

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

« 31 » 10 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП
«Герасимовское»**

Методика поверки

МП 494-2024

Томск
2024

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.....	6
7 Внешний осмотр средства измерений	6
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	7
9 Проверка программного обеспечения.....	7
10 Определение метрологических характеристик средства измерений	8
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	13
12 Оформление результатов поверки	14
Приложение А (обязательное).....	15
Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти	15
Приложение Б (обязательное)	17
Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти	17
Приложение В (обязательное).....	18
Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти	18
Приложение Г (обязательное)	21
Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти	21
Приложение Д (обязательное).....	28
Определение метрологических характеристик ИК силы постоянного тока, ИК напряжения постоянного тока и частотно-импульсного ИК	28

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское» (далее - СИКН), заводской номер 50377, и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

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 °С до плюс 3200 °С ГЭТ 34-2020 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений температуры (утверждена приказом Росстандарта 23.12.2022 № 3253).

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

- государственному первичному 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 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).

- государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2022 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений времени и частоты (утверждена приказом Росстандарта 26.09.2022 № 2360).

- государственному первичному эталону единицы силы постоянного электрического тока ГЭТ 4-91 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А (утверждена приказом Росстандарта 01.10.2018 № 2091).

- государственный первичный эталон единицы электрического напряжения ГЭТ 13-2023 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы (утверждена приказом Росстандарта 28.07.2023 № 1520).

1.3 Определение метрологических характеристик СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) и/или комплектным способом.

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

1.5 В случае непригодности измерительных компонентов СИКН, допускается их замена на измерительные компоненты аналогичные 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 в рабочих диапазонах измерений, а также для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений, отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКН с обязательным указанием об объеме проведенной поверки при оформлении результатов поверки.

1.7 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;
ТПР	– турбинный преобразователь расхода;
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», зав. № 50377;
СОИ	– система обработки информации;
ТПУ	– трубопоршневая поверочная установка;
ФИФ ОЕИ	– 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
Подготовка к поверке и опробование	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 и устраняют причину несоответствия. Повторяют операцию поверки, по которой был получен отрицательный результат. Если при повторном проведении операции получен отрицательный результат, тогда поверку прекращают и СИКН признается непригодным к применению.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При покомпонентном (позлементном) 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 методики поверки.

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

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 К выполнению поверки допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже II, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедших инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучивших эксплуатационную документацию на СИКН, ее составные части и настоящую методику поверки.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

5.2 Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны быть поверены и иметь действующий срок поверки.

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
Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от плюс 5 °С до плюс 30 °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 от 0 до 90 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %	
	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 70 до 110 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ кПа	
Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 в диапазоне измерений объемного расхода от 14 до 140 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 сСт, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,3$ %	Вискозиметр капиллярный стеклянный ВНЖ, регистрационный № 16191-06
	Рабочий эталон плотности в соответствии с приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 в диапазоне измерений плотности от 700 до 1000 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м ³	Плотномер МД-02, регистрационный № 28944-05
	Средство измерений плотности в диапазоне измерений плотности от 650 до 1070 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,5$ кг/м ³	Ареометр АН, регистрационный № 22756-09

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
	Средство воспроизведения напряжения постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 5 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm(0,02 \% \cdot X + 4 \text{ мкВ})$	Калибратор многофункциональный МС5-R, регистрационный № 22237-08
	Средство воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне от 3 до 22 мА, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 3 \text{ мкА}$	Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПА-Т, регистрационный № 74892-19
	Средство воспроизведения количества импульсов от 10 до $1 \cdot 10^7$ имп, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 1 имп	
	Средство воспроизведения частоты следования импульсов от 0,1 до 15000 Гц с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 5 \cdot 10^{-4} \%$	
	Средство измерений объемного влагосодержания нефти в диапазоне измерений объемной доли воды от 0,01 до 2,0 %, с пределами допускаемого значения абсолютной погрешности $\pm 0,025 \%$	Влагомер эталонный товарной нефти мобильный УДВН-1эм, регистрационный № 59938-15
	Средство измерений объема жидкости с пределом измерений до 10 мл, с пределами допускаемой абсолютной погрешности до $\pm 0,10 \text{ мл}$	Приемники ловушки для аппарата АКОВ, регистрационный № 45128-10
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: X – измеренное значение		

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, 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:

- инструкция по эксплуатации СИКН;
- методика измерений;
- эксплуатационная документация на средства поверки и компоненты, входящие в состав СИКН;
- актуальные сведения о поверке в ФИФ ОЕИ средств измерений, входящих в состав СИКН.

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

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

Результаты проверки положительные, если 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 ТПР (ИК объемного расхода нефти) по ТПУ;
- выполнение КМХ ПП (ИК плотности нефти) по ареометру и по резервному ПП (ИК плотности нефти).

8.3.2 Проверку правильности выполнения функций поверки и КМХ преобразователей (ИК), входящих в состав СИКН, допускается не проводить, если предоставлены соответствующие протоколы поверки и КМХ.

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

9 Проверка программного обеспечения

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверку идентификационных данных ПО ИВК и ПО «Визард СИКН ST» проводят в процессе функционирования СИКН согласно инструкции по эксплуатации на СИКН и документа ОФТ.20.1244.00.00.00 РО «АРМ оператора «ФМС» СИКН № 574 «Герасимовское» АО «Томскнефть» ВНК. Капитальный ремонт. Руководство оператора» соответственно.

