

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

«01» декабря 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ ДНС-2
НОВОГОДНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

МП 0522-9-2016

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

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

Настоящая инструкция распространяется на системуизмерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Новогоднего месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (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

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
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 1 до 3
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 781 до 810
Давление сырой нефти, МПа: - рабочее - максимально допустимое	от 0,25 до 3,5 6,3
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +30 до +42
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	2,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 100 до 900
Массовая доля механических примесей, %, не более	от 0,03 до 0,05
Содержание парафина, %, не более	0,6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Содержания свободного газа, %	отсутствует
Суммарные потери давления в СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – в режиме измерений – в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ)	0,2 0,4
Электропитание: силового оборудования, оборудования СОИ	трехфазное 380 В / 50 Гц однофазное 220 В / 50 Гц
Установленный срок службы, не менее, лет	10
Режим работы СИКНС	Непрерывный
Режим управления запорной арматурой	Ручной

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 кориолисовые «RotamassRCCS39»	«Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS. Методика поверки расходомерной поверочной установкой», утвержденной в апреле 2009 г.
Счетчик турбинный «НОРД-М»	МИ 2827-2003 (с изм. 1 2004) «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости «МИГ» и «НОРД-М». Методика поверки»
Плотномер Sarasota	МП 72-241-2012 «ГСИ. Плотномеры Sarasota. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в 2012 г. Периодическая поверка может осуществляться по документу МИ 2816-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомер нефти поточный «УДВН-1пм2»	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи унифицированным выходным сигналом «Метран-2700»	МИ 4211-018-2008 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки»
Преобразователь сопротивления измерительным преобразователем температуры типа «JUMO модель 902820/10»	МИ 2672-2005 ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания
Преобразователи давления измерительные 40	МИ 1997-89 «Рекомендация ГСОЕИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчик давления «Метран-100-Ех-ДИ»	МИ 4212-012-2001 «Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («Ostopus-L»)	«Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («Ostopus-L»). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. 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 кориолисового «RotamassRCCS39» (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 ДНС-2 Новогоднего месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/14609-16 от «30» ноября 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:

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

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 помощью влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 (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_a – 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_{xc} – 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 сходимости 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 измерении массы сырой нефти, % ±0,25

- при измерении массы нетто сырой нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 2,0 % при определении объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % ±0,4

- при измерении массы нетто сырой нефти при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 2,9 % при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % ±0,4

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.

Примечание – При применении настоящей методики целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории Российской Федерации по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей