Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПОТОЧНЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ПЛОТНОМЕРЫ. МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

РД 39-0147103-390-87

1987

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра

В.М.Юдиным

21 мая 1987 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПОТОЧНЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ПЛОТНОМЕРЫ. МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

РД 39-0147103-390-87

1987

Руководящий документ РД 39-0147103-390-87 "Методические указания. Поточные вибрационные плотномеры. Методика поверки"

РАЗРАБОТАН - Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) Миннефтепрома

(разработчики А.Г.Гумеров, Р.Г.Исхаков, В.Г.Володин, В.Л.Беляков, Р.С.Сагдеев, А.А.Фаткуллин, А.А.Абдулаев, Н.М.Черкасов);

Управлением автоматизации и средств связи Миннефтепрома

(разработчик В.В.Панарин)

В связи с ограниченным тиражом институт ВНИИСПТнефть разрешает заинтересованным организациям размножение данного документа.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания. Поточные вибрационные плотномеры

Методика поверки

РД 39-0147103-390-87

Вводится впервые

Срок введения установлен с 06.1987

Срок действия до 01.1989

Настоящая методика распространяется на автоматические поточные вибрационные плотномеры с диапазоном измерения плотности 750÷1000 кг/м^3, имеющие предел абсолютной погрешности измерения от 0,2 до 2,0 кг/м^3, и устанавливает методы и средства их первичной и периодической поверки.

Методика предусматривает проведение поверки плотномеров в динамическом режиме в лабораторных условиях с помощью поверочных жидкостей, аттестованных с помощью металлических пикнометров.

На период апробации (до утверждения методики в качестве документа Госстандарта и выполнения основных мероприятий согласно прилагаемому плану) действие методики распространяется на плотномеры, смонтированные на узлах учета нефти № 19, 20, 361.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться следующие операции:

1.1. Внешний осмотр (п. 6.1.);

1.2. Опробование (п. 6.2.);

1.3. Определение метрологических характеристик (пп. 6.3., 6.4.)

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки в лабораторных условиях должны применяться материалы и средства поверки, указанные ниже:

2.1. Образцовые весы I-го разряда типа ВЛО-I-5 кг (ТУ 25-06-326-68) с погрешностью взвешивания ±I0 мг в диапазоне от 0 до 5 кг или образцовые весы других типов с аналогичными метрологическими характеристиками. При использовании металлических напорных пикнометров, имеющих массу меньше 5 кг, допускается применение образцовых весов с меньшим пределом взвешивания, но с аналогичными (или лучшими) метрологическими характеристиками. Поверка весов должна быть выполнена согласно ГОСТ 8.520-84.

2.2. Набор образцовых ареометров общего назначения I разряда, диапазон измерения 7I0-I0I0 кг/м^3, предел допускаемой погрешности ±0,I кг/м^3.

2.3. Набор ареометров типа АНТ-I с пределами измерения от 770-I0I0 кг/м^3, ценой деления и с допускаемой погрешностью ±0,5 кг/м^3 по ГОСТ I848I-8IE.

2.4. Устройство УОСТ-I00М для измерения коэффициентов объемного сжатия (сжимаемости) и термического расширения в диапазоне (0,5÷5,5).I0^{-3} I/МПа и (2÷I2).I0^{-4} I/град соответственно по ТУ 39-900-84.

2.5. Термометры группы 4 для измерения температуры поверочных жидкостей тип Б, № 2 с пределами измерения от 0 до 55 °С ценой деления 0,I °С по ГОСТ 2I5-73E;

2.6. Барометр - анероид типа БАММ-I с погрешностью I00 Па (около I мм рт.ст.) по ТУ 25-II.I5I3-79;

2.7. Гигрометр типа М-68 с погрешностью I%;

2.8. Поверочная установка (принципиальная схема и описание работы поверочной установки приведены в приложении 5).

В состав поверочной установки входят следующие функциональные блоки:

насос производительностью до 10 $м^3$/ч с возможностью изменения расхода перекачиваемой жидкости и работы при давлении до 6,4 МПа;

устройство для создания в гидравлической системе давления до 6,4 МПа (автоматический регулятор давления);

теплообменное устройство, выполненное с возможностью увеличения объема жидкости, проходящей через него и размещенное внутри термокамеры;

аттестованные напорные металлические пикнометры (не менее 2-х), рассчитанные на предельное давление 30 МПа, вместимостью 450÷500 $см^3$;

термокамера "Фейтрон" (ГДР) с погрешностью поддержания заданной температуры жидкости, равной ±0,2 °С в диапазоне от минус 15 до +70 °С, объем термокамеры 0,6÷0,8 $м^3$;

вольтметр цифровой Щ 1413 (диапазон измерений 0-1000 В, погрешность измерения 0,05) по ГОСТ 14014-82;

блоки питания постоянного тока типа Б5-47 (диапазон измерения напряжения минус 30-0-+30 В, погрешность поддержания напряжения ±0,1 В, ток нагрузки до 1А) по ТУ 25-05.999-78;

частотомер типа 43-33 (диапазон измеряемых частот 0-2000 кГц, погрешность измерения ±0,01 Гц, с выходом на регистрирующее устройство) по ГОСТ 7590-78;

две металлические (стальные) емкости (10 л и 20 л) для поверочной жидкости (объем поверочной жидкости должен быть достаточным для проведения поверки нескольких плотномеров одновременно и сглаживания изменений температуры, вызванных работой насоса в замкнутом контуре);

насос производительностью до 5 $м^3/ч$ для подачи поверочной жидкости в емкости поверочной установки;

манометр типа МО, класс точности 0,4. Диагазон измерения от 0 до 6,4 МПа по ГОСТ 6521-72;

измеритель скорости поверочной жидкости в диапазоне 0-5 м/с с погрешностью $\pm$0,3 м/с, например, расходомер "Турбокрант-3/4".

Примечание: при работе на установке с поверочными жидкостями, отличающимися по свойствам и составу, чтобы ускорить проведение поверки за счет исключения операции промывки гидравлической системы рекомендуется для каждой поверочной жидкости иметь либо отдельную поверочную установку, либо поверочную установку на разные поверочные жидкости, в которой, однако, могут использоваться общие элементы, например, термокамера, либо размещать поверочную установку на автомобиле с возможностью подключения ее к линии блока качества с тем, чтобы поверку производить на реальной жидкости.

2.9. Термостат ТВ-I с погрешностью поддержания температуры $\pm$0,02 ^{o}C в диапазоне от I0 до 50 ^{o}C по ТО I349I-00.

