

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 TOP 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 $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 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:
- RS485протокол 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 - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.5, ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99;
 - БА-боксаобщепромышленное.
- 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 УМК.00.00.00.000 И1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К. Методикой поверки», 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.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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

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»

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

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»

(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 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 расходомерии»

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

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

E-mail: vniiirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.