

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский
«26» января 2018 г.


ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
БЕРЕГОВЫХ СООРУЖЕНИЙ ДЛЯ ПРИЕМА НЕФТИ, ПОСТУПАЮЩЕЙ С МОРСКИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Методика поверки

МП 0730-14-2018

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев

г. Казань
2018

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки	4
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	6
5 Условия поверки	7
6 Подготовка к поверке	7
7 Проведение поверки	8
8 Оформление результатов поверки	17
Приложение А (рекомендуемое). Перечень измерительных каналов системы	19
Приложение Б (рекомендуемое). Форма протокола поверки системы	21
Приложение В (обязательное). Схемы подключения средств поверки при определении метрологических характеристик вторичной части измерительных каналов	28
Приложение Г (рекомендуемое). Форма протоколов определения метрологических характеристик вторичной части измерительных каналов и первичных измерительных преобразователей при поверке системы	29
Приложение Д (справочное). Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти	36

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия (далее – система) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок на месте эксплуатации.

1.2 Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне в соответствии с заявлением владельца системы с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

1.3 Если очередной срок поверки средств измерений из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это средство измерений, при этом поверку системы не проводят.

1.4 Интервал между поверками системы – один год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.1. Перечень измерительных каналов (ИК), для которых определяют метрологические характеристики (МХ) (погрешности) системы приведен в приложении А.

2.2 Допускается не проводить поверку средств измерений (СИ), входящих в состав измерительной линии, выведенной из работы.

Таблица 2.1 – Операции поверки

Наименование Операции	Номер пункта методи- ки по- верки	Проведение операции при			
		первичной поверке			перио- диче- ской поверке
		перед вводом в эксплуа- тацию	после ремонта (замены) из- мерительного преобразова- теля ИК	после ре- монта (за- мены) свя- зующих компонен- тов ИК	
Внешний осмотр	7.1	Да	Да	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Нет	Нет	Да
Опробование	7.3	Да	Да	Да	Да
Определение МХ ИК системы	7.4	Да	Да	Да	Да
Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти	7.5	Да	Да	Да	Да
Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти	7.6	Да	Да	Да	Да
Определение приведенной погрешности ИК дифференциального давления нефти	7.7	Да	Да	Да	Да
Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти	7.8	Да	Да	Да	Да

Окончание таблицы 2.1

Наименование Операции	Номер пункта методи- ки по- верки	Проведение операции при			
		первичной поверке			перио- диче- ской по- верке
		перед вводом в эксплуа- тацию	после ремонта (замены) из- мерительного преобразова- теля ИК	после ре- монта (за- мены) свя- зующих компонен- тов ИК	
Определение относительной погрешности ИК расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК)	7.9	Да	Да	Да	Да
Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в БИК	7.10	Да	Да	Да	Да
Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти	7.11	Да	Да	Да	Да
Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в измерительной линии (ИЛ)	7.12	Да	Да	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.13	Да	Да	Да	Нет

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.5	Калибратор температуры JOFRA серии ATC-R, RTC-R модели RTC-157B с внешним термометром сопротивления STS-2000 A 915 (далее - калибратор температуры) (регистрационный номер 46576-11), диапазон воспроизведения температуры от минус 45 до плюс 155 °С; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установления заданной температуры по внешнему штатному платиновому термометру сопротивления углового типа $\pm 0,04$ °С; нестабильность поддержания температуры $\pm 0,005$ °С; пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной (23±3) °С на каждый 1 °С $\pm 0,005$ °С;

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
	Калибратор температуры JOFRA серии ATC-R, RTC-R модели ATC-125B (далее - калибратор температуры) (регистрационный номер 46576-11), диапазон воспроизведения температуры от минус 90 до плюс 125 °С; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установления заданной температуры по внешнему штатному платиновому термометру сопротивления углового типа $\pm 0,06$ °С, нестабильность поддержания температуры $\pm 0,03$ °С; пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной (23 \pm 3) °С на каждый 1 °С $\pm 0,005$ °С (далее – калибратор температуры).
7.4 – 7.12	Термогигрометр ИВА-6 (далее – термогигрометр) (регистрационный номер 46434-11), диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения относительной влажности ± 2 % в диапазоне от 0 до 90 %, ± 3 % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 40 до плюс 60 °С; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры ± 1 °С в диапазоне от минус 40 до минус 20 °С, $\pm 0,3$ °С в диапазоне от минус 20 до плюс 60 °С.
7.6 - 7.7	Калибратор давления портативный Метран-517 (далее – калибратор давления Метран-517) (регистрационный номер 39151-12) с модулем давления эталонным Метран-518 (коды модулей 1М, 6М) (регистрационный номер 39152-12), диапазон измерений избыточного давления от 0 до 1 МПа, от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,02$ %, пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от температуры (20 \pm 2) °С на каждые 10 °С $\pm 0,01$ %.
7.4	Калибратор многофункциональный MC5-R (далее – калибратор MC5-R) (регистрационный номер 22237-08), диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА; пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm (0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон измерений силы постоянного тока от минус 100 до 100 мА; пределы допускаемой основной погрешности измерений $\pm (0,02$ % показания + 1,5 мкА).
7.4	Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (далее – устройство УПВА-Т) (регистрационный номер 39214-08), пределы допускаемой абсолютной погрешности при формировании тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 22 мА, пределы допускаемой относительной погрешности при формировании периода импульсных последовательностей $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 10 до $5 \cdot 10^8$ имп.
7.10	Установка пикнометрическая H&D Fitzgerald Ltd (регистрационный номер 37320-08), диапазон измерений плотности жидкости от 700 до 1600 кг/м ³ , пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости $\pm 0,1$ кг/м ³ .

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.11	Установка поверочная СР (далее – ПУ) (регистрационный номер 27778-09), 18” номинальное значение вместимости измерительного участка 120 дм ³ , пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка ± 0,05 %.

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ системы с требуемой точностью.

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;

- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», правилами промышленной безопасности и охраны труда, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть-Калмыкия», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», эксплуатационной документацией системы, ее компонентов и применяемых средств поверки;

- предусмотренные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.03.2013 № 96;

- предусмотренные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784;

- предусмотренные другими документами, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть-Калмыкия» в сфере безопасности, охраны труда и окружающей среды;

- корпуса применяемых средств поверки, СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;

- ко всем используемым средствам поверки и СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;

- работы по соединению средств поверки, СИ и вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;

- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;

- имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

- изучившие эксплуатационную документацию на систему, компоненты, входящие в состав системы, и средства поверки;

- изучившие требования безопасности, действующие на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть-Калмыкия», а также предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

4.3 При появлении утечек нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ, поверку прекращают.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха на открытой площадке, °С от плюс 10 до плюс 40
- температура окружающего воздуха в помещениях, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 90
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

5.2 Допускается проводить поверку при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и отличающихся от указанных в пункте 5.1, но удовлетворяющих условиям эксплуатации системы и средств поверки.