2.I0. Исходные вещества для приготовления поверочных жидкостей:

масло трансформаторное по ГОСТ 982-80;

топливо Т-2 по ГОСТ I0227-86;

спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ I8300-72;

вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

допускается применение в качестве поверочной жидкости нефти стабилизированной с номинальной плотностью по п. 2.24, полученной в результате удаления легких фракций путем их свободного испарения при перемешивании с помощью магнитной мешалки в течение двух часов при комнатной температуре.

2.II. Промывочные жидкости:

вода дистиллированная, ГОСТ 6709-72;

спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ 18300-72 или спирт этиловый технический по ГОСТ 17299-78;

бензин авиационный марки Б-70 по ГОСТ 1012-72;

хромовая смесь (60 г двухромовокислого калия по ГОСТ 2652-73Е, 1 дм^3 серной кислоты, х.ч., плотностью 1840 кг/м^3 по ГОСТ 4204-77 и 1 дм^3 дистиллированной воды по ГОСТ 6709-72).

2.12. Фильтровальная лабораторная бумага по ГОСТ 12026-76;

2.13. Цилиндр 1-1000 по ГОСТ 1848I-81Е;

2.14. Колба КНКШ-1000-29/32 ТУ по ГОСТ 12738-77;

2.15. Стеклянная воронка В36-80 ТУ по ГОСТ 23932-79Е;

2.16. Сушильный шкаф типа СНОП 2,5/2;

2.17. Баллон стальной для газов по ГОСТ 949-73;

2.18. Вискозиметры капиллярные по ГОСТ 10023-81Е;

2.19. Шприц вместимостью 100 мл по ГОСТ 22967-82Е;

2.20. Лупа с увеличением 4-х по ГОСТ 22967-82Е;

2.21. Мешалка магнитная ММ-5 по ТУ 25-11834-80;

2.22. Допускается применять вновь разработанные или находящиеся в применении средства поверки, прошедшие метрологическую аттестацию в органах государственной метрологической службы и удовлетворяющие по точности требованиям настоящих методических указаний.

2.23. Все применяемые средства измерения должны иметь действующие свидетельства о государственной поверке (аттестации).

2.24. К поверяемому плотномеру должна быть приложена информация по форме приложения 1, основанная на статистических данных за год, о рабочем диапазоне измерения плотности, давления, температуры, вязкости нефти и о номинальных значениях вышеуказанных параметров и температуры внутри блока качества на узле учета нефти, с которого демонтирован плотномер или предполагается смонтировать плотномер, при выпуске из производства или ремонта.

2.25. С поверяемым плотномером на поверку должны поставляться блоки (или платы) термокомпенсации, коррекции по давлению, преобразователи сигналов и линеаризующие устройства. В связи с тем, что вышеуказанные блоки (или платы) могут находиться в составе центрального блока обработки информации узла учета нефти, к поверяемому плотномеру должна быть приложена информация об их поверке с указанием погрешностей измерения, места, времени проведения поверки и организации, проводившей поверку.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. Помещения, в которых проводят поверку плотномеров и взвешивание пикнометров следует относить по пожарной опасности к категории А, по степени опасности поражения людей электрическим током – к классу помещений с повышенной опасностью, по характеру окружающей среды – к нормальным, по правилам устройства электроустановок – к классу В – Iб.

3.2. В помещениях для поверки плотномеров следует выполнять основные требования, предусмотренные типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий, утвержденными Главным управлением пожарной охраны МВД СССР.

3.3. Помещения, в которых проводят работы с жидкостями, должны быть оснащены установками пожарной сигнализации и обеспечены противопожарной техникой в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83.

3.4. Работы по поверке плотномеров необходимо проводить в помещениях, оборудованных устройствами приточной и вытяжной вентиляции и вытяжными шкафами. Вентиляция в помещении должна обеспечивать предельно допустимую концентрацию используемых при поверке веществ в воздухе.

3.5. При работе с поверочными жидкостями следует соблюдать

санитарные правила и инструкции, утвержденные Министерством здравоохранения СССР и ВЦСПС и применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

3.6. Легковоспламеняющиеся поверочные и промывочные жидкости должны храниться в стеклянных банках типа Б-I или склянках типа С-I с притертыми пробками вместимостью 5 л (группа фасовки V I) по ГОСТ 3885-73, размещаемых в металлических ящиках, выложенных изнутри негорючими материалами.

4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1. При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

температура окружающего воздуха 20 $\pm$ 5 °С;

относительная влажность 60 $\pm$ 20 %;

атмосферное давление 101,3 $\pm$ 8 кПа;

напряжение питания сети 220 $\pm \frac{33}{23}$ В;

частота напряжения сети 50 + I Гц;

внешние магнитные поля и вибрация должны быть в пределах норм, установленных технической документацией на плотномер;

освещенность в помещении должна быть не менее 250 лк.

4.2. Положение плотномера в пространстве должно соответствовать установленному в НТД на плотномер конкретного типа.

4.3. Другие влияющие величины должны находиться в пределах, установленных в НТД на плотномер конкретного типе, и контролироваться средствами измерения, предусмотренными этой документацией.

4.4. Взвешивание пикнометра должно производиться в помещении, соответствующем ГОСТ 24104-80 Е.

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

5.I. Внутренние полости вибрационной трубки поверяемого плотномера и трубные коммуникации поверочной установки промывают бензином от остатков технологической жидкости и продувают до полной осушки чистым воздухом или азотом, находящимся под давлением 0,2÷0,3 МПа.

5.2. Промывают используемую посуду хромовой смесью, ополаскивают дистиллированной водой и осушивают;

5.3. Ареометры и металлические пикнометры промывают вначале бензином, а затем спиртом и просушивают сжатым воздухом от баллона. Температура ареометра и пикнометров не должна отличаться от температуры окружающего воздуха. После подготовки ареометра к измерению не разрешается касаться его рабочей части.

5.4. Подготавливают к измерению образцовые весы согласно инструкции по эксплуатации.

5.5. Определяют "водное число" металлических пикнометров в соответствии с программой метрологической аттестации металлических напорных пикнометров. "Водное число" определяют для пикнометров с неизвестным "водным числом" или после производства 20-ти определений плотности.

5.6. Приготавливают пробы поверочных жидкостей по методике, приведенной в приложении 2.

5.7. Поверяемый плотномер устанавливают на поверочную установку и подсоединяют измерительные средства согласно схеме, представленной в приложении 5.

5.8. Включают измерительные средства и дают им возможность прогреться в течение времени, установленного технической документацией.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.I. Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено:

соответствие комплектности поверяемого плотномера требованиям, установленным в НТД на плотномер конкретного типа;

наличие паспорта (формуляра, сертификата) предприятия-изготовителя или ремонтного предприятия и свидетельства о предыдущей поверке;

сохранность надписей и обозначений на плотномере;

отсутствие внешних повреждений (помятостей, трещин, нарушений целостности защитных покрытий плотномера).

