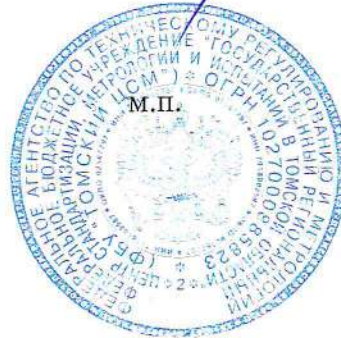


СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

« 25 » марта 2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513
ПСП «Александровское»

Методика поверки

МП 489-2024
с изменением № 1

Томск
2025

Содержание

1 Общие положения.....	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	4
3 Требования к условиям проведения поверки.....	4
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	5
5 Метрологические и технические требования к средствам поверки	5
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	8
7 Внешний осмотр средства измерений	8
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	9
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	9
10 Определение метрологических характеристик средства измерений	10
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12
12 Оформление результатов поверки	13
Приложение А (обязательное)	
Определение абсолютной погрешности ИК температуры	14
Приложение Б (обязательное)	
Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти	15
Приложение В (обязательное)	
Определение абсолютной погрешности ИК содержания воды в нефти	18
Приложение Г (обязательное)	
Определение приведенной погрешности ИК вязкости в нефти	19
Приложение Д (обязательное)	
Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти	25
Приложение Е (рекомендуемое)	
Форма протокола поверки СИКН.....	33

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское», заводской номер 01 (далее - СИКН) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверки.

1.2 Выполнение требований настоящей МП обеспечивает прослеживаемость СИКН к:

- государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости (утверждена приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356);

- государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений плотности (утверждена Приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603);

- государственному первичному эталону единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С ГЭТ 34-2020 в соответствии с ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»;

- государственному первичному специальному эталону единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 в соответствии ГОСТ 8.614-2013 «Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

- государственному первичному специальному эталону единиц давления-паскаля ГЭТ 23-2010 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа (утверждена приказом Росстандарта 20.10.2022 № 2653).

- государственному первичному специальному эталону единиц динамической и кинематической вязкости жидкости ГЭТ 17-2018 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей (утверждена приказом Росстандарта 05.11.2019 № 2622).

1.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов СИКН проводят покомпонентным (поэлементным, как средство измерений (далее - СИ) в соответствии с таблицей 5 данной методики) и/или комплектным способом.

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

1.5 В случае непригодности измерительных компонентов СИКН, допускается их замена на аналогичные измерительные компоненты (СИ) или с лучшими метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом, который хранится совместно с описанием типа на СИКН.

1.6 На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить поверку СИКН отдельных измерительных каналов и/или отдельных измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений.

В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АРМ оператора	–	автоматизированное рабочее место;
БИК	–	блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	–	блок измерительных линий;
ИВК	–	комплекс измерительно-вычислительный;
ИК	–	измерительный канал;
КМХ	–	контроль метрологических характеристик;
МП	–	методика поверки;
ПО	–	программное обеспечение;
ПП	–	преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835;
ПР	–	турбинный преобразователь расхода;
СИ	–	средство измерений;
СИКН	–	система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское», зав. № 01;
СОИ	–	система обработки информации;
ТПУ	–	трубопоршневая поверочная установка;
ФИФОЕИ	–	Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	да	да	7
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	да	да	8
Проверка программного обеспечения	да	да	9
Определение метрологических характеристик	да	да	10
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	да	да	11

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При покомпонентном (поэлементном) способе поверке соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

3.2 При комплектном способе поверки соблюдают условия в соответствии с Приложениями А, Б, В, Г, Д настоящей МП.

3.3 Параметры и показатели нефти на месте эксплуатации СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН и методике измерений.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверка СИКН должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности, изучившими эксплуатационную документацию на СИКН.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют основные средства поверки, указанные в таблице 2. Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому СИ.

Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны быть поверены.

Таблица 2 - Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений температуры от -20 до +60 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °С	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, регистрационный № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений относительной влажности от 0 до 98 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %	
	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ гПа	
	Средства измерений напряжения постоянного тока в диапазоне от 4 до 40 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm(0,0025 \cdot U_{\text{н}} + 10 \text{ мВ})$	Мультиметр цифровой АРРА-99П, регистрационный № 21179-07
	Средства измерений напряжения переменного тока в диапазоне от 40 до 400 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm(0,013 \cdot U_{\text{н}} + 0,5 \text{ В})$	
	Средства измерений частоты в диапазоне от 0 до 4 кГц, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm(0,0001 \cdot f_{\text{изм}} + 1 \text{ Гц})$	

Продолжение таблицы 2

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
10 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 в диапазоне измерений объемного расхода от 160 до 1600 м ³ /ч, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99
	Средство измерений вязкости в диапазоне измерений вязкости от 0,6 до 100 мм ² /с (сСт), с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,3$ %	Вискозиметр капиллярный стеклянный ВНЖ, регистрационный № 54038-13
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-2) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 1,3 до 1,8 мПа·с, кинематической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 1,7 до 2,3 мм ² /с с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата k=2, 0,2 %	ГСО 8586-2004
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-5) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 3,0 до 5,0 мПа·с, кинематической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 4,0 до 6,0 мм ² /с с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата k=2, 0,2 %	ГСО 8587-2004
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-10) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 7,0 до 10,0 мПа·с, кинематической вязкости при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 9,0 до 12,0 мм ² /с с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата k=2, 0,2 %	ГСО 8588-2004
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-20) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости: - при температуре (20,00 $\pm$ 0,01) °С от 15,0 до 21,0 мПа·с; - при температуре (40,00 $\pm$ 0,01) °С от 7,0 до 10,0 мПа·с; - при температуре (50,00 $\pm$ 0,01) °С от 5,0 до 7,0 мПа·с; - при температуре (100,00 $\pm$ 0,01) °С от 1,7 до 2,8 мПа·с,	ГСО 8589-2004

	значений кинематической вязкости: - при температуре $(20,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 17,0 до 23,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(40,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 8,0 до 11,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(50,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 6,0 до 8,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(100,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 2,2 до 3,4 $\text{мм}^2/\text{с}$, с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата $k=2$, 0,2 %	
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-60) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости: - при температуре $(20,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 46,0 до 79,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(40,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 15,5 до 24,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(50,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 11,0 до 17,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(100,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 3,0 до 5,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, значений кинематической вязкости: - при температуре $(20,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 51,0 до 69,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(40,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 18,4 до 27,6 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(50,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 13,2 до 19,8 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(100,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 3,6 до 5,4 $\text{мм}^2/\text{с}$, с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата $k=2$, 0,2 %	ГСО 8592-2004
	Стандартный образец вязкости жидкости (РЭВ-100) с интервалом допускаемых аттестованных значений динамической вязкости: - при температуре $(20,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 73,0 до 104,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(40,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 24,0 до 37,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(50,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 15,5 до 24,0 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; - при температуре $(100,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 3,6 до 5,6 $\text{мПа}\cdot\text{с}$, значений кинематической вязкости: - при температуре $(20,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 85,0 до 118,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(40,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 28,0 до 42,0 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(50,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 18,4 до 27,6 $\text{мм}^2/\text{с}$; - при температуре $(100,00 \pm 0,01) ^\circ\text{C}$ от 4,5 до 6,7 $\text{мм}^2/\text{с}$;	ГСО 8594-2004

