

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» февраля 2023 г. № 269

Сведения об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Корпорация ВСМПО- АВИСМА» филиал «АВИСМА»	-	06-1	47710-11	-	-	МП 29-263-2011 с Изменениями № 1, № 2	-	Общество с ограниченной ответственностью «АВИСМА» (ООО «АВИСМА»), Пермский край, г. Березники	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Екатеринбург
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 290	-	730	76221-19	-	МП 0990-14- 2019	-	МП 1458-14-2022	Акционерное общество «Татойлгаз» (АО «Татойлгаз»), Республика Татарстан, г. Альметьевск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И. Менделеева», г. Казань

3.	Анализаторы промышленные многопараметрические	АКВАТОС	-	77344-20	-	-	МП 82-241-2019	-	Общество с ограниченной ответственностью «ТОС Технологии» (ООО «ТОС Технологии»), г. Москва	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Екатеринбург
4.	Система измерительная расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево- Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты»	-	1346	84574-22	Общество с ограниченной ответственностью «НОВАТЭК- ЮРХАРОВ- НЕФТЕГАЗ» (ООО «НОВАТЭК- ЮРХАРОВ- НЕФТЕГАЗ»), Ямало-Ненецкий автономный округ, город Новый Уренгой	-	МП 1323-13- 2021	-	Общество с ограниченной ответственностью Научно- производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань	ВНИИР – филиал ФГУП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» февраля 2023 г. № 269

Регистрационный № 84574-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты»

Назначение средства измерений

Система измерительная расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты» (далее – СИКГ) предназначена для автоматического измерения расхода и количества газа горючего природного (далее – газ) подготовленного до требований СТО Газпром 089-2010, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, определения показателей качества газа на объекте «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты» ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ».

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов. Заводской номер СИКГ 1346.

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи измерительной системы (далее – ИС), входящей в состав комплекта программно-технических средств, входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений объемного расхода, давления и температуры. ИС автоматически проводит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по результатам измерений объемного расхода, давления, температуры газа и определений физических свойств газа по компонентному составу.

В состав СИКГ входят:

- Блок измерительных трубопроводов;
- Блок измерений показателя качества;
- ИС.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных трубопроводов		
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC600-XT, модель Quatro	3	67355-17
Преобразователь давления измерительный 2051	6	74232-19
Датчик температуры Rosemount 3144P	6	63889-16
Блок измерений показателя качества		
Хроматограф газовый промышленный специализированный МАГ модель КС	2	51723-12
Анализатор влажности «3050» модели «3050-OLV»	2	35147-07
Анализатор температуры точки росы по углеводородам модель 241CE II	2	20443-11
Анализатор газовый промышленный модели «АнОкс» КС 50.260-000	2	57014-14
ИС		
Комплекс измерительно-вычислительный АБАК+	2	52866-13

Основные функции СИКГ:

- автоматическое измерение количества природного газа в рабочих условиях по каждому измерительному трубопроводу (далее – ИТ) и суммарно по СИКГ;
- автоматическое измерение количества природного газа, приведенного к стандартным условиям по каждому ИТ и суммарно по СИКГ, формирование отчетов;
- автоматическое измерение давления газа на каждом ИТ, индикация и сигнализация предельных значений;
- автоматическое измерение температуры газа на каждом ИТ, индикация и сигнализация предельных значений;
- автоматическое определение компонентного состава газа;
- автоматическое определение плотности газа при стандартных и рабочих условиях;
- автоматическое определение качественных показателей газа;
- автоматическое измерение, вычисление и индикация температуры точки росы по углеводородам;
- автоматическое измерение, вычисление и индикация температуры точки росы по влаге;
- определение в автоматическом режиме объемной доли кислорода;
- сигнализация состояния запорно-регулирующей арматуры;

- сбор и обработка информации о работе основного и вспомогательного оборудования;
 - сбор, обработка, регистрация и хранение количественных и качественных показателей газа;
 - определение теплотворной способности газа;
 - определение теплоты сгорания по каждому ИТ и СИКГ в целом;
 - определение числа Воббе;
 - формирование отчетов, архивов, актов приема-сдачи, паспорта качества газа, журнала аварийных сообщений и вмешательств;
 - передача отчетов о расходе и количестве газа на вышестоящий уровень;
 - автоматическая диагностика КТС;
 - отображение информации о значениях измеренных и вычисленных параметрах потока и диагностической информации;
 - самодиагностика УЗПР и технических средств.
- Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО измерительно-вычислительного комплекса «АБАК+» (далее – ИВК). ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, по одному ИТ, м ³ /ч	от 14732,5 до 502804
Пределы допускаемой относительной погрешности (относительная расширенная неопределенность) системы измерений при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±0,8

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Абсолютное давление газа, МПа	от 5,1 до 7,5
Температура газа, °С	от -10 до +10
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С: – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Частота источника переменного тока 220 В, Гц	50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты»		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ГСИ. Методика измерений количества и параметров газа системой измерительной расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной расхода, объема и энергосодержания природного газа для объекта «Обустройство Ево-Яхинского лицензионного участка. Линейные объекты»

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»).

