

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

 А.С. Гайбинский

«12» 11 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКА ПОВЕРОЧНАЯ НА БАЗЕ ЛОПАСТНОГО СЧЕТЧИКА

Методика поверки

МП 1068-14-2019

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев
Тел.: +7 (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Взамен

МП 0144-1-2014 «Инструкция. ГСИ. Установка поверочная на базе лопастного счетчика. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 30 апреля 2014 г.

Настоящая инструкция распространяется на установку поверочную на базе лопастного счетчика (далее – установка), предназначенную для хранения и передачи единицы объема и объемного расхода протекающей жидкости, и устанавливает методику и порядок ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 1 год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п. 6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (п. 6.2);
- опробование (п. 6.3);
- определение метрологических характеристик (п. 6.4).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда (установка поверочная (далее - ПУ)) в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта РФ от 07.02.2018 № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %.

2.3 Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.4 Измерительно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,025$ %.

2.5 Преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30$ кг/м³.

2.6 Преобразователь вязкости (далее – ПВ) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ %.

2.7 Манометры класса точности 0,6.

2.8 Термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.9 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки, приведенных в их эксплуатационной документации.
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

3.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую инструкцию, руководство по эксплуатации установки и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

3.3 К средствам поверки и используемому при поверке оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

3.4 Освещенность должна обеспечивать отчетливую видимость применяемых средств поверки, снятие показаний с приборов.

3.5 При появлении течи измеряемой среды и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

4 Условия поверки

Поверка установки проводится на месте ее эксплуатации в диапазоне измерений расхода, указанном в ее описании типа. При проведении поверки соблюдаются условия, приведенные в таблице 1.

Соответствие характеристик измеряемой среды таблице 1 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 200 до 1775
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура, °С - плотность при рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от -10 до +30 от 750 до 950 от 0,5 до 80 1,0 0,05 900 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1

При определении метрологических характеристик счетчика (преобразователя) жидкости лопастного Ду 16" модели M16-S6 (далее – ПР) в составе установки соблюдают следующие условия:

- определение метрологических характеристик ПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (ИЛ);
- допускаемое изменение абсолютных значений расхода за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %;
- допускаемое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения 0,2°С;
- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе в конце технологической схемы после ПР $P^{наим}$, МПа, устанавливают не менее значения, определяемого по формуле

$$P^{наим} = 2,06 \cdot P^H + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где P^n – давление насыщенных паров, определенное согласно ГОСТ 1756 - 2000 (ИСО 3007-99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре нефти, МПа;

ΔP – разность давления на ПР согласно эксплуатационной документации, МПа.

Температура окружающей среды, относительная влажность, атмосферное давление и физико-химические свойства нефти должны соответствовать условиям эксплуатации ПР.

Диапазоны давления, температуры и расхода должны соответствовать техническим характеристикам ПР.

5 Подготовка к поверке

Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на установку и средства измерений (СИ), входящие в ее состав.

В соответствии с эксплуатационной документацией осуществляют подготовку средства поверки и установку к поверке.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на средства поверки, свидетельства об аттестации эталона.

Проверяют правильность монтажа средств поверки и поверяемого ПР.

Вводят в память ИВК либо проверяют введенные ранее данные:

- для ПУ:

а) вместимость измерительного участка ПУ при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, V_0 , м³ (из свидетельства о поверке ПУ).

б) внутренний диаметр измерительного участка D , мм (из эксплуатационной документации на ПУ);

в) толщину стенок измерительного участка S , мм (из эксплуатационной документации на ПУ);

г) коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, α_t , °С⁻¹ (из эксплуатационной документации на ПУ, а при отсутствии значения α_t в эксплуатационной документации его значение определяют по приложению Г);

д) модуль упругости материала стенок ПУ, E , МПа (из эксплуатационной документации на ПУ, а при отсутствии значения E в эксплуатационной документации его значение определяют по приложению Г);

- границу суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ, $\theta_{\Sigma 0}$, % (из действующего свидетельства о поверке ПУ);

- границу неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, θ_{V_0} , % (из действующего свидетельства о поверке ПУ);

- для ПР:

а) коэффициенты преобразования в точках рабочего диапазона измерений расхода K_j , имп/м³;

б) установленный диапазон измерений.

Проверяют отсутствие свободного газа (воздуха) в ИЛ с ПР и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают расход нефти в пределах диапазона измерений ПР и открывают краны, расположенные в верхних точках ИЛ и ПУ. Проводят 1 - 3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя нефти без пузырьков.

При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из ПР и ПУ. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений. При отсутствии средств контроля или невозможности устранения утечек на задвижки, имеющие протечки, устанавливают заглушки (или проверяют наличие заглушек).

