

Центр испытаний средств измерений
Государственный научный метрологический центр
Федеральное государственное унитарное предприятие
"Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии"
(ЦИ СИ ГНМЦ ФГУП "ВНИИР")

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –
первый заместитель директора по
научной работе – Заместитель
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"



В.А. Фафурин

"09" июня 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 464 АО "ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ"

Методика поверки

МП 0274-14-2015

л.р. 61644-15

Казань
2015

1 РАЗРАБОТАНА	ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"
3 ВНЕДРЕНА	ВПЕРВЫЕ

Содержание

1 Операции поверки.....	4
2 Средства поверки.....	4
3 Требования безопасности	5
4 Условия поверки	5
5 Подготовка к поверке.....	7
6 Проведение поверки	7
6.1 Проверка комплектности технической документации	7
6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7
6.3 Внешний осмотр.....	8
6.4 Опробование	9
6.5 Определение метрологических характеристик.....	9
7 Оформление результатов поверки.....	13
Приложение А (обязательное)	
ТПР в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 464. Методика поверки	14
Приложение Б (справочное)	
Расчет относительной погрешности измерений массы брутто	25
Приложение В (справочное)	
Расчет относительной погрешности измерений массы нетто	26
Приложение Г (обязательное)	
Форма протокола поверки ТПР	27
Приложение Д (справочное)	
Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента.....	28
Приложение Е (справочное)	
Коэффициенты объёмного расширения нефти	29

Настоящий документ МП 0257-14-2015 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 АО "Черномортранснефть". Методика поверки" распространяется на средство измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 АО "Черномортранснефть" (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная 1-го разряда (далее – ПУ), наибольший расход рабочей среды 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка $\pm 0,05$ %.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 650 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³.

2.3 Манометры грузопоршневые МП-60 I и II разрядов с пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,02$ %; $\pm 0,05$ % соответственно.

2.4 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С.

2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

2.6 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02$ %.

2.7 Анализатор рентгенофлуоресцентный лабораторный с приведенным (в диапазоне массовой доли от 0,1 % до 0,3 %) и относительным (в диапазоне массовой доли св. 0,3 % до 6 %) средним квадратическим отклонением не более 1,5 %, стабильные во времени пробы нефти и нефтепродуктов.

2.8 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 % соответственно.

2.9 Другие средства поверки в соответствии с нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.10 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями);
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г.;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок";
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395–80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- | | |
|---------------------------------------|---------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от 15 до 25; |
| - атмосферное давление, кПа | от 96 до 106; |
| - относительная влажность, % | от 30 до 80. |

4.3 При поверки преобразователя расхода жидкости турбинного HELIFLU TZ-N 250-2000 (далее - ТПР) в составе системы для обеспечения бескавитационной работы ТПР устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ТПР $P^{\text{мин}}$, МПа, не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{\text{мин}} = 1,25 \times P^{\text{н}} + 2 \times \Delta P, \quad (1)$$

- где P^n - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 "Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров" при максимальной температуре жидкости в системе, МПа;
- ΔP - разность давления на ТПР (из эксплуатационной документации на ТПР), МПа.

В условиях эксплуатации системы при максимальном расходе ТПР и кинематической вязкости 50 сСт избыточное давление в трубопроводе после ТПР равно $P^{мин} = 1,25 \times 0,0667 + 2 \times (500 \times 0,001 \times 0,1) = 0,18$ МПа, что соответствует условиям эксплуатации системы.

4.4 При поверке на месте эксплуатации системы характеристики нефти должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Расход нефти при кинематической вязкости от 5 до 42 сСт, м ³ /ч	От 300 до 3200
Расход нефти при кинематической вязкости от 43 до 50 сСт, м ³ /ч	От 400 до 3200
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 1,6
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 830 до 910
Кинематическая вязкость измеряемой среды при рабочей температуре, сСт	От 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	Не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

6.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Идентификационные данные программного обеспечения контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 проводят в соответствии с его руководством пользователя следующим образом:

- включить питание контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000, если оно было отключено;
- на передней панели нажать кнопку "СТАТУС" ("STATUS") и подтвердить это нажатием кнопки "ВВОД" ("ENTER") для входа в меню "СТАТУС" ("STATUS");
- в появившемся меню кнопкой "↓" (стрелка вниз) найти строки "rev" – идентификационный номер версии программного обеспечения, "Checksum" – цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода).

6.2.3 Определение идентификационных данных программного обеспечения "Rate APM оператора УУН" проводят в соответствии с "Программный комплекс ПО "Rate APM оператора УУН". Руководство пользователя".

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку "Версия"



После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 1.