ОГРН 1028900578134.

Адрес: 629309, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, мкр. Славянский, д. 9, эт. 8, каб. 804

Тел.: 8 (3494) 92-22-42

Электронная почта: yung@yung.novatek.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон, факс: 8(843)211-70-00, 8(843)211-70-01

Электронная почта: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Расходомерии – филиал Федерального Государственного Унитарного Предприятия «Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Фактический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32.

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» февраля 2023 г. № 269

Регистрационный № 76221-19

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 290

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 290 (далее по тексту – система) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти в автоматическом режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью расходомеров массовых, преобразователей плотности, температуры, давления, вязкости и анализатора серы. Выходные электрические сигналы расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости и анализатора серы поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока регулирования расхода и давления, системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

В состав системы входят следующие средства измерений утвержденного типа:

- расходомеры массовые Promass (далее по тексту – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее по тексту – регистрационный номер) 15201-11, с датчиком F и электронным преобразователем 83;
- датчики температуры AUTROL модели ATT2100 (далее по тексту – ДТ), регистрационный номер 70157-18;
- преобразователи давления AUTROL мод. APT3100, APT3200 (далее по тексту – ПД), регистрационный номер 37667-13;
- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (далее по тексту – ПП), регистрационный номер 52638-13, модели 7835;
- преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM (далее по тексту – ПВ), регистрационные номер 62129-15, модели FVM;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее по тексту – ВН), регистрационный номер 14557-15;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (далее по тексту – УЗР), регистрационный номер 57762-14;

- анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT SA (далее по тексту – серомер), регистрационный номер 64648-16.

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее по тексту – ИВК), регистрационный номер 53852-13;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы с программным обеспечением «ФОРВАРД» (основное, резервное и представителя принимающей стороны).

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ (далее по тексту – МПТИ), регистрационный номер 26803-11, модели МПТИ-У2-1,6 МПа-0,6;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4 № 2 (далее по тексту – ТЛ-4 № 2), регистрационные номера 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;

- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды и массовой доли серы в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;

- проведение КМХ и поверки РМ с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB, регистрационный номер 62207-15, или с применением передвижной поверочной установки;

- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Возможность нанесения знака поверки на систему не предусмотрена. Информация о заводском номере системы указана на табличке, закрепленной на блоке технологическом системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы.

ПО системы реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД», сведения о которых приведены в таблице 1. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях системы в целях утверждения типа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО ИВК (основное и резервное)	ПО «ФОРВАРД»		
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	PX.7000.01.05	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1C4B16AC	8B71AF71	30747EDB	F8F39210

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочее давление измеряемой среды, МПа	от 0,35 до 1,00
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Вязкость кинематическая измеряемой среды, поступающей в систему, в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	100
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 863,0 до 905,2
Диапазон плотности измеряемой среды при +20 °С, кг/м ³	от 870,1 до 895,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	3,2
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной	

Наименование характеристики	Значение
температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Температура застывания измеряемой среды, °С, не выше	-20
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Температура окружающего воздуха, °С: - открытая площадка - помещение блочно-модульного здания - помещение операторной - помещение электрощитовой	от -40 до +38 не ниже +15 от +18 до +25 от +5 до +40
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	постоянный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 290, заводской № 730		1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. 0856.01.00.000 ИС. МИ. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 290 на приемо-сдаточном пункте (ПСП) «Бавлы» АО «Татойлгаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2018.32412).

