

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

 Н.В. Мурсалимова

« 12 » 06 2022 г.



М.П.

**«ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 513 ПСП «Александровское» Методика поверки»**

МП 460-2022

Томск
2022

Содержание

1 Общие положения.....	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	3
3 Требования к условиям проведения поверки.....	4
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	4
5 Метрологические и технические требования к средствам поверки	4
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки.....	5
7 Внешний осмотр средства измерений	6
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	6
10 Определение метрологических характеристик средства измерений.....	7
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12
12 Оформление результатов поверки	12
Приложение А (обязательное).....	13
Приложение Б (обязательное)	
Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти	15
Приложение В (обязательное).....	17
Определение абсолютной погрешности ИК содержания воды в нефти	17
Приложение Г (обязательное).....	19
Определение приведенной погрешности ИК вязкости в нефти.....	19

1 Общие положения

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

1.2 Поверяемая СИКН должны быть прослеживаема к государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 согласно документу Государственная поверочная схема 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 07.08.2018 № 256).

Интервал между поверками СИКН – 1 год.

Определение метрологических характеристик СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) способом. Определение метрологических характеристик измерительных каналов проводят покомпонентным (поэлементным) или комплектным способом.

Если очередной срок поверки измерительного компонента (канала) из состава 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.

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

На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить поверку СИКН отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков 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	– преобразователей плотности жидкости измерительных 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
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.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Требования к условиям проведения поверки

Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям эксплуатации СИКН, приведенным в эксплуатационной документации, и не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

3.2 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 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
8 Подготовка к поверке и опробование	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-6А-Д, регистрационный № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений относительной влажности	

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
	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	
10 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 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 10 сСт, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,3$ %	Вискозиметр капиллярный стеклянный ВНЖ, регистрационный № 54038-13
	Средство измерений плотности 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 800 до 860 кг/м ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,5$ кг/м ³	Ареометр АН, регистрационный № 34711-07
	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-Р, регистрационный № 22237-08
	Средство воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 25 мА, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm(0,02 \% \cdot X + 1 \text{ мкА})$	
	Средство воспроизведения частоты от 0,0005 до 10 кГц	
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, механических повреждений, дефектов покрытия, 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 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 и по резервному ПП.

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 «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1/1/1/1235
Цифровой идентификатор ПО	Модуль «КМХ ПП по ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Модуль «КМХ ПП по ПП»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «КМХ ПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «Поверка ПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Модуль «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ИВК

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

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик

10.1.1 Метрологические характеристики ИК СИКН определяют расчётно-экспериментальным способом (согласно МИ 2439). Основные и дополнительные погрешности СИ берут из описания типа или эксплуатационной документации. При покомпонентном (поэлементном) способе проверку метрологических характеристик измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, выполняют экспериментально в соответствии с утверждёнными методиками поверки на каждый тип компонента, приведенными в таблице 5.

Таблица 5 - Методики поверки измерительных компонентов СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в ФИФОЕИ	Методика определения метрологических характеристик
Преобразователи расхода жидкости турбинные Sentry с Ду 10"	12750-00	МИ 1974-2004 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки

Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры	14684-00	МИ 2470-00 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher Rosemount», США. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
	22257-05	
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00	МИ 2470-00 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher Rosemount», США. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
Преобразователи измерительные 3144Р	14683-04	Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
	14061-04	
Датчики давления Метран-150	32854-13	МП 4212-012-2013 Датчики давления Метран-150. Методика поверки
Преобразователь плотности измерительный модели 7835	15644-96	РД 50-294-81 Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки.. В соответствии с Приложением Б
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01	МИ 2326 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации. В соответствии с Приложением Б
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02	МИ 2643-2001 «Влагомер нефти поточный фирмы PHASE DYNAMICS (США). Методика поверки». В соответствии с Приложением В
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки, утвержденная ФГУП «УНИИМ» с изменением № 1 от 30.03.2018. В соответствии с Приложением Г
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	24063-06	ОФТ.20.148.00.00.00. МП. ГЦИ. Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК». Методика поверки. ГЦИ. Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК». Методика поверки, утвержденная ВНИИР от 19.05.06
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»

10.1.2 Метрологические характеристики ИК рассчитывают по СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с методикой, приведённой в 10.1.4 настоящей методики поверки. Допускается не проводить расчет фактической погрешности ИК СИКН при условии, что подтверждены метрологические характеристики компонентов ИК СИКН.

10.1.3 Метрологические характеристики измерительных и комплексных компонентов СИКН принимают равными значениям, приведённым в эксплуатационной документации (паспорт, формуляр и др.) на средства измерений при наличии на них свидетельств и (или) знаков поверки или полученным в результате поверки.

10.1.4 Методика расчета погрешностей ИК СИКН

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

$$\gamma_P = \frac{P}{P_B} \cdot \sqrt{\delta_{oP}^2 + \delta_{tP}^2 + \delta_{oCOI}^2} \quad (1)$$

где P – измеренное избыточное давление нефти, МПа;

P_B – верхний предел измерений ИК избыточного давления нефти, МПа;

δ_{oP} – пределы допускаемой основной относительной погрешности датчика давления, %;

δ_{tP} – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности датчика давления от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С, %.

δ_{oCOI} – 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

$$\delta = \gamma \frac{X_B - X_H}{X_{ном}} \quad (2)$$

где γ – пределы допускаемой приведённой погрешности компонента ИК СИКН, нормированной для диапазона измерений;

X_B и X_H – верхний и нижний пределы диапазона измерений компонента ИК СИКН (в тех же единицах, что и $X_{ном}$);

Примечание – Если приведённая погрешность γ нормирована для верхнего предела диапазона измерений, то $X_H=0$.

$X_{ном}$ – номинальное значение измеряемой величины, для которой рассчитывают относительную погрешность измерений, единица величины.

Для СОИ определяют значение силы тока, соответствующей номинальному значению. Расчёт значения силы тока $I_{ном}$, мА, соответствующей номинальному значению измеряемой величины $X_{ном}$ проводят по формуле

$$I_{ном} = \frac{D_{сигнала} - X_{ном}}{D_{ПИП}} + 4 \quad (3)$$

где $D_{сигнала}$ – разница между верхним и нижним пределами диапазона измерений входного сигнала СОИ, мА;

$D_{ПИП}$ – разница между верхним и нижним пределами диапазона измерений ИК (в тех же единицах, что и $X_{ном}$).

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

10.1.4.2 Пределы абсолютной погрешности ИК температуры нефти, °С, определяют по формуле

$$\Delta_T = \Delta_{ПИП} + \Delta_{oВИП} + \Delta_{tВИП} + \Delta_{UVИП} + \Delta_{oCOI} \quad (4)$$

где $\Delta_{ПИП}$ – пределы допускаемого отклонения сопротивления от НСХ первичного преобразователя температуры, °С;

$\Delta_{\text{ОВИП}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры, °С;

$\Delta_{\text{ДВИП}}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры от влияния изменения температуры окружающего воздуха на 28 °С, °С;

$\Delta_{\text{УВИП}}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности вторичного преобразователя температуры от изменения напряжения питания на 1 В, °С;

$\Delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала силы тока от 4 до 20 мА, °С.

Для расчёта погрешности ИК температуры нефти по формуле (4) погрешность компонента ИК температуры нефти СИКН переводят в абсолютную форму по формуле

$$\Delta = \gamma \cdot \frac{X_{\text{В}} - X_{\text{Н}}}{100} \quad (5)$$

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

$X_{\text{В}}$ и $X_{\text{Н}}$ – верхний и нижний пределы измерений ИК температуры нефти СИКН, °С.

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

10.1.4.3 Пределы абсолютной погрешности ИК плотности нефти, кг/м³, определяют по формуле

$$\Delta_{\rho} = \frac{\rho}{100} \cdot \sqrt{\delta_{\rho}^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2} \quad (6)$$

где ρ – измеренная плотность нефти, кг/м³;

δ_{ρ} – относительная погрешность плотномера, %;

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

Относительную погрешность плотномера определяют по формуле

$$\delta_{\rho} = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{\rho 0}}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho t} \cdot \Delta t}{\rho} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{\rho P} \cdot \Delta P}{\rho} \cdot 100\right)^2} \quad (7)$$

где $\Delta_{\rho 0}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности плотномера, кг/м³;

$\Delta_{\rho t}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности плотномера от изменения температуры среды на 1 °С, кг/м³;

Δt – изменение температуры измеряемой среды, °С;

$\Delta_{\rho P}$ – пределы допускаемой 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.

10.1.4.4 Пределы относительной погрешности ИК содержания воды, %, определяют по формуле

$$\delta_w = \sqrt{\delta_{\text{ОВ}}^2 + \delta_{\text{ТВ}}^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2} \quad (8)$$

где $\delta_{\text{ОВ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений влагомера, %;

$\delta_{\text{ТВ}}$ – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10 °С, %;

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

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

10.1.4.5 Пределы относительной погрешности ИК вязкости, %, определяют по формуле

$$\delta_w = \sqrt{\delta_{\text{ов}}^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2} \quad (9)$$

где $\delta_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений вязкозиметра, %;

$\delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности СОИ при преобразовании входного аналогового сигнала.

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

10.1.5 Определение метрологических характеристик ИК температуры нефти приведено в приложении А.

10.1.6 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти приведено в приложении Б.

10.1.7 Определение метрологических характеристик ИК содержания воды в нефти приведено в приложении В.

10.1.8 Определение метрологических характеристик ИК вязкости в нефти приведено в приложении Г.

10.1.9 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

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

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

где δV – относительная погрешность СИ объема нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

$\delta \rho$ – 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, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{изм}}$ – измеренное значение плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ΔT_p – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^{\circ}\text{C}$;

ΔT_V – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^{\circ}\text{C}$;

δN – предел допускаемой относительной погрешности измерений СОИ, %.

10.1.10 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

где δM – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %.

$W_{\text{м.в.}}$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{х.с.}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %;

- $W_{м.п.}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $\Delta W_{м.в.}$ – пределы абсолютных погрешностей определений массовых долей воды,
 $\Delta W_{м.п.}$ – механических примесей, концентрации хлористых солей, соответственно,
 $\Delta W_{х.с.}$ – %, вычисляются по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (14)$$

- R и r – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370, выраженные в массовых долях.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной $R_{х.с.} = 2 \cdot r$. Значение повторяемости (сходимости) $r_{х.с.}$ выраженное в мг/дм³ по ГОСТ 21534, переводят в массовые доли по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{х.с.}}{\rho_{изм}} \quad (15)$$

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	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
ИК температуры нефти	от +5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2$ °С
ИК давления нефти	от 0,35 до 1,00 МПа	$\gamma = \pm 0,25$ %
ИК плотности нефти	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3$ кг/м ³
ИК содержания воды в нефти	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07$ %
ИК вязкости нефти	от 0,5 до 10 сСт; от 0,5 до 10 сПз	$\gamma = \pm 1$ %

В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, γ – приведенная 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 оформляют протоколом произвольной формы.

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 метрологических характеристик преобразователей измерительных 244 к датчикам температуры, преобразователей температуры 3144Р, преобразователей температуры 3144 к датчикам температуры, термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65, входящих в ИК температуры нефти

А.1 Проведение поверки

А.1.1 В соответствии с инструкцией по эксплуатации на калибратор и эксплуатационной документации на поверяемый датчик температуры подключают датчик температуры к калибратору.

А.1.2 В соответствии с инструкцией по эксплуатации устанавливают на калибраторе для поверяемого датчика температуры (SENSOR) режим измерений токового сигнала с преобразованием в температуру в соответствии с диапазоном измерений температуры датчика температуры.

