

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

Приложение к свидетельству  
№ 34215 об утверждении типа  
средств измерений

СОГЛАСОВАНО:  
Руководитель ГЦИ СИ –  
директор И.В. Иванов



Установки измерительные «ОЗНА-Импульс»	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>26011-08</u> Взамен № <u>26011-03</u>
---	--

Выпускаются по ТУ 3667-042-00135786-2003

## Назначение и область применения

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

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» (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 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.

### **Основные 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 поддиапазонам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти:
  - до 70% . . . . . ± 5,0
  - от 70% до 95% . . . . . ±10,0

При измерениях вместимости сепаратора, 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, кВА, 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 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

Знак утверждения типа наносится на металлическую маркировочную табличку, укрепленную на ТБ-боксе, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульном листе эксплуатационных документов.

### Комплектность

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная «ОЗНА-Импульс»-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 А1 ТУ 3667-042-00135786-2003.
2. \* Обозначение документации – в зависимости от номера разработки установки.

### Поверка

Поверку БИОИ и установок измерительных «ОЗНА-Импульс» в целом осуществляют в соответствии с документом: «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» Методика поверки ИМП.00.00.00.000И1», утвержденным 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 ±0,003 мА.

2. Частотомер электронно-счетный ЧЗ-83 РЛПА411218.001ТУ. Диапазон измерения интервалов времени 0,000001...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. Образцовые денсиметры общего назначения 1 разряда ГОСТ 8.024-2002. Пределы измерений 650...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 0...55°C. Цена деления 0,1°C.

Межповерочный интервал – 2 года.

Примечание. Периодическую поверку манометров, измерительных преобразователей давления, температуры и влагомеров производить с межповерочным интервалом, согласно соответствующих методик.

### Нормативные и технические документы

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.

### Заключение

Тип установки измерительной «ОЗНА-Импульс» ТУ 3667-042-00135786-2003 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, включен в действующую государственную поверочную схему и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Установки измерительные «ОЗНА-Импульс» прошли испытания на безопасность в органе по сертификации продукции ООО «Башкирский центр сертификации и экспертизы» РОСС RU.0001.10 АЯ36.

Сертификат соответствия РОСС RU.АЯ36.В23003 № 7292609 от 25.12.2006 г.

### Изготовитель

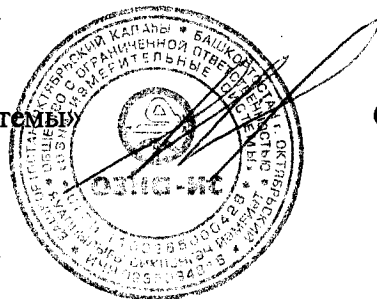
Общество с ограниченной ответственностью «ОЗНА – Измерительные системы».

452620, Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60.

Тел.: (347) 246 – 01 – 09 .

Главный инженер

ООО «ОЗНА – Измерительные системы»



С.М. Мاستьянов