6.2. Опробование.

6.2.I. Проверяют исправность электрической схемы и общее функционирование плотномера согласно инструкции по эксплуатации.

6.2.2. Для плотномеров "Солартрон" проверяют эффективность вибрирующей системы плотномера посредством измерения времени затухания резонансных колебаний пустых и чистых трубок при подключении и отключении источника питания.

Время достижения полного резонанса и затухания должно быть равным 2, -3,5 с, а частота выходного сигнала плотномера должна соответствовать частоте, полученной при измерении плотности окружающего воздуха (обычно 0,0012 кг/дм^3). Проверка по плотности окружающего воздуха достаточна для определения наличия смещения градуировочной зависимости.

Значение частоты выходного сигнала, полученное в результате измерения плотности окружающего воздуха, должно быть указано в паспорте на плотномер и в протоколе поверки (Приложение 3).

Для плотномеров других типов смещение градуировочной характеристики проверяется по величине выходного сигнала плотномера.

измеренного при заполнении вибрационной трубки поверочной жидкостью с номинальной плотностью (по п. 2.25) при атмосферном давлении и температуре жидкости 20 °С.

Значение выходного сигнала, полученное в результате измерения плотности жидкости должно быть указано в паспорте на плотномер и в протоколе поверки (Приложение 3).

При смещении градуировочной характеристики (на величину удвоенной погрешности плотномера) нужно заново отградуировать плотномер в соответствии с методикой, приведенной в Приложении 6 настоящего руководящего документа.

6.3. Определение соответствия паспортных характеристик (коэффициента давления и температурного коэффициента) плотномера действительным

6.3.1. В плотномер (в статических условиях) заливают поочередно поверочную жидкость с минимальным и максимальным значением плотности рабочего диапазона плотномера и фиксируют при этом значения выходного сигнала. Определяют сколько единиц выходного сигнала плотномера (в Гц или В) соответствует единице плотности (в кг/м^3) путем деления разности выходных сигналов при максимальном и минимальном значении плотности на разность между максимальным и минимальным значением плотности.

6.3.2. Определение коэффициента давления производят в следующей последовательности:

устанавливают плотномер на поверочной установке;

заполняют при атмосферном давлении и комнатной температуре вибрационную трубку плотномера и трубные коммуникации установки поверочной жидкостью из предварительно заполненных емкостей поверочной установки. Заполнение производят при открытом вентиле для сброса воздуха (ВОВ), установленного в верхней точке поверочной установки, поверочной жидкостью, имеющей номинальную плотность.

соответствующую середине рабочего диапазона измерения поверяемого плотномера;

удаляют пузырьки воздуха путем неоднократного закрытия ВСВ, включения в работу насоса на I-2 минуты и открытия ВСВ, затем при открытом ВСВ производят дозаливку системы при необходимости и дают возможность выйти пузырькам воздуха из гидравлической системы поверочной установки. По истечение фиксированного промежутка времени (определенчого экспериментальным путем для данной поверочной установки) ВСВ закрывают;

включают насос и, прокачивая поверочную жидкость через теплообменник, установленный в термокамере, обеспечивают поддержание номинальной (средней) температуры жидкости, соответствующей середине рабочего диапазона изменения температуры на узле учета нефти;

изменяют давление в гидравлической системе установки от 0 до 6,4 МПа при номинальной температуре. Через каждые I,0 МПа производят запись установившихся значений давления в одних и тех же точках как при повышении давления, так и при его понижении от 6,4 МПа до 0.

По результатам двух измерений давления (при повышении и понижении) вычисляют средние значения давления и заносят в таблицу П.3.I Приложения 3. Одновременно фиксируют значения выходных сигналов плотномера в единицах плотности по п. 6.3.I, и по результатам двух измерений вычисляют средние значения выходных сигналов и заносят их в таблицу П.3.I Приложения 3.

По результатам измерения давления и соответствующих им выходных сигналов плотномера вычисляют коэффициент давления:

$$K_p = \frac{P_{pi} - P_{pn}}{\rho_i - \rho_n} \qquad (I)$$

где ρ_{P_i} – измеренное значение выходного сигнала плотномера, переведенное в единицы плотности при среднем давлении, кг/м^3;

ρ_{P_M} – наибольшее измеренное значение выходного сигнала плотномера в единицах плотности при минимальном или максимальном значении давления, выбранного по п. 2.24, кг/м^3.

Примечание: при определении численных значений ρ_{P_i}, ρ_{P_M} должно быть учтено расширение (сжатие) поверочной жидкости от изменения давления. С этой целью при помощи напорного металлического пикнометра должно быть определено значение плотности поверочной жидкости при минимальном, среднем (номинальном) и максимальном давлениях при номинальной температуре. Используя определенные таким образом значения плотности определяют по ним в соответствии с п. 6.3.I. численные значения ρ_{P_i}, ρ_{P_M}

P_i, P_M – соответственно текущее и минимальное (или максимальное) давление, МПа.

Сравнивают вычисленный коэффициент давления со значением коэффициента давления, приведенным в технической документации на поверяемый плотномер.

Плотномер считается пригодным, если имеет коэффициент давления, меньший по абсолютной величине указанного в технической документации. Полученное значение коэффициента давления заносят в протокол поверки (Приложение 3).

Примечание: если в технической документации на плотномер указано два (или более) диапазона изменения давления, для которых задается коэффициент давления, то следует производить определение коэффициента в рабочих диапазонах.

6.3.3. Определение температурного коэффициента производят в следующей последовательности:

заполняют вибрационную трубку плотномера и трубные коммуникации поверочной установки (см. п. 6.3.2) при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей номинальную плотность, т.е. плотность, соответствующую середине рабочего диапазона измерения поверяемого плотномера;

удаляют пузырьки воздуха из гидравлической системы поверочной установки (см. п. 6.3.2);

включают насос и при прокачивании поверочной жидкости через теплообменник создают номинальное давление в гидравлической системе поверочной установки;

изменяя температуру в термокамере, устанавливают необходимую заданную температуру поверочной жидкости в рабочем диапазоне ее изменения на узле учета нефти. Через каждые 10 °С производят запись установившихся значений температуры в одних и тех же точках как при нагревании жидкости, так и при охлаждении.

По результатам двух измерений температуры (при нагревании и охлаждении) вычисляют среднее значение температуры и заносят в таблицу п. 3.2. Приложения 3. Одновременно фиксируют соответствующие значениям температуры выходные сигналы плотномера в единицах плотности по п. 6.2.2, и по результатам двух измерений вычисляют средние значения выходных сигналов и заносят их в таблицу п. 3.2 Приложения 3.