	мм ² /с, с допускаемым значением относительной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата k=2, 0,2 %	
	Средство измерений плотности в диапазоне измерений плотности от 700 до 1000 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ±0,1 кг/м ³	Плотномер МД-02, регистрационный № 28944-05
	Средство измерений плотности в диапазоне измерений плотности от 800 до 860 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ±0,5 кг/м ³	Ареометр АН, регистрационный № 34711-07
	Диапазон воспроизведения температур от -27 °С до +155 °С, с пределами допускаемой основной погрешности канала измерений температуры (TRUE) со штатным платиновым ТС углового типа ± 0,04 °С; Нестабильность поддержания температуры ± 0,02 °С	Калибратор температуры АТС-156В, регистрационный № 20262-05
	Средство измерений объемного влагосодержания нефти в диапазоне измерений объемной доли воды от 0,01 до 2,0 %, с пределами допускаемого значения абсолютной погрешности ± 0,025 %	Влагомер эталонный товарной нефти мобильный УДВН-1эм, регистрационный № 59938-15

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

6.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКН, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН.

7 Внешний осмотр средства измерений

Внешний вид СИКН и комплектность проверяют путем визуального осмотра.

При осмотре должно быть установлено соответствие СИКН нижеследующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, непрочности крепления разъемов и других элементов, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устранении пользователем СИКН недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 На поверку СИКН представляют следующие документы:

- описание типа СИ;
- инструкция по эксплуатации;
- методика измерений;
- эксплуатационная документация на средства поверки и СИ, входящие в состав СИКН и действующие документы, подтверждающие их поверку.

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют соблюдение условий поверки, установленных в разделе 3;
- подготавливают к работе средства поверки, приведенные в таблице 2, в соответствии с распространяющейся на них эксплуатационной документацией;
- изучают документацию, приведенную в 8.1.

Результаты проверки положительные, если документация в наличии, средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки.

8.3 Опробование

8.3.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

- отображение текущих значений технологических и учетных параметров нефти;
- формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- запись и хранение архивов;
- вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- выполнение поверки и КМХ ПР по ТПУ;
- выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру.

Проверку правильности выполнения функций поверки и КМХ преобразователей СИКН допускается не проводить, если предоставлены соответствующие протоколы поверки и КМХ.

Результаты опробования положительные, если выполняются вышеперечисленные функции в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверку идентификационных данных ПО ИВК и ПО «Визард СИКН» проводят в процессе функционирования СИКН согласно инструкции по эксплуатации.

9.2 К идентификационным данным ПО ИВК и ПО «Визард СИКН» относятся:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части.

Идентификационные данные ПО ИВК и ПО «Визард СИКН» приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.220408
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1/1/1/1234
Цифровой идентификатор ПО	Модуль «КМХ ПП по Ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Модуль «КМХ ТПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «Поверка ТПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Модуль «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик

10.1.1 При покомпонентном (поэлементном) способе поверки, определение метрологических характеристик измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН, выполняют в соответствии с утверждёнными методиками поверки на каждый тип компонента (СИ). Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

10.1.2 При комплектном способе поверки, определение метрологических характеристик ИК СИКН проводят в соответствии с Приложениями А, Б, В, Г, Д настоящей МП.

10.1.2.1 Определение метрологических характеристик ИК температуры нефти приведено в Приложении А.

10.1.2.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти приведено в Приложении Б.

10.1.2.3 Определение метрологических характеристик ИК содержания воды в нефти приведено в Приложении В.

10.1.2.4 Определение метрологических характеристик ИК вязкости в нефти приведено в Приложении Г.

10.1.2.5 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти приведено в Приложении Д.

10.1.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

10.1.3.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений, δM , % определяют по формуле

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

где δV – относительная погрешность СИ объема нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho} \quad (11)$$

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, рассчитывается по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{изм}}} \cdot 100 \quad (12)$$

- $\Delta\rho$ – абсолютная погрешность поточного плотномера или ареометра, кг/м³;
 $\rho_{\text{изм}}$ – измеренное значение плотности нефти, кг/м³;
 ΔT_p – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °C;
 ΔT_v – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °C;
 δN – предел допускаемой относительной погрешности измерений СОИ, %.

10.1.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.1.4.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{\text{Мн}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мбр}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{м.в}}^2 + \Delta W_{\text{м.п}}^2 + \Delta W_{\text{х.с}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{м.в}} + W_{\text{м.п}} + W_{\text{х.с}}}{100}\right)^2}}, \quad (13)$$

- где $\Delta W_{\text{м.в}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{х.с}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{м.п}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $W_{\text{м.п}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $W_{\text{м.в}}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;
 $\delta_{\text{Мбр}}$ – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 $W_{\text{х.с}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, % определяют по формуле

$$W_{\text{х.с}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{х.с}}}{\rho_{\text{изм}}}, \quad (14)$$

- $\varphi_{\text{х.с}}$ – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;
 $\rho_{\text{изм}}$ – плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в поточных СИ плотности, кг/м³.

Пределы абсолютных погрешностей измерений массовых долей механических примесей, хлористых солей, воды ($\Delta W_{\text{м.п}}$, $\Delta W_{\text{х.с}}$, $\Delta W_{\text{м.в}}$).

Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей нефти, $\Delta W_{\text{м.п}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{м.п}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м.п}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{м.п}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (15)$$

- где $R_{\text{м.п}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %;
 $r_{\text{м.п}}$ – сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, $\Delta W_{\text{х.с}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{х.с}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{х.с}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{х.с}}^2}}{\rho_{\text{изм}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (16)$$

- где $r_{\text{х.с}}$ – сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, мг/дм³;
 $R_{\text{х.с}}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, мг/дм³.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{м.в}}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{м.в}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м.в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{м.в}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (17)$$

где $R_{\text{м.в}}$ — воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %;

$r_{\text{м.в}}$ — сходимостъ метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешности не превышают значений, указанных в таблице 6.

Таблица 6

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные серий Guardsman G (GP, GL), L (LB, LSJ, LJ), Sentry с ДУ от 3/4" до 24"	ИВК	от 380 до 1580 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, преобразователи измерительные 3144Р, преобразователи температуры 3144 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ИВК	от 0 до +100 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления Метран-150	ИВК	от 0 до 6,0 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти модели L, влагомер нефти поточный модели LC	ИВК	от 0 до 2,0 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$

Продолжение таблицы 6

ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 100 мм ² /с (сСт) от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1 \%$
Примечание - Δ – абсолютная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений					

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти не превышают $\pm 0,25 \%$;
- массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35 \%$.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении Е.

12.2 При положительных результатах поверки СИКН вносят сведения о поверке в ФИФОЕИ.

12.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и вносят сведения в ФИФОЕИ.

12.4 Особенности конструкции СИКН препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

Приложение А (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти

А.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК температуры выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 35;
- относительная влажность воздуха, %, не более 90;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106.

А.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

А.3 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти

А.3.1 Подключить термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (далее по тексту – ТПС 65) к калибратору в соответствии с их инструкциями по эксплуатации, не разрывая при этом линии связи между ТПС 65 и АРМ оператора.