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

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

9.3 Результаты проверки положительные, если идентификационные данные ПО ИВК и ПО «Визард СИКН ST» соответствуют данным таблицы 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	SyberTrol	«Визард СИКН СТ»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07 модуля «FIOM I/O Module»	Имя файла
		Значение цифрового идентификатора
		Модуль «Отображение технологических параметров»
		00000072.csc E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
		00000716.nmd 44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
		00000736.nmd 28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
		00000737.nmd D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
		00000738.nmd F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
		Модуль «Формирование архивов»
		00000069.csc 933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	00000651.nmd 179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
		00000652.nmd 381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F
		00000739.nmd 6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
		00000740.nmd DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
		00000741.nmd 1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
		Модуль «Проверка и КМХ ПР по ТПУ»
		00000680.nmd F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
		00000703.nmd 900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
		00000742.nmd A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
		00000743.nmd 727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
		Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП»
		00000735.nmd A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D
		Модуль «КМХ ПП по ареометру»
		00000685.nmd 06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	CRC32	MD5

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик ИК СИКН покомпонентном (поэлементном) способом

10.1.1 Метрологические характеристики ИК СИКН определяют расчётно-экспериментальным способом (согласно МИ 2439). 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 Измерительные компоненты (СИ), входящие в состав ИК СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены, что подтверждается наличием сведений о поверке в ФИФ ОЕИ.

10.1.3 ИБК, входящий в состав измерительных каналов СИКН, допускается поверять как отдельный измерительный канал СИКН (ИК силы постоянного тока, ИК напряжения постоянного ток и/или частотно-импульсный ИК) комплектным способом по п. 10.2.5 настоящей методики поверки.

10.1.4 Метрологические характеристики ИК рассчитывают по СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с методикой, приведённой в 10.1.6 настоящей методики поверки.

Допускается не проводить расчет фактической погрешности ИК СИКН при условии, что подтверждены метрологические характеристики компонентов (СИ), входящих в ИК СИКН.

10.1.5 Для расчета погрешностей ИК СИКН по методике, приведенной в п. 10.1.6 настоящей методики поверки, метрологические характеристики измерительных компонентов (СИ) берут из описания типа или эксплуатационной документации. В случае, если ИВК, входящий в состав ИК СИКН, поверялся как отдельный измерительный канал (ИК силы постоянного тока, ИК напряжения постоянного ток и/или частотно-импульсный ИК), то его метрологические характеристики берут из описания типа или эксплуатационной документации на СИКН.

10.1.6 Методика расчета погрешностей ИК СИКН

10.1.6.1 Пределы относительной погрешности ИК объемного расхода нефти, %, определяют по формуле

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{\text{ТПР}}^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2 + \delta_{\text{ЛС}}^2}, \quad (1)$$

где $\delta_{\text{ТПР}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПР, %;
 $\delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИК частотно-импульсного СОИ, %;
 $\delta_{\text{ЛС}}$ – относительная погрешность линий связи, %.

Примечание – Погрешность линии связи определяется потерями в линиях связи. Между измерительными и комплексными компонентами линии связи (ЛС) построены из кабелей контрольных и/или кабелей управления. Параметры линий связи удовлетворяют требованиям ГОСТ 18404.0 и ГОСТ 26411. Длина линий связи небольшая, входное сопротивление СОИ велико, поэтому потери в ЛС пренебрежимо малы. Принимаем погрешность линии связи во всех ИК СИКН равной нулю.

Для перевода в относительную форму $\delta_{\text{СОИ}}$, %, в случае её представления в абсолютной форме, используют формулу

$$\delta_{\text{СОИ}} = \frac{\Delta}{X} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК частотно-импульсного СОИ, имп;
 X – результат измерений, имп.

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

10.1.6.2 Пределы приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти, МПа, определяют по формуле

$$\gamma_P = \frac{P}{P_B} \cdot \sqrt{\delta_{\text{ОР}}^2 + \delta_{\text{ТР}}^2 + \delta_{\text{ОСОИ}}^2}, \quad (3)$$

где P – измеренное избыточное значение давления нефти, МПа;
 P_B – диапазон измерений, на который настроен преобразователь, МПа;
 $\delta_{\text{ОР}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности датчика давления, %;
 $\delta_{\text{ТР}}$ – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности датчика давления от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С, %;
 $\delta_{\text{ОСОИ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, %.

Относительные погрешности компонента ИК СИКН определяют по формуле

$$\delta = \gamma \cdot \frac{X_B - X_H}{X_{\text{изм}}}, \quad (4)$$

где γ – пределы допускаемой приведённой погрешности компонента ИК СИКН, нормированной для диапазона измерений, %;
 X_B – верхний предел диапазона измерений компонента ИК СИКН, единица величины;
 X_H – нижний предел диапазона измерений компонента ИК СИКН, единица величины;

$X_{\text{изм}}$ – измеренное значение величины, для которой рассчитывают относительную погрешность измерений, единица величины.

Пределы приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,25 \%$.

10.1.6.3 Пределы абсолютной погрешности ИК температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$, определяют по формуле

$$\Delta_T = \Delta_{\text{пип}} + \Delta_{\text{овип}} + \Delta_{\text{твип}} + \Delta_{\text{увип}} + \Delta_{\text{сои}}, \quad (5)$$

где $\Delta_{\text{пип}}$ – пределы допускаемого отклонения от НСХ первичного преобразователя температуры, $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta_{\text{овип}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры, $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta_{\text{твип}}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры от влияния изменения температуры окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta_{\text{увип}}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры от изменения напряжения питания на 1 В, $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta_{\text{сои}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, $^{\circ}\text{C}$.

