

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Сатурн-С»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Сатурн-С» (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, поплавок 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 24604-07);

- температуры и давления сырой нефти.

В измерительной линии газовой фазы продукции скважин производятся измерения:

- объемного расхода и объема нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации – счетчиками газа ультразвуковыми FLOWSIC 600 (номер в Госреестре СИ РФ 43981-11);

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

В качестве устройства обработки информации применяются контроллер измерительный АТ-8000 (номер в Госреестре СИ РФ 42676-09) или контроллер измерительный R-АТ-ММ (номер в Госреестре СИ РФ 43692-10), которые размещаются 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 соответствуют МИ 3002-2006.

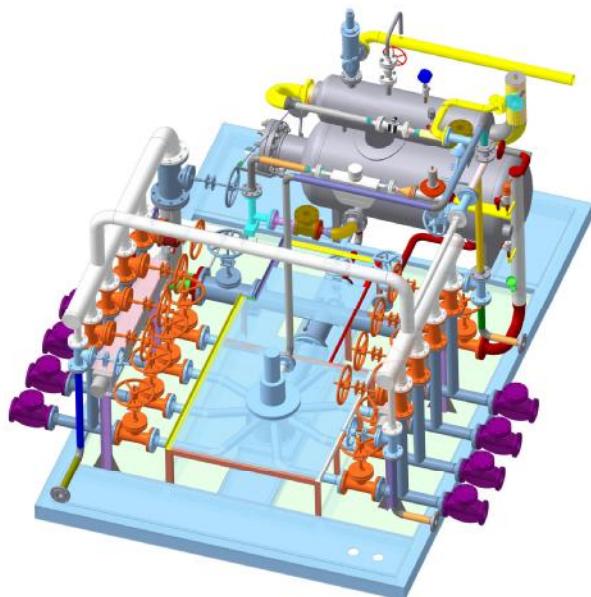


Рисунок 1 - 3D изображение оборудования блока технологического

Обозначение установки при заказе:

1	2	3	4
ИУ «Сатурн-С»	-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 контроллером измерительным R-АТ-ММ или АТ-8000, 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	V0.1	3a0442256a3abe0f6 4a7c4e927160bd3	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений объемного расхода свободного газа (приведенного к стандартным условиям), м ³ /ч	от 6 до 130 000.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема 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 объемной доли воды в жидкости от 0 до 70 % включ., %	±6.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости св. 70 до 95 % включ., %	±15.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости св. 95 до 98 % включ., %	По методике измерений. от 1 до 14
Количество входов для подключения скважин	
Рабочая среда на входе установки – продукция нефтяных скважин с основными параметрами:	
- избыточное рабочее давление, МПа	от 0,2 до 16;
- температура, °С	от плюс 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 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃ .
Потребляемая мощность, кВ·А, не более	10.
Габаритные размеры (ширина, длина, высота), мм, не более:	
- БТ	8160 x 3250 x 3400;
- БК	3140 x 3250 x 2640.
Масса, кг, не более:	
- БТ	15000;
- БК	2500.
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000.
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.

Проверка

осуществляется в соответствии с документом «Установки измерительные «Сатурн-С». Методика поверки». МЦКЛ.0041.МП, утвержденным ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 2.03.2012 г.

Основные средства поверки:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модификации F, CMF (номер в Госреестре СИ РФ 45115-10) типоразмера, соответствующего диапазону измерений массового расхода жидкости установки и с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,15\%$;

- установка поверочная влагомерная R-AT-MM/VL для поверки преобразователей влагосодержания нефти, номер в Госреестре СИ РФ 42952-09, диапазон воспроизведения объемной доли воды 0...100%, пределы абсолютной погрешности воспроизведения объемной доли воды в поверочной жидкости не более $\pm 0,1\%$;

- 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 документе «Масса нефти сырой обезвоженной в продукции нефтяных скважин. Методика измерений с использованием установок измерительных «Сатурн», № ФР.1.29.2010.07947 и в руководстве по эксплуатации «Установки измерительные «Сатурн». АРГ-0350.723.1723.12 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Сатурн-С»

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 3667-002-97304994-2009. «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».

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

тел: (495) 491 78 12, (495) 491 86 55;

е-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