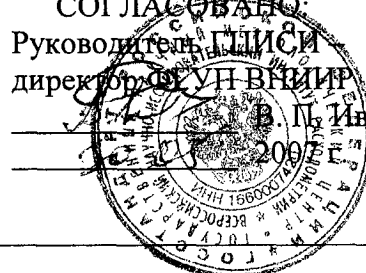


Приложение к свидетельству
№ 27855 об утверждении типа
средств измерений

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ЦСИСИ
директор ФГУП ВНИИР
В. П. Иванов



Установки измерительные
«ОЗНА-МАССОМЕР»

Внесены в Государственный реестр
средств измерений
Регистрационный № 34245-07
Взамен № _____

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-088-00135786-2007

Назначение и область применения

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначены для прямых и косвенных измерений среднего массового расхода и массы сепарированной сырой нефти – водонефтяной смеси (далее – жидкости), среднего массового расхода и массы сепарированной безводной нефти (далее – нефти) и среднего объемного расхода и объема нефтяного газа (далее – газа), извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» (далее – установки) включают в себя технологический блок, аппаратный блок (БА) и комплект средств жизнеобеспечения.

В состав технологического блока входит измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является одно или двухкамерный горизонтальный сепаратор.

Камеры двухкамерных сепараторов, рассчитанных на малые и средние значения расхода жидкости и газа, выполнены в виде цилиндров, 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 каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

Нижняя камера служит для сбора и отстоя жидкости, в процессе которого происходит вторичное выделение газа.

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.

На трубопроводе для отвода жидкости (жидкостном трубопроводе) из нижней камеры устанавливается регулятор расхода.

Система: поплавков – заслонка – регулятор расхода служит для обеспечения возможности накопления газа и жидкости в сепараторе и последующего сброса их в коллектор. Этим обеспечивается регулирование величины расхода через расходомеры-счетчики (далее - счетчики) жидкости и газа, соответствующей их диапазону измерений (от 40 до 100% номинального значения расхода, в зависимости от типоразмера счетчика).

В зависимости от варианта компоновки (образца) установки упомянутые выше функции могут достигаться путем установки крана с электроприводом на газовом или жидкостном трубопроводе, а регулятора расхода – на газовом трубопроводе.

Вариант компоновки образца установки, а также типоразмер сепаратора выбирается на этапе включения его в производственную программу в зависимости от ожидаемых значений расхода жидкости и газа.

Однокамерные сепараторы, рассчитанные на большие значения расхода жидкости и газа, комплектуются двумя кранами с электроприводом, устанавливаемыми на жидкостном и газовом трубопроводах.

В измерительном модуле для измерений массового расхода и массы жидкости используются кориолисовые массовые счетчики различных моделей фирм-производителей: Emerson Process Management, Fisher-Rosemount (США, Голландия), Rota Yokogawa, Endress+Hauser GmbH+Co.KG (Германия) и ПО «Нефтегазовые системы» (Россия).

Для измерений объемного расхода и объема газа используются кориолисовые массовые счетчики тех же фирм-производителей, а также вихревые счетчики Fisher-Rosemount, ООО «Глобус» и ГК «Эталонприбор» (Россия).

Установки могут выпускаться в вариантах исполнения с двумя счетчиками, установленными на жидкостном и газовом трубопроводах или с одним счетчиком, установленным на жидкостном трубопроводе.

В этом случае на люке сепаратора монтируется преобразователь гидростатического давления столба жидкости.

Сепараторы оборудуются манометрами, преобразователями давления и температуры.

Для обеспечения измерений массового расхода и массы нефти измерительные модули комплектуются влагомерами ВОЕСН ПО «Нефтегазовые системы», ВСН1 НПП «Нефтесервисприбор» или Phase Dynamics.

В зависимости от исполнения, в состав БА может входить блок измерений и обработки информации (БИОИ) производства «АК ОЗНА», блок обработки информации (БОИ) производства ПО «Нефтегазовые системы» или БОИ производства «Argosy Technologies Ltd».

В состав БА также входят соответствующие блоки силового управления.

В зависимости от совокупности основных средств измерений, применяемых в измерительных модулях и блоках вторичной аппаратуры, образующих комплексы средств измерений (далее – КСИ), установки имеют 68 вариантов исполнения (см. обязательное приложение).

По признаку номинальной пропускной способности установки имеют пять вариантов исполнения.

Распределительный модуль технологического блока включает входные трубопроводы, блок трехходовых кранов или переключатель скважин многоходовой (ПСМ), байпасный трубопровод и выходной коллектор.

Измерительный трубопровод ПСМ и байпасный трубопровод соединены трубной перемычкой с задвижкой.

Байпасный трубопровод и коллектор оборудованы патрубками для подключения передвижных измерительных установок.

По признаку количества подключаемых скважин установки имеют семь вариантов исполнения.