Для расчёта погрешности ИК температуры нефти по формуле (5) погрешность компонента ИК температуры нефти СИКН переводят в абсолютную форму по формуле

$$\Delta = \gamma \cdot \frac{X_{\text{в}} - X_{\text{н}}}{100}, \quad (6)$$

где γ – пределы допускаемой приведенной погрешности компонента ИК температуры нефти СИКН, %;

$X_{\text{в}}$ – верхний предел измерений ИК температуры нефти СИКН, $^{\circ}\text{C}$;

$X_{\text{н}}$ – нижний предел измерений ИК температуры нефти СИКН, $^{\circ}\text{C}$.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА рассчитывают по формуле

$$\Delta_{\text{сои}} = \delta_{\text{сои}} \cdot \frac{X_{\text{изм}}}{100}, \quad (7)$$

где $\delta_{\text{сои}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, %;

$X_{\text{изм}}$ – измеренное значение величины, единица величины.

Пределы абсолютной погрешности ИК температуры нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$.

10.1.6.4 Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$, определяют по формуле

$$\Delta_{\rho} = \frac{\rho}{100} \cdot \sqrt{\delta_{\rho}^2 + \delta_{\text{сои}}^2}, \quad (8)$$

где ρ – измеренная плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

δ_{ρ} – относительная погрешность плотномера, %;

$\delta_{\text{сои}}$ – относительная погрешность преобразования входных сигналов в значения плотности СОИ, %.

Относительную погрешность плотномера определяют по формуле

$$\delta_{\rho} = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{\rho 0}}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho t} \cdot \Delta t}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho P} \cdot \Delta P}{\rho} \cdot 100\right)^2}, \quad (9)$$

где $\Delta_{\rho 0}$ – пределы допускаемой основной абсолютной плотномера, $\text{кг}/\text{м}^3$;

- $\Delta_{\rho t}$ – пределы дополнительной абсолютной погрешности плотномера от изменения температуры среды на 1 °С, кг/м³;
 Δt – изменение температуры измеряемой среды, °С;
 $\delta_{\rho P}$ – пределы дополнительной абсолютной погрешности плотномера от изменения давления измеряемой среды на 0,1 МПа, %;
 ΔP – изменение давления измеряемой среды, МПа;

Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти не должны превышать $\pm 0,3$ кг/м³.

10.1.6.5 Пределы абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta_w = \Delta_w + \Delta_{\text{СОИ}}, \quad (10)$$

- где $\Delta_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влагомера, %;
 $\Delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, %, оценивается по формуле (7).

Пределы абсолютной погрешности ИК объемной доли воды не должны превышать $\pm 0,07$ %.

10.1.6.6 Пределы приведенной погрешности ИК вязкости нефти, %, определяют по формуле

$$\gamma = \sqrt{\gamma_{\eta}^2 + \gamma_{\text{СОИ}}^2}, \quad (11)$$

- где γ_{η} – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений измерительного преобразователя ИК вязкости, %;
 $\gamma_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности СОИ при преобразовании вязкости в токовый сигнал (4-20) мА, %

Для расчёта погрешности ИК вязкости нефти по формуле (11) погрешность компонента ИК вязкости нефти СИКН переводят в приведенную форму по формуле

$$\gamma = \frac{\Delta}{X_{\text{в}} - X_{\text{н}}} \cdot 100, \quad (12)$$

- где Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений преобразователя вязкости, мм²/с (сСт) или мПа·с (сП);
 γ – пределы допускаемой приведенной погрешности от верхнего предела поддиапазона измерений преобразователя вязкости, %;
 $X_{\text{в}}$ – верхний предел поддиапазона измерений преобразователя вязкости, мм²/с (сСт) или мПа·с (сП);
 $X_{\text{н}}$ – нижний предел поддиапазона измерений преобразователя вязкости, мм²/с (сСт) или мПа·с (сП).

Пределы допускаемой основной приведенной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала рассчитывают по формуле

$$\gamma_{\text{СОИ}} = \delta_{\text{СОИ}} \cdot \frac{X_{\text{изм}}}{X_{\text{в}} - X_{\text{н}}}, \quad (13)$$

- где $\delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, %;
 $X_{\text{в}}$ – верхний предел диапазона измерений компонента ИК СИКН, единица величины;
 $X_{\text{н}}$ – нижний предел диапазона измерений компонента ИК СИКН, единица величины;
 $X_{\text{изм}}$ – измеренное значение величины, для которой рассчитывают относительную погрешность измерений, единица величины.

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

10.2 Определение метрологических характеристик ИК СИКН комплектным способом

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

10.2.1 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти приведено в Приложении А.

10.2.2 Определение метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти приведено в Приложении Б.

10.2.3 Определение метрологических характеристик ИК вязкости в нефти приведено в Приложении В.

10.2.4 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти приведено в Приложении Г.

