

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Применение по типу флюида	Нефть, газ, газоконденсат	Нефть, газ, газоконденсат	Нефть, газ, газоконденсат
Рабочий режим	Нефть, газ	Нефть, газ	Нефть, газ
Механические характеристики			
Среда	H2S		
Макс. рабочее давление,	МПа [psi] 34 [5 000] (опционально 103 [15 000])		
Номинальная температура t , °C [град. F]	-20 до 150 [-4 до 302] (опционально 200 [392])		
Температура окружающей среды, °C [град. F]	-20 до 85 [-4 до 185]		
Температура хранения, °C [град. F]	-40 до 85 [-40 до 185]		
Размеры (Ш x Д x В), мм [ф]	684 x 479 x 467	663 x 686 x 633	
Масса, кг [фунты]	[2,24 x 1,57 x 1,53]	[2,18 x 2,25 x 2,08]	
Соединения, мм [дюйм]	210 [463]	270 [595]	
	76,2 [3]†	127,0 [5]†	
Потребляемая мощность, Вт	25, постоянный ток		
Классификация опасной зоны и взрывозащитенность оборудования	CENELEC EEx+d IIB T5 и Североамериканский стандарт взрывобезопасности - класс 1, зона 1, группы C и D T5		
Общий класс пылевлагозащитенности оборудования от проникновения	(IP) IP66		
Протокол связи	RS422 MODBUS RTU, RS 485 MODBUS RTU, и TCP/IP Ethernet или MODBUS		
Основные метрологические характеристики			
Вязкость жидкости, Pa.s [сП]	0,0001-2 [0,1-2 000], в рабочих условиях Менее $\pm 1\%$		
Воспроизводимость	(общий массовый расход в рабочих условиях) Менее $\pm 0,1\%$		
Разрешение	(общий массовый расход в рабочих условиях)		
Расходомеры (в соответствии с ГОСТ Р 8.615 - 2005):	$\pm 2,5\% \pm 5\%$		
при измерениях массы и среднего массового расхода сырой нефти при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях при измерениях массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, по поддиапазонам объемного содержания пластовой воды в сырой нефти: до 70% от 70% до 95% Межповерочный интервал	$\pm 6,0\% \pm 15,0\%$ 4 года		
Нормативные документы			
РФ Сертификат об утверждении типа средств измерений, сертификат соответствия ГОСТ Р, санитарно-эпидемиологическое заключение, разрешение на применение			

† Тип соединения GRAYLOC® hub.

‡ Сертификация по европейскому стандарту.

†† Максимальное значение дебита жидкости при объемном соотношении газа к жидкости = 0, плотность жидкости = 850 кг/м³ [53 фунт/фт³], давление = 2 068 кПа [300 psi], обводненность = 0, значение дифференциального давления на трубке Вентури = 500 кПа [72,5 psi], и максимальная скорость общего потока флюида 0,3 маха.

††† Максимальное значение дебита газа при монофазном течении флюида, плотность газа = 1 121 кг/м³ [70 фунт/фт³], давление = 34 474 кПа [5 000 psi], значение дифференциального давления на трубке Вентури = 500 кПа [72,5 psi], и максимальная скорость общего потока флюида 0,3 маха.

*Марка Schlumberger и Frame

452600, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Северная, 60
тел. (34767) 9-50-10, 9-50-11
e-mail: ms@ozna.ru

Центр технической поддержки: +7 (347) 246-01-08, 246-01-09

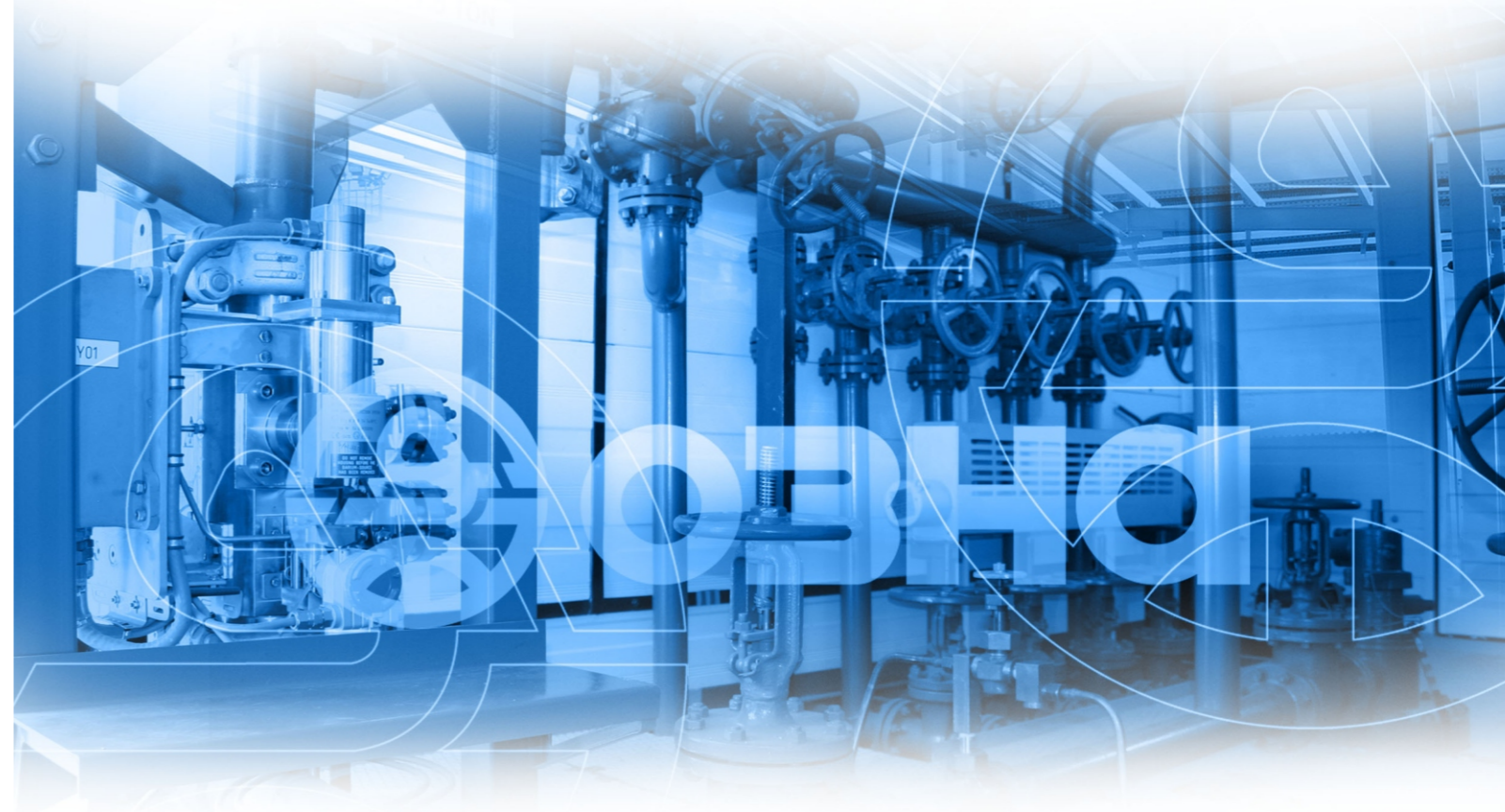
Форум технической поддержки: www.ozna.ru/forum



www.ozna.ru



Установка автоматизированная измерительная «ОЗНА-Vx»



Установка автоматизированная измерительная «ОЗНА-Vx»



Измерительная автоматизированная установка «ОЗНА-Vx» на базе многофазного расходомера PhaseWatcher с применением технологии Vx позволяет осуществлять непрерывные измерения дебитов отдельных фаз и фракционного состава многофазных потоков практически любой сложности, для которых характерны колебания дебитов, пенообразование и присутствие эмульсий. Многофазный метод исследования скважин не предусматривает использование сепаратора и мерных емкостей, что способствует существенному сокращению занимаемых производственных площадей, весовой нагрузки на несущие промышленные конструкции, и идеально подходит для эксплуатации на морских гидротехнических сооружениях.

НАЗНАЧЕНИЕ:

Установки автоматизированные «ОЗНА-Vx» применяются в системах внутрипромыслового сбора нефти и предназначены для измерений:

- Массы и массового расхода сырой нефти - водонефтяной смеси (далее - сырая нефть);
- Массы и массового расхода безводной нефти (далее - обезвоженная нефть);
- Объема и объёмного расхода свободного нефтяного газа (далее - нефтяной газ).

ОСОБЕННОСТИ:

- Удаленный доступ к данным;
- Достоверные измерения с высокой степенью воспроизводимости;
- Превосходные динамические характеристики;
- Отсутствие необходимости предварительной сепарации и калибровки по потоку;
- Возможность отбора проб при рабочих условиях, непосредственно из линии расходомера;
- Измерение дебитов скважин с высоким газовым фактором (до 100%), содержанием эмульсий и пенообразованием;
- Способность оборудования работать под высоким давлением независимо от типа флюида.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Высокая оперативность и эффективность измерений;
- Сокращение затрат на анализ и разработку месторождений;
- Надёжность - отсутствие механических движущихся частей предотвращает изнашивание деталей;
- Высокая ремонтпригодность - все блоки легко и быстро заменяются;

