

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ -
директор ФГУП ВНИИР



<p>Установки измерительные «ПНС»</p>	<p>Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40208-08</u> Взамен № _____</p>
--	--

Выпускаются по техническим условиям ПНС 00.00.000 ТУ

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «ПНС» (далее - установки) предназначены для измерений среднесуточного массового расхода жидкости, среднесуточного объемного расхода попутного газа, а также для определения среднесуточного массового расхода нефти, добываемой из нефтяных скважин.

Область применения - замкнутые герметизированные системы сбора нефти и попутного газа нефтедобывающих предприятий.

ОПИСАНИЕ

Принцип работы установок основан на периодическом заполнении жидкостью (водонефтяной смесью) и последующем опорожнении (заполнении газом) измерительной камеры накопительной емкости горизонтального сепаратора и вертикальной емкости. Вместимость калиброванной части измерительной камеры емкостей между сигнализаторами уровня определяется при настройке установки.

Установки состоят из блока технологического и блока контроля и управления, выполненных в виде блок-боксов. Основными узлами блока технологического являются горизонтальный сепаратор и вертикальная емкость, соединенные между собой по принципу сообщающихся сосудов. Вертикальная емкость оборудована датчиком гидростатического давления столба жидкости и датчиком избыточного давления «Метран-100» (Госреестр № 22235-08), термопреобразователем с унифицированным выходным сигналом Метран-

270МП модели ТСМУ «Метран-274» (Госреестр № 21968-06) и сигнализаторами уровня поплавковыми моделями Modulelevel EZ и Smart EZ Modulelevel (Госреестр № 23371-08). На стыке трубопроводов, отводящих жидкость и газ из вертикальной емкости, смонтирован трехходовой кран с электроприводом.

Блок технологический обеспечивает:

- поочередное подключение скважин для измерений по команде с блока контроля и управления;
- отделение свободного газа из смеси и выполнение цикла измерений параметров жидкости и газа;
- выдачу информации с датчиков избыточного, гидростатического давления, датчиков температуры и сигнализаторов уровня в блок контроля и управления.

Блок контроля и управления включает в себя блок измерений и обработки информации (БИОИ) и блок электрооборудования (БЭ). БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, определения среднесуточного массового расхода, определения содержания воды в жидкости, индикации измерительной и сигнальной информации, поступающей от датчиков. БЭ включает в себя элементы коммутации (пускатели, автоматические выключатели, блоки клеммных зажимов) и осуществляет силовое управление электрическими исполнительными механизмами блока технологического и электрооборудованием системы жизнеобеспечения.

Измерение массового расхода жидкости производится путем периодического заполнения измерительной камеры жидкостью и измерения давления, которое оказывает столб жидкости на чувствительный элемент (мембранный блок датчика гидростатического давления вертикальной емкости). Перемещение мембран мембранного блока под действием давления преобразуется в пропорциональный выходной токовый сигнал датчика гидростатического давления, проградуированный в единицах массы, через коэффициент массы, кг.

Измерение среднесуточного массового расхода жидкости производится по скорости накопления в измерительной камере порции жидкости с известной массой.

Объем газа в рабочих условиях измеряется путем слива-замещения газом порции жидкости известного объема, равного вместимости измерительной камеры установки.

Измерение среднесуточного объемного расхода газа производится по скорости опорожнения измерительной камеры – слива жидкости. Измерительная информация об объеме газа, приведенного к стандартным условиям, формируется путем вычислений по соответствующему алгоритму, с учетом значений давления, температуры и компонентного состава газа.

Значение среднесуточного массового расхода пластовой воды определяется как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и нефти.

Значение среднесуточного массового расхода нефти определяется как произведение среднесуточного массового расхода жидкости и процентного содержания (массовой доли) нефти в этой жидкости.

Все измеренные параметры и их усредненные значения после каждого цикла измерений передаются на внешнюю ЭВМ посредством интерфейса RS 485 или RS232 по протоколу MODBUS. Для отображения распечатки результатов на принтер из внешней ЭВМ используется специальная программа, которая находится на CD –диске.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номинальные значения среднесуточного массового расхода жидкости (номинальная пропускная способность), кг/с (т/сут)	4,63 (400)
Пределы допускаемой погрешности установки, %	
- при измерениях среднесуточного массового расхода жидкости	± 2,5
- при измерениях среднесуточного объемного расхода газа (в стандартных условиях)	± 5,0

