

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАННО

Заместитель директора филиала

А.С. Тайбинский

2022 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 391
ТЕРМИНАЛ «УСА» ТПП «ЛУКОЙЛ-УСИНСКНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Методика поверки

МП 1372-14-2022

Заместитель начальника отдела НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань
2022

| | |
|-------------|---|
| РАЗРАБОТАНА | ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» |
| ИСПОЛНИТЕЛИ | Черепанов М.В. |
| СОГЛАСОВАНА | ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» |

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 391 Терминал «УСА» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 3-2020 «Государственный первичный эталон единицы массы (килограмма)» или ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости». Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

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

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК).

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

| Диапазон измерений массового (объемного) расхода нефти, т/ч (м ³ /ч) | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, % | |
|---|--|---------------|
| | ±0,25 (брутто) | ±0,35 (нетто) |
| от 320 (400) до 2250 (2400) | | |

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

| Наименование операции | Номер раздела (пункта) методики поверки | Проведение операции при | |
|--|---|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| Внешний осмотр средства измерений | 6 | Да | Да |
| Подготовка к поверке и опробование средства измерений | 7 | Да | Да |
| Проверка программного обеспечения средства измерений | 8 | Да | Да |
| Определение метрологических характеристик средства измерений | 9 | Да | Да |
| Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН | 9.1 | Да | Да |
| Определение метрологических характеристик ИК объемного влагосодержания | 9.2 | Да | Да |

Продолжение таблицы 2

| Наименование операции | Номер раздела (пункта) методики поверки | Проведение операции при | |
|---|---|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти | 9.3 | Да | Да |
| Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН | 9.4 | Да | Да |
| Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН | 9.5 | Да | Да |
| Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 10 | Да | Да |

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки в случае его оформления. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик ИК объемного влагосодержания (№ 1.1, 2.2) проводят в условиях эксплуатации СИКН.

Величина расхода в блоке контроля качества (далее – БИК) не менее 2,2 м³/ч.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (№ 2.1, 2.2) проводят при следующих условиях:

- температура воздуха в БИК (место установки плотномера МД-02), °С от 10 до 30;
- температура нефти в трубопроводе, °С от 30 до 60;
- диапазон температуры окружающего воздуха

при взвешивании пикнометров (при применении пикнометрической установки), °С от 15 до 25;

- разность температуры нефти и окружающего воздуха в БИК, °С, не более 10;
- давление нефти в трубопроводе, МПа, не более 1;
- относительная влажность воздуха в помещении, %, не более 80.
- изменения режима и параметров нефти в процессе измерений при поверке, не более
 - плотности, кг/м³ 0,1 в течение 5 мин.;
 - температуры, °С 0,1 в течение 5 мин.;
 - давления, МПа 0,05 в течение 5 мин.

3.5 При соблюдении условий 3.1 - 3.4 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

| Операции поверки, требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки | Перечень рекомендуемых средств поверки |
|--|---|--|
| п. 7.3.1 | Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, в диапазоне значений, соответствующем диапазону измерений преобразователей расхода, входящих в состав СИКН, с допускаемой относительной погрешностью $\pm 0,05$ % | Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (типоразмер 24"), регистрационный № 12888-99 |
| п. 9.2 | Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов», в диапазоне значений, соответствующем диапазону измерений ИК объемного влагосодержания, с абсолютной погрешностью измерений не более $\pm 0,025$ % | Влагомер эталонный (компаратор) товарной нефти поточный УДВН-1эп (далее – эталонный влагомер), регистрационный № 59937-15 |
| п. 9.3 | Рабочий эталон плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603, в диапазоне измерений, соответствующем диапазону измерений ИК плотности нефти, с абсолютной погрешности не более $\pm 0,1$ кг/м ³ | Плотномер МД-02, регистрационный № 28944-08. Установка переносная пикнометрическая Аргоси (далее – пикнометрическая установка), регистрационный № 43127-09 |

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию об аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.2 Подготовка перед определением метрологических характеристик ИК

7.2.1 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК объемного влагосодержания выполняют следующие работы:

Подготавливают средства поверки и измерительные компоненты, входящие в состав ИК объемного влагосодержания, в соответствии с эксплуатационными документами на них.

