

Федеральное государственное унитарное предприятие
"Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии"
(ФГУП "ВНИИР")

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора по
научной работе – Заместитель
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"



В.А. Фафурин

"14" января 2016 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ ПСП ООО "ИЛЬСКИЙ НПЗ"

Методика поверки

МП 0350-14-2015

Казань
2016

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

Содержание

1	Операции поверки.....	1
2	Средства поверки	1
3	Требования безопасности	2
4	Условия поверки	2
5	Подготовка к поверке.....	4
6	Проведение поверки.....	4
6.1	Проверка комплектности технической документации	4
6.2	Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	4
6.3	Внешний осмотр.....	5
6.4	Опробование	5
6.5	Определение метрологических характеристик.....	5
7	Оформление результатов поверки.....	10
	Приложение А (обязательное)	
	Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в составе системы измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ". Методика поверки	11
	Приложение Б (справочное)	
	Структура относительной погрешности измерений массы брутто нефти.....	22
	Приложение В (справочное)	
	Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти.....	23
	Приложение Г (обязательное)	
	Форма протокола поверки ПР	24
	Приложение Д (справочное)	
	Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента	25

Настоящий документ МП 0350-14-2015 "ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ". Методика поверки" распространяется на средство измерений "Резервная система измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ" (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 трубопоршневая поверочная стационарная "ОЗНА-Прuver C-0,05" модели 280 (далее – ПУ), номер в госреестре 31455-06, максимальный объёмный расход 280 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

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

2.3 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.4 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 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 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.

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

2.9 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":

- номинальное значение температуры окружающего воздуха, °С 20;
- среднее отклонение от номинального значения, °С ± 5 ;
- атмосферное давление, кПа от 96 до 104;
- относительная влажность, % от 30 до 80.

4.3 При проведении поверки расходомера - счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 (далее – УЗР) в составе системы для обеспечения его бескавитационной работы устанавливают избыточное давление в трубопроводе после УЗР $P^{мин}$, МПа, не менее значения, вычисляемого по формуле 1

$$P^{\text{мин}} = 2,06 \times P^{\text{н}} + 2 \times \Delta P \quad (1)$$

- где $P^{\text{н}}$ - 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 УЗР (из эксплуатационной документации на УЗР), МПа.

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

Соответствие характеристик нефти требованиям, указанным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений при динамических измерениях массы нефти, т/ч (м ³ /ч)	От 41,5 (50) до 190,9 (230)
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Избыточное давление измеряемой среды в системе, МПа	От 0,7 до 6,3
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 35
Плотность измеряемой среды в диапазоне температуры нефти, кг/м ³	От 830 до 910
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 820 до 920
Вязкость кинематическая при температуре измеряемой среды, сСт, не более	15
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством 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 (ПО) системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600 + проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600 +, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600 + главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню "5.SYSTEM SETTINGS";

г) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню "7.SOFTWARE VERSION";

д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) "CONFIG STRUCTURE CSUM" – контрольная сумма структуры файла конфигурации;

2) "VERSION APPLICATION SW" – версия ПО контроллера измерительного FloBoss S600 +.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО "ОЗНА-Flow" автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят в соответствии с технической документацией.

Идентификационные данные ПО "ОЗНА-Flow" для АРМ оператора отображаются в окне "Контрольная сумма", вызываемого нажатием соответствующего поля в "Главном меню программы".

6.2.4 Идентификационные данные ПО 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	Требования к средству измерений	Нормативный документ
УЗР	Диапазон измерений от 50 до 230 м ³ /ч, погрешность ± 0,3 %	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователь давления измерительный 3051	Диапазон измерений избыточного давления от 0 до 16 МПа, основная погрешность ± 0,065 %	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки" МП 4212-021-2015 "Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки"
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Диапазон измерений от 0,01 % до 2 %, основная погрешность ± 0,05 %	МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"

Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Диапазон измерений от 0 °С до 50 °С, погрешность $\pm 0,2$ °С	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 с преобразователем измерительным Rosemount 644 или по отдельности	Диапазон измерений от 0 °С до 40 °С, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2$ °С	<p>МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых микропроцессорных калибраторов температуры серии АТС-12 фирмы "АМТЕК". Методика поверки"</p> <p>ГОСТ 8.461-2009 "ГСИ. Термопреобразователь сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки".</p> <p>12.5314.000.00 МП "Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки"</p>
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	Абсолютная погрешность $\pm 0,3$ кг/м ³	<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>МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации</p>

