

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Сатурн-Т»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Спутник-Т» (далее – установка) предназначены для 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 установки основан на автоматических измерениях параметров продукции нефтяных и газоконденсатных скважин (далее - скважин) путем ее предварительной сепарации – разделении на жидкую (сырая нефть) и газовую (нефтяной газ) фазы с помощью сепаратора, входящего в состав установки.

Установка обеспечивает для каждой подключенной на измерение скважины:

- косвенные измерения массового расхода и массы сырой нефти;
- прямые и/или косвенные измерения объемного расхода и объема 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.

При подаче на вход продукции нефтяной скважины (газожидкостной смеси) установка 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, 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.

Измерительная линия жидкой фазы продукции скважин, в которой производятся прямые измерения:

объема сырой нефти - счетчиком жидкости турбинным «ТОР» (номер в Госреестре СИ РФ 6965-03);

содержания воды - влагомером, модели влагомером, моделей ВСН-АТ (номер в Госреестре СИ РФ 42678-09) или ВСН-2 (номер в Госреестре СИ РФ 24604-07);

температуры и давления сырой нефти.

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

массового расхода и массы нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации –

СИ типов счетчики-расходомеры массовые Micro Motion моделей F, CMF (номер в Госреестре СИ РФ 45115-10), или расходомеры массовые «Promass» (номер в Госреестре СИ РФ 15201-07), или счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ROTAMASS», модификации RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR, модели 30-39 (номер в Госреестре СИ РФ 27054-09);

температуры и давления нефтяного газа.

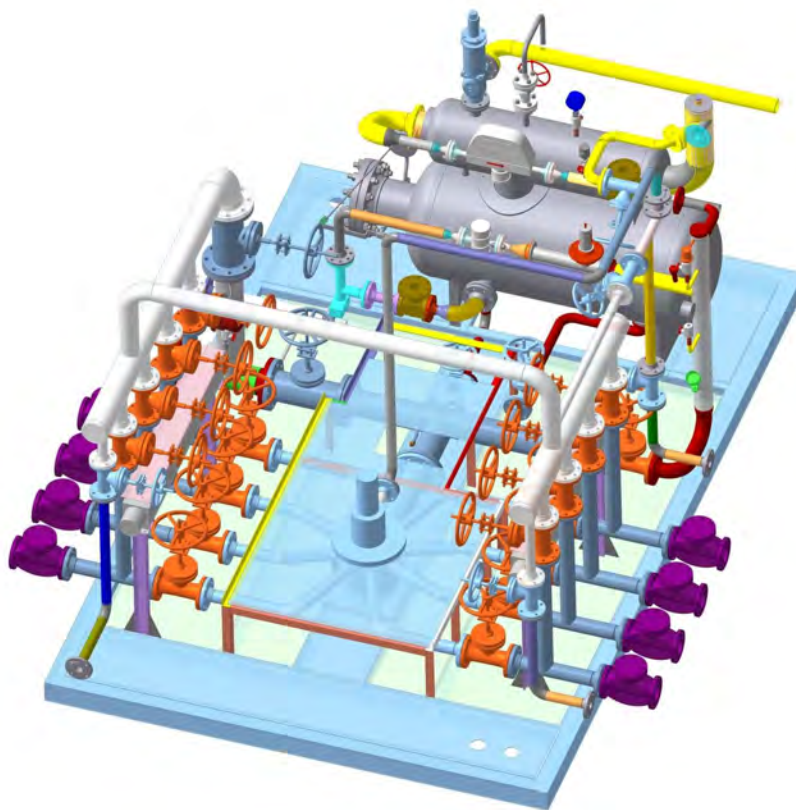
В состав установок входят блок технологический (БТ) и блок автоматики (БА).

Блок технологический включает в себя:

- измерительные линии жидкой и газовой фазы продукции скважин;
- технологическое оборудование: ЕС, систему регулирования уровня жидкости в ЕС, устройство распределительное и трубопроводную обвязку.

В блоке автоматики 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 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 соответствуют МИ 3002-2006.



