

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

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА УЧЕТА НЕФТИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И
ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 706

Методика поверки

МП 0292-14-2015

л.р. 61718-15

Казань
2015

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

Настоящий документ МП 0292-14-2015 "ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 706. Методика поверки" распространяется на средство измерений "Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 706" (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 двунаправленная (далее — ТПУ) с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 с измерительными преобразователями 3144, диапазон измерений от 5 °С до 50 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С, преобразователями давления измерительными 3051, диапазон измерений от 0 до 1,6 МПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %, на входе и выходе ТПУ, максимальный объёмный расход 4000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 700 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³.

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

2.4 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.

2.5 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешними модулями АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений.

2.6 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

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";
- "Правила по охране труда 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 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
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 1500 до 12000
Параметры измеряемой среды	
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 790 до 900
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	От 2 до 120
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
Массовая доля серы, %	До 1,8 включ.
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

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 модели S600 проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включают питание контроллера измерительного FloBoss модели S600, если питание было выключено;

б) после включения питания дожидаются появления на дисплее главного меню "Меню Main (Главное)" показан на рисунке 1 или возвращаются в главное меню;

Меню Main (Главное)
1* Flow Rates (Расходы)
2* Totals (Суммарные расходы)
3* Operator (Оператор)
4* Plant I/O (Входы/выходы установки)
5* System Settings (Системные настройки)
6* Tech/Engineer (Технико-инженерное)
8* Calculations (Вычисления)

Рисунок 1

в) в главном меню "Меню Main (Главное)" нажимают клавишу "5" для выбора меню "5 System Settings (Системные настройки);

г) в меню "Main > System Settings (Системные установки)" показан на рисунке 2 нажимают клавишу "7" для выбора меню "7 Software Version (версия программного обеспечения";

Main > Меню System Settings (Системные установки)
1* Unit Setup (Установка единиц)
2. Report Setup (Настройка отчета)
3. Alarm Setup (Настройка алармов)
4. Maintenance Mode (Режим обслуживания)
5. Totals Reset (Сброс итоговых сумм)
6. System Status (Состояние системы)
7. Software Version (Версия программного обеспечения)

Рисунок 2

д) в появившемся экране нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получают идентификационные данные ПО со следующих экранов:

- 1) "VERSION APPLICATION SW" – версия ПО;
- 2) "REGISTRATION CODE" – код лицензии ПО.

Для контроллера измерительного FloBoss модели S600 идентификационное наименование ПО, цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) отсутствуют.

6.2.3 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 систе-

мы 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
Расходомер UFM 500	"Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода ультразвуковые UFM 500. Методика поверки с применением установки трубопоршневой поверочной двунаправленной и преобразователей расхода жидкости турбинных Heliflu TZ-N", утвержденной ФГУП "ВНИИР" 17.09.2012 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации". МИ 3240–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки"
Датчик температуры 644	МИ 2672–2005 "ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "В" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания"
Манометры для точных измерений типа МПТИ или МТИ	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки"

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3121–2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"
Контроллер измерительный FloBoss модели S600	"Инструкция. ГСОЕИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 10.06.2008 г.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279–78 "ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки"
ТПУ	МИ 1972–95 "Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников"

Система измерительно-управляющая Delta V, счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели R модификации R50 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки на данные средства измерений калибровку проводят в соответствии с требованиями методик поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

6.5.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при косвенном методе динамических измерений 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 брутто нефти δm , %, вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, принимают равной $\pm 0,4$ %;
- $\delta \rho$ - 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 настоящей методики поверки, $1/^\circ\text{C}$;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности контроллера измерительного FloBoss модели S600, %;
- G - коэффициент, вычисляют по формуле

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

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

Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta_{\rho}}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (3)$$

где Δ_{ρ} - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} - нижний предел диапазона плотности нефти, кг/м³.

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

6.5.2.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой 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_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

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

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 0,1 \times \frac{\Delta \phi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \phi_{\text{ХС}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации 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

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

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.

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

6.5.3.3 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 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
(справочное)
Коэффициенты объемного расширения нефти

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
740,0 - 749,9	0,00113	850,0 - 859,9	0,00081
750,0 - 759,9	0,00109	860,0 - 869,9	0,00079
760,0 - 769,9	0,00106	870,0 - 879,9	0,00076
770,0 - 779,9	0,00103	880,0 - 889,9	0,00074
780,0 - 789,9	0,00100	890,0 - 899,9	0,00072
790,0 - 799,9	0,00097	900,0 - 909,9	0,00070
800,0 - 809,9	0,00094	910,0-919,9	0,00067
810,0-819,9	0,00092	920,0 - 929,9	0,00065
820,0 - 829,9	0,00089	930,0 - 939,9	0,00063
830,0 - 839,9	0,00086	940,0 - 949,9	0,00061
840,0 - 849,9	0,00084	950,0 - 959,9	0,00059

Приложение Б
(справочное)
Расчет относительной погрешности измерений
массы брутто нефти

Б.1 Результаты расчета относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δv , %	0,4
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_p , °C	0,2
Температура нефти, T_p , °C	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_v , °C	0,2
Температура нефти, T_v , °C	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	790
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00106
Коэффициент G	1,06293
Предел допускаемой относительной погрешности ИВК, %;	0,025
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,44

Б.2 Вычисленное значение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти не превышает $\pm 0,5$ %.

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

В.1 Результаты расчета относительной погрешности при измерении массы нетто нефти приведены 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
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	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$, мг/дм ³	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $r_{хс}$, мг/дм ³	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	7,9373
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	790
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$, %	0,0127
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$, %	0,0010
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δM_n , %	0,57

В.2 Вычисленное значение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти не превышает $\pm 0,6$ %.