

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» - 40 - 8 - 400 - 6000
1 2 3 4 5

1 - наименование;

2 - максимальное рабочее избыточное 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



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, м³/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 ²)	от 0,2 до 16 (от 2,04 до 163,2)
- температура, °С	от минус 10 до плюс 120
- плотность сырой нефти, кг/м ³	от 680 до 1300
- максимальное значение газового фактора (приведенного к стандартным условиям), м ³ /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 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃
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

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, 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.