3D изображение оборудования блока технологического

Обозначение установки при заказе:

|                    |           |            |           |             |
|--------------------|-----------|------------|-----------|-------------|
| <b>ИУ «Сатурн»</b> | <b>-Т</b> | <b>-40</b> | <b>-8</b> | <b>-400</b> |
| 1                  | 2         | 3          | 4         | 5           |

1 – наименование;

2 – счетчик ТОР в составе установки

3 – максимальное рабочее давление, кгс/см<sup>2</sup>;

4 – количество входов для подключения к скважинам;

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

## Программное обеспечение

Обработка сигналов контроллером измерительной системы R-AT-MM, 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                         | V0.2                        | 338810cd5f8d7d5f<br>df777e8cf8ce9714          | 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/сутки                                 | от 4 до 1500  |
| Объемный расход газа в нормальных условиях, м <sup>3</sup> /сутки | от 5 до 250000  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:       |   |
| - массы и массового расхода сырой нефти                           | ± 2,5   |
| - массы и массового расхода сырой нефти без учёта воды            |   |
| при содержании воды в сырой нефти (в объёмных долях):             |   |
| - до 70 %   | ± 6   |
| - от 70 % до 90 %   | ± 15  |
| - свыше 90 %  | в соответствии с методикой измерений                                  |
| - объёма и объёмного расхода свободного нефтяного газа            | ± 5   |
| Количество входов для подключения скважин                         | от 1 до 14  |
| Рабочая среда – продукция скважин с параметрами:                  |   |
| - избыточное рабочее давление, МПа                                | от 0,2 до 4,0   |
| - температура, °С   | от плюс 5 до плюс 70  |
| - кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с             | от 1·10 <sup>-6</sup> до 120·10 <sup>-6</sup>                         |
| - плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>                           | от 680 до 1200  |
| Обводнённость сырой нефти, %, не более                            | 98  |
| Содержание сероводорода, %, не более                              | 2   |
| Условия эксплуатации:   |   |
| - диапазон относительной влажности окружающей среды, %            | от 30 до 90   |
| - диапазон температур окружающего воздуха, °С                     | от плюс 40 до плюс 60   |
| Потребляемая мощность, кВт·А, не более                            | 10  |
| Напряжение электропитания, В                                      | 380 <sup>+38</sup> <sub>-57</sub> ; 220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> |
| Частота напряжения электропитания, Гц                             | 50 ± 1  |
| Габаритные размеры БТ, мм   | 8160 x 3250 x 3400  |
| Габаритные размеры БК, мм   | 3140 x 3250 x 2640  |
| Масса БТ, кг  | 15 000  |
| Масса БК, кг  | 2 500   |
| Средняя наработка на отказ, ч, не менее                           | 40000   |
| Срок службы, лет, не менее  | 10  |

## Знак утверждения типа

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 Блок технологический .....          | 1 шт.    |
| 2 Блок автоматики .....               | 1 шт.    |
| 3 ЗИП .....                           | 1 компл. |
| 4 Эксплуатационная документация ..... | 1 компл. |
| 5 Методика поверки .....              | 1 экз.   |

## Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Установки измерительные «Сатурн-Т». Методика поверки». МЦКЛ.0010.МП», утвержденной ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» 28 марта 2011 г.

Основные средства поверки:

- счётчик-расходомер массовый кориолисовый RCCS33, номер в Госреестре СИ РФ 27054-09, диапазон расходов от 0,15 до 1,5 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ ;

- счётчик-расходомер массовый кориолисовый RCCS36, номер в Госреестре СИ РФ 27054-09, диапазон расходов от 1,7 до 17 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ ;

- счётчик-расходомер массовый кориолисовый RCCS39, номер в Госреестре СИ РФ 27054-09, диапазон расходов от 10 до 170 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ ;

- 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  $\pm 0,1\%$ ;

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений описана в документе «Установки измерительные «Сатурн-Т. Руководство по эксплуатации» АРБШ 611332.001 РЭ.

## Нормативные документы, устанавливающие требования к установкам измерительным

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.

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

Выполнение государственных учетных операций в соответствии с главой 1, статьи 1, пункта 3, подпунктом 8, Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26.06.2008 г.

**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 ООО 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 «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2011 г.