5.3 Параметры (показатели) измеряемой среды при проведении поверки системы должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры (показатели) измеряемой среды

Параметр (показатель) измеряемой среды	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Массовый расход нефти через систему, т/ч	От 180 до 1200
Давление нефти, МПа	От 0,3 до 1,5
Температура нефти, °С	От 0 до +24
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	От 780 до 840
Массовая доля воды в нефти, %	От 0 до 1,0
Массовая доля механических примесей в нефти, %	От 0 до 0,05
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³	От 0 до 800
Содержание свободного газа в нефти	Отсутствует

5.4 При проведении поверки отдельных СИ (компонентов) системы, соблюдают условия поверки, изложенные в методиках поверки соответствующих СИ.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- изучают техническую и эксплуатационную документацию системы;
- изучают настоящую инструкцию и руководства по эксплуатации средств поверки;
- средства поверки устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 5 настоящей инструкции;
- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - FloBoss S600+) на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;
- выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре системы проверяют:

- соответствие системы, измерительных каналов системы, монтажа, маркировки и пломбировки компонентов системы требованиям технической и эксплуатационной документации;

- заземление компонентов системы, работающих под напряжением;

- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки системы.

7.1.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если состав и комплектность системы (с учетом заявления владельца об объеме поверки), монтаж, маркировка и пломбировка составных частей и компонентов системы соответствуют требованиям технической и эксплуатационной документации системы, компоненты системы, работающие под напряжением, заземлены, а также отсутствуют повреждения и дефекты, препятствующие проведению поверки системы.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.2.1 Соответствие программного обеспечения (ПО) системы проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными в описании типа системы и отраженными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	«АРМ оператора СИКН»			ПО «FloBoss S600+»
	ПО «Форвард_Учет»		ПО «Форвард_MX»	
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmF.dll	ArmMX.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	06.21
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	F8F39210	30747EDB	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC16

7.2.2 Просмотр идентификационных данных FloBoss S600+ выполняют в следующей последовательности:

- используя клавиатуру на передней панели FloBoss S600+ переходят в меню «System settings»;

- в меню «System Settings» переходят в меню «Software version»;

- переходят в раздел «VERSION CONTROL APPLICATION SW»;

- записывают номер версии ПО;

- переходят в раздел «VERSION CONTROL FILE CSUM»;

- записывают контрольную сумму ПО.

7.2.3 Просмотр идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора системы (далее – АРМ оператора СИКН) «Форвард Учет» выполняют в следующей последовательности:

- в окне «Отчетные документы» переходят во вкладку «О программе», находящуюся в правом верхнем углу окна;

- записывают номер версии ПО (идентификационный номер) и контрольную сумму.

7.2.4 Просмотр идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН «Форвард МХ» в выполняют в следующей последовательности:

- в окне «Поверка и КМХ СРМ с помощью КП, ПП и ПР» переходят во вкладку «Информация о программе», находящуюся в левом верхнем углу окна;

- в диалоговом окне «О программе» открывают пункт меню «Получить сведения по

библиотеке»;

- записывают номер версии ПО (идентификационный номер) и контрольную сумму.

7.2.5 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО системы и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, реакцию ПО на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.2.6 Соответствие ПО считают подтвержденным, если идентификационные данные ПО системы совпадают с идентификационными данными, которые приведены в таблице 7.1, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО системы и обеспечивается аутентификация.

7.3 Опробование

Опробование системы проводят одновременно с определением МХ по пунктам 7.4 – 7.12 настоящей инструкции.

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

- проверяется наличие электропитания на элементах системы и средствах поверки;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;

- персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ системы.

На элементах оборудования и СИ системы не должно наблюдаться следов и нефти. При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

7.4 Определение МХ ИК системы

Определение МХ ИК системы проводится в следующей последовательности:

- определение МХ вторичной части измерительных каналов (далее – ВИК);
- определение МХ первичных измерительных преобразователей (ПИП).

7.4.1 Определение МХ ВИК аналоговых выполняют в следующей последовательности:

1) Подключают устройство УПВА-Т, установленное в режим имитации сигналов постоянного тока. Электрическая схема поверки собирается согласно приложению В и включает в себя все используемые в эксплуатации ВИК элементы аппаратного шкафа (барьеры, соединительные клеммы, резисторы).

2) С помощью устройства УПВА-Т устанавливают электрический сигнал 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА и 20 мА.

3) Значение физической величины, соответствующее току эталонного сигнала, приведено в соответствующем протоколе приложения Г.

4) После стабилизации показаний фиксируют значение входного сигнала с дисплея FloBoss S600+ в единицах измеряемого параметра.

Примечание – При параллельной подаче сигнала на вход нескольких FloBoss S600+ значение входного сигнала фиксируют одновременно на дисплеях всех подключенных FloBoss S600+.

5) Вычисляют абсолютную погрешность ВИК по формуле:

$$\Delta_{\text{ХВИК}i} = X_{\text{изм}i} - X_{ki}, \quad (1)$$

где $X_{\text{изм}i}$ – значение физической величины по показаниям ВИК;

X_{ki} – действительное значение физической величины, соответствующее задаваемому устройством УПВА-Т аналоговому сигналу силы постоянного тока.

6) Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ

ВИК, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

7) Повторяют процедуры по пунктам 3 - 6 для значений электрического сигнала 8 мА, 12 мА, 16 мА и 20 мА.

Результаты определения абсолютной погрешности ВИК считают положительными, если абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (1), в каждой реперной точке не выходит за пределы $\Delta_{\text{ВИКmax}}$, указанному в соответствующем протоколе приложения Г. В случае превышения допускаемых пределов аналоговые каналы FloBoss S600+ подвергают калибровке в соответствии с эксплуатационной документацией на FloBoss S600+.

7.4.2 Определение МХ ВИК импульсных выполняют в следующей последовательности:

1) Отключают счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 в комплекте с преобразователем серии 2700 (далее – СРМ) от ИК массового расхода и массы нефти и вместо него к соответствующему каналу подключают устройство УПВА-Т, установленное в режим воспроизведения партии импульсов заданной частоты. Подключение УПВА-Т осуществляют в соответствии с приложением В с включением всех используемых в ВИК элементов аппаратного шкафа (барьеров, клеммников, резисторов).

2) С помощью устройства УПВА-Т подают на вход ВИК пачку импульсов не менее 10000 импульсов. После завершения счета сравнивают заданное устройством УПВА-Т и измеренное FloBoss S600+ количество импульсов.

Примечание – При параллельной подаче сигнала на вход нескольких FloBoss S600+ (ИЛ и ПУ) значение количества импульсов фиксируют одновременно на дисплеях всех измерительных контроллеров FloBoss S600+.

3) Процедуру по пункту 2 выполняют три раза, подавая пачку импульсов с различной частотой из рабочего диапазона частот СРМ.