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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) 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

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный машиностроительный завод» (ООО «ДОМЗ»)

ИНН 7710535349

Адрес: 142005, Московская обл., г. Домодедово, мкр. Центральный, ул. Кирова, стр. 27

Телефон: (495) 419-00-96

Факс: (495) 419-00-96
E-mail: domz@domz.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, д. 19

Адрес местонахождения: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д.7 «а»

Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» февраля 2023 г. № 269

Регистрационный № 47710-11

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» филиал «АВИСМА»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Корпорация ВСМПО - АВИСМА» филиал «АВИСМА» (далее - АИИС КУЭ АВИСМА) предназначена для измерения и коммерческого учета активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации, формирования отчетных документов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ АВИСМА представляет собой multifunctional, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый уровень включает в себя 26 измерительно-информационных комплексов точек учета электрической энергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ);
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН);
- multifunctional счетчиков активной и реактивной электрической энергии;
- вторичных измерительных цепей.

Второй уровень АИИС КУЭ АВИСМА включает в себя информационно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в состав которого входят:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- устройство сбора и передачи данных УСПД RTU-325 (далее - УСПД), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК ТУ и информационно вычислительному комплексу (ИВК);
- технические средства для организации локальной технологической вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- переносной компьютер, выполняющий функции сбора, хранения информации по электроустановке и автоматизированной передаче информации в ИВК от ИИК ТУ, не имеющих постоянного канала связи с ИВКЭ, а также при неработоспособном состоянии ИВКЭ.

Третий уровень АИИС КУЭ АВИСМА включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) который состоит из:

- технических средств приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР»), автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ АВИСМА;
- технических средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе GPS-приемника сигналов точного времени обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ АВИСМА.

Первый уровень АИИС КУЭ АВИСМА обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках учета. Измерительные трансформаторы тока и напряжения каждой точки учета преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии.

Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает с периодичностью 30 минут на вход УСПД.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТУ вычисляют путем умножения количества импульсов, зарегистрированных в профиле нагрузки счетчика ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал, на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ АВИСМА обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений;
- ведение журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений и к данным о состоянии средств измерений;
- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ АВИСМА обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- формирование отчетных документов;
- формирование и передачу данных участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, посредством электронной почты сети Internet.

СОЕВ АИИС КУЭ АВИСМА обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров счетчиков, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через подключенный GPS-приемник. При каждом сеансе связи УСПД контролирует расхождение времени своего таймера и времени таймеров сервера баз данных и таймеров счетчиков и при необходимости их корректирует.

Погрешность хода внутренних часов УСПД при внешней синхронизации не реже 1 раз в час не более ± 2 секунды. Синхронизация таймеров сервера баз данных и счетчиков электрической энергии осуществляется от УСПД. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждый час, корректировка времени сервера выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ АВИСМА не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ АВИСМА отражают время коррекции (дата, часы, минуты) часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий коррективке.

В процессе работы АИИС КУЭ АВИСМА обеспечивает измерение следующих основных параметров, характеризующих электропотребление по отдельным измерительным каналам (ИК):

- потребление активной и реактивной электрической энергии за заданные временные интервалы, кратные получасу;
- средние (получасовые) значения активной и реактивной мощности (нагрузки);
- средний (получасовой) максимум активной мощности (нагрузки) в часы максимумов нагрузки.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрены возможность пломбирования корпусов технических средств и многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли).

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К средству измерений данного типа относится система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Корпорация ВСМПО - АВИСМА» филиал «АВИСМА», заводской номер 06-1. Заводской номер нанесен в Разделе 2 Формуляра ИРЦС.411711.006.ФО типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ АВИСМА используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ АВИСМА указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ АВИСМА и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ АВИСМА

Номер ИК	Измеряемая энергия	Наименование ИК	Тип средства измерений; класс точности; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); регистрационный номер в Федеральном информационном фонде			
			Счетчик	ТТ	ТН	УСПД
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ «Космос»						
1.1.3	активная, реактивная	ПС 220 кВ «Космос», ОРУ-220 кВ, ввод-220 кВ ВЛ-220 кВ «Северная-Космос, 1»	Альфа А1800 (А1802RLXQ-P4GB-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	VTA КТ 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 57420-14	RTU-325 Рег. № 37288-08
1.1.4	активная, реактивная	ПС 220 кВ «Космос», ОРУ-220 кВ, ввод-220 кВ ВЛ-220 кВ «Северная-Космос, 2»	Альфа А1800 (А1802RLXQ-P4GB-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	TVBs245 КТ 0,2 220000:√3/100:√3 Рег. № 87432-22	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110/10 кВ «Магний»						
2.1	активная, реактивная	ПС 110 кВ «Магний», ввод 110 кВ ВЛ-110 кВ «Титан - Магний, цепь 1»	Альфа А1800 (А1802RL-P4G-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 КТ 0,2S 1000/5 Рег. № 32825-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	RTU-325 Рег. № 37288-08
2.2	активная, реактивная	ПС 110 кВ «Магний», ввод 110 кВ ВЛ-110 кВ «Титан - Магний, цепь 2»	Альфа А1800 (А1802RL-P4G-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 КТ 0,2S 1000/5 Рег. № 32825-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	
2.3	активная, реактивная	ПС 110 кВ «Магний», ввод 110 кВ ВЛ-110 кВ «Титан - Магний, цепь 3»	Альфа А1800 (А1802RL-P4G-DW-4) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 КТ 0,2S 1000/5 Рег. № 32825-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	
БТЭЦ-2						
3.1	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 1	Альфа А2 (А2R1-3-L-C28-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	RTU-325 Рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.2	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 2	Альфа А2 (А2R1-3- L-C28-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	RTU-325 Рег. № 37288-08
3.3	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 3	Альфа А2 (А2R1-3- L-C28-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	
3.4	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 4	Альфа А2 (А2R1-3- L-C28-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОФ КТ 0,5 750/5 Рег. № 518-50	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	
3.5	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 10	Альфа А2 (А2R1-3- L-C28-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.6	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 11	Альфа (A1R-3-0L- C24-T+) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	RTU-325 Рег. № 37288-08
3.7	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 12	Альфа А2 (A2R1-3- L-C28-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	
3.8	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 14	Альфа А2 (A2R1-3- L-C28-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	
3.9	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 16	Альфа А2 (A2R1-3- L-C28-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОФ КТ 0,5 750/5 Рег. № 518-50	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.10	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 17	Альфа А2 (А2R1-3- L-C28-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОФ КТ 0,5 750/5 Рег. № 518-50	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	RTU-325 Рег. № 37288-08
3.11	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. № 19	Альфа А2 (А2R1-3-L-C24-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОФ КТ 0,5 1000/5 Рег. № 518-50	НОМ-10 КТ 0,5 10000/100 Рег. № 363-49	
3.12	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 27	Альфа А2 (А2R1-3-L-C24-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	
3.13	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 28	Альфа (А1R-3-0L-C24-Т+) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	
3.14	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 29	Альфа А2 (А2R1-3-L-C24-Т) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3.15	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 30	Альфа (A1R-3-0L-C24-T+) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	RTU-325 Рег. № 37288-08
3.16	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 34	Альфа А2 (A2R1-3-L-C24-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	
3.17	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. № 35	Альфа А2 (A2R1-3-L-C24-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	
3.18	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 1	Альфа А2 (A2R1-3-L-C24-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	

1	2	3	4	5	6	7
3.19	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 4	Альфа (A1R-3-0L-C24-T+) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 14555-02	ТПОФ КТ 0,5 750/5 Рег. № 518-50	НАМИТ-10 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	RTU-325 Рег. № 37288-08
3.20	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 16	Альфа A2 (A2R1-3-L-C24-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПОФ КТ 0,5 750/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	
3.21	активная, реактивная	БТЭЦ-2; ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 19	Альфа A2 (A2R1-3-L-C24-T) КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27428-09	ТПШФ КТ 0,5 2000/5 Рег. № 519-50	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ АВИСМА не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ АВИСМА порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ АВИСМА как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Классы точности счетчиков электрической энергии при измерении: - активной энергии - реактивной энергии	0,2S 0,5
Классы точности измерительных трансформаторов тока	0,2S; 0,5
Классы точности измерительных трансформаторов напряжения	0,2; 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени при работающей СОЕВ, с	± 5
Относительная погрешность, %, при измерениях электрической энергии и средней мощности: - при измерении активной энергии - при измерении реактивной энергии	$\pm 1,1$ $\pm 1,1$
Примечания: 1 В качестве характеристик относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности указаны доверительные границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$. 2 Представленное значение относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности получено расчетным путем на основании составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации счетчиков - нормальные, измеряемые ток и напряжение равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерения от нормальных, предел допускаемой полной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 29-263-2011 с Изменениями № 1, № 2.	

