

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «21» марта 2025 г. № 554**

Регистрационный № 55789-13

Лист № 1  
Всего листов 5

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»**

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных определений массы сырой нефти.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы СРМ поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000 (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти сырой по реализованному в нем алгоритму. Часть средств измерений (СИ) СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (одна рабочая измерительная линия (ИЛ), одна контрольно-резервная ИЛ), блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ).

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 13425-97, № 13425-01, № 45115-16);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-276 (регистрационный № 21968-01, № 21968-05, № 21968-11);
- датчики давления Метран-55 (регистрационный № 18375-03, № 18375-08);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (регистрационный № 14557-01, 14557-15);
- первичный измерительный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН (регистрационный № 19850-04);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (регистрационный № 15066-01, № 15066-09).

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение температуры, давления, содержания воды в сырой нефти;

- вычисление массы нетто нефти сырой с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой;
- поверку и контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) СРМ по ПУ;
- КМХ рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти сырой, паспортов качества нефти сырой.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку СИКНС.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000. Параллельная работа двух контроллеров обеспечивает дополнительное резервирование данных, при выходе из строя основного контроллера управление передается на резервный контроллер, измеренная информация сохраняется обоими контроллерами. OMNI 6000 обеспечивает сбор и обработку информации от преобразователей расхода, давления, температуры и влагосодержания нефти, вычисление на основании полученных данных массы нефти, а также относительной погрешности преобразователя расхода при проведении КМХ. На основании вышеуказанных функций к метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система основного и резервного контроллеров OMNI 6000, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных, памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурационных параметров контроллера.

К верхнему уровню относится ПО АРМ оператора СИКНС №2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». ПО АРМ оператора осуществляет управление исполнительными механизмами СИКНС (задвижки, насосные агрегаты), обмен данными с контроллером OMNI 6000, отображение технологической схемы и данных от преобразователей сигналов, установленных на СИКНС, кроме того формирует двухчасовые и суточные отчеты. В ПО СИКНС защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1, 2.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Операционная система контроллера OMNI-6000 (основной)	Операционная система контроллера OMNI-6000 (резервный)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.03	024.73
Цифровой идентификатор ПО	99A0	A18E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC16

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора СИНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО АРМ оператора СИКНС № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.1.12
Цифровой идентификатор ПО	F2C5A6A97EA86DBD36575E95C797B59B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

## Метрологические и технические характеристики

### Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 15 до 110
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25

**Т а б л и ц а 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик**

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти сырой	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	СРМ	ИВК	от 15 до 110	$\pm 0,25^{1)}$ $(\pm 0,20^{2)})$

<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в диапазоне расходов.

<sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в точках диапазона расхода для ИК с МПР, применяемым в качестве контрольно-резервного.

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от +2 до +50
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 0,1 до 2,2
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 1000
Рабочий диапазон кинематической вязкости сырой нефти, сСт	от 6 до 190
Объемная доля воды, %, не более	7

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт/ экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 255-2024 «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». Свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-082/01-2024.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

### Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Троицкнефть» (ЗАО «Троицкнефть»)

ИНН 1631002442

Адрес: 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 165А

Юридический адрес: 423190, Республика Татарстан, Новошешминский р-н,

с. Новошешминск, ул. Советская, д. 80

Телефон: +7(8553) 31-49-31; 31-49-30

Факс: +7(8553) 31-49-31; 31-49-30

E-mail: troickneft@tatais.ru

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.