

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ



Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

15 августа 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ НА ДНС С УПСВ
«САЛЮКИНСКАЯ» ООО «РН - СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ»

Методика поверки

МП 0465-9-2016

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Шабалин А.С.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ЗАО «НГМС».

Настоящая инструкция распространяется на Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Салюкинская» ООО «РН - Северная нефть» (далее - СИКНС), предназначена для автоматизированного измерения количества и показателей качества нефти, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 1 год.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИКНС	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

Поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, производят эталонами и средствами поверки в соответствии с действующими методиками их поверки.

3. Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на СИКНС.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка СИКНС должна проводиться метрологической службой предприятия или организацией, аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему установки и принцип ее работы.

4. Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Параметры
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 803,5 до 888,0
Кинематическая вязкость, сСт, не более	8,4
Диапазон давления, МПа	от 0,1 до 0,5
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 20 до 60
Массовая доля воды, %, не более	4,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	3,8
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	250
Массовая доля серы, %, не более	0,92
Плотность пластовой воды кг/м ³ , не более	1064
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Суммарные потери давления в СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– в режиме измерений	0,2
– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,4
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	8,3
Содержание свободного газа	не допускается
Режим управления:	
– запорной арматурой	ручной
– регулирующей арматурой	ручной
Режим работы СИКНС	непрерывный

5. Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы 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 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности СИКНС эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- целостность поверительных пломб (при использовании данного способа нанесения сведений о поверке).

6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее - ПО), отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО СИКНС, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллера, входящего в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Данные о программном обеспечении». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3.3 Для проверки отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации должно быть установлена целостность защитных пломб на контроллере СИКНС.

6.4 Опробование.

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с ИД 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 отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКНС.

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

6.5 Определение МХ установки.

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти δM_c , %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с помощью расходомером массовым Promass 83F (далее - РМ) с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы сырой нефти ПО.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти для рабочего РМ не должна превышать $\pm 0,25$ %, для контрольного РМ $\pm 0,2$ %.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_{II} , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Салюкинская» ООО «РН - Северная нефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/7809-15 от «21» апреля 2015 г.), по формуле:

$$\delta M_{II} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{PI}}{1 - \frac{W_{PI}}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MH}^2}{\left(1 - \frac{W_{XC} + W_{MH}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где

δM_c – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_w – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

При определении содержания воды в сырой нефти с помощью влагомера нефти поточного УДВН-1пм1 (далее – ВП) абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_{II} + \varphi_B \cdot \rho_B} \quad (2)$$

где

$\Delta \varphi_{в}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

$W_{в}$ – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

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

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

$\Delta W_{хс}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

$W_{хс}$ – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

$W_{рг}$ – массовая доля растворенного газа, % определяемая по формуле

$\Delta W_{рг}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяемая по формуле

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой 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 $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «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.

6.5. Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений составляют:

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при содержании массовой доли воды не более 4% (объемной доли воды не более 3,365%):

- при определении объемной доли воды в сырой нефти с применением ВП и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % 0,35

- при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % 0,45

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают СИКНС к эксплуатации.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. СИКНС после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.