ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
_____ А. С. Тайбинский
« 20 » ноября 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ ТАВЕЛЬСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА УСН ПРИ ДНС-6А АО «ШЕШМАОЙЛ»

Методика поверки

МП 0969-9-2019

Начальник отдела НИО-9
_____ К. А. Левин
Тел. отдела: (843) 273-28-96

г. Казань
2019

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Левин К. А., Кудусов Д. И.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой Тавельского нефтяного месторождения на УСН при ДНС-6А АО «Шешмаойл» (далее – СИКНС) и устанавливает методику и средства её первичной и периодической поверок.

СИКНС предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой при проведении учётных и товарно-коммерческих операций между сдающей и принимающей сторонами.

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечивающемся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объёме проведения поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ) из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКНС не проводят.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведённые в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) СИКНС	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

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– эталоны 1-го и 2-го разрядов в соответствии с приказом № 256 от 07.02.2018г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки системы во всём диапазоне измерений (части 1 и 2).

– средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС, перечисленных в таблице 4.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведёнными 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 НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приёма-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 10 до 55
Плотность нефти при + 20 °С, кг/м^3	от 895 до 925
Диапазон давления, МПа	от 1,5 до 4,0
Вязкость кинематическая, сСт, не более	150
Диапазон температуры, °С	от + 5 до + 40
Объёмная доля воды, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	5000
Массовая доля серы, %, не более	5
Массовая доля парафина в нефти, %, не более	2,5
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Содержание растворённого газа, м^3/м^3, не более	0,5
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Режим работы СИКНС	периодический
Срок службы, лет, не менее	10

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКНС.

6.2 Проверка идентификации и защиты ПО СИКНС.

6.2.1 Для проверки идентификационных данных (признаков) ПО СИКНС необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК):

- нажать на клавишу «информация» на лицевой панели ИВК (рис.1), прокрутка списка нажатием клавиши «стрелка вниз» или «стрелка вверх».

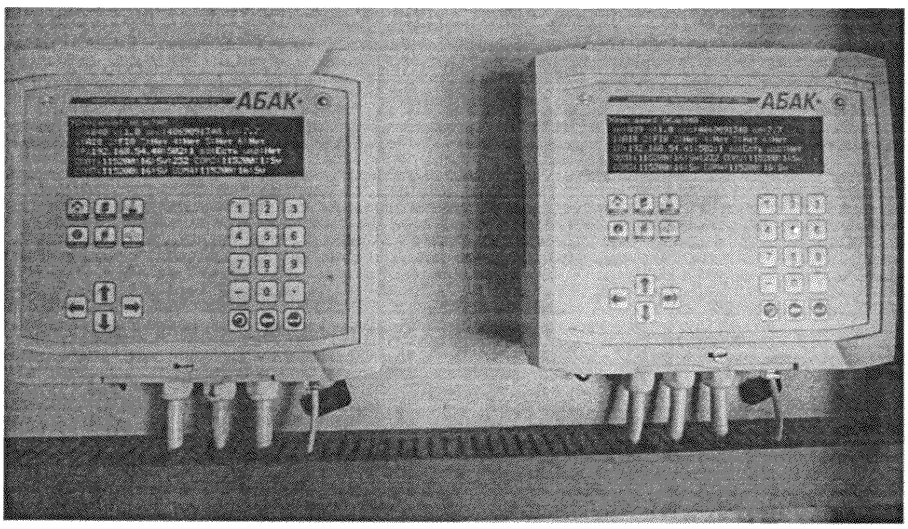

Рисунок 1 – Меню панели ИВК для отображения идентификационных данных (контрольная сумма ПО: CRC32)

- на главной мнемосхеме нажимается кнопка «Информация о ПО» (рис.2).

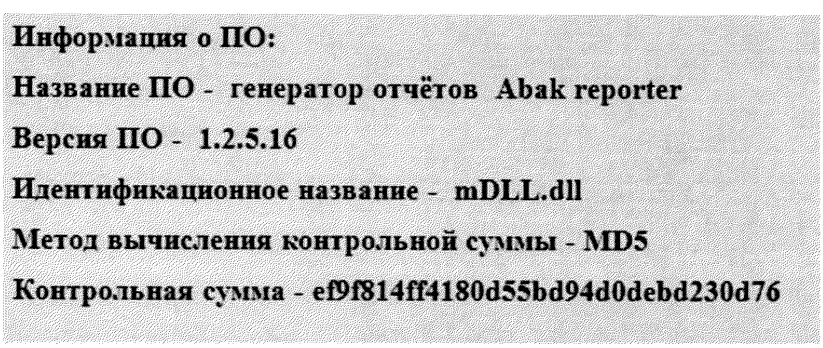

Рисунок 2 – Результат проверки идентификации и защиты ПО СИКНС (контрольная сумма ПО: MD5)

Идентификация ПО СИКНС осуществляется путём сличения отображённых данных с приведёнными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (основной и резервный)	Генератор отчётов Abak reporter
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76
Метод вычисления	CRC32	MD5

6.2.2 Идентификационные данные ПО СИКНС должны соответствовать указанным в описании типа СИКНС.

6.3 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 СИ, входящих в состав СИКНС, чёткие и соответствуют требованиям технической документации.

6.4 Опробование.

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

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС, возможность получения отчёта.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКНС.

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

6.5 Определение метрологических характеристик.

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4, или другими действующими НД, утверждёнными в установленном порядке.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ (далее – СРМ)	МП 0249-1-2015 «Инструкция. ГСИ. Счётчики - расходомеры массовые СКАТ. Методика поверки» МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» (с изм. № 1 и № 2) МИ 3272-2010 «ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Влагомер поточный ВСН-АТ	МП 0310-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные ВСН-АТ. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изм. № 2 от 07.03.2017 г.)
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки» (с изм. № 1 от 23.10.2018 г.)
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки. 5ШО.283.421 МП
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП4-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти не должна превышать ± 0,25 % для рабочего и ± 0,2 % для контрольно-резервного СРМ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta M_н$, %, при прямом методе динамических измерений определяют расчётным путём по формуле:

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_{СГ}}{1-\frac{W_{СГ}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{РГ}}{1-\frac{W_{РГ}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_В}{1-\frac{W_В}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МП}{}^2 + \Delta W_{ХС}{}^2}{\left(1-\frac{W_{ХС}+W_{МП}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_{СГ}$ – абсолютная погрешность определения массового содержания свободного газа, %;

$\Delta W_{РГ}$ – абсолютная погрешность определения массового содержания растворённого газа,%;

$\Delta W_{В}$ – абсолютная погрешность определения массового содержания воды, %;

$W_{СГ}$ – массовое содержание свободного газа, %;

$W_{РГ}$ – массовое содержание растворённого газа, %;

$W_{В}$ – массовое содержание воды, определяемое в аккредитованной испытательной лаборатории, либо по результатам измерений объёмной доли воды поточным влагомером, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей,%;

$\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность определения массового содержания хлористых солей, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории, %;

$W_{ХС}$ – массовое содержание хлористых солей, определяемое в аккредитованной испытательной лаборатории, %.

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 Р = 0,95 и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ, %, вычисляют по формуле:

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

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «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.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает ± 0,35 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России № 1815 от 02 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» (с изменениями в соответствии с Приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018г.).

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме приложения 2 Приказа Минпромторга России № 1815 от 02 июля 2015 г.

gost.e-ecolog.ru

.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.