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией.

Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ПР не превышает 0,2 °С за время измерения.

При отсутствии или отказе ПП в испытательной лаборатории определяют плотность нефти аттестованным в установленном порядке методом при условиях в ПР. Для определения плотности отбирают точечную пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

При отсутствии или отказе ПВ в испытательной лаборатории определяют кинематическую вязкость нефти по ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости» при условиях в ПР. Для определения вязкости нефти отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие установки следующим требованиям:

- состав, комплектность и маркировка должны соответствовать эксплуатационной документации;
- на установке не должно быть внешних механических повреждений, влияющих на ее работоспособность;
- надписи и обозначения на компонентах установки должны быть четкими и соответствующими технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав установки (кроме ПР).

Примечание – Поверка СИ проводится в соответствии с документом на методику поверки, указанным в описании типа СИ.

При выявлении несоответствий установки установленным требованиям поверку прекращают. Устраняют причины, вызвавшие несоответствие и проводят повторный внешний осмотр. При повторном несоответствии поверку прекращают, установку к эксплуатации не допускают.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

При проведении поверки выполняют операцию подтверждения соответствия программного обеспечения установки (контроллер измерительный FloBoss модели S600+) заявленным идентификационным данным.

Процедура подтверждения соответствия программного обеспечения следующая:

- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS;
- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;
- нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с экранов:

VERSION CONTROL FILE CSUM SW – цифровой идентификатор ПО;

VERSION APPLICATION SW – номер версии (идентификационный номер).

Результат подтверждения соответствия программного обеспечения считается положительным, если полученные идентификационные данные программного обеспечения установки (номер версии, цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа на установку.

При несоответствии полученных в результате проверки идентификационных данных программного обеспечения установки данным, указанным в описании типа установки, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. Повторно проводят проверку идентификационных данных программного обеспечения установки. При повторном несоответствии идентификационных данных программного обеспечения установки поверку прекращают.

6.3 Опробование

При опробовании определяют работоспособность установки в соответствии с эксплуатационной документацией на установку.

Устанавливают расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений установки. Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала ПР;
- расхода нефти;
- температуры и давления нефти в ПР;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ПУ;
- вязкости нефти;
- плотности, температуры и давления нефти в ПП.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала поверяемого ПР, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

Результаты опробования установки считают положительными, если при увеличении или уменьшении расхода показания на дисплее установки изменяются соответствующим образом (увеличиваются или уменьшаются).

При получении отрицательного результата проверки работоспособности установки, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие получение отрицательного результата проверки работоспособности установки. Повторно проверяют работоспособность установки. При повторном получении отрицательного результата проверки работоспособности установки поверку прекращают.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик ПР проводят с применением ПУ в минимальной, максимальной токах рабочего диапазона измерений расхода и точках между ними, расположенных с интервалом не более 20 % от максимального значения расхода ПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений расхода проводят не менее семи измерений.

Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

При определении метрологических характеристик ПР определяют:

- коэффициенты преобразования ПР в точках рабочего диапазона измерений расхода;
- границы относительной погрешности ПР в рабочем диапазоне измерений расхода.

Определение метрологических характеристик ПР проводится согласно алгоритму, соответствующему МИ 3266-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки» и приведенному далее.

Определение метрологических характеристик ПР

Для определения коэффициента преобразования ПР устанавливают выбранное значение расхода по показаниям ПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного расхода.

При необходимости проводят корректировку значения расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации расхода и стабилизации температуры нефти проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора в ИВК начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершается два измерения.

Если количество импульсов выходного сигнала ПР за время прохождения поршня ПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

В протокол поверки установки (таблица А.2, приложение А) записывают значения:

- количество импульсов, поступивших от ПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода N_{ji} , имп;
- время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода T_{ji} , с;
- температуру нефти при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, ИЛ с поверяемым ПР и в ПП $t_{пуji}$, $t_{упрji}$ и $t_{ппji}$, соответственно, °С;
- избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, ИЛ с поверяемым ПР и в ПП $P_{пуji}$, $P_{упрji}$ и $P_{ппji}$, соответственно, МПа;
- плотность нефти, измеренной ПП (или другим СИ плотности) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода $\rho_{ппji}$, кг/м³;
- кинематическую вязкость нефти, измеренной ПВ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода ν_{ji} , мм²/с.

При использовании показывающих СИ температуры и давления допускается фиксировать их показания один раз за период прохождения поршня ПУ.

Для двунаправленной ПУ за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений приводят в соответствие с таблицей 2.