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК)	<p>Диапазон измерений от 1 до 5 В, основная приведенная погрешность при измерении напряжения $\pm 0,005 \%$,</p> <p>Абсолютная погрешность при измерении количества импульсов на каждые 10000 имп. (частота имп. входа (0 - 10000) Гц), ± 1 имп.</p> <p>Пределы допускаемого суточного хода часов, $\pm 0,5$ с/сут</p> <p>Относительная погрешность расчета: - объемного расхода и объема $\pm 0,001 \%$; - массового расхода и массы $\pm 0,001 \%$.</p> <p>Погрешность расчета коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов $\pm 0,001 \%$.</p>	МП 117-221-2013 "Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки", утвержденная ФГУП "УНИИМ" в апреле 2014 г.
Манометр показывающий для точных измерений МТИ	Основная погрешность $\pm 0,6 \%$	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	Динамическая вязкость, приведенная погрешность $\pm 1,0 \%$	МИ 3302-2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"

Контроллер программируемый SIMATIC S7-400, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в блоке измерений показателей качества нефти, датчики давления Метран-150 модели 150CD, манометры на фильтрах подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки на средства измерений.

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

6.5.2.1 При косвенном методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δm , %, вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_ρ , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
 β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/°С;
 δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из свидетельства (сертификата) об утверждении типа или свидетельства о поверке) при счете импульсов, %;
 G - коэффициент, вычисляют по формуле

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

где T_v, T_ρ - температура нефти при измерениях ее объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta \rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{min}}} \times 100, \quad (4)$$

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

Результат вычислений по формуле (2) округляют до одного знака после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543–77 "Числа. Правила записи и округления".

Структура 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 $\pm 0,5$ %.

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.

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

$$\delta i_i = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{iA}^2 + \Delta W_{iI}^2 + \Delta W_{iON}^2}{\left(1 - \frac{W_{iA} + W_{iI} + W_{iON}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

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

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

ΔW_{MP} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

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

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

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

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

Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{ON} = 0,1 \times \frac{\Delta \phi_{ON}}{\rho_{iEI}}, \quad (6)$$

где $\Delta \phi_{XC}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{ON} = 0,1 \times \frac{\phi_{ON}}{\rho_{iEI}}, \quad (7)$$

где ϕ_{XC} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимости 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.

Результат вычислений по формуле (5) округляют до одного знака после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении В.

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,6 \%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с действующими требованиями нормативных документов.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Приложение А (обязательное)

Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в составе резервной системы измерений количества и показателей качества нефти ПСП ООО "Ильский НПЗ". Методика поверки

А.1 Настоящая методика поверки распространяется на УЗР, применяемый 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 УЗР (коэффициенты преобразования, среднеквадратическое отклонение случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования, относительную погрешность) определяют в рабочем диапазоне измерений, установленного для УЗР, установленного в системе.

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 и (или) знаки поверки и (или) запись в паспорте или формуляре заверенную поверителем и знаком поверки.

А.4 Требования безопасности и квалификации поверителей

А.4.1 При проведении поверки УЗР 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 УЗР 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 УЗР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком).

А.5.2 Рабочая жидкость – нефть.

А.5.3 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

А.5.4 Избыточное давление в трубопроводе после УЗР обеспечивает безкавитационную работу УЗР.

А.5.5 Изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,2 °С.

А.5.6 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не превышает 2,5 %.

Примечание – Запрещается проводить поверку УЗР 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.5.7 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 УЗР проводят контроль метрологических характеристик преобразователя плотности жидкости измерительного 7835.

Результаты контроля метрологических характеристик должны быть положительными.

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

А.6.3 Устраняют возможность протечек нефти на участке между УЗР 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 УЗР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих УЗР и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через УЗР и ПУ в пределах рабочего диапазона расходов УЗР 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 УЗР, ПУ, 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 УЗР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

А.6.10 Вводят в память ИВК, системы 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 УЗР требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- на УЗР отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;
- надписи и обозначения на УЗР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации.

А.7.2 Опробование

При опробовании проводят не менее одного измерения 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. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК, СОИ.

А.7.3 Определение метрологических характеристик

А.7.3.1 Метрологические характеристики УЗР и его градуировочную характеристику 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 УЗР (Q_{max} , $\text{м}^3/\text{ч}$). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на

поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики УЗР, величины рабочего диапазона.

А.7.3.2 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке рабочих УЗР проводят не менее шести измерений.

А.7.3.3 Для определения метрологических характеристик УЗР выполняют операции.

А.7.3.3.1 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 $Q_{0j}^{ПУ}$, м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{0j}^{ПУ} = \frac{V_{0j}^{ПУ}}{T_{0j}} \times 3600 \quad (A.1)$$

- где $V_{0j}^{ПУ}$ - объём нефти в ПУ, м³, при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона, приведенный к стандартным условиям (температура 20 °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 ($j = 1, 2, \dots, m$, где m – количество точек в рабочем диапазоне).

