

**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 директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



_____ Д.С. Чередников

_____ 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

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

Методика поверки

МП 64020-16

С изменением № 1

Тюмень
2018

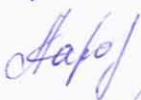
Переиздана с изменением № 1



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Главный метролог

Р.О. Сулейманов



Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



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;

МПР - массовый преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная.

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 $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Преобразователи плотности жидкости измерительные	Диапазон плотностей от 300 до 1100 кг/м ³ ; погрешность измерения не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
Трубопоршневая установка	Диапазон воспроизведения расхода от 10 до 300 м ³ /ч 2-го разряда
Установка поверочная СР, СР-М	Диапазон воспроизведения расхода от 0,397 до 397 м ³ /ч; предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$
Эталонный плотномер	Диапазон измерений от 650 до 1100 кг/м ³ пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,04

Продолжение таблицы 2

1	2
Калибратор температуры	Диапазон температур от минус 50 до плюс 100 °С; абсолютная погрешность не более $\pm 0,05$ °С
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.

Таблица 2 (Измененная редакция, изм. №1)

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 **Agroon Checksum, Version 1.5**.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

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

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуаций 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 компактурвером 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»
Преобразователь измерительный 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004г.
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	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» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. 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.

Таблица 4 (Измененная редакция, изм. №1)

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 δM_H , %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_H = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{БР}^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{М.В} + \Delta W_{М.П} + \Delta W_{Х.С}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

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

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

$\Delta W_{Х.С}$ – 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:

$$\Delta \varphi_{В} = \sqrt{\left(\Delta \varphi_{В\text{осн}}\right)^2 + \left(\frac{20 - t_{\text{БИЛ}}}{10} \cdot \Delta \varphi_{В1\text{доп}}\right)^2} \quad (3)$$

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

$\Delta\varphi_{\text{В1 доп}}$ – 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:

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

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.

ПЕРЕИЗДАНИЕ (2018 г.) с Изменением № 1 утвержденным в _____ 2018 г.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

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