

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию

ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«09» декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 18
ПСП ЛПДС «ЮРГАМЫШ»

Методика поверки

МП 0518-14-2016

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«09» декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 18
ПСП ЛПДС «ЮРГАМЫШ»

Методика поверки

МП 0518-14-2016

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 18 ПСП ЛПДС «Юргамыш» (далее – система) и устанавливает методику первичной (до ввода в эксплуатацию и после ремонта) и периодической (в процессе эксплуатации) поверки.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава системы:

- преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-MM (далее – УПР), преобразователи давления измерительные SITRANS P типа 7MF (DSIII), термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, преобразователи измерительные серии iTEMP модели TMT82, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИБК), контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Modicon Quantum, манометры МП – не реже 12 месяцев;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – не реже 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

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 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 Рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав системы, приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки СИ утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блок-блока блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относится к категории А, площадка блока измерительных линий (БИЛ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) – Ан, операторная – Д, по классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение блок-блока БИК относится к классу В-1а, площадка БИЛ и узла подключения передвижной ПУ – В-1г, согласно ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» система относится к классу 2. В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

3.3 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 0. Общие требования».

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила

технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ, регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

Условия поверки

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

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

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	6 (три рабочие, две резервные, одна контрольная)
Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч	от 4624 до 12387
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,22 до 1,57
Диапазон температуры нефти, °С	от 10,0 до 29,5
Диапазон плотности нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 856,0 до 885,0
Диапазон вязкости нефти кинематической в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 8 до 35
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
Давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7(500)
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля парафина, %, не более	6
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный, автоматизированный

Окончание таблицы 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура наружного воздуха, °С – температура воздуха в помещении блока измерений количества и показателей качества нефти, °С	от -40 до +40 от +15 до +25

4 Подготовка к поверке

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

5 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 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы

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

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 необходимо выбрать меню «**Основные параметры**» → «**Просмотр**» → «**О программе**».

Для просмотра идентификационных данных ПО «Форвард» необходимо выбрать меню «**О программе**».

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуаций отсутствуют информация о сбоях системы, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 3.

6.3 Внешний осмотр

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 их 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 НД на методику 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, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4, или в описании типа на соответствующий тип СИ, с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
УПР	МИ 3265-2010 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные SITRANS P типа 7MF (DSIII)	МП 45743-10 «Преобразователи давления измерительные SITRANS P серии 7MF (модификации DSIII, DSIII PA, DSIII FF, P300, P300PA, P300 FF, Compact, MPS, P250, P280). Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, TST. Методика поверки»
Преобразователи измерительные серии iTEMP модели TMT82	МП 50138-12 «Преобразователи измерительные серии iTEMP модели TMT80, TMT82, TMT111. 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»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solatron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме» МИ 3119-2008 «Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки»
Контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Modicon Quantum	МП-2203-0076-2007 «Контроллеры программируемые логические PLC Modicon. Методика поверки»
Манометры МП	МП 59554-14 «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»

Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, установленный в БИК, преобразователи давления измерительные SITRANS P типа 7MF (DSIII), предназначенные для измерений разности давления допускается калибровать не реже одного раза в год. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят по методике поверки.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 4.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и

измерении объема нефти с применением УПР и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δ_V принимают относительную погрешность УПР.

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП или ареометра, %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или ареометра, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры $T_\rho, T_V, ^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %.

Поверку УПР на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений объемного расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ).

Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (1) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляют по формуле (7);

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (6)$$

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

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

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

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

6.5.4 Если на СИ, входящее в состав СИКН, имеются действующие свидетельства о поверке, то определение метрологических характеристик СИКН проводят по результатам их поверки.

Оформление результатов поверки

6.6 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

6.7 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требованиям к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.