

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА**

**Приложение к свидетельству
№ 32764 об утверждении типа
средств измерений**

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ –
директор ФГУП ВНИИР

Иванов



**Установки автоматизированные
измерительные
«Спутник-ОЗНА-ВМ1»**

**Внесены в Государственный реестр
средств измерений
Регистрационный № 38025-08
Взамен № _____**

Выпускаются по ТУ 3667-089-00135786.УК-2007

Установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1» реализуются путем модернизации находящихся в эксплуатации установок автоматизированных типа «Спутник» (далее – установки-реципиенты), выпущенных ОАО «АК ОЗНА» по техническим условиям (далее – ТУ) ТУ 3667-043-00135786-2004 (ТУ 3667-014-00135786-99, ТУ 39-1571-91, ТУ 39-5771770-052-90, ТУ 25-6734002-87, ТУ 39-1061-85) или установок-реципиентов, выпущенных по ТУ других производителей.

Установки-реципиенты подвергаются техническому освидетельствованию в соответствии с рекомендациями по метрологии Р 50.2.052-2006. Подвергаются ремонту (при необходимости) и модернизации по ТУ 3667-089-00135786.УК-2007. Вариант модернизации – 1 (далее - ВМ1).

После модернизации, в соответствии с рекомендациями Р 50-601-12-89, в структуру условного обозначения конкретной установки-реципиента включается аббревиатура – «ОЗНА-ВМ1», в наименование включается признак – «измерительная».

Назначение и область применения

Установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1» предназначены для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти (далее – сырая нефть), сепарированной безводной нефти (далее – нефть) и объема свободного нефтяного газа (далее – газ), а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, нефти и среднего объемного расхода газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание

Установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1» (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.

11.06.11 00:11:00

Камеры двухкамерных сепараторов выполнены в виде цилиндров, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения газа из газожидкостной смеси, 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 (газового трубопровода).

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 (жидкостном трубопроводе) 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 расходомеры-счетчики (далее - счетчики) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений.

Измерения могут производиться в непрерывном или циклическом режимах.

В качестве регуляторов расхода могут использоваться клапана или шаровые краны.

Причем, в зависимости от диапазона значений величины расхода (дебита) сырой нефти и нефтяного газа, регуляторы расхода могут устанавливаться и на жидкостном и на газовом трубопроводе.

В измерительном модуле для измерений массы и массового расхода сырой нефти используются кориолисовые массовые счетчики различных моделей фирм-производителей: Emerson Process Management, Fisher-Rosemount (США, Голландия), Rota Yokogawa, Endress+Hauser GmbH+Co.KG (Германия) и ПО «Нефтегазовые системы» (Россия).

Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа используются кориолисовые массовые счетчики тех же фирм-производителей, а также вихревые счетчики Fisher-Rosemount, ИПФ «Сибнефтеавтоматика» и ГК «Эталонприбор» (Россия).

Сепараторы оборудуются манометрами и измерительными преобразователями давления и температуры.

Для обеспечения измерений массы и массового расхода обезвоженной нефти измерительные модули могут комплектоваться влагомерами ВОЕСН ПО «Нефтегазовые системы», ВСН-ПИК ЗАО «ПИКиКо» или F «Phase Dynamics». Обводненность нефти может также определяться лабораторным (расчетным) методом.

В зависимости от совокупности основных средств измерений, применяемых при модернизации, образующих комплексы средств измерений (далее – КСИ), установки имеют 54 исполнения (см. обязательное приложение).

По признаку номинальной пропускной способности установки имеют два варианта исполнения.

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

В состав БА входят блоки измерений и обработки информации (далее - БИОИ) производства «АК ОЗНА» и блоки силового управления установок-реципиентов.

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

Установки имеют два варианта климатического исполнения: У и УХЛ категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Основные технические характеристики

Номинальные значения среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти (номинальная пропускная способность) в зависимости от типоразмера установки-реципиента, кг/с (т/сут) 4,63(400), 17,4(1500).

Рабочее давление, МПа (кгс /см²), не более 4,0 (40).

Максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти – газовый фактор, м³/т (в стандартных условиях):

- без замены, при модернизации, сепаратора установки-реципиента 60
- с заменой (или доработкой) сепаратора установки-реципиента 150

Минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в газожидкостной смеси в рабочих условиях, м³/м³ 0,1

Вид входных/выходных сигналов БИОИ:

- унифицированные токовые сигналы 0-20 мА;
- 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, %, не более, при:

- измерениях унифицированных токовых сигналов. ± 0,5
- измерениях интервалов времени ± 0,15
- измерениях числа импульсов ± 0,15
- обработке информации ± 0,05.

Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %, не более, при:

- а) измерениях массы сырой нефти ± 2,5;
- б) измерениях массы обезвоженной нефти, по поддиапазнам 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;

в) измерениях объема нефтяного газа ± 5,0.

Исполнение электрооборудования установок-реципиентов и вновь устанавливаемого электрооборудования:

- ТБ-бокса - взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А (ПУЭ). Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей - ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99;

- БА-бокса - обыкновенное.

Остальные технические характеристики – в соответствии с эксплуатационной документацией установок-реципиентов.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на металлическую маркировочную табличку, укрепленную снаружи ТБ-бокса, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульном листе эксплуатационных документов (или приложений к ним).

Комплектность

В состав монтируемого оборудования при ремонте и модернизации (далее - ОРМ) входит комплект монтажных частей (далее - КМЧ) и КСИ.

Состав ОРМ определяется дефектной ведомостью и спецификацией к договору.

А13611 Смет 06.11.08

Поверка

Поверку БИОИ и установки в целом осуществляют в соответствии с Методикой поверки СВМ1.00.00.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в марте 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-38 ЕЭ 2.721.087ТУ. Диапазон измерений интервалов времени 0,000001...10000с. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения интервала времени $\pm 2,5 \times 10^{-7}$ %.

Межповерочный интервал - 4 года.

Примечание. Периодическую поверку счетчиков МАСК, 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 автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1». Технические условия ТУ 3667-089-00135786.УК-2007.

Заключение

Тип установки автоматизированной измерительной «Спутник-ОЗНА-ВМ1» ТУ 3667-089-00135786.УК-2007 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1» 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.Н22389 № 0805404 от 19.12.2007 г.

Изготовитель-производитель работ (генподрядчик)

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

Приложение (обязательное) к описанию типа

На 4-х листах

Регистрационный № _____

КЛАССИФИКАТОР
комплексов средств измерений установок
автоматизированных измерительных «Спутник-ОЗНА-ВМ1»

| Номер комплексов средств измерений | Модель средства измерений | | | | Обозначение комплексов средств измерений |
|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------|---------------------------------------|------------------------------------------|
| | Счетчик сырой нефти | Счетчик нефтяного газа | Влагомер | Блок измерений и обработки информации | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | СМФ, Т, F, R | СМФ, F, R | ВОЕСН | ОЗНА БИОИ | E1 |
| 2 | | | ВСН-ПИК | | E2 |
| 3 | | | «F» | | E3 |
| 4 | | «8800» | ВОЕСН | | E4 |
| 5 | | | ВСН-ПИК | | E5 |
| 6 | | | «F» | | E6 |
| 7 | | СВГ.М | ВОЕСН | | E7 |
| 8 | | | ВСН-ПИК | | E8 |
| 9 | | | «F» | | E9 |
| 10 | | «V-bar-700» | ВОЕСН | | E10 |
| 11 | | | ВСН-ПИК | | E11 |
| 12 | | | «F» | | E12 |
| 13 | «Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR | «Rotamass» RCCS(T) 34-39 | ВОЕСН | R1 | |
| 14 | | | ВСН-ПИК | R2 | |
| 15 | | | «F» | R3 | |
| 16 | | «8800» | ВОЕСН | R4 | |
| 17 | | | ВСН-ПИК | R5 | |
| 18 | | | «F» | R6 | |
| 19 | | СВГ.М | ВОЕСН | R7 | |
| 20 | | | ВСН-ПИК | R8 | |
| 21 | | | «F» | R9 | |
| 22 | | «V-bar-700» | ВОЕСН | R10 | |
| 23 | | | ВСН-ПИК | R11 | |
| 24 | | | «F» | R12 | |
| 25 | «Promass» E, I, F | «Promass» E, I, F | ВОЕСН | P1 | |
| 26 | | | ВСН-ПИК | P2 | |
| 27 | | | «F» | P3 | |
| 28 | | «8800» | ВОЕСН | P4 | |
| 29 | | | ВСН-ПИК | P5 | |
| 30 | | | «F» | P6 | |
| 31 | | СВГ.М | ВОЕСН | P7 | |
| 32 | | | ВСН-ПИК | P8 | |
| 33 | | | «F» | P9 | |
| 34 | | «V-bar-700» | ВОЕСН | P10 | |
| 35 | | | ВСН-ПИК | P11 | |
| 36 | | | «F» | P12 | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|----|----------------------------------------|-----------------------------|---------|--------------|-----|
| 37 | «Маск»- -20, 50, 100 (вариант 1) | CMF, F, R | ВОЕСН | ОЗНА БИОИ | M1 |
| 38 | | | ВСН-ПИК | | M2 |
| 39 | | | «F» | | M3 |
| 40 | | «Rotamass» RCCS(T) 34-39 | ВОЕСН | | M4 |
| 41 | | | ВСН-ПИК | | M5 |
| 42 | | | «F» | | M6 |
| 43 | | «Promass» E, I, F | ВОЕСН | | M7 |
| 44 | | | ВСН-ПИК | | M8 |
| 45 | | | «F» | | M9 |
| 46 | | «8800» | ВОЕСН | | M10 |
| 47 | | | ВСН-ПИК | | M11 |
| 48 | | | «F» | | M12 |
| 49 | | СВГ.М | ВОЕСН | | M13 |
| 50 | | | ВСН-ПИК | | M14 |
| 51 | | | «F» | | M15 |
| 52 | | «V-bar-700» | ВОЕСН | | M16 |
| 53 | | | ВСН-ПИК | | M17 |
| 54 | | | «F» | | M18 |

