

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ № 200 ПСП «КАРАБАШСКИЙ ТП» НГДУ «ЛЕНИНОГОРСКНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 0658-14-2017

Заместитель начальника отдела –  
ведущий инженер НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

  
М.В. Черепанов  
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

А.П. Левина

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 200 ПСП «Карабашский ТП» НГДУ «Лениногорскнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и преобразователей давления измерительных 3051 (для измерений разности давления), – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и преобразователей давления измерительных 3051 (для измерений разности давления) – 36 месяцев.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
– Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
– Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	6.4.2	Да	Да
– Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	6.4.3	Да	Да

## 2 Средства поверки

### 2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода (объема) жидкости 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик (МХ) СИ объема и объемного расхода на каждой измерительной линии (ИЛ) СИКН в требуемых диапазонах расхода.

2.1.2 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе СИКН применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их МХ не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 3 настоящей 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 № 101 от 12 марта 2013 г. «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», Постановление 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 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

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

3.4 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.

#### 4 Условия поверки

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

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

Соответствие характеристик нефти значениям, приведенным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 280 до 900
Диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 890
Диапазон температуры нефти, °С	от +15 до +35
Избыточное давление нефти, МПа	
- минимальное рабочее	0,3
- максимальное рабочее	2,0

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление нефти, МПа – минимальное рабочее – максимальное рабочее	0,3 2,0
Содержание свободного газа	не допускается
Кинематическая вязкость измеряемой среды при температуре 20 °С, сСт, не более	40,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	2,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	40
Массовая доля парафина, %, не более	6,0

## 5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих проведению поверки;

– СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы (оттиски), несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методиками поверки и (или) 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».

СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя.

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;
- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма (Рисунок 1).



Рисунок 1

### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют СИКН путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

6.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

### 6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение (контроль) МХ СИ, входящих в состав СИКН.

Определение МХ СИ (поверку СИ), входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм (далее – ТТР)	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 в комплекте с преобразователем измерительным 644	<p>При поверке в комплекте:                      МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания».</p> <p>При поверке отдельно друг от друга:                      ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».</p> <p>Документ «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанный и утвержденный ВНИИМС, октябрь 2004 г.</p>
Преобразователь давления измерительный 3051 модели 3051TG	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Денсиметр SARASOTA модификация FD960	<p>Документ «Денсиметр SARASOTA, модификации FD950 и FD960. Методика поверки», утвержденный 15 мая 2000 г. ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева».</p> <p>МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»</p>
Влагомер нефти поточный модели LC (далее – поточный влагомер)	<p>МИ 2643-2001 «Влагомер нефти поточный фирмы PHASE DYNAMICS (США). Методика поверки», зарегистрированная ВНИИМС 02.03.2001 г.</p> <p>МИ 2861-2004 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры поточные модели L фирмы Phase Dynamics, Inc. Методика поверки на месте эксплуатации»</p>
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827; Устройство измерений параметров жидкости и газа модели 7951	<p>При поверке в комплекте:                      Методика поверки, разработанная и утвержденная ВНИИМС, указанная в описании типа 15642-01 и в описании типа 15645-01.</p> <p>При поверке отдельно друг от друга:                      МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки».</p>
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	<p>МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором».</p> <p>МИ 3268-2010 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компактпрувера и компаратора»</p>
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК)	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 15 апреля 2013 г.

## Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Счетчик нефти турбинный МИГ	Документ БН.10-02РЭ (раздел «Методика поверки»), согласованный ГЦИ СИ ВНИИР в декабре 2003 г.
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».

Счетчик нефти турбинный МИГ и преобразователи давления измерительные 3051 (для измерений разности давления) подлежат калибровке в соответствии с их методиками калибровки. При отсутствии методик калибровки допускается проводить калибровку по методикам поверки, приведенным в таблице 3. Калибровка счетчика нефти турбинного МИГ и преобразователей давления измерительных 3051 (для измерений разности давления) проводится в соответствии с графиком калибровки, утвержденным владельцем СИКН.

## 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений ( $\delta_{\text{МБ}}$ , %), в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле:

$$\delta_{\text{МБ}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_V$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

$\delta_\rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, определяется по формуле:

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{min}}} \cdot 100 \quad (2)$$

$\Delta \rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{min}}$  – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595;

$\delta_N$  – относительная погрешность ИВК, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле:

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

где  $T_V, T_\rho$  – температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

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

## 6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти



Относительную погрешность измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 ( $\delta_{МН}$ , %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{МБ}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}} \quad (4)$$

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (7);

$\Delta W_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

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

где  $\Delta \varphi_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляют по формуле (7);

$\rho_H^{ХС}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{ХС}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{МП}$  – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$  – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (6)$$

$\varphi_{ХС}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

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

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

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.

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

## **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.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.