7.2.2 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК плотности нефти выполняют следующие работы:

1) При применении в качестве средства поверки плотномера МД-02

- подготавливают измерительные компоненты, входящие в состав ИК плотности нефти, в соответствии с эксплуатационными документами на них;

- промывают измерительную камеру плотномера МД-02 и поплавков бензином и толуолом;

- запускают программное обеспечение плотномера МД-02 на персональном компьютере;

- устанавливают поплавок в измерительную камеру плотномера МД-02;

- гибкими рукавами присоединяют плотномер МД-02 к технологической линии последовательно с ПП, входящим в состав ИК плотности нефти.

- устанавливают расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 1 м³/ч;

- проверяют соответствие введенных в контроллер измерительный градуировочных коэффициентов по сертификату первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти (ПП);

2) При применении в качестве средства поверки установки пикнометрической

- промывают внутреннюю полость измерительных компонентов (ПП), входящего в состав ИК плотности нефти, бензином или нефрасом, используя шомпол с ершиком из мягкого материала или ткань;

- пикнометры, являющиеся частью пикнометрической установки, разбирают, промывают бензином или нефрасом, сушат на воздухе или продувая их пылесосом (феном), и собирают;

- электронные весы подготавливают в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- взвешивают пустые пикнометры методом прямого взвешивания, если используемые весы имеют функцию калибровки по массе. Непосредственно перед взвешиванием пикнометров калибруют весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Каждый пикнометр взвешивают не менее трех раз, вычисляют среднее значение результатов взвешиваний. Сходимость результатов взвешиваний - не более 0,02 г, в противном случае повторяют взвешивания;

- измеряют температуру атмосферного воздуха и барометрическое давление в помещении, где проводились взвешивания;

- пикнометрическую установку подсоединяют к трубопроводу в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- устанавливают расход нефти через ИК плотности нефти, в пределах его рабочего

диапазона;

- устанавливают расход нефти через пикнометрическую установку;
- проверяют соответствие введенных в контроллер измерительный градуировочных коэффициентов по сертификату ПП.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в составе СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и контроллером измерительным (вторичная часть ИК), контроллером измерительным и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля отображающихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проводят опробование СИКН в части обеспечения ПР, входящими в состав СИКН, правильность измерения массы (массового расхода) и объема (объемного расхода) нефти путем проведения контроля метрологических характеристик ПР, в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН;

Результат опробования считают положительным, если:

- компоненты СИКН и средства поверки обеспечены электропитанием;
- на дисплеях компьютеров АРМ оператора отображаются значения измеряемых величин;
- для каждого ПР получены положительные результаты контроля метрологических характеристик.

7.3.2 Опробование ИК объемного влагосодержания

Проверяют исправность измерительных компонентов, входящих в состав ИК объемного влагосодержания, в соответствии с эксплуатационными документами.

Результата опробования считают положительным, если измерительные компоненты ИК объемного влагосодержания исправны и работоспособны.

7.3.3 Опробование ИК плотности нефти

Проверяют исправность измерительных компонентов, входящих в состав ИК плотности нефти, в соответствии с эксплуатационными документами.

Результата опробования считают положительным, если измерительные компоненты ИК плотности нефти исправны и работоспособны.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) контроллеров измерительных FloBoss S600+ (рабочий, резервный) проводят в следующей последовательности:

- а) войти в главное меню;
- б) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- в) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- г) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – цифровой идентификатор (вкладка P190.8);

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – номер версии (идентификационный номер) (вкладка P190.10).

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в описании типа СИКН.