- Широкий диапазон измерения дебита скважин (от 50 до 6000);
- Простота калибровки и поверки;
- Непрерывность процесса замера в отличие от сепарационного метода;
- Возможность оптимизации режима работы электроцентробежных насосов;
- Работа в различных средах, в том числе агрессивных;
- Измерение дебитов скважин с высоким содержанием сероводорода;
- Измерение дебитов скважин с низкой температурой флюида до -20 °С;
- Стабильная, бесперебойная работа в осложненных условиях эксплуатации;
- Возможность получения данных о замере в реальном времени;
- Учет растворенного газа;
- Измерение дебитов скважин с высоковязкими нефтями (до 2000 сР);
- Наличие всей необходимой разрешительной документации;
- Отсутствует необходимость в получении заказчиком (эксплуатирующей организацией) дополнительной разрешительной документации по эксплуатации оборудования, содержащего радиоактивный источник.

УСТРОЙСТВО УСТАНОВКИ:

Установки «ОЗНА-Vx» включают в себя технологический, аппаратный блоки и элементы системы жизнеобеспечения. В состав технологического блока входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является многофазный расходомер компании «Шлюмберге» PhaseWatcher Vx.

Распределительный модуль представляет собой арматурный узел, основным элементом которого является автоматически управляемый переключатель скважин многоходовой (ПСМ) или блок трехходовых кранов, обеспечивающий поочередное подключение скважин к измерительному модулю.

Аппаратурный блок включает в себя блок приема-передачи информации (БПИ) и блок силового управления (ШС).

БПИ осуществляет индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений.

Элементы системы жизнеобеспечения обеспечивают укрытие (блок-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию и пожарогазосигнализацию.


ВАРИАНТЫ ИСПОЛНЕНИЯ:

- На базе многофазных расходомеров PhaseWatcher Vx (88 мм, 52 мм и 29 мм);
- Стационарная;
- Односкважинная;
- Многоскважинная.

Инновационное решение
СИСТЕМА СУММАРНОГО УЧЕТА НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЕЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ

С 2010 года ООО «ОЗНА-Измерительные системы» предлага-

ет возможность установки системы суммарного учета нефти, основанной на технологии многофазного расходомера компании «Шлюмберге» PhaseWatcher Vx, что позволяет сводить баланс со всех объектов нефтепромысла о количестве поступающей нефти к центральному пункту сбора (ЦПС).

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Бессепарационный замер;
- Сравнительно небольшие габариты установки;
- Возможность установки после мультифазных насосов;
- Экономически выгодное решение суммарного учета нефти.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	1-14
Диапазон номинальных значений дебита, подключенных к установке скважин, т/сут	150 - 6000
Рабочее давление, МПа (атм), не более	4,0 (40)
Характеристика рабочей среды:	
рабочая среда	газожидкостная смесь (ГЖС)
температура, °С	от -20 до 60
динамическая вязкость жидкости при рабочих условиях (сПз)	до 2000
содержание воды в жидкости, массовая доля, %	от 0 до 100
содержание парафина, объемных %	не более 7
содержание механических примесей, массовых %	не более 3000
содержание сероводорода, объемных %	не более 2
Вид и количество входных/выходных сигналов (каналов)	
БИОИ станции управления, не менее:	
унифицированные токовые сигналы входные (8 каналов)	0-20 мА
дискретные входные сигналы	16
Информационно-коммуникационные каналы:	
панель оператора порт Rs232	3
совмещенный канал RS485/RS232, ModbusRTU	1
канал Ethrnet	по требованию Заказчика
Линии подключения внутренних «Modbus» информационных каналов (влагомер, расходомер) защищены устройством грозозащиты и искробезопасными барьерами	
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
Установки (в соответствии с ГОСТ Р 8.615 - 2005):	
при измерениях массы и среднего массового расхода сырой нефти	± 2,5
при измерениях 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 ± 15,0
Питание электрических цепей:	
род тока	переменный
напряжение, В	380/220
отклонение напряжения питания сети, %	от минус 15 до плюс 10
частота переменного тока, Гц	50±1
потребляемая мощность, кВт, не более	20
Характеристика окружающего воздуха:	
интервал температур	-40 до +40 (исп-е У1) -60 до +40 (исп-е УХЛ1)
относительная влажность, %	до 100
Исполнение приборов, устройств и электрооборудования технологического блока	взрывозащищенное
Исполнение электрооборудования блока аппаратурного	общепромышленное

Примечание: Опционально можно снизить нижний диапазон номинальных значений дебитов по жидкости до 90 м³/сут. (путем установки дополнительного датчика перепада давления с нижним пределом измерения 20 мбар)