Таблица 2

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м ³		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	1	
Кинематическая вязкость	мм ² /с	1	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с	2	

Окончание таблицы 2

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Погрешность, среднее квадратическое отклонение (СКО)	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/м ³		5
Коэффициент объемного расширения	1/°C	6	

Примечание - Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

Определяют коэффициенты преобразования ПР

Коэффициент преобразования ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_j , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}, \quad (2)$$

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

Коэффициенты преобразования ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_{ji} , имп/м³, при приведении объема нефти, измеренного ПУ к условиям измерений объема нефти в ПР, м³, вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (3)$$

где N_{ji} – количество импульсов, поступивших от ПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, имп;

V_{ji} – объем нефти, измеренный ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, м³, приведенный к условиям измерений объема нефти в ПР, вычисляется по формуле

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{пуji} \cdot CPL_{пуji}}{CTL_{прji} \cdot CPL_{прji}}, \quad (4)$$

где CTS_{ji} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуji} - 20), \quad (5)$$

где $t_{пуji}$ – среднее значение температуры нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, °C;

CPS_{ji} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$CPS_{ji} = 1 + \frac{0,95 \cdot P_{пуji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (6)$$

где $P_{пуji}$ – среднее значение избыточного давления нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, МПа;

$CTL_{пуji}$ – поправочный коэффициент, учитывающие влияние температуры на объем нефти в ПР и ПУ соответственно; вычисляют для значений температуры нефти

$CTL_{ПРji}$ $t_{ПРji}$ и $t_{ПУji}$ по формуле

$$CTL_{ПР(ПУ)ji} = \exp \left[-\alpha_{15} \cdot (t_{ПР(ПУ)ji} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{ПР(ПУ)ji} - 15)) \right], \quad (7)$$

где $t_{ПРji}$ – температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПР, °С;

α_{15} – коэффициент, значение которого вычисляют по формуле

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15ji}^2}, \quad (8)$$

ρ_{15ji} – плотность нефти, измеренная ПП при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода и приведенная к стандартным условиям (температуре 15 °С и избыточном давлении, равном нулю), кг/м³; вычисляют в соответствии с приложением Б;

$CPL_{ПРji}$, $CPL_{ПУji}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления на объем нефти в ПР и ПУ соответственно; вычисляют для значений давления нефти $P_{УПРji}$ и $P_{ПУji}$ по формуле

$$CPL_{ПР(ПУ)ji} = \frac{1}{(1 - \gamma_{tji} \cdot P_{ПР(ПУ)ji})}, \quad (9)$$

где γ_{tji} – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа. Определяют для значений температуры нефти $t_{ПРji}$ и $t_{ПУji}$ по формуле

$$\gamma_{tji} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_{ПР(ПУ)ji} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15ji}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{ПР(ПУ)ji} \cdot 10^3}{\rho_{15ji}^2} \right), \quad (10)$$

$P_{ПРji}$ – избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПР, МПа.

Объемный расход нефти через ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_{ji} , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji} \cdot 3600}{T_{ji}}. \quad (11)$$

Объемный расход нефти через ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}. \quad (12)$$

Частоту выходного сигнала ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}. \quad (13)$$

Частоту выходного сигнала ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j} \quad (14)$$

Среднее значение кинематической вязкости нефти за время определения метрологических характеристик, ν , $\text{мм}^2/\text{с}$ вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_n + \nu_k}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases} \quad (15)$$

где ν_{ji} — кинематическая вязкость нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $\text{мм}^2/\text{с}$;

m — количество точек расхода;

ν_n, ν_k — кинематическая вязкость нефти, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце определения метрологических характеристик ПР, $\text{мм}^2/\text{с}$.

Нижний и верхний пределы рабочего диапазона кинематической вязкости нефти $\nu_{\min}, \nu_{\max}$, $\text{мм}^2/\text{с}$, для эксплуатации ПР, определяют по описанию типа или технической документации на ПР или вычисляют по формулам

$$\nu_{\min} = \nu - \Delta\nu, \quad (16)$$

$$\nu_{\max} = \nu + \Delta\nu, \quad (17)$$

где $\Delta\nu$ — допускаемый предел изменения кинематической вязкости нефти, установленный для данного типа ПР (берут из описания типа или технической и нормативной документации), $\text{мм}^2/\text{с}$.

Если в течение интервала между поверками значение вязкости нефти выходит за пределы рабочего диапазона, указанного в протоколе поверки установки для ПР, то проводят внеочередную поверку без аннулирования действующего свидетельства о поверке ПР.