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	26
Интервал задания тарифных зон, мин	30
Условия эксплуатации: - стандартная сеть переменного тока: - напряжение электропитания, В - частота, Гц	220 50
- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков - температура окружающей среды для УСПД и АРМ, °С	в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства от +15 до +35
Мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ АВИСМА, Вт, не более	50
Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ АВИСМА: - средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии, ч, не менее - средний срок службы счетчика электрической энергии, лет, не менее - средняя наработка на отказ УСПД, ч - срок службы УСПД, лет, не менее	50000 30 35000 30

Знак утверждения типа наносится

типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ АВИСМА.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ АВИСМА представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ АВИСМА

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТАТ	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	9 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	12 шт.
Трансформатор тока	ТПШФ	18 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	VTA	3 шт.
Трансформатор напряжения	TVBs245	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	9 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии	A1802RLXQ-P4GB-DW-4	2 шт.
Счетчик электрической энергии	A1802RL-P4G-DW-4	3 шт.
Счетчик электрической энергии	A2R1-3-L-C28-T	9 шт.
Счетчик электрической энергии	A2R1-3-L-C24-T	8 шт.
Счетчик электрической энергии	A1R-3-0L-C24-T+	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных с приемником GPS	RTU-325	1 шт.
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Формуляр АИИС КУЭ АВИСМА	ИРЦС.411711.006.ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ АВИСМА	ИРЦС.411711.006.РЭ	1 экз.
Паспорт - формуляр АИИС КУЭ АВИСМА	ТЭНС.411711.017.ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ АВИСМА	ТЭНС.411711.017.РЭ	1 экз.
Методика поверки с Изменениями № 1, № 2	-	1 экз.
Примечания: 1 Состав технической документации АИИС КУЭ АВИСМА согласно Формуляру ИРЦС.411711.006.ФО и Паспорту – формуляру ТЭНС.411711.017.ФО. 2 Документы ТЭНС.411711.017.ФО и ТЭНС.411711.017.РЭ являются дополнениями к документам ИРЦС.411711.006.ФО и ИРЦС.411711.006.РЭ соответственно.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе «Метод измерений» ИРЦС.411711.006.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергосервис»
(ООО «Трансэнергосервис»)
ИНН 6315565301

Адрес: 443068, г. Самара, ул. Ново-Садовая, д.106, корп. 155, эт. 1

Телефон (факс): +7 (846) 372-27-10, +7 (846) 372-28-08, +7 (846) 372-28-97

E-mail: info@tes-samara.ru

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал
ФГУП «Всероссийского научно-исследовательского института метрологии
имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» февраля 2023 г. № 269

Регистрационный № 77344-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы промышленные многопараметрические АКВАТОС

Назначение средства измерений

Анализаторы промышленные многопараметрические АКВАТОС (далее – анализаторы) предназначены для определения состава природных, питьевых, промышленных и сточных вод: измерения массовой концентрации общего азота, алюминия, аммония, бария, БПК, гидразина, железа, калия, марганца, меди, монохлорамина, натрия, нефтепродуктов, никеля, нитратов, нитритов, общего органического углерода, общего углерода, свинца, серебра, силикатов, сульфатов, сульфидов, фенола, формальдегида, фосфатов, фосфора общего, фторидов, хлора общего (активного), хлоридов, ХПК, хрома (6+), цианидов, цинка, этиленгликоля, кадмия, кальция, фенольного индекса, анионных ПАВ, а также жесткости и цветности.

Описание средства измерений

Принцип работы анализатора основан на потенциометрическом методе (для определения натрия, калия, бария, свинца, серебра, кадмия, кальция, анионных ПАВ, сульфидов и фторидов), на методе УФ-поглощения (для определения нитратов, цветности, ХПК и БПК); УФ-флуоресценции (для определения нефтепродуктов полиароматические углеводороды), инфракрасного (далее – ИК) поглощения (для определения общего органического углерода (ООУ) и общего углерода (ОУ)) и колориметрическом методе анализа (для определения остальных параметров).

При колориметрическом определении к аликвоте исследуемой пробы добавляется один или несколько реагентов, с которыми определяемое вещество образует окрашенное соединение. Произведение измеренного при определенной длине волны значения оптической плотности (за вычетом холостого значения) и предварительно установленной величины калибровочного коэффициента дают значение содержания определяемой примеси или интересующего параметра.

Потенциометрический метод основан на измерении зависимости потенциала электрода (при измерении с ионоселективным электродом) и на детектировании скачка потенциала и определении точки перегиба на соответствующей длине волны (при измерении с фототродом).

Измерение методом УФ-поглощения основано на абсорбции специфических длин волн (220 нм для связей N-O и 254 нм для ароматических углеводородов) ультрафиолетового спектра хромофорами, содержащимися в определяемых примесях. Сравнение с интенсивностью поглощения при другой длине волны в ячейке сравнения (270 нм для N-O и 590 нм для ароматических углеводородов) и использование закона Ламберта-Бера позволяет определить концентрацию примеси или интересующий параметр.

Принцип УФ-флуоресценции основан на возбуждении молекул углеводородов специфической длиной волны и измерении эмиссии света, детектируемой фотоумножителем.

Измерение с применением метода ИК поглощения основано на окислении углеродсодержащих соединений в воде с последующим детектированием образовавшегося диоксида углерода на ИК детекторе.

Конструктивно анализаторы выполнены в едином корпусе или смонтированы на единой панели и включают: блок подготовки пробы, измерительный блок с контроллером, механической и гидравлической системами, блок сброса продуктов реакции. Анализатор оснащен сенсорным экраном и клавиатурой или, опционально, жидкокристаллическим экраном для проведения градуировки, измерений и выдачи полученных результатов.

Анализаторы выпускаются четырех моделей, отличающихся методом измерения и количеством измеряемых параметров: АКВАТОС-К (колориметрический метод измерения), АКВАТОС-УФ (метод измерения УФ-поглощение / УФ-флуоресценция), АКВАТОС-УИК (метод измерения ИК-поглощение), АКВАТОС-Т (метод измерения потенциометрия).

Анализаторы АКВАТОС предназначены для проведения непрерывных измерений с программируемым циклом измерения без участия оператора. Анализаторы оснащены устройствами автоматического отбора анализируемой среды.

По дополнительному заказу могут быть поставлены системы подготовки пробы, включающие разбавление, фильтрацию и/или термостатирование.

На верхней панели анализаторов расположены вводы для подключения электроэнергии и сигнальные вводы/выводы. На боковых и на нижней панелях расположены порты для подачи пробы, воды для опционального разбавления, для реагентов (если применяются) и слива пробы.

На дисплее анализаторов отображается текущая информация: условия и режимы измерений, результаты измерений и обработки данных в целях мониторинга.

Маркировочная табличка с серийным номером, наименованием анализатора, выполнена из алюминия и расположена на боковой поверхности анализатора. Вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1, общий вид анализаторов – на рисунках 2 и 3. Серийный номер анализатора имеет цифровой формат и нанесен термопечатью.



ТОС Технологии
Решения для анализа жидких сред

ООО "ТОС Технологии", Россия
121248, г. Москва,
Кутузовский пр-т, д. 12, стр. 6
+7 (499) 707-09-19
info@toc-tehr.ru | www.toc-tehr.ru



Анализатор АКВАТОС-УФ254-3-L

ОСС.31.005.A № 76321
EAЭС N RU Д-РУ.А/187.В.00116/19



Серийный номер	221705	
Дата изготовления	11.2020	
Стандартное рабочее давление	атмосферное	
Подача образца на резервуар с быстрой петлей и датчиком УФ-излучения	500	мл/мин
Частота сканирования	от 1 мин до 4 часов	
Дисплей	4,5"	
Температура эксплуатации	+5 ... +45	°C
Степень защиты оболочки	IP54	не менее
Масса анализатора	20	кг
Параметры электропитания	230 В, 50/60 Гц, 80 Вт	

Сделано в России

Рисунок 1 – Пример маркировочной таблички анализаторов АКВАТОС



а)



б)



в)



г)

Общий вид анализаторов АКВАТОС-К (а, б, в), АКВАТОС-УИК (г)



д)



е)



ж)

Общий вид анализаторов АКВАТОС-УФ (д, е), АКВАТОС-Т (ж)

Рисунок 2 – Общий вид анализаторов АКВАТОС



а) АКВАТОС-К, АКВАТОС-УФ,
АКВАТОС-Т



б) АКВАТОС-УИК

Рисунок 3 – Общий вид анализаторов АКВАТОС, выпускаемых до сентября 2022 г.

Нанесение знака поверки и пломбировка анализаторов не предусмотрены.

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением, позволяющим осуществлять контроль процесса измерений, сохранять результаты измерений, проводить их статистическую обработку и архивирование.

