

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ЦИ СИ
ООО «ИИ «МЦ»» -
генеральный директор
Метрологический
ООО «ИИ «МЦ»»
анализ ресурсов

В. Федоров

« 6 »

2010 г.

<p>Установки измерительные «Сатурн»</p>	<p>Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>43431-09</u> Взамен № _____</p>
---	--

Выпускаются по ТУ 3667-002-97304994-2009.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Сатурн» (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.

Область применения – системы герметизированного сбора нефти и газа нефтяных промыслов в условиях умеренно холодного климата.

ОПИСАНИЕ

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 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;
- средства измерений (далее – 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;

В зависимости от исполнения, в состав системы измерений количества жидкости и газа могут входить расходомеры массовые жидкости и газа следующих моделей:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion моделей F, CMF (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 13425-06), модели CMFHC2 (Госреестр № 42546-09), модели CMFHC3 (Госреестр № 39686-08);

- расходомеры массовые Promass (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 15201-07);
 - счетчики-расходомеры массовые кориолисовы Rotomass, модификации RCCS, RCCT, RCCF, модели 30-39 (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 27054-09).

Для измерений объемной доли воды в жидкости используются влагомеры сырой нефти ВСН-АТ (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 42678-09) или ВСН-2 производства НПП «Нефтесервисприбор», г. Саратов (зарегистрированы в Госреестре СИ под № 24604-07).

БК предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы следующего оборудования:

- контроллер измерительный R-АТ-ММ (зарегистрирован в Госреестре СИ под № 43692-10) или контроллера измерительного АТ-8000 (зарегистрирован в Госреестре СИ под № 42676-09) (далее – контроллер), предназначенного для сбора и обработки информации, получаемой от средств измерений, 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 контроллера, СИ, систем отопления, освещения, вентиляции и сигнализации;

- вторичных измерительных преобразователей СИ, размещённых в БТ (при наличии);
 - клеммных колодок.

Установка обеспечивает для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- прямые измерения массового расхода и массы сырой сепарированной нефти (далее – жидкость);

- прямые и/или косвенные измерения (в зависимости от моделей расходомеров жидкости и газа входящих в комплект поставки) объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации свободного нефтяного газа (далее – газ) с приведением к стандартным условиям;

- прямые или косвенные измерения объемной доли воды в жидкости;

- косвенные измерения массового расхода и массы сырой сепарированной безводной нефти (далее – нефть).

При подаче газожидкостной смеси установка обеспечивает либо попеременное наполнение и опорожнение ЕС жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в ЕС постоянного уровня. При этом расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых расходов, массы и объемов, влагомер регистрирует текущие значения влагосодержания жидкости, а контроллер обрабатывает информацию СИ, индицирует на дисплее контроллера и выдает информацию на интерфейсных выходах согласно протоколу обмена.

Климатическое исполнение установки – УХЛ по ГОСТ 15150-69.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измеряемого объемного расхода газа определяется типоразмером применяемого счетчика газа (согласно заказу).

Массовый расход жидкости, т/сутки от 4 до 10 000

Объемный расход газа в нормальных условиях, м³/сутки от 5 до 2 000 000

Количество входов для подключения скважин от 1 до 14

Рабочая среда – продукция нефтяных и газоконденсатных скважин с параметрами:

- избыточное рабочее давление, МПа	от 0,2 до 4,0
- температура, °С	от + 5 до + 90
- кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶
- плотность жидкости, кг/м ³	от 680 до 1100
Максимальное значение газового фактора в нормальных условиях, м ³ /т	от 10 до 25000
Обводнённость сырой нефти, %, не более	98
Содержание сероводорода, %, не более	2
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 95 %	± 15
- свыше 95 %	предел допускаемой относительной погрешности устанавливается в МВИ, утверждаемых и аттестуемых в установленном порядке;
- объёма и объёмного расхода свободного нефтяного газа	± 5
Потребляемая мощность, кВт·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
Срок службы, лет, не менее	10

По взрывопожарной и пожарной опасности БТ относится к помещениям с производствами категории А, помещение БК – категории Д по ВНТП 01/87/04 и НПБ 105-95.

Класс взрывоопасной зоны в помещении БТ – В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-2002).

Категория и группа взрывоопасной смеси IIА-Т3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

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

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

Поверка установки производится в соответствии с документом «Установки измерительные «Сатурн». Методика поверки 3667-002-97304994-2010 МП», утвержденным ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» 06 сентября 2010 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- счётчик-расходомер массовый кориолисов RCCS33, диапазон расходов от 0,15 до 1,5 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,1\%$;
 - счётчик-расходомер массовый кориолисов RCCS36, диапазон расходов от 1,7 до 17 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,1\%$;
 - счётчик-расходомер массовый кориолисов RCCS39, диапазон расходов от 10 до 170 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,1\%$;
 - счетчик газа СВГ-160, диапазон расходов от 8 до 160 м³/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 2,5\%$;
 - счетчик газа СВГ- 2500, диапазон расходов от 125 до 2500 м³/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 2,5\%$;
 - установка поверочная дистилляционная УПВН-2 для поверки преобразователей влагосодержания нефти;
 - другие эталонные и вспомогательные средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав установки.
- Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».

ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».

«Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», ВСН 33274/МНСС.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип установок измерительных «Сатурн» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «Аргоси» Россия, 105275, г. Москва, проспект Будённого, д. 27, стр.1
Тел. (495) 510-62-36, факс (495) 510-62-38, E-mail: moscow@argosy-tech.ru

Генеральный директор ЗАО «Аргоси»



А.В. Калошин