

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Системы измерительные блочно-модульные «Крон»

#### Назначение средства измерений

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

- непрерывных или дискретных измерений массового расхода и массы сепарированной нефти сырой необработанной (далее - сырая нефть), вычислений массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти и среднего объемного расхода газа, добываемых из нефтяных и газоконденсатных скважин;

- автоматизированных измерений массового расхода и массы сырой нефти, ее параметров (давление, температура, содержание воды), определения (вычисления) массы нетто сырой нефти, отображения и регистрации результатов измерений, а также для отбора проб нефти на этапах сбора и транспортировки сырой нефти.

#### Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на автоматических измерениях количественных (массового расхода и массы сырой нефти, массового расхода и массы свободного нефтяного газа) и качественных (температура, давление сырой нефти и свободного нефтяного газа, а также содержание воды в сырой нефти) параметров продукции нефтяных и газоконденсатных скважин.

Система состоит из одного или нескольких блоков технологических (БТ) и блока автоматики (БА).

БТ предназначен для размещения и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерений (СИ). БТ включает в себя:

- одну или несколько измерительных линий (ИЛ) сырой нефти, в которых производятся измерения:

- массового расхода и массы сырой нефти - счетчиками-расходомерами массовыми СКАТ (Госреестр № 60937-15), или счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion, модификации F, CMF (Госреестр № 45115-16), или расходомерами массовыми Promass (Госреестр № 15201-11), или расходомерами массовыми Promass 100 и 200 (Госреестр № 57484-14), или счетчиками-расходомерами массовыми кориолисовыми ROTAMASS, модификации RCCS, RCCT (Госреестр № 27054-14);

- содержания воды - влагомером поточным ВСН-АТ (Госреестр № 62863-15) или влагомером сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-12);

- температуры и давления сырой нефти.

- Одну ИЛ свободного нефтяного газа, в которой производятся измерения:

- массового расхода и массы свободного нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации - счетчиками-расходомерами массовыми СКАТ (Госреестр № 60937-15), или счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion, модификации F, CMF (Госреестр № 45115-16), или расходомерами массовыми Promass (Госреестр № 15201-11), или расходомерами массовыми Promass 100 и 200 (Госреестр № 57484-14), или счетчиками-расходомерами массовыми кориолисовыми ROTAMASS, модификации RCCS, RCCT (Госреестр № 27054-14);

- температуры и давления сырой нефти.

- Технологическое оборудование:

- сепаратор (далее - ЕС), служащий для отделения газа (свободный нефтяной газ) от жидкости (водонефтяной смеси с остаточным содержанием растворенного нефтяного газа);

устройство распределительное (далее - УР), служащее для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к ЕС, а остальных - к выходному коллектору переключателем скважин многоходовым (далее - ПСМ);

трубопроводная обвязка, служащая для соединения выходов ЕС по газу и жидкости с выходным коллектором, а входа ЕС - с УР;

система регулирования уровня жидкости в ЕС, служащая для управления процессом накопления жидкости в ЕС и его опорожнения, а также для управления перепадом давления между ЕС и коллектором в зависимости от высоты уровня жидкости в ЕС.

В системах 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 БТ.

БА предназначен для размещения и обеспечения условий нормальной работы следующего оборудования:

- контроллера измерительного R-AT-MM (Госреестр № 61017-15) или контроллера измерительного AT-8000 (Госреестр № 61018-15), предназначенного для сбора и обработки информации, получаемой от СИ, а также для управления системой регулирования уровня жидкости в ЕС и устройством распределительным, а также для архивирования, индикации и передачи информации на верхний уровень;

- шкафа силового для питания измерительных компонентов системы, систем отопления, освещения, вентиляции и сигнализации;

- вторичных измерительных преобразователей СИ, размещенных в БТ (при наличии);

- клеммных колодок.

Блоки могут быть установлены на колесную базу для их транспортировки по дорогам общего пользования.

При использовании системы в качестве системы измерений количества и параметров нефти сырой (далее - СИКНС) измеряемая среда поступает непосредственно в ИЛ сырой нефти в обход сепаратора, где происходит измерение массового расхода, массы, температуры, давления сырой нефти и содержания воды в ней. Выходные сигналы от СИ, входящих в состав ИЛ сырой нефти, передаются на соответствующие входы контроллера измерительного, который измеряет и/или преобразует их, далее вычисляет массу нетто сырой 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) измеряемая среда предварительно разделяется ЕС на жидкую (нефть сырая без остаточного содержания растворенного нефтяного газа, далее - жидкость) и газовую (свободный нефтяной газ) фазы. Система обеспечивает либо попеременное наполнение и опорожнение ЕС жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в ЕС постоянного уровня. После сепарирования жидкая фаза измеряемой среды попадает в ИЛ сырой нефти, а газовая фаза измеряемой среды - в ИЛ свободного нефтяного газа. При этом СИ, входящие в состав каждой ИЛ, производят измерения количественных и качественных 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 давления, температуры, массового расхода и массы сырой нефти;

- прямые измерения давления, температуры массового расхода и массы свободного нефтяного газа;

- прямые или косвенные измерения объемной доли воды в сырой нефти, в зависимости от применяемого влагомера;

- косвенные измерения (вычисление) массы нетто сырой нефти (режим - СИКНС);

- косвенные измерения (вычисления) объема нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к стандартным условиям (режим - ИУ);

- косвенные измерения (вычисление) массы сырой нефти без учета воды (режим - ИУ).