А.7.3.3.2 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение согласно А.7.3.3.1.

А.7.3.3.3 После стабилизации расхода вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений.

А.7.3.3.4 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки форма которого, приведена в приложение Г настоящей методики:

- номер точки рабочего диапазона (j), номер измерения (i);
- расход нефти, измеренный с помощью ПУ ($Q_{ij}^{ПУ}$, м³/ч);
- наименование детекторов, участвующих в измерении;
- время движения поршня (T_{ij} , с);
- среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ПУ ($t_{ij}^{ПУ}$, °С);
- среднеарифметическое значение избыточного давления нефти на входе и выходе ПУ ($P_{ij}^{ПУ}$, МПа);
- объём ПУ, вычисленный в ИВК, ($V_{0ij}^{ПУ}$, м³);
- частота выходного сигнала УЗР (f_{ij} , Гц);
- температура нефти в УЗР ($t_{ij}^{ПУ}$, °С);
- избыточное давление нефти в УЗР ($P_{ij}^{ПУ}$, МПа);
- количество импульсов (N_{ij} , имп.);
- коэффициент преобразования УЗР, вычисленный в ИВК, (K , имп./м³);
- плотность нефти ($\rho_{ппij}$, кг/м³);
- температура нефти в плотномере ($t_{ij}^{ПН}$, °С);
- избыточное давление нефти в плотномере ($P_{ij}^{ПН}$, МПа).

A.8 Обработка результатов измерений

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

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

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_0 \times CTSP_{ij} \times CPSP_{ij}} \times \frac{CTLM_{ij} \times CPLM_{ij}}{CTLP_{ij} \times CPLP_{ij}}, \quad (A.2)$$

- где N_{ij} - количество импульсов при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, имп.;
- V_0 - вместимость измерительного участка ПУ при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном 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

$$CTSP_{ij} = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{ПУ} - 20), \quad (A.3)$$

- где α_t - коэффициент теплового линейного расширения материала стенок ПУ °С⁻¹;
- $t_{ij}^{ПУ}$ - 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 вычисляются по формуле

$$CPSP_{ij} = 1 + 0,95 \times \frac{D}{E \times S} \times P_{ij}^{ПУ}, \quad (A.4)$$

- 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 УЗР, в ПУ для температуры нефти $t^{УЗР}, t^{ПУ}$, °С, соответственно.

$CPLM_{ij}$, $CPLP_{ij}$ - коэффициенты, учитывающие воздействие давления на объём нефти в УЗР, в ПУ для давления нефти $P^{УЗР}$, $P^{ПУ}$, МПа, соответственно.

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

$$CTL_{ij} = \exp\left\{-\beta_{15} \times (t_{ij} - 15) \times [1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij} - 15)]\right\}, \quad (A.5)$$

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

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (A.6)$$

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 УЗР ($CPLM$) в ПУ ($CPLP$), для давления $P^{УЗР}$ или $P^{ПУ}$, МПа, соответственно, вычисляют по формуле, в которую подставляют значения $P^{УЗР}$ или $P^{ПУ}$ для УЗР или ПУ соответственно

$$CPL_{ij} = \frac{1}{[1 - \gamma_t \times P_{ij}]}, \quad (A.7)$$

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

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A.8)$$

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

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (A9)$$

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

Результат вычислений по формуле (A9) округляют до пяти значащих цифр в соответствии с СТ СЭВ 543.

A.8.4.2 Для определения средних значений в j -й точке величин: частота выходного сигнала УЗР f_j , Гц, расход жидкости $Q_j^{ПУ}$, м³/ч, используют формулу (A.9), 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.

Результаты вычислений: частота выходного сигнала УЗР f_j , Гц, расход жидкости $Q_j^{ПУ}$, м³/ч округляют до пяти значащих цифр в соответствии с СТ СЭВ 543.

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

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (A.10)$$

Результат вычислений по формуле (A10) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

A.8.5.1 Должно выполняться условие

$$S_j \leq 0,08 \quad (A.11)$$

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

Допускается не более двух промахов из 4–6 измерений для рабочего УЗР. В противном случае поверку прекращают.

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

A.8.5.4 Проводят повторное оценивание СКО.

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

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

A.8.6 Определение параметров градуировочной характеристики.

A.8.6.1 Градуировочная характеристика УЗР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования УЗР K , имп./м³, и расхода нефти Q , м³/ч, частоты выходного сигнала УЗР f , Гц.

В ИВК реализована кусочно-линейная аппроксимация градуировочной характеристики УЗР.

