

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика»
в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ООО «Благодаров-Ойл» при ДНС-1 ЦДНГ-2 ЗАО «Предприятие Кара-Алтын» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее - МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее - СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2);
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКН.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКН с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

| Наименование характеристики | Значение |
|---|----------------------------|
| Измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 |
| Диапазон измерений массового расхода, т/ч | от 5 до 25 |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С | от +10 до +45 |
| Диапазон давления измеряемой среды, МПа | от 0,3 до 1,6 |

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1. 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 соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО программы автоматизированного рабочего места – АРМ «Сфера» (далее - АРМ «Сфера»).

Идентификационные данные АРМ «Сфера» представлены в правом нижнем углу мнемосхемы рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора. Полученные идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее - контроллер).

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре контроллера нажимают кнопку «Алфавит Регистр», затем «Статус», затем «Ввод». На дисплее контроллера появится таблица. Нажимая на кнопку «↓» перемещаются вниз до строк «Revision No» и «Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «Checksum» указан цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанная по алгоритму CRC-16.

Полученные идентификационные данные ПО контроллеров заносят в соответствующие разделы протокола по форме приложения А.

6.2.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКН, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и 6.2.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

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

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

| Наименование СИ | НД |
|--|---|
| Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, модели CMF200 (далее – ПР) | <p>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые «Micro Motion» фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки передвижной поверочной установкой МЭУ-100-4,0»</p> <p>«ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount». Методика поверки мобильной эталонной установкой «ПАКВиК», утверждена ГНМЦ ФГУП «ВНИИР» 05.12.2004</p> <p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p> |
| Преобразователи давления измерительные 3051 | МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки |
| Преобразователи давления измерительные FCX-AII | МП 53147-13 преобразователи давления измерительные FCX-AII и FCX-CII. Методика поверки, утверждена ФГУП ВНИИМС |
| Датчики температуры 644 | Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 08.2008г. |
| Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм | МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки |
| Первичные измерительные преобразователи объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН | МИ 2689-2001 ГСИ. Преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти типа ПИП-ВСН. Методика поверки |
| Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 | МИ 3156-2008 ГСИ. Измерительно-вычислительный контроллер OMNI – 6000, OMNI – 3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов. Методика поверки |

| Наименование СИ | НД |
|---|---|
| Термометры ртутные стеклянные лабораторные | ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки» |
| Манометры показывающие | «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП, утв. ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений ПР.

Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_w)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_w + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;
 δM - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_w - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_w - массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho}, \quad (2)$$

где ϕ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, измеренная в лаборатории, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (4)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- идентификационные признаки ПО СИКН.

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 к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:
(наименование ПО)

| Идентификационные данные | Значение, полученное во время поверки СИКНС | Значение, указанное в описании типа СИКНС |
|---|---|---|
| Идентификационное наименование ПО | | |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) | | |
| Цифровой идентификатор ПО | | |
| Другие идентификационные данные | | |

Заключение: ПО СИКНС соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКНС.

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.