По результатам измерения температуры и соответствующих им выходных сигналов плотномера вычислит температурный коэффициент:

$$K_t = \frac{\rho_{t_i} - \rho_{t_M}}{t_i - t_M} \qquad (2)$$

где ρ_{ti} - измеренное значение выходного сигнала плотномера в единицах плотности при средней температуре, кг/м^3;

ρ_{tm} - наибольшее измеренное значение выходного сигнала плотномера в единицах плотности при минимальной или максимальной температуре, выбранных по п.2.25,кг/м^3;

Примечание: при определении численных значений ρ_{ti}, ρ_{tm} должно быть учтено температурное расширение поверочной жидкости. С этой целью должно быть определено значение плотности поверочной жидкости при минимальной, средней (номинальной) и максимальной температурах при номинальном давлении по формуле I6, приведенной в Приложении 2. Используя определенные таким образом значения плотности,определяют по ним в соответствии с п. 6.3.I численные значения ρ_{ti}, ρ_{tm}.

t, t_m - соответственно поверяемые средняя и минимальная (или максимальная) температуре , °С.

Определяют среднее значение температурного коэффициента и сравнивают его со значением температурного коэффициента, приведенного в технической документации на поверяемый плотномер.

Плотномер считается пригодным, если имеет температурный коэффициент, меньший (по абсолютной величине) указанного в технической документации. Полученное значение заносят в протокол поверки (Приложение 3).

6.4. Определение метрологических характеристик

6.4.I. Приготавливают поверочные жидкости по методике, приведенной в Приложении 3. Поверочные жидкости должны обеспечивать проведение поверки плотномера в трех точках (минимальной, средней и максимальной) рабочего диапазона измерения плотности, характерного для данного узла учета. С целью экономии времени, затрачиваемого на приготовление поверочной жидкости, допускается использо-

вать поверочные жидкости с плотностью, отличающейся от указанной в п. 2.2А на $\pm$ 10 кг/м^3 ("-" при измерении минимальной плотности, а "+" при максимальной).

6.4.2. Заполняют вибрационную трубку плотномера и трубные коммуникации поверочной установки (см. п.6.3.2) при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую минимальному значению плотности рабочего диапазона изменения плотности поверяемого плотномера.

6.4.3. При работающем насосе устанавливают номинальные значения давления и температуры рабочего диапазона изменения давления и температуры на узле учета нефти.

При установившихся значениях давления и температуры осуществляют измерение плотности вибрационным плотномером при номинальной скорости движения жидкости, т.е. при средней скорости движения жидкости на узле учета нефти, выбранной из диапазона скоростей, приведенных в паспорте на плотномер.

Определяют при помощи металлического напорного пикнометра (или расчетным путем, см. (16), Приложение 2) плотность поверочной жидкости при давлении и температуре ее в гидравлической системе установки.

Результаты измерений заносят в протокол поверки (Приложение 3).

6.4.4. Сливают из гидравлической системы поверочной установки поверяемую жидкость.

6.4.5. Заполняют вибрационную трубку, трубные коммуникации поверочной установки (см. п. 6.3.2) при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую номинальному значению плотности рабочего диапазона изменения плотности поверяемого плотномера.

6.4.6. Выполняют операции по п. 6.4.3., 6.4.4.

6.4.7. Заполняют вибрационную трубку плотномера, трубные коммуникации поверочной установки (см. п. 6.3.2) при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую максимальному значению плотности рабочего диапазона измерения поверяемого плотномера.

6.4.8. Выполняют операции по п. 6.4.3., 6.4.4.

6.4.9. Определяют относительные погрешности плотномера в каждой из трех точек диапазона сравнением плотности поверочной жидкости, измеренной при помощи пикнометра, и показаний плотномера по выражению

$$\Delta_D = \frac{\rho_i - \rho_i'}{\rho_i} \cdot 100\% , \qquad (3)$$

где ρ_i – значение плотности, измеренное плотномером, кг/м^3;

ρ_i' – значение плотности, измеренное при помощи металлического пикнометра, кг/м^3.

6.4.10. За погрешность плотномера принимают максимальное значение относительной погрешности по результатам измерения плотности в трех точках рабочего диапазона. К полученному значению добавляют относительную погрешность измерения плотности пикнометром.

6.4.11. При номинальной температуре и значении плотности поверочной жидкости, соответствующих середине рабочего диапазона плотномера, изменяют давление от минимального до максимального в рабочем диапазоне изменения давления на узле учета нефти.

6.4.12. Определяют относительную погрешность от изменения давления по формулам

$$\Delta_P = \frac{(\rho_{PH} - \rho_{PM}) - (\rho'_{PH} - \rho'_{PM})}{\rho_{PH}} \cdot 100\%, \qquad (4)$$

где ρ_{PH} ρ'_{PH} – значения плотности, измеренные плотномером и пикнометром соответственно, при номинальных давлении и температуре, кг/м^3;

$\rho_{\rho_м}$, $\rho'_{\rho_м}$ – наибольшее из значений плотности, измеренное плотномером и пикнометром соответственно, при изменении давления до минимального (или максимального) значения, кг/м^3.

К полученному значению Δ_ρ добавляют относительную погрешность измерения плотности пикнометром Δ'_ρ .

Примечание:

Допускается производить определение $\rho'_{\rho_м}$ пикн.мин.(макс) расчетным путем по формуле:

$$\rho'_{\rho_м} = \rho'_{\rho_н}(1+\alpha\Delta P), \qquad (5)$$

где α – коэффициент сжимаемости жидкости;

ΔP – разность давлений максимального (минимального) и номинального.

Значение погрешности Δ'_ρ вычисляется по формуле:

$$\Delta'_\rho = \sqrt{(1+\alpha\Delta P)^2(\Delta\rho'_{\rho_н})^2 + (\rho'_{\rho_н})^2\alpha^2[\Delta(\Delta P)]^2 + \Delta P^2\Delta\alpha^2(\rho'_{\rho_н})^2}, \qquad (6)$$

где $\Delta(\Delta P), \Delta\alpha$ – погрешности измерителей давления и сжимаемости соответственно.

6.4.I3. При номинальном давлении и значении плотности поверочной жидкости, соответствующей середине рабочего диапазона плотности, изменяют температуру от минимальной до максимальной в рабочем диапазоне изменения температуры на узле учета нефти.