Результаты считают положительными, если абсолютная погрешность при измерении количества импульсов для каждого FloBoss S600+ равная разности заданного и измеренного количества импульсов находится в пределах ± 1 имп. Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ ВИК, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

7.4.3 Определение МХ ВИК плотности нефти в БИК выполняют в следующей последовательности:

1) Отключают преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 от ИК плотности нефти БИК и вместо него к соответствующему каналу подключают устройство УПВА-Т, установленное в режим воспроизведения частотных сигналов (периода). Подключение устройства УПВА-Т осуществляют в соответствии с рисунком 2 приложения В.

2) С помощью устройства УПВА-Т задают электрический сигнал со значением периода 1320 ± 1 мкс.

3) После стабилизации показаний фиксируют период входного сигнала с дисплея FloBoss S600+.

4) Вычисляют относительную погрешность ВИК плотности нефти БИК, %, по формуле

$$\delta_{\text{ТВИК}i} = \frac{T_{\text{изм}i} - T_{\text{ки}}}{T_{\text{ки}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $T_{\text{изм}i}$ – значение периода по показаниям ВИК при i -ом измерении, мкс;

$T_{\text{ки}}$ – значение периода заданное устройством УПВА-Т при i -ом измерении, мкс.

5) Повторяют процедуры по пунктам 2 – 4 для значений периода (1380 ± 1) мкс и (1460 ± 1) мкс.

Результаты считаются положительными, если относительная погрешность при измерении периода находится в пределах $\pm 0,001$ %. Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ ВИК, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

7.4.4 Допускается не проводить отдельную поверку ВИК, обмен данными в которых осуществляется по цифровому протоколу (плотность от СРМ) и определение МХ соответствующих им ПИП осуществляется в сквозном варианте (совместно ПИП и ВИК) в пяти или более точках всего рабочего диапазона измерения ВИК.

7.4.5 После получения положительных результатов поверки ВИК принимается, что погрешность всего ИК определяется погрешностью ПИП. Величиной погрешности ВИК в общей погрешности ИК пренебрегают.

7.4.6 Допускается поверку ВИК проводить в соответствии с документом МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденным ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014г. Результаты определения погрешности ВИК считаются положительными, если они не выходят за пределы требований указанной методики. Выполнение поверки ВИК в соответствии с МП 117-221-2013 производится на рабочем месте FloBoss S600+ с включением в электрическую схему поверки всех используемых в ВИК элементов аппаратного шкафа (барьеров, соединительных клемм, резисторов). Поверяются все каналы, действовавшие в системе. Допускается калибровать аналоговые каналы FloBoss S600+ в соответствии с эксплуатационной документацией на FloBoss S600+. Протоколы с результатами определения МХ ВИК оформляются в соответствии с МП 117-221-2013. Протоколы в части ВИК в приложении Г не заполняются.

7.5 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти

7.5.1 Определение абсолютной погрешности выполняют для каждого ИК температуры нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

7.5.2 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют поэтапно:

- абсолютную погрешность ПИП температуры (термопреобразователя сопротивления платинового серии 65 (далее – ТСП 65) в комплекте с преобразователем измерительным 644 или 3144 Р (далее – ИП 644)) определяют в соответствии с 7.5.3 настоящей инструкции;

- абсолютную погрешность вторичной части ИК (далее – ВИК) температуры нефти определяют в соответствии с 7.4.1 или 7.4.6 настоящей инструкции.

7.5.3 Определение абсолютной погрешности ТСП 65 в комплекте с ИП 644 (далее – датчик температуры 644) выполняют в следующей последовательности:

1) Демонтируют датчик температуры 644 и выдерживают его при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ не менее 30 минут.

2) Помещают датчик температуры 644 в блок сравнения калибратора температуры и проводят необходимые подключения в соответствии с инструкцией по эксплуатации на калибратор температуры.

3) Задают на калибраторе температуры значение температуры минус 5°C , $2,5^\circ\text{C}$, 10°C , $17,5^\circ\text{C}$, 25°C .

4) Эталонный термометр и датчик температуры 644 выдерживают до достижения стабильности показаний ($\pm 0,03^\circ\text{C}$ в течение пяти минут), фиксируют значение температуры окружающей среды в месте поверки $t_{\text{пп}},^\circ\text{C}$, измеренной термогигрометром, и вычисляют абсолютную погрешность, $^\circ\text{C}$, по формуле

$$\Delta_{\text{ТСП65+ИП644i}} = t_{\text{изм_ТСП65+ИП644i}} - t_{\text{кти}}, \quad (3)$$

где $t_{\text{изм_ТСП65+ИП644i}}$ – значение температуры, измеренное датчиком температуры 644, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{кти}}$ – значение температуры, измеренное калибратором температуры, $^\circ\text{C}$.

5) Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

6) Повторяют процедуры по пункту 3 – 5 для значений температуры $2,5^\circ\text{C}$, 10°C , $17,5^\circ\text{C}$, 25°C .

Результаты определения абсолютной погрешности датчика температуры 644 считают положительными, если абсолютная погрешность, рассчитанная по пункту 4, в каждой реперной

точке не выходит за пределы $\Delta_{\text{ТСП65+ИП644max}} = 0,3 \text{ } ^\circ\text{C}$.

7.5.4 Допускается проведение поверки отдельно ТСП 65 и ИП 644 в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа на данные СИ.

7.6 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти

7.6.1 Определение приведенной погрешности выполняют для каждого ИК избыточного давления нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

7.6.2 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления выполняют комплектно на месте эксплуатации в соответствии с 7.6.3 настоящей инструкции. При отсутствии такой возможности определение приведенной погрешности ИК избыточного давления выполняют поэлементно в соответствии с 7.6.4 настоящей инструкции.

7.6.3 Определение приведенной погрешности ПИП избыточного давления нефти выполняют комплектно с ВИК в следующей последовательности:

1) Перекрывают входной (подводящий) вентиль двухвентильного блока, соединяющий преобразователь давления измерительный 3051 (модификация 3051 TG) (далее – 3051 TG) с нефтепроводом.

2) Сбрасывают давление в 3051 TG до атмосферного через дренаж путем открытия дренажного вентиля двухвентильного блока. При этом значение давления контролируют по показаниям дисплея 3051 TG или по показаниям дисплея FloBoss S600+ системы.

3) Подключают через дренажный вентиль двухвентильного блока калибратор давления Метран-517 с эталонным модулем 6М и средство нагнетания давления (далее – задатчик давления).

4) Проверяют герметичность соединения путем задания давления, соответствующего верхнему пределу диапазона измерений ИК давления нефти. Давление задают с помощью задатчика давления. Значение давления контролируют с помощью калибратора давления Метран-517 с эталонным модулем. Соединение считают герметичным, если изменение давления в течение 5 минут не превысило 0,02 МПа.

Примечание – При невыполнении условия герметичности соединений определение приведенной погрешности ИК давления прекращают до устранения негерметичности.

5) Проверяют работоспособность ПИП давления нефти, изменяют измеряемое давление от нижнего предельного значения до верхнего. Должно наблюдаться изменение значения давления на всех выходных устройствах.

