

Приложение № 15  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «30» декабря 2020 г. №2285

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – сырой нефти).

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений массу сырой нефти определяют с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного OMNI-3000/6000 (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть средств измерений (СИ) СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплектным методом. Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей, свободного и растворенного газов в сырой нефти.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий с двумя рабочими измерительными линиями (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ, входного и выходного коллектора СИКНС, блока измерений параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки и системы сбора и обработки информации.

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)) приведенный в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF	13425-06
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF	45115-10
Датчики давления «Метран-100»	22235-01 и 22235-08
Преобразователи измерительные RTT20	20248-05
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15
Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-3000/6000	15066-95
Преобразователь расхода турбинный МИГ-М	65199-16
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-04
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры ФТ	60168-15

Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-04 и 26803-06
--	---------------------

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто сырой нефти;
- автоматическое измерение давления и температуры нефти сырой;
- автоматическое измерение объемной доли воды в нефти сырой;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти сырой;
- поверка и контроль метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной поверочной установке, КМХ рабочих МПР по контрольно-резервному МПР;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

### Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКНС. Программное обеспечение (ПО) СИКНС реализовано в ИВК и автоматизированном рабочем месте оператора АО «Татех» (далее по тексту – АРМ оператора). Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2. Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора		ИВК
Идентификационное наименование ПО	basex.exe	poverka.exe	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V.1.0	V.1.0	024.73
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0f041e66e72 01f22bb6d68 440960790e	c7a4eab0527 b6b81102b53 60e7a50021	1EBA
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		–

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 17 до 130
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, %	±0,47

Таблица 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	3	4	5	6	7
1, 2, 3	ИК массы и массового расхода сырой нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	МПР	ИВК	от 17 до 130	$\pm 0,25^1$ ( $\pm 0,20^2$ )
<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода в диапазоне расходов. <sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода в точках диапазона расходов для ИК с МПР, применяемым в качестве контрольного.						

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - давление, МПа - плотность, кг/м <sup>3</sup> - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - содержание свободного газа, %, не более - содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	от +5 до +60 от 0,2 до 1,6 от 860 до 920 4 15 000 0,05 0,2 5
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23, 400±40 50±0,4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 95 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКНС	периодический

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех», зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0506-20 МП	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0506-20 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 16.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,1$  %;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

Допускается применение средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе МН 962–2019 «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех», ФР.1.28.2019.35832.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-30 АО «Татех»**

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

Приказ Росстандарта 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

**Изготовитель**

Альметьевское наладочное управление Акционерного общества «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Обьездная, 35

Телефон: +7 (8553) 36-92-53

Факс: +7 (8553) 36-92-53

E-mail: almnu@nefteavtomatika.ru

**Заявитель**

Акционерное общество «Татех» (АО «Татех»)

ИНН: 1644014815

Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Маяковского, д. 116

Телефон: +7 (8553) 39-70-01

Факс: +7 (8553) 39-70-70

E-mail: tatex@tatex.ru

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.