6.4.I4. Определяют относительную погрешность от изменения температуры по формуле:

$$\Delta_t = \frac{(\rho_{t_н} - \rho_{t_м}) - (\rho'_{t_н} - \rho'_{t_м})}{\rho_{t_н}} \cdot 100\%, \qquad (7)$$

где $\rho_{t_н}, \rho'_{t_н}$ – значения плотности, измеренные плотномером и пикнометром соответственно, при номинальных давлении и температуре, кг/м^3;

ρ_{t_M}, ρ_{t_N} – наибольшее из значений плотности, измеренное плотномером и пикнометром соответственно, при изменении температуры до минимального (максимального) значения, кг/м^3.

К полученному значению Δ_t добавляют относительную погрешность измерения плотности пикнометром Δ_t'.

Примечание:

Допускается производить определение ρ'_{t_M} расчетным путем по формуле:

$$\rho'_{t_M} = \rho'_{t_N}(1-\beta\Delta t), \qquad (8)$$

где β – коэффициент объемного термического расширения жидкости;

Δt – разность минимальной (максимальной) и номинальной температур.

Значение погрешности Δ_t' вычисляется по формуле

$$\Delta_t' = \sqrt{(1+\beta\Delta t)^2(\Delta\rho'_{t_N})^2 + (\rho'_{t_N})^2\beta^2[\Delta(\Delta t)]^2 + (\rho'_{t_N})^2\Delta t^2\cdot\Delta\beta^2}, \qquad (9)$$

где $\Delta(\Delta t), \Delta\beta$ – погрешности измерителей температуры и объемного термического расширения соответственно.

6.4.17. Погрешность от изменения вязкости определяют в статических условиях при атмосферном давлении и комнатной температуре. Вначале в вибрационную трубу плотномера заливают трансформаторное масло по ГОСТ 982-80 с заранее определенной по ГОСТ 33-82 вязкостью μ_1 и плотностью, равной 0,853-0,854 кг/м^3. Записывают показания плотномера.

Затем приготавливают вторую жидкость с плотностью, равной плотности трансформаторного масла, но с меньшей вязкостью. Для этого готовят смесь хлороформа с н.гептаном.

Измеряют капиллярным вискозиметром по ГОСТ 33-82 вязкость

смеси μ_2 и, после удаления из вибрационной трубки плотномера масла, промывки ее бензином и продувки воздухом до полной осушки, заливают смесь в вибрационную трубку плотномера. Записывают показания плотномера.

Определяют относительную погрешность от изменения вязкости

$$\Delta_\mu = \frac{\rho_{\mu_1} - \rho_{\mu_2}}{\rho_{\mu_1}} \cdot 100\%, \qquad (10)$$

где ρ_{μ_1} – значение плотности, измеренное плотномером при вязкости μ_1 ;

ρ_{μ_2} значение плотности, измеренное плотномером при вязкости μ_2 ;

6.4.18. Оценивают погрешность от изменения скорости потока при отклонении ее от номинального значения. Для этого при номинальной плотности и номинальных значениях давления, температуры и скорости жидкости измеряют плотномером плотность ρ_{VH} . Затем, путем открытия регулировочного вентиля, изменяют скорость жидкости до максимального значения из справки о параметрах в условиях эксплуатации, определяя при этом соответствующее значение плотности ρ_{VM} , измеренное плотномером.

Относительную погрешность от изменения скорости вычисляют по формуле

$$\Delta_V = \frac{\rho_{VH} - \rho_{VM}}{\rho_{VH}} \cdot 100\% . \qquad (11)$$

7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Обработку результатов измерений осуществляют в следующей последовательности.

7.1. Определяют суммарную относительную погрешность измерения плотности вибрационным плотномером по формуле

$$\Delta\rho = K\sqrt{\Delta_c^2 + \Delta_\rho^2 + \Delta_t^2 + \Delta_{\rho_0}^2 + \Delta_V^2} \qquad (12)$$

где $\Delta\rho$ - относительная погрешность измерения плотности, кг/м^3;

$\Delta_p, \Delta_t, \Delta_\mu, \Delta_v$ - относительные погрешности, обусловленные влиянием давления, температуры, вязкости и скорости, кг/м^3;

K - коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей (K=I,I при доверительной вероятности P = 0,95 в соответствии с ГОСТ 8.207-76).

При необходимости определяют абсолютную погрешность измерения плотности вибрационным плотномером по формуле

$$\Delta\rho_a = \frac{\Delta\rho}{100}\,\rho_{ном.}\,, \qquad (13)$$

где $\rho_{ном}$ - значение плотности, соответствующее номинальному значению плотности, из рабочего диапазона измерения.

Вычисленное значение погрешности заносят в протокол поверки плотномера (Приложение 3). Оно не должно превышать паспортное значение погрешности.

При проведении расчетов по формуле (I) - (20) результаты измерений округляют по СТ СЭВ 543-77.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.I. На плотномеры, признанные годными органами Госстандарта, выдают свидетельство о поверке по форме, утвержденной в установленном порядке.

8.2. Результаты поверки должны быть оформлены протоколом (см. обязательное приложение 3).

8.3. О результатах поверок должна быть произведена запись в паспорте плотномера.

8.4. Положительные результаты поверки оформляются путем:

клеймения первичного преобразователя датчика плотности и электронного вторичного блока;

записи в паспорте результатов поверки, заверенных поверителем с нанесением оттиска поверительного клейма.

Примечание: Если электронный вторичный блок плотномера входит в состав центрального блока обработки информации (ЦБОИ), то ЦБОИ необходимо опечатать после установки электронного вторичного блока плотномера.

8.5. Плотномеры, прошедшие поверку с отрицательным результатом, к эксплуатации не допускают, о чем делают запись в паспорте с указанием характеристик, не соответствующих требованиям настоящего руководящего документа.

Клейма в данном случае гасятся.

Приложение I
Обязательное

С П Р А В К А

о рабочих диапазонах изменения параметров нефти на узле учета № , принадлежащего

Наименование прибора _____ _____

Тип _____ заводской номер _____

Дата выпуска или ремонта _____

Предприятие-изготовитель (фирма) или ремонтное предприятие _____

Параметры нефти, проходящей через плотномер, изменяются (по результатам статистических данных за год) следующим образом:

диапазон изменения плотности	± кг/м^3;
диапазон изменения температуры	± ^{o}C;
диапазон изменения давления	± МПа;
диапазон изменения вязкости	± м^2/с;
диапазон изменения скорости прохождения нефти через плотномер	± м/с

ПРИМЕЧАНИЕ: Настоящая справка представляется совместно с плотномером, подлежащим поверке.

Справку составил подпись Ф.И.О., должность

СОГЛАСОВАНО:

Главный метролог предприятия-владельца узла учета нефти подпись Ф.И.О.