Определяют СКО результатов определения коэффициента преобразования ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода S_j , %, по формулам

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{100}{K_j} \quad (18)$$

Проверяют выполнение условия

$$S_j \leq 0,02\% \quad (19)$$

При выполнении условия (19) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению В. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

Определение границы неисключенной систематической погрешности ПР.

Определяют границу неисключенной систематической погрешности ПР при реализации градуировочной характеристики в виде ломаной, θ_Σ , %, по формулам

$$\theta_{\Sigma} = 1,4 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma_0}^2 + \theta_{V_0}^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (20)$$

- где θ_{Σ_0} – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);
- θ_{V_0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ); для ПУ с двумя парами детекторов берут максимальное значение;
- θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПР}}^2}, \quad (21)$$

- где $\Delta t_{\text{ПУ}}$, $\Delta t_{\text{ПР}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры либо термометров возле ПУ и в ПР соответственно, °С (из свидетельств о поверки);
- $\beta_{\max}$ – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, °С⁻¹.

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (22)$$

- β_{ji} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{\text{ПУ}ji}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода (вычисляют в соответствии с формулой Б.9 приложения Б);
- θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики (ломаная), %, вычисляемая по формулам

$$\theta_A = \max \left(\frac{1}{2} \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100 \right). \quad (23)$$

Определение границы случайной погрешности ПР

Границу случайной погрешности ПР в рабочем диапазоне измерений расхода при доверительной вероятности $P = 0,99$, ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (24)$$

- где ε_j – граница случайной погрешности ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,99j} \cdot S_{0j}, \quad (25)$$

- где $t_{0,99j}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,99 и числе измерений n (определяют в соответствии с приложением Г);
- S_{0j} – СКО среднего значения результатов определения коэффициента преобразования ПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}. \quad (26)$$

Границу относительной погрешности ПР в рабочем диапазоне, δ , %, вычисляют по формуле

$$\delta = \begin{cases} t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \end{cases}, \quad (27)$$

- S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений расхода, %. Принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерений S_{0j} в точке рабочего диапазона измерений расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j ;
- t_Σ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей и определяемый по формуле

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (28)$$

- S_Θ – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %, вычисляют по формуле

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\theta_{\Sigma_0}^2 + \theta_{V_0}^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{\text{ИВК}}^2}{3}}, \quad (29)$$

- S_Σ – суммарное СКО результатов определения коэффициента преобразования ПР в рабочем диапазоне измерений расхода, %, значение которого вычисляют по формуле

$$S_\Sigma = \sqrt{S_0^2 + S_\Theta^2}. \quad (30)$$

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,10\%. \quad (31)$$

Если условие (31) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений расхода;
- увеличить время измерения.

При повторном невыполнении условия (31) измерения прекращают.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты измерений и вычислений вносят в протокол поверки установки по форме, приведенной в приложении А настоящей инструкции.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установки в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки).

На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- диапазон расхода;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,10\%$.

Знак поверки в виде оттиска клейма поверителя наносится на свидетельство о поверке установки.

7.3 В местах препятствующих доступу к элементам настройки и регулировки ПР в соответствии с эксплуатационной документацией устанавливают пломбы, несущие на себе оттиск клейма поверителя.

7.4 При отрицательных результатах поверки выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки.

Приложение А
(обязательное)

Стр. __ из __

ПРОТОКОЛ
поверки установки поверочной на базе лопастного счетчика

Заводской номер:
Наименование организации владельца:
Измеряемая среда:
Количество измерительных линий:
Диапазон расхода: от до м³/ч

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 6.1)
А.2 ПО установки: _____ (соответствует/не соответствует 6.2)
А.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 6.3)
А.4 Определение метрологических характеристик
А.5.1 Определение метрологических характеристик преобразователя расходомера
ПР: Тип _____ Зав. № _____
ПУ: Тип _____ Зав./регистрационный номер № _____
ИВК: Тип _____ Зав. № _____
Измеряемая среда _____ Температура, °С, _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица А.1 - Исходные данные

Детекторы	V ₀ , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α _t 1/°С	Θ _{Σ0} %	Θ _{V0} , %	Δt _{пу} °С	Δt _{пр} °С	δ _{ИВК} , %	Δν мм ² /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица А.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм	Q _и м ³ /ч	Детекторы	T _и , с с	t _{пуи} , °С	P _{пуи} , МПа	ρ _{пуи} , кг/м ³	t _{при} , °С	P _{при} , МПа	β _{ji} , 1/°С	v _{ji} , мм ² /с	t _{при} , °С	P _{при} , МПа	f _{ji} , Гц	N _и , имп	K _и , имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1/1															
...	...	...	...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...
1/n ₁															
...	...	...	...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...
m/1															
...	...	...	...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...
m/n _m															

