

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ГИСИ –
директор ФГУП ВНИИР
В. П. Иванов

2004 г.



<p>Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР-Е»</p>	<p>Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>20124-04</u> Взамен № _____</p>
--	--

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-063-00135786-2004

Назначение и область применения

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» предназначены для измерений среднесуточного массового расхода жидкости, для измерений или вычислений (определений) среднесуточного объемного расхода газа и для определений среднесуточного массового расхода нефти, добываемых из нефтяных скважин.

Описание

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» (далее – установки) включают в себя технологический, аппаратурный блок (станцию управления) и элементы системы жизнеобеспечения.

В состав технологического блока входит измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является двухкамерный горизонтальный сепаратор.

Камеры сепаратора выполнены в виде цилиндров разного диаметра, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения газа из жидкости, а также для осушки газа с помощью каплеотбойника, смонтированного в полости этой камеры.

Нижняя камера, большего диаметра, служит для сбора стекающей из верхней камеры жидкости (водо-нефтяной смеси) и, в процессе отстоя, вторичного выделения газа из жидкости.

Верхняя камера оборудована заслонкой, устанавливаемой в месте подключения к этой камере трубопровода для отвода газа (газового трубопровода).

Нижняя камера оборудована люком с поплавковым устройством.

Поплавковое устройство и заслонка механически связаны друг с другом с помощью рычагов и тяги.

В измерительном модуле используются кориолисовые массовые счетчики-расходомеры (далее – расходомеры) фирмы Emerson Process Management, Fisher-Rosemount (США, Голландия) – модели R100; R200; CMF300; CMF400, обеспечивающие измерение массового, объемного расхода и плотности жидкости, объемного расхода газа, а также температуры этих продуктов.

Установки могут выпускаться в вариантах исполнения с двумя расходомерами, установленными на газовом трубопроводе и на трубопроводе отводящем жидкость из нижней камеры сепаратора (жидкостном трубопроводе) или с одним расходомером, установленном на жидкостном трубопроводе.

На верхней камере сепаратора установок с двумя расходомерами монтируется показывающий манометр, а на газовом трубопроводе – преобразователь давления.

На верхней камере сепаратора установок с одним расходомером монтируется показывающий манометр, преобразователи давления и температуры, а на газовом трубопроводе – проходной кран с электроприводом.

На крышке люка нижней камеры сепаратора монтируется преобразователь гидростатического давления столба жидкости.

Распределительный модуль технологического блока включает в себя входные трубопроводы для приема газо-жидкостной смеси (ГЖС), поступающей из нефтедобывающих скважин, многоходовой переключатель скважин (ПСМ) и байпасный трубопровод.

ПСМ обеспечивает поочередное подключение скважин к сепаратору измерительного модуля.

Байпасный трубопровод обеспечивает транспортирование ГЖС из входных трубопроводов в коллектор, минуя ПСМ.

Станция управления включает в себя блок измерений и обработки информации (БИОИ) и шкаф силовой (ШС).

Элементы системы жизнеобеспечения обеспечивают укрытие (блок-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию и пожаро-газосигнализацию.

Питание и силовое управление электропотребителями, входящими в состав технологического блока и системы жизнеобеспечения осуществляется от ШС станции управления.

По признаку номинальной пропускной способности установки имеют пять вариантов исполнения.

По признаку количества подключаемых скважин установки имеют семь вариантов исполнения.

Установки могут выпускаться в климатических вариантах исполнения У1 и УХЛ1 категории размещения 1 согласно ГОСТ 15150-69.

Температура окружающего воздуха – от минус 45°C и от минус 60°C, соответственно, до плюс 40°C, при относительной влажности до 100%.

Принцип действия измерительного модуля технологического блока установок с двумя расходомерами основывается на непрерывном разделении на газ и жидкость ГЖС, поступающей в сепаратор, непрерывном измерении массового расхода, плотности и температуры жидкости и объемного расхода, давления и температуры газа.

Принцип действия измерительного модуля установок с одним расходомером основывается на периодическом измерении массового расхода, плотности и температуры жидкости и определении объемного расхода жидкости и ГЖС.

БИОИ станции управления производит обработку измерительной информации, поступающей от преобразователей расхода, давления и температуры, формирование измерительной информации по среднесуточному массовому расходу жидкости и нефти, среднесуточному объемному расходу газа, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений.

Измерения среднесуточного массового расхода жидкости и среднесуточного объемного расхода газа установками с двумя расходомерами производятся путем непрерывного усреднения значений этих параметров, поступающих от расходомеров и последующего масштабирования (пересчета) этих значений в среднесуточные.

Среднесуточный объемный расход газа в рабочих условиях установками с одним расходомером определяется как разность значений среднесуточного объемного расхода ГЖС и жидкости, измеряемых (определяемых) с помощью расходомера, установленного на жидкостном трубопроводе сепаратора.

Причем, среднесуточный объемный расход ГЖС измеряется (определяется) при закрытом кране на газовом трубопроводе сепаратора, а жидкости – при открытом.

Приведение значений расхода газа к стандартным условиям производится путем введения поправок по средним значениям давления и температуры, измеренных с помощью преобразователей этих параметров.

Значения среднесуточного массового расхода нефти определяются как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды.

Значения среднесуточного массового расхода пластовой воды, в свою очередь, определяются как произведение среднесуточного массового расхода жидкости и массовой доли пластовой воды в этой жидкости, причем массовая доля пластовой воды (W_m) определяется по формуле:

$$W_m = \frac{\rho_{ж} - \rho_{н}}{\rho_{в} - \rho_{н}} * \frac{\rho_{в}}{\rho_{ж}}$$

где $\rho_{ж}$ - среднее значение плотности жидкости, измеренное расходомером, на момент формирования измерительной информации по этому параметру;

$\rho_{в}$ и $\rho_{н}$ - соответственно, значения плотности пластовой воды и дегазированной нефти, определенные лабораторным способом и введенные ранее в память БИОИ станции управления.

Период формирования и обновления измерительной информации на индикаторе БИОИ определяет пользователь установки, исходя из интенсивности изменений параметров на конкретном объекте.

Период передачи измерительной информации по коммуникационным каналам на верхний уровень определяется регламентом организации-пользователя.

Основные технические характеристики

Номинальные значения среднесуточного массового расхода жидкости (номинальная пропускная способность), в зависимости от варианта исполнения установки,

кг/с (т/сут) 4,63(400), 17,4(1500), 23,15(2000), 34,72(3000), 46,3(4000).

Рабочее давление, МПа (кгс /см²), не более 4,0 (40).

Диапазон значений массовой доли пластовой воды в жидкости от 0 до 0,95.

Максимальное значение содержания газа в нефти – газовый фактор, м³/т (в стандартных условиях) 150.

Вид и количество входных/выходных сигналов (каналов) БИОИ станции управления не менее:

- унифицированные токовые сигналы 0-20 мА 6;

- дискретные, «сухой контакт» или «переход коллектор-эмиттер транзистора» 11;

- импульсные 2.

Коммуникационные каналы:

- RS485, протокол Modbus (мастер)

- RS232S/485, протокол Modbus (подчиненный)

Пределы допускаемой относительной погрешности, % :

БИОИ станции управления при:

- измерениях унифицированных токовых сигналов ± 0,5;

- измерениях интервалов времени ± 0,15;

- измерениях числа импульсов ± 0,15;

- обработке информации ± 0,05.

Установки при:

- измерениях среднесуточного массового расхода жидкости $\pm 2,5$;
- измерениях и определениях среднесуточного объемного расхода газа (в стандартных условиях) $\pm 5,0$;
- определениях среднесуточного массового расхода нефти $\pm 6,0$

Исполнение электрооборудования:

- технологического блок-бокса - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ). Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.(11, 19)-99;

- аппаратного блок-бокса - обыкновенное.

Параметры питания электрических цепей:

- род тока переменный
- напряжение, В 380/220
- допустимое отклонение от номинального напряжения, % от минус 15
до плюс 10
- частота, Гц 50 \pm 1
- потребляемая мощность, кВА, не более 20

Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки) 1, 2, 4, 6, 8, 10, 14

Диаметр подсоединительных трубопроводов, мм, не менее 50

Габаритные размеры и масса технологического и аппаратного блоков в зависимости от варианта исполнения.

Температура окружающего воздуха, °С от минус 40 до плюс 45

Относительная влажность окружающего воздуха, % до 100

Средняя наработка на отказ, ч, не менее 34500

Срок службы, лет, не менее 10

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на металлическую табличку методом фотохимического травления или аппликацией, укрепленную снаружи технологического блок-бокса, а также типографским или иным способом на титульном листе эксплуатационной документации.

Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
*	Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Е»	1	
	в том числе:		
*	Блок технологический	1	
*	Блок аппаратный	1	
	Комплекты		
	Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей с ведомостью ЗИП	1	Согласно * ЗИ
	Комплект эксплуатационной документации с ведомостью ВЭ	1	Согласно * ВЭ

Примечание: * Обозначение – в соответствии с вариантом исполнения установки.

Поверка

Поверку БИОИ станции управления и установки измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» в целом осуществляют в соответствии с методикой поверки, изложенной в Приложении Г к Руководству по эксплуатации установки УМЕ.00.00.00.000 РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ВНИИР в ноябре 2004 года.

Основные средства, применяемые при поверке:

1. Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-2000А ТУ 4381-031-13282997-00. Диапазон воспроизведения токового сигнала 0...25 мА Пределы допускаемой абсолютной погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала $\pm 0,003$ мА

2. Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38 ЕЭ 2.721.087ТУ Диапазон измерений интервалов времени 0,000001...10000с Пределы допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени $\pm 2,5 \times 10^{-7}\%$.

Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные и технические документы

ГОСТ 12.2.044-80 «Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности».

ГОСТ 12.2.063-81 «Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности».

ПБ 08-624-04 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Е». Технические условия ТУ3667-063-00135786-2004.

Заключение

Тип установки измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» ТУ 3667-063-00135786-2004 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» прошли испытания на безопасность в органе по сертификации продукции ООО «Башкирский центр сертификации и экспертизы» РОСС RU.0001.10 АЯ36.

Сертификат соответствия РОСС RU.АЯ36.В06527 № 6334332 от 09.09.2004 г.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Акционерная компания ОЗНА» (ОАО «АК ОЗНА») 452620, Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60
Факс (34767) 4-05-76, 4-10-57, 4-47-06.

Главный инженер
ОАО «АК ОЗНА»



А.Р.Агадуллин