

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



2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

НЕФТИ «УЗЕЛ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЕТА СИКН № 437

НПС «РЯЗАНЬ» РЯЗАНСКОГО РНУ»

Методика поверки

МП 0486-14-2016

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «Узел резервной схемы учета СИКН № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование операции | Номер пункта инструкции | 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 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ВНР-1900 (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %.

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 применение аналогичных средств поверки (калибровки), обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые 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 нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

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

Соответствие характеристик нефти значением в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

| Наименование характеристики | Значение |
|---|-------------------|
| Диапазон измерений расхода, м ³ /ч | от 533 до 3000 |
| Температура измеряемой среды, °С | от +3,8 до +18,7 |
| Давление нефти, МПа | |
| - рабочее | 0,3 |
| - максимально допустимое | 0,6 |
| Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ | от 865,5 до 885,5 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) | от 14 до 36 |
| Массовая доля воды, %, не более | 1,0 |
| Содержание свободного газа, % | не допускается |

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

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 описание типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

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

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss модели S600+ 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) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «FILE CSUM SW: 0259» – цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма);

2) «APPLICATION SW» – номер версии ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ - «06.09e/09e.».

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора УРСУ СИКН № 437 «ГКС РАСХОД НТ УРСУ» проводят следующим образом.

Необходимо открыть окно с отображением идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН, который расположен в верхнем правом углу экрана монитора АРМ оператора СИКН.

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

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО 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 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 нефти.

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 3.

Таблица 3

| Наименование СИ | НД |
|---|--|
| Счетчик ультразвуковой Altosonic V (далее – УЗР) | Документ «ГСИ. Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC V фирмы «KROHNE ALTOMETER», Нидерланды. Методика поверки установками поверочными трубопоршневыми» утвержденный ФГУП «ВНИИР» в феврале 2010 г. |
| Счетчик ультразвуковой Altosonic-5 (далее – УЗР) | |
| Преобразователи давления измерительные 3051 | МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в феврале 2010 г. |
| Датчики давления «Метран - 150» | МИ 4212-012-2006 «ГСИ. Датчики давления Метран-150. Методика поверки». |
| Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 | Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИФТРИ» в октябре 2010 г. |
| Датчики температуры 644 и 3144Р | Документ «Инструкция. ГСИ. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденный согласованный ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г. Документ «ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утвержденный ФГУП ВНИИМС в октябре 2004 г. |
| Датчики температуры ТМТ142R | Документ МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в августе 2015 г. |
| Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304 | Документ «НКГЖ.411611.001МП Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки» утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в марте 2012 г. |
| Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 | МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки». |
| Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829 | МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации». |
| Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм | Документ МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИР» в сентябре 2015 г. |

| Наименование СИ | НД |
|--|--|
| Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК) | Документ «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в марте 2011 г. |
| Блок обработки данных «VEGA-03» | Документ «Блок обработки данных «VEGA-03». Руководство по эксплуатации 407213.00.00.000 РЭ» раздел «Поверка блока» согласованный с ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в октябре 2000 г. |
| Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 | ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки». |
| Манометры МП показывающие | Документ, методика поверки «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», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2014 г. |
| Манометры для точных измерений типа МТИ | МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки». |
| ТПУ | МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором». |

СИ не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

| Наименование СИ | НД |
|--|--|
| Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 | Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2015 г. Документ НКГЖ.406233.004МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки» утвержденный ФГУП «ВНИИФТРИ» в октябре 2010 г. |
| Датчики разности давления «Метран - 150» | МИ 4212-012-2006 «Рекомендация. ГСИ. Датчики давления Метран-150. Методика поверки» |
| Контроллеры программируемые Simatic S7-400 | МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИМС в июне 1999 г. |
| Расходомер - счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 | Документ МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки» утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Ростест Москва» в мае 2014 г. |

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют 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 УЗР, % (из свидетельства о поверке);

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

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

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м³;

$\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 5);

δN – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение 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 нефти соответственно, °С.

Таблица 5

| ρ , кг/м ³ | β , 1/°С | ρ , кг/м ³ | β , 1/°С |
|----------------------------|----------------|----------------------------|----------------|
| 860,0 - 869,9 | 0,00079 | 880,0 - 889,9 | 0,00074 |
| 870,0 - 879,9 | 0,00076 | 890,0 - 899,9 | 0,00072 |

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

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

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

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{\text{бр}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{мв}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2 + \Delta W_{\text{хс}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где $\Delta W_{\text{мв}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
- $\Delta W_{\text{хс}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
- $W_{\text{мв}}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
- $W_{\text{мп}}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $W_{\text{хс}}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

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

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

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.

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 (далее – порядок проведения поверки СИ).

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 в соответствии с порядком проведения поверки СИ.