А.3.2 Погрешность ИК температуры определяют в пяти температурных точках, равномерно расположенных в диапазоне измерений ТПС 65, включая начало и конец диапазона, методом сличения с эталонным термометром. В качестве эталонного термометра применяется внешний штатный платиновый термопреобразователь сопротивления повышенной точности, изогнутый под углом 90 °, входящий в комплектность калибратора температуры серии АТС-156В (далее по тексту – калибратор).

А.3.3 В соответствии с руководством по эксплуатации установить температуру в калибраторе, соответствующую первой поверяемой температурной точке ИК. После десятиминутной выдержки при установившемся режиме стабилизации (по эталонному термометру) снимают поочередно не менее 5 показаний (в течение 5 минут) эталонного (TRUE) термометра и ИК температуры.

А.3.4 Повторяют операции по пункту А.3.3 при остальных значениях температуры.

А.4 Обработка результатов измерений

Абсолютную погрешность ИК температуры нефти, $\Delta_{икt}$, °С, определяют, как разность результатов измерений температуры эталонным термометром и ИК температуры.

$$\Delta_{икt} = t_э - t_{ик} \quad (A.1)$$

где $t_э$ – показания эталонного термометра, °С;

$t_{ик}$ – показания ИК температуры, °С.

Пределы абсолютной погрешности ИК температуры нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,2$ °С.

Приложение Б (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

Б.1 Условия проведения поверки

При проведении поверки ИК плотности должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 35;
- температура жидкости в трубопроводе при отборе пробы, °С от 0 до плюс 60;
- давление жидкости в трубопроводе при отборе проб, кг/см², не более 60;
- относительная влажность воздуха, %, не более 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106.

Б.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

Б.3 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти с применением плотномера МД-02

Б.3.1 Определение абсолютной погрешности ИК плотности производится при одновременном измерении плотности нефти ИК и плотномером МД-02 при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне измерений.

Б.3.2 Измерение плотности, температуры и давления нефти производится при следующих условиях:

- изменение плотности нефти в течении 5 минут не превышает 0,1 кг/м³;
- изменение температуры нефти в течении 5 минут не превышает 0,1 °С;
- изменение давления нефти в течении 5 минут не превышает 0,05 МПа.

Б.3.3 Установить расход нефти в БИК в пределах, установленных в инструкции по эксплуатации СИКН №513. При достижении условий Б.3.2 проводят измерения плотности нефти ИК плотности и плотномером МД-02, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК.

Результатов измерения плотности нефти должно быть не менее 3.

Б.4 Обработка результатов измерений

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти, $\Delta_{ик\rho}$, кг/м³, определяют, как разность результатов измерений плотности плотномером МД-02 и ИК плотности

$$\Delta_{ик\rho} = D_0 - \rho_{ик} \quad (Б.1)$$

где $\rho_{ик}$ - результат измерений плотности нефти ИК, кг/м³;

D_0 - результат измерений плотности нефти плотномером МД-02, приведенный по температуре и давлению к условиям измерения ИК плотности по формуле Б.2, кг/м³.

$$D_0 = \rho_0 \cdot (1 + (\beta + C) \cdot (t_0 - t) + \gamma \cdot (P - P_0)) \quad (Б.2)$$

где ρ_0 - результат измерений плотности нефти плотномером МД-02, кг/м³;

β - коэффициент объемного расширения нефти при температуре (таблица Г.1 Приложения Г Р 50.2.076-2010 «Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов.

Методы расчета. Программа и таблицы приведения»);

$C = 23 \cdot 10^{-6}$ при t_0 выше $20\text{ }^{\circ}\text{C}$,

$C = -23 \cdot 10^{-6}$ при t_0 ниже $20\text{ }^{\circ}\text{C}$,

$C = 0$ при $t_0 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$;

γ - коэффициент сжимаемости нефти при температуре (таблица В.1 Приложения В Р 50.2.076-2010);

t_0 , - температура нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности соответственно, $^{\circ}\text{C}$,

P_0 , - давление нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности соответственно, МПа.

Вычисления по формулам (Б.1), (Б.2) могут проводиться в вычислительном устройстве эталонного плотнмера.

Результаты измерений заносят в протокол, форма которого устанавливается в п.Б.5.

Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,3\text{ кг/м}^3$.

Б.5 Форма протокола поверки ИК плотности нефти

	ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ	
--	------------------	--

№ _____ от «___» _____ 20__ г.

Средство измерений (СИ) _____

*наименование, тип, модификация, год выпуска,**регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений**(если в состав средства измерений входят несколько автономных измерительных блоков, то приводится их перечень и заводские номера)*

заводской номер (номера) _____

принадлежащее _____

наименование юридического (физического) лица

поверено _____

наименование величин, диапазонов, на которых поверено средство измерений (если предусмотрено методикой поверки)

поверено в соответствии с _____

наименование и номер документа на методику поверки

с применением эталонов: _____

*наименование, тип, заводской номер, регистрационный номер (при наличии).**разряд, класс или погрешность эталона, применяемого при поверке*

при следующих значениях влияющих факторов: _____

*приводят перечень влияющих факторов,**нормированных в документе на методику поверки, с указанием их фактических значений*

Коэффициенты ИК плотности

K0	K18	K20A	K21A
K1	K19	K20B	K21B
K2			

Результаты операций поверки:

1. Внешний осмотр _____

2. Опробование _____

3. Определение (контроль) метрологических характеристик:

Результаты проверки метрологических характеристик приведены в таблице 1.

Таблица 1- Определение абсолютной погрешности.

№	Результаты измерений поверяемым ИК плотности			Результаты измерений эталонным плотномером				Погрешность абсолютная	Допускаемое значение погрешности СИ
	$\rho_{ик}$ кг/м ³	t, °C	P, МПа	ρ_0 , кг/м ³	t ₀ , °C	P ₀ , МПа	D ₀ , кг/м ³		
1									
2									
3									

Закключение: на основании результатов периодической поверки СИ соответствует/не соответствует метрологическим требованиям.

Поверитель _____

*подпись**инициалы, фамилия*

Приложение В (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК содержания воды в нефти

В.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК содержания воды в нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 35;
- относительная влажность воздуха, %, не более 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106;
- изменение температуры нефти в процессе измерения содержания воды в нефти, °С, не более ±0,1.

В.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

В.3 Определение абсолютной погрешности ИК содержания воды

В.3.1 Отбирают пробу нефти из трубопровода в месте установки влагомера.

В.3.2 Фиксируют показания ИК содержания воды в нефти в момент отбора пробы. Измерения содержания воды в отобранной пробе проводят по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» в испытательной лаборатории.

Допускается измерение содержания воды в отобранной пробе проводить на месте эксплуатации по влагомеру эталонному товарной нефти мобильному УДВН-1эм (регистрационный № 59938-15) в соответствии с его руководством по эксплуатации.

В.3.3 Одновременно с измерениями содержания воды производят измерения плотности нефти ПП или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности» или ГОСТ Р 51069 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром».

Результаты измерений заносят в протокол, форма которого устанавливается организацией, проводящей поверку.