Программное обеспечение анализатора заложено в контроллере и защищено от доступа и изменения. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение для модели		
	АКВАТОС-К/-Т	АКВАТОС-УИК	АКВАТОС-УФ
Идентификационное наименование	-	-	-
Номер версии ПО, не ниже	200416	27092016iP	1.15
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-

Конструкция анализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Измеряемый параметр	Диапазоны измерений массовой концентрации, мг/дм ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений*, мг/дм ³
Азот общий	от 0,1 до 5 включ.	$\pm(0,02+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 1000 включ.	$\pm(0,35+0,15 \cdot C)$
Алюминий	от 0,03 до 0,5 включ.	$\pm(0,006+0,15 \cdot C)$
	св. 0,5 до 20 включ.	$\pm(0,05+0,1 \cdot C)$
Аммоний	от 0,01 до 20 включ.	$\pm(0,002+0,1 \cdot C)$
	св. 20 до 500 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Барий	от 0,01 до 100 включ.	$\pm(0,002+0,2 \cdot C)$
БПК	от 0,05 до 100 включ.	$\pm(0,01+0,2 \cdot C)$
Гидразин	от 0,005 до 0,5 включ.	$\pm(0,001+0,2 \cdot C)$
	св. 0,5 до 20 включ.	$\pm(0,05+0,15 \cdot C)$
Железо	от 0,01 до 0,5 включ.	$\pm(0,002+0,2 \cdot C)$
	св. 0,5 до 10 включ.	$\pm(0,05+0,1 \cdot C)$
	св. 10 до 200 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Жесткость	от 0,02 до 1 включ.	$\pm(0,004+0,15 \cdot C)$
	св. 1 до 500 включ.	$\pm(0,2+0,1 \cdot C)$
Калий	от 0,04 до 10 включ.	$\pm(0,008+0,15 \cdot C)$
	от 10 до 1000 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Марганец	от 0,01 до 1 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	св. 1 до 40 включ.	$\pm(0,4+0,1 \cdot C)$
Медь	от 0,05 до 3 включ.	$\pm(0,01+0,2 \cdot C)$
	св. 3 до 120 включ.	$\pm(0,05+0,1 \cdot C)$
Монохлорамин	от 0,01 до 5 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 200 включ.	$\pm(0,1+0,1 \cdot C)$
Натрий	от 0,01 до 1 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	от 1 до 10 включ.	$\pm(0,1+0,1 \cdot C)$
Нефть (нефтепродукты)	от 0,001 до 1 включ.	$\pm(0,0005+0,15 \cdot C)$
	от 1 до 30 включ.	$\pm(0,1+0,1 \cdot C)$
	св. 30 до 1000 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Никель	от 0,01 до 5 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 200 включ.	$\pm(0,4+0,1 \cdot C)$
Нитраты	от 0,02 до 10 включ.	$\pm(0,005+0,15 \cdot C)$
	св. 10 до 1000 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Нитриты	от 0,01 до 5 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 125 включ.	$\pm(0,15+0,1 \cdot C)$