Дата:

Приложение 2

Обязательное

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И АТТЕСТАЦИЯ ПОВЕРОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

При проверке вибрационных поточных плотномеров используют пробы поверочных жидкостей с минимальным, номинальным (средним) и максимальным значением плотности в рабочем диапазоне.

Плотность поверочной жидкости в поверяемой точке не должна отличаться от требуемой не более чем на ± 10 кг/м^3.

Для приготовления поверочной жидкости с плотностью, соответствующей минимальному, номинальному (среднему) и максимальному значению рабочего диапазона измерения плотномера, необходимые объемы топлива V_1 и трансформаторного масла V_2 определяют по формуле:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\rho_{см} - \rho_2}{\rho_1 - \rho_{см}} \qquad (14)$$

где $\rho_1, \rho_2, \rho_{см}$ - плотность топлива, трансформаторного масла и смеси топлива с маслом соответственно.

При приготовлении смеси исходные чистые жидкости отмеряют измерительными цилиндрами, сливая во вспомогательный цилиндр, и тщательно перемешивают. Затем предварительно измеряют плотность смеси ареометром соответствующего назначения и в случае необходимости доводят ее до необходимого значения добавлением одного из компонентов.

После приготовления поверочные жидкости фильтруют через хлопчатобумажную вату или фильтровальную бумагу и выдерживают в течение 30 минут.

Очищенные поверочные жидкости должны быть однородными и не должны содержать воздушных пузырей.

Поверочные жидкости, приготовленные заранее и хранящиеся вне помещений, переносят в помещение, в котором проводят поверку, не позднее чем за 2 часа. В случае необходимости доводят температуру поверочной жидкости путем нагрева до температуры, при которой будет проводиться поверка (п. 4).

Аттестацию пробы поверочных жидкостей осуществляют при помощи напорного металлического пикнометра или образцового ареометра.

Плотность поверочной жидкости определяется с помощью металлического пикнометра по формуле

$$\rho_{P,t} = \frac{m_2 - m_1}{V_0 (1 + F_t \cdot \Delta t + F_p \cdot P)}, \qquad (15)$$

где m_2, m_1 - масса металлического пикнометра заполненного поверочной жидкостью и пустого (без воздуха), г;

V_0 - вместимость пикнометра, $см^3$;

F_t, F_p - коэффициенты вместимости пикнометра соответственно температурный (I/°C) . по давлению (I/МПа);

$\Delta t, P$ - отклонение температуры (°C) и избыточного давления, (МПа) поверочной жидкости при поверке от нормальных условий ($t_н$ = 20°C, $P_{н.абс.}$ = 0,I МПа), причем $\Delta t = (t_i - 20)$.

Погрешность определения плотности поверочной жидкости при помощи металлического пикнометра не должна превышать 0,25-0,30 $кг/м^3$.

В случае отсутствия на поверочной установке металлических пикнометров плотность поверочной жидкости определяют с помощью образцового ареометра с вводом коррекции на давление и температуру по формуле:

$$\rho_{P,t} = \rho_{P_0,t_0} [1 - \alpha (t - t_0) + \beta P], \qquad (16)$$

где ρ_{P_0, t_0} – значение плотности поверочной жидкости по образцовому ареометру при нормальных условиях ($t_0 = 20^{\circ}C$, P – атмосферное давление);

α, β – коэффициенты объемного термического расширения и сжимаемости поверочной жидкости, определяемые с помощью устройства УОСГ-1СОМ;

t, P – температура и давление поверочной жидкости в гидравлической системе поверочной установки.

Погрешность аттестации поверочной жидкости с помощью образцового ареометра и УОСГ-1СОМ вычисляется по формуле

$$\Delta\rho_{P,t} = \sqrt{\Delta\rho^2_{P_0,t_0}\left[1-\alpha(t-t_0)+\beta P\right]^2 + \rho_{P_0,t_0}\left[(t-t_0)^2\cdot\Delta\alpha^2 + P^2\cdot\Delta\beta^2\right]}, \qquad (17)$$

где $\Delta\rho_{P_0,t_0}$ – цена деления образцового ареометра;

$\Delta\alpha, \Delta\beta$ – погрешности определения коэффициентов, соответственно объемного термического расширения и сжимаемости (берутся из свидетельства по аттестации УОСГ-1СОМ).

Погрешность определения плотности поверочной жидкости при помощи образцового ареометра с коррекцией по температуре и давлению не должна превышать 0,45–0,50 кг/м^3.

Приложение 3
Обязательное

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ

вибрационного поточного плотномера на поверочной установке

П. 3.1. Сведения о поверяемом приборе

Наименование _____

Тип _____ заводской номер _____дата выпуска или ремонта _____предприятие-изготовитель (фирма)

Прибор принадлежит _____и установлен на узле учета № _____, на котором параметры нефти изменяются следующим образом (по результатам статистических данных за год): диапазон изменения плотности от .... до _____ кг/м^3;
диапазон изменения температуры от .... до _____^{o}C;
диапазон изменения давления от .... до _____МПа;
диапазон изменения вязкости от .... до _____м^2/с;
диапазон изменения скорости прохождения жидкости через плотномер от _____ до _____м/с.

П. 3.2. Оборудование и средства, применяемые при поверке

Место поверки _____. Время проведения поверки _____. Поверка производилась на поверочной установке, собранной согласно РД 39-...

Примечание:

а) если поверку производили на другом оборудовании, то следует указать их тип, пределы измерения, класс точности, заводской номер.

б) если в установке, собранной согласно РД 39-... применяются образцовые средства измерения, отличающиеся от рекомендуемых

в указанном РД, то также следует указать их тип, пределы измерений, класс точности и заводской номер:

П.3.3. Результаты поверки

П.3.3.1. Заключение по внешнему осмотру и проверке работоспособности (опробованию) _____

_____

Величина выходного сигнала плотномера при заполненной воздухом вибрационной трубке (для плотномера "Солартрон") _____

Для плотномеров других типов величина выходного сигнала плотномера при заполнении вибрационной трубки плотномера поверочной жидкостью (стабилизированной нефтью по п. 2.8) с номинальной плотностью по п. 2.24 при атмосферном давлении и температуре жидкости 20 °С _____.

П.3.3.2. Заключение по проверке паспортных характеристик.

Таблица П.3.1

Значения выходных сигналов плотности	Значения давления, МПа, при номинальной температуре				
	0	1,0	2,0	3,0	4,0
При возрастании					
При убывании					
Средние (по результатам 2-х измерений) значения выходных сигналов плотномера, Гц					
Средние (по результатам 2-х измерений выходного сигнала плотномера, преобразованного в единицы плотности по п.6.3.1, 6.3.2) значения выходных сигналов плотномера, кг/м^3					

Вычисленное значение коэффициента давления Кр = соответствует или не соответствует (ненужное зачеркнуть) паспортному значению.