Измерительный контроллер размещается в отдельном шкафу. Для ограничения доступа, шкаф запирается на ключ.

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).

Обозначение системы при заказе:

МБИС «Крон» -  $\frac{40}{2}$  -  $\frac{8}{3}$  -  $\frac{400}{4}$  -  $\frac{6000}{5}$

1 - наименование;

2 - максимальное рабочее избыточное давление, кгс/см<sup>2</sup>

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



Рисунок 1 - БТ (внутренний вид)



Рисунок 2 - БТ (внешний вид)

### Программное обеспечение

Системы имеют встроенное программное обеспечение (ПО) - «Система измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ», которое установлено в энергонезависимую память контроллера измерительного (R-AT-ММ или AT-8000) при изготовлении, в процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Идентификационные данные ПО систем приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения (ПО)	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ
Идентификационное наименование ПО	DebitCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V0.1 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом применения ПО.

Конструкция контроллеров обеспечивает полное ограничение доступа к метрологической части ПО и измерительной информации. Уровень защиты ПО систем от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут от 4 до 6 000

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, м<sup>3</sup>/сут от 5 до 1 000 000  
(приведенного к стандартным условиям)

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

- массового расхода и массы сырой нефти ±2,5

- массы сырой нефти без учета воды

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

до 70 % ±6

от 70 % до 95 % ±15

свыше 95 % по методике (методу) измерений

- объемного расхода и объема свободного нефтяного газа

(приведенного к стандартным условиям) ±5

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) массы нетто сырой нефти в зависимости от содержания воды в сырой нефти в режиме работы системы в качестве СИКНС приведены 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

Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Измеряемая среда	продукция нефтяных и газоконденсатных скважин
Рабочие условия измерений (измеряемая среда):	
- избыточное рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	от 0,2 до 16 (от 2,04 до 163,2)
- температура, °С	от минус 10 до плюс 120
- плотность сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 680 до 1300
- максимальное значение газового фактора (приведенного к стандартным условиям), м <sup>3</sup> /т	от 10 до 25000
- обводненность сырой нефти, %, не более	98
Рабочие условия измерений (окружающая среда):	
- температура, °С	от минус 45 до плюс 60
- относительная влажность, %	от 30 до 90
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Напряжение питания, В	380 <sup>+38</sup> <sub>-57</sub> ; 220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub>
Частота напряжения электропитания, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	100
Габаритные размеры БТ, мм	12000 x 2500 x 2900
Габаритные размеры БК, мм	3000 x 2500 x 2900
Масса БТ, кг	20000
Масса БА, кг	3000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	80000
Средний срок службы, лет	10

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы типографским способом и на металлическую маркировочную табличку, закрепленную снаружи БТ, методом фотохимического травления или аппликацией.

### Комплектность средства измерений

1 Система измерительная блочно-модульная «Крон»	1 шт.
2 Эксплуатационная документация	1 компл.
3 Методика поверки МЦКЛ.0190.МП	1 экз.
4 Комплект ЗИП	1 компл.

### Поверка

осуществляется по документу МЦКЛ.0190.МП «Инструкция. ГСИ. Системы измерительные блочно-модульные «Крон». Методика поверки», утвержденному ЗАО КИП «МЦЭ» 24.03.2016 г.

Основные средства поверки:

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- установка поверочная УПР-АТ (Госреестр № 50508-12);

- другие эталонные и вспомогательные средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав установки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методики измерений указаны в документе «ГСИ. Методика (метод) измерений. Масса сырой нефти и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений с использованием систем измерительных блочно-модульных «Крон», МЦКЛ.0330.М-2016, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.311313/МИ-018-16 от 24.03.2016 г.

**Нормативные и технические 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 3667-034-95959685-2015 «Системы измерительные блочно-модульные «Крон» Технические условия»

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Аргоси Аналитика»  
(ООО «Аргоси Аналитика»)

ИНН 770260613

Адрес: 107113, Россия, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 6, корп. 1

Тел.: (495) 544-11-35, факс: (495) 544-11-36

E-mail: [moscow@argosy-tech.ru](mailto:moscow@argosy-tech.ru)

**Испытательный центр**

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие  
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

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

Тел: (495) 491 78 12, (495) 491 86 55

E-mail: [sittek@mail.ru](mailto:sittek@mail.ru), [kip-mce@nm.ru](mailto:kip-mce@nm.ru)

Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311313 от 01.05.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.