В.4 Обработка результатов измерений

Абсолютную погрешность ИК содержания воды в нефти определяют по формуле

$$\Delta = x_{\text{изм}} - x_{\text{лаб}} \quad (\text{В.1})$$

- где $x_{\text{лаб}}$ - значение объемной доли воды, определенное в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477 или эталонным влагомером, %,
 $x_{\text{изм}}$ - значение объемной доли воды, измеренное ИК содержания воды, %.

Результаты проверки считают положительными, если абсолютная погрешность ИК содержания воды в нефти не выходит за пределы ±0,07 %.

Приложение Г (обязательное)

Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти.

Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти может осуществляться на месте эксплуатации согласно Г.1 или в лабораторных условиях согласно Г.2

Г.1 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти в условиях эксплуатации

Г.1.1 Условия проведения поверки

При проведении поверки ИК вязкости нефти должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 10 до плюс 35;
- температура жидкости в трубопроводе при отборе пробы, °С от 0 до плюс 60;
- давление жидкости в трубопроводе при отборе проб, кг/см², не более 60;
- относительная влажность воздуха, %, не более 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106;
- изменения температуры нефти при поверке ИК вязкости нефти не более ±0,2 °С;
- верхний предел ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости, 100 мПа*с (сП);
- верхний предел ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости 100 мм²/с (сСт).

Г.1.2 Подготовка к поверке

Г.1.2.1 Проверяют правильность параметров конфигурации ИК вязкости нефти, введенных в его память констант, коэффициентов, пределов измерений на соответствие эксплуатационным документам. При необходимости производят корректировку конфигурации.

Г.1.2.2 Соблюдая требования эксплуатационной документации ИК вязкости нефти, предварительно отключив от электрической сети, демонтируют измерительный преобразователь из трубопровода БИК.

Г.1.2.3 Протирают поверхности чувствительных элементов (зубцов) измерительного преобразователя тканью, смоченного бензином, протирают зубцы сухой тканью и продувают воздухом.

Г.1.2.4 Измеряют термометром ТЛ-4 температуру окружающего воздуха вблизи зубцов измерительного преобразователя. Полученное значение сравнивают со значением температуры, измеренным ИК вязкости нефти. Отклонение не должно превышать 0,2 °С.

Г.1.2.5 Предварительно отключив от электросети, монтируют измерительный преобразователь в трубопровод БИК в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации и технологической схемой БИК.

Г.1.2.6 Создают через измерительный преобразователь поток нефти с параметрами соответствующими требуемым условиям эксплуатации БИК и условиям поверки ИК вязкости нефти.

Г.1.2.7 Проверяют герметичность монтажа измерительного преобразователя. Считают, что монтаж герметичен, если в местах соединения не наблюдается появление капель или утечек нефти.

Г.1.2.8 Проверяют отсутствие воздуха в потоке нефти по воздушнику, расположенному до измерительного преобразователя ИК вязкости нефти. Считают, что газ (воздух) отсутствует, если из крана вытекает струя нефти без газовых пузырьков.

Г.1.2.9 Подают на ИК вязкости нефти питающее напряжение.

Г.1.2.10 Проверяют функционирование ИК вязкости нефти.

Г.1.2.11 Подготавливают герметичный, чистый сосуд-пробоприемник для отбора в БИК пробы нефти.

Г.1.3 Определение основной погрешности ИК вязкости нефти

Г.1.3.1 Основную погрешность ИК вязкости нефти определяют по результатам сравнения значения вязкости нефти в БИК полученного в испытательной лаборатории по пробе нефти, отобранной в БИК, с показаниями ИК вязкости нефти в момент отбора в БИК указанной пробы нефти.

Г.1.3.2 Определение метрологических характеристик ИК вязкости проводят в каждом поддиапазоне измерений вязкости нефти, указанном в таблице Г.1.

Таблица Г.1

Поддиапазон	Пределы вязкости, мПа*с (сП), мм ² /с (сСт)
Ультранизкий	0,5-10
Низкий	10-100

Г.1.3.3 Пробу нефти объемом не менее 2,0 дм³ отбирают при помощи ручного пробоотборника БИК в герметичный, чистый сосуд - пробоприемник и доставляют в испытательную лабораторию для исследования (аттестации).

Г.1.3.4 Во время отбора пробы нефти визуально за интервал времени не менее 30 с фиксируют серию ($i=10$) показаний ИК вязкости нефти по следующим измеряемым параметрам:

- температура нефти t , °С;
- динамическая вязкость нефти η , мПа*с (сП);
- кинематическая вязкость нефти ν , мм²/с (сСт);
- плотность нефти ρ , кг/м³;
- коэффициент добротности резонатора измерительного преобразователя Q (безразмерная величина).

Г.1.3.5 За результат измерений принимают средние арифметические значения зафиксированных в серии значений измеренных параметров.

Г.1.3.6 В испытательной лаборатории пробу нефти в пробоприемнике или ином сосуде тщательно перемешивают и производят в пробе измерение вязкости и плотности нефти при заданной температуре.

Температура нефти при измерениях вязкости и плотности нефти задают равной среднему арифметическому значению температуры нефти в серии измерений, выполненных поверяемым ИК вязкости нефти.

Г.1.3.7 Измерение вязкости проводят по ГОСТ 33 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости».

Измерение плотности нефти производят по ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» с использованием ареометров.

Примечание: Если измерения вязкости и плотности нефти при заданной температуре проводят иными методами, отличными от указанных в данной методике и удовлетворяющими ее требованиям, то исследования проводят в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками для используемых методов.

За результат измерений пробы нефти принимают средние арифметические значения из не менее двух определений кинематической вязкости и плотности пробы нефти (как предусмотрено по ГОСТ 33 и ГОСТ 3900).

Г.1.3.8 При использовании ИК вязкости нефти для измерений вязкости нефти в двух поддиапазонах рабочего диапазона вязкости, операции проводят для двух поддиапазонов вязкости нефти.

Г.1.4 Обработка результатов поверки

Г.1.4.1 Приведенную погрешность ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости нефти определяют для каждого используемого поддиапазона измерений вязкости нефти по формуле

$$\gamma_{\text{в}}^{\text{д}} = \frac{\Delta_{\text{в}}^{\text{д}}}{\eta_{\text{н}}} \cdot 100 \%, \quad (\text{Г.2})$$

где $\eta_{\text{н}}$ – нормирующее значение, принимаемое равным верхнему пределу ИК динамической вязкости при измерении динамической вязкости, 100 мПа*с (сП);

$\Delta_{\text{в}}^{\text{д}}$ – абсолютная погрешность ИК вязкости при измерении динамической вязкости нефти, мПа*с (сП).

Примечание: Значение $\gamma_{\text{в}}^{\text{д}}$ вычисляют до одного знака после запятой.

Полученное значение приведенной погрешности ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости нефти $\gamma_{\text{в}}^{\text{д}}$ не должно превышать $\pm 1,0 \%$.

Значение $\Delta_{\text{в}}^{\text{д}}$ вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{в}}^{\text{д}} = \sqrt{(\Delta_0^{\text{д}})^2 + (\eta_{\text{в}} - \eta_0)^2}, \quad (\text{Г.3})$$

где $\eta_{\text{в}}$ – динамическая вязкость нефти, измененная ИК вязкости нефти, мПа*с (сП);

η_0 – динамическая вязкость пробы нефти, полученная расчетным путем по результатам испытания пробы нефти в испытательной лаборатории, мПа*с (сП);

$\Delta_0^{\text{д}}$ – предел абсолютной погрешности определений (измерений) динамической вязкости η_0 пробы нефти в испытательной лаборатории, мПа*с (сП).

Значение динамической вязкости пробы нефти, η_0 , мПа*с (сП), рассчитывают на основании полученных в испытательной лаборатории значений кинематической вязкости и плотности нефти по формуле

$$\eta_0 = \nu_0 \cdot \rho_0 \cdot 10^{-3}, \quad (\text{Г.4})$$

где ν_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории при испытании пробы нефти, мм²/с (сСт);

ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, полученная в испытательной лаборатории при испытании пробы нефти, кг/м³.

Предел абсолютной погрешности определения (измерений) динамической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории $\Delta_0^{\text{д}}$ вычисляют по формуле

$$\Delta_0^{\text{д}} = \eta_0 \cdot \sqrt{(\delta_0^{\text{к}} \cdot 10^{-2})^2 + \left(\frac{\Delta_0^{\rho}}{\rho_0}\right)^2}, \quad (\text{Г.5})$$

где η_0 – динамическая вязкость пробы нефти, рассчитанная на основании полученных в испытательной лаборатории значений кинематической вязкости и плотности пробы нефти, мПа*с (сП);

$\delta_0^{\text{к}}$ – предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории, %;

Δ_0^{ρ} – предел абсолютной погрешности измерений плотности пробы нефти в испытательной лаборатории, кг/м³;

ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, полученная в испытательной лаборатории при испытании пробы

нефти, кг/м³.

При измерении кинематической вязкости и плотности пробы нефти в испытательной лаборатории, пределам погрешности присваивают значения в соответствии с методами испытаний.

Приведенную погрешность ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти определяют по формуле

$$\gamma_{\text{в}}^{\text{к}} = \frac{\Delta_{\text{в}}^{\text{к}}}{\nu_{\text{Н}}} \cdot 100 \%, \quad (\text{Г.6})$$

где $\nu_{\text{Н}}$ – нормирующее значение, принимаемое равным верхнему пределу измерений ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости, 100 мм²/с (сСт);

$\Delta_{\text{в}}^{\text{к}}$ – абсолютная погрешность ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти, мм²/с (сСт).

Примечание: Значение $\delta_{\text{в}}^{\text{к}}$ вычисляют до одного знака после запятой.

Полученное значение приведенной погрешности ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти $\delta_{\text{в}}^{\text{к}}$ не должно превышать $\pm 1,0 \%$.

Значение нормирующего значения $\nu_{\text{Н}}$, мм²/с (сСт), рассчитывают на основании соответствующего нормирующего значения $\nu_{\text{Н}}$ и значения плотности нефти ρ_0 по формуле

$$\nu_{\text{Н}} = \frac{\eta_{\text{Н}}}{\rho_0} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{Г.7})$$

где ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, полученная в испытательной лаборатории при испытаниях пробы нефти, кг/м³.

Значение $\Delta_{\text{в}}^{\text{к}}$ вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{в}}^{\text{к}} = \sqrt{(\Delta_0^{\text{к}})^2 + (\nu_{\text{в}} - \nu_0)^2}, \quad (\text{Г.8})$$

где $\Delta_0^{\text{к}}$ – предел абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости ν_0 пробы нефти в испытательной лаборатории, мм²/с (сСт);

$\nu_{\text{в}}$ – кинематическая вязкость нефти, измеренная ИК вязкости нефти, мм²/с (сСт);

ν_0 – кинематическая вязкость нефти пробы нефти, полученная при испытании пробы нефти в испытательной лаборатории, мм²/с (сСт).

Предел абсолютной погрешности определения (измерений) кинематической вязкости пробы нефти $\Delta_0^{\text{к}}$ в испытательной лаборатории вычисляют по формуле

$$\Delta_0^{\text{к}} = \nu_0 \cdot \delta_0^{\text{к}} \cdot 10^{-2}, \quad (\text{Г.9})$$

где ν_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории при испытании пробы нефти, мм²/с (сСт);

$\delta_0^{\text{к}}$ – предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории.

Пределы приведенной погрешности ИК вязкости нефти не должны превышать $\pm 1,0 \%$

Г.2 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти в лабораторных условиях

Г.2.1 Условия проведения поверки

При проведении поверки ИК вязкости нефти должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 30;
- относительная влажность воздуха, при 20°С, %, не более 70;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7

Г.2.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

При поверке в лабораторных условиях ИК вязкости нефти необходимо смонтировать таким образом, чтобы способ монтажа в поверочной установке соответствовал сопроводительной документации

Время между началом пуска стандартного образца вязкости жидкости через поверяемый ИК вязкости нефти и началом снятия результатов измерений не менее 30 минут.

Внутренние части чувствительного элемента преобразователя ИК вязкости нефти тщательно промыть и высушить. Визуально проверить отсутствие следов коррозии и механических повреждений.

Г.2.3 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти

Г.2.3.1 При поверке кинематической вязкости используют стандартные образцы вязкости жидкости (далее по тексту - СО вязкости жидкости).

Г.2.3.2 Заполняют поверочной жидкостью емкость поверочной установки, помещают в поверочную жидкость чувствительный элемент преобразователя ИК вязкости нефти, соблюдая требования по установке в соответствии с руководством по установке.

Г.2.3.3 Термостатируют поверочную жидкость не менее 30 минут до достижения стабильного режима поверки для контроля погрешности измерений вязкости:

- температура СО образца вязкости жидкости (20±0,1) °С;
- требования к стабильности температуры жидкости ±0,05 °С/5 мин
- изменение вязкости в процессе ее измерения 1/5 погрешности преобразования, мПа·с/мин (мм²/с/мин), мм²/с (сСт)

Г.2.3.4 Измерение вязкости поверочных жидкостей проводят не менее чем в трех точках диапазона измерений (начало, середина и конец диапазона измерений). Фиксируют не менее 5 показаний в каждой поверяемой точке.

Г.2.3.5 При считывании значения вязкости по частотному сигналу (сигналу периода времени), значение вязкости СО вязкости жидкости рассчитывают по формуле

$$\eta_{ij} = V_0 + \frac{V_1}{Q^2} + \frac{V_2}{Q^4}, \quad (\text{Г.12})$$

где V_0, V_1, V_2 – коэффициенты поправки на вязкости жидкости;
 Q – добротность колебаний сенсора, рассчитывают по формуле

$$Q = \frac{\tau_A + \tau_B}{2(\tau_A - \tau_B)}, \quad (\text{Г.13})$$

где τ_B – меньшее значение периода коридора колебаний сенсора, мкс;
 τ_A – большее значение периода коридора колебаний сенсора, мкс.