6) С помощью задатчика давления по показаниям калибратора давления Метран-517 с эталонным модулем 6М задают избыточное давление 0 МПа, 0,4 МПа, 0,8 МПа, 1,2 МПа, 1,6 МПа, 1,2 МПа, 0,8 МПа, 0,4 МПа 0 МПа.

Примечание – Отклонение давления от заданного значения не должно превышать $\pm 3 \%$, значение давления должно находиться внутри диапазона измерений ИК давления.

7) После стабилизации давления фиксируют значения в каждой i -той точке диапазона измерений ИК давления нефти, проводят не менее трех измерений:

- давления, измеренного ИК давления (по показаниям FloBoss S600+), $P_{\text{изм}i}$ МПа;

- давления, измеренного калибратором давления Метран-517 с эталонным модулем 6М, $P_{\text{изб}i}$, МПа.

8) Вычисляют приведенную погрешность ПИП давления нефти γ_{Pi} , %, по формуле

$$\gamma_{Pi} = \frac{P_{\text{изм}i} - P_{\text{изб}i}}{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (4)$$

где P_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК давления нефти, МПа;

P_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК давления нефти, МПа.

9) Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

10) Повторяют процедуры по пунктам б) – 9) для реперных точек соответствующих 0,4 МПа, 0,8 МПа, 1,2 МПа, 1,6 МПа, 1,2 МПа, 0,8 МПа, 0,4 МПа, 0 МПа.

Результаты определения приведенной погрешности ПИП давления нефти считают положительными, если вычисленная по формуле (4) приведенная погрешность ПИП давления нефти γ_{Pi} , %, в каждой реперной точке находится в пределах $\gamma_{Pmax} = 0,5$ %.

7.6.4 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти поэлементно проводят в следующей последовательности:

1) Выполняют поверку 3051 TG в соответствии с документом МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.

2) Выполняют поверку ВИК в соответствии с 7.4.1 или 7.4.6.

7.7 Определение приведенной погрешности ИК дифференциального давления нефти

7.7.1 Определение приведенной погрешности выполняют для каждого ИК дифференциального давления нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

7.7.2 Определение приведенной погрешности ИК дифференциального давления выполняют комплектно на месте эксплуатации в соответствии с 7.7.3 настоящей инструкции. При отсутствии такой возможности определение приведенной погрешности ИК избыточного давления выполняют поэлементно в соответствии с 7.7.4 настоящей инструкции.

7.7.3 Определение приведенной погрешности ПИП дифференциального давления нефти комплектно с ВИК в следующей последовательности:

1) Открывают (медленно) уравнительный вентиль соответствующего пятивентильного блока.

2) Перекрывают коренные шаровые краны, соединяющие преобразователь давления измерительный 3051 (модификация 3051 CD) (далее – 3051 CD) с нефтепроводом.

3) Сбрасывают давление в импульсных линиях до атмосферного через дренаж путем открытия дренажных вентилях соответствующего пятивентильного блока. Входные вентили блока (HP и LP) при этом должны быть открыты.

4) Отключают пятивентильный блок от импульсных линий, закрывают дренажные вентили и уравнительный вентиль.

5) Подключают на вход вентиля HP вентильного блока калибратор давления Метран-517 с эталонным модулем 1М и задатчик давления. Вход вентиля LP оставляют открытым в атмосферу.

6) Проверяют герметичность соединения путем задания давления, соответствующего верхнему пределу диапазона измерений ИК давления нефти. Давление задают с помощью задатчика давления. Значение давления контролируют с помощью калибратора давления с эталонным модулем. Соединение считают герметичным, если изменение давления в течение 5 минут не превысило 0,1 кПа.

Примечание – При невыполнении условия герметичности соединений определение приведенной погрешности ИК давления прекращают до устранения негерметичности.

7) Проверяют работоспособность ИК дифференциального давления нефти, изменяя измеряемое давление от нижнего предельного значения до верхнего. Должно наблюдаться изменение значения давления на всех выходных устройствах.

8) С помощью задатчика давления по показаниям калибратора давления с эталонным модулем 1М задают избыточное давление 0 кПа, 50 кПа, 100 кПа, 150 кПа, 200 кПа, 248 кПа, 200 кПа, 150 кПа, 100 кПа, 50 кПа, 0 кПа.

Примечание – Отклонение давления от заданного значения не должно превышать ± 3 %, значение давления должно находиться внутри диапазона измерений ИК давления.

9) После стабилизации давления фиксируют значения в каждой i -той точке диапазона измерений ИК давления нефти, проводят не менее трех измерений:

- разности давления, измеренного ИК дифференциального давления (по показаниям FloBoss S600+), $\Delta P_{\text{изм}i}$ кПа;
- давления, измеренного калибратором давления с эталонным модулем, $\Delta P_{\text{изб}i}$, кПа.

10) Вычисляют приведенную погрешность ПИП дифференциального давления нефти $\gamma_{\Delta P_i}$, %, по формуле

$$\gamma_{\Delta P_i} = \frac{\Delta P_{\text{изм}i} - \Delta P_{\text{изб}i}}{\Delta P_{\text{max}} - \Delta P_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где ΔP_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК дифференциального давления нефти, кПа.

ΔP_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК дифференциального давления нефти, кПа;

11) Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

12) Повторяют процедуры по пунктам 8) – 11) для реперных точек соответствующих 50 кПа, 100 кПа, 150 кПа, 200 кПа, 248 кПа, 200 кПа, 150 кПа, 100 кПа, 50 кПа, 0 кПа.

Результаты определения приведенной погрешности ПИП дифференциального давления нефти считают положительными, если вычисленная по формуле (5) приведенная погрешность ПИП дифференциального давления нефти в каждой реперной точке находится в пределах $\gamma_{\Delta P_{\text{max}}} = 0,3$ %.

7.7.4 Определение приведенной погрешности ИК дифференциального давления нефти поэлементно проводят в следующей последовательности:

- выполняют поверку 3051 CD в соответствии с документом МП 14061-10;
- выполняют поверку ВИК в соответствии с 7.4.1 или 7.4.6.

7.8 Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти

7.8.1 Определение приведенной погрешности выполняют для каждого ИК объемной доли воды в нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

7.8.2 Определение приведенной погрешности ИК объемной доли воды в нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации в соответствии с 7.8.3 настоящей инструкции. При отсутствии такой возможности определение приведенной погрешности ИК объемной доли воды в нефти выполняют поэлементно в соответствии с 7.8.4 настоящей инструкции.

7.8.3 Определение абсолютной погрешности ПИП объемной доли воды в нефти выполняют комплектно с ВИК на месте эксплуатации проводят в следующей последовательности:

1) Абсолютную погрешность ПИП объемной доли воды в нефти определяют сравнением результатов измерений объемной доли воды в нефти, полученных в испытательной лаборатории по пробе нефти, отобранной в БИК, с показаниями поверяемого ПИП в момент отбора пробы нефти.