А.1.3 На дисплее калибратора должно отобразиться значение температуры окружающего воздуха.

А.1.4 При отсутствии выходного сигнала датчик температуры не подлежит дальнейшей поверке.

А.2 Проверка электрического сопротивления изоляции

Проверку проводят при замкнутых между собой клеммах для подключения питания датчика температуры и корпусом датчика температуры при помощи мегомметра М4100/1 с напряжением постоянного тока 100 В.

Отсчеты показаний (не менее двух раз), определяющих электрическое сопротивление изоляции, проводят по истечении одной минуты после приложения напряжения к испытываемой цепи датчика температуры или меньшего времени, за которое показание средств измерений практически установится.

Электрическое сопротивление изоляции должно быть не менее 20 МОм.

А.3 Определение основной погрешности

Основную погрешность датчика температуры определяют в пяти температурных точках, равномерно расположенных в диапазоне измерений датчика температуры, включая начало и конец диапазона, методом сличения с эталонным термометром.

А.3.1 Определение основной погрешности датчиков температуры в сухоблочных термостатах

А.3.1.1 Помещают штатный термопреобразователь сопротивления углового типа и поверяемый датчик температуры в двухканальный металлический блок сравнения калибратора температуры, обеспечивающий кольцевой зазор между внутренними стенками каналов и погружаемой частью термопреобразователя и датчика температуры не более 0,1 мм.

При поверке датчика температуры с чувствительным элементом резистивного типа его погружаемую часть помещают на полную глубину канала металлического блока сравнения.

А.3.1.2 В соответствии с руководством по эксплуатации устанавливают температуру в калибраторе, соответствующую первой поверяемой температурной точке. После десятиминутной выдержки при установившемся режиме стабилизации (по эталонному термометру) снимают поочередно не менее 5 показаний (в течение 5 минут) эталонного (TRUE) термометра и поверяемого датчика температуры (SENSOR).

А.3.1.3 Повторяют операции по пункту А.3.1.2 при остальных значениях температуры.

А.3.1.4 При использовании ПО «JOFACAL» процесс поверки можно полностью автоматизировать.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации ПО «JOFACAL» задают необходимые параметры процедуры измерений и запускают режим автоматической поверки

датчиков температуры. После завершения поверки датчиков по запросу программы подтверждают сохранение результатов поверки, а также распечатку их в виде протокола.

А.3.2 Определение основной погрешности датчиков в калибраторах моделей АТС-140В, АТС-250В, используемых в качестве жидкостных термостатов

А.3.2.1 Эталонный термометр и поверяемый датчик температуры помещают через отверстия теплоизолирующей крышки в резервуар с жидким теплоносителем.

Поверяемый датчик температуры погружают в резервуар не менее, чем на глубину, установленную в технической документации на датчик температуры конкретного типа, но не менее 80 мм.

При этом, по возможности, следует обеспечить одинаковую глубину погружения эталонного термометра и поверяемого датчика, но не менее, чем на 100 мм (для диаметра 4 мм) и 110 мм (для диаметра 6,35 мм) для штатных эталонных термометров калибратора.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации на калибратор, уровень заполнения резервуара теплоносителем определяется верхним пределом диапазона измерений поверяемых датчиков температуры.

А.3.2.2 Устанавливают температуру в калибраторе, соответствующую первой температурной точке. После десяти минутной выдержки при установившемся режиме стабилизации (по эталонному термометру) в калибраторе снимают поочередно не менее 5 показаний (в течение 5 мин) эталонного термометра и поверяемого датчика температуры.

А.3.2.3 Операции по пункту А.3.2.2 повторяют для остальных значений температуры.

А.3.2.4 В соответствии с пунктом А.3.1.4.

А.4 Обработка результатов измерений

А.4.1 Основную приведенную погрешность датчиков γ , (%) определяют по формуле

$$\gamma = \frac{(\bar{t}_n - \bar{t}_3)}{t_{max} - t_{min}} \cdot 100, \quad (A.1)$$

где \bar{t}_n - среднее арифметическое значение показаний поверяемого датчика температуры, °С,
 \bar{t}_3 - среднее арифметическое значение показаний эталонного термометра, °С;
 t_{max}, t_{min} - верхний и нижний пределы диапазона измерений температуры поверяемого датчика температуры, °С.

А.4.2 Обработка результатов в процессе автоматической поверки с помощью ПО «JOFRACAL» включает в себя расчет отклонений температуры поверяемого датчика температуры от соответствующей действительной температуры, измеренной эталонным термометром в калибраторе. Далее, полученные отклонения необходимо привести к диапазону измерений датчика (формула А.1).

А.4.3 Значения основной приведенной погрешности γ во всех поверяемых температурных точках не должны превышать пределов допускаемой основной приведенной погрешности, установленных в технической документации для датчиков температуры конкретного типа.

Приложение Б (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют, как разность результатов измерений плотности нефти и ИК плотности нефти с эталонным плотномером (ЭП) при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их измерений.

Устанавливают расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 1,0 м³/ч. Измерения проводят, когда значения плотности нефти не превышают 0,1 кг/м³ в течение 5 мин, изменение значений температуры нефти - 0,1 °С в течение 5 мин, изменение значений давления нефти - 0,05 МПа в течение 5 мин.

При достижении условий, проводят измерения плотности ИК плотности и эталонным плотномером, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК. Измерения выполняют не менее 3 раз.

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_0 \quad (\text{Б.1})$$

где ρ – результат измерений плотности ИК плотности нефти, кг/м³;

D_0 – результат измерений плотности эталонным плотномером, приведенный по температуре и давлению к условиям измерения ИК плотности по формуле Б.2, кг/м³.

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

где β – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_0 (таблица 1 приложения 2 МИ 2153 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях),

$C = +23 \cdot 10^{-6}$ при t_0 выше +20 °С,

$C = -23 \cdot 10^{-6}$ при t_0 ниже +20 °С,

$C = 0$ при $t_0 = +20$ °С,

γ – коэффициент сжимаемости нефти (таблица 2 приложения 2 МИ 2153),

t_0, t – температура нефти в ЭП и ИК плотности, °С,

P, P_0 – давление нефти в ЭП и ИК плотности соответственно, МПа.