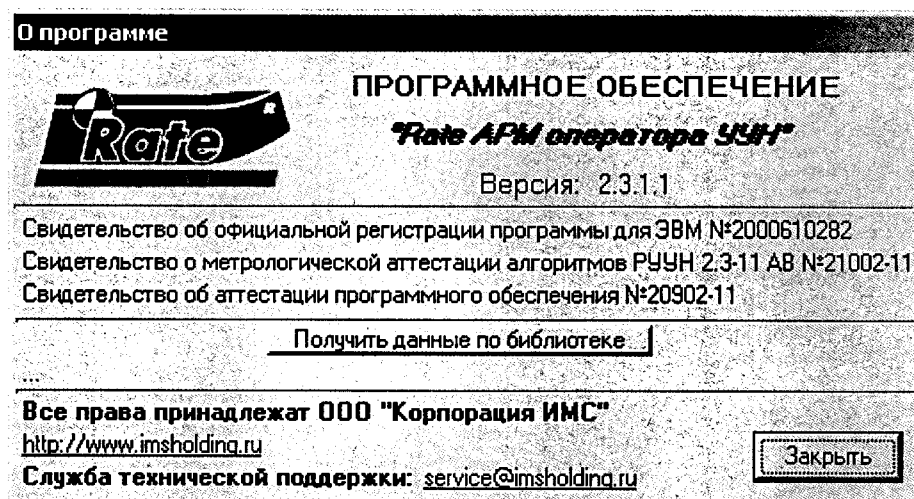


Рисунок 1

В появившемся окне необходимо нажать кнопку "Получить данные по библиотеке". После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 2.

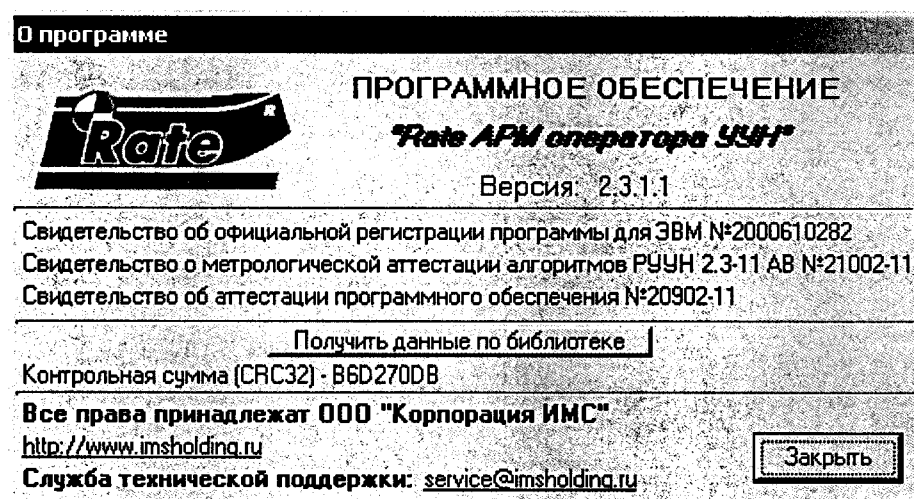


Рисунок 2

В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения "Rate APM оператора УУН".

6.2.4 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Внешний осмотр

6.3.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU с Ду 250 мм модели TZ 250-2000N (далее – ТПР)	Приложение А настоящей методики поверки
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644. Датчик температуры 664	МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСОЕИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "В" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания"
Датчики температуры 644	МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСОЕИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "В" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания"
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366–2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3121–2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Преобразователи плотности и вязкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки"

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	<p>МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации".</p> <p>МИ 3240–2009 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки.</p> <p>Градуировку проводят по пикнометрической установке на месте эксплуатации по МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации</p>
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (далее – ИВК)	МИ 3156–2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки"
Анализатор серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ	МП 50181–12 "Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ, ASOMA 682Т-НР". Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2012 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279–78 "ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Манометры	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
ПУ	МИ 3155-2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика"

Контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Quantum, расходомер UFM 3030 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке.

При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой проводят расчетным методом.

6.5.2.1 При косвенном методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δm , %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (2)$$

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, принимают равной $\pm 0,15$ %;
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °C;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/°C;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;
- G - коэффициент, вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

- где T_v , T_p - температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, °C.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (4)$$

- где Δ_p - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
- ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти системы, кг/м³.

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении Б.

6.5.2.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595—

2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

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

ΔW_{MB} - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

W_{MB} - максимальное значение массовой доли воды, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–65 "Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды";

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

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76 "Нефть. Методы определения содержания хлористых солей".

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении В.

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006–94 "ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения".

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

Приложение А
(обязательное)
ТПР в составе системы измерений количества и показателей
качества нефти № 464. Методика поверки

А.1 Настоящая методика поверки распространяется на ТПР, применяемые в составе системы, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

А.2 Операции поверки

А.2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (А.7.1);
- опробование (А.7.2);
- определение метрологических характеристик (А.7.3);
- обработка результатов измерений (А.8);
- оформление результатов поверки (А.9).