2) Пробу нефти объемом не менее $0,5 \text{ дм}^3$ отбирают при помощи ручного пробоотборника БИК в герметичный, чистый сосуд – пробоприемник и доставляют в испытательную лабораторию для исследований.

3) Во время отбора пробы нефти визуально – по дисплею FloBoss S600+, фиксируют показание ИК объемной доли воды в нефти.

4) В испытательной лаборатории отобранную в БИК пробу нефти подготавливают и проводят ее исследование на содержание воды по методу Карла Фишера ГОСТ 14870-77 «Продукты химические. Методы определения воды» (ASTM D 4928) или с помощью эталонного лабораторного влагомера. Абсолютная погрешность используемого в лаборатории

метода не должна превышать 0,03 %.

5) Абсолютную погрешность ПИП объемной доли воды в нефти Δ_{W_i} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_i} = W_{\text{изм}i} - W_{\text{ки}}, \quad (6)$$

где $W_{\text{изм}i}$ – значение объемной доли воды в нефти по показанию ИК объемной доли воды в нефти при i -ом измерении, %;

$W_{\text{ки}}$ – значение объемной доли воды в нефти, определенное в испытательной лаборатории по соответствующей пробе нефти, отобранной в БИК при i -ом измерении, %;

6) Полученные результаты вносят в соответствующий протокол определения МХ, форма которого приведена в приложении Г настоящей инструкции.

7) Повторяют процедуры по 2) – 6) не менее трех раз.

Результаты определения абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти считают положительными, если абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (6), в каждом контрольном измерении находится в пределах $\Delta_{W_{\text{ВИКmax}}} = 0,1$ %.

7.8.4 Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти поэлементно проводят в следующей последовательности:

- выполняют поверку влагомера поточного модели L в соответствии с документом МП 46359-11 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 25.11.2010 г.;

- выполняют поверку ВИК в соответствии с п.7.4.1 или 7.4.6.

7.9 Определение относительной погрешности ИК расхода нефти в БИК

7.9.1 Определение относительной погрешности ИК расхода нефти БИК проводят поэлементно в следующей последовательности:

1) Выполняют поверку расходомера-счетчика ультразвукового Prosonic Flow 92F в соответствии с документом МП 29674-12 «ГСИ. Расходомеры-счётчики ультразвуковые Prosonic Flow. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2012 г.;

2) Выполняют поверку ВИК в соответствии с 7.4.1 или 7.4.6.

7.10 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в БИК

7.10.1 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти БИК выполняют комплектно на месте эксплуатации в порядке, установленном МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» либо МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835, 7840. Методика поверки на месте эксплуатации» (в редакции с учетом утвержденных Изменений).

7.10.2 Перед определением относительной погрешности ИК плотности выполняют поверку ВИК (частотные каналы) в соответствии с 7.4.3 или 7.4.6.

7.10.3 При одновременном измерении плотности нефти ПИП плотности нефти БИК комплектно с ВИК и эталонным средством измерений, показания ПИП плотности нефти БИК считывают с соответствующего FloBoss S600+.

7.10.4 Абсолютную погрешность ИК плотности нефти БИК, Δ_{ρ_i} , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\rho_i} = \rho_{\text{изм}i} - \rho_{\text{эт}i}, \quad (7)$$

где $\rho_{\text{изм}i}$ – значение плотности нефти по показаниям ПИП плотности нефти БИК при i -ом

измерении, кг/м³;

$\rho_{эti}$ – результат измерения плотности нефти эталонным средством измерений, приведенный к условиям измерений ИК плотности нефти БИК при i -ом измерении, кг/м³.

7.10.5 Полученные результаты оформляют в соответствии МИ 2816 либо МИ 2403.

7.10.6 Результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти БИК считают положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность ПИП плотности нефти БИК $\Delta_{\rho i}$ находится в пределах $\Delta_{\rho \max} = \pm 0,3$ кг/м³.

7.11 Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти

7.11.1 Определение относительной погрешности выполняют для каждого ИК массового расхода и массы нефти в соответствии с заявлением владельца системы.

7.11.2 Перед определением относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти выполняют поверку ВИК (импульсные каналы) в соответствии с 7.4.2 или 7.4.6.

7.11.3 При исправности ВИК отключают от ВИК массового расхода и массы нефти устройство УПВА-Т, подключают счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 с преобразователем серии 2700 и приступают к определению относительной погрешности ПИП массового расхода и массы нефти.

7.11.4 Определение относительной погрешности ПИП массового расхода и массы нефти выполняют комплектно с ВИК на месте эксплуатации в порядке, установленном МИ 3288-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности» (в редакции с учетом Изменения № 1).

7.11.5 Полученные результаты оформляют в соответствии МИ 3288.

7.11.6 Результат считают положительным, если относительная погрешность ПИП массового расхода и массы брутто нефти находится в пределе $\delta_{M \max} = \pm 0,25\%$.

7.12 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в ИЛ

7.12.1 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации в порядке, установленном МИ 3169-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика калибровки на месте эксплуатации канала измерений плотности поточным преобразователем плотности» для каждого ИК плотности нефти ИЛ в соответствии с заявлением владельца системы.

7.12.2 Результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти ИЛ считают положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность ИК плотности нефти ИЛ $\Delta_{\rho i}$ находится в пределе $\Delta_{\rho \max} = \pm 0,6$ кг/м³.

7.12.3 Полученные результаты оформляют в соответствии МИ 3169.

7.12.4 При отрицательных результатах проверяют исправность ВИК плотности нефти ИЛ. При исправности ВИК проводят градуировку ИК. По завершению проводят повторное определение абсолютной погрешности ИК.

7.13 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.13.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формулам

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{(\delta_M)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (8)$$

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{нB}}, \quad (9)$$

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{XC}}, \quad (10)$$

где δ_M - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти ИК массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти при помощи ИК объемной доли воды в нефти или в лаборатории, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти, %.

$\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность определения массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, механических примесей и хлористых солей в нефти определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (11)$$

где R – предел воспроизводимости методов определения показателей качества нефти;
 r – предел повторяемости (сходимости) методов определения показателей качества нефти. Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370–83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»

Для массовой концентрации хлористых солей сходимость определяют по ГОСТ 21534–76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», значение воспроизводимости метода определения массовой концентрации хлористых солей принимают равным удвоенному значению сходимости.

П р и м е ч а н и я:

1 Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчете значений абсолютной погрешности измерений массовой доли воды и хлористых солей не учитывают ввиду ее малого влияния.

Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (8) при предельных значениях параметров нефти в системе приведена в приложении Д.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти δM_n системой не должна превышать $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 По результатам определения МХ ИК по 7.4 – 7.12 оформляют свидетельство о поверке СИ с указанием методики поверки, по которой проводилось определение МХ СИ и сроком действия, равным интервалу между поверками, указанному в соответствующем описании типа или свидетельстве об утверждении типа.