Б.1.2.2 Вычисления по формулам (Б.1), (Б.2) могут проводиться в вычислительном устройстве эталонного плотномера.

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

Таблица Б.1 – Результаты измерений

№	Результат измерений ИК плотности				Результат измерений ЭП				Погрешность абсолютная
	T , мкс	ρ , кг/м ³	t , °С	P , МПа	ρ_0 , кг/м ³	t_0 , °С	P_0 , МПа	D_0 , кг/м ³	Δ , кг/м ³
1									
2									
3									

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

При положительных результатах проверки в протокол поверки заносят градуировочные коэффициенты поточного ПП. Если абсолютная погрешность превышает указанные пределы, то поточный ПП градуируют по методике, приведенной в

приложении Б. Определяют 2 раза абсолютную погрешность ИК плотности нефти с новым коэффициентом K_0 в соответствии с приложение Б.

Методика градуировки ПП

Вычисляют среднюю погрешность ПП по трем результатам измерений при поверке.

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

Новое значение коэффициента K_0 определяют по формуле

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

Определяют два раза значение абсолютной погрешности ПП с новым коэффициента K_0 в соответствии с Приложением Б.

Приложение В (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК содержания воды в нефти

Абсолютную погрешность ИК содержания воды нефти определяют, как разность результатов измерений пробы нефти из трубопровода и ИК содержания воды в нефти в рабочем диапазоне.

Изменения температуры нефти в процессе измерения содержания воды в нефти не превышают $\pm 0,1$ °С.

Измерения влагосодержания в отобранной пробе проводят по ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. Фиксируют показания ИК содержания воды в нефти в момент отбора пробы.

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 АРІ ареометром.

Повторяют измерения дважды.

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 по ГОСТ 2477, %,
 $x_{\text{изм}}$ - среднее арифметическое значение объемной доли воды, измеренное ИК содержания воды, %.

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

Таблица В.1 – Результаты измерений

Значение объемной доли воды, определенное по ГОСТ 2477, %	Температура и плотность нефти, °С, кг/м ³	Расход, м ³ /ч	Показание влагомера, %	Погрешность абсолютная влагомера, %	Примечание

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

Корректировка нуля влагомера

При отклонении плотности нефти от значения плотности нефти, на которой была произведена калибровка влагомера, производят подстройку нуля влагомера введением «калибровочного фактора» CF (Cal Factor).

$$CF = \left(\frac{2847}{D} - D_{\text{гр}} \cdot 0,0038 \right) \cdot 7,949 \quad (\text{В.2})$$

где D - плотность нефти, кг/м³,
 $D_{\text{гр}}$ - плотность жидкости, с помощью которой производилась калибровка влагомера, кг/м³.

Если плотность нефти, в которой определяется влагосодержание, меньше плотности калибровочной жидкости, то в соответствии с формулой В.2 калибровочный фактор будет положительным:

Например: $D = 855 \text{ кг/м}^3$, $D_{гр} = 865 \text{ кг/м}^3$, тогда

$$CF = \left(\frac{2847}{855} - 865 \cdot 0,0038 \right) \cdot 7,949 = (3,33 - 3,29) \cdot 7,949 = +0,32 \% .$$

Исправленное значение результатов измерений объемной доли воды равно:

$$W_D = W + \Delta W, \quad (B.3)$$

где W - результат измерения объемной доли воды влагомером, %,
 W_D - исправленный результат измерения объемной доли воды влагомером, %
 ΔW - поправка на изменение плотности нефти при измерениях объемной доли воды влагомером, %, CF .

В соответствии с формулой (B.3) поправку +0,32 % вводят в Cal Factor электронного блока влагомера.

Если плотность нефти, в которой определяется влагосодержание, больше плотности калибровочной жидкости, то в соответствии с формулой (B.3) калибровочный фактор будет отрицательным.

Например: $D = 928 \text{ кг/м}^3$, $D_{гр} = 865 \text{ кг/м}^3$, тогда

$$CF = \left(\frac{2847}{928} - 865 \cdot 0,0038 \right) \cdot 7,949 = (3,07 - 3,29) \cdot 7,949 = -1,75 \% .$$

В случае нефти более тяжелой, чем применявшаяся при калибровке, поправку -1,75 % вводят в Cal Factor электронного блока влагомера.

В общем виде уравнение корректировки влагомера Phase Dynamics в зависимости от текущей плотности нефти может быть представлено в виде.

$$W_D = (W - \text{Cal Factor} + \Delta W) + \left(\frac{2847}{D} - D_{гр} \cdot 0,0038 \right) \cdot 7,949 , \quad (B.4)$$

где Cal Factor - значение коэффициента калибровки, введенное в электронный блок влагомера.

Приложение Г (обязательное)

Определение приведенной погрешности ИК вязкости в нефти

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

Изменения температуры и вязкости нефти не более $\pm 0,2$ °С и $\pm 0,2$ сП при поверке вискозиметров.

Г.1 Подготовка к поверке

Г.1.1 Проверяют правильность параметров конфигурации преобразователя сигналов и значений, введенных в его память констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок на соответствие эксплуатационным документам. При необходимости производят корректировку конфигурации.

Г.1.2 Соблюдая требования эксплуатационной документации вискозиметра, предварительно отключив от электрической сети, демонтируют измерительный преобразователь вискозиметра из трубопровода БИК.

Г.1.3 Протирают поверхности чувствительных элементов (зубцов) измерительного преобразователя тканью, смоченного бензином, протирают зубцы сухой тканью и продувают воздухом.

Г.1.4 Подключают (проверяют правильность подключения) измерительный преобразователь при помощи кабельной линии связи к преобразователю сигналов и подают питающее напряжение. Необходимая информация о порядке подключения измерительного преобразователя к преобразователю сигнала приведена в руководстве по эксплуатации вискозиметра.