Г. 2.4 Обработка результатов измерений

Приведенная погрешность динамической вязкости жидкости каждого результата измерений рассчитывают по формуле

$$\gamma_{ij}^d = \left| \frac{\eta_{ij} - \eta_{oi}}{\eta_{max}} \right| \cdot 100, \quad (\text{Г.14})$$

- где η_{ij} – результат измерения динамической вязкости i -го СО образца вязкости жидкости преобразователем ИК вязкости нефти, мПа·с (сП);
 η_{oi} – действительное значение динамической вязкости СО образца вязкости жидкости, мПа·с (сП);
 η_{max} – верхний предел ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости жидкости, 100 мПа·с (сП)

Абсолютная погрешность динамической вязкости рассчитывается по формуле

$$\Delta\eta_{ij} = \eta_{ij} - \eta_{oi}, \quad (\text{Г.15})$$

- где η_{ij} – результат измерения динамической вязкости i -го СО образца вязкости жидкости преобразователем ИК вязкости нефти, мПа·с (сП);
 η_{oi} – действительное значение динамической вязкости СО образца вязкости жидкости, мПа·с (сП).

Приведенная погрешность кинематической вязкости жидкости каждого результата измерений рассчитывают по формуле

$$\gamma_{ij}^k = \left| \frac{\nu_{ij} - \nu_{oi}}{\nu_{max}} \right| \cdot 100, \quad (\text{Г.16})$$

- где ν_{ij} – результат измерения кинематической вязкости i -го СО образца вязкости жидкости преобразователем ИК вязкости нефти, мм²/с (сСт);
 ν_{oi} – действительное значение кинематической вязкости СО образца вязкости жидкости, мм²/с (сСт);
 ν_{max} – верхний предел ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости жидкости, 100 мм²/с (сСт)

Абсолютная погрешность кинематической вязкости рассчитывается по формуле

$$\Delta\nu_{ij} = \nu_{ij} - \nu_{oi}, \quad (\text{Г.17})$$

- где ν_{ij} – результат измерения кинематической вязкости i -го СО образца вязкости жидкости преобразователем ИК вязкости нефти, мм²/с (сСт);
 ν_{oi} – действительное значение кинематической вязкости СО образца вязкости жидкости, мм²/с (сСт);

Пределы приведенной погрешности ИК вязкости нефти не должны превышать $\pm 1,0 \%$

Приложение Д (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти

Д.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК объемного расхода нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- температура окружающего воздуха, °С от минус 55 до плюс 40;
- относительная влажность воздуха, %, от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106.

Д.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

Д.3 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти

Д.3.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят на крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него. Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей СОИ

Отклонение расхода жидкости от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не превышает 2,5 %.

Д.3.2 Операции поверки

Д.3.2.1 Проводят предварительное измерение для установления выбранного значения поверочного расхода жидкости.

П р и м е ч а н и я

1. Прохождение поршня поверочной установки (ПУ) от одного детектора до другого считают за одно измерение, а для двунаправленной ПУ за одно измерение считают движение поршня в прямом и обратном направлении.

2. Если в свидетельстве о поверке ПУ указаны МХ для каждого направления движения поршня, то пуск поршня в каждом направлении считают за одно измерение.

3. Если в свидетельстве о поверке ПУ указаны МХ для двух пар детекторов, то описанные выше операции проводят, используя одновременно обе пары детекторов. При этом пуск поршня считают за два измерения.

А.3.2.2 Запускают поршень ПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого (T_{0j}) и расход жидкости, измеренный с помощью ПУ за это время ($Q_{0j}^{пу}$, м³/ч), вычисляют по формуле

$$Q_{0j}^{пу} = \frac{V_{0j} \cdot 3600}{T_{0j}}, \quad (Д.1)$$

где V_{0j} - вместимость ПУ, м³ при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона, приведенная к условиям поверки ПР и вычисляемая по формуле (А.3) после подстановки вместо величин с индексом «ij» величин с индексом «0j»;

T_{0j} - время прохождения поршнем от одного детектора до другого при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона ($j = 1, 2, \dots, m$, где m - количество точек в рабочем диапазоне), с.

Д.3.2.3 Стабилизируют расход и вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений. Для каждой точки рабочего диапазона при поверке ИК объемного расхода нефти проводят не менее пяти измерений.

Д.4 Обработка результатов измерений

При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов определений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики, неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

Д.4.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

Д.4.1.1 Коэффициент преобразования (K_{ij} , имп/м³) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}, \quad (\text{A.2})$$

где V_{ij} - значение вместимости ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенное к условиям поверки ПР и вычисляемое по формуле

$$V_{ij} = V_0 \cdot k_{ij}^{tP}, \quad (\text{A.3})$$

где k_{ij}^{tP} - поправочный коэффициент для приведения вместимости ПУ к условиям поверки ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$k_{ij}^{tP} = k_{ij}^t \cdot k_{ij}^P \cdot k_{ij}^{tж} \cdot k_{ij}^{Pж}, \quad (\text{Д.4})$$

где k_{ij}^t - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Д.5) для трубопоршневой поверочной установки;

k_{ij}^P - коэффициент, учитывающий влияние давления жидкости на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Д.6);

$k_{ij}^{tж}$ - коэффициент, учитывающий разность температур жидкости в ПР и ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Д.7);

$k_{ij}^{Pж}$ - коэффициент, учитывающий разность давлений жидкости в ПР и в ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (Д.8).

Д.4.1.2 Для трубопоршневой поверочной установки (k_{ij}^t) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{PY} - 20), \quad (\text{Д.5})$$

где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, °С⁻¹ (определяют по таблице Д.1);

t_{ij}^{PY} - среднеарифметическое значение температуры жидкости на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, °С.

Таблица Д.1 – Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок трубопоршневых поверочных установок

Материал	α	Е
	°С ⁻¹	МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	-
Примечание - Если значения α и Е приведены в паспорте ПУ, то используют паспортные значения		

Д.4.1.3 Коэффициент (k_{ij}^P) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot P_{ij}^{ПУ}, \quad (\text{Д.6})$$

где $P_{ij}^{ПУ}$ - среднеарифметическое значение давления жидкости на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 D, S - внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка ПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ПУ);
 E - модуль упругости материала стенок ПУ, МПа (определяют по таблице Д.1).

Д.4.1.4 Коэффициент ($k_{ij}^{tж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{tж} = 1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij} - t_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{Д.7})$$

где t_{ij} - значение температуры жидкости в ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, °С;
 β_{ij} - коэффициент объемного расширения жидкости, °С⁻¹.

Д.4.1.5 Коэффициент ($k_{ij}^{Pж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{Pж} = 1 - \gamma_{ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{Д.8})$$

где P_{ij} - значение давления жидкости в ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 γ_{ij} - коэффициент сжимаемости жидкости, МПа⁻¹.

Примечания – Вычисление β_{ij}, γ_{ij} допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в СОИ, прошедшей испытания для целей утверждения типа.

Д.4.2 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

Д.4.2.1 Коэффициенты преобразования ($\bar{K}_j$, имп/м³) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{Д.9})$$

где n_j - количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

Д.4.2.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ИК объемного расхода нефти (f_j , Гц), расхода жидкости ($Q_j^{ПУ}$, м³/ч), отношения частоты к вязкости $(f/v)_j$ используют выражение (Д.9), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij} и отношение $(f/v)_{ij}$, соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

Д.4.2.3 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона (S_j , %) вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2 \cdot \frac{100}{\bar{K}_j}}, \quad (\text{Д.10})$$

где n_j - количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

Д.4.2.4 Должно выполняться условие:

$$S_j \leq 0,02, \quad (\text{Д.11})$$

Допускается не более одного промаха из 4 - 7 измерений и не более двух промахов из 8 - 11 измерений. В противном случае поверку прекращают.