А.8.6.2 При реализации кусочно-линейной аппроксимации градуировочной характеристики УЗР, определяют значения коэффициентов преобразования УЗР 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 УЗР вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma_0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{СОИ}}^2}, \quad (\text{A.12})$$

- где Θ_{Σ_0} - граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- Θ_{V_0} - граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- $\Theta_{\text{СОИ}}$ - предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициента преобразования в ИВК, СОИ, %;
- Θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\text{max}} \times \sqrt{\Delta t_{\text{ПР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \times 100, \quad (\text{A.13})$$

- где β_{max} - максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно Р 50.2.076 при значениях плотности и температуры нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- $\Delta t_{\text{ПР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии УЗР и ПУ (берут из свидетельств о поверке преобразователей температуры), $^{\circ}\text{C}$;

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

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma_0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{СОИ}}^2 + \Theta_{\text{АПДК}}^2}, \quad (\text{A.14})$$

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

$$\Theta_{\text{АПДК}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \times 100, \quad (\text{A.15})$$

А.8.8 Определение случайной составляющей погрешности

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

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times S_j , \quad (\text{A.16})$$

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

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}) , \quad (\text{A.17})$$

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 УЗР в k -м поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} \varepsilon_k & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} < 0,8 \\ Z_k \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} \leq 8 , \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} > 8 \end{cases} , \quad (\text{A.19})$$

где δ_k - относительная погрешность рабочего УЗР 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.

Результат вычислений по формуле (А19) округляют до одного знака после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

А.8.9.2 Результаты поверки считаются положительными, если вычисленные значения относительной погрешности УЗР в каждом поддиапазоне находятся в пределах допускаемой относительной погрешности $\pm 0,3\%$.

А.8.9.3 Если условие А.8.9.3 не выполнено, то увеличивают количества точек рабочего диапазона, то есть поддиапазоны, где не выполнено условие А.8.9.3, делят на два поддиапазона и проводят поверку в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

А.8.9.4 Если условие А.8.9.3 не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие А.8.9.3, 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.8.9.5 При повторном невыполнении условия А.8.9.3 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.

А.9.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке УЗР указывают:

- УЗР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами относительной погрешности $\pm 0,3\%$;
- диапазон измерений расхода, в котором поверен УЗР;
- значения расхода (частоты) и соответствующие значения коэффициента преобразования УЗР в точках рабочего диапазона;
- значения относительной погрешности УЗР в поддиапазонах.

А.9.4 Проводят пломбирование УЗР 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 УЗР 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 поверенного УЗР.

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

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 (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)
Структура относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Б.1 Структура относительной погрешности измерений массы брутто нефти при предельных параметрах нефти в системе приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δv , %	0,3
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_p	0,2
Температура нефти в преобразователе плотности, T_p ,	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_v	0,2
Температура нефти в преобразователе расхода, T_v ,	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	820
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C	0,00089
Коэффициент G	1,05293
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,3

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,5$ %.

Приложение В
(справочное)
Структура относительной погрешности измерений массы нетто нефти

В.1 Структура относительной погрешности измерения массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.1

Таблица В.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,5
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, mg/dm^3	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$, mg/dm^3	14
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$, mg/dm^3	7
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, mg/dm^3	9,2601
Минимальное значение плотности нефти, kg/m^3	820
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,0122
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,0011
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, $\delta_{мн}$, %	0,52

В.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,6$ %.

Приложение Г (обязательное) Форма протокола поверки ПР

Место проведения поверки:

УЗР: Тип OPTISONIC 3400 зав. №: _____ Принадлежит: _____

ПУ: Тип _____ разряд зав. № ПУ: _____ Принадлежит: _____

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

Таблица 1 – Исходные данные

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

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№	Q_{ij} $\text{м}^3/\text{ч}$	по ПУ					по узР							
		Детекторы	T_{ij} с	$t_{ij}^{\text{пу}}, ^\circ\text{C}$	$P_{ij}^{\text{пу}}, \text{МПа}$	$V_{ij}, \text{м}^3$	f_{ij} Гц	t_{ij} $^\circ\text{C}$	P_{ij} МПа	N_{ij} имп	K_{ij} имп/ м^3	$\rho_{\text{пп}ij}$ кг/ м^3	$t_{\text{пп}ij}$ $^\circ\text{C}$	$P_{\text{пп}ij}$ МПа
1/1														
...														
1/ p_1														
...			
m/1														
...														
m/ p														
m														

Таблица 3 - Результаты поверки в точках рабочего диапазона

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

Таблица 4 - Результаты поверки в поддиапазонах

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

Заключение: УЗР 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

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

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

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}}, \quad (\text{Д.2})$$

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