Во включенном состоянии измерительный преобразователь должен издавать тихое непрерывное звучание с повторяющимися через интервал 1 с всплесками звука «Пин».

Г.1.5 Измеряют электропотребление и напряжение питания усилителя измерительного преобразователя. Они должны находиться в следующих пределах.

Ток от 40 до 70 мА (измеренный в последовательной цепи к клемме «SUPPLY+» («Питание+»)).

Напряжение от 22,8 до 25,2 В (измеренное между клеммами «SUPPLY+» и «SUPPLY-» («Питание+» и («Питание-»)).

При отрицательных результатах анализ неисправностей производят в соответствии с руководством по эксплуатации вискозиметра.

Г.1.6 Измеряют термометром ТЛ-4 температуру окружающего воздуха вблизи зубцов измерительного преобразователя вискозиметра. Полученное значение сравнивают со значением температуры, измеренным вискозиметром. Отклонение не должно превышать 0,2 °С.

Г.1.7 Прикрывая зубцы измерительного преобразователя от ветра, на воздухе выполняют отсчет величины временного периода. «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя τ_{BA} . Измеренная величина должна соответствовать значению контрольной точки по воздуху, указанному в сертификате заводской калибровки или протоколе предыдущей поверки.

Если температура окружающего воздуха отличается от (20 ± 2) °С, то полученный результат приводят к плюс 20 °С по формуле

$$\tau_{BA20} = \tau_{BA} - 0,11 \cdot (t_{o.v.} - 20), \quad (Г.1)$$

где τ_{BA} – Значение периода выходного сигнала измерительного преобразователя вискозиметра на воздухе при температуре $t_{o.v.}$.

Полученное по формуле значение τ_{BA20} должно соответствовать контрольной точке по воздуху от сертификата заводской калибровки или протокола предыдущей поверки с точностью до $\pm 0,5$ мкс.

Примечание: Контрольная точка по воздуху в сертификате заводской калибровки указана в разделе Калибровка плотности.

Г.1.8 Предварительно отключив от электросети, монтируют измерительный преобразователь вискозиметра в трубопровод БИК в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации вискозиметра и технологической схемой БИК.

Г.1.9 Создают через измерительный преобразователь поток нефти с параметрами соответствующими требуемым условиям эксплуатации БИК и условиям поверки ИК вязкости нефти.

Г.1.10 Проверяют герметичность монтажа измерительного преобразователя. Считают, что монтаж герметичен, если в местах соединения не наблюдается появление капель или утечек нефти.

Г.1.11 Проверяют отсутствие воздуха в потоке нефти, для чего открывают кран, расположенный в высшей точке трубопровода БИК по потоку после измерительного преобразователя вискозиметра. Считают, что газ (воздух) отсутствует, если из крана вытекает струя нефти без газовых пузырьков.

Г.1.12 Подают на вискозиметр питающее напряжение.

Г.1.13 Проверяют функционирование вискозиметра.

Г.1.14 Подготавливают герметичный, чистый сосуд-пробоприемник для отбора в БИК пробы нефти.

Г.2 Определение метрологических характеристик

Г.2.1 Если вискозиметр градуирован и используется в нескольких поддиапазонах рабочего диапазона вязкости нефти, указанных в таблице Г.1, то определение метрологических характеристик вискозиметра проводят в каждом поддиапазоне измерений вязкости нефти.

При использовании вискозиметра для измерений вязкости нефти только в одном из поддиапазонов, например «нижнем», определение метрологических характеристик вискозиметра проводят только в данном поддиапазоне измерений вязкости нефти.

Таблица Г.1

Поддиапазон	Пределы вязкости, сП, сСт
Ультранизкий	0,5-10

Г.2.2 Основную погрешность вискозиметра определяют по результатам сравнения значения вязкости нефти в БИК полученного в испытательной лаборатории по пробе нефти, отобранной в БИК, с показаниями поверяемого вискозиметра в момент отбора в БИК указанной пробы нефти.

Пробу нефти объемом не менее $2,0 \text{ дм}^3$ отбирают при помощи ручного прободборника БИК в герметичный, чистый сосуд - пробоприемник и доставляют в испытательную лабораторию для исследования (аттестации).

Во время отбора пробы нефти визуальнo – по дисплею преобразователя сигналов 795х, за интервал времени не менее 30 с фиксируют серию ($i=10$) показаний вискозиметра по следующим измеряемым параметрам:

- температура нефти t , °С;
- динамическая вязкость нефти η , сП;
- кинематическая вязкость нефти ν , сСт;
- плотность нефти ρ , кг/м^3 ;
- коэффициент добротности резонатора измерительного преобразователя Q (безразмерная величина).

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

Полученные средние значения температуры, динамической вязкости, плотности, кинематической вязкости нефти и коэффициента добротности резонатора заносят в протокол поверки.

Г.2.3 В испытательной лаборатории пробу нефти в пробоприемнике или ином сосуде тщательно перемешивают и производят ее аттестацию – исследования (измерение) вязкости и плотности нефти при заданной температуре.

Примечание: Аттестация – экспериментальное определение физико-химических и метрологических характеристик пробы нефти.

Температура нефти при исследованиях вязкости и плотности нефти задают равной среднему арифметическому значению температуры нефти в серии измерений выполненных поверяемым вискозиметром.

Г.2.4 Исследование вязкости проводят по ГОСТ 33 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости».

Исследования плотности нефти производят по ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» с использованием пикнометров ПЖ-3.

Примечание: Если исследования 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 исследований (измерений) при аттестации 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).

Полученные в испытательной лаборатории результаты аттестации пробы нефти - значения кинематической вязкости и плотности нефти при заданной температуре (температуре равной среднему арифметическому значению температуры нефти в серии измерений выполненных поверяемым вискозиметром), а также рассчитанное значение динамической вязкости нефти при заданной температуре заносят в протокол поверки.