А.2.2 Метрологические характеристики ТПР (коэффициенты преобразования, среднеквадратическое отклонение случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования, относительную погрешность) определяют в рабочем диапазоне измерений, установленного для ТПР.

Примечание – Рабочий диапазон измерений ТПР (далее – рабочий диапазон) устанавливают для каждого ТПР в зависимости от количества рабочих измерительных линий и верхнего предела измерений системы. Рабочий диапазон не должен выходить за пределы измерений, указанные в сертификате утверждения типа поверяемого ТПР.

А.3 Средства поверки

А.3.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, средства измерений, входящие в состав системы и приведенные в разделе 2 настоящей методики.

А.3.2 Все средства измерений, применяемые для поверки, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

А.4 Требования безопасности и квалификации поверителей

А.4.1 При проведении поверки ТПР соблюдают требования, приведенные в разделе 3 настоящей методики.

А.4.2 К средствам измерений и оборудованию, требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки или переходы с ограничениями, соответствующие требованиям безопасности.

А.4.3 Управление оборудованием и средствами поверки выполняют лица,

прошедшие обучение и проверку знаний и допущенные к обслуживанию системы.

А.4.4 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ТПР и средства их поверки и прошедших инструктаж по технике безопасности.

А.4.5 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

А.5 Условия поверки

А.5.1 Поверку ТПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком).

А.5.2 Рабочая жидкость - нефть.

А.5.3 Вязкость нефти находится в пределах тех диапазонов вязкости, которые указаны в эксплуатационной документации ТПР.

А.5.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

А.5.5 Избыточное давление в трубопроводе после ТПР обеспечивает безкавитационную работу ТПР.

А.5.6 Изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,2 °С.

А.5.7 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не превышает 2,5 %.

Примечание – Запрещается проводить поверку ТПР при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка ПУ на отсутствие протечек во время ее последней поверки. Значение берут из протокола последней поверки ПУ.

А.5.8 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти.

А.6 Подготовка к поверке

А.6.1 До начала поверки ТПР проводят контроль метрологических характеристик преобразователя плотности жидкости измерительного 7835, преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829.

Результаты контроля метрологических характеристик должен быть положительными.

А.6.2 Проверяют правильность монтажа и соединений ТПР, ПУ и средств поверки в соответствии с технологической схемой поверки ТПР.

А.6.3 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ТПР и ПУ и в переключателе потока (четырёхходового крана) ПУ.

Примечание - Задвижки, расположенные на линиях, соединяющих этот участок с другими трубопроводами, четырёхходовой кран ПУ должны иметь устройства контроля протечек.

А.6.4 Проверяют отсутствие газа в ПУ и оборудовании измерительной линии поверяемого ТПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ТПР и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ТПР и ПУ в пределах рабочего диапазона расходов ТПР и открывают краны, расположенные в верхних

точках трубопроводов и ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ПУ до полного прекращения выделения пузырьков газа из этих кранов и закрывают их.

А.6.5 Проверяют герметичность системы, состоящей из ПУ, ТПР, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в системе давление, равное рабочему. Не допускают появления капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут.

А.6.6 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

А.6.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

А.6.8 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии поверяемого ТПР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого в обоих направлениях не превышает 0,2 °С.

А.6.9 Подготавливают средства измерений к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

А.6.10 Вводят в память ИВК, систему обработки информации (СОИ) необходимые данные согласно протоколу поверки или проверяют ранее введенные.

А.7 Проведение поверки

А.7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие поверяемого ТПР требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- на ТПР и магнитно-индукционном датчике отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;
- надписи и обозначения на ТПР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в магнитно-индукционном датчике.

А.7.2 Опробование

При опробовании проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ПУ и при прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора – за окончанием отсчета импульсов. При обратном направлении движения поршня проводят те же операции. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК, СОИ.

А.7.3 Определение метрологических характеристик

А.7.3.1 Метрологические характеристики (МХ) ТПР и его градуировочную характеристику (ГХ) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него. Значения поверочного расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от верхнего предела измерений поверяемого ТПР (Q_{\max} , м³/ч). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ТПР, величины рабочего диапазона.

А.7.3.2 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке рабочих ТПР проводят не менее пяти измерений.

А.7.3.3 Для определения МХ ТПР выполняют операции.

А.7.3.4 Запускают поршень ПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого. Расход нефти, измеренный с помощью ПУ за это время $Q_{0j}^{\text{ПУ}}$, м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{0j}^{\text{ПУ}} = \frac{V_{0j}^{\text{ПУ}}}{T_{0j}} \times 3600, \quad (\text{A1})$$

где $V_{0j}^{\text{ПУ}}$ - объём нефти в ПУ, м³, при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона, приведенный к стандартным условиям (температура 15 °С и избыточное давление, равное нулю) вычисляет ИВК;
 T_{0j} - время прохождения поршнем от одного детектора до другого при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона (j = 1, 2, ..., m, где m – количество точек в рабочем диапазоне).

