

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель руководителя
ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»
Заместитель директора по метрологии
Р.О. Сулейманов

« 25 » ^{января} 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 814 НА ПСП ЯРУДЕЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «ЯРГЕО»**

Методика поверки

ИР.64020-16

Тюмень
2015

Разработана

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 814 на ПСП Ярудейского месторождения ООО «ЯРГЕО», заводской номер 72.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

БИК - блок измерения показателей качества сырой нефти;

БИЛ - блок измерительных линий;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

МПП - массовый преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная двунаправленная.

1 Операции поверки

Операции поверки указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	+	+
Опробование	6.2	+	+
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.3.1	+	+
Определение относительной погрешности массы нетто нефти	6.3.2	+	–

2 Средства поверки

2.1 При определении погрешности измерений массы брутто нефти СИКН применяются следующие эталонные средства измерений:

Таблица 2 – Перечень основного поверочного оборудования

Средства измерений	Характеристики средств измерений
1	2
Преобразователь давления измерительный	Верхний предел измерений 2,5 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$;
Измерительный преобразователь температуры	Диапазон температур от 0 до плюс 50 °С; пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С
Преобразователи плотности жидкости измерительные	Диапазон плотностей от 300 до 1100 кг/м ³ ; погрешность измерения не более $\pm 0,30$ кг/м ³
Трубопоршневая установка	Диапазон воспроизведения расхода от 10 до 300 м ³ /ч 1-го разряда.
Эталонный плотномер	Диапазон измерений от 660 до 980 кг/м ³ пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м ³
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,04
Калибратор температуры	Диапазон температур от минус 50 до плюс 100 °С; абсолютная погрешность не более $\pm 0,05$ °С

Продолжение таблицы 1

1	2
Калибратор токовых сигналов	Диапазон воспроизведения постоянного тока от 0 до 22 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения силы постоянного тока ± 3 мкА; диапазон воспроизведения частоты импульса от 0,1 до $1 \cdot 10^5$, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения частоты импульса $\pm 3 \cdot 10^{-4}$ %; диапазон воспроизведения количества импульсов от 0 до $1 \cdot 10^6$ имп, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения количества импульсов ± 1 имп.

2.2 Возможно использование других эталонов с характеристиками не хуже указанных выше утвержденных в установленном порядке и внесенных в государственный реестр средств измерений.

3 Требования безопасности

3.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 г. №197-ФЗ;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г.;
- «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Ростехнадзора №784 от 27.12.2012 г.;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» утвержденные Постановлением Правительства РФ N 390 от 25.04.2012 г.;
- НПБ 88-2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» утвержденный приказом МЧС № 182 от 25.03.2009 г.;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной, пожарной опасности помещения БИЛ, ТПУ и БИК относятся к категории А, а помещение операторной - к категории Д в соответствии с СП 12.13130.2009. В соответствии с ГОСТ 12.1.011.078 по категории и группе взрывопожароопасной смеси БИЛ, ТПУ и БИК относятся к ПА – ТЗ.

3.3 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте, без следов нефти и оборудована первичными средствами пожаротушения в соответствии с ОСТ 39-107-80.

3.4 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются: инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ.

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Влияние внешних условий, таких как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющие на работу средств измерений, должны отсутствовать.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 814 на ПСП Ярудейского месторождения ООО «ЯРГЕО»;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости).

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

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

Вычисление контрольной суммы метрологически значимой части ПО ИВК «Вектор-02» файл **icc**, выполняется средствами операционной системы QNX вызовом команды **cksum**.

Определение контрольного числа метрологически значимой части программного обеспечения АРМ «Вектор» производят для файлов **calc.dll** (алгоритм расчета массы нетто) и **Module2.bas** (алгоритм расчета плотности) с помощью программы Arpoon Checksum Version 1.5.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	«АРМ Вектор»	
		calc.dll	Module2.bas
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	1.1	1.1
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	4B7038A5	44BAA61F	66F2A061
Другие идентификационные данные			

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

6.3 Определение погрешности средств измерений

6.3.1 Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»; МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности» МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.07.2010 г.
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчик давления Метран-150. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый в комплекте с измерительным преобразователем типа 644	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835В	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Измерительно-вычислительный комплекс «Вектор-02»	4222.010.35349845 МП «Инструкция ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» в декабре 2009 г.
Примечание –	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, обеспечивающих установленные требования к погрешности СИКН.

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений указанные в таблице 4 имеют действующие свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы нетто

6.3.2.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы нетто

все средства измерений, входящие в состав СИКН, должны быть поверены.

Результаты поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, должны быть оформлены в соответствии с требованиями распространяющихся на них нормативных документов по поверке.

6.3.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, принимают равными пределам относительной погрешности МПР.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерения массы нетто нефти

6.3.3.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы нетто все средства измерений, входящие в состав СИКН, должны быть поверены.

Результаты поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, должны быть оформлены в соответствии с требованиями распространяющихся на них нормативных документов по поверке.

6.3.3.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, принимают равными пределам относительной погрешности МПР.

6.3.3.3 Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти $\delta M_{Н}$, %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_{Н} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{БР}^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где: $\Delta W_{МВ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяющиеся исходя из показателя воспроизводимости лабораторного метода по ГОСТ 6370-83;

$\Delta W_{ХС}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, исходя из показателя повторяемости метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти. При расчете массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды и плотности нефти с помощью поточных преобразователей (влагомера и плотномера), установленных в БИК, $\Delta W_{МВ}$, %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{МВ} = \Delta \varphi_{В} \cdot \frac{\rho_{В}}{\rho} \quad (2)$$

где $\rho_{В}$ – плотность воды (условно-постоянное значение); кг/м³
 ρ – плотность нефти, кг/м³, измеренная с помощью поточного плотномера, в БИК (усредненное значение за отчетный период);

$\Delta \varphi_{В}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды с помощью поточного влагомера, % (в единицах объемной доли воды), рассчитывают по формуле:

$$\Delta \varphi_{В} = \sqrt{\left(\Delta \varphi_{Восн}\right)^2 + \left(\frac{20 - t_{БИЛ}}{10} \cdot \Delta \varphi_{Вt доп}\right)^2} \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{Восн}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности поточного влагомера, % (в единицах объемной доли воды), в соответствии с описанием типа средства измерений для реестра;

$\Delta \varphi_{Вt доп}$ – дополнительная погрешность поточного влагомера, % (в единицах объемной доли воды), при изменении температуры нефти на каждые 10 °С

от номинальной температуры + 20 °С, %, в соответствии с описанием типа средства измерений для реестра;

$t_{\text{БИК}}$ – температура нефти в БИК, °С.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{м.п}} = 1,96 \cdot \frac{R_{(W_{\text{м.п}})}}{Q(P, n)} \quad (4)$$

где $R_{(W_{\text{м.п}})}$ – показатель внутрилабораторной прецизионности метода измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;

$Q(P, n)$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и числа параллельных определений n . Согласно положениям РМГ 76, при числе параллельных определений равном 2, и доверительной вероятности 0,95 коэффициент $Q(P, n)$ равен 2,77;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = 1,96 \cdot \xi \cdot \frac{0,1 \cdot r_{(\varphi_{\text{хс}})}}{Q(P, n) \cdot \rho_{\text{н}}} \quad (5)$$

где $r_{(\varphi_{\text{хс}})}$ – показатель внутрилабораторной прецизионности метода измерения массовой доли хлористых солей, мг/дм³;

ξ – коэффициент, принимаемый равным 2;

$Q(P, n)$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и числа параллельных определений n . Согласно положениям РМГ 76, при числе параллельных определений равном 2, и доверительной вероятности 0,95 коэффициент $Q(P, n)$ равен 2,77.

Результаты испытания считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто не превышают $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки средств измерений, которые входят в СИКН, следует оформлять свидетельствами о поверке и (или) клеймением поверяемых средств измерений в местах, предусмотренных эксплуатационной документацией и МИ 3002-2006.

7.2 На СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 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 обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон расходов по СИКН;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.3 В случае отрицательных результатов поверки средства измерений к эксплуатации не допускается, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 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.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

	Изменение	
	измененных	Номера страниц
	замененных	
	новых	
	аннулиро- ванных	
	Всего листов (страниц) в докумен- та	
	№ документа	
	Входящий № сопро- водительного доку- мента и дата	
	Подпись	
	Дата	