Г.2.5 При использовании вискозиметра для измерений вязкости нефти в нескольких поддиапазонах рабочего диапазона вязкости, операции по Г.2.1-Г.2.4 проводят для остальных поддиапазонов вязкости нефти.

Г.3 Обработка результатов поверки

Г.3.1 Приведенную погрешность вискозиметра при измерении динамической вязкости нефти определяют для каждого используемого поддиапазона измерений вязкости нефти по формуле

$$\delta_B^d = \frac{\Delta_B^d}{\eta_N} \cdot 100 \%, \quad (\text{Г.2})$$

где η_N – нормирующее значение, принимаемое равным верхнему пределу измерений вискозиметра для соответствующего поддиапазона измерений вязкости, сП;

Δ_B^d – абсолютная погрешность вискозиметра при измерении динамической вязкости нефти в данном поддиапазоне измерений, сП.

Примечание 1: При использовании вискозиметра для измерений вязкости нефти только в одном из поддиапазонов измерений, например «нижнем», приведенную погрешность вискозиметра определяют только для данного поддиапазона измерений вязкости.

Примечание 2: Значение δ_B^d вычисляют до одного знака после запятой.

Полученное значение приведенной погрешности вискозиметра при измерении динамической вязкости нефти δ_B^d в зависимости от поддиапазона измерений не должно превышать:

- $\pm 1,0 \%$ – для всех поддиапазонов измерений динамической вязкости.

Значение Δ_B^d вычисляют по формуле

$$\Delta_B^d = \sqrt{(\Delta_0^d)^2 + (\eta_B - \eta_0)^2}, \quad (\text{Г.3})$$

- где η_B – динамической вязкость нефти по показаниям вискозиметра, сП;
 η_0 – динамическая вязкость пробы нефти, полученная при аттестации (испытании) пробы нефти в испытательной лаборатории, сП;
 Δ_0^d – предел абсолютной погрешности определений (измерений) динамической вязкости η_0 пробы нефти в испытательной лаборатории, сП.

Значение динамической вязкости пробы нефти, η_0 , 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 аттестации пробы нефти, сСт;
 ρ_0 – плотность пробы нефти при температуре определения кинематической вязкости, полученная в испытательной лаборатории при аттестации пробы нефти, кг/м³.

Предел абсолютной погрешности определения (измерений) динамической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории Δ_0^d вычисляют по формуле

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

- где η_0 – динамической вязкость пробы нефти, рассчитанная на основании полученных в испытательной лаборатории значений кинематической вязкости и плотности пробы нефти, сП;
 δ_0^k – предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории, %;
 Δ_0^p – 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 аттестации пробы нефти, кг/м³.

Предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории и предел абсолютной погрешности измерений плотности нефти в испытательной лаборатории вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов» на основании значений показателей повторяемости (сходимости) и воспроизводимости соответствующих методов испытаний.

Предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории δ_0^k , %, вычисляют по формуле

$$\delta_0^k = \frac{R_{MB}}{\sqrt{2}},$$

$$R_{MB} = \sqrt{R_{BMB}^2 - r_{CMB}^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n}\right)} \quad (\text{Г.6})$$

- где R_{BMB} – воспроизводимость метода по ГОСТ 33, % (равна 0,72 %);
 r_{CMB} – сходимость метода по ГОСТ 33, % (равна 0,35 %);
 n – число определений значения кинематической вязкости пробы нефти по ГОСТ 33 (равно 2).

Предел абсолютной погрешности измерений плотности пробы нефти в испытательной лаборатории Δ_0^p , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta_0^\rho = \frac{R_{мп}}{\sqrt{2}},$$

$$R_{мп} = \sqrt{R_{вмп}^2 - r_{смп}^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n}\right)} \quad (\Gamma.7)$$

где $R_{вмп}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 3900, кг/м³ (равна 0,6 кг/м³);
 $r_{смп}$ – Сходимость метода по ГОСТ 3900, кг/м³ (равна 0,6 кг/м³);
 n – число определений значения плотности нефти по ГОСТ 3900 (равно 2).

При измерении кинематической вязкости и плотности пробы нефти в испытательной лаборатории, пределам погрешности присваивают следующие значения, в соответствии с методом:

- измерение кинематической вязкости пробы нефти по ГОСТ 33 при минимальном числе определений $n=2$,

$\delta_0^k = \pm 0,3$ кг/м³ – пределы относительной погрешности;

- измерение плотности нефти по ГОСТ 3900 при минимальном числе определений $n=2$,

$\Delta_0^\rho = \pm 0,3$ кг/м³ – пределы абсолютной погрешности.

Примечание – Пределы погрешностей измерений кинематической вязкости и плотности пробы нефти в испытательной лаборатории при необходимости могут быть уменьшены (улучшены) путем соответствующего увеличения числа определений n в испытательной лаборатории значений кинематической вязкости и плотности пробы.

Приведенную погрешность вискозиметра при измерении кинематической вязкости нефти определяют для каждого используемого поддиапазона измерений вязкости нефти по формуле

$$\delta_B^k = \frac{\Delta_B^k}{\nu_N} \cdot 100 \%, \quad (\Gamma.8)$$

где ν_N – нормирующее значение, принимаемое равным верхнему пределу измерений вискозиметра для соответствующего поддиапазона измерений вязкости, сСт;
 Δ_B^k – абсолютная погрешность вискозиметра при измерении кинематической вязкости нефти в данном поддиапазоне измерений, сСт.

Примечания

1 При использовании вискозиметра для измерений вязкости нефти только в одном из поддиапазонов измерений, например «нижнем», приведенную погрешность вискозиметра определяют только для данного поддиапазона измерений вязкости.

2 Значение δ_B^k вычисляют до одного знака после запятой.