10.2.5 Определение метрологических характеристик ИК силы постоянного тока, ИК напряжения постоянного тока и частотно-импульсного ИК приведено в Приложении Д.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений, $\delta M_{бр}$, % определяют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (14)$$

где δV — относительная погрешность СИ объема нефти, %;

G — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (15)$$

T_ρ — температура нефти при измерении плотности, °С;

T_V — температура нефти при измерении объема, °С;

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

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{изм}} \cdot 100, \quad (16)$$

$\Delta \rho$ — абсолютная погрешность поточного плотномера или ареометра, кг/м³;

$\rho_{изм}$ — измеренное значение плотности нефти, кг/м³;

β — коэффициент объемного расширения нефти, °С⁻¹, вычисляемый по формуле:

$$\beta = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (T_\rho - 15), \quad (17)$$

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (18)$$

ρ_{15} — плотность нефти при плюс 15 °С, определяемая по Таблице А.1 Приложения А Р 50.2.076, кг/м³;

ΔT_ρ — абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С;

ΔT_V — абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С;

δN — пределы допускаемой относительной погрешности измерений СОО, равные $\pm 0,05$ %.

10.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{м.в}^2 + \Delta W_{м.п}^2 + \Delta W_{х.с}^2}{\left(1 - \frac{W_{м.в} + W_{м.п} + W_{х.с}}{100}\right)}}, \quad (19)$$

- где $\Delta W_{м.в}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{м.в} = 0,14$ %;
- $\Delta W_{х.с}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, %;
- $\Delta W_{м.п}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %;
- $W_{м.п}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $W_{м.в}$ – массовая доля воды в нефти, %;
- $\delta M_{бр}$ – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- $W_{х.с}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

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

$$\Delta W_{м.п} = \pm \frac{\sqrt{R_{м.п}^2 - 0,5 \cdot r_{м.п}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (20)$$

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

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

$$\Delta W_{х.с} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{х.с}^2 - 0,5 \cdot r_{х.с}^2}}{\rho_{20} \cdot \sqrt{2}}, \quad (21)$$

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

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешностей измерений ИК не превышают значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
ИК объемного расхода нефти	от 14 до 280 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15$ %
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	от 14 до 140 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15$ %
ИК температуры нефти	от 0 °С до +100 °С	$\Delta = \pm 0,2$ °С
ИК давления нефти	от 0 до 6 МПа	$\gamma = \pm 0,25$ %
ИК плотности нефти	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,30$ кг/м ³
ИК объемной доли воды в нефти	от 0 до 2 %	$\Delta = \pm 0,07$ %
ИК вязкости нефти	от 0,5 до 100 мм ² /с (сСт); от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1$ %
ИК силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,05$ %
ИК напряжения постоянного тока	от 1 до 5 В	$\delta = \pm 0,05$ %
ИК частотно-импульсный	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
Примечание – Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ – приведенная погрешность измерений		

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

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

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

12.2 Сведения о поверке СИКН вносят в ФИФ ОЕИ. При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают.

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

Приложение А (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

А.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК плотности нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН.

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 плотности нефти

А.3.1 Определение абсолютной погрешности ИК плотности производят при одновременном измерении плотности нефти ИК и плотномером МД-02 при значениях температуры и давлений нефти в рабочем диапазоне измерений.

А.3.2 Измерение плотности, температуры и давления нефти производят при следующих условиях:

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

А.3.3 Устанавливают расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 1,0 м³/ч, допускается устанавливать расход нефти в БИК в пределах, установленных в инструкции по эксплуатации СИКН. При достижении условий А.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 измерений плотности нефти должно быть не менее трех.

А.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

$$\Delta_{ИК\rho} = D_0 - \rho_{ИК}, \quad (A.1)$$

где $\rho_{ИК}$ – результат измерений плотности нефти ИК, кг/м³;
 D_0 – результат измерений плотности эталонным плотномером, приведенный по температуре и давлению к условиям измерения ИК плотности по формуле А.2, кг/м³;

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

где β – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_0 (таблица 1 приложения 2 МИ 2153),
 C = плюс $23 \cdot 10^{-6}$, при t_0 выше плюс 20 °С;
 C = минус $23 \cdot 10^{-6}$, при t_0 ниже плюс 20 °С;
 C = 0 при t_0 = плюс 20 °С;
 γ – коэффициент сжимаемости нефти (таблица 2 приложения 2 МИ 2153);
 t_0, t – температура нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности соответственно, °С;
 P, P_0 – давление нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности соответственно, МПа.

Вычисления по формулам (А.1), (А.2) могут проводиться в вычислительном устройстве эталонного плотномера.

Результаты измерений записывают в таблицу по форме, приведенной в таблице А.1.

Таблица А.1 – Результаты измерений

№ п/п	Результаты измерений поверяемым ИК плотности				Результаты измерений эталонным плотномером				Фактическое значение абсолютной погрешности	Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности
	T , мКС	$\rho_{ик}$, кг/м ³	t , °С	P , МПа	ρ_0 , кг/м ³	t_0 , °С	P_0 , МПа	D_0 , кг/м ³	$\Delta_{ик \rho}$, кг/м ³	$\Delta_{доп.}$, кг/м ³
1										±0,3
2										
3										

Результаты проверки считают положительными, если абсолютная погрешность ИК плотности нефти не выходит за пределы ±0,3 кг/м³.