Приложение А (окончание)

Стр. __ из __

Таблица А.3 - Результаты определения метрологических характеристик ПР в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_{ip} м ³ /ч	f_{ip} Гц	K_{ip} имп/м	S_{ip} %	n_j	S_{0ip} %	$t_{0,99j}$	ε_{ip} %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m								

Таблица А.4 - Результаты определения метрологических характеристик ПР в рабочем диапазоне

Q_{min} м ³ /ч	Q_{max} м ³ /ч	v_{min} мм ² /с	v_{max} мм ² /с	S_0 %	ε %	Θ_A %	Θ_t %	Θ_Σ %	δ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Относительная погрешность измерений установленным в 6.4.1 пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего поверку: _____ (Ф.И.О.)

Дата проведения поверки: _____

Примечания

1. Столбец 12 таблицы 1 заполняют при наличии значения.
2. При отсутствии ПВ столбец 11 таблицы А.2 не заполняют.

Приложение Б (обязательное)

Определение плотности нефти, приведенной к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю, и коэффициента объемного расширения нефти

Б.1 Плотность нефти, приведенную к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю, ρ_{15} , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL \cdot CPL}, \quad (Б.1)$$

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти, измеренной ПП, кг/м³;
CTL – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, значение которого вычисляют по формуле

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot (t_{пп} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{пп} - 15))], \quad (Б.2)$$

где $t_{пп}$ – температура нефти при условиях измерений $\rho_{пп}$, °С;
 α_{15} – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С⁻¹, значение которого вычисляют по формуле

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (Б.3)$$

где CPL – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, значение которого вычисляют по формуле

$$CPL = \frac{1}{(1 - \gamma_t \cdot P_{пп})}, \quad (Б.4)$$

где $P_{пп}$ – избыточное давление нефти при условиях измерений $\rho_{пп}$, МПа;
 γ_t – коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t_{пп}$, МПа⁻¹, который вычисляют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_{пп} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{пп} \cdot 10^3}{\rho_{15}^2}\right). \quad (Б.5)$$

Б.2 Как видно из формул (Б.2) – (Б.5) для определения CTL и CPL необходимо знать значение плотности ρ_{15} . В свою очередь для определения плотности ρ_{15} по формуле (Б.1) необходимо знать значения CTL и CPL.

Для определения значений ρ_{15} , CTL и CPL используют метод последовательного приближения.

Б.2.1 В формулы (Б.3) и (Б.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{пп}$ и вычисляют значения CTL₍₁₎ и CPL₍₁₎.

Б.2.2 Вычисляют значение $\rho_{15(1)}$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{(1)} \cdot CPL_{(1)}}. \quad (Б.6)$$

Б.2.3 В формулы (Б.3) и (Б.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15(1)}$ и вычисляют значения CTL₍₂₎ и CPL₍₂₎.

Приложение Б

(окончание)

Б.2.4 Вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\text{CTL}_{(2)} \cdot \text{CPL}_{(2)}}. \quad (\text{Б.7})$$

Б.2.5 В формулы (Б.3) и (Б.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15(2)}$ и вычисляют значения $\text{CTL}_{(3)}$ и $\text{CPL}_{(3)}$.

Б.2.6 Заканчивают процесс определения ρ_{15} при выполнении условия

$$|\rho_{15(i+1)} - \rho_{15(i)}| \leq 0,01. \quad (\text{Б.8})$$

Б.3 Значение коэффициента объемного расширения нефти β , °С⁻¹, при температуре t вычисляют по формуле

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{Б.9})$$

Приложение В

(справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик ПР

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, S_{kj} вычисляют по формуле

$$S_{kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (B.1)$$

где K_j - значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, имп/м^3 ;

K_{ji} - значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, имп/м^3 ;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода.

Примечание- При $S_j < 0,001$ принимаем $S_j = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U_j = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{kj}} \right| \right). \quad (B.2)$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы В.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица В.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Г
(справочное)

Значения коэффициента линейного расширения и модуля упругости
материала стенок ПУ, коэффициента Стьюдента

Г.1 Коэффициент линейного расширения и модуль упругости материала стенок ПУ вычисляют по таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Значения коэффициента линейного расширения и модуля упругости материала стенок ПУ

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,58 \cdot 10^{-5}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая PH 17-4 SS	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$1,965 \cdot 10^5$

Г.2 Значения коэффициентов Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,99$ и числе измерений вычисляют по таблице Г.2.

Таблица Г.2 – Значения коэффициентов Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,99$

n - 1	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$t_{0,99}$	3,707	3,499	3,355	3,250	3,169	3,106	3,055	3,012	2,977