А.7.3.5 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение согласно А.7.3.4.

А.7.3.6 После стабилизации расхода вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений.

А.7.3.7 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение Г настоящей методики):

- номер точки рабочего диапазона (j);
- номер измерения (i);
- расход нефти, измеренный с помощью ПУ ($Q_{ij}^{\text{ПУ}}$, м³/ч);
- наименование детекторов, участвующих в измерении;
- время движения поршня (T_{ij} , с);
- среднеарифметические значения температуры ($t_{ij}^{\text{ПУ}}$, °С) и давления ($P_{ij}^{\text{ПУ}}$, МПа) нефти на входе и выходе ПУ;
- объём ПУ, приведенный к стандартным условиям температуре 15 °С и избыточное давление, равное нулю;
- частоту выходного сигнала ТПР (f_{ij} , Гц);
- температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) нефти в ТПР;
- количество импульсов (N_{ij} , имп.);
- коэффициенты преобразования ТПР, вычисленные в ИВК, (К, имп./м³);

- плотность нефти (ρ_{20ij} , кг/м³) при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю;
- вязкость нефти (ν_{ij} , сСт).

А.8 Обработка результатов измерений

А.8.1 При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования ТПР, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов определений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики, неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

А.8.2 При применении для поверки ИВК, СОИ по результатам измерений ИВК вычисляет коэффициент преобразования ТПР K_{ij} , имп./м³, при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_0 \times CTSP_{ij} \times CPSP_{ij}} \times \frac{CTLM_{ij} \times CPLM_{ij}}{CTLP_{ij} \times CPLP_{ij}}, \quad (A2)$$

- где N_{ij} - количество импульсов при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, имп.;
- V_0 - вместимость измерительного участка ПУ при стандартных условиях (температура 15 °С и избыточное давление, равное нулю), м³;
- $CTSP_{ij}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$CTSP_{ij} = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{py} - 15), \quad (A3)$$

- где α_t - коэффициент теплового линейного расширения материала стенок ПУ °С⁻¹;
- t_{ij}^{py} - среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, °С.
- $CPSP_{ij}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$CPSP_{ij} = 1 + \frac{D}{E \times S} \times P_{ij}^{py}, \quad (A4)$$

- где D, S - внутренний диаметр и толщина стенок измерительного участка ПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ПУ);
- E - модуль упругости материала стенок ПУ, МПа;

- $P_{ij}^{пу}$ - среднеарифметическое значение избыточного давления жидкости на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
- $CTLM_{ij}$, $CTLP_{ij}$ - коэффициенты, учитывающие воздействие температуры на объём нефти в ТПР, в ПУ для температуры нефти $t^{пр}$, $t^{пу}$, °С, соответственно.
- $CPLM_{ij}$, $CPLP_{ij}$ - коэффициенты, учитывающие воздействие давления на объём нефти в ТПР, в ПУ для давления нефти $P^{пр}$, $P^{пу}$, МПа, соответственно.

Коэффициент CTL, учитывающий воздействие температуры на объём нефти в ТПР (CTLM), в ПУ (CTLP) для температуры $t^{пр}$ или $t^{пу}$, °С, соответственно, вычисляют по формуле в которую подставляют значения $t^{пр}$ или $t^{пу}$ для ТПР или ПУ соответственно

$$CTL_{ij} = \exp\left\{-\beta_{15} \times (t_{ij} - 15) \times [1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t - 15)]\right\}, \quad (A5)$$

- где t_{ij} - температура нефти в ТПР или в ПУ для коэффициента CTLM для ТПР, CTLP для ПУ соответственно, °С;
- β_{15} - коэффициент объемного расширения при стандартной температуре 15 °С, 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (A6)$$

- где ρ_{15} - плотность нефти при стандартной температуре 15 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м³, вычисляет ИВК.

Коэффициент CPL, учитывающий воздействие давления на объём нефти в ТПР (CPLM) в ПУ (CPLP), для давления $P^{пр}$ или $P^{пу}$, МПа, соответственно, вычисляют по формуле, в которую подставляют значения $P^{пр}$ или $P^{пу}$ для ТПР или ПУ соответственно

$$CPLP_{ij} = \frac{1}{[1 - \gamma_t \times P_{ij}]}, \quad (A7)$$

- где P_{ij} - избыточное давление нефти в ТПР или в ПУ для коэффициента CTLM для ТПР, CTLP для ПУ соответственно, МПа;
- γ_t - коэффициент сжимаемости нефти (при температуре нефти t , °С), МПа⁻¹ вычисляют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A8)$$

А.8.3 Плотность нефти (ρ_{20ij} , кг/м³) при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\rho_{20ij} = \rho_{15ij} \times \exp\{-\beta_{15} \times 5 \times [1 + 0,8 \times \beta_{15} \times 5]\}, \quad (\text{A9})$$

где ρ_{15ij} - плотность нефти при стандартной температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, кг/м³, вычисляет ИВК.