- при определениях среднесуточного массового расхода нефти	± 6,0
Пределы основной приведенной погрешности комплектующих средств измерений установки:	
- датчика избыточного давления, %	± 0,5
- термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом, %	± 0,5
- датчика гидростатического давления столба жидкости, %	± 0,25
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня, % от верхнего предела диапазона измерений	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ, %	
- при измерении унифицированных токовых сигналов	± 0,5
- при обработке информации	± 0,05
- при измерении интервалов времени (не менее 15 с)	± 0,15
Вид и количество входных сигналов (каналов) БИОИ, не менее	
- унифицированные токовые сигналы 4...20мА	8
- дискретные, "сухой" контакт	8
Вместимость калиброванной части установки, м ³ , не менее	0,24
Количество подключаемых скважин	от 1 до 14
Параметры питания электрических цепей:	
-род тока	переменный
-напряжение, В	380 / 220В ^{+10%} _{-15%}
- частота, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВА, не более	20
Параметры рабочей среды:	
рабочая среда	газожидкостная смесь (ГЖС)
давление, МПа, не более	4,0
температура, °С	от плюс 5 до плюс 60
плотность нефти, кг/м ³	700-900
плотность пластовой воды, кг/м ³	1000-1200
содержание механических примесей, % масс., не более	0,05
содержание парафина, % об., не более	7,0
содержание сероводорода, % об., не более	2,0
кинематическая вязкость жидкости, 10 ⁻⁶ м ² /с, не более	500
диапазон значений массовой доли пластовой воды в жидкости	от 0 до 0,95
содержание газа, приведенное к стандартным условиям, м ³ /т	от 4 до 200
Исполнение приборов, устройств и электрооборудования технологического блока	взрывозащищенное
Исполнение электрооборудования блока контроля и управления	обыкновенное
Диаметр трубопроводной обвязки, мм	50
Габаритные размеры, мм, не более	
- технологического блока	7000х3200х2650
- блока контроля и управления	2000х3200х2650
Масса, кг, не более	
- технологического блока	7000
- блока контроля и управления	950
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	34500
Среднее время восстановления работоспособного состояния, ч, не более	2
Срок службы, лет, не менее	10
Условия эксплуатации:	
температура, °С:	
- для исполнения УХЛ	от минус 45 до плюс 40
- для исполнения УХЛ1	от минус 60 до плюс 40
относительная влажность, %	до 100
температура внутри блоков установки, °С	от плюс 5 до плюс 40

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на металлическую табличку, укрепленную на наружной поверхности панелей технологического блок-бокса, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульном листе эксплуатационной документации.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки должен соответствовать таблице 1.

Таблица 1

Обозначение	Наименование	Количество	Примечание
ПНС 00.00.000	Установка измерительная «ПНС», в том числе:	1	
ПНС 10.00.000	Блок технологический	1	
ПНС 20.00.000	Блок контроля и управления	1	
	Комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей	1 компл.	согласно ПНС 00.00.000ЗИ
ПНС 00.00.000РЭ	Установка измерительная «ПНС». Руководство по эксплуатации.	1 экз.	
ПНС00.00.000ПС	Установка измерительная «ПНС». Паспорт. Инструкция. ГСИ Установка измерительная «ПНС». Методика поверки	1 экз.	
	Комплект эксплуатационной документации на комплектующие, входящие в состав установки.	1 компл.	согласно ПНС 00.00.000 ВЭ

ПОВЕРКА

Поверку установок осуществляют в соответствии с документом по поверке: «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «ПНС». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в декабре 2008 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- рулетка Р10-У2-П ГОСТ 7502-98, диапазон измерений от 0 до 10000 мм, ц.д.1мм, допускаемое отклонение длины не более $\pm 1,5$ мм;
- мерники 2-го разряда ГОСТ 8.400-80, вместимость 2; 5; 10; 20; 50 дм^3 , пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;
- цилиндры измерительные ГОСТ 1770-74, вместимость 0,5 дм^3 , цена дел. 0,005 дм^3 ;
- ареометр АТН-1 ГОСТ 18481-81, диапазон измерений от 650 до 1070 кг/м^3 , пределы основной допускаемой погрешности $\pm 0,5$ кг/м^3 ;
- манометр образцовый МО, диапазон измерений от 0 до 1,0 МПа. пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,4$ %;
- указатель уровня жидкости стекло смотровое для промышленных установок ГОСТ 1663-81.

Межповерочный интервал - 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;
Установка измерительная «ПНС». Технические условия ПНС 00.00.000 ТУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип установок измерительных «ПНС» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Уралнефтегазспецмонтаж», Башкортостан, г.Уфа, ул. Гоголя, 60,
Тел./факс (347)292-52-08, тел.(347)274-42-07; e-mail: ungsn@rambler.ru

Генеральный директор
ООО «Уралнефтегазспецмонтаж»



Р.Н. Шафигуллина.