Д.4.2.5 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в Д.3.2.2.

Д.4.3 Определение параметров градуировочной характеристики

Градуировочная характеристика (ГХ) ИК объемного расхода нефти - функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ИК объемного расхода нефти (K , имп/м³) и одной из величин: расхода жидкости (Q , м³/ч), частоты выходного сигнала ПР (f , Гц), отношения частоты к вязкости жидкости (f/ν , Гц/сСт).

В зависимости от вида реализации ГХ в СОИ параметры ГХ определяют согласно Д.4.3.1 – Д.4.3.2.

Д.4.3.1. При реализации ГХ в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне коэффициент преобразования (K_d , имп/м³) вычисляют по формуле

$$K_d = \frac{1}{m} \cdot \sum_{j=1}^m \bar{K}_j, \quad (\text{Д.12})$$

где m - количество точек рабочего диапазона;

$\bar{K}_j$ - коэффициенты преобразования, вычисленные по формуле (А.9), имп/м³.

Д.4.3.2. При реализации ГХ согласно Д.4.3.2.1 – Д.4.3.2.2 рабочий диапазон разбивают на поддиапазоны. Границами поддиапазонов являются точки рабочего диапазона, в которых проведена поверка. Количество поддиапазонов - на единицу меньше количества точек рабочего диапазона.

Д.4.3.2.1. При реализации ГХ в виде постоянных значений коэффициентов преобразования в поддиапазонах коэффициенты преобразования в каждом поддиапазоне (K_{pd} , имп/м³) вычисляют по формуле

$$K_k = \frac{\bar{K}_j + \bar{K}_{j-1}}{2}, \quad (\text{Д.13})$$

где $\bar{K}_j + \bar{K}_{j-1}$ - коэффициенты преобразования, вычисленные по формуле (Д.9), в граничных точках поддиапазона, имп/м³.

Д.4.3.2.2. При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин (Q , f или f/ν) имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (Д.9), в граничных точках поддиапазона. В память СОИ вводят вычисленные по формуле (Д.9) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения (Q , f или f/ν) в точках рабочего диапазона.

Д.4.3.3. При реализации ГХ в виде полинома в рабочем диапазоне в память СОИ вводят вычисленные по формуле (Д.9) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения расхода в точках рабочего диапазона. СОИ автоматически вычисляет по значениям коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона параметры полиномиальной зависимости.

Примечание - Определение параметров ГХ выполняют автоматически с помощью программы обработки результатов измерений, реализованной в СОИ.

Д.4.4. Определение неисключенной систематической погрешности

Д.4.4.1. Неисключенную систематическую погрешность (Θ_Σ , %) вычисляют:

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.1, Д.4.3.3 по формуле (Д.16);

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.2, Д.4.3.4 по формуле (Д.17).

$$\Theta_{\Sigma Д} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COИ}^2 + \Theta_A^2}, \quad (Д.15)$$

$$\Theta_{\Sigma К} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COИ}^2 + \Theta_{Ak}^2}, \quad (Д.16)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ - граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
 Θ_{V0} - граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
 Θ - предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования в СОИ, % (берут из свидетельства о поверке СОИ);
 Θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле (Д.17);
 Θ_A и Θ_{Ak} - границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для рабочего диапазона и поддиапазона, соответственно, (определяют по формулам (Д.18) - (Д.20) в зависимости от вида реализации ГХ в СОИ), %.

$$\Theta_t = \beta_{max} \cdot \sqrt{\Delta t_{ИК}^2 + \Delta t_{ПУ}^2} \cdot 100, \quad (Д.17)$$

где β_{max} - максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения жидкости, определенных согласно Таблице Д.1 по значениям плотности и температуры жидкости при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °С⁻¹;
 $\Delta t_{ИК}, \Delta t_{ПУ}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в ИК и ПУ (берут из свидетельств поверки преобразователей температуры), °С;

Д.4.4.2. При реализации ГХ в СОИ согласно Д.4.3.1 границу составляющей неисключенной систематической погрешности (Θ_A , %) в рабочем диапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_A = \max \left| \frac{\bar{K}_j - K_d}{K_d} \right| \cdot 100, \quad (Д.18)$$

где $\bar{K}_j$ - значение коэффициента преобразования, имп/м³, в j-й точке рабочего диапазона, вычисленное по формуле (А.9);
 K_d - среднее значение коэффициента преобразования, имп/м³, в рабочем диапазоне, вычисленное по формуле (Д.11).

Д.4.4.3. При реализации ГХ в СОИ согласно Д.4.3.2 границу составляющей неисключенной систематической погрешности (Θ_{Ak} , %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{Ak} = \left| \frac{\bar{K}_j - K_k}{K_k} \right| \cdot 100, \quad (Д.19)$$

где K_k - среднее значение коэффициента преобразования, имп/м³, в поддиапазоне, вычисленное по формуле (А.12).

Д.4.4.4. При реализации ГХ в СОИ согласно Д.4.3.3 границу составляющей неисключенной систематической погрешности (Θ_A , %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{Ak} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \cdot 100, \quad (Д.20)$$

где K_k - среднее значение коэффициента преобразования, имп/м^3 , в поддиапазоне, вычисленное по формуле (Д.12).

Д.4.4.5. При реализации ГХ в СОИ согласно Д.4.3.3, Д.4.3.4 СОИ автоматически вычисляет и выводит на дисплей значения границ составляющих неисключенной систематической погрешности аппроксимации ГХ.

Д.4.5. Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют:

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.1, Д.4.3.3 по формуле (Д.21);

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.2, Д.4.3.4 по формуле (Д.22).

$$\varepsilon_d = \max(\varepsilon_j) \quad (\text{Д.21})$$

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{ik}, \varepsilon_{j+1k}, \varepsilon_{j+2k}), \quad (\text{Д.22})$$

где ε_j - значение случайной составляющей погрешности в j -й точке рабочего диапазона, %;

ε_d - значение случайной составляющей погрешности в рабочем диапазоне, %;

ε_{ik} - значение случайной составляющей погрешности в j -й точке, попадающей в k -й поддиапазон, %;

ε_k - значение случайной составляющей погрешности в k -м поддиапазоне, %;

Д.4.6. Определение относительной погрешности

Д.4.6.1. Относительную погрешность для ИК объемного расхода нефти с рабочим и контрольным ПР (δ , %) вычисляют:

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.1, Д.4.3.3 по формуле (Д.23);

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.2, Д.4.3.4 по формуле (Д.24).

$$\delta_d = Z_d \cdot |\Theta_{\Sigma d} + \varepsilon_d| \text{ при } 0,5 < Z_d < 8, \quad (\text{Д.23})$$

$$\delta_d = \Theta_{\Sigma d} \text{ при } Z_d > 8$$

$$\delta_k = Z_k \cdot |\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k| \text{ при } 0,5 < Z_k < 8, \quad (\text{Д.24})$$

$$\delta_k = \Theta_{\Sigma k} \text{ при } Z_k > 8$$

δ_d - относительная погрешность ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР в рабочем диапазоне, %;

Z_d - коэффициент $[(Z_d = \Theta_{\Sigma d} / \max(S_j))]$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности, вычисленной по формуле (Д.16) и наибольшего значения из ряда СКО, вычисленных по формуле (Д.12), в точках рабочего диапазона;

δ_k - относительная погрешность ИК объемного расхода нефти с рабочим ПР в k -м поддиапазоне, %;

Z_k - коэффициент $[(Z_k = \Theta_{\Sigma k} / \max(S_{jk}))]$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности, вычисленной по формуле (Д.17) и наибольшего значения из ряда СКО, вычисленных по формуле (Д.12), в точках k -го поддиапазона.

Д.4.6.2 Результаты измерений заносят в протокол, форма которого устанавливается в п.Д.5.

Д.4.6.3 Пределы относительной погрешности ИК объемного расхода нефти не должны превышать $\pm 0,15$ %.

Д.5 Форма протокола поверки ИК объемного расхода нефти

ПРОТОКОЛ № _____
поверки ИК объемного расхода нефти

Место проведения поверки: СИКН № ПСП (НПС) » _____
ПР: Тип _____ Заводской № ПР _____ Линия № _____ Принадлежит _____
ПУ: Тип _____ Разряд _____ Заводской № _____ Принадлежит _____
Рабочая жидкость нефть. Вязкость при поверке: мин _____ сСт, макс _____ сСт.

Таблица 1 – Исходные данные

Поверочные установки (ПУ)										СОИ	ПР	Жидкости	
Детекторы	V_0 м³	D, мм	S, мм	E, МПа	$\alpha_i (\alpha_{kl}),$ °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0},$ %	$\Theta_{v0},$ %	$\Delta t_{pv},$ °C	$t_{ct},$ °C			$\rho,$ кг/м³	$t_p,$ °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм j/i	Q_{ij} м³/ч	по ПУ						по ПР				по ПП			по вискозим.
		Детекторы	$T_{ij},$ °C	$t_{ij},$ °C	$t_{ij},$ °C	$P_{ij},$ МПа	$V_{ij},$ м³	$f_{ij},$ Гц	$t_{пр ij},$ °C	$R_{пр ij},$ МПа	$N_{пр ij},$ имп.	$K_{пр ij},$ имп/м³	$\rho_{ij},$ кг/м³	$t_{ij},$ °C	$V_{ij},$ сСт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

Таблица 3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки (j)	$Q_j,$ м³/ч	$f_j (f/v)_j,$ Гц	$K_j,$ имп/м³	$S_j,$ %	$\varepsilon_j,$ %	$\Theta \Sigma j,$ %	$\delta j,$ %
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД (к)	$Q_{min\ k_i}$ м ³ /ч	$Q_{max\ k_i}$ м ³ /ч	$\varepsilon_{ПДk_i}$ %	$\theta_{АПДk_i}$ %	$\theta_{СПДk_i}$ %	$\delta_{ПДk_i}$ %	$K_{ПД\ k_i}$ нмП/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации

(годен, не годен)

(должность лица, проводившего поверку)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки «__» ____ 20__ г.

**Приложение Е
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

	ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ	
--	------------------	--

№ _____ от «__» _____ г.

Средство измерений (СИ) _____

наименование, тип, модификация, год выпуска,

регистрационный номер в Федеральном фонде по обеспечению единства измерений

(если в состав средства измерений входят несколько автономных блоков, то приводится их перечень и заводские номера)

заводской номер (номера) _____

принадлежащее _____

наименование юридического (физического) лица

поверено _____

наименование величин, диапазонов, на которых поверено средство измерений (если предусмотрено методикой поверки)

поверено в соответствии с _____

наименование и номер документа на методику поверки

с применением средств поверки:

Таблица 1

Наименование эталона, средства измерений	Заводской номер	Регистрационный номер (при наличии)	Класс точности или погрешность, или разряд

при следующих значениях влияющих факторов:

- атмосферное давление, кПа _____
- относительная влажность, % _____
- температура окружающего воздуха, °C _____

Результаты операций поверки:

- | | |
|--|--------------------------|
| 1. Внешний осмотр | соответствует п. ____ МП |
| 2. Подготовка к поверке и опробование | соответствует п. ____ МП |
| 3. Проверка программного обеспечения | соответствует п. ____ МП |
| Результаты проверки программного обеспечения приведены в Таблице 2 | |
| 4. Определение метрологических характеристик | соответствует п. ____ МП |
| 5. Подтверждение соответствия метрологическим требованиям | соответствует п. ____ МП |

3. Проверка программного обеспечения

Таблица 2-Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	-	

4. Определение метрологических характеристик:

Таблица 3

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти								
Абсолютная погрешность измерений температуры		Абсолютная погрешность поточно го плотно мера или ареометра	Температура нефти		Минимальное значение плотности нефти	Относительная погрешность		Предел допускаемой погрешности измерений СОИ
при измерениях объема	при измерениях плотности		при измерениях плотности	при измерениях объема		СИ объема нефти	измерений плотности и нефти	
ΔT_v	ΔT_p	$\Delta \rho$	T_p	T_v	$\rho_{\text{нзм}}$	δV	$\delta \rho$	δN
$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	кг/м^3	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	кг/м^3	%	%	%

Коэффициент объемного расширения нефти	Коэффициент	Относительная погрешность измерений массы брутто нефти
β	G	δM_b
$^{\circ}\text{C}^{-1}$		%

Таблица 4

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти								
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3	Массовая доля мех.примесей в нефти, %	Массовая доля воды в нефти, %	Плотность нефти, кг/м^3	Повторяемость (сходимость) метода определения массовой доли воды по ГОСТ 2477, %	Воспроизводимость метода определения массовой доли воды по ГОСТ 2477, %	Воспроизводимость метода определения массовых долей механических примесей по ГОСТ 6370, %	Повторяемость (сходимость) метода определения массовых долей механических примесей по ГОСТ 6370, %	Повторяемость (сходимость) метода определения хлористых солей по ГОСТ 21534, мг/дм^3
$W_{\text{к.х.с.}}$	$W_{\text{м.п.}}$	$W_{\text{м.в.}}$	ρ	$r_{\text{мдв}}$	$R_{\text{мдв}}$	$R_{\text{мдмп}}$	$r_{\text{мдмп}}$	$r_{\text{хс}}$

Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды (в лаборатории) $\pm \Delta W_{м.в.}\%$	Значение повторяемости (сходимости) метода определения содержания хлористых солей, $r_{мдхс}\%$	Воспроизводимость метода содержания хлористых солей, $R_{мдхс}\%$	Массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{х.с.}\%$	Абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, $\pm \Delta W_{х.с.}\%$	Абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, $\pm \Delta W_{м.п.}\%$

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M6p}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MN}^2}{\left(1 - \frac{W_{MN} + W_{XC} + W_{MB}}{100}\right)^2}},$$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти:

$$\delta M_H = \pm \quad \%$$

Заключение: на основании результатов _____ поверки СИ соответствует метрологическим требованиям.

Руководитель отдела

ПОДПИСЬ

инициалы, фамилия

Поверитель

ПОДПИСЬ

инициалы,
фамилия