



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.29.006.A № 38966/1

Срок действия до 01 апреля 2015 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Установки измерительные комбинированные "ОЗНА-МАССОМЕР"-К

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Закрытое акционерное общество "ОЗНА-Измерительные системы"
(ЗАО "ОЗНА-Измерительные системы"), г. Октябрьский Республики
Башкортостан

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 43673-10

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
УМК.00.00.00.000 И1

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 27 ноября 2012 г. № 1059

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007533

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные комбинированные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К

Назначение средства измерений

Установки измерительные комбинированные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К предназначены для косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти (далее – сырая нефть), массы сепарированной безводной нефти (далее – обезвоженная нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее – нефтяной газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание средства измерений

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

В состав ТБ входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является двухкамерный горизонтальный сепаратор (далее – сепаратор).

Камеры сепараторов выполнены в виде цилиндров, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения нефтяного газа из газожидкостной смеси, поступающей в циклон, а также для осушки нефтяного газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

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

Верхняя камера оборудована заслонкой, устанавливаемой в месте подключения к этой камере трубопровода для отвода нефтяного газа (далее – газовый трубопровод).

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 сырой нефти (далее – жидкостной трубопровод) из нижней камеры устанавливается регулятор расхода.

Система: поплавок – заслонка – регулятор расхода служит для обеспечения возможности накопления нефтяного газа и сырой нефти в сепараторе и последующего сброса их в коллектор. Этим обеспечивается регулирование величины расхода через счетчики (или расходомеры) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений.

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

Вариант компоновки конкретного образца установки выбирается на этапе включения его в производственную программу, в зависимости от ожидаемых значений расхода сырой нефти и нефтяного газа, указанных в опросном листе.

При этом, в зависимости от диапазона значений величины расхода (дебита) сырой нефти и нефтяного газа, измерения могут производиться в непрерывном или циклическом режимах.

В зависимости от количества подключаемых к установке нефтяных скважин, измерения могут производиться постоянно или периодически.

При выпуске из производства на жидкостном трубопроводе монтируются турбинные счетчики ТОР и трубные катушки, соответствующей конфигурации, под кориолисовые массовые счетчики (расходомеры) и влагомеры, позволяющие пользователю установить, при необходимости, эти приборы в процессе эксплуатации установки.

При этом, измерения массы сырой и обезвоженной нефти производятся косвенным методом с использованием показаний счетчика ТОР по объему сырой нефти и лабораторных

данных, полученных при исследовании пробы сырой нефти – массы пробы, объема обезвоженной нефти и пластовой воды в этой пробе и их плотности, введенных в память блока измерений и обработки информации (далее – БИОИ).

На жидкостном трубопроводе монтируется пробоотборник, выполненный по ГОСТ 2517-85 и измерительный преобразователь температуры.

На газовом трубопроводе монтируются кориолисовые массовые счетчики (расходомеры), а также измерительные преобразователи давления, манометры и штуцер для отбора проб газа.

При этом измерения объема нефтяного газа производятся косвенным методом с использованием показаний кориолисового массового счетчика (расходомера) по массе нефтяного газа и лабораторных данных по его плотности, введенных в память БИОИ.

Экспликация основных комплектующих средств измерений приведена в Таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Регистрационный номер в Госреестре СИ
1	Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion» CMF, T, F, R	13425-06
2	Счетчики-расходомеры массовые «Rotamass» RCCS (T) 34-39/IR	27054-09
3	Расходомеры массовые «Promass» E, I, F	15201-07
4	Счетчики жидкости массовые «МАСК»-20, 50, 100 (вариант 1)	12182-09
5	Счетчики жидкости турбинные «ТОР»	6965-03
6	Влагомеры сырой нефти «ВСН-2»	24604-07
7	Влагомеры сырой нефти «ВСН-АТ»	42678-09
8	Влагомеры нефти поточные «ПВН-615.001»	39100-09
9	Влагомеры сырой нефти «ВОЕСН»	32180-06

Остальные комплектующие средства измерений могут быть любого типа. В том числе:

- измерительные преобразователи избыточного давления с верхним пределом измерений 6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности, не более $\pm 0,5 \%$;
- измерительные преобразователи температуры с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 0,5$ °С;
- манометры показывающие с пределами измерений от 0 до 6 МПа, класса точности не ниже 1,5.

Распределительный модуль ТБ включает в себя входные трубопроводы, переключатель скважин многоходовой (далее - ПСМ), байпасный трубопровод и выходной коллектор.

Измерительный трубопровод ПСМ (трубопровод, по которому газожидкостная смесь поступает в циклон сепаратора) и байпасный трубопровод соединены трубной перемычкой с задвижкой. На измерительном трубопроводе ПСМ также монтируются статический смеситель и пробоотборник.

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

В состав БА входит БИОИ и шкаф силовой (далее – ШС).

Комплект средств жизнеобеспечения обеспечивает укрытие (далее – ТБ и БА-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию и пожаро-газосигнализацию

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

Метрологические и технические характеристики

Номинальные значения среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти (номинальная пропускная способность), в зависимости от типоразмера установки,

кг/с (т/сут) 4,63(400), 17,4(1500).

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

Вид входных/выходных сигналов БИОИ :

- унифицированные токовые сигналы, мА. от 0 до 20;

- дискретные: «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»;
- импульсные.
- Коммуникационные каналы:
 - RS485 протокол Modbus (мастер)
 - RS232S/485 протокол Modbus (подчиненный)
- Пределы допускаемой относительной погрешности, % :
- БИОИ при:
 - измерениях унифицированных токовых сигналов $\pm 0,5$;
 - измерениях интервалов времени $\pm 0,15$;
 - измерениях числа импульсов $\pm 0,15$;
 - обработке информации $\pm 0,05$.
- Установок (в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005):
при измерениях:
 - массы и среднего массового расхода сырой нефти $\pm 2,5$
 - массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазнам значений
объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:
 - до 70% $\pm 6,0$
 - от 70% до 90%. $\pm 15,0$
 - свыше 90% - в соответствии с методикой выполнения измерений, утвержденной
и аттестованной в установленном порядке;
 - объема и среднего объемного расхода нефтяного газа $\pm 5,0$
- Исполнение электрооборудования:
 - ТБ-бокса - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ). Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ГЗ по ГОСТ Р 51330.5, ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99;
 - БА-бокса общепромышленное.
- Параметры питания электрических цепей:
 - род тока переменный;
 - напряжение, В 380/220;
 - допустимое отклонение от номинального напряжения, % . . . от минус 10 до плюс 15;
 - частота, Гц 50 ± 1 ;
 - потребляемая мощность, кВт·А, не более 20.
- Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки) 1, 2, 4, 6, 8, 10, 14.
- Габаритные размеры и масса блоков – в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки.
- Показатели надежности:
 - средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее 34500.
 - срок службы, лет, не менее 10.
- Характеристика рабочей среды:
 - рабочая среда – газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, газ);
 - температура рабочей среды °С от плюс 5 до плюс 60;
 - минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см²) 0,3 (3,0);
 - содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных от 0 до 100;
 - максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в нормальных условиях – газовый фактор, м³/т 150;
 - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м³ 0,1;
 - содержание механических примесей, мг/л, не более 3000;
 - содержание парафина, % объемных, не более 7,0;
 - содержание сероводорода, ppm (% объемных), не более 400(2,0);

- кинематическая вязкость сырой нефти, 10^{-6} м²/с (сСт), не более 120.
- Характеристика окружающей среды:
- температура окружающего воздуха, °С от минус 45 (У1) и минус 60 (УХЛ1)
до плюс 40;
- относительная влажность окружающего воздуха, % до 100.

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на ТБ и БА-боксах, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом - на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 2.

Таблица 2

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная комбинированная «ОЗНА-МАССОМЕР-*»-К-XXXX-XX в том числе:	1	** _____
Блок технологический	1	** _____
Блок аппаратурный	1	** _____
Комплекты		
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП ** _____ ЗИ
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС, МП)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов ** _____ ВЭ
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ ** _____ КМЧ
Примечания:		
1 * , XXXX-XX – обозначение установки, в соответствии с приложением А к ТУ 3667-095-00135786-2009.		
2 ** - обозначение конструкторской документации.		

Поверка

осуществляется по документу «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К. Методикой поверки. УМК.00.00.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в марте 2010 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 РЛПА 411218.001ТУ. Диапазон измерений интервалов времени 0,000001...100с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения интервала времени $\pm 8 \times 10^{-6}$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений регламентирован в документе «Рекомендация. ГСИ. МВИ косвенным методом массы сырой нефти и массы сырой нефти без учета воды с применением измерительных комбинированных установок "ОЗНА-МАССОМЕР"-К». Свидетельство об аттестации № 4907-10 от 05.03.2010 г., в федеральном реестре зарегистрировано под № ФР.1.29.2010.06982.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «ОЗНА – МАССОМЕР»-К

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

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

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

4 Установки измерительные комбинированные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К. Технические условия ТУ3667-095-00135786-2009.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы» (ЗАО «ОЗНА – Измерительные системы»)

452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60.

Тел. (34767) 9-50-10, Тел/Факс (34767) 9-50-10. e-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии». Регистрационный номер 30006-09.

Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А.

Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. « ____ » _____ 2012 г.