Пример записи обозначения установки автоматизированной измерительной, выполненной на базе установки-реципиента «Спутник АМ-40-10-400» и комплекса средств измерений №1: «Спутник-ОЗНА-ВМ1»-Е1-400.

- Примечание. 1 Конкретные модели средств измерений, входящие в состав комплекса средств измерений, указываются при заказе в разделе «Дополнительные требования» опросных листов.
- 2 Допускается включать в состав комплекса средств измерений влагомеры RFM фирмы «ROXAR» или RED EYE фирмы «WEATHERFORD», имеющие метрологические характеристики не хуже, чем у указанных в графе 4 таблицы.

Экспликация основных средств измерений

| № пп | Наименование (обозначение) средства измерений (модели) | Изготовитель (поставщик) | Регистрационный номер в Госреестре |
|---------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion» CMF, T, F, R | EM- FR | 13425-06 |
| 2 | Счетчики-расходомеры массовые «Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR | RY | 27054-04 |
| 3 | Расходомеры массовые «Promass» E, I, F | EH | 15201-04 |
| 4 | Счетчики жидкости массовые «Маск»-20, 50, 100 (вариант 1) | НГС | 12182-04 |
| 5 | Расходомеры-счетчики вихревые «8800» | FR | 14663-06 |
| 6 | Счетчики газа вихревые СВГ.М | ИПФ «Сибнефтеав- томатика» | 13489-05 |
| 7 | Расходомеры-счетчики вихревые «V-bar-700» | «Эталонприбор» | 14919-05 |
| 8 | Влагомеры сырой нефти «ВОЕСН» | НГС | 32180-06 |
| 9 | Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК | ЗАО «ПИКиКо» | |
| 10 | Влагомеры поточные «F» | PhD | 17713-03 |

Примечания.

1. Остальные комплектующие средства измерений могут быть любого типа.

В том числе:

- измерительные преобразователи избыточного давления с верхним пределом измерений 6 МПа (для установок с $P_p = 4,0$ МПа) и пределами допускаемой относительной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- измерительный преобразователь температуры с диапазоном измерений от 0 до 100°C и пределами допускаемой относительной погрешности, не более $\pm 1\%$ (на газовый трубопровод допускается не устанавливать);
- манометры показывающие с пределами измерения 0-6 МПа, класса точности не ниже 1,5.

Исполнение измерительных преобразователей давления и температуры – взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А по ПУЭ.

2. Установки вместо влагомеров могут комплектоваться трубными катушками соответствующей конфигурации. При этом обеспечивается резервный канал связи с блоком измерений и обработки информации, для последующей установки влагомера пользователем. До установки влагомера содержание воды в рабочей среде блоком измерений и обработки информации определяет расчетным путем или она определяется лабораторным способом.

3. На измерительном трубопроводе переключателя скважин многоходового и жидкостном трубопроводе сепаратора монтируются пробоотборники по ГОСТ 2517-85. По согласованию с владельцем установки-реципиента, на жидкостном трубопроводе сепаратора может быть оставлен существующий счетчик TOP (регистрационный номер в Госреестре 6965-03) или заменен соответствующей трубной катушкой.

Продолжение приложения
Лист 4 из 4-х

Сокращения, принятые в приложении А:

EM-FR – «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount»

RY – «Rota Yokogava GmbH&CO.KG»

EH – «Endress+Hauser GmbH+Co.KG»

НГС – ПО «Нефтегазовые системы»

PhD – «Phase Dynamics»