

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 объёма свободного нефтяного газа (далее - нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, нефти и среднего объёмного 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 «TOP» (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.

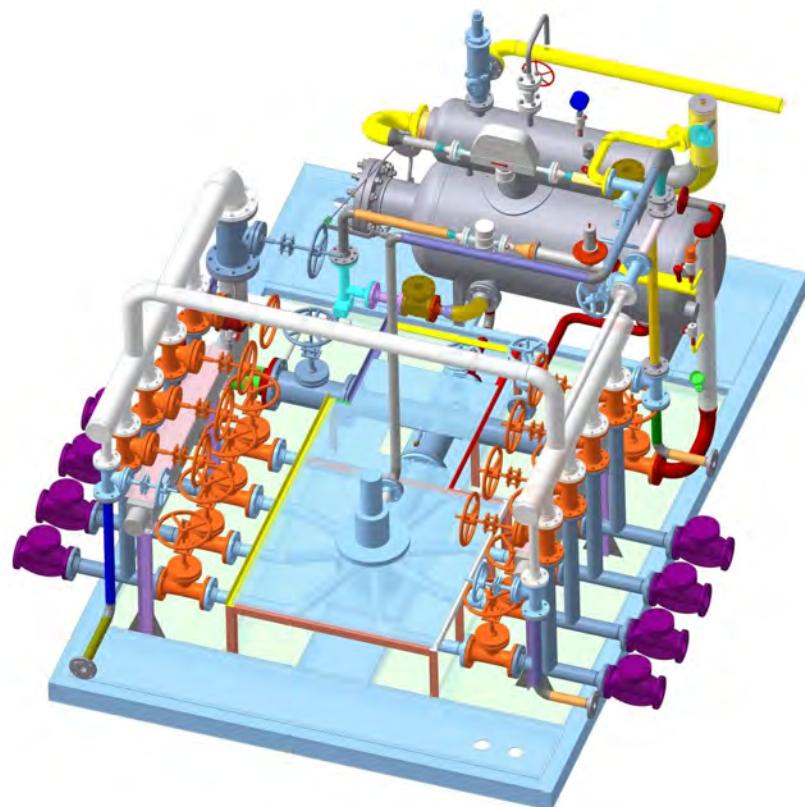
В состав установок входят блок технологический (БТ) и блок автоматики (БА).

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 связку.

В блоке автоматики размещают контроллер измерительный АТ-8000 (номер в Госреестре СИ РФ 42676-09) или контроллер измерительный Р-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:

ИУ «Сатурн»	-Т	-40	-8	-400
1	2	3	4	5

1 – наименование;

2 – счетчик ТОР в составе установки

3 – максимальное рабочее давление, кгс/см²;

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-АТ-ММ, выполняется с помощью программного обеспечения (ПО) «Система измерений количества жидкости и газа R-АТ-ММ». 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-АТ-ММ	DebitCalc	V0.2	338810cd5f8d7d5f 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 ³ /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, °C	от плюс 5 до плюс 70
- кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 120·10 ⁻⁶
- плотность жидкости, кг/м ³	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, °C	от плюс 40 до плюс 60
Потребляемая мощность, кВ·А, не более	10
Напряжение электропитания, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃
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

Воз 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-АТ-ММ/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

E.P. Петросян

М.п «____»_____ 2011 г.