Полученное значение приведенной погрешности вискозиметра при измерении кинематической вязкости нефти δ_B^k в зависимости от поддиапазона измерений не должно превышать:

- $\pm 1,0$ % – для всех поддиапазонов измерений кинематической вязкости.

Значение нормирующего значения ν_N , сСт, рассчитывают на основании соответствующего нормирующего значения ν_N и значения плотности нефти ρ_0 по формуле

$$\nu_N = \frac{\eta_N}{\rho_0} \cdot 10^{-3}, \quad (\Gamma.9)$$

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

Значение Δ_B^k вычисляют по формуле

$$\Delta_B^k = \sqrt{(\Delta_0^k)^2 + (\nu_B - \nu_0)^2}, \quad (\Gamma.10)$$

где Δ_0^k – предел абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости ν_0

пробы нефти в испытательной лаборатории, сСт;

v_B – кинематическая вязкость нефти, измеренная вискозиметром, сСт;

v_0 – кинематическая вязкость нефти пробы нефти, полученная при аттестации пробы нефти в испытательной лаборатории, сСт.

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

$$\Delta_0^K = v_0 \cdot \delta_0^K \cdot 10^{-2}, \quad (\text{Г.11})$$

где v_0 – кинематическая вязкость пробы нефти, полученная в испытательной лаборатории при аттестации пробы нефти, сСт;

δ_0^K – предел относительной погрешности измерений кинематической вязкости пробы нефти в испытательной лаборатории, вычисляемая по формуле (Г.6) данной инструкции, %.

Г.4 Результаты поверки

Исходные данные

Градуировочные коэффициенты уравнения вязкости вискозиметра для поддиапазонов измерений вязкости.

Г.2 - Исходные данные

Ультранизкий (0,5-10) сП, сСт	
V0	
V1	
V2	

Градуировочные коэффициенты уравнения плотности вискозиметра

K0= K1= K2= K18= K19=
K20= K21= K22=

Параметры электропотребления и напряжения питания усилителя измерительного преобразователя

Ток: _____ мА, напряжение: _____ В.

Величина временного периода «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя на воздухе $\tau_{ва}$ _____ мкс.

Результаты определения метрологических характеристик

Г.3 - Результаты определения метрологических характеристик

Поддиапазон вязкости	Параметры нефти, измеренные вискозиметром					Результаты аттестации пробы нефти в испытательной лаборатории				Погрешности			
	t_B , °С	η_B , сП	v_B , сСт	ρ_B , кг/м ³	Q	t_0 , °С	η_0 , сП	v_0 , сСт	ρ_0 , кг/м ³	$\Delta_{B'}^D$, сП	$\Delta_{B'}^K$, сСт	$\delta_{B'}^D$, %	$\delta_{B'}^K$, %
ультранизкий													

Г.5 Требования к градуировке вискозиметра на месте эксплуатации

Настоящие Требования устанавливают методику градуировки вискозиметра на месте эксплуатации, проводимой в случае несоответствия (неудовлетворения) метрологических характеристик вискозиметра, определенных в результате его поверки, предъявляемым требованиям.

Градуировку вискозиметра на месте эксплуатации проводят в том случае, если анализ неисправностей вискозиметра и соответствующие результатам анализа действия обслуживающего персонала, которые описаны в руководстве по эксплуатации вискозиметра, не привели к устранению возникшей проблемы.

Г.5.1 Порядок градуировки вискозиметра на месте эксплуатации в случае несоответствия предъявляемым требованиям метрологических характеристик (погрешности) вискозиметра при измерении динамической вязкости нефти.

Градуировка вискозиметра на месте эксплуатации заключается в вычислении и введении в память преобразователя сигналов нового значения градуировочного коэффициента $V_1 - V_{1\text{new}}$ уравнения вязкости вискозиметра.

Для выполнения градуировки на месте эксплуатации используют результаты определения метрологических характеристик вискозиметра, полученные в итоге его поверки (калибровки) на месте эксплуатации.

Вычисление нового значения градуировочного коэффициента уравнения вязкости вискозиметра $V_{1\text{new}}$ проводят для конкретного поддиапазона измерений вязкости нефти по формуле

$$V_{1\text{new}} = V_1 + Q^2 \cdot (\eta_0 - \eta_{\text{в}}), \quad (\text{Г.12})$$

где $V_{1\text{new}}$ – новое значение градуировочного коэффициента V_1 для рассматриваемого поддиапазона измерений вязкости нефти и только для данной установки (монтажа) измерительного преобразователя вискозиметра в БИК;

V_1 – текущее (первоначальное) значение градуировочного коэффициента для рассматриваемого поддиапазона измерений вязкости нефти;

Q – коэффициент добротности резонатора измерительного преобразователя вискозиметра, полученный в соответствии с Г.2.2;

$\eta_{\text{в}}$ – динамическая вязкость нефти (в рассматриваемом поддиапазоне измерений вязкости нефти), измеренная вискозиметром согласно Г.2.2, сП;

η_0 – динамическая вязкость пробы нефти, полученная при аттестации (испытании) соответствующей пробы нефти в испытательной лаборатории с Г.2.4, сП.

Примечание – Новое значение градуировочного коэффициента $V_1 - V_{1\text{new}}$ действительно только для варианта монтажа измерительного преобразователя вискозиметра в БИК, при котором проводилась его градуировка, и только для рассматриваемого поддиапазона измерений вязкости нефти.

Г.5.2 Порядок градуировки вискозиметра на месте эксплуатации в случае несоответствия предъявляемым требованиям метрологических характеристик (погрешности) вискозиметра при измерении кинематической вязкости нефти.

Г.5.2.1 В случае если вискозиметр не удовлетворяет требованиям к погрешности измерений и динамической вязкости нефти, и кинематической вязкости нефти первоначально проводят градуировку вискозиметра в соответствии с Г.5.1 данных требований к градуировке вискозиметра.