Примечание. При поверке ТСП 65 в комплекте с ИП 644 оформляют свидетельство о поверке на датчик температуры 644 с указанием методики поверки системы и со сроком действия, равным интервалу между поверками, указанному в описании типа датчик температуры 644.

8.2 При определении МХ ВИК согласно процедуре, указанной в 7.4.1 – 7.4.5 и положительных результатах по 7.5 – 7.12 оформляется свидетельство о поверке на Floboss S 600+ с указанием методики поверки системы и сроком действия, равным интервалу между поверками, указанному в свидетельстве об утверждении типа. При определении МХ ВИК согласно процедуре, указанной в 7.4.6 оформляется свидетельство о поверке на Floboss S 600+ с указанием методики поверки из описания типа Floboss S 600+.

8.3 При положительных результатах поверки СИ, входящих в состав системы оформляют свидетельство о поверке всей системы с указанием рабочего диапазона массового расхода по каждой ИЛ и системы в целом. Рекомендуемая форма протокола системы с указанием поверенных СИ приведена в приложении Б настоящей инструкции.

8.4 Свидетельства о поверке СИ и измерительных преобразователей системы, прикладываются к свидетельству о поверке системы.

8.5 Протоколы поверки и определения МХ допускается оформлять в измененном виде.

8.6 Отрицательные результаты поверки системы оформляют в соответствии с утвержденным порядком. При этом выписывается извещение о непригодности к применению системы с указанием причин непригодности.

Приложение А
(рекомендуемое)

Перечень измерительных каналов системы

Наименование ИК (количество, место установки)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобразователь (ПИП) (регистрационный номер в ФИФ)	Вторичная часть ИК
ИК массового расхода и массы нефти (3, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3)	От 180 до 600 т/ч*	±0,25 % (относительная)	СРМ (45115-10)	FloBoss S600+ (57563-14) в комплекте с искробезопасный барьером ** MTL 7787+ (далее - MTL 7787+)
ИК температуры нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, вход ПУ, выход ПУ)	От -5,0 до 25,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)	1) Комплект : - ТСП 65, класс А (22257-11); - ИП 644, (14683-09) 2) Датчик температуры 644 (39539-08)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (резистор R250 ±0,01%)
ИК избыточного давления нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, вход ПУ, выход ПУ)	От 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	3051 TG (14061-10)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (резистор R250 ±0,01)
ИК дифференциального давления нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, БИК)	От 0 до 248 кПа	±0,3 % (приведенная)	3051 CD (14061-10)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК плотности нефти БИК (1, БИК)	От 780 до 840 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (52638-13)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК объемной доли воды в нефти (2, БИК)	От 0 % до 4 %,	±0,1 % (абсолютная)	Влагомер поточный модели L (56767-14)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+

Наименование ИК (количество, место ус- тановки)	Диапазон из- мерений	Пределы допус- каемой погрешно- сти ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобра- зователь (ПИП) (регистрационный номер в ФИФ)	Вторичная часть ИК
ИК температуры нефти БИК (1, БИК)	От -5,0 до 25,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)	Комплект: - ТСП 65; - ИП 644	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давле- ния нефти БИК (1, БИК)	От 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	3051 TG	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давле- ния нефти БИЛ (1, БИЛВых)	От 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	3051 TG	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК объемного расхода нефти в БИК (1, БИК)	От 0 до 10 м ³ /ч	±0,6 % (относительная)	Расходомер-счетчик ультразвуковой Prosonic Flow 92F (29674-12)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК плотности нефти в ИЛ (3, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3)	От 780 до 840 кг/м ³	±0,6 кг/м ³ (абсолютная)	СРМ	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
* - допускается отклонение до 10 % диапазона измерений при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти ** - пассивные (без преобразования сигнала) искробезопасные барьеры				

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ

Поверки системы измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти,
поступающих с морских месторождений Северного Каспия

Дата ____ . ____ . 20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Наименование эталонов и вспомогательных средств: *(с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))*

Поверка проведена в соответствии с документом:

Проведение поверки:

1. Внешний осмотр: *соответствует (не соответствует) требованиям 7.1 методики поверки.*
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: *соответствует (не соответствует) требованиям 7.2 методики поверки.*
3. Опробование: *соответствует (не соответствует) требованиям 7.3 методики поверки.*

4 Определение абсолютной погрешности ИК температуры

Таблица 4.1- Состав ИК температуры

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, °С
	от -5 до +25 °С	ТСП 65, НСХ Pt100, класс А		Тэг	годен	± 0,3
		ИП 644				
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (и прецизионным резистором 250 Ом)		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке ТСП 65: *имеется / отсутствует* (*заполняется при поверке по 7.5.4*)

Свидетельство о поверке ИП 644: *имеется / отсутствует* (*заполняется при поверке по 7.5.4*)

Свидетельство о поверке датчика температуры 644: *имеется / отсутствует* (*заполняется при поверке по 7.5.3*)

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры: положительные (отрицательные).

5 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления

Таблица 5.1 - Состав ИК избыточного давления

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, %
	от 0 до 1,6 МПа	3051 TG		Тэг	годен	± 0,5
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (и прецизионным резистором 250 Ом)		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке 3051TG: *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения приведённой погрешности ИК избыточного давления: положительные (отрицательные).

6 Определение приведенной погрешности ИК дифференциального давления

Таблица 6.1 - Состав ИК дифференциального давления

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, %
	от 0 до 248 кПа	3051 CD		Тэг	годен	± 0,3
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке 3051 CD: *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения приведенной погрешности ИК дифференциального давления: положительные (отрицательные)

7 Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти

Таблица 7.1 - Состав ИК объемной доли воды в нефти

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, %
	от 0 до 4 %	Влагомер поточный Phase Dynamics модели L		Тэг	годен	± 0,1
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке влагомера поточного Phase Dynamics модели L: *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня: положительные (отрицательные).

8 Определение относительной погрешности ИК расхода нефти в БИК

Таблица 8.1 - Состав ИК расхода нефти в БИК

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, %
	от 0,0 до 10 м ³ /час	Расходомер ультразвуковой Prosonic Flow		Тэг	годен	± 0,6
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке ультразвукового расходомера Prosonic Flow: : *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: : *имеется / отсутствует*

Результаты определения относительной погрешности ИК расхода нефти в БИК: *положительные (отрицательные)*.

9 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в БИК

Таблица 9.1 - Состав ИК плотности нефти в БИК

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, кг/м ³
	от 780 до 840 кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости модели 7835		Тэг	годен	± 0,3
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке преобразователя плотности жидкости модели 7835: *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности : *положительные (отрицательные)*.

10 Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти

Таблица 10.1 - Состав ИК массового расхода и массы нефти

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, %
	от 180 до 600 т/час	СРМ		Тэг	годен	± 0,25
		FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+		Номер платы/канала	годен	

Свидетельство о поверке СРМ: *имеется / отсутствует*

Свидетельство о поверке FloBoss S600+: *имеется / отсутствует*

Результаты определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти и массы нефти: *положительные (отрицательные)*.

11 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти в ИЛ

Таблица 11.1 - Состав ИК плотности нефти в БИК

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер	Обозначение	Результат	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в соответствии с описанием типа ИС, кг/м ³
	от 780 до 840 кг/м ³	СРМ		Тэг	годен	± 0,6
		FloBoss S600+ в комплекте с цифровым каналом		Номер канала	годен	

Таблица 11.2 - Результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти в ИЛ

№ ИК	$\rho_{\text{изм}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{эт}}$, кг/м ³	$\Delta\rho$, кг/м ³

Результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти в ИЛ: положительные (отрицательные).

Подпись лица, проводившего поверку _____

Приложение В (обязательное)

Схемы подключения средств поверки при определении метрологических характеристик вторичной части измерительных каналов

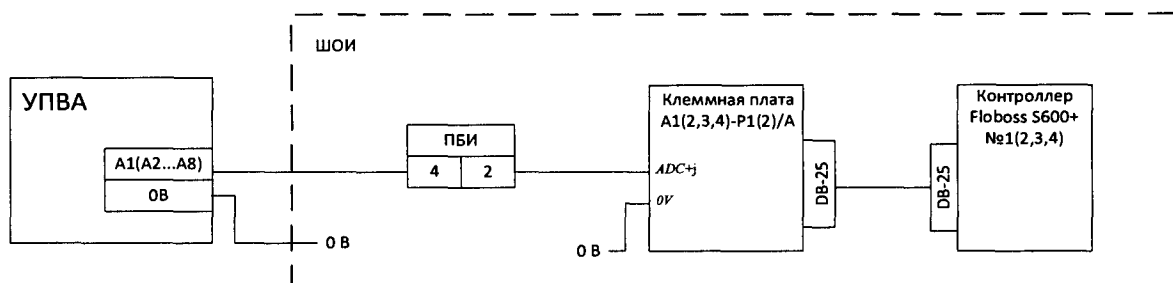


Рисунок 1 Схема подключения средств поверки при определении основной приведенной погрешности при измерении силы тока контроллером Floboss S600+. Все аналоговые ИК БИК, все преобразователи дифференциального давления, давление на выходе БИЛ.

(ПБИ -соответствующий пассивный барьер искробезопасный MTL 7787+ В1,10,13,16,17,18,20-24,29,30)

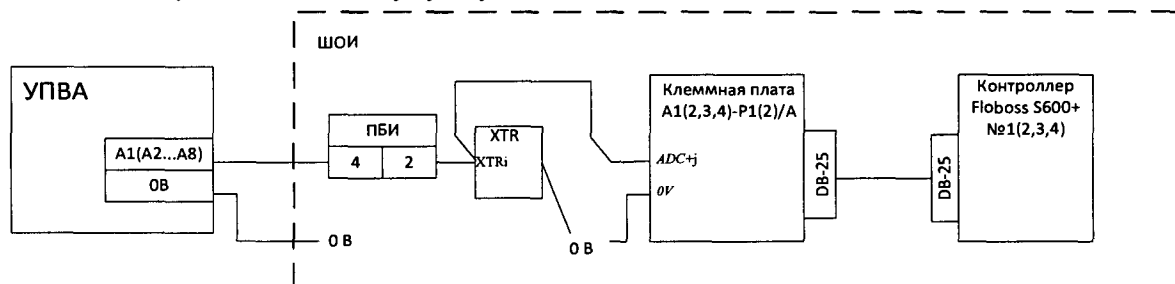


Рисунок 1а. Схема подключения средств поверки при определении основной приведенной погрешности при измерении силы тока контроллером Floboss S600+ с применением внешнего резистора 250 Ом. Преобразователи давления и температуры БИЛ и ТПУ.

(ПБИ -соответствующий пассивный барьер искробезопасный MTL 7787+ В8,9,11,12,14,15,25-28

XTR-клемма со штекером для установки электронных компонентов (внешние резисторы)

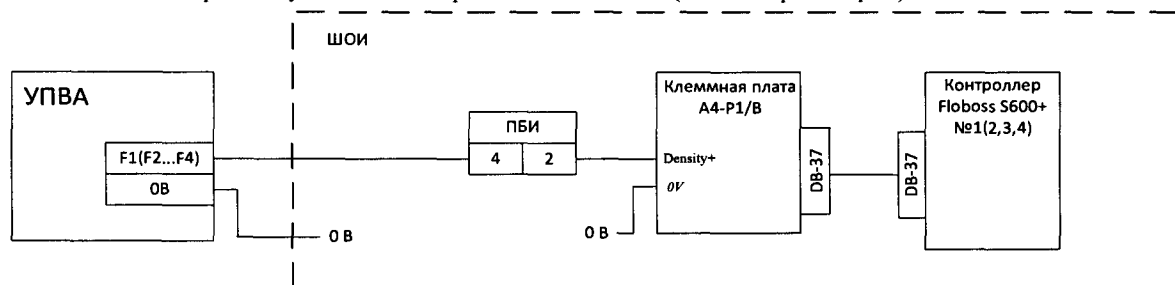


Рисунок 2. Схема подключения средств поверки при определении относительной погрешности при измерении частоты (ПБИ -пассивный барьер искробезопасный MTL 7787+ В19)

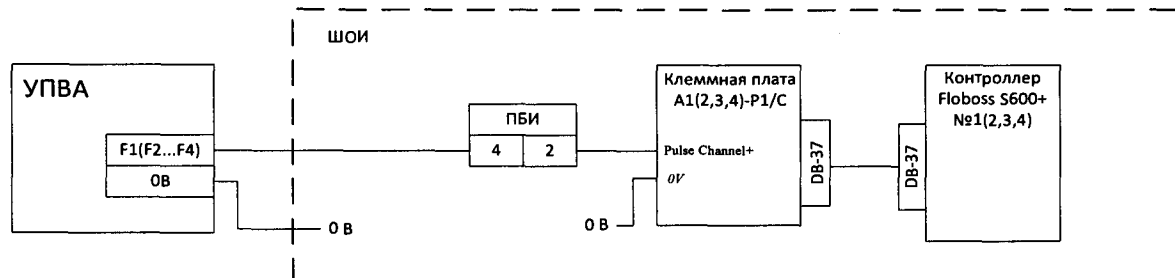


Рисунок 3. Схема подключения средств поверки при определении абсолютной погрешности при измерении количества импульсов ((ПБИ -пассивный барьер искробезопасный MTL 7787+ В2,3,4)

**Приложение Г
(рекомендуемое)**

**Форма протоколов определения метрологических характеристик вторичной части
измерительных каналов и первичных измерительных преобразователей при поверке
системы**

Г.1 Форма протокола определения МХ ВИК и ПИП ИК температуры нефти

ПРОТОКОЛ № 1-XXX
определения МХ ВИК и ПИП ИК температуры нефти
(ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, ПУ_{ВХ}, ПУ_{ВЫХ}, БИК)
на месте эксплуатации

