



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.024.A № 50968

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Комплексы промышленные измерительные КПИ-1

ЗАВОДСКИЕ НОМЕРА **001, 002, 003, 004, 005**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ЗАО "ПГО "Тюменьгеология", г. Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **53700-13**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
КПИ-1.00.00.000 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **06 июня 2013 г. № 554**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ **010057**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы промышленные измерительные КПИ-1

Назначение средства измерений

Комплексы промышленные измерительные КПИ-1 (далее – комплексы КПИ-1) предназначены для измерения дебита добывающих скважин по нефти (газовому конденсату), газу и объемной доли воды в жