

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



« 06 » декабря 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества
нефти № 421 ПСП «Уфа»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0066-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа» (далее – СИКН) с заводским № 421 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

СИКН 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 средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН подтверждаются покомпонентном (поэлементным) методом. Допускается определение метрологических характеристик измерительного канала объемного расхода (далее – ИК объема и объемного расхода) комплектным методом.

Если очередной срок поверки измерительного компонента (средства измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного измерительного канала (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Таблица 1

Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 130 до 1380	±0,25	±0,35

*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-4	Объема и объемного расхода нефти	4 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-4)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измеритель но- вычислительный	от 135 до 460 м ³ /ч	±0,15 % (относительная)

5		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)	«ИМЦ-03»	от 130 до 486 м ³ /ч	±0,10* % (±0,15)**% (относительная)
* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;						
** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.						

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

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 проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающем 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.

3.2 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти в БИЛ проводят при условиях, предусмотренных 9.2 или 9.3, в зависимости от применяемого способа.

3.3 Характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти комплектным способом проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;

- допускаемое изменение абсолютного значения расхода за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %;
- допускаемое изменение абсолютного значения температуры измеряемой среды за время одного измерения 0,2 °C;
- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации системы;
- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмерами ПР (преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм, преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с Ду 10" модели JB-10), рабочим диапазоном объемного расхода ПУ и технологическими требованиями;
- содержание свободного газа не допускается;
- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ПР, P_{min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

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

где P_{HPP} – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре измеряемой среды, МПа;

ΔP – разность давления на ПР, указанная в технической документации, МПа;

- регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ПУ и (или) на измерительных линиях.

3.5 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, при поэлементном способе, проводят при условиях, предусмотренных методиками поверки измерительных компонентов, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

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 оказывать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от +5 до +40 °C с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 0,4 °C.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13); Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15).
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356.	Установка поверочная трубопоршневая (далее - ПУ) (гос. реестр № 15355-96). Преобразователь плотности поточного с пределами

	<p>СИ плотности, обеспечивающее возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,36 \text{ кг}/\text{м}^3$.</p> <p>СИ избыточного давления, обеспечивающее возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$.</p> <p>СИ температуры, обеспечивающее возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$.</p> <p>СИ вязкости, обеспечивающее возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0 \%$.</p> <p>Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее - ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности: измерений частоты импульсного сигнала $\pm 0,002 \%$, количества импульсов $\pm 0,025 \%$, преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,025 \%$, абсолютной погрешности измерений постоянного тока $\pm 0,015 \text{ мА}$.</p>	<p>допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,36 \text{ кг}/\text{м}^3$ (далее – ПП) (гос. реестр № 15644-01).</p> <p>Измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$ (гос. реестр №24116-02).</p> <p>Датчики температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (гос. реестр №14683-00).</p> <p>Преобразователь вязкости поточный с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0 \%$ (далее – ПВ) (гос. реестр №15642-01).</p> <p>ИВК с пределами допускаемой относительной погрешности: измерений частоты импульсного сигнала $\pm 0,002 \%$, количества импульсов $\pm 0,025 \%$, преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,025 \%$, абсолютной погрешности измерений постоянного тока $\pm 0,015 \text{ мА}$.</p> <p>(гос. реестр №19240-05).</p>
<p>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</p>		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и системы, 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 системы и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав технологического оборудования СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, влияющих на работоспособность СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН 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, указанных в таблице 3.

7.2 Подготовка к поверке.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке (свидетельств об аттестации) и(или) знаков поверки на все средства поверки.

Перед началом определения метрологических характеристик ИК нефти комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют правильность монтажа средств поверки и ПР;
- проверяют отсутствие газа (воздуха) в измерительной линии с ПР и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход нефти в пределах диапазона измерений ПР и открывают краны, расположенные в верхних точках измерительной линии и ПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ (воздух). Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя нефти без газовых (воздушных) пузырьков;
- проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с технической документацией;
- проверяют стабильность температуры измеряемой среды. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ПР не превышает 0,2 °С за время измерения;
- определяют плотность измеряемой среды за время определения относительной погрешности ПР с помощью поточного преобразователя плотности (далее – ПП) или в испытательной лаборатории;
- определяют кинематическую вязкость измеряемой среды за время определения относительной погрешности ПР с помощью поточного преобразователя вязкости или в испытательной лаборатории;
- вводят в память ИВК (или проверяют введенные ранее) необходимые данные согласно приложению А.

7.3 Опробование.

Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на элементах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (оперативные, суточные отчеты).

Проводят опробование ПР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти. Для этого устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах рабочего диапазона ПР и проводят одно измерение.

По команде с СОИ запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в СОИ начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в СОИ прекращается.

При применении двунаправленной ПУ выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

7.4 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по 7.2, 7.3.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в главном меню выбрать пункт «Просмотр 2»;
- в меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы», после чего на экране отобразится информация о:
 - наименовании ИВК;
 - названии реализованных алгоритмов вычислений;
 - идентификационном наименовании ПО;
 - номере версии ПО (идентификационный номер ПО);
 - цифровом идентификаторе ПО.

8.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «ФОРВАРД» проводят в следующей последовательности:

- в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют наличие у измерительных компонентов входящих в состав СИКН, сведений о поверке в ФИФОЕИ, действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенные подписью поверителя и знаком поверки.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

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

При наличии сведений о поверке СИКН в части отдельных ИК объема и объемного расхода нефти, сведения о поверке ПР из их состава не требуются.

При наличии действующих сведений о поверке СИКН в части отдельного и/или отдельных ИК объема и объемного расхода нефти, метрологические характеристики этого и/или этих ИК объема и объемного расхода нефти при текущей поверке СИКН не определяются.

Метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти определяют согласно 9.2 или 9.3 настоящего документа. Первичная поверка и первичная поверка после ремонта ПР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, выполняется в соответствии с методиками поверки, установленными при утверждении типа ПР, входящих в ИК объема и объемного расхода нефти.

Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Проверку согласно 6.4.1 проводят для измерительных компонентов, фактически установленных показывающих СИ температуры и давления на момент проведения поверки СИКН.

При отсутствии наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки на ПР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода, допускается определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода по п. 6.4.3.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода поэлементным методом

Измерительные компоненты, входящие в состав ИК объема и объемного расхода, должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа измерительных компонентов с изменением в соответствии с Приказом Росстандарта №1890 от 02.08.2022.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав ИК объема и объемного расхода, приведен в описании типа СИКН.

Относительная погрешность измерений объемного расхода с применением ИК объема и объемного расхода принимается равной верхней границе относительной погрешности ПР, входящего в состав данного ИК объемного расхода.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода комплектным методом проводят в соответствии с приложением Б к данной методике поверки.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют сведения о поверке в ФИФ ОЕИ, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки, и (или) запись в паспортах (формулярах).

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН, используют метрологические характеристики средств измерений (измерительных компонентов), применяемых в составе СИКН для вычисления массы брутто нефти.

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

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

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений ИК;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

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 измерительной линии в момент проведения поверки;

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

δ_ρ – 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 (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 (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_ρ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_ρ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, kg/m^3 ;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, kg/m^3 (в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН).

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

Результаты испытаний приводят в протоколе испытаний СИКН.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

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

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{M.B}^2 + \Delta W_{M.P}^2 + \Delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.P} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{M.B}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{M.B} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.B}^2 - 0,5 \cdot r_{M.B}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

$R_{M.B}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{M.B}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{M.P}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{M.P} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.P}^2 - 0,5 \cdot r_{M.P}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{M.P}$ – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{M.P}$ – сходимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{X.C}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

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

$R_{X.C}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{X.C}$), мг/дм³;

$r_{X.C}$ – сходимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;

$W_{M.B}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;

$W_{X.C}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{X.C} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{X.C}}{\rho_{изм}}, \quad (6)$$

$\Phi_{X.C}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, $\Phi_{X.C}$, кг/м³;

$W_{M.P}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по

ГОСТ 6370, %.

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

При получении положительных результатов по 9.4, 9.5 результат контроля метрологических характеристик считают положительным.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки (за исключением ИК, определение метрологических характеристик измерительных каналов объема и объемного расхода которых выполнено комплектным методом);

- значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти ИК объемного расхода нефти БИЛ №1 - №4 не превышает установленные пределы $\pm 0,15 \%$ (при комплектном методе поверки);

- значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти ИК объемного расхода нефти БКЛ не превышает установленные пределы $\pm 0,15 \%$ в режиме резервной линии, $\pm 0,10 \%$ в режиме контрольной линии (при комплектном методе поверки);

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25 \%$;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35 \%$;

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А.

При поверке СИКН в части отдельного ИК результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части соответствующего ИК.

При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

11.1.1 При определении метрологических характеристик СИКН покомпонентным (поэлементным) методом метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода определяют в соответствии с 9.2.

11.1.2 При определении метрологических характеристик СИКН комплектным методом метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода определяют в соответствии с 9.3.

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

При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- диапазон расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН, а также на пломбы,

установленные на контровочных проволоках, согласно описанию типа СИКН, при комплектном методе определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода.

К свидетельству о поверке на СИКН 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 СИКН, с указанием их заводских номеров.
- протокол поверки на СИКН является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

11.3 При поверке СИКН в части отдельного ИК при получении положительных результатов поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ. Срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке на СИКН.

11.4 При отрицательных результатах поверки выписывают извещение о непригодности в соответствии с установленным порядком.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. __ из __

Наименование, тип средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской №: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует с п. 6)

А.2. Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует с п. 8)

А.3. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует с п.7)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Проверка результатов поверки СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН

СИ (измерительные компоненты), сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, входящих в состав СИКН, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах) _____ (имеют/ не имеют).

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК

А.4.2.1 Протокол определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода (заполняется для каждого рабочего ИК, а также контрольно-резервного ИК, при применяемого в качестве резервного)

Приложение А
(продолжение)

Стр. __ из __

ПР : Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$, _____

Таблица 1- Исходные данные

Детекто- ры	V_0 , м^3	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , $1/\text{°C}$	$\Theta_{\Sigma o}$, %	Θ_{V_0} , %	Δt_{PU} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы 1

Δt_{PR} , °C	δ_{IVK} , %	Δv , $\text{мм}^2/\text{с}$
10	11	12

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{ji} , $\text{м}^3/\text{ч}$	Детекто- ры	T_{ji} , с	t_{PUji} , °C	P_{PUji} , МПа	ρ_{PUji} , кг/ м^3	t_{PPji} , °C	P_{PPji} , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1/1								
1/n ₁								
m/1								
m/n _m								

Окончание таблицы 2

№ точ./ № изм.	β_{ji} , $1/\text{°C}$	v_{ji} , $\text{мм}^2/\text{с}$	t_{PPji} , °C	P_{PPji} , МПа	f_{ji} , Гц	N_{ji} , имп	K_{ji} , ИМП/ м^3
1	10	11	12	13	14	15	16
1/1							
1/n ₁							

Приложение А
(продолжение)

Стр. __ из __

Таблица 3 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

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

Таблица 4 – Результаты вычислений в рабочем диапазоне

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

Относительная погрешность ИК установленным в 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Примечания

1 Столбец 12 таблицы 1 заполняют при наличии значения Δv.

2 При отсутствии поточного влагомера столбец 11 таблицы 2 не заполняют.

А.4.2.2 Протокол определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода (заполняется для контрольно-резервного ИК, применяемого в качестве контрольного)

ПР : Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица 1- Исходные данные

Детекто- ры	V ₀ , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α _t , 1/°C	Θ _{Σ0} , %	Θ _{V0} , %	Δt _{ПУ} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение А
(продолжение)

Стр. __ из __

Окончание таблицы 1

$\Delta t_{\text{ПР}}$, °C	$\delta_{\text{ИВК}}$, %	Δv , мм ² /с
10	11	12

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{ji} , м ³ /ч	Детекто- ры	T_{ji} , с	$t_{\text{ПУ}ji}$, °C	$P_{\text{ПУ}ji}$, МПа	$\rho_{\text{ПП}ji}$, кг/м ³	$t_{\text{ПП}ji}$, °C	$P_{\text{ПП}ji}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1/1								
1/n ₁								
m/1								
m/n _m								

Окончание таблицы 2

№ точ./ № изм.	β_{ji} , 1/°C	v_{ji} , мм ² /с	$t_{\text{ПР}ji}$, °C	$P_{\text{ПР}ji}$, МПа	f_{ji} , Гц	N_{ji} , имп	K_{ji} , имп/м ³
1	10	11	12	13	14	15	16
1/1							
1/n ₁							
m/1							
m/n _m							

Приложение А
(окончание)

Стр. __ из __

Таблица 3 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q _j , м ³ /ч	f _j , Гц	K _j , имп/м ³	v _{min} , мм ² /с	v _{max} , мм ² /с	S _j , %	n _j	S _{0j} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

Окончание таблицы 3

№ точ.	t _{0.95j}	ε _j , %	Θ _t , %	Θ _Σ , %	δ _j , %
1	10	11	12	13	14
1					
...
m					

Метрологические характеристики ИК установленным в 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Примечания

1 Столбец 12 таблицы 1 заполняют при наличии значения Δv.

2 При отсутствии поточного влагомера столбец 11 таблицы 2 не заполняют.

A.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в п. 9.4 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в п. 9.5 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

Примечание к заполнению – При поверке СИКН в части отдельных ИК протокол поверки заполняют только в части п. А.4.2 настоящего протокола.

Приложение Б (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти

Для определения метрологических характеристик ИК проводят измерения не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) рекомендуется выбирать с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода ПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее:

- пяти измерений для рабочего ПР (ИК №№ 1-4);
- семи измерений для контрольного ПР (ИК (БКЛ) № 5).

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального, в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

Определение коэффициента преобразования.

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

Запускают поршень ПУ. При срабатывании второго детектора регистрируют время между срабатываниями первого и второго детекторов, количество импульсов выходного сигнала ПР.

Объемный расход нефти через ПР вычисляют по формуле (Б.8).

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

После стабилизации объемного расхода и температуры нефти в соответствии с Б.1 проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ПР и времени, при срабатывании второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала ПР за время между срабатываниями детекторов ПУ меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов солями.

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

- температуры нефти на входе и выходе ПУ;
- давления нефти на входе и выходе ПУ;
- температуры нефти в ПР;
- давления нефти в ПР;
- плотность нефти, измеренную ПП (при наличии);
- температуру нефти в ПП;
- давление нефти в ПП;
- кинематическую вязкость нефти, измеренную ПВ (при наличии).

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

Для двунаправленной ПУ за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Результаты измерений заносят в протокол поверки СИКН (Приложение А).

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей Б.1.

Приложение Б (продолжение)

Таблица Б.1

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

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

Обработка результатов измерений

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

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

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{ПУji} \cdot CPL_{ПУji}}{CTL_{ПРji} \cdot CPL_{ПРji}}, \quad (Б.2)$$

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУji} - t_0), \quad (Б.3)$$

$$CPS_{ji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПУji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (Б.4)$$

$$t_{ПУji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2}, \quad (Б.5)$$

$$P_{ПУji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2}, \quad (Б.6)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ($t_0 = 20^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа) (берут из действующего свидетельства о поверке ПУ), м³;

CTS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

CPS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

Приложение Б (продолжение)

CTL_{puji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

CPL_{puji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

CTL_{priji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

CPL_{priji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице Б.3.1 приложения Б.3), $1/^\circ\text{C}$;

t_{puji} – температура нефти в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{vxp_{ji}}$, $t_{vyp_{ji}}$ – температура нефти на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

P_{puji} – давление нефти в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

$P_{vxp_{ji}}$, $P_{vyp_{ji}}$ – давление нефти на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице Б.3.1 приложения Б.3), МПа.

Объемный расход нефти через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , $\text{m}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (\text{Б.7})$$

где V_{ji} – объем нефти, прошедшей через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, m^3 ;

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

Объемный расход нефти через ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , $\text{m}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (\text{Б.8})$$

Приложение Б (продолжение)

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

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений объемного расхода Q_{\min} , Q_{\max} , $\text{м}^3/\text{ч}$, вычисляют по формулам

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (B.9)$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j). \quad (B.10)$$

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

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (B.11)$$

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

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

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}. \quad (B.12)$$

Коэффициент преобразования ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ji} , имп/ м^3 , вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}. \quad (B.13)$$

Коэффициент преобразования ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/ м^3 , вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}. \quad (B.14)$$

Среднее значение кинематической вязкости нефти за время поверки, ν , $\text{мм}^2/\text{с}$ вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_H + \nu_K}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases}, \quad (B.15)$$

Приложение Б (продолжение)

где v_{ji} – кинематическая вязкость нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $\text{мм}^2/\text{с}$;

m – количество точек расхода;

v_h , v_k – кинематическая вязкость нефти, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце поверки, $\text{мм}^2/\text{с}$.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона кинематической вязкости нефти v_{\min} , v_{\max} , $\text{мм}^2/\text{с}$ вычисляют по формулам

$$v_{\min} = v - \Delta v, \quad (B.16)$$

$$v_{\max} = v + \Delta v, \quad (B.17)$$

где v – среднее значение кинематической вязкости нефти за время определения метрологических характеристик ИК, $\text{мм}^2/\text{с}$;

Δv – допускаемый предел изменения кинематической вязкости нефти, установленный для данного типа ПР (берут из описания типа или технической и нормативной документации), $\text{мм}^2/\text{с}$.

Примечание - При $v_{\min} < 0$ принимают $v_{\min} = 0$.

Оценка СКО результатов измерений.

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

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100. \quad (B.18)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,02\%. \quad (B.19)$$

При выполнении условия (B.19) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно приложению Б.2 настоящей инструкции. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

При повторном невыполнении данного условия поверку прекращают.

Границу неисключенной систематической погрешности ИК, Θ_{Σ} , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_{\Sigma} = \begin{cases} 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{IVK}^2} & \text{для ИК №1 - 4} \\ 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{IVK}^2} & \text{для ИК №5} \end{cases}, \quad (B.20)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПР}}^2}, \quad (B.21)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (B.22)$$

Приложение Б (продолжение)

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (\text{Б.23})$$

$$\Theta_A = \max \left(0,5 \cdot \frac{\left| K_j - K_{j+1} \right|}{K_j + K_{j+1}} \cdot 100 \right), \quad (\text{Б.24})$$

где Θ_{Σ_0} – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (берут из свидетельства о поверке ПУ), %;

Θ_{V_0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (берут из свидетельства о поверке ПУ), %;

Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ПУ и ПР, %;

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

Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

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

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

β_{ji} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{\text{ПУ}ji}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по формуле (Б.1.6) приложения Б.1), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, установленных в ПУ (берут из свидетельства о поверке датчика температуры), $^\circ\text{C}$;

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

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

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (\text{Б.25})$$

Границу случайной погрешности ИК в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε_j , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{Б.26})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{Б.27})$$

Приложение Б (продолжение)

где $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице Б.3.2 приложения Б.3).

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 рабочего ИК (ИК № 1-4) в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 0,8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases}, \quad (B.28)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (B.29)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (B.30)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (B.31)$$

где 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, %.

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,15\%. \quad (B.32)$$

Если условие (B.32) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений объемного расхода.

Проводят повторную проверку выполнения условия (B.32). При повторном невыполнении условия (B.32) поверка прекращают.

Приложение Б (окончание)

Границу относительной погрешности контрольного ИК (ИК № 5) в j-ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, δ_j , %, определяют по формулам

$$\delta_j = \begin{cases} \varepsilon_j & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} < 0,8 \\ t_{\Sigma j} \cdot S_{\Sigma j} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} > 8 \end{cases}, \quad (B.33)$$

$$t_{\Sigma j} = \frac{\varepsilon_j + \Theta_\Sigma}{S_{0j} + S_\Theta}, \quad (B.34)$$

$$S_{\Sigma j} = \sqrt{S_\Theta^2 + S_{0j}^2}, \quad (B.35)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (B.36)$$

где $t_{\Sigma j}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

$S_{\Sigma j}$ – суммарное СКО результатов измерений в j-ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

S_Θ – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %.

Проверяют выполнение условия

$$\delta_j \leq 0,10\%. \quad (B.37)$$

Если условие (B.37) не выполняется, то рекомендуется увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Проводят повторную проверку выполнения условия (B.37). При повторном невыполнении условия (B.37) поверку прекращают.

Приложение Б.1 (справочное)

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

Б.1.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа) определяют по формулам

$$\text{CTL} = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{Б.1.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Б.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Б.1.3})$$

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

ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

Б.1.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа) определяют по формулам

$$\text{CPL} = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{Б.1.4})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp \left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2} \right), \quad (\text{Б.1.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.1.3 Определение коэффициента β

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

$$\beta = \alpha_{15} + 1.6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{Б.1.6})$$

Б.1.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0$ МПа, ρ_{15} , $\text{кг}/\text{м}^3$ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\text{CTL}_{\text{пп}} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}}}, \quad (\text{Б.1.7})$$

где $\rho_{\text{пп}}$ – значение плотности нефти в ПП, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

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

Приложение Б.1 (окончание)

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

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{CTL_{\text{пп}(1)} \cdot CPL_{\text{пп}(1)}}; \quad (\text{Б.1.8})$$

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

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{CTL_{\text{пп}(2)} \cdot CPL_{\text{пп}(2)}}; \quad (\text{Б.1.9})$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (\text{Б.1.10})$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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

Приложение Б.2 (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

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

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (B.2.1)$$

где K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

K_{ji} – значение коэффициента преобразования 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.

Примечание – При $S_{Kj} < 0,001$ принимают $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right). \quad (B.2.2)$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы Б.2.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица А.1 - Таблица Б.2.1 - Критические значения для критерия Граббса

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

Приложение Б.3 (справочное)

Справочные материалы

Б.3.1 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения, квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, в зависимости от материала приведены в таблице Б.3.1.

Таблица А.2 - Таблица Б.3.1

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

Б.3.2 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Б.3.2.

Таблица А.3 - Таблица Б.3.2

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201	2,179