

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### 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 (добываемых 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 высокообводненной – 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 отобранной 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

Максимальное значение среднего массового расхода (максимальная пропускная способность) сырой нефти (вода-нефтяной смеси), в зависимости от типоразмера установки, кг/ч (т/сут) . . . . . 6666 (400), 31250(750) , 62500 (1500), 83333 (2000).

Газовый фактор, м<sup>3</sup>/т, не более:

- для исполнения измерительного модуля без предварительного сепаратора . . . . . 100

- для исполнения измерительного модуля с предварительным сепаратором . . . . . 150

Рабочее давление, МПа (кгс /см<sup>2</sup>), 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

Комплекующих средств измерений:

- измерительных преобразователей давления . . . . . ± 0,5

- измерительных преобразователей температуры . . . . . ±1,0

- измерительных преобразователей гидростатического давления столба жидкости . . . . . ± 0,25

- измерительных преобразователей уровня сырой нефти (при высоте уровня разлива не менее 720 мм) . . . . . ± 0,7

- влагомеров, по поддиапазнам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти: до 70% . . . . . ± 5,0

от 70% до 95% . . . . . ±10,0

- При измерениях вместимости накопителя и отстойника сырой нефти . . . . . ± 0,3
- При определениях коэффициентов:
- объема . . . . . ±1,0
  - массы . . . . . ±1,0
  - плотности . . . . . ±1,0
- Установки (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 объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:
- до 70% . . . . . ±6,0
  - от 70% до 95%. . . . . ±15,0
  - свыше 95% - в соответствии с методикой выполнения измерений, утвержденной и аттестованной в установленном порядке;
- объема и среднего объемного расхода нефтяного газа . . . . . ± 5,0
- Исполнение серийно изготавливаемого электрооборудования, размещаемого:
- в ТБ-боксе - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А согласно «Правил устройства электроустановок». Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99;
  - в БА-боксе . . . . . 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, кВт·А, не более . . . . . 20
- Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки) . . . . . от 1 до 14
- 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 минус 45°С (У1) и минус 60°С (УХЛ1) до плюс 40°С 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 1.

Таблица 1

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-Импульс»-XXXX-XX	1	В соответствии с заказом
в том числе:		
- блок технологический	1	
- блок аппаратурный	1	

Наименование	Кол-во	Примечание
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

### Поверка

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 ЧЗ-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 дм<sup>3</sup>. 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/м<sup>3</sup>. Пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup>.

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

### 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»

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

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

### Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при выполнении 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](mailto: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 272-00-32, e-mail: [yniirpr@bk.ru](mailto: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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.