8.2 Подтверждение соответствия ПО АРМ оператора СИКН проводят в следующей последовательности:

- а) на экране компьютера АРМ оператора выбрать и открыть вкладку «Коэффициенты»;
- б) в открывшейся вкладке отобразится информация с идентификационными данными.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в описании типа СИКН.

8.3 Подтверждение соответствия ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (рабочий, резервный) проводят в следующей последовательности:

- а) войти в главное меню;
- б) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- в) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- г) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – цифровой идентификатор (вкладка P179.8);

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – номер версии (идентификационный номер) (вкладка P179.10).

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в описании типа СИКН.

8.4 Подтверждение соответствия ПО АРМ оператора «ЛИК СИКН» проводят в следующей последовательности:

- а) на экране компьютера АРМ оператора выбрать вкладку «Система»;
- б) в открывшейся вкладке нажать клавишу «Расчет CRC», после чего откроется вкладка «PAS» с перечнем файлов (Идентификационное наименование ПО);
- в) выбрать файл с нужным наименованием, кликнув левой кнопкой мыши;
- г) нажать правую кнопку мыши и в появившемся окне выбрать пункт «Свойства файла»;
- д) в открывшемся окне выбрать вкладку «Хешсуммы файлов»;
- е) в открывшейся вкладке отобразится информация с идентификационными данными (Цифровой идентификатор ПО).

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют у измерительных компонентов (за исключением измерительных компонентов входящих в состав ИК № 1.1, 1.2 (влагомеры нефти поточные модели LC), 2.1, 2.2 (преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835)), входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на измерительные компоненты предусмотрено их описаниями типа.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного влагосодержания (ИК № 1.1, 1.2) проводят в соответствии с приложением Б к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК № 1.1 и 1.2 соответствующими установленным пределам если, полученное значение абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания не превышает $\pm 0,1$ %.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (ИК № 2.1, 2.2) проводят в соответствии с приложением В к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК плотности нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефти не превышает $\pm 0,30$ кг/м³.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.3, а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания № 1.1, 1.2 не превышает $\pm 0,1$ %;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 2.1, 2.2 не превышает $\pm 0,30$ кг/м³;

настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4, а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания № 1.1, 1.2 не превышает $\pm 0,1$ %;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 2.1, 2.2 не превышает $\pm 0,30$ кг/м³;

- относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;

настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9, а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
 - полученное значение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания № 1.1, 1.2 не превышает $\pm 0,1$ %;
 - полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 2.1, 2.2 не превышает $\pm 0,30$ кг/м³;
 - значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
 - значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;
- СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А.

Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

Сведения о результатах поверки, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

11.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке на оборотной стороне указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;
- диапазон измерений и пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания № 1.1, 1.2;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК плотности нефти № 2.1, 2.2.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН и ИК, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления).

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.4 При поверке СИКН в части отдельного ИК (объемного влагосодержания, плотности нефти) оформляют протокол поверки СИКН в части соответствующего ИК согласно Приложению А.

Сведения о результатах поверки СИКН в части ИК, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке СИКН в части ИК на оборотной стороне указывают диапазон измерений и пределы допускаемой погрешности ИК.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части ИК (в случае его оформления).

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской №: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

A.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)

A.2. Опробование:

_____ (соответствует/не соответствует 7.3.1)

_____ (соответствует/не соответствует 7.3.2)

_____ (соответствует/не соответствует 7.3.3)

A.3. Проверка программного обеспечения средства измерений:

_____ (соответствует/не соответствует 8.1)

_____ (соответствует/не соответствует 8.2)

_____ (соответствует/не соответствует 8.3)

_____ (соответствует/не соответствует 8.4)

A.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

A.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, установленным при утверждении типа характеристикам

_____ (соответствуют/не соответствуют 9.1)

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК

А.4.2.1 Определение метрологических характеристик ИК объемного влагосодержания (заполняется для каждого ИК № 1.1, 1.2)

