

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ

Заместитель директора по научной
работе – заместитель директора по
качеству

В.А. Фафурин

12 декабря 2014 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 452
на ЛПДС «Ачинская»

Методика поверки

МП 0206-9-2014

н.р. 60590-15

Казань
2014 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская» (далее – система), предназначенную для автоматизированных динамических измерений массы и показателей качества нефти на ЛПДС «Ачинская».

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) системы	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 Основные средства поверки системы

2.1.1 Преобразователь расхода жидкости эталонный лопастной модели М16-С6, диапазон измерений объёмного расхода от 250 до 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема ± 0,1 %.

2.1.2 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объёмный расход 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;

2.1.3 Калибратор температуры АТС-156В в диапазоне значений от минус 40°C до 155°C, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04°C

2.1.4 Калибратор многофункциональный МС2-Р в диапазоне воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°C ± 5°C) ± (0,02% показ. + 1,5 мкА), в диапазоне измерений давления от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°C ± 5°C) ±(0,025% П + 0,01% ВП) (П – показание, В – верхний предел воспроизведения).

2.1.5 Влагомер эталонный лабораторный для товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погрешности в поддиапазонах измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % (включительно) составляет ± 0,02 %, от 1,0 % до 2,0 % составляет ± 0,03 %.

2.1.6 Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения (в диапазоне температуры окружающей среды 20°C ± 5°C) ± 0,003 мА, в диапазоне значений от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой основной

относительной погрешности задания периода следования импульсов (в диапазоне температуры окружающей среды $20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$) $\pm 0,001\%$.

2.1.7 Установка пикнометрическая переносная с диапазоном измерений от 600 до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2.1.8 Установка для поверки поточных вискозиметров УППВ-1, диапазон измерения динамической вязкости от 1 до $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ пределы допускаемой приведенной погрешности измерений вязкости $\pm 0,3\%$.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 1 резервная, 1 контрольная)
Диапазон измерений расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$	от 250 до 2500
Диапазон плотности в рабочем диапазоне температуры, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 800 до 900
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 2 до 30
Давление, МПа, не более	4,0
Диапазон температуры, $^{\circ}\text{C}$	от минус 10 до плюс 25
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	900
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный

Окончание таблицы 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры электропитания	
Напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22)
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)
Климатические условия эксплуатации системы	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °C	от минус 45 до плюс 40
Диапазон температуры окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °C	от 15 до 35
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	от 30 до 85
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 85
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 84,0 до 106,7

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Проверка идентификации и защиты ПО системы

6.2.1 При проверке идентификации и защиты ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО основного вычислительного компонента системы измерений – комплекса измерительно-вычислительный на базе устройств программного управления TREI-5B (далее – ИВК), проводят в соответствии с руководством оператора по работе с программно техническим комплексом на базе ИВК системы.

ПО ИВК написано на языках программирования стандарта IEC 1131-3 (в частности на языках ST и FBD), с использованием пакета разработки ISaGRAF 3.46, изменение ПО ИВК защищено от несанкционированного доступа наличием (установкой) аппаратного ключа (идентификационный код ключа нанесен на наклейке на самом ключе или приведен в перечне поставки оборудования) установкой логина и пароля разного уровня доступа.

ПО ИВК имеет свидетельство о метрологической аттестации алгоритмов и программы обработки результатов вычислений количества нефти и К-фактора преобразователей расхода комплексами измерительно-вычислительными на базе устройств программного управления TREI-5B № 01-2009, выданное ФГУ «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации» 30.08.2009.

6.2.3 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО системы:

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Программа расчета плотности нефти	Программа расчета массы нефти
Идентификационное наименование ПО	dens_calc	m_brutto
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	294C	9080
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в систему четкие и соответствуют требованиям технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, 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 СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм (далее – ТПР)	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 3045-2007 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода жидкости турбинные. Методика поверки с помощью преобразователя объема жидкости эталонного» МИ 3267-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки с помощью эталонного преобразователя объемного расхода»
Преобразователь расхода жидкости эталонный лопастной модели M16-S6	МИ 3044-2007 «ГСИ. Преобразователи объема жидкости лопастные Smith Meter фирмы «FMC Technologies Measurement Solution» Smith Meter Inc., США, Smith Meter GmbH и F.A. Sening GmbH, Германия. Методика поверки» МИ 3266-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Влагомер нефти поточный модели LC	МИ 2643-2004 «ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США). Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 в комплекте с вычислителем расхода жидкости и газа модели 7951	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Анализатор рентгенофлуоресцентный и рентгеноабсорбционный многоканальный энергодисперсионный Spectro серии 600	МИ 2446-1997 «Анализаторы рентгенофлуоресцентные фирмы «ASOMA INSTRUMENTS Ins.» (США). Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 3144Р	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	«Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5В. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 27.08.2012
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки»
Манометр показывающий для точных измерений типа МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки»

Преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерений разности давления и расходомер ультразвуковой UFM 3030, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью ТПР, ГП и ИВК.

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

δV – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

C – коэффициент, вычисляемы по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_o} \quad (2)$$

β – коэффициент объемного расширения нефти 1/°C (приложение А ГОСТ Р 8.595)

t_1, t_2 – температура нефти при измерениях объема и плотности соответственно, °С;

$\delta\rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, которая определяется по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{pp}^{\min}} \cdot 100 \quad (3)$$

$\Delta\rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{нефти}}^{\min}$ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

Δt_p , Δt_v – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$;

и пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %.

δN – пределы допускаемой относительной погрешности измерения. Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений
Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛДПС «Ачинская» (свидетельство об аттестации методики измерений 049-01.00152-2013-2014 от 30.09.2014, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.18639) по формуле

$$\delta M_n = \pm 1, 1 \sqrt{\left(\frac{\delta M_{6p}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_e^2 + \Delta W_{mn}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}} \quad (4)$$

где

— относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

w — массовая доля воды в нефти, %,

Δ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

W_{mn} — массовая доля механических примесей в нефти, %; w

$\Delta_{W_{\text{мн}}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массы;

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 $\Delta, \%$, вычисляют по формуле

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

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.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35 \%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

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.