

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
НА ВЫХОДЕ УПН «ТАНАНЫКСКАЯ» ПАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1033-9-2019

Заместитель начальника НИО-9

 Д.И. Целищев
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 на выходе УПН «Тананыкская» ПАО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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.

Проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава СИКНС, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов невозможно.

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.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. 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 таблицах 2 и 3.

Соответствие характеристик нефти значениям в таблицах 2 и 3 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти сырой.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 40 до 90 (от 34 до 77)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:	
- массы сырой нефти	±0,25
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм при содержании массовой доли воды до 0,5 %	±0,35
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании массовой доли воды до 0,5 %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	1,3
- минимально допустимое	0,8
- максимально допустимое	2,2
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности дегазированной нефти при температуре +20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³	от 855 до 880
Диапазон плотности пластовой воды при температуре +20 °С	от 1110 до 1200
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 5,3 до 16,5
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +35 до +65
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 20 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,08
Массовая доля серы, %, не более	2,12
Массовая доля парафина, %, не более	3,22
Давление насыщенных паров, кПа, не более	50,6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	110
Массовая доля метил- этилмеркаптанов, млн ⁻¹ (ppm), не более	72
Содержание свободного газа, %, не более	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,5
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,16 до 1,18
Суммарные потери давления на СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ)	0,4
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания:	
- напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
- частота, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура наружного воздуха, °С	от -40 до +50
- температура в блок-боксе, °С, не менее	+5
- операторная, °С	от +15 до +25
Средний срок службы, лет, не менее	10

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 измерений, 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 «АБАК+» (далее – ИВК) проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией.

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 СИ, указанными в описании типа.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

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

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

7.4.2.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой

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

где ΔW_{PG} - 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, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %.

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G^{cm}}{\rho_H^{PG}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ - абсолютная погрешность измерений количества растворенного газа в нефти, м³/м³, измеренная по РМГ-104-2010 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика измерений»;

ρ_G^{cm} - плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, (температура 15 или 20 °С, избыточное давление 0 МПа), измеряют в испытательной лаборатории по аттестованной методике;

ρ_H^{PG} - плотность сырой нефти, содержащей в себе растворенный газ, кг/м³, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в измерительной линии, вычисляется по аттестованной методике.

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

где ρ_{OH} - плотность обезвоженной дегазированной нефти, кг/м³, приведенная к условиям измерений в измерительной линии;

φ_B - объемная доля воды в сырой нефти, измеренная ВП, %;

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³, измеренная по аттестованной методике;

$\Delta \varphi_B$ - 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, мг/дм³;

ρ_{OH}^{XC} - плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{XC} , определенная в испытательной лаборатории, кг/м³.

W_B - массовая доля воды в сырой нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды ВП, или в испытательной 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;

$W_{РГ}$ – массовая доля растворенного газа, определяется по формуле

$$W_{РГ} = \frac{\varphi_{РГ} \cdot \rho_{Г}^{см}}{\rho_{Н}^{РГ}} \cdot 100, \quad (5)$$

где $\varphi_{РГ}$ - содержание растворенного газа, м3/м3, определяемое по МИ 2575 или другой аттестованной методике.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

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 по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм при содержании массовой доли воды от 0 до 0,5 % включительно $\pm 0,35$

- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании массовой доли воды от 0 до 0,5 % включительно $\pm 0,35$

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 произвольной формы.

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.