ИК № _____ (1.1, 1.2)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

Диапазон измерений, % _____

Средняя температура нефти, °С _____

Средний расход, м³/ч _____

Плотность нефти, кг/м³ _____

Калибровочные коэффициенты:

Cal Factor =

| Коэффициенты | T1 (XX °C) | T2 (XX °C) | T3 (XX °C) |
|--------------|------------|------------|------------|
| K0 | | | |
| K1 | | | |
| K2 | | | |
| K3 | | | |

Результаты измерений

| № измерения | Показания эталонного влагомера, W ₀ , % | Показания влагомера, W, % | Абсолютная погрешность, ΔW, % |
|-------------|--|---------------------------|-------------------------------|
| 1 | | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |

Метрологические характеристики ИК объемного влагосодержания установленным в соответствии с 9.2 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

Приложение А (окончание)

Стр. _ из _

А.4.2.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (заполняется для каждого ИК № 2.1, 2.2)

ИК № _____ (2.1, 2.2)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

Температура окружающего воздуха при взвешивании пикнометров _____ °С

Атмосферное давление _____ мм рт. ст.

Результаты измерений

| № измерения | Температура нефти | | Давление нефти | | Т | $\rho_{t,p}$ | $\rho_{пл}(\rho_{п})$ | $\rho_{пприв}$ | $\Delta\rho$ | |
|-------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|---|--------------|-----------------------|----------------|--------------|--|
| | $t_{пп}$ | $t_{пл}(t_{п})$ | $P_{пп}$ | $P_{пл}(P_{п})$ | | | | | | |
| | °С | °С | МПа | МПа | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

Примечание – В столбцах 3, 5, 8 указывают результаты измерений в зависимости от применяемого средства испытаний плотномер МД-02 ($t_{пл}$, $P_{пл}$, $\rho_{пл}$) или пикнометрическая установка ($t_{п}$, $P_{п}$, $\rho_{п}$).

Градуировочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК _____ от _____

Метрологические характеристики ИК плотности нефти установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А. 4.2.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А. 4.2.4 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.5 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки _____

 должность лица, проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.

Приложение Б (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания

Определение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания проводят на месте эксплуатации в составе СИКН путем сличения результатов измерений объемной доли воды, измеренной ИК объемного влагосодержания, и объемной доли воды измеренной эталонным влагомером.

Определение абсолютной погрешности ИК объемного влагосодержания проводят на месте эксплуатации в одной точке при рабочем значении влагосодержания. Отбирают пробу измеряемой среды в БИК объемом 500 мл не менее трех раз, через равные промежутки времени (не менее чем 0,5 часа). В момент отбора пробы фиксируют показания результатов измерений ИК объемного влагосодержания так же не менее трех раз. Проводят измерения объемного влагосодержания в отобранной пробе с применением эталонного влагомера. Результаты измерений заносят в протокол (Приложение А).

В протокол приложения А записывают:

- температуру, плотность и расход нефти в БИК;
- калибровочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК объемного влагосодержания (Влагомер нефти поточный модели LC).

Обработка результатов измерений

Абсолютную погрешность вычисляют по формуле

$$\Delta W = W - W_0, \quad (\text{A.1})$$

где W_0 – значение объемной доли воды в измеряемой среде, измеренное эталонным влагомером, %;

W – значение объемной доли воды в измеряемой среде, измеренное ИК объемного влагосодержания, %.

Проверяют выполнение условия

$$\Delta W \leq 0,1\%. \quad (\text{A.2})$$

Приложение В (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют, как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности нефти и плотномером МД-02 или пикнометрической установкой.

1) При измерении плотности нефти плотномером МД-02 выполняют следующие работы.

Открыть входной и выходной краны плотномера МД-02 и обеспечивая циркуляцию нефти через камеру.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ИК плотности нефти и плотномере МД-02, когда изменение температуры нефти во времени не превышает $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}/5\text{ мин}$, изменение давления – $0,05\text{ МПа}/5\text{ мин}$, изменение плотности – $0,1\text{ кг/м}^3/5\text{ мин}$.

С помощью измерительного компонента ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) фиксируют показания периода первичного измерительного компонента ИК плотности нефти, плотности, температуры и давления нефти, температуру и давление в плотномере МД-02. Результат записывают в протокол (Приложение А).

Закрывают входной и выходной краны плотномера МД-02. Отключают плотномер МД-02. Перенести плотномер МД-02 в помещение и подключить к контроллеру.

Установить плотномер МД-02 вертикально по ампуле уровня. Произвести измерение плотности нефти ($\rho_{п}$, кг/м^3). Результат отобразится на экране монитора не более чем через 4 минуты.

Опорожнить плотномер МД-02. Для этого подставить под плотномер МД-02 емкость и осторожно открыть краны (давление!). Извлечь кассету с поплавком, промыть поплавок и подпятник. Плотномер готов к следующему измерению.

Измерения выполняют три раза.

2) При измерении плотности нефти пикнометрической установкой выполняют следующие работы:

- подготавливают измерительные компоненты, входящие в состав ИК плотности нефти, согласно эксплуатационной документации;

- пикнометры, входящие в состав пикнометрической установки, разбирают, промывают бензином или нефрасом, сушат на воздухе или продувая их пылесосом (феном), и собирают;

- электронные весы, входящие в состав пикнометрической установки, установки подготавливают в соответствии с эксплуатационной документацией;

- взвешивают пустые пикнометры методом прямого взвешивания не менее трех раз. Записывают результаты измерений.

Подключают пикнометрическую установку последовательно с первичным измерительным преобразователем ИК плотности нефти.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ИК плотности нефти и пикнометрической установки, когда изменение температуры нефти во времени не превышает $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}/5\text{ мин}$, изменение давления – $0,05\text{ МПа}/5\text{ мин}$, изменение плотности – $0,1\text{ кг/м}^3/5\text{ мин}$.

С помощью измерительного компонента ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) фиксируют значение периода колебаний от первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, значения температуры и давления нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти и одновременно снимают показания температуры на входе и выходе пикнометрической установки.

Закрывают краны на пикнометрической установке, начиная с выходного крана второго по потоку пикнометра. Отсоединяют пикнометрическую установку и переносят ее в лабораторию. Пикнометры извлекают из пикнометрической установки, промывают наружную поверхность нефрасом или бензином и продувают либо сетевым сухим сжатым воздухом, либо пылесосом (феном) до полного удаления остатков промывочной жидкости.

Взвешивают заполненные пикнометры на весах не менее трех раз.

Приложение В (продолжение)

Опорожняют пикнометры, разбирают их, моют корпус пикнометра и детали кранов нефрасом или бензином и продувают сухим воздухом до полного удаления остатков промывочной жидкости. При наличии воды в нефти рекомендуется предварительно промыть пикнометры и детали кранов спиртом. Собирают и взвешивают пустые пикнометры. Сходимость результатов взвешивания пустых пикнометров до и после измерения плотности - не более 0,02 г, в противном случае измерения плотности повторяют.

Примечание – Допускается разбирать и проводить взвешивание пустых пикнометров не при каждом измерении плотности, а после серии из 3 измерений.

Измерения выполняют три раза.

Результат измерений плотности одним из пикнометров $\rho_{1(2)}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{(W_3 - W_{\text{п}}) \cdot (1 - \frac{\rho_a}{\rho_{\text{г}}}) + \rho_a \cdot V_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} \cdot 10^3, \quad (\text{В.1})$$

где W_3 и $W_{\text{п}}$ – средние арифметические значения показаний весов при взвешиваниях заполненного и пустого пикнометра соответственно, г;

ρ_a – плотность атмосферного воздуха, г/см³, вычисленная по формуле

$$\rho_a = \frac{(0,34848 \cdot P_a - 0,009024 \cdot h \cdot e^{0,0612t_a}) \cdot 10^{-3}}{273,15 + t_a}, \quad (\text{В.2})$$

где P_a – барометрическое давление, гПа;

t_a – температура атмосферного воздуха, °С;

h – относительная влажность воздуха, %

$\rho_{\text{г}}$ – плотность материала гирь (если нет данных, принимают $\rho_{\text{г}} = 8,0$ г/см³);

$V_{\text{п}}$ – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы нефти, см³, вычисленная по формуле

$$V_{\text{п}} = V + Ft \cdot (t_{\text{п}} - t_0) + F_p \cdot P_{\text{п}} \cdot 10 \quad (\text{В.3})$$

V – вместимость пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, см³;

Ft – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении температуры нефти, указанный в свидетельстве о поверке, см³/°С;

$t_{\text{п}}$ – среднее арифметическое значение температуры в пикнометрах, °С;

t_0 – температура поверки пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, °С;

F_p – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления нефти, указанный в свидетельстве о поверке, см³/бар;

$P_{\text{п}}$ – давление в пикнометре при отборе пробы нефти (по показанию средства измерений давления, установленного на трубопроводе возле пикнометрической установки), МПа.

Вычисляют результат измерений плотности нефти вторым пикнометром по формуле (В.1). Если разность результатов измерений плотности нефти между первым и вторым пикнометрами не превышает 0,20 кг/м³, результаты считают достоверными. В противном случае измерения повторяют.

Вычисляют среднее арифметическое значение двух результатов измерений плотности по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \frac{1}{2} \cdot (\rho_1 + \rho_2), \quad (\text{В.4})$$

где $\rho_{\text{п}}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, кг/м³;

ρ_1, ρ_2 – результаты измерений плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м³.

Приложение В (окончание)

3) Вычисляют абсолютную погрешность ИК плотности нефти.

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{t,p} - \rho_{\text{Пприв}}, \quad (\text{В.5})$$

где $\rho_{t,p}$ – плотность нефти, измеренная ИК плотности нефти, кг/м³.

Значение $\rho_{t,p}$ вычисляют по формулам

$$\rho_{t,p} = \rho_t \cdot (1 + K20 \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10) + K21 \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10, \quad (\text{В.6})$$

$$\rho_t = \rho \cdot (1 + K18 \cdot (t_{\text{пп}} - 20)) + K19 \cdot (t_{\text{пп}} - 20), \quad (\text{В.7})$$

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2, \quad (\text{В.8})$$

$$K20 = K20A + K20B \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10, \quad (\text{В.9})$$

$$K21 = K21A + K21B \cdot P_{\text{пп}} \cdot 10, \quad (\text{В.10})$$

где $K0, K1, K2$ – калибровочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти из сертификата его градуировки;

ρ – плотность нефти, вычисленная без коррекции на температуру и давление в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м³;

ρ_t – плотность нефти, вычисленная с коррекцией на температуру в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м³;

$K20, K21$ – коэффициенты коррекции по давлению;

$K18$ и $K19$ – калибровочные коэффициенты коррекции по температуре в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти из сертификата его градуировки;

$K20A, K20B, K21A, K21B$ – калибровочные коэффициенты коррекции первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти по давлению из сертификата его градуировки;

T – период колебаний выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, мкс;

$P_{\text{пп}}$ – избыточное давление нефти в первичном измерительном компоненте ИК плотности нефти, МПа;

$t_{\text{пп}}$ – температура нефти в первичном измерительном компоненте ИК плотности нефти, °С;

