


СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

 Н.В. Мурсалимова

06 2022 г.



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

МП 459-2022

Томск
2022

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игольское» (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 МикроТЭК;
ИК	– измерительный канал;
КМХ	– контроль метрологических характеристик;
МП	– методика поверки;
ПО	– программное обеспечение;
ПП	– денсиметры SARASOTA модификации FD960;
ПР	– преобразователь расхода;
СИ	– средство измерений;
СИКН	– система измерений количества и показателей качества нефти № 515 ПСП «Игольское», зав. № 515;
СОИ	– система обработки информации;
ТПУ	– установка поверочная трубопоршневая стационарная «Прувер С-500-0,05»;
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 от плюс 5 до плюс 30 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °С	Термогигрометр ИВА-6А-Д, регистрационный № 46434-11

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	<p>Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений от 0 до 90 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %</p> <p>Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 70 до 110 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ кПа</p>	Термогигрометр ИВА-6А-Д, регистрационный № 46434-11
10 Определение метрологических характеристик	<p>Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 в диапазоне измерений объемного расхода от 50 до 500 м³/ч, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %</p> <p>Средство измерений плотности в диапазоне измерений плотности от 700 до 1000 кг/м³, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м³</p> <p>Средство измерений плотности в диапазоне измерений плотности от 800 до 860 кг/м³, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,5$ кг/м³</p> <p>Средство воспроизведения напряжения постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 5 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm(0,02 \% \cdot X + 4 \text{ мкВ})$</p> <p>Средство воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 25 мА, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm(0,02 \% \cdot X + 1 \text{ мкА})$</p> <p>Средство воспроизведения частоты от 0,0005 до 10 кГц</p>	<p>Установка поверочная трубопоршневая стационарная «Прувер С-500-0,05», регистрационный № 17630-98</p> <p>Плотномер МД-02, регистрационный № 28944-05</p> <p>Ареометр АН, регистрационный № 34711-07</p> <p>Калибратор многофункциональный МС5-Р, регистрационный № 22237-08</p>
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;
- 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»: BC84C17194F87A9CC55EF26C6493A0A0 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, приведёнными 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 4"	12750-00	МИ 1974-2004 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 4"	16128-10	

Наименование СИ	Регистрационный номер в ФИФОЕИ	Методика определения метрологических характеристик
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
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16	МП 4211-024-2015. Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки. В соответствии с Приложением А
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Денсиметры SARASOTA модификации FD960	19879-00	Денсиметры SARASOTA модификации FD950 и FD960. Методика поверки. 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
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 поверочная трубопоршневая стационарная «Прувер С-500-0,05»	17630-98	МИ 1972-95 «Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки весов ОГВ»

10.1.2 Метрологические характеристики ИК рассчитывают по СИ, входящих в состав СИКН, в соответствии с методикой, приведенной 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, приведенным 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

$$\gamma_P = \frac{P}{P_B} \cdot \sqrt{\delta_{OP}^2 + \delta_{TP}^2 + \delta_{COI}^2} \quad (1)$$

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_{COI} – 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

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

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

$D_{\text{ПИП}}$ – 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

$$\Delta_T = \Delta_{\text{ПИП}} + \Delta_{\text{ОВИП}} + \Delta_{\text{ТВИП}} + \Delta_{\text{УВИП}} + \Delta_{\text{ОСОИ}} \quad (4)$$

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

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

$\Delta_{\text{ТВИП}}$ – 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, $\text{кг}/\text{м}^3$, определяют по формуле

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

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

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

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, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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 $\pm 0,3$ $\text{кг}/\text{м}^3$.

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 $\pm 0,07$ %.

10.1.5 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 относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

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

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2} \quad (9)$$

где δV – относительная погрешность СИ объема нефти, %;
 G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho} \quad (10)$$

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

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{изм}}} \cdot 100 \quad (11)$$

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность поточного плотномера, кг/м³;

$\rho_{\text{изм}}$ – измеренное значение плотности нефти, 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 – предел допускаемой относительной погрешности измерений СОИ, %.

10.1.9 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.1.9.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{м.в.}}^2 + \Delta W_{\text{х.с.}}^2 + \Delta W_{\text{м.п.}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{м.в.}} + W_{\text{х.с.}} + W_{\text{м.п.}}}{100}\right)^2}} \quad (12)$$

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, %;

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

$\Delta W_{\text{м.в.}}$ – пределы абсолютных погрешностей определений массовых долей воды,

$\Delta W_{\text{м.п.}}$ – механических примесей, концентрации хлористых солей, соответственно,

$\Delta W_{\text{х.с.}}$ – %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (13)$$

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 $R_{\text{х.с.}} = 2 \cdot r$. Значение повторяемости (сходимости) $r_{\text{х.с.}}$, выраженное в мг/дм³ по ГОСТ 21534, переводят в массовые доли по формуле

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

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

Таблица 6

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК температуры нефти	БИЛ	Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, датчики температуры Rosemount 3144P, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от +5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0,24 до 3,75 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \text{ } \%$
ИК плотности нефти	БИК	Денсиметры SARASOTA модификации FD960	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC	ИВК	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07 \text{ } \%$

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

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, термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65, датчиков температуры Rosemount 3144P, термопреобразователей сопротивления Rosemount 0065, 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

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

где \bar{t}_n - среднее арифметическое значение показаний поверяемого датчика температуры, °С,
 $\bar{t}_э$ - 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 «JOFRCAL» 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

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

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 API 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.