Комплект средств жизнеобеспечения обеспечивает укрытие (блок-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию и пожаро-газосигнализацию

Установки могут выпускаться в вариантах климатического исполнения У1 и УХЛ1, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Основные технические характеристики

Номинальные значения среднего (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 /см ²), не более		4,0 (40).
Содержание пластовой воды в жидкости (обводненность нефти) объемное, % от 0 до 100.		
Максимальное значение содержания газа в нефти – газовый фактор, м ³ /т		до 150.
(в стандартных условиях)		
Вид входных/выходных сигналов БИОИ (БОИ):		
- унифицированные токовые сигналы 0-20 мА;		
- дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»;		
- импульсные.		
Коммуникационные каналы:		
- RS485,		протокол Modbus (мастер)
- RS232S/485,		протокол Modbus (подчиненный)
Пределы допускаемой относительной погрешности, %, не более:		
БИОИ (БОИ) при:		
- измерениях унифицированных токовых сигналов		± 0,5;
- измерениях интервалов времени		± 0,15;
- измерениях числа импульсов		± 0,15;
- обработке информации		± 0,05.
Установки при:		
- измерениях среднего массового расхода и массы жидкости		± 2,5;
- измерениях среднего объемного расхода и объема газа		± 5;
- измерениях среднего массового расхода и массы нефти, по поддиапазнам обводненности:		
от 0 до 70 %		± 6;
от 70 до 95 %		± 15;
от 95 до 100 %		± 30.
Исполнение электрооборудования:		
- технологического блок-блока - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ). Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99;		
- аппаратурного блок-блока - 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 ± 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 аппаратурного блоков – в зависимости от варианта исполнения.		
Температура окружающего воздуха, °С		от минус 45 (У1) и минус 60 (УХЛ1) до плюс 40

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

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

Примечания:

- * Обозначение документации – в зависимости от номера разработки установки.
- XX – обозначение КСИ, в соответствии с приложением.

Поверка

Поверку БИОИ (БОИ) и установки «ОЗНА-МАССОМЕР» в целом осуществляют в соответствии с Методикой поверки УМ.00.00.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в марте 2007 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 $\pm 2,5 \times 10^{-7}$ %.

3. Установка поверочная расходомерная «ОЗНА» ОМА-2.140.00.00.

Межповерочный интервал - 4 года.

Примечание. Межповерочный интервал комплектующих средств измерений – в соответствии с их Методиками поверки.

№ 12581 Свт 04.09.08

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». Технические условия ТУ3667-088-00135786-2007.

Заключение

Тип установки измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР» ТУ 3667-088-00135786-2007 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

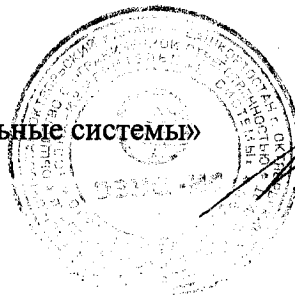
Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» прошли испытания на безопасность в органе по сертификации продукции ООО «Башкирский центр сертификации и экспертизы» РОСС RU.0001.10 АЯЗ6.

Сертификат соответствия РОСС RU.АЯЗ6. В23716 № 7456524 от 23.03.2007 г.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОЗНА – Измерительные системы».
452620, Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60.
Тел.: (347) 246 – 01 – 09 .

Главный инженер
ООО «ОЗНА – Измерительные системы»



С.М. Мاستьянов

Приложение (обязательное) к описанию типа

На 3-х листах

Регистрационный № _____

**КЛАССИФИКАТОР
комплексов средств измерений (КСИ) установок
измерительных «ОЗНА-Массомер»**

Номер КСИ	Производитель, модель				Обозначение КСИ
	Счетчик жидкости	Счетчик газа	Влагомер	БА	
1	2	3	4	5	6
1	СМФ, Т, F, R	СМФ, F, R	ВОЕСН	ОЗНА БИОИ	E1
2			ВСН-2		E2
3			PhD		E3
4		«8800»	ВОЕСН		E4
5			ВСН-2		E5
6			PhD		E6
7		«ИРГА-РВ»	ВОЕСН		E7
8			ВСН-2		E8
9			PhD		E9
10		«V-bar-700»	ВОЕСН		E10
11			ВСН-2		E11
12			PhD		E12
13	«Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR	«Rotamass» RCCS(T) 34-39	ВОЕСН	R1	
14			ВСН-2	R2	
15			PhD	R3	
16		«8800»	ВОЕСН	R4	
17			ВСН-2	R5	
18			PhD	R6	
19		«ИРГА-РВ»	ВОЕСН	R7	
20			ВСН-2	R8	
21			PhD	R9	
22		«V-bar-700»	ВОЕСН	R10	
23			ВСН-2	R11	
24			PhD	R12	
25	«Promass» F	«Promass» F	ВОЕСН	P1	
26			ВСН-2	P2	
27			PhD	P3	
28		«8800»	ВОЕСН	P4	
29			ВСН-2	P5	
30			PhD	P6	
31		«ИРГА-РВ»	ВОЕСН	P7	
32			ВСН-2	P8	
33			PhD	P9	
34		«V-bar-700»	ВОЕСН	P10	
35			ВСН-2	P11	
36			PhD	P12	

Продолжение приложения
к описанию типа
Лист 2 из 3-х

1	2	3	4	5	6		
37	«Маск»- -20, 50, 100 (вариант 1)	CMF, F, R	BOECH	ОЗНА БИОИ	M1		
38			BCH-2		M2		
39			PhD		M3		
40		«Rotamass» RCCS(T) 34-39	BOECH		M4		
41			BCH-2		M5		
42			PhD		M6		
43		«Promass» F	BOECH		M7		
44			BCH-2		M8		
45			PhD		M9		
46		«8800»	BOECH		M10		
47			BCH-2		M11		
48			PhD		M12		
49		«ИРГА-РВ»	BOECH		M13		
50			BCH-2		M14		
51			PhD		M15		
52		«V-bar-700»	BOECH		M16		
53			BCH-2		M17		
54			PhD		M18		
55		CMF, F, R	BOECH	НГС БОИ	M		
56			BCH-2		H1		
57			PhD		H2		
58			«Rotamass» RCCS(T) 34-39		BOECH	H3	
59					BCH-2	H4	
60					PhD	H5	
61			«Promass» F	BOECH	H6		
62				BCH-2	H7		
63				PhD	H8		
64			«Комплексы технических средств – измерительные установки» (КТС-ИУ)			НГС-К	
65			CMF, T, F, R	CMF, F, R	PhD	АТ БОИ	E
66					BOECH		A1
67		BCH-2			A2		
68		«Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM»			АТ-С		

Сокращения, принятые в документе:

EM-FR – «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount»

RY – «Rota Yokogawa GmbH&CO.KG»

EH – «Endress+Hauser GmbH+Co.KG»

НГС – ПО «Нефтегазовые системы»

PhD – «Phase Dynamics»

АТ - «Argosy Technologies Ltd»

Пример записи обозначения установок измерительных, выполненных на базе КСИ №1 и № 68 с двумя счетчиками, номинальной пропускной способностью 400 т/сут на 8 и 10 скважин соответственно:

«ОЗНА-МАССОМЕР-Е1»-400-02-08

«ОЗНА-МАССОМЕР-АТ-С»-400-02-10.

Продолжение приложения
к описанию типа
Лист 3 из 3-х

Экспликация основных средств измерений

№ пп	Наименование (обозначение) средства измерений (модели)	Изготовитель (поставщик)	Регистрационный номер в Госреестре
1	2	3	4
1	Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion» CMF, T, F, R	EM- FR	13425-06
2	Счетчики-расходомеры массовые «Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR	RY	27054-04
3	Расходомеры массовые «Promass» F	EH	15201-04
4	Счетчики жидкости массовые «Маск»-20, 50, 100 (вариант 1)	НГС	12182-04
5	Расходомеры-счетчики вихревые «8800»	FR	14663-06
6	Расходомеры-счетчики вихревые «ИРГА-РВ»	ООО «Глобус»	26133-03
7	Расходомеры-счетчики вихревые «V-bar-700»	«Эталонприбор»	14919-05
8	Влагомеры сырой нефти «ВОЕСН»	НГС	32180-06
9	Влагомеры сырой нефти «ВСН-2»	«Нефтесервисприбор»	24604-03
10	Влагомеры поточные «F»	PhD	17713-03
11	«Комплексы технических средств – измерительные установки»	НГС	
12	«Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM»	AT	29154-07

Примечания.

1. Остальные комплектующие средства измерений могут быть любого типа.

В том числе:

- преобразователи избыточного давления с верхним пределом измерений 6 МПа и пределами основной допускаемой относительной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- преобразователь температуры с диапазоном измерений от 0 до 100°C и пределами допускаемой относительной погрешности, не более $\pm 1\%$ (на газовый трубопровод допускается не устанавливать);
- преобразователи гидростатического давления столба жидкости с верхним пределом измерений 10 КПа и пределами основной допускаемой относительной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- манометры показывающие с пределами измерения 0-6 МПа, кл. точности не ниже 1,5.

Исполнение преобразователей давления и температуры – взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ).

2. Установки, предназначенные для объектов с обводненностью нефти до 70%, при выпуске их из производства, вместо влагомеров могут комплектоваться трубными катушками соответствующей конфигурации. При этом обеспечивается резервный канал связи с БИОИ (БОИ), для последующей установки влагомера пользователем. До установки влагомера обводненность нефти БИОИ (БОИ) определяет расчетным путем или она определяется лабораторным способом.

3. Жидкостной трубопровод комплектуется трубной катушкой для установки (при необходимости) счетчиков TOP