

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1108 от 22.07.2014 г.)

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» предназначены для прямых и 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 (добыываемых из нефтяных скважин).

Описание средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» (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 вертикальный измерительный сепаратор, нижняя полость которого используется в качестве накопителя сырой нефти, оборудованный горизонтальным газоосушителем и отстойником.

Накопитель и отстойник сырой нефти в свою очередь оборудованы измерительными преобразователями гидростатического давления столба жидкости и карманами для стеклянных термометров, кроме того на отстойнике монтируется измерительный преобразователь температуры, а также может быть смонтирован уровнемер.

На газоосушителе смонтированы показывающий манометр и измерительные преобразователи давления и температуры.

В зависимости от величины содержания пластовой воды в сырой нефти (далее - обводненность нефти), измерительные модули могут быть выполнены по двум компоновочным вариантам: для малообводненной нефти – по первому компоновочному варианту, для высообводненной – по второму.

В измерительных модулях, выполненных по первому компоновочному варианту, на стыке трубопроводов, отводящих сырую нефть из накопителя и нефтяной газ из газоосушителя, монтируется трехходовой кран с электроприводом, а на трубопроводе, отводящем сырую нефть из отстойника – проходной кран с электроприводом.

На входном трубопроводе измерительного модуля, выполненного по второму компоновочному варианту, монтируется трехходовой кран с электроприводом, обеспечивающий поочередную подачу газожидкостной смеси от скважины в сепаратор и отстойник.

На стыке трубопроводов, отводящих сырую нефть из накопителя и отстойника, а также нефтяной газ из газоосушителя, монтируется четырехходовой кран с электроприводом, обеспечивающий поочередное подключение этих трубопроводов к выходному трубопроводу измерительного модуля.

В зависимости от газосодержания (величины газового фактора) в продукции подключаемых к установке скважин, измерительный модуль может быть оборудован предварительным сепаратором (при большом газосодержании) или на трубопроводе, отводящем нефтяной газ, может быть смонтирован регулятор перепада давления (при чрезвычайно малом газосодержании).

В зависимости от выбранного способа определения обводненности на трубопроводе, отводящем сырую нефть из отстойника, может быть смонтирован влагомер.

Распределительный модуль ТБ включает в себя входные трубопроводы, переключатель скважин многоходовой, байпасный трубопровод и выходной коллектор.

В состав БА входят блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ) и шкаф силовой.

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

По признаку максимальной пропускной способности установки имеют четыре варианта исполнения.

По признаку количества подключаемых скважин установки имеют семь вариантов исполнения.

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

В основу принципа действия установок заложен гидростатический метод измерений, в соответствии с п.8.4.2.4 ГОСТ Р 8.615-2005.

Измерения производятся путем заполнения сырой нефтью накопителя сепаратора, измерения гидростатического давления ее столба, вычисления массы, объема и последующего слива из накопителя – замещения нефтяным газом.

При сливе пробы, предварительно отобранный в отстойник, с помощью влагомера, расчетным (по соответствующему алгоритму) или лабораторным способом измеряется обводненность нефти и на основе этих данных вычисляется масса пластовой воды и масса обезвоженной нефти.

Эквивалентом объема нефтяного газа в рабочих условиях является вычисленный ранее объем сырой нефти, которую он замещает при ее сливе из накопителя сепаратора.

Приведение объема нефтяного газа к нормальным условиям производится по ГОСТ 2939-63.

Для вычислений массового расхода сырой нефти, обезвоженной нефти и объемного расхода нефтяного газа дополнительно измеряется время заполнения и опорожнения отстойника.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1

Наименование	Значение
Максимальное значение среднего массового расхода (максимальная пропускная способность) сырой нефти (водо-нефтяной смеси), в зависимости от типоразмера установки, кг/ч (т/сут)	6666 (400), 31250(750) , 62500 (1500), 83333 (2000)
Газовый фактор, м ³ /т, не более:	
- для исполнения измерительного модуля без предварительного сепаратора	100
- для исполнения измерительного модуля с предварительным сепаратором	150
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»
Коммуникационные каналы:	
- RS485	протокол Modbus (мастер)
-RS232S/485	протокол Modbus (подчиненный)
Пределы допускаемой относительной погрешности, %, не более	
БИОИ при:	
- измерениях унифицированных токовых сигналов	± 0,5
- измерениях интервалов времени	± 0,15
- обработке информации	± 0,05

Продолжение таблицы 1

Наименование	Значение
Комплектующих средств измерений: - измерительных преобразователей давления - измерительных преобразователей температуры - измерительных преобразователей гидростатического давления столба жидкости - измерительных преобразователей уровня сырой нефти (при высоте уровня взлива не менее 720 мм) - влагомеров, по поддиапазонам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти: до 70% от 70% до 95%	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 0,25$ $\pm 0,7$ $\pm 5,0$ $\pm 10,0$
При измерениях вместимости накопителя и отстойника сырой нефти	$\pm 0,3$
При определениях коэффициентов: - объема - массы - плотности	$\pm 1,0$ $\pm 1,0$ $\pm 1,0$
Установки (в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005): при измерениях - массы и среднего массового расхода сырой нефти - массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазонам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти: до 70% от 70% до 95% свыше 95% - объема и среднего объемного расхода нефтяного газа	$\pm 2,5$ $\pm 6,0$ $\pm 15,0$ в соответствии с методикой выполнения измерений, утвержденной и аттестованной в установленном порядке $\pm 5,0$
Исполнение серийно изготавливаемого электрооборудования, размещаемого: - в ТБ-боксе - в БА-боксе	взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А согласно «Правилам устройства электроустановок». Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-Т3 по ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99 обыкновенное
Параметры питания электрических цепей: - род тока - напряжение, В - допустимое отклонение от номинального напряжения, % - частота, Гц - потребляемая мощность, кВ·А, не более	переменный 380/220 от -15 до +10 50 ± 1 20
Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	от 1 до 14

Продолжение таблицы 1

Наименование	Значение
Габаритные размеры и масса блоков	в соответствии с конструкторской документацией на конкретный вариант исполнения установки
Установки должны оставаться в работоспособном состоянии при изменении температуры окружающего воздуха от -45°C (У1) и -60°C (УХЛ1) до +40°C при относительной влажности до 100%.	
Средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее	17500
Срок службы, лет, не менее	8

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 «ОЗНА-Импульс»-XXXX-XX в том числе:	1	В соответствии с заказом
- блок технологический	1	
- блок аппаратурный	1	
Комплекты		
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов (РЭ, ПС, МП)	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1	Согласно ведомости КМЧ

Проверка

осуществляется по документу ИМП.00.00.00.000И1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в декабре 2008 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 Ч3-83 РЛПА411218.001ТУ. Диапазон измерения интервалов времени от 0,0000001 до 100 с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерениях интервалов времени $\pm 0,000008$ с.
3. Образцовые мерники II разряда ГОСТ 8.400-80. Вместимость 100; 20; 5 и 2 дм³. Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$.
4. Колбы I класса, цилиндры ГОСТ 1770-74. Вместимость и количество подбирается при поверке.
5. Денсиметры общего назначения рабочие эталоны 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002. Пределы измерений от 650 до 2000 кг/м³. Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³.

6. Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 ГОСТ 28498-90. Диапазон измерений от 0 до 55°C. Цена деления 0,1°C.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений регламентирован в документе «ГСИ. Рекомендация. Количество нефти и нефтяного газа нефтедобывающей скважины. Методика выполнения измерений массы сырой сепарированной нефти, массы нефти и объема нефтяного газа по дискретным измерениям, выполняемым установками измерительными «ОЗНА-ИМПУЛЬС». Свидетельство об аттестации № 65506-07 от 24.04.2007 г., в федеральном реестре зарегистрировано под № ФР.1.29.2007.03512.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «ОЗНА – Импульс»

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 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс». Технические условия ТУ 3667-042-00135786-2003

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»
(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)

Адрес: 452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60
Тел/Факс: (34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А
Тел.(843)272-70-62, факс: 272-00-32
E-mail: yniirpr@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.

« ____ » 2018 г.