Дата ____ . ____ .20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

- в месте установки ВИК _____

- в местах установки ПИП ИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 1.1 - Результаты определения абсолютной погрешности ВИК температуры

№ ИК	I_x , мА	t_k , °С	$t_{изм}$, °С	$\Delta_{ВИК}$, °С	Предел допускаемой погрешности ВИК, °С
	4,0	-5,00			0,03
	8,0	2,50			
	12,0	10,00			
	16,0	17,50			
	20,0	25,00			

Таблица 1.2 - Результаты определения абсолютной погрешности ПИП температуры (заполняют при поверке по 7.5.3)

№ ИК	$t_{кт}$, °С	$t_{измТСП65+ИП644}$, °С	$\Delta_{измТСП65+ИП644}$, °С	Предел допускаемой погрешности ПИП, °С
	-5,0			0,3
	2,5			
	10,0			
	17,5			
	25,0			

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Г.2 Форма протокола определения МХ ВИК и ПИП ИК избыточного давления нефти

ПРОТОКОЛ № 2-XXX
 определения МХ ВИК и ПИП ИК избыточного давления нефти
 (ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, ПУ_{ВХ}, ПУ_{ВЫХ}, БИК)
 на месте эксплуатации

Дата ____ . ____ . 20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

– в местах установки ПИП ИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 2.1 - Результаты определения абсолютной погрешности ВИК избыточного давления (заполняют при поверке по 7.6.4)

№ ИК	P_K , МПа	I_K , мА	$P_{изм}$, МПа	$\Delta P_{ВИК}$, МПа	$\Delta P_{ВИКmax}$, МПа	Предел допускаемой погрешности ВИК, МПа
	0,000	4,0				0,001
	0,400	8,0				
	0,800	12,0				
	1,200	16,0				
	1,600	20,0				

Таблица 2.2 - Результаты определения приведенной погрешности ПИП избыточного давления (заполняют при поверке по 7.6.3)

№ ИК	$P_{изб}$, МПа	$P_{изм}$, МПа	γ_P , %	γ_{Pmax} , %	Предел допускаемой погрешности ПИП, %
	0,0				± 0,5
	0,4				
	0,8				
	1,2				
	1,6				
	1,2				
	0,8				
	0,4				
	0,0				

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Г.3 Форма протокола определения МХ ВИК и ПИП ИК дифференциального давления нефти

ПРОТОКОЛ №3-XXX
 определения МХ ВИК и ПИП ИК дифференциального давления нефти
 (ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, БИК)
 на месте эксплуатации

Дата ____ . ____ .20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

– в местах установки ПИП ИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 3.1 Результаты определения абсолютной погрешности ВИК дифференциального давления (заполняют при поверке по 7.7.4)

№ ИК	P_k , кПа	I_k , мА	$P_{изм}$, кПа	$\Delta_{дрВИК}$, кПа	$\Delta_{дрВИКmax}$, кПа	Предел допускаемой погрешности ВИК, кПа
	0,000	4,0				0,075
	62,000	8,0				
	124,000	12,0				
	186,000	16,0				
	248,000	20,0				

Таблица 3.2 - Результаты определения приведенной погрешности ПИП дифференциального давления (заполняют при поверке по 7.7.3)

№ ИК	$P_{изб}$, кПа	$P_{изм}$, кПа	γ_P , %	γ_{Pmax} , %	Предел допускаемой погрешности ПИП, %
	0,0				0,3
	50,0				
	100,0				
	150,0				
	200,0				
	248,0				
	200,0				
	150,0				
	100,0				
	50,0				
	0,0				

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Г.4 Форма протокола определения МХ ВИК и ПИП ИК объемной доли воды в нефти

ПРОТОКОЛ № 4-XXX
 определения МХ ВИК и ПИП ИК объемной доли воды в нефти
 на месте эксплуатации

Дата ____ . ____ .20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

– в местах установки ПИП ИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 4.1 - Результаты определения абсолютной погрешности ВИК

№ ИК	$W_k, \%$	$I_k, \text{мА}$	$W_k, \%$	$\Delta W_{\text{ВИК}}, \%$	$\Delta W_{\text{ВИКmax}}, \%$	Предел допускаемой погрешности ВИК, %
	0	4				0,01
	1	8				
	2	12				
	3	16				
	4	20				

Таблица 4.2 - Результаты определения абсолютной погрешности ПИП объемной доли воды в нефти (заполняют при поверке по 7.8.3)

№ ИК	$W_{\text{изм}}, \%$	$W_k, \%$	$\Delta W, \%$	$\Delta W_{\text{max}}, \%$	Предел допускаемой погрешности ПИП, %
					0,1

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Г.5 Форма протокола определения МХ ВИК расхода нефти в БИК

ПРОТОКОЛ № 5-XXX
определения МХ ВИК ИК расхода нефти в БИК

Дата ____ . ____ .20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 5.1 - Результаты определения абсолютной погрешности ВИК

№ ИК	Q_k , м ³ /час	I_k , МА	$Q_{изм}$, м ³ /час	$\Delta Q_{ВИК}$, м ³ /час	$\Delta Q_{ВИКmax}$, м ³ /час	Предел допускаемой погрешности ВИК, м ³ /час
	0,000	4,0				0,003
	2,500	8,0				
	5,000	12,0				
	7,500	16,0				
	10,000	20,0				

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Г.6 Форма протокола определения МХ ВИК плотности нефти в БИК

ПРОТОКОЛ № 6-XXX
определения МХ ВИК плотности нефти в БИК

Дата ____ . ____ .20__ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 6.1 - Результаты определения относительной погрешности ВИК плотности нефти в БИК

№ ИК	Тк, мкс	Гизм, мкс	δ_T , %	Предел допускаемой погрешности ВИК, %
				0,001

Г.7 Форма протокола определения МХ ВИК массового расхода и массы нефти

ПРОТОКОЛ № 7-XXX
определения МХ ВИК массового расхода и массы нефти
(ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3)
на месте эксплуатации

Дата ____ . ____ .20 ____ г.

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений:

Заводской номер системы:

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С:

– в месте установки ВИК _____

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Таблица 7.1 - Результаты определения погрешности ВИК

№ ИК	f_k , Гц	Imp_k	$Imp_{изм}$	ΔImp	Предел допускаемой погрешности ВИК, имп
		10000			±1

Подпись лица, проводившего определение МХ _____

Примечание – Допускается другая нумерация Протоколов, позволяющая однозначно идентифицировать эти Протоколы.

**Приложение Д
(справочное)**

Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Д.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице Д.1.

Таблица Д.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{mv} , %	1,00
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{MB} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{MB} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, ΔW_{mv} , %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, W_{mp} , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, R_{MP} , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, r_{MP} , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, ΔW_{mp} , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, mg/dm^3	800
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , mg/dm^3	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , mg/dm^3	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, mg/dm^3	66,14
Минимальное значение плотности нефти, kg/m^3	780
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,103
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,008
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

Д.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.