А.8.4 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

А.8.4.1 Коэффициенты преобразования \bar{K}_j , имп/м³, в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A10})$$

где n_j - количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

А.8.4.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ТПР f_j , Гц, расхода жидкости $Q_j^{\text{ПУ}}$, м³/ч, используют формулу (А.10), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij} соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

А.8.5 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (\text{A11})$$

А.8.5.1 Должно выполняться условие

$$S_j \leq 0,02, \quad (\text{A12})$$

А.8.5.2 Если условие (А.12) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Д настоящей методики.

Допускается не более одного промаха из 4–7 измерений и не более двух промахов из 8–11 измерений. В противном случае поверку прекращают.

А.8.5.3 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до ранее установленного значения.

А.8.5.4 Проводят повторное оценивание СКО.

А.8.5.5 При повторном невыполнении условия (А.12) поверку прекращают.

А.8.5.6 При соблюдении условия (А.12) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

А.8.6 Определение параметров градуировочной характеристики.

А.8.6.1 Градуировочная характеристика (ГХ) ТПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ТПР K , имп./м³, и расхода нефти Q , м³/ч, частоты выходного сигнала ТПР f , Гц.

В ИВК реализована кусочно-линейная аппроксимация ГХ ТПР.

А.8.6.2 При реализации кусочно-линейной аппроксимации ГХ ТПР, определяют значения коэффициентов преобразования ТПР в крайних точках поддиапазонов.

В память ИВК вводят вычисленные значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения Q , f в точках рабочего диапазона.

А.8.7 Определение неисключенной систематической погрешности

А.8.7.1 Неисключенную систематическую погрешность, Θ_{Σ} , %, в точке рабочего диапазона ТПР вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V o}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2}, \quad (A13)$$

- где $\Theta_{\Sigma o}$ – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- $\Theta_{V o}$ – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- Θ_{COI} – предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициента преобразования в ИВК, СОИ, %;
- Θ_t – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\max} \times \sqrt{\Delta t_{ТПР}^2 + \Delta t_{ПУ}^2} \times 100, \quad (A14)$$

- где β_{\max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно приложению Е настоящей методики по значениям плотности и температуры нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °С⁻¹;
- $\Delta t_{ТПР}, \Delta t_{ПУ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ТПР и ПУ (берут из свидетельств о поверки преобразователей температуры), °С;

А.8.7.2 Неисключенную систематическую погрешность, $\Theta_{\Sigma k}$, %, для каждого поддиапазона вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V_o}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{СОИ}}^2 + \Theta_{\text{АПДк}}^2}, \quad (\text{A15})$$

где $\Theta_{\text{АПДк}}$ - границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для каждого рабочего поддиапазона (в границах от j , до $j+1$), %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \times 100, \quad (\text{A16})$$

А.8.8 Определение случайной составляющей погрешности

А.8.8.1 В точке рабочего расхода ТПР случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times S_j, \quad (\text{A17})$$

где ε_j - значение случайной составляющей погрешности в j -й точке рабочего диапазона, %;
 $t_{0,95}$ - коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Д.2 приложения Д настоящей методики).

А.8.8.2 В поддиапазоне, ограниченной точками расхода от j до $j+1$ случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}), \quad (\text{A18})$$

где ε_k - значение случайной составляющей погрешности в k -м поддиапазоне, %;
 $\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}$ - значения случайной составляющей погрешности в j -й, $(j+1)$ -й точках, попадающих в k -й поддиапазон, %;

А.8.9 Определение относительной погрешности

А.8.9.1 Относительную погрешность в точках рабочего диапазона ТПР в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\delta_j = \begin{cases} Z_j \times (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon_j) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_j} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_j} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A19})$$

где δ_j - относительная погрешность ТПР в j -й точке рабочего диапазо-

на, %;

Z_j - коэффициент, определяемый как функция $Z_j = f(\Theta_{\Sigma}/S_j)$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности и СКО в j -й точке рабочего диапазона ТПР, определяют по таблице Д3 приложения Д настоящей методики.

А.8.9.2 Относительную погрешность ТПР в k -м поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_k \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} > 8 \end{cases}, \quad (A20)$$

где δ_k - относительная погрешность рабочего ТПР в k -м поддиапазоне, %;

Z_k - коэффициент, определяемый как функция $Z_k = f[\Theta_{\Sigma k}/\max(S_{jk})]$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности и наибольшего значения из ряда СКО в крайних точках k -го поддиапазона, определяют по таблице Д3 приложения Д настоящей методики.

