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), аппаратурный 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 ± 0,5 %;
- измерительные преобразователи температуры с диапазоном измерений от 0 до 100 ˚С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более ±0,5 ºС;
- 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 /см^2), 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 . . . . . ± 0,5;
- измерениях интервалов времени . . . . . ± 0,15;
- измерениях числа импульсов . . . . . ± 0,15;
- обработке информации . . . . . ± 0,05.

Установок (в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005):

при измерениях:

- массы и среднего массового расхода сырой нефти . . . . . ± 2,5
- массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазонам значений объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:

до 70% . . . . . ±6,0

от 70% до 90%. . . . . ±15,0

свыше 90% - в соответствии с методикой выполнения измерений, утвержденной и аттестованной в установленном порядке;

- объема и среднего объемного расхода нефтяного газа . . . . . ± 5,0

Исполнение электрооборудования:

- ТБ-бокса - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ). Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - IIA-Т3 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, кВ·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/см^2) 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, м^3/т 150;
- минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м^3.газожидкостной смеси в рабочих условиях, м^3 . . . . . .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} м^2/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-ХХХХ-ХХ	1	**_____
в том числе:		
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 *, ХХХХ-ХХ – 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 ±0,003мА

2. Частотомер электронно-счетный Ч3-38 РЛПА 411218.001ТУ. Диапазон измерений интервалов времени 0,000001…100с Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения интервала времени ±8х10^{-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.