхода, %;

$t_{0,95jk}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений p_{jk} в j -ой точке массового расхода (определяют по таблице Е.1 приложения Е).

В.10 Границу относительной погрешности k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, δ_{jk} , %, определяют по формулам

$$\delta_{jk} = \begin{cases} \varepsilon_{jk} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} < 0,8 \\ t_{\Sigma jk} \cdot S_{\Sigma jk} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} > 8 \end{cases}, \quad (B.22)$$

$$t_{\Sigma jk} = \frac{\varepsilon_{jk} + \Theta_{\Sigma k}}{S_{0jk} + S_{\Theta k}}, \quad (B.23)$$

$$S_{\Sigma jk} = \sqrt{S_{\Theta k}^2 + S_{0jk}^2}, \quad (B.24)$$

$$S_{\Theta k} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V o}^2 + \Theta_{t k}^2 + \Theta_{p k}^2 + \Theta_{Z jk}^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (B.25)$$

где ε_{jk} – граница случайной погрешности k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, %;
 $\Theta_{\Sigma k}$ – граница неисключенной систематической погрешности k -го СРМ, %;
 $t_{\Sigma jk}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей в j -ой точке массового расхода;
 $S_{\Sigma jk}$ – суммарное СКО результатов измерений в j -ой точке массового расхода, %;
 $S_{\Theta k}$ – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей в j -ой точке массового расхода, %;
 S_{0jk} – СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке массового расхода, %.

В.11 Границу относительной погрешности k -го СРМ, δ_k , %, определяют по формуле

$$\delta_k = \max(\delta_{jk}), \quad (B.26)$$

где δ_{jk} – граница относительной погрешности k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, %.

Приложение Г

Определение коэффициентов CTL и CPL

Г.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти для диапазона плотности рабочей жидкости (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{Г.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Г.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Г.3})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м³;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, 1/ $^{\circ}\text{C}$;

K_0, K_1 – коэффициенты из таблицы Г.1.

Таблица Г.1 - Значения коэффициентов K_0, K_1

Тип рабочей жидкости	Диапазон плотности при $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\rho_{15}, \text{кг/м}^3$	K_0	K_1
Нефть	$611,2 \leq \rho_{15} \leq 1163,8$	613,9723	0,0000

Г.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти для диапазона плотности нефти (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{Г.4})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{Г.5})$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м³;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$;

P – значение избыточного давления нефти, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Г.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти, β , 1/ $^{\circ}\text{C}$:

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

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, 1/ $^{\circ}\text{C}$;

t – значение температуры нефти, при которой определяется коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, °C.

Г.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности нефти при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, ρ_{15} , кг/м³ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп} \cdot CPL_{пп}}, \quad (Г.7)$$

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти в ПП, кг/м³;

$CTL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{пп}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{пп}$, $P_{пп}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, а для определения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения $CTL_{пп(1)}$ и $CPL_{пп(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пп}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}} \quad (Г.8)$$

3) Определяют значения $CTL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}} \quad (Г.9)$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $CTL_{пп(i)}$, $CPL_{пп(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (Г.10)$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение Д

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Д.1 Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении коэффициента преобразования k -го СРМ.

СКО результатов измерений в j -ой точке расхода, S_{jk} , имп/т, определяют по формуле

$$S_{jk} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} (K_{\text{ПМ}jik} - K_{\text{ПМ}jk})^2}{n_{jk} - 1}}, \quad (\text{Д.1})$$

где $K_{\text{ПМ}jk}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ в j -ой точке массового расхода, имп/т;

$K_{\text{ПМ}jik}$ – коэффициент преобразования k -го СРМ для i -го измерения в j -ой точке массового расхода, имп/т;

n_{jk} – количество измерений в j -ой точке массового расхода.

П р и м е ч а н и е – При $S_{jk} < 0,001$ принимаем $S_{jk} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{\text{ПМ}jik} - K_{\text{ПМ}jk}}{S_{jk}} \right| \right), \quad (\text{Д.2})$$

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

Д.2 Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении коэффициента преобразования поверяемого УПР, входящего в состав СИКН РСУ.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , имп/м³, определяют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Д.3})$$

где K_j – коэффициент преобразования поверяемого УПР, входящего в состав СИКН РСУ в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

K_{ji} – коэффициент преобразования поверяемого УПР, входящего в состав СИКН РСУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

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

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

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_j} \right| \right), \quad (\text{Д.4})$$

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

Таблица Д.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Е

Справочные материалы

Е.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Е.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ, материала планки крепления детекторов в зависимости от материала приведены в таблице Е.2.

Таблица Е.2 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ, материала планки крепления детекторов

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_{kl}, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_d, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,23 \times 10^{-5}$	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$3,46 \times 10^{-5}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$3,18 \times 10^{-5}$	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$2,16 \times 10^{-5}$	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$