А.5 Методика градуировки ПП

Вычисляют среднюю погрешность ПП по трем результатам измерений по формуле

$$\Delta_{ср} = \frac{\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3}{3}, \quad (A.3)$$

Новое значение коэффициента K_0 определяют по формуле

$$K_{0_{нов}} = K_0 - \Delta_{ср}, \quad (A.4)$$

Определяют два раза значение абсолютной погрешности ПП с новым коэффициентом K_0 в соответствии с Приложением А.

Приложение Б (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти

Б.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК объемной доли воды в нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН с учетом требования:

- изменение температуры нефти в процессе измерений содержания воды в нефти, °С, не более ±0,1.

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 объемной доли воды

Б.3.1 Абсолютную погрешность ИК объемной доли воды в нефти определяют двумя методами:

- с использованием эталонного влагомера;
- с использованием результатов измерений объемной доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477.

Б.3.2 Отбирают пробу нефти из трубопровода в месте установки влагомера и фиксируют показания ИК объемной доли воды в нефти в момент отбора пробы.

Измерения влагосодержания в отобранной пробе проводят с использованием эталонного влагомера или в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477.

Одновременно с измерениями содержания воды производят измерения плотности нефти поточным плотномером или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069.

Повторяют измерения дважды.

Б.4 Обработка результатов измерений

Абсолютную погрешность ИК объемной доли воды в нефти определяют по формуле

$$\Delta = x_{\text{изм}} - x_{\text{эт}} \quad (\text{Б.1})$$

где $x_{\text{эт}}$ – значение объемной доли воды, определенное эталонным влагомером или по ГОСТ 2477, %,

$x_{\text{изм}}$ – среднее арифметическое значение объемной доли воды, измеренное ИК объемной доли воды, %.

Результаты записывают в таблицу по форме, приведенной в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Результаты измерений

Значение объемной доли воды, определенное эталонным влагомером или по ГОСТ 2477, %	Температура и плотность нефти, °С, кг/м ³	Показание ИК объемной доли воды в нефти, %	Абсолютная погрешность ИК объемной доли воды в нефти, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК, %

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

Приложение В (обязательное)

Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти

Приведенную погрешность ИК вязкости нефти определяют, как разность результатов измерений пробы нефти из трубопровода и ИК вязкости в нефти в рабочем диапазоне.

В.1. Условия проведения поверки.

Поверку ИК вязкости нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН с учетом требований:

- изменения температуры нефти при поверке ИК вязкости нефти, °С, не более ±0,2;
- верхний предел ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости, мПа·с (сП) 100;
- верхний предел ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости, мм²/с (сСт) 100.

В.2 Подготовка к поверке

В.2.1 При подготовке средств поверки необходимо соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

В.2.2 Проверяют правильность параметров конфигурации ИК вязкости нефти, введенных в его память констант, коэффициентов, пределов измерений и установок на соответствие эксплуатационным документам. При необходимости производят корректировку конфигурации.

В.2.3 Создают через измерительный преобразователь поток нефти с параметрами соответствующими требуемым условиям эксплуатации БИК и условиям поверки ИК вязкости нефти.

В.2.4 Проверяют герметичность монтажа измерительного преобразователя. Считают, что монтаж герметичен, если в местах соединения не наблюдается появление капель или утечек нефти.

В.2.5 Подают на ИК вязкости нефти питающее напряжение.

В.2.6 Проверяют функционирование ИК вязкости нефти.

В.2.7 Подготавливают герметичный, чистый сосуд-пробоприемник для отбора в БИК пробы нефти.

В.3 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти

В.3.1 Погрешность ИК вязкости нефти определяют по результатам сравнения значения вязкости нефти в БИК, полученного в испытательной лаборатории по отобранной пробе нефти с использованием вискозиметра ВНЖ, с показаниями ИК вязкости нефти в момент отбора в БИК указанной пробы нефти.

В.3.2 Пробу нефти объемом не менее 2,0 дм³ отбирают при помощи ручного прободоотборника БИК в герметичный, чистый сосуд-пробоприемник и доставляют в испытательную лабораторию для испытаний.

В.3.3 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).

В.3.4 За результат измерений принимают средние арифметические значения зафиксированных в серии значений измеренных параметров.

В.3.5 В испытательной лаборатории пробу нефти в пробоприемнике или ином сосуде тщательно перемешивают и производят в пробе измерение вязкости с помощью вискозиметра ВНЖ и плотности нефти с помощью плотномера 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.

В.3.6 Измерения вязкости проводят по ГОСТ 33. Измерения плотности нефти производят по поточному преобразователю плотности в БИК или по ГОСТ 3900.

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.

В.4 Обработка результатов поверки

В.4.1 Приведенную погрешность ИК вязкости нефти при измерении динамической вязкости нефти определяют по формуле

$$\gamma_{\text{в}}^{\text{д}} = \frac{\Delta_{\text{в}}^{\text{д}}}{\eta_{\text{н}}} \cdot 100 \%, \quad (\text{В.1})$$

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

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

где $\eta_{\text{в}}$ – динамическая вязкость нефти, измеренная 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);

$\Delta_0^{\text{д}}$ – пределы абсолютной погрешности 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

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

где ν_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории с использованием вискозиметра ВНЖ, мм²/с (сСт);

ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, измеренная поточным плотномером в БИК или полученная в испытательной лаборатории, кг/м³.

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

$$\Delta_0^{\text{д}} = \eta_0 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_0^{\text{к}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_0^{\rho}}{\rho_0}\right)^2}, \quad (\text{В.4})$$

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

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

- Δ_0^p – пределы абсолютной погрешности измерений плотности пробы нефти, кг/м³;
 ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, кг/м³.

