

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Сатурн-М»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Сатурн-М» (далее – установки) предназначены для непрерывных или дискретных измерений расходов и количества компонентов, полученных в результате сепарации продукции нефтяных скважин, а также индикации, архивирования, обработки и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005.

#### Описание средства измерений

В состав установки входят:

- блок технологический (далее – БТ);
- блок контроля и управления (далее – БК).

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерений (далее – СИ) установки.

В БТ размещены:

- сепаратор (далее – ЕС), служащий для отделения газа от жидкости (водонефтяной смеси);

- 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;

- система измерений количества жидкости и газа;

- СИ давления, температуры и гидростатического давления (при необходимости).

Система регулирования уровня жидкости в ЕС содержит:

- уровнемер (датчик гидростатического давления, поплавков и др.);

- запорную и запорно-регулирующую арматуру (клапаны, заслонки, регуляторы расхода и др.) в газовой (далее – РРГ) и в жидкостной (далее – РРЖ) линиях. Состояния РРГ и РРЖ определяются либо заданной высотой уровня жидкости в ЕС, либо перепадом давления между ЕС и коллектором.

Установка имеет измерительную линию сырой нефти и измерительную линию газовой фазы продукции скважин.

В измерительной линии сырой нефти 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 15201-11), 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 24604-12);

- температуры и давления сырой нефти.

В измерительной линии газовой фазы продукции скважин производятся измерения:  
- объёмного расхода и объёма 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 15201-11);

- температуры и давления нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации.

В качестве устройства обработки информации применяется устройство распределенного ввода-вывода Simatic ET200 (номер в Госреестре СИ РФ 22734-11), которое размещается в отдельном шкафу. Для ограничения доступа, шкаф запирается на ключ. Доступ к программному обеспечению устройства обработки защищен паролем. Устройство обработки информации обеспечивает обработку измерительной информации, получаемой от измерительных приборов, входящих в состав установки, формирование отчетов измерений, управление процессом измерений и передачу результатов измерений в компьютерную сеть.

В установке 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 установки в соответствии с МИ 3002-2006.

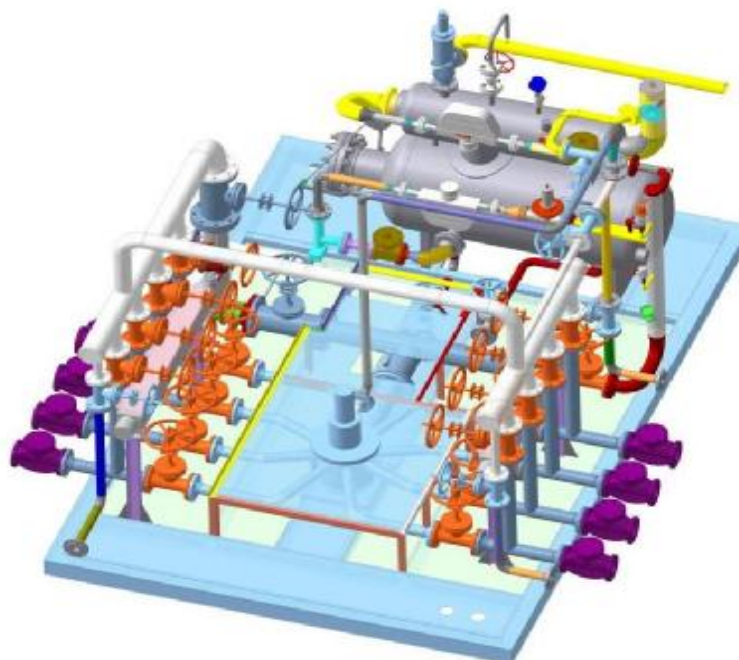


Рисунок 1 - 3D изображение оборудования БТ

Обозначение установки при заказе:

1	2	3	4
ИУ «Сатурн-М»	-4	-8	-400

1 – наименование;

2 – максимальное рабочее давление, МПа;

3 – количество входов для подключения к скважинам;

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

Дополнительно указываются тип и модификация используемого счетчика-расходомера массового.

## Программное обеспечение

Обработка сигналов устройством распределенного ввода-вывода Simatic ET200 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 C в соответствии с МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений объёмного расхода свободного газа (приведенного к стандартным условиям), м <sup>3</sup> /ч	от 6 до 130 000.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объёма газа (приведенного к стандартным условиям), %	±5.
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч	от 4 до 250.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы жидкости, %	±2,5.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объёмной доли воды в жидкости от 0 до 70 % включ., %	±6.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объёмной доли воды в жидкости св. 70 до 95 % включ., %	±15.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объёмной доли воды в жидкости св. 95 до 98 % включ., %	По методике измерений.
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Рабочая среда на входе установки– продукция нефтяных скважин с основными параметрами:	
- избыточное рабочее давление, МПа	от 0,2 до 16;
- температура, °С	от минус 5 до плюс 90;
- обводнённость сырой нефти, %, не более	98.
Условия эксплуатации:	
- диапазон относительной влажности окружающей, %	от 30 до 90;
- диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 60.
Напряжение питания от сети переменного тока с частотой питания (50±1) Гц, В	380 <sup>+38</sup> <sub>-57</sub> ; 220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> .
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	10.
Габаритные размеры (ширина, длина, высота), мм:	
- БТ	8160 x 3250 x 3400;
- БК	3140 x 3250 x 2640.

Масса, кг, не более:

- БТ  
- БК

15000;  
2500.

Средний срок службы, лет

10.

### **Знак утверждения типа**

наносят на титульные листы эксплуатационной документации установки типографским способом и на функциональные блоки установки в виде наклейки.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки установки входят:

- блок технологический	1 шт.
- блок контроля и управления	1 шт.
- комплект ЗИП	1 компл.
- эксплуатационная документация	1 компл.
- методика поверки	1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МЦКЛ.0111 МП «Установки измерительные «Сатурн-М». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 22.03.2013 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная УПР-АТ (номер в Госреестре СИ РФ 50508-12), массовый расход жидкости от 5 до 10000 т/сут, объёмный расход газа в нормальных условиях от 0 до 2000000 м<sup>3</sup>/сут, пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода жидкости  $\pm 0,15\%$ , пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объёма и объёмного расхода газа  $\pm 0,5\%$ ;

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

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

изложены в документах «Масса нефти сырой обезвоженной в продукции нефтяных скважин. Методика измерений с использованием установок измерительных «Сатурн», ФР.1.29.2010.07947, «Объём свободного попутного газа в продукции нефтяных скважин». Методика измерений с использованием установок измерительных «Сатурн», ФР.1.29.2010.07948 и в руководстве по эксплуатации «Установки измерительные «Сатурн». АРГ-0350.723.1723.12 РЭ.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Сатурн-М»**

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 объёма и массы жидкости».

3 ТУ 3667-002-97304994-2009. «Установки измерительные «Сатурн».

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

выполнение государственных учетных операций.

**Изготовитель**

ЗАО «Аргоси», 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»,  
аттестат аккредитации № 30092-10 от 30.09.2011 г.  
Адрес: 125424 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)

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.