$\rho_{\text{Пприв}}$ – результат измерений плотности нефти плотномером МД-02 (при температуре нефти $t_{\text{пл}}$, °С и избыточном давлении $P_{\text{пл}}$, МПа)/ пикнометрической установкой (при температуре нефти $t_{\text{п}}$, °С и избыточном давлении $P_{\text{п}}$, МПа), кг/м³, приведенной к условиям измерений в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти по формуле

$$\rho_{\text{Пприв}} = \rho_{15} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}} \cdot \text{CTL}_{\text{пп}}, \quad (\text{В.11})$$

ρ_{15} – плотность нефти измеренная плотномером МД-02 ($\rho_{\text{пл}}$, кг/м³)/ пикнометрической установкой ($\rho_{\text{п}}$, кг/м³) и приведенная к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному 0 МПа, кг/м³;

$\text{CTL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;

Методика определения коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} дана в приложении В.1.

Абсолютная погрешность, вычисленная по формуле (В.5) для каждого измерения плотности, не должна превышать $\pm 0,30$ кг/м³.

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол (Приложение А).

Приложение В.1 (справочное)

Определение коэффициентов CTL и CPL

В.1.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа) определяют по формулам

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (B.1.1)$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (B.1.2)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (B.1.3)$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа), кг/м³;

t – значение температуры нефти ($t_{пп}$, $t_{пл}$, $t_{п}$), °С;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа), 1/°С.

В.1.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа) определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (B.1.4)$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (B.1.5)$$

где ρ_{15} – значение плотности нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении, равном 0 МПа), кг/м³;

P – значение избыточного давления нефти ($P_{пп}$, $P_{пл}$, $P_{п}$), МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

В.1.3 Определение плотности нефти ρ_{15}

Значение плотности нефти, ρ_{15} , кг/м³ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \begin{cases} \frac{\rho_{пл}}{CTL_{пл} \cdot CPL_{пл}} & \text{для плотномера МД-02} \\ \frac{\rho_{п}}{CTL_{п} \cdot CPL_{п}} & \text{для пикнометрической установки} \end{cases}, \quad (B.1.6)$$

где $\rho_{пл}$ ($\rho_{п}$) – значение плотности нефти измеренное плотномером МД-02/ пикнометрической установкой, кг/м³;

$CTL_{пл}$ ($CTL_{п}$) – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный по формуле (В.1.1) для $t_{пл}$ ($t_{п}$) и ρ_{15} ;

$CPL_{пл}$ ($CPL_{п}$) – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный по формуле (В.1.4) для $t_{пл}$ и $P_{пл}$ ($t_{п}$ и $P_{п}$) и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения CTL и CPL, а для определения CTL и CPL, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения $CTL_{пл(1)}$ ($CTL_{п(1)}$) и $CPL_{пл(1)}$ ($CPL_{п(1)}$) для $t_{пл}$ и $P_{пл}$ ($t_{п}$ и $P_{п}$), принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пл}$ ($\rho_{п}$).

Приложение В.1
(окончание)

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³

$$\rho_{15(1)} = \begin{cases} \frac{\rho_{пл}}{CTL_{пл(1)} \cdot CPL_{пл(1)}} & \text{для плотномера МД-02} \\ \frac{\rho_{п}}{CTL_{п(1)} \cdot CPL_{п(1)}} & \text{для пикнометрической установки} \end{cases}, \quad (B.1.7)$$

3) Определяют значения $CTL_{пл(2)}$ ($CTL_{п(2)}$) и $CPL_{пл(2)}$ ($CPL_{п(2)}$), принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³

$$\rho_{15(2)} = \begin{cases} \frac{\rho_{пл}}{CTL_{пл(2)} \cdot CPL_{пл(2)}} & \text{для плотномера МД-02} \\ \frac{\rho_{п}}{CTL_{п(2)} \cdot CPL_{п(2)}} & \text{для пикнометрической установки} \end{cases}, \quad (B.1.8)$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $CTL_{пл(i)}$ ($CTL_{п(i)}$) и $CPL_{пл(i)}$ ($CPL_{п(i)}$) и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (B.1.9)$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.