

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»

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора филиала ВНИИР – фи-
лиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Мен-
делеева»

_____ А.С. Тайбинский

«19» 05 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ДНС-2 УПСВ-4 МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

МП 1269-9-2021

Начальник ДИО-9

_____ К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

Казань
2021

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

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКНС осуществляется 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», обеспечивается прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости (ГЭТ 63-2019).

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Методы поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, приведены в документах на методики поверки СИ.

Интервал между поверками СИКНС – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (далее – СИ) из состава СИКНС указан в документах на методики поверки СИ.

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

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКНС	8	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКНС	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

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

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

Соответствие характеристик измеряемой среды 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 в режиме дожимной насосной станции (ДНС), м ³ /ч	от 125 до 840 (от 115 до 777)
Диапазон измерений расхода в режиме установки предварительного сброса воды (УПСВ), м ³ /ч	от 125 до 420 (от 115 до 389)
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон избыточного давления сырой нефти, МПа	от 0,5 до 4,0
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 860 до 888,5
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1003 до 1011
Диапазон кинематической вязкости, сСт (мм ² /с)	от 5 до 20
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +40 до +70
Массовая доля воды в сырой нефти, %	от 30 до 90
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,038
Массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %	от 0,005 до 0,03
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	20
Содержание свободного газа	не допускается
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1,5

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

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».

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для подтверждения метрологических характеристик расходомеров массовых Promass приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Наименование средства поверки	Характеристика точности
Рабочие эталоны 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч (м ³ /ч), пределы допускаемой относительной погрешности ±0,050 %
Рабочие эталоны 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч (м ³ /ч), пределы допускаемой относительной погрешности ±0,10 %

5.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 3 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик расходомеров массовых Pro-mass с требуемой точностью.

5.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, указаны в утвержденных методиках поверки соответствующего СИ.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «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.

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

6.3 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».

6.4 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.

7 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

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

7.2 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 СИ, 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.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

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

8.1 Опробование

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.

8.2 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.

9 Проверка программного обеспечения

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

9.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

9.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора СИКНС проводят в соответствии с руководством оператора.

10 Определение метрологических характеристик СИКНС

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

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти проводят в соответствии с инструкцией «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/31409-15).

11 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

11.1 Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКНС, должны соответствовать метрологическим требованиям, указанным в описании типа СИ, и подтверждаться действующими свидетельствами о поверке.

11.2 При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефти сырой, δM_c , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти с применением расходомеров массовых Promass.

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

11.3 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δM_n , %, не должна пре-

вышать следующих значений:

- при определении объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ, %:
 - при содержании объемной доли воды 26,72 % (массовой доли воды 30,00 %) ±1;
 - при содержании объемной доли воды от 26,72 до 50,00 % (массовая доля воды от 30,00 до 54,00 %) ±2,8;
 - при содержании объемной доли воды от 50,00 до 70,00 % (массовая доля воды от 54,00 до 73,30 %) ±5;
 - при содержании объемной доли воды от 73,30 до 90,00 % (массовая доля воды от 73,30 до 90,00 %) ±17,2;
- при определении объемной доли воды по ГОСТ 2477, %:
 - при содержании объемной доли воды до 26,72 % (массовой доли воды до 30,00 %) ±1,6;
 - при содержании объемной доли воды от 26,72 до 50,00 % (массовая доля воды от 30,00 до 54,00 %) ±4,4;
 - при содержании объемной доли воды от 50,00 до 70,00 % (массовая доля воды от 54,00 до 73,30 %) ±10,3;
 - при содержании объемной доли воды от 73,30 до 90,00 % (массовая доля воды от 73,30 до 90,00 %) ±33,6.

12 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКНС передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

При проведении поверки СИКНС в сокращенном объеме информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

По заявлению владельца СИКНС или лица, представившего СИКНС на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности применения СИКНС.

Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают.

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 _____