

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ВНИИР – филиала
ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»



А.С. Тайбинский

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ ДНС-2
ЮЖНО-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 1181-9-2020

Начальник НИО-9

К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-2 Южно-Балыкского месторождения (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

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

Интервал между поверками СИКНС – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКНС указан в документах на методики поверки СИ.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нефти	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик счетчиков – расходомеров массовых в требуемых диапазонах расхода.

2.1 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в документах на методики поверки СИ, входящие в состав СИКНС.

3 Требования квалификации поверителей

3.1 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКНС и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 Площадка СИКНС должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

4.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

5 Условия поверки

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

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

Соответствие характеристик нефти значениям в таблице 2 проверяют по данным отчетных документов.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 50 (43,5) до 650 (578,5)
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон рабочего давления нефти, МПа	от 1,2 до 2
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 870 до 890
Диапазон плотности сырой нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 974 до 992
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м ³ , не более	1011
Диапазон плотности газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,873 до 1,164
Кинематическая вязкость, сСт (мм ² /с), не более	19,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от 35 до 65
Массовая доля воды в сырой нефти, %	От 88 до 97
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	12100
Массовая доля парафина, %, не более	10
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,9
Содержание свободного газа	не допускается

6 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКНС осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

7.1.1 Комплектность СИКНС должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида СИКНС должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКНС, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерения, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКНС, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

7.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКНС сведениям, приведенным в описание типа на СИКНС.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКНС проводят в соответствии с руководством оператора.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробуют СИКНС путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

7.3.2 Проверяют герметичность СИКНС.

Проверку герметичности СИКНС проводят согласно эксплуатационной документации на СИКНС.

СИКНС считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНС нет следов протечек нефти или снижения давления.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа СИ.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефти сырой, $\delta M_{НС}$, %, принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

Относительная погрешность измерений массы нефти сырой не должна превышать $\pm 0,25$ %.

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой

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

где $\Delta W_{РГ}$ - абсолютная погрешность измерений массового содержания растворенного газа в сырой нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

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

$\Delta W_{ХС}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %.

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_{\Gamma}^{cm}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_{OH}^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B} \cdot 100, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ - абсолютная погрешность измерений количества растворенного газа в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$, измеренная по РМГ-104-2010 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений»;

ρ_{Γ}^{cm} - плотность газа, приведенная к стандартным условиям, $\text{кг}/\text{м}^3$, (температура 15 или 20 °С, атмосферное давление 0 МПа), измеряют в аккредитованной лаборатории по аттестованной методике (далее – МИ);

φ_B - объемная доля воды в нефти, %, измеренная поточным влагомером (далее – ВП), или в аккредитованной лаборатории;

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , вычисляется по аттестованной МИ.

ρ_{OH}^{PG} - плотность обезвоженной нефти, содержащей в себе растворенный газ, $\text{кг}/\text{м}^3$, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в измерительной линии, вычисляется по аттестованной МИ, или по формуле

$$\rho_{OH}^{PG} = \rho_{OH}^{CT} \cdot K_{PG}, \quad (3)$$

где ρ_{OH}^{PG} - плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, определенная в лаборатории, $\text{кг}/\text{м}^3$;

K_{PG} – коэффициент, учитывающий наличие растворенного газа в нефти, вычисляется по формуле

$$K_{PG} = 1 - \frac{1,205 \cdot 10^{-3} \cdot V_{PG} \cdot \rho_{отнPG}}{0,274 + 0,2 \cdot \rho_{отнPG}}, \quad (4)$$

где V_{PG} – объемная доля растворенного газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяется по МИ 2575;

$\rho_{отнPG}$ - относительная плотность растворенного газа, $\text{кг}/\text{м}^3$, определяется по формуле

$$\rho_{отнPG} = \frac{\rho_{\Gamma}^{cm}}{\rho_{возд}}, \quad (5)$$

$\rho_{возд}$ - плотность воздуха при стандартных условиях, принимают равной 1,205 $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_{OH} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B}, \quad (3)$$

где ρ_{OH} - плотность обезвоженной дегазированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$, приведенная к условиям измерений в измерительной линии;

$\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в сырой нефти при использовании ВП, %.

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{OH}^{XC}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$;

ρ_{OH}^{XC} - плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{XC} , $\text{кг}/\text{м}^3$.

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды ВП, или в аккредитованной лаборатории;

$W_{МП}$ – массовое содержание механических примесей в нефти, % определяют в испытательной лаборатории;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определяется в испытательной лаборатории.

7.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов»

Для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением № 1, с Поправками)»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;

- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Результаты поверки считаются положительными если пределы допускаемой относительной погрешности измерений не превышают значений, указанных ниже.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-2, %:

- при содержании объемной доли воды от 86,7 % до 92,0 %	±21,5
- при содержании объемной доли воды свыше 92 % до 95 %	±34,5
- при содержании объемной доли воды свыше 95 % до 97 %	±55,5

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по аттестованной методике измерений МЦКЛ.0229М-2014, %:

- при содержании объемной доли воды от 86,7 % до 92,0 %	±4,5
- при содержании объемной доли воды свыше 92% до 95 %	±7,0
- при содержании объемной доли воды свыше 95 % до 97 %	не нормируется

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

Приложение А (рекомендуемое)
Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____
Тип, модель, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____
Условия проведения поверки: _____
Температура окружающей среды _____
Атмосферное давление _____
Относительная влажность _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр _____
2. Опробование _____
3. Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
4. Определение метрологических характеристик _____

Подпись лица, проводившего поверку _____
Дата поверки _____