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

В.4.2 Приведенную погрешность ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти определяют по формуле

$$\gamma_B^K = \frac{\Delta_B^K}{\nu_N} \cdot 100 \%, \quad (B.5)$$

- где ν_N – нормирующее значение, принимаемое равным верхнему пределу измерений ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости, 100 мм²/с (сСт);
 Δ_B^K – абсолютная погрешность ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти, мм²/с (сСт).

Примечание – Значение γ_B^K вычисляют до одного знака после запятой.

Полученное значение приведенной погрешности ИК вязкости нефти при измерении кинематической вязкости нефти γ_B^K не должно превышать $\pm 1,0 \%$.

Значение Δ_B^K вычисляют по формуле

$$\Delta_B^K = \sqrt{(\Delta_0^K)^2 + (\nu_B - \nu_0)^2}, \quad (B.6)$$

- где Δ_0^K – пределы абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости ν_0 пробы нефти в испытательной лаборатории, мм²/с (сСт);
 ν_B – кинематическая вязкость нефти, измеренная ИК вязкости нефти, мм²/с (сСт);
 ν_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории с использованием вискозиметра ВНЖ, мм²/с (сСт).

Пределы абсолютной погрешности определения (измерений) кинематической вязкости пробы нефти Δ_0^K в испытательной лаборатории вычисляют по формуле

$$\Delta_0^K = \nu_0 \cdot \delta_0^K \cdot 10^{-2}, \quad (B.7)$$

- где ν_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории, мм²/с (сСт);
 δ_0^K – пределы относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории, %.

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

Приложение Г (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти

Г.1 Условия проведения поверки

Поверку ИК объемного расхода нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН, а также с соблюдением следующих условий:

- отклонение расхода жидкости от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения, не более, %, 2,5;
- изменение температуры нефти в ТПУ и в ТПР за время измерения, °С, не более 0,2.

Г.2 Подготовка к поверке

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

Г.3 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

Г.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.

Г.3.2 Операции поверки

Г.3.2.1 Проводят предварительное измерение для установления выбранного значения поверочного расхода нефти.

Примечания

1. Прохождение поршня ТПУ от одного детектора до другого считают за одно измерение, а для двунаправленной ТПУ за одно измерение считают движение поршня в прямом и обратном направлении.
2. Если в сведениях о поверке ТПУ указаны МХ для каждого направления движения поршня, то пуск поршня в каждом направлении считают за одно измерение.
3. Если в сведениях о поверке ТПУ указаны МХ для двух пар детекторов, то описанные выше операции проводят, используя одновременно обе пары детекторов. При этом пуск поршня считают за два измерения.

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

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

где V_{0j} – вместимость ТПУ, м³ при предварительном измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенная к условиям поверки ТПР и вычисляемая по формуле (Г.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.

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

Г.3.2.4 По окончании каждого измерения регистрируют:

- номер точки рабочего диапазона (j);
- номер измерений (i);
- количество импульсов (N_{ij} , имп);
- время движения поршня (T_{ij} , с);

– расход жидкости, измеренный с помощью ТПУ ($Q_{0j}^{ПУ}$, м³/ч);
 – температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) нефти в ТПР;
 – среднеарифметическое значение температуры ($t_{ij}^{ПУ}$, °С) и давления ($P_{ij}^{ПУ}$, МПа) нефти на входе и выходе ТПУ.

Г.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.

Г.4.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

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

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

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

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

где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при нормальных условиях, м³
 k_{ij}^{tP} – поправочный коэффициент для приведения вместимости ТПУ к условиям поверки ТПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

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

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

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

$k_{ij}^{tж}$ – коэффициент, учитывающий разность температур нефти в ТПР и ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Г.7);

$k_{ij}^{Pж}$ – коэффициент, учитывающий разность давлений нефти в ТПР и в ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (Г.8).

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

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

где α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С⁻¹ (определяют по таблице Г.1);

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

Таблица Г.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 ТПУ, то могут быть использованы паспортные значения

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

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

где P_{ij}^{PY} – среднеарифметическое значение давления нефти на входе и выходе ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;

D, S – внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ТПУ);

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (определяют по таблице Г.1).

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

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

где t_{ij} – значение температуры нефти в ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, °С;

β_{ij} – коэффициент объемного расширения нефти, °С⁻¹.

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

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

где P_{ij} – значение давления нефти в ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;

γ_{ij} – коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹.

Примечания

1 При наличии в СОИ программы обработки результатов поверки СОИ автоматически определяет по измеренным значениям плотности и температуры нефти коэффициенты объемного расширения β_{ij} и сжимаемости нефти γ_{ij} . При отсутствии автоматической обработки результатов поверки данные коэффициенты определяют по измеренным значениям плотности и температуры нефти по таблицам МИ 2153;

2 Вычисление V_{ij} допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в СОИ, прошедшей испытания для целей утверждения типа.

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

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

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

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

Г.4.2.2 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона (S_j , %) вычисляют по формуле

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

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

Г.4.2.3 Должно выполняться условие:

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

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

Г.4.2.4 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения, указанного в Г.3.2.2.

Г.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 ТПР (f , Гц), отношения частоты к вязкости нефти (f/ν , Гц/сСт).

В зависимости от вида реализации ГХ в СОИ параметры ГХ определяют согласно Г.4.3.1 – Г.4.3.3.

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

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

где m – количество точек рабочего диапазона;

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

Г.4.3.2. При реализации ГХ согласно Г.4.3.2.1 – Г.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.

Г.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

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

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

Г.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 (Г.9), в граничных точках поддиапазона. В память СОИ вводят вычисленные по формуле (Г.9) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения (Q, f или f/ν) в точках рабочего диапазона.

Г.4.3.3. При реализации ГХ в виде полинома в рабочем диапазоне в память СОИ вводят вычисленные по формуле (Г.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.

Г.4.4. Определение неисключенной систематической погрешности

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

– для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Г.4.3.1, Г.4.3.3 по формуле (Г.14);

– для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Г.4.3.2 по формуле (Г.15).

$$\Theta_{\Sigma d} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2 + \Theta_A^2}, \quad (\text{Г.14})$$

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2 + \Theta_{Ak}^2}, \quad (\text{Г.15})$$

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

- Θ_{V0} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, % (берут из свидетельства о поверке ТПУ);
- Θ_{COI} – 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 (Г.16)

$$\Theta_t = \beta_{max} \cdot \sqrt{\Delta t_{ИК}^2 + \Delta t_{ПУ}^2} \cdot 100, \quad (\text{Г.16})$$

- Θ_A, Θ_{Ak} – границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для рабочего диапазона и поддиапазона, соответственно, (определяют по формулам (Г.17) – (Г.19) в зависимости от вида реализации ГХ в СОИ), %.

где β_{max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно МИ 2153 по значениям плотности и температуры жидкости при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °C⁻¹;

$\Delta t_{ИК}, \Delta t_{ПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в ИК и ТПУ (берут из свидетельств поверки преобразователей температуры), °C.

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

$$\Theta_A = \max \left| \frac{\bar{K}_j - K_d}{K_d} \right| \cdot 100, \quad (\text{Г.17})$$

где $\bar{K}_j$ – значение коэффициента преобразования, имп/м³, в j-й точке рабочего диапазона, вычисленное по формуле (Г.9);

K_d – среднее значение коэффициента преобразования, имп/м³, в рабочем диапазоне, вычисленное по формуле (Г.12).

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

$$\Theta_{Ak} = \left| \frac{\bar{K}_j - K_k}{K_k} \right| \cdot 100, \quad (\text{Г.18})$$

где K_k – среднее значение коэффициента преобразования, имп/м³, в поддиапазоне, вычисленное по формуле (Г.13).

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

$$\Theta_{Ak} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \cdot 100, \quad (\text{Г.19})$$

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

Г.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 ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Д.4.3.1, Г.4.3.3 по формуле (Г.20);
- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Г.4.3.2 по формуле (Г.21).

$$\varepsilon_d = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{Г.20})$$

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{ik}, \varepsilon_{j+1k}, \varepsilon_{j+2k}), \quad (\text{Г.21})$$

- 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, %.

Г.4.6. Определение относительной погрешности

Г.4.6.1. Относительную погрешность для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР (δ , %) вычисляют:

- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Г.4.3.1, Г.4.3.3 по формуле (Г.22);
- для ИК объемного расхода нефти с рабочим ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно Г.4.3.2 по формуле (Г.23).

$$\delta_d = Z_d \cdot |\Theta_{\Sigma d} + \varepsilon_d| \text{ при } 0,5 < Z_d < 8, \quad (\text{Г.22})$$

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

$$\delta_k = Z_k \cdot |\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k| \text{ при } 0,5 \leq Z_k \leq 8, \quad (\text{Г.23})$$

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

- где 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 (Г.14) и наибольшего значения из ряда СКО, вычисленных по формуле (Г.10), 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 (Г.15) и наибольшего значения из ряда СКО, вычисленных по формуле (Г.10), в точках k -го поддиапазона.

Г.4.7 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода

Г.4.7.1 Основная относительная погрешность ИК рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\text{ИК}} = \sqrt{\delta^2 + \delta f^2}, \quad (\text{Г.24})$$

- где δ – относительная погрешность объемного расхода нефти, вычисленная по формуле Г.22 или Г.23, %;
- δf – относительной погрешность частотного канала ИВК.

Г.4.7.2 Полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти не должны превышать пределы допускаемого значения $\pm 0,15$ %.

Г.4.8 По результатам поверки ИК объемного расхода нефти рассчитывают М-фактор ТПР $Mf_{\text{расчет}}$ по формуле:

$$Mf_{\text{расчет}} = \frac{K_{\text{заводской}}}{K_{\text{расчет}}}, \quad (\text{Г.25})$$

где $K_{j\text{заводской}}$ – стандартный коэффициент преобразования ТПР (параметр изготовителя), имп/м³.
 $K_{j\text{расчет}}$ – коэффициент преобразования, вычисленный по формуле (Г.9), в j – точках поддиапазона, имп/м³.

Результаты заносят в таблицу по форме, приведенной в таблице Г.2, и полученное значение М-фактора вводят в ИВК в соответствии с эксплуатационными документами на ИВК.

Таблица Г.2

№ точки (j)	Q_j , м ³ /ч	$K_{j\text{расчет}}$, имп/м ³	$K_{j\text{заводской}}$, имп/м ³	$Mf_{j\text{расчет}}$

Приложение Д (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК силы постоянного тока, ИК напряжения постоянного тока и частотно-импульсного ИК

Д.1 Условия проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться условия эксплуатации СОИ в соответствии с нормативной документацией на СОИ.