А.8.9.3 Результаты поверки считаются положительными если вычисленные значения относительной погрешности ТПР в каждом поддиапазоне находятся в пределах допускаемой относительной погрешности для рабочих ТПР $\pm 0,15$ %.

А.8.9.4 При невыполнении условия А.8.9.2 во всех поддиапазонах поверку прекращают.

А.8.9.5 Если условие А.8.9.2 не выполнено, то увеличивают количества точек рабочего диапазона то есть поддиапазоны, где не выполнено условие А.8.9.2, делят на два поддиапазона и проводят поверку в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

А.8.9.6 Если условие А.8.9.2 не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие А.8.9.2, сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят поверку в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

А.8.9.7 При повторном невыполнении условия А.8.9.2 поверку прекращают.

А.9 Оформление результатов поверки

А.9.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Г.

Один экземпляр протокола поверки, закрепленный личной подписью поверителя, прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

А.9.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ТПР в соответствии с ПР 50.2.006.

А.9.3 На обратной стороне свидетельства о поверке ТПР указывают:

- ТПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами относительной погрешности $\pm 0,15 \%$;
- рабочий диапазон расходов в котором поверен ТПР;
- значения вязкости кинематической в начале и в конце поверки;
- значения относительной погрешности ТПР в поддиапазонах;
- значения коэффициентов преобразования ТПР в точках рабочего диапазона и соответствующие значения расхода нефти (частоты).

А.9.4 Проводят пломбирование ТПР в соответствии с МИ 3002–2006 "Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок". На пломбы наносят оттиск клейма поверителя в соответствии с ПР 50.2.007–2001 "ГСИ. Поверительные клейма".

А.9.5 Согласно инструкции по эксплуатации в ИВК устанавливают полученные при поверке значения коэффициентов преобразования и соответствующие им значения расхода (частоты) для каждого поверенного ТПР.

А.9.6 При отрицательных результатах поверки ТПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с ПР 50.2.006.

Примечания

1 Значения объемов (м^3) и коэффициентов преобразования ($\text{имп}/\text{м}^3$) вычисляют с точностью до семи значащих цифр (не менее), в протокол поверки (приложение Г) записывают значения, округленные до шести значащих цифр.

2 Значения СКО и погрешностей (%) вычисляют с точностью до третьего знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение Г) записывают значения, округленные до второго знака после запятой.

3 Значения поправочных коэффициентов для приведения объема вычисляют с точностью до седьмого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение Г) записывают значения, округленные до шестого знака после запятой.

4 Значения температуры ($^{\circ}\text{C}$) количества импульсов (имп), давления (МПа), вязкости (сСт), времени движения поршня от одного детектора до другого (с), и частоты (Гц) записывают в протокол поверки (приложение Г) округленные до второго знака после запятой.

5 Значения количества импульсов (N, имп) измеряют с точностью до целого количества импульсов при $N > 10000$ имп и с точностью до пяти значащих цифр (не менее) при $N < 10000$ имп, в протокол поверки (приложение Г) записывают измеренные значения количества импульсов.

Приложение Б (справочное)

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто

Б.1 Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти при предельных параметрах нефти в системе приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_p	0,2
Температура нефти в БИК, T_p ,	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_v	0,2
Температура нефти в БИЛ, T_v ,	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	830
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00086
Коэффициент G	1,05116
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,17

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25$ %.

Приложение В (справочное)

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто

В.1 Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.1.

Таблица В.1

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{мв}$, %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{мв}$, %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $r_{мв}$, %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{мв}$, %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$, %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$, %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $r_{мп}$, %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$, %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$, мг/дм ³	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$, мг/дм ³	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	66,1438
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	830
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,1084
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,0080
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, $\delta_{мн}$, %	0,29

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

Приложение Г **(обязательное)** **Форма протокола поверки ТПР**

Место проведения поверки: СИКН № 464 ПСП "Заречье"

ПР: тип TZ 250-2000N зав. №: _____ Линия № _____ Принадлежит: _____

ПУ: тип ТПУ-1900 разряд 1 зав. № ПУ: 15 Принадлежит: _____

Рабочая жидкость нефть Вязкость при поверке: мин _____ сСт макс _____ сСт

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Поверочной установки (ПУ)									СОИ	ПР
Детекторы	$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V0}, \%$	$\Delta t_{\text{пу}}, ^\circ\text{C}$	$\delta_{\text{СОИ}}, \%$	$\Delta t_{\text{пр}}, ^\circ\text{C}$

Результаты измерений и вычислений

№	Q_{ij} $\text{м}^3/\text{ч}$	по ПУ					по ТПР					ρ_{20ij} $\text{кг}/\text{м}^3$	ВИСК ν_{ij} сСт
		Детекторы	T_{ij} $^\circ\text{C}$	$t_{ij}^{\text{пу}}, ^\circ\text{C}$	$P_{ij}^{\text{пу}}, \text{МПа}$	$V_{ij}, \text{м}^3$	f_{ij} Гц	$t_{ij}, ^\circ\text{C}$	$P_{ij}, \text{МПа}$	N_{ij} имп	$K_{ij}, \text{имп}/\text{м}^3$		
1/1													
...													
1/ n_1													
...
m/1													
...													
m/ n_m													

Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки	Q_j $\text{м}^3/\text{ч}$	f_j Гц	K_j $\text{имп}/\text{м}^3$	S_j $\%$	ε_j $\%$	$\Theta_{\Sigma j}$ $\%$	δ_j $\%$
1							
2							
...							
m							

Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД	$Q_{\text{min } k}$ $\text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{max } k}$ $\text{м}^3/\text{ч}$	$\varepsilon_{\text{пд } k}$ $\%$	$\Theta_{\text{АПД } k}$ $\%$	$\Theta_{\Sigma \text{пд } k}$ $\%$	$\delta_{\text{пд } k}$ $\%$
1						
...						
m-1						

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации _____

Подпись, фамилия, инициалы лица проводившего поверку _____

Дата поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Д (справочное) Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента

Д.1 Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Д.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}, \quad (D1)$$

Д.1.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений ($K_{\text{наиб}}$ или $K_{\text{наим}}$) по формуле

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}}, \quad (D2)$$

3 Сравнивают полученные значения "U" с величиной "h", взятой из таблицы Д.1 для объема выборки " n_j ".

Таблица Д.1 – Критические значения для критерия Граббса по ГОСТ Р ИСО 5725-2002 "Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений"

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
H	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Если $U \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.

Д.2 Значения коэффициентов Стьюдента $t_{0,95}$ по ГОСТ 8.207-76 "ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения" приведены в таблице Г.2.

Таблица Д.2

$n_j - 1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Д.3 Значения коэффициентов Z в зависимости от отношения $\Theta_z / \max(S_j)$ при доверительной вероятности $P=0,95$ (МИ 2083-90 "ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей") приведены в таблице Д.3.

Таблица Г.3

$\Theta_z / \max(S_j)$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
Z	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение Е **(справочное)** **Коэффициенты объёмного расширения нефти**

Е.1 Коэффициенты объёмного расширения $\beta \times 1000$, $1/^\circ\text{C}$, нефти в зависимости от плотности нефти и температуры приведены в таблице Е1.

Таблица Е1

Плотность, кг/м ³	Температура нефти, $^\circ\text{C}$									
	0,0 5	5,0 10	10,0 15	15,0 20	20,0 25	25,0 30	30,0 35	35,0 40	40,0 45	45,0 50
750 760	1,082	1,08	1,078	1,076	1,073	1,071	1,068	1,066	1,063	1,06
760 770	1,054	1,052	1,05	1,048	1,046	1,043	1,041	1,038	1,036	1,033
770 780	1,027	1,025	1,023	1,021	1,019	1,017	1,014	1,012	1,009	1,007
780 790	1,001	0,999	0,997	0,995	0,993	0,991	0,989	0,987	0,984	0,982
790 800	0,976	0,974	0,972	0,97	0,969	0,966	0,964	0,962	0,96	0,958
800 802	0,961	0,96	0,958	0,956	0,954	0,952	0,95	0,948	0,946	0,943
802 804	0,956	0,955	0,953	0,951	0,949	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939
804 806	0,952	0,95	0,948	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939	0,936	0,934
806 808	0,947	0,945	0,944	0,942	0,94	0,938	0,936	0,934	0,932	0,93
808 810	0,942	0,941	0,939	0,937	0,935	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925
810 812	0,938	0,936	0,934	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925	0,923	0,921
812 814	0,933	0,931	0,93	0,928	0,926	0,924	0,922	0,92	0,918	0,916
814 816	0,928	0,927	0,925	0,923	0,922	0,92	0,918	0,916	0,914	0,912
816 818	0,924	0,922	0,921	0,919	0,917	0,915	0,913	0,912	0,91	0,907
818 820	0,919	0,918	0,916	0,914	0,913	0,911	0,909	0,907	0,905	0,903
820 822	0,915	0,913	0,912	0,91	0,908	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899
822 824	0,91	0,909	0,907	0,906	0,904	0,902	0,9	0,898	0,896	0,894
824 826	0,906	0,904	0,903	0,901	0,9	0,898	0,896	0,894	0,892	0,89
826 828	0,902	0,9	0,899	0,897	0,895	0,893	0,892	0,89	0,888	0,886
828 830	0,897	0,896	0,894	0,893	0,891	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882
830 832	0,893	0,891	0,89	0,888	0,887	0,885	0,883	0,881	0,879	0,878
832 834	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882	0,881	0,879	0,877	0,875	0,873
834 836	0,884	0,883	0,881	0,88	0,878	0,877	0,875	0,873	0,871	0,869
836 838	0,88	0,879	0,877	0,876	0,874	0,872	0,871	0,869	0,867	0,865
838 840	0,876	0,874	0,873	0,871	0,87	0,868	0,867	0,865	0,863	0,861
840 842	0,872	0,87	0,869	0,867	0,866	0,864	0,862	0,861	0,859	0,857
842 844	0,867	0,866	0,865	0,863	0,862	0,86	0,858	0,857	0,855	0,853
844 846	0,863	0,862	0,861	0,859	0,858	0,856	0,854	0,853	0,851	0,849
846 848	0,859	0,858	0,857	0,855	0,854	0,852	0,85	0,849	0,847	0,845
848 850	0,855	0,854	0,853	0,851	0,85	0,848	0,846	0,845	0,843	0,841
850 852	0,851	0,85	0,849	0,847	0,846	0,844	0,842	0,841	0,839	0,837
852 854	0,847	0,846	0,845	0,843	0,842	0,84	0,838	0,837	0,835	0,833
854 856	0,843	0,842	0,841	0,839	0,838	0,836	0,835	0,833	0,831	0,83
856 858	0,839	0,838	0,837	0,835	0,834	0,832	0,831	0,829	0,828	0,826
858 860	0,835	0,834	0,833	0,831	0,83	0,828	0,827	0,825	0,824	0,822
860 862	0,831	0,83	0,829	0,828	0,826	0,825	0,823	0,822	0,82	0,818
862 864	0,828	0,826	0,825	0,824	0,822	0,821	0,819	0,818	0,816	0,815
864 866	0,824	0,823	0,821	0,82	0,818	0,817	0,816	0,814	0,812	0,811
866 868	0,82	0,819	0,817	0,816	0,815	0,813	0,812	0,81	0,809	0,807
868 870	0,816	0,815	0,814	0,812	0,811	0,81	0,808	0,807	0,805	0,803
870 872	0,812	0,811	0,81	0,809	0,807	0,806	0,804	0,803	0,801	0,8
872 874	0,809	0,807	0,806	0,805	0,804	0,802	0,801	0,799	0,798	0,796

874	876	0,805	0,804	0,803	0,801	0,8	0,799	0,797	0,796	0,794	0,793
876	878	0,801	0,8	0,799	0,798	0,796	0,795	0,794	0,792	0,791	0,789
878	880	0,798	0,796	0,795	0,794	0,793	0,791	0,79	0,789	0,787	0,786
880	882	0,794	0,793	0,792	0,79	0,789	0,788	0,786	0,785	0,783	0,782
882	884	0,79	0,789	0,788	0,787	0,786	0,784	0,783	0,781	0,78	0,779
884	886	0,787	0,786	0,785	0,783	0,782	0,781	0,779	0,778	0,777	0,775
886	888	0,783	0,782	0,781	0,78	0,778	0,777	0,776	0,774	0,773	0,772
888	890	0,78	0,779	0,777	0,776	0,775	0,774	0,772	0,771	0,77	0,768
890	892	0,776	0,775	0,774	0,773	0,772	0,77	0,769	0,768	0,766	0,765
892	894	0,773	0,772	0,771	0,769	0,768	0,767	0,766	0,764	0,763	0,761
894	896	0,769	0,768	0,767	0,766	0,765	0,763	0,762	0,761	0,759	0,758
896	898	0,766	0,765	0,764	0,762	0,761	0,76	0,759	0,757	0,756	0,755
898	900	0,762	0,761	0,76	0,759	0,758	0,757	0,755	0,754	0,753	0,751
900	910	0,752	0,751	0,75	0,749	0,748	0,747	0,745	0,744	0,743	0,742
910	920	0,736	0,735	0,734	0,733	0,732	0,731	0,729	0,728	0,727	0,726
920	930	0,72	0,719	0,718	0,717	0,716	0,715	0,714	0,713	0,711	0,71
930	940	0,705	0,704	0,703	0,702	0,701	0,7	0,699	0,698	0,696	0,695
940	950	0,69	0,689	0,688	0,687	0,686	0,685	0,684	0,683	0,682	0,681
950	960	0,675	0,675	0,674	0,673	0,672	0,671	0,67	0,669	0,668	0,667
960	970	0,661	0,661	0,66	0,659	0,658	0,657	0,656	0,655	0,654	0,653
970	980	0,648	0,647	0,646	0,645	0,645	0,644	0,643	0,642	0,641	0,64
980	990	0,635	0,634	0,633	0,632	0,632	0,631	0,63	0,629	0,628	0,627
990	1000	0,622	0,621	0,621	0,62	0,619	0,618	0,617	0,616	0,616	0,615