

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

«11» мая 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 520
ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ - ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Методика поверки

МП 0073-14-2013

с изменением № 1

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Изменение № 1 утверждено ФГУП «ВНИИР» 11 мая 2016 г.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 520 ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» (далее – СИКН), предназначенную для измерений массы и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» и ОАО «АК «Транснефть», и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», введенные в действие Приказом от 12.03.2013г. № 101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности», «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012г. № 390, СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 2002 г.;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание, 2003 г.;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 года и другими действующими законодательными актами на территории РФ, а также другими действующими отраслевыми НД;

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

4 Условия поверки

Поверка проводится в условиях эксплуатации СИКН.

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

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

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Проводят проверку ПО СИКН на соответствие сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с их руководством по эксплуатации в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК 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» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – контрольная сумма;

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – версия программного обеспечения

ИВК.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2.2 Проверку ПО «АРМ оператора ПСП» проводят в следующей последовательности:

а) на дисплее компьютера АРМ оператора ПСП, в левом нижнем углу экрана, навести курсор на значок «о программе». В открывшемся окне отобразится информация:

1) разработчик;

2) идентификационная версия ПО.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2.3 Проверку ПО «АРМ оператора СИКН» проводят в следующей последовательности:

а) на дисплее компьютера АРМ оператора СИКН, в левом верхнем углу экрана, навести курсор на значок «о программе». В открывшемся окне отобразится информация:

- 1) разработчик;
- 2) версия ПО;
- 3) контрольная сумма.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2.4 Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН.

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

6.4 Опробование

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

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

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек измеряемой среды.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Счетчики жидкости турбинные РТ (далее – ПР)	МИ 3380 - 2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244, преобразователи измерительные 248, преобразователь измерительный 3144Р, термопреобразователи сопротивления платиновые 65	ГОСТ Р 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». МИ 2470 - 2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика поверки». МИ 2672 - 2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания». МИ 2889 - 2004 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки». «Преобразователи измерительные 248,644, 3144, 3244 MV. Методика поверки», утверждена ВНИИМ в 2004г.

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Влагомеры поточные модели L (далее – ВП)	МИ 2643 - 2004 «ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» США. Методика поверки»
Датчики давления 1151GP, преобразователь давления измерительный 3051, преобразователь давления измерительный 2088 (предназначены для измерений избыточного давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи плотности измерительные модели 7835, преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2403 - 97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
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 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	Инструкция «ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка Daniel-1200	МП 0072 - 14 - 2013 «ГСИ. Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка Daniel-1200. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 05 августа 2013 г.
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	МП 22148 - 08 «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработанная и утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 24 декабря 2008 г.
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix	МИ 2539 - 99 «Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 16.06.99 г.
Преобразователи измерительные Сапфир-22М, датчики давления 1151GP (предназначены для измерений дифференциального давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-110 «Взлет МР»	«Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ «ВЗЛЕТ МР». Исполнение УРСВ-110. Руководство по эксплуатации. В12.00-00.00РЭ» раздел «Методика поверки»

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН
Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM_B , %, опреде-

ляют косвенном методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», по формуле

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (максимальное значение погрешности из свидетельств о поверке ПР);
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$ - абсолютная погрешность ПП, кг/м³ (максимальное значение погрешности из свидетельства о поверке ПП);
 ρ - минимальное значение плотности нефти в процессе поверки СИКН, кг/м³;
 $\Delta T_p, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С (максимальное значение погрешности из свидетельств о поверке средств измерений температуры);
 β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (принимается по таблице 3);
 δN - пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении массы нефти, %;
 G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_p, T_v - температура нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С.

Таблица 3

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
810,0-819,9	0,00092	840,0-849,9	0,00084
820,0-829,9	0,00089	850,0-859,9	0,00081
830,0-839,9	0,00086	860,0-869,9	0,00079

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

Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН оформляют протоколом в соответствии с Приложением А настоящей инструкции.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти СИКН δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле

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

где δM_B - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %, вычисленная по формуле (1);

- ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, при измерении объемной доли воды ВП, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (5)$$

При измерении массовой доли воды в лаборатории, рассчитывается в соответствии с рекомендацией «ГСИ. Нефть. Методика выполнения измерений массовой доли воды в лаборатории физико-химических исследований ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при учетных операциях на КУУН № 520», утвержденной ФГУП ВНИИР 14 июля 2006 г.;

- ρ_B - плотность воды, кг/м³ (принимается равной 1000 кг/м³);
- ρ_{φ_B} - значение плотности нефти при условиях измерений объемной доли воды, кг/м³;
- $\Delta \varphi_B$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти ВП, % (максимальное значение погрешности из свидетельства о поверке ВП);
- ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_v}, \quad (6)$$

- ρ_v - среднее значение плотности нефти за смену при условиях измерений объема нефти, кг/м³;
- $\Delta \varphi_{XC}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ (г/м³), вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

- $R_{XC}, R_{МП}$ - воспроизводимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;

- $r_{XC}, r_{МП}$ - сходимости методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;

- W_B - массовая доля воды в нефти, %, измеренная в лаборатории. При измерении объемной доли воды ВП, вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (9)$$

При измерении массовой доли воды в лаборатории, рассчитывается в соответствии с рекомендацией «ГСИ. Нефть. Методика выполнения измерений массовой доли воды в лаборатории физико-химических исследований ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при учетных операциях на КУУН № 520», утвержденной ФГУП ВНИИР 14 июля 2006 г.;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{\text{XC}}}{\rho_v}, \quad (10)$$

$W_{\text{МП}}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %.

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

Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН оформляют протоколом в соответствии с Приложением А настоящей инструкции.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На лицевой стороне свидетельства о поверке СИКН наносят знак поверки.

На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают диапазон измерений расхода, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто), наименование и ИНН владельца СИКН.

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно приложению А. Протокол, закрепленный личной подписью поверителя и оттиском поверительного клейма, прилагают к свидетельству о поверке СИКН как обязательное приложение.

7.2 При отрицательных результатах поверки, СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Приложение А
(обязательное)

ПРОТОКОЛ

поверки СИКН измерений количества и показателей качества нефти № 520
ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

Заводской номер:

Наименование организации владельца:

Измеряемая среда:

Количество измерительных линий:

Диапазон измерений расхода: от _____ до _____ м³/ч

Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы брутто нефти

δV , %	G	T_V , °C	T_p , °C	β , 1/°C	$\Delta\rho$, кг/м ³	ρ , кг/м ³	$\delta\rho$, %	ΔT_V , °C	ΔT_p , °C	δN , %	δM_B , %

Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы нетто нефти

W_B , %	W_{XC} , %	$W_{МП}$, %	ΔW_B , %	ΔW_{XC} , %	$\Delta W_{МП}$, %	δM_H , %

Подпись лица, проводившего поверку: _____ (Ф.И.О.)

Дата проведения поверки: _____