

РАЗРАБОТАНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Репин.Ю.Е.

УТВЕРЖДЕНА

ООО ИК «СИБИНТЕК»

Настоящая инструкция устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС), зав №12, предназначенную для автоматизированного измерения массового расхода и массы сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти при оперативном учете.

При поверке СИКНС на диапазоне, отличном от указанного в таблице 1 данной методики поверки (фактически обеспечиваемым), в свидетельстве о поверке на СИКНС указывается поддиапазон, на котором была произведена поверка СИКНС.

Интервал между поверками – один год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

Наименование операции ¹	Номер пункта поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	да	да
Внешний осмотр	6.2	да	да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3	да	да
Опробование	6.4	да	да
Определение метрологических характеристик	6.5	да	да

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При поэлементной поверке применяются средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС

2.2 При комплектной поверке применяются средства поверки 1-го, 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 (далее – эталон единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.)

2.3 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик (далее – МХ) поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (далее – НД);

¹ при получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКНС прекращают

- 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

4.1 При проведении поверки соблюдают условия² в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

4.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества сырой нефти, находящейся в измерительных линиях (далее – ИЛ³).

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч: ИЛ 1 ИЛ 2	от 4 до 24 от 4 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти нормируется в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38335).	

Таблица 2 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до + 50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа на входе на выходе -температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	сырая нефть от 0,3 до 2,0 от 0,2 до 1,9 от + 15 до + 50 от 0,2 до 30,0 от 756,4 до 900,0
- объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание свободного газа	от 0 до 30 от 50 до 3 000 от 0,001 до 0,050 не допускается

² при соблюдении условий поверки СИКНС влияющие факторы отсутствуют

³ ИЛ 1 – рабочая ИЛ;

ИЛ 2 – контрольно-резервная ИЛ.

4.3 Возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава системы для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений для системы не предусматривается.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

При подготовке к поверке выполняют следующие работы:

- проверка выполнения условий пункта 2, пункта 3, пункта 4 настоящей инструкции;
- подготовка к работе СИКНС и средств поверки согласно их эксплуатационных документов;
- проверка герметичности соединений и узлов гидравлической системы рабочим давлением.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие эксплуатационной документации на СИКНС, а также на СИ, входящие в состав СИКНС.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в состав СИКНС четкие и соответствуют требованиям технической документации.

6.3 Проверка идентификации и защиты программного обеспечения СИКНС.

6.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места – «Rate АРМ оператора УНН» (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.3.1.1 Вверху основной мнемосхемы (на мониторе АРМ оператора) необходимо нажать кнопку «Версия...». Появится окно «О программе», в котором нужно нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего в окне отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО АРМ оператора.

Полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в протокол по форме приложения 1.

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.3.2.1 В экранной форме основного меню выбрать с помощью кнопок перемещения пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать кнопку «Enter» (в виде изогнутой стрелочки); в появившемся подменю выбрать с помощью кнопок перемещения подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» и нажать кнопку «Enter», после чего на экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в протокол по форме приложения 1.

6.3.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО СИКНС (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер ПО) и цифровой идентификатор ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным таблице 3, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО «АРМ оператора»
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32
Другие идентификационные данные	-	-

6.4 Опробование

6.4.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с технологической инструкцией на СИКНС, возможность получения отчета.

6.4.2 Проверяют герметичность гидравлической части СИКНС.

6.4.3 На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек сырой нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

Определение метрологических характеристик СИКНС выполняется посредством проведения комплектной поверки на месте эксплуатации или поэлементной поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС.

6.5.1. Определение метрологических характеристик СИКНС посредством проведения комплектной поверки на месте эксплуатации.

6.5.1.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие СИ:

- Преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 14061-04);
- Датчик температуры 644 (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 39539-08);
- Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 26776-04);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-60 (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 24604-12);
- Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 22257-05).
- Преобразователь измерительный 644, модификация 644Н (регистрационный номер в ФИФОЕИ № 14683-04)

Выше приведенные СИ, которые на момент проведения поверки СИКНС должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ, таблица 5.

Показывающие СИ давления и температуры сырой нефти утвержденных типов, поверяются в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.5.1.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

6.5.1.2.1 В состав СИКНС входят измерительные каналы (далее – ИК), определение метрологических характеристик которых может осуществляться комплектным способом при проведении поверки СИКНС. Состав и основные метрологические характеристики ИК представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки.

ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК массового расхода сырой нефти	1(ИЛ 1)	Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	от 4 до 24	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ (относительная)
2	ИК массового расхода сырой нефти	1(ИЛ 2)	счетчик-расходомер массовый MicroMotion модель CMF-300	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	от 4 до 100	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ ($\pm 0,20\%$) ²⁾ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1 и на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.

6.5.1.3 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти.

6.5.1.3.1 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти проводят с применением эталона единицы массового расхода жидкости 1 или 2 разряда.

Поверка СИКНС проводится в условиях эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке.

Для ИК на каждой ИЛ проводят измерения массы сырой нефти в трех точках, равномерно распределенных в диапазоне рабочего расхода. Число измерений в каждой точке не менее трех, при допустимом отклонении установленного массового расхода от контрольных точек $\pm 3\%$.

Относительную погрешность измерений при измерении массы сырой нефти δM_c , %, определяют по формуле

$$\delta M_c = \frac{M_{ик} - M_э}{M_э} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $M_{ик}$ – масса сырой нефти, измеренная ИК, т;

$M_э$ – масса сырой нефти, эталонами 1-ого или 2-ого разряда.

6.5.1.3.2 Относительная погрешность ИК массового расхода на ИЛ 1 в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ИК на ИЛ 2 в точке расхода не должна превышать $\pm 0,20\%$.

6.5.2 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС при поэлементной поверке.

6.5.2.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС,

⁴ В расчетах, при использовании ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ в качестве резервного, значение относительной погрешности ИК массового расхода принимают равным $\pm 0,25\%$

проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Таблица 5 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260» (ФИФОЕИ № 42953-09)	«Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» ЭМ-260.000.000.000 МП, согласованным ГЦИ СИ «Тест ПЭ» 2 декабря 2009 г.
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель CMF300 (ФИФОЕИ № 13425-06)	Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки.
Преобразователь давления измерительный 3051 (ФИФОЕИ № 14061-04)	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Датчик температуры 644 (ФИФОЕИ № 39539-08)	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласована с ГЦИ СИ ВГУП «ВНИИМС», август 2008г.
Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш (ФИФОЕИ № 26776-04)	Эксплуатационная документация БН.10-02РЭ (раздел «Методика поверки»), согласована ГЦИ СИ ВНИИР в декабре 2003г.
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-60 (ФИФОЕИ № 24604-12)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 15.10.2012
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (ФИФОЕИ № 43239-09)	«ГСИ. Инструкция. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 18.12.2009
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (ФИФОЕИ № 22257-05)	ГОСТ 8.461 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки».
Преобразователь измерительный 644, модификация 644Н (ФИФОЕИ № 14683-04)	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.

Показывающие СИ давления и температуры сырой нефти утвержденных типов, поверяются в соответствии с документами на поверку, указанными в сертификатах (свидетельствах) об утверждении типа данных СИ.

6.5.2.2 Определение относительной погрешности массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений следующих счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ):

- «ЭМИС-МАСС 260», установленного на рабочей ИЛ;
- Micro Motion модель CMF300, установленного на ИЛ 2.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

6.5.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти M_n , %, вычисляют в соответствии с методикой измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой

измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38335) по формуле

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

где $\delta M_{\text{с}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти ИК (или СРМ⁵), %;

$\Delta W_{\text{в}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{\text{мв}}$ – массовая доля воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{рг}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в соответствии с ГОСТ 21534;

$\Delta W_{\text{мп}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{\text{п}}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, определяемая в лаборатории по ГОСТ 6370.

6.5.3.2 Массовую долю воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{мв}} = \frac{W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{п}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{п}}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{ов}}$ – объемная доля воды в сырой нефти, %;

$\rho_{\text{в}}^{\text{п}}$ – плотность пластовой воды в рабочих условиях, кг/м³.

Плотность пластовой воды в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{в}}^{\text{п}} = \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{\text{СТЛ}_{\text{в}}(t_{\text{р}})}{\text{СТЛ}_{\text{в}}(t_{\text{лаб}})} \quad (4)$$

где $\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}}$ – плотность воды при условиях ее измерения в лаборатории, кг/м³;

$\text{СТЛ}_{\text{в}}(t_{\text{р}})$, – поправочные коэффициенты плотности от температуры, для

$\text{СТЛ}_{\text{в}}(t_{\text{лаб}})$ – температуры $t_{\text{р}}$ и $t_{\text{лаб}}$ соответственно;

$t_{\text{р}}$ – температура сырой нефти в ИЛ при измерении массы сырой нефти с применением СРМ, °С;

$t_{\text{лаб}}$ – температура в лаборатории, при которой проводится измерение плотности воды, °С.

Коэффициент $\text{СТЛ}_{\text{в}}(t)$ вычисляют по формуле:

$$\begin{aligned} \text{СТЛ}_{\text{в}}(t) = & 1 - (1,8562 \cdot 10^{-4} + 1,2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot \Delta t - \\ & - (4,1151 \cdot 10^{-6} - 1,4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot \Delta t^2 + \\ & + (7,1926 \cdot 10^{-9} + 1,3085 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot \Delta t^3 \end{aligned} \quad (5)$$

где

$$B = \frac{\rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} - 999,0}{7,2}, \quad (6)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (7)$$

⁵ при поэлементной поверке

Примечание - При проведении расчетов по формулам (4) – (7) за значение t принимают t_p и $t_{\text{лаб}}$ соответственно.

где $\rho_{\text{сн}}^p$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м^3 , определяют по формуле:

$$\rho_{\text{сн}}^p = \rho_{\text{н}}^p \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{ов}}}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^p \cdot \frac{W_{\text{ов}}}{100} \quad (8)$$

где $\rho_{\text{н}}^p$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м^3 , вычисленная согласно таблицам Р 50.2.076.

6.5.3.3 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле:

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (9)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534.

6.5.3.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{мв}}$, %, при применении влагомера поточного (далее – ВП), ВСН-Л-01 определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \pm \frac{\Delta W_{\text{ов}} \cdot \rho_{\text{в}}^p}{\rho_{\text{сн}}^p}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{ов}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ВП или ВСН-Л-01, %.

При измерении объемной доли воды сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{мв}}$, % определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{мв}} = \frac{\Delta W_{\text{вл}} \cdot \rho_{\text{в}}^{\text{ст}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{в}}^{\text{лаб}} \cdot \frac{W}{100}}, \quad (11)$$

где $\Delta W_{\text{вл}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в сырой нефти в лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа $\Delta W_{\text{рг}}$, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}} \cdot 100, \quad (12)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575, %.

6.5.3.5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}}, \quad (13)$$

где $\Delta \varphi_{\text{хс}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3).

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти (массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей) абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (14)$$

где R^6 – предел воспроизводимости методов определения параметров сырой нефти;

⁶ воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r

г – предел сходимости (повторяемости) методов определения показателей параметров сырой нефти.

Значения R и г приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

6.5.3.6 Результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто сырой нефти считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти не превышают следующих значений:

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0 % до 5 %	± 0,79 %;
св. 5 % до 10 %	± 0,83 %;
св. 10 % до 20 %	± 1,77 %;
св. 20 % до 30 %	± 2,02 %.

пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории по ФР.1.29.2016.25448, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти:

от 0,03 % до 5,0 %	± 1,30 %;
св. 5,0 % до 10 %	± 1,37 %;
св. 10 % до 20 %	± 4,75 %;
св. 20 % до 30 %	± 5,43 %.

пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти лабораторным при содержании воды в сырой нефти, %:

от 0,1 % до 5 %	± 0,46 %;
св. 5 % до 10 %	± 0,48 %;
св. 10 % до 20 %	± 0,92 %;
св. 20 % до 30 %	± 1,04 %.

6.5.4 СИКНС считают прошедшей поверку, если все СИ, входящие в её состав, имеют действующие свидетельства о поверке и результаты определения пределов относительной погрешности СИКНС при измерении массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти положительны

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и протокол поверки.

7.2 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом поверки согласно приложению 1 к настоящей методике поверки. Протокол поверки является неотъемлемой частью свидетельства о поверке СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки. Пломбирование средств измерений СИКНС проводится в соответствии с МИ 3002

Приложение 1

(рекомендуемое)

Протокол № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Заводской номер СИКНС:

Методика поверки:

Диапазон массового расхода, т/ч:

Условия проведения поверки:

- температура окружающего воздуха, °С:

- относительная влажность окружающего воздуха, %:

- атмосферное давление, кПа:

Поверочная среда:

Основные средства поверки:

Результаты поверки:

1. Проверка комплектности технической документации (п. 6.1 МП) (соответствует/не соответствует): _____

2. Внешний осмотр (п.6.2 МП)

Результаты внешнего осмотра СИКНС (соответствует/не соответствует): _____

3. Подтверждение идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 6.3 МП)

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		

Результаты проверки идентификации и защиты ПО СИКНС (соответствует/не соответствует): _____

4. Опробование (п. 6.4 МП) (соответствует/не соответствует) _____

5. Определение метрологических характеристик (МХ) СИКНС (п. 6.5)

5.1 Определение метрологических характеристик СИКНС при комплектной поверке на месте эксплуатации (п. 6.5.1 МП)

Массовый расход, т/ч	Измерение	Средство поверки	Счетчик-расходомер массовый (СРМ зав. № _____)	Относительная погрешность измерения массы жидкости, %
		Масса жидкости, т	Масса жидкости, т	
	1			
	2			
	3			
	1			
	2			
	3			
	1			
	2			
	3			

Относительная погрешность измерения массы сырой нефти ИК установленного на рабочей линии, не превышает: _____

Относительная погрешность измерения массы сырой нефти ИК, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: _____

Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на СИ (п. 6.5.1.МП) _____

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на СИ (п.МП) _____

5.2 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС (при поэлементной поверке) (п. 6.5.2 МП)

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5.3 Определение метрологических характеристик СИКНС (п. 6.5.2 МП)

Относительная погрешность измерения массы сырой нефти СРМ, установленного на рабочей линии, не превышает: _____

Относительная погрешность измерения массы сырой нефти СРМ, установленного на контрольно-резервной линии, не превышает: _____

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

5.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п. 6.5.3 МП)

Результаты (соответствует/не соответствует) _____