Таблица П.3.2.

Значение выходных сигналов	Значения температуры, °С при номинальном давлении			
	20	30	40	50
При возрастании				
При убывании				
Средние (по результатам 2-х измерений) значения выходных сигналов плотномера, Гц				
Средние (по результатам 2-х измерений выходного сигнала плотномера, преобразованного в единицы плотности по п. 6.3.1, 6.3.3) значения выходных сигналов плотномера, кг/м				

Вычисленное значение температурного коэффициента K_t = соответствует или не соответствует (ненужное зачеркнуть) паспортному значению.

П.3.3.3. Результаты аттестации поверочной жидкости:

Значения:

Плотность поверочной жидкости	
Погрешность аттестации поверочной жидкости	

П. 3.3.4. Результаты определения погрешности

Погрешность аттестации поверочной жидкости -

Основная абсолютная погрешность плотномера -

Дополнительные абсолютные погрешности:

от изменения температуры -

от изменения давления -

от изменения вязкости -

от изменения скорости -

Предел основной приведенной погрешности плотномера не превышает _____

Заключение о годности плотномера _____

_____

Поверку провел подпись (Ф.И.О.,должность)

Государственный поверитель подпись (Ф.И.О.,должность, место работы)

Приложение 4
Справочное

ОПИСАНИЕ ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКИ

Описание работы поверочной установки для проведения поверки поточных вибрационных плотномеров в условиях лаборатории. Принципиальная схема поверочной установки представлена на рис. П.4.I.

Установка включает насосы I,I2, датчик 2 поверяемого вибрационного поточного плотномера 3, грузопоршневой манометр 4 типа МП-60 с поршневым разделителем сред, емкости 5,6,II для поверочной (или промывочной) жидкости, вентиль 7 для выпуска воздуха из гидравлической системы, металлический пикнометр 8, термокамеру 9 с размещенным внутри теплообменником, вентиль I0 для сброса жидкости из системы. Насос I служит для осуществления циркуляции поверочной жидкости в гидравлической системе установки, а насос I2 - для подачи жидкости из емкости II (канистры, бочки, бутылки) в емкости 5,6, предназначенные для заполнения жидкостью гидравлической системы установки. В состав установки входят также измеритель расхода, измеритель температуры и измеритель давления.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВКИ

Рабочая среда - трансформаторное масло, топливо Т2, стабилизированная нефть, водоспиртовая смесь.

Диапазон изменения плотности, кг/м^3 - 750-995 кг/м^3

Диапазон температур рабочей среды, ^{o}С + 5+55

Диапазон давления рабочей среды, МПа до 6,4

Диапазон температур в термокамере, ^{o}С минус I5+ +60

Класс точности образцового средства (пикнометра) - 0,02.

Установка работает следующим образом.

Датчик поверяемого плотномера (или датчики нескольких плот-

Стационарная поверочная установка
для вибрационных поточных плотномеров нефти

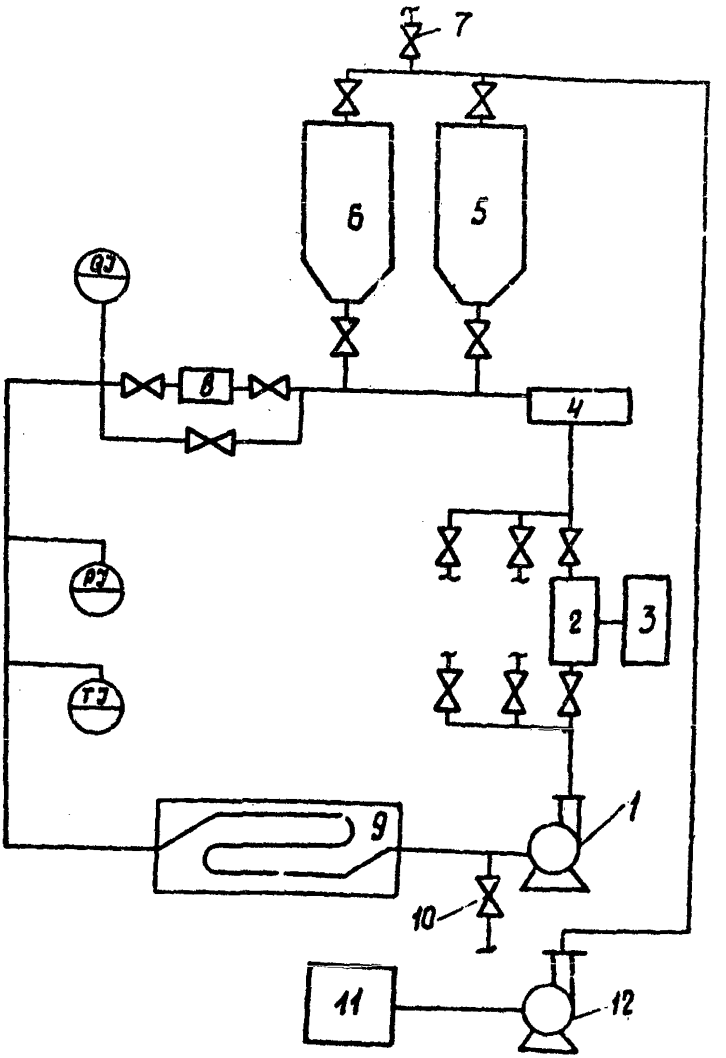

Рис. П4.1.

1,12 - насос; 2 - датчик поверяемого вибрационного поточного плотномера; 3- вторичный прибор плотномера; 4 - задатчик давления; 5, 6, 11 - емкости; 7 - вентиль для выпуска воздуха из системы; 8 - металлический пикнометр; 9-термокамера; 10-вентиль для дренирования жидкости.

номеров) устанавливают на фланцах. Предварительно промытую гидравлическую систему установки заполняют поверочной жидкостью с плотностью, близкой поверяемой точке диапазона измерения плотномера.

Включают измерительные средства установки и дают возможность им прогреться в течение времени, указанного в технической документации. Устанавливают пикнометры. Включают регулятор термокамеры и устанавливают в ней заданную температуру.

В зависимости от заданного температурного режима устанавливают задатчик термокамеры. Контроль температуры осуществляют по стеклянному термометру. После установления заданной температуры устанавливают в системе нужное давление при помощи грузопоршневого манометра.

Записывают показания плотномера. Перекрывают вентили на линии пикнометров и открывают вентиль на обводной линии. Снимают пикнометры, взвешивают их и определяют плотность жидкости. Приводят плотность жидкости к давлению и температуре поверочной жидкости. Записывают полученные значения плотности.

