



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.29.092.A № 45886

Срок действия до 26 марта 2017 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Системы измерительные блочно-модульные "Крон"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ЗАО "Аргоси", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **49371-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МЦКЛ.0034.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **26 марта 2012 г. № 173**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 003991

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные блочно-модульные «Крон»

Назначение средства измерений

Системы измерительные блочно-модульные «Крон» (далее – системы) предназначены для:

- автоматизированных измерений массы сырой нефти и вычислений массы нетто сырой нефти, измерений параметров сырой нефти, отображения и регистрации результатов измерений, а также для отбора проб нефти на этапах сбора и транспортировки нефти;
- непрерывных или дискретных измерений массы сепарированной нефти сырой необработанной (далее - сырая нефть), массы сепарированной нефти обезвоженной (далее - нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее - нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, нефти и среднего объемного расхода газа, добываемых из нефтяных скважин.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью массовых счетчиков-расходомеров.

При использовании системы в качестве системы измерений количества и параметров нефти сырой (далее - СИКНС) рабочая среда поступает непосредственно в измерительную линию сырой нефти в обход сепаратора. Выходные сигналы измерительных преобразователей передаются на соответствующие выходы контроллера измерительного, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти в соответствии с заданным алгоритмом (заложенным в его программное обеспечение) и индицирует полученную информацию на дисплее, а также выдает ее на интерфейсные выходы согласно протоколу обмена.

При использовании системы в качестве измерительной установки для измерений параметров продукции нефтяных и газоконденсатных скважин (далее - ИУ), рабочая среда предварительно разделяется сепаратором, входящим в состав системы, на жидкую (сырая нефть) и газовую (нефтяной газ) фазы. Система обеспечивает либо попеременное наполнение и опорожнение сепаратора (далее - ЕС) жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в ЕС постоянного уровня. После сепарирования продукция скважин попадает в измерительные линии, при этом средства измерения (СИ) входящие в состав измерительных линий, производят измерения параметров сепарированной продукции скважин и передают измеренные значения в контроллер измерительный, который обрабатывает полученную информацию в соответствии с заданными алгоритмами (заложенными в его программное обеспечение) и индицирует полученную информацию на дисплее, а также выдает ее на интерфейсные выходы согласно протоколу обмена.

Система обеспечивает:

- прямые измерения массового расхода и массы сырой нефти;
- косвенные измерения объемного расхода и объема нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к стандартным условиям;
- прямые или косвенные измерения объемной доли воды в сырой нефти;
- косвенные измерения массового расхода и массы нефти.

В состав системы входят один или несколько блоков технологических (БТ) и блок автоматики (БА). Блоки могут быть установлены на колесную базу для их транспортировки по дорогам общего пользования.

БТ включает в себя:

- одну или несколько измерительных линий сырой нефти;
- измерительную линию нефтяного газа;
- технологическое оборудование: ЕС, устройство распределительное (при наличии), систему регулирования уровня жидкости в ЕС, и трубопроводную обвязку.

В установках с несколькими БТ один из блоков может включать в себя только технологическое оборудование, необходимое для работы системы. При этом для измерений используются измерительные линии, расположенные в другом ТБ.

Измерительные линии сырой нефти, в которых производятся измерения:

- массы сырой нефти - счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion, модификации F, CMF (номер в Госреестре СИ РФ 45115-10), или расходомерами массовыми Promass (номер в Госреестре СИ РФ 15201-07), или счетчиками-расходомерами массовыми кориолисовыми ROTAMASS, модификации RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR, модели 30-39 (номер в Госреестре СИ РФ 27054-09);

- содержания воды – влагомером сырой нефти ВСН-АТ (номер в Госреестре СИ РФ 42678-09) или влагомером сырой нефти ВСН-2 (номер в Госреестре СИ РФ 24604-07);

- температуры и давления сырой нефти.

Измерительная линия газовой фазы продукции скважин, в которой производятся измерения:

- массового расхода и массы нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации – счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion модификации F, CMF (номер в Госреестре СИ РФ 45115-10), или расходомерами массовыми Promass (номер в Госреестре СИ РФ 15201-07), или счетчиками-расходомерами массовыми кориолисовыми ROTAMASS, модификации RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR, модели 30-39 (номер в Госреестре СИ РФ 27054-09);

- температуры и давления нефтяного газа.

В БА размещают контроллер измерительный АТ-8000 (номер в Госреестре СИ РФ 42676-09) или контроллер измерительный R-АТ-ММ (номер в Госреестре СИ РФ 43692-10), вторичные измерительные преобразователи СИ (при наличии), клеммные колодки и силовой шкаф для питания контроллера, СИ, систем отопления, освещения, вентиляции и сигнализации.

В системе предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации, ведение журналов действий пользователя). Схемы пломбировки СИ в составе системы соответствуют МИ 3002-2006.

Обозначение системы при заказе:

МБИС «Крон»	-40	-8	-400	-6000
1	2	3	4	5

1 – наименование;

2 – максимальное рабочее давление, кгс/см²;

3 – количество входов для подключения к скважинам;

4 – максимальный массовый расход жидкости по каждой измеряемой скважине, т/сут;

5 – максимальный массовый расход нефти в режиме СИКНС, т/сут.

Общий вид системы и общий вид блока показан на фотографиях 1 – 2.



Фото 1 – Общий вид системы



Фото 2 - Общий вид блока

Программное обеспечение

Обработка сигналов контроллером измерительной системы R-AT-MM или AT-8000, выполняется с помощью программного обеспечения (ПО) «Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО (алгоритма)	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM	DebitCalc	V0.1	3a0442256a3abe0f64a7c4e927160bd3	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Массовый расход жидкости, т/сут. от 4 до 6000

Объемный расход газа в нормальных условиях, м³/сут. от 5 до 1000000

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы сырой нефти в зависимости от содержания воды в сырой нефти в режиме работы системы в качестве СИКНС указаны в таблице 2.

Таблица 2

Содержание воды в сырой нефти, объемная доля	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
От 0 до 5%	± 0,35
От 5 до 10%	± 0,4
От 10 до 20%	± 1,5
От 20 до 50%	± 2,5
От 50 до 70%	± 5,0
От 70 до 85%	± 15,0

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений в режиме работы системы в качестве ИУ для измерений параметров продукции нефтяных и газоконденсатных скважин, %:

- массового расхода сырой нефти ± 2,5

- массового расхода и массы сырой нефти без учёта воды

при содержании воды в сырой нефти (в объёмных долях):

- до 70 % ± 6,0

- св. 70 % до 95 % ± 15

- св. 95 % до 98% в соответствии с методикой измерений

- объёма и объёмного расхода свободного нефтяного газа ± 5

Количество входов для подключения скважин от 1 до 14

Рабочая среда – нефть сырая или продукция скважин с параметрами:

- избыточное рабочее давление, МПа от 0,2 до 16,0

- температура, °С от 0 до плюс 100

- кинематическая вязкость жидкости в рабочих условиях, сСт, не более 5000

- кинематическая вязкость жидкости при температуре 20 °С, сСт, не более 1000

- плотность жидкости, кг/м³ от 680 до 1200

Обводнённость сырой нефти, %, не более 98

Условия эксплуатации:	
- диапазон относительной влажности окружающей среды, %	от 30 до 90
- диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 45 до плюс 60
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	100
Напряжение электропитания, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃
Частота напряжения электропитания, Гц	50 ± 1
Габаритные размеры БТ, мм	12000 x 2500 x 2900
Габаритные размеры БА, мм	3000 x 2500 x 2900
Масса БТ, кг	20 000
Масса БА, кг	3 000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на металлическую маркировочную табличку, крепящуюся снаружи БТ, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах эксплуатационных документов.

Комплектность средства измерений

1 Система измерительная «Крон»	1 шт.
2 ЗИП	1 компл.
3 Эксплуатационная документация	1 компл.
4 Методика поверки МЦКЛ.0034.МП	1 экз.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Системы измерительные блочно-модульные «Крон». Методика поверки». МЦКЛ.0034.МП, утвержденному ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 22.12.2011 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная СР, СР-М фирмы "Emerson Process Management / Daniel Measurement and Control Inc.", США, номер в Госреестре СИ РФ 27778-09, вместимость измерительного участка от 0,020 до 0,650 м³, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка ± 0,05%;

- установка поверочная влагомерная R-AT-MM/VL для поверки преобразователей влагосодержания нефти, номер в Госреестре СИ РФ 42952-09, диапазон воспроизведения объёмной доли воды 0...100%, пределы абсолютной погрешности воспроизведения объёмной доли воды в поверочной жидкости не более ± 0,1;

- другие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Системы измерительные блочно-модульные «Крон» АРГ-0350.723.1723.11 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам измерительным блочно-модульным «Крон»

1 ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2 ГОСТ 8.510-2002. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.

3 ТУ 3667-005-97304994-2012 «Системы измерительные блочно-модульные «Крон». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

ЗАО «Агроси», г. Москва.

Адрес: 115054, Москва, Стремянный пер., д. 38

тел. (495) 544-11-35, факс 544-11-36

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ЗАО КИП «МЦЭ»

Адрес: 125424 г. Москва, Волоколамское шоссе, 88, стр. 8

тел: (495) 491 78 12, (495) 491 86 55

e-mail: sittek@mail.ru, kip-mce@nm.ru

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Госреестре СИ РФ № 30092-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п

«___»_____2012 г.