продолжение таблицы 2

Измеряемый параметр	Диапазоны измерений массовой концентрации, мг/дм ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации *, мг/дм ³
Общий органический углерод	от 0,06 до 410 включ.	$\pm(0,01+0,2 \cdot C)$
	св. 410 до 16000 включ.	$\pm(1+0,15 \cdot C)$
Общий углерод	от 0,2 до 500 включ.	$\pm(0,05+0,2 \cdot C)$
	св. 500 до 20000 включ.	$\pm(1+0,15 \cdot C)$
Свинец	от 0,005 до 0,15 включ.	$\pm(0,001+0,20 \cdot C)$
	св. 0,15 до 2 включ.	$\pm(0,06+0,15 \cdot C)$
	св. 2 до 20 включ.	$\pm(0,12+0,1 \cdot C)$
Серебро	от 0,01 до 10 включ.	$\pm(0,005+0,20 \cdot C)$
	от 10 до 1000 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Силикаты	от 0,005 до 5 включ.	$\pm(0,0001+0,20 \cdot C)$
	св. 5 до 150 включ.	$\pm(0,5+0,15 \cdot C)$
Сульфаты	от 0,5 до 10 включ.	$\pm(0,05+0,15 \cdot C)$
	от 10 до 1000 включ.	$\pm(1+0,1 \cdot C)$
Сульфиды	от 0,02 до 500 включ.	$\pm(0,01+0,15 \cdot C)$
Фенол	от 0,005 до 5 включ.	$\pm(0,001+0,2 \cdot C)$
	св. 5 до 200 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Формальдегид	от 0,001 до 2 включ.	$\pm(0,0005+0,15 \cdot C)$
	св. 2 до 80 включ.	$\pm(0,2+0,1 \cdot C)$
Фосфаты	от 0,01 до 5 включ.	$\pm(0,003+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 500 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Фосфор общий	от 0,001 до 1 включ.	$\pm(0,0003+0,15 \cdot C)$
	от 1 до 20 включ.	$\pm(0,1+0,1 \cdot C)$
	св. 20 до 400 включ.	$\pm(1+0,1 \cdot C)$
Фториды	от 0,02 до 50 включ.	$\pm(0,005+0,1 \cdot C)$
	св. 50 до 500 включ.	$\pm(2+0,1 \cdot C)$
Хлор общий (активный)	от 0,01 до 5 включ.	$\pm(0,002+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 200 включ.	$\pm(0,1+0,1 \cdot C)$
Хлориды	от 0,2 до 100 включ.	$\pm(0,05+0,15 \cdot C)$
	св. 100 до 1000 включ.	$\pm(1+0,1 \cdot C)$
ХПК	от 0,15 до 1000 включ.	$\pm(0,03+0,2 \cdot C)$
	св. 1000 до 10000 включ.	$\pm(1+0,1 \cdot C)$
Хром (6+)	от 0,005 до 1 включ.	$\pm(0,001+0,2 \cdot C)$
	св. 1 до 40 включ.	$\pm(0,2+0,15 \cdot C)$
Цветность**	от 0,5 до 50 включ.	$\pm(0,1+0,2 \cdot C)$
	св. 50 до 5000 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Цианиды	от 0,002 до 0,2 включ.	$\pm(0,0005+0,2 \cdot C)$
	св. 0,2 до 15 включ.	$\pm(0,06+0,15 \cdot C)$
Цинк	от 0,01 до 2,5 включ.	$\pm(0,002+0,1 \cdot C)$
	св. 2,5 до 100 включ.	$\pm(0,3+0,1 \cdot C)$
Этиленгликоль	от 0,5 до 10 включ.	$\pm(0,05+0,15 \cdot C)$
	св. 10 до 100 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$

продолжение таблицы 2

Измеряемый параметр	Диапазоны измерений массовой концентрации, мг/дм ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации *, мг/дм ³
Кадмий	от 0,005 до 0,5 включ.	$\pm(0,003+0,25 \cdot C)$
Кальций	от 0,2 до 5 включ.	$\pm(0,02+0,15 \cdot C)$
	св. 5 до 200 включ.	$\pm(0,5+0,1 \cdot C)$
Фенольный индекс	от 0,01 до 0,1 включ.	$\pm(0,003+0,25 \cdot C)$
	св. 0,1 до 1,0 включ.	$\pm(0,005+0,15 \cdot C)$
Анионные ПАВ	от 0,1 до 3 включ.	$\pm(0,015+0,21 \cdot C)$
*С – измеренное значение массовой концентрации параметра ** – единица измерения цветности: градусы цветности		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики для модели		
	АКВАТОС-К, АКВАТОС-УФ	АКВАТОС-УИК	АКВАТОС-Т
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +5 до +45 80		
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - длина	1400 610 420	1400 760 510	910 460 300
Масса, кг, не более	75	80	75
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 115 до 230 50/60		
Потребляемая мощность, В·А, не более	300		
Диапазоны показаний, мг/дм ³ : - БПК - Калий - Нитраты - Сульфаты - Фосфаты - Хлориды - ХПК - Цветность	от 0,05 до 12000 включ. от 0,04 до 32000 включ. от 0,02 до 2500 включ. от 0,5 до 5000 включ. от 0,01 до 1200 включ. от 0,2 до 5000 включ. от 0,15 до 40000 включ. от 0,5 до 20000 включ.		
Средний срок службы, лет	10		

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку анализатора термопечатью и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор в сборе	АКВАТОС	1 шт.
Комплект принадлежностей для монтажа	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Последовательность проведения анализа» Руководства по эксплуатации анализаторов.

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений средства измерений применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам промышленным многопараметрическим АКВАТОС

ТУ 26.51.53-002-17818360-2019 Анализаторы промышленные многопараметрические АКВАТОС. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТОС Технологии»
(ООО «ТОС Технологии»)
Адрес: 121248, г. Москва, Кутузовский пр-кт, д. 12, стр. 6
ИНН 7730190396
Телефон / факс 8(499) 707-09-19
E-mail info@toc-teh.ru
Web-сайт: <http://ecohimpribor.ru/>

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Телефон (факс): (343) 350-26-18, (343) 350-20-39
Web-сайт: <http://www.uniim.ru/>
E-mail: uniim@uniim.ru
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.