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 метрологических характеристик

Д.3.1 Определение относительной погрешности ИК силы постоянного тока

Д.3.1.1 Подают на вход ИВК последовательно значения тока I_{min} , I_{cp} и I_{max} (4, 12 и 20 мА), соответствующие значениям выходного сигнала X_{min} , X_{cp} и X_{max} для данной СИКН.

Д.3.1.2 Относительную погрешность ИК силы постоянного тока определяют по формуле

$$\delta I = \frac{X - X_p}{X_p} \cdot 100, \quad (Д.1)$$

где X – значение выходного сигнала по показаниям ИВК;

X_p – расчетное значение выходного сигнала, связанное с задаваемым током I_p соотношением

$$X_p = \frac{(X_{max} - X_{min})}{(I_{max} - I_{min})} \cdot (I_p - I_{min}) + X_{min}, \quad (Д.2)$$

X_{max} – максимальное значение выходного сигнала ИВК, соответствующее максимальному значению силы тока I_{max} ;

X_{min} – минимальное значение выходного сигнала ИВК, соответствующее минимальному значению силы тока I_{min} .

Д.3.1.3 Полученное значение относительной погрешности ИК силы постоянного тока не должно превышать $\pm 0,05$ %.

Д.3.2 Определение относительной погрешности ИК напряжения постоянного тока

Д.3.2.1 Подают на соответствующий вход ИВК последовательно сигналы U_{min} , U_{cp} и U_{max} (1, 3 и 5 В), соответствующие значениям выходного сигнала X_{min} , X_{cp} и X_{max} для данной СИКН.

Д.3.2.2 Относительную погрешность ИК напряжения постоянного тока определяют по формуле

$$\delta U = \frac{X - X_p}{X_p} \cdot 100, \quad (Д.3)$$

где X – значение выходного сигнала по показаниям ИВК, кг/м³;

X_p – расчетное значение выходного сигнала, связанное с задаваемым напряжением U_p соотношением

$$X_p = \frac{(X_{max} - X_{min})}{(U_{max} - U_{min})} \cdot (U_p - U_{min}) + X_{min}, \quad (Д.4)$$

X_{max} – максимальное значение выходного сигнала ИВК, соответствующее максимальному напряжению;

X_{min} – минимальное значение выходного сигнала ИВК, соответствующее минимальному напряжению.

Д.3.2.2 Полученное значение относительной погрешности ИК напряжения постоянного тока не должно превышать $\pm 0,05\%$.

Д.3.3 Определение абсолютной погрешности частотно-импульсного ИК

Д.3.3.1 Определение абсолютной погрешности частотно-импульсного ИК при измерении плотности

Д.3.3.1.1 Обнуляют счетчик входных импульсов ИВК. Последовательно подают на вход ИВК сигналы частотой f_{min} , f_{cp} , f_{max} в Гц, соответствующие минимальному, среднему и максимальному значениям диапазона плотности. Результаты измерений считывают с табло ИВК и калибратора. Проводят не менее трех измерений.

Д.3.3.1.2 Абсолютную погрешность Δf определяют по формуле

$$\Delta f = N - N_p, \quad (Д.5)$$

где N – расчетное число импульсов, соответствующее значению плотности (определяют по сертифицированным константам плотномера и заданной частоте сигнала);
 N_p – число импульсов по показаниям калибратора.

Д.3.3.1.3 Полученное значение абсолютной погрешности частотно-импульсного ИК не должно превышать ± 1 имп.

Д.3.3.2 Определение абсолютной погрешности частотно-импульсного ИК ИВК ТПР

Д.3.3.2.1 С клавиатуры ИВК ТПР вводят следующие значения параметров, входящие в уравнение для расчета массы нефти:

- К-фактор, имп/м ³	1;
- М-фактор счетчика	1;
- температура нефти на ТПР и в блоке качества, °С	20;
- избыточное давление нефти на ТПР и в блоке качества, кПа	1;
- плотность ρ в БИК СИКН, кг/м ³	800.

Д.3.3.2.2 Обнуляют счетчик входных импульсов ИВК ТПР. Последовательно подают на вход ИВК сигналы частотой f_{min} , f_{cp} , f_{max} в Гц, соответствующие минимальному, среднему и максимальному значениям расхода для данного ТПР. Амплитуда сигнала должна быть не менее 5 В. После набора на табло ИВК ТПР значения массы не менее 2000 т, переключатель размыкают. Проводят не менее трех измерений.

Д.3.3.2.3 Абсолютную погрешность Δf определяют по формуле

$$\Delta f = N - N_p, \quad (Д.6)$$

где N_p – число импульсов по показаниям калибратора;
 $N = \frac{M}{\rho_{20} \cdot 10^{-3}} \cdot 100$, – расчетное значение количества импульсов при значениях параметров по Д.3.3.2.1
 M – значение массы по показанию ИВК ТПР, т;
 ρ_{20} – среднее значение плотности нефти при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении 1 кПа.

Д.3.3.2.4 Полученное значение абсолютной погрешности частотно-импульсного ИК не должно превышать ± 1 имп.

Д.4 Для ИК ИВК ТПУ определение погрешности по п. Д.3.2 и Д.3.3 не проводят.