Г.5.3 В случае если вискозиметр удовлетворяет требованиям к погрешности измерений динамической вязкости, но не удовлетворяет требованиям к погрешности измерений кинематической вязкости нефти, проводят градуировку вискозиметра по градуировка вискозиметра на месте эксплуатации по плотности предполагает вычисление и введение в память преобразователя сигналов новых значений градуировочных коэффициентов K_0 и K_2 уравнения плотности вискозиметра (соответственно $K_{0\text{new}}$ и $K_{2\text{new}}$).

Для вычисления новых значений градуировочных коэффициентов K_0 и K_2 уравнения плотности вискозиметра предварительно одновременно определяют (измеряют):

- плотность нефти по показаниям вискозиметра, кг/м³;
- температуру и давление нефти при измерении ее плотности вискозиметром, °С;
- величину временного периода «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя вискозиметра при измерении плотности нефти, $\tau_{\text{ВЛ}}$, мкс;

- действительную плотность нефти в условиях (при температуре и давлении нефти) измерений плотности вискозиметром, кг/м³;

Действительную плотность нефти в условиях вискозиметра определяют посредством комплекта напорных пикнометров.

Величину временного периода «В», τ_{BL} , определяют на основании серии ($i=10$) показаний вискозиметра по данному параметру, фиксируемых по дисплею преобразователя сигналов за интервал времени не менее 30 с в момент отбора (отсечения) пробы нефти в напорные пикнометры. За результат определения τ_{BL} принимают среднее арифметическое значение зафиксированных в серии значений определяемого параметра.

Примечание – Если преобразователь сигналов работает в режиме автоматического усреднения показаний с интервалом более 10 с, то за результат измерений в серии принимают среднее арифметическое из не менее трех усреднённых значений определяемого параметра.

Определение (измерение) указанных выше параметров и работу с комплектом напорных пикнометров проводят по методике, подробно изложенной в МИ 2326 «ГСИ. Рекомендация. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы «Солатрон. Методика поверки» (или в другом аналогичном документе¹) с учетом особенностей вискозиметра. При этом особое внимание уделяют необходимости выравнивания температуры нефти в измерительном преобразователе вискозиметра и в напорных пикнометрах (значение температуры нефти в измерительном преобразователе вискозиметра и значение температуры стенок напорных пикнометров должны быть равны).

Вычисление коэффициентов $K_{0\ new}$ и $K_{2\ new}$ проводят по результатам сравнения значения действительной плотности нефти (в условиях измерений вискозиметром), полученного посредством комплекта пикнометров, со значением плотности нефти по показаниям поверяемого (калибруемого) вискозиметра в момент отбора (отсечения) пробы нефти в пикнометры. Вычисление (градуировку) проводят, если разность указанных значений плотности нефти превышает пределы допускаемой основной погрешности преобразования плотности вискозиметра, установленные технической документацией.

Пределы допускаемой основной погрешности преобразования плотности вискозиметра имеют следующие значения:

- $\pm 1,0$ кг/м³ – для диапазона измерений динамической вязкости нефти от 0,5 до 100 сП;

- $\pm 2,0$ кг/м³ – для диапазона измерений динамической вязкости нефти от 100 до 1000 сП.

Вычисление значений градуировочных коэффициентов $K_{0\ new}$ и $K_{2\ new}$ уравнения плотности вискозиметра проводят в изложенном ниже порядке.

Значение градуировочного коэффициента $K_{2\ new}$ вычисляют по формуле

$$K_{2\ new} = \frac{-1,04 - \rho_u \cdot 10^{-3} - K_1 \cdot (\tau_{BA20} - \tau_{BL})}{\tau_{BA20}^2 - \tau_{BL}^2}, \quad (Г.13)$$

где $K_{2\ new}$ – новое значение градуировочного коэффициента K_2 уравнения плотности вискозиметра для данной установки (монтажа) измерительного преобразователя вискозиметра в БИК;

K_1 – градуировочный коэффициент уравнения плотности вискозиметра;

τ_{BA20} – значение временного периода «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя вискозиметра на воздухе (берут из сертификата заводской калибровки измерительного преобразователя вискозиметра), мкс;

τ_{BL} – значение временного периода «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя вискозиметра при измерении плотности

¹ Рекомендуется использование комплекта документов: МИ 2816 «ГСИ. Рекомендация. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» и МИ 23002-1 МГ-2003 «ГСИ. Рекомендация. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»

нефти, мкс;

ρ_u – значение плотности нефти, кг/м³, вычисляемое по формуле

$$\rho_u = \frac{\rho_l - K_{19} \cdot (t_L - 20)}{1 + K_{18} \cdot (t_L - 20)}, \quad (Г.14)$$

- где ρ_l – значение плотности нефти в условиях (при температуре и давлению) вискозиметра, определенное посредством напорных пикнометров, кг/м³;
- K_{19}, K_{18} – градуировочные коэффициенты уравнения плотности вискозиметра;
- t_L – значение температуры нефти в вискозиметре, °С.

Значение градуировочного коэффициента $K_{0\ new}$ вычисляют по формуле

$$K_{0\ new} = -1,04 - K_1 \cdot \tau_{BA20} - K_{2\ new} \cdot \tau_{BA20}^2, \quad (Г.15)$$

где $K_{0\ new}$ – новое значение градуировочного коэффициента K_0 уравнения плотности вискозиметра для данной установки (монтажа) измерительного преобразователя вискозиметра в БИК;

K_1 – градуировочный коэффициент уравнения плотности вискозиметра;

$K_{2\ new}$ – новое значение градуировочного коэффициента K_2 уравнения плотности вискозиметра для данной установки (монтажа) измерительного преобразователя вискозиметра в БИК;

τ_{BA20} – значение временного периода «В» частотного выходного сигнала измерительного преобразователя вискозиметра на воздухе (берут из сертификата заводской калибровки измерительного преобразователя вискозиметра, мкс.

Примечание – Новые значения градуировочных коэффициентов K_0 и K_2 действительны только для варианта монтажа измерительного преобразователя вискозиметра в БИК, при котором проводилась его градуировка.