Приложение 5
Справочное

Блок - схема подключения приборов к электронному блоку датчика плотномера

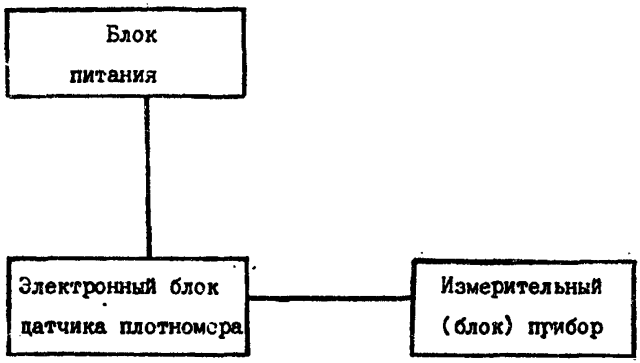

Рис. П. 5.1.

Примечание: Параметры блока питания и измерительного прибора выбираются в соответствии с инструкцией по эксплуатации поверяемого плотномера.

Блоки (или платы) термокомпенсации, коррекции по давлению, преобразователи сигналов и линеаризующие устройства присоединяются в соответствии с инструкцией по эксплуатации поверяемого плотномера.

Приложение 6
Справочное

ГРАДУИРОВКА ПЛОТНОМЕРА

Градуировку плотномера производят по трем поверочным жидкостям, приготовленным по методике, приведенной в приложении 3. Поверочные жидкости должны обеспечивать проведение градуировки плотномера в рабочем диапазоне измерения плотности, характерном для данного узла учета.

П. 6.1. Заполняют вибрационные трубки плотномера и трубные коммуникации поверочной установки при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую минимальному значению плотности рабочего диапазона измерения плотности поверяемого плотномера.

П. 6.2. При работающем насосе устанавливают минимальное значение давления и температуры рабочего диапазона изменения давления и температуры на узле учета нефти.

П. 6.3. При установившихся значениях давления и температуры осуществляют измерение частоты колебаний вибрационной трубки плотномера и плотности металлическим пикнометром при номинальной скорости движения жидкости.

П. 6.4. Результаты измерения фиксируют.

П. 6.5. Выполняют операции по пп. П. 7.2.-П. 7.4., но при номинальных (средних) значениях давления, температуры и скорости жидкости.

П. 6.6. Выполняют операции по пп. П. 7.2.-П. 7.4., но при максимальных значениях давления и температуры и номинальной скорости жидкости.

П. 6.7. Освобождают вибрационные трубки плотномера от поверочной жидкости.

П. 6.8. Заполняют вибрационные трубки, трубные коммуникации поверочной установки при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую номинальному значению плотности рабочего диапазона изменения плотности поверяемого плотномера.

П. 6.9. Выполняют операции по пп. П. 6.2.-П. 6.7.

П. 6.10. Заполняют вибрационную трубку плотномера, трубные коммуникации поверочной установки при атмосферном давлении и комнатной температуре поверочной жидкостью, имеющей плотность, соответствующую максимальному значению плотности рабочего диапазона измерения поверяемого плотномера.

П. 6.11. Выполняют операции по пп. П. 6.2.-П. 6.7.

П. 6.12. Определяют константы (коэффициенты) градуировочного уравнения путем решения системы уравнений при минимальных значениях давления и температуры

$$\begin{aligned} \rho_1 &= K_0 + K_1 f_1^{-1} + K_2 f_1^{-2} \\ \rho_2 &= K_0 + K_1 f_2^{-1} + K_2 f_2^{-2} \\ \rho_3 &= K_0 + K_1 f_3^{-1} + K_2 f_3^{-2} \end{aligned} \quad , \qquad (18)$$

где ρ_1, ρ_2, ρ_3 – плотности поверенных жидкостей с минимальным (наименьшим), номинальным (средним) и максимальным (наибольшим) значениями плотности соответственно;

f_1, f_2, f_3 – измеренные значения частот для поверочных жидкостей с плотностями соответственно.

Ниже приведены формулы для определения констант градуировочного уравнения.

$$K_0 = \rho_1 - K_1 f_1^{-1} - K_2 f_1^{-2} \; ;$$

$$K_1 = \frac{\rho_2 - \rho_1 - K_2 (f_2^{-2} - f_1^{-2})}{f_2^{-1} - f_1^{-1}} \; ;$$

$$K_2 = \frac{\rho_1 f_1 (f_2 - f_3) + \rho_2 f_2 (f_3 - f_1) + \rho_3 f_3 (f_1 - f_2)}{f_1^{-1}(f_2 - f_3) + f_2^{-1}(f_3 - f_1) + f_3^{-1}(f_1 - f_2)} \; .$$

П. 6.13. Определяют константы градуировочного уравнения путем решения системы уравнений (18) при номинальных значениях давления и температуры.

П. 6.14. Определяют константы градуировочного уравнения путем решения системы уравнений (18) при максимальных значениях давления и температуры.

П. 6.15. Используя значения констант, полученных при минимальных, номинальных и максимальных значениях давления и температуры, вычисляют средние значения констант градуировочного уравнения и с их помощью составляют градуировочное уравнение поверяемого плотномера в виде

$$\rho = K_{0ср.} + K_{1ср.} f^{-1} + K_{2ср.} f^{-2} \qquad (20)$$

Примечание: По описанной методике градуировочное уравнение составляется при вводе плотномера в эксплуатацию. В последующем оно проверяется только при номинальных значениях плотности (скорости), давления и температуры. В случае, если коэффициенты градуировочного уравнения, вычисленные ранее (при выпуске из производства или ремонте, вводе в эксплуатацию), отличаются от коэффициентов, вычисленных при номинальных значениях плотности, давления, температуры, скорости в момент проведения настоящей поверки, следует провести в полном объеме работы по пп. 2÷8 настоящего руководящего документа.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

1. Операции поверки 3
2. Средства поверки 4
3. Требования безопасности 8
4. Условия поверки 9
5. Подготовка к поверке 10
6. Проведение поверки 11
7. Обработка результатов измерений 21
8. Оформление результатов поверки 22

Приложения:

1. Справка о рабочих диапазонах изменения параметров нефти на узле учета 24
2. Приготовление и аттестация поверочных жидкостей 25
3. Протокол поверки вибрационного поточного плотномера на поверочной установке 28
4. Описание поверочной установки 32
5. Блок-схема подключения приборов к электронному блоку датчика плотномера 35
6. Градуировка плотномера 36

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ. ПОТОЧНЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ПЛОТНОМЕРЫ. МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

РД 39-0147103-390-87

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 15.09.87г. П00259
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 2.0. Тираж 138 экз.
Заказ 220
Готпринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru