

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

«13» февраля 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ ПО ОБЪЕКТУ
«НАПОРНЫЙ НЕФТЕПРОВОД НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ» ОТ АЗНАКАЕВСКОГО ТП ДО
ЯКЕЕВСКОГО ТП»

Методика поверки

МП 0562-9-2017

Начальник ИИО-9

К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

г. Казань
2017

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

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой по объекту «Напорный нефтепровод НГДУ «Азнакаевскнефть» от Азнакаевского ТП до Якеевского ТП» (далее - СИКНС), предназначенной для автоматизированного измерения количества и показателей качества нефти, и устанавливает методику и средства ее 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

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 3.

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
Характеристики измеряемой среды:	
– Вязкость кинематическая, сСт, не более	25
– при 25 °С	49
– при 10 °С	1145
– Плотность пластовой воды, кг/м ³	865
– Плотность сырой нефти, кг/м ³ , не более	905
– при 25 °С	от 0,2 до 1,0
– при 0 °С	от -5 до +35
– Диапазон давления, МПа	10,0
– Диапазон температуры, °С	0,1
– Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	
– Массовая доля механических примесей, %, не более	1700
– Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	отсутствует
– Объемная доля растворённого газа в нефти, м ³ /м ³	отсутствует
– Содержания свободного газа, %	
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 (КМХ)	0,4
Количество измерительных линий, шт.	2 (одна рабочая и одна контрольно-резервная)
Режим работы системы	периодический
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380/220±22
– частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Срок службы, лет, не менее	10

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 оттисков 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.

6.4 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 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, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260	ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. ГСИ. Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки»
Преобразователь избыточного давления взрывозащищенный ДМ5007Ех-ДИ	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным выходным сигналом Метран-286	«Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280Ех. Методика поверки»
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Манометр избыточного давления показывающий МП2-У	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	МП 42678 «Влагомер сырой нефти ВСН-АТ. Методика поверки» утвержденная ГЦИ СИ в декабре 2009 г
Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОРУС-L»	МП 0177-2-2014 Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-вычислительный «Октопус-Л». Методика поверки

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 счетчика-расходомера массового ЭМИС-МАСС 260 (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_H , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой по объекту «Напорный нефтепровод НГДУ «Азнакаевскнефть» от Азнакаевского ТП до Якеевского ТП» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/5709-16 от «28» июня 2016 г.), по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{CH}^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}} \right)^2 + \frac{\Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100} \right)^2}} \quad (1)$$

где

δM_{CH} – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H} \quad (2)$$

где

$\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³);

ρ_H^{XC} – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

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

При определении содержания воды в сырой нефти с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ (далее – ВП) абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B} \quad (3)$$

где

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

φ_B – объемная доля воды в сырой нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, %, измеренная ВП;

ρ_B – плотность пластовой воды при условиях измерений φ_B , кг/м³, вычисляется по аттестованной МИ;

ρ_H – плотность обезвоженной дегазированной нефти, определенная в испытательной лаборатории по аттестованной МИ, при условиях измерений φ_B , кг/м³.

W_B – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной

лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

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

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

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

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 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.5 Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений не превышают:

- при определении массы нетто сырой нефти при определении объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти в испытательной лаборатории при содержании объемной (массовой) доли воды в сырой нефти не более 7,74 (10) %, % ±0,4

- при определении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477, массовых долей механических примесей и

хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти в испытательной лаборатории:

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %, % ±0,6
- при содержании объемной (массовой) доли воды в сырой нефти не более 7,74 (10) % , % ±0,9

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 № 1815 (ред. от 07.07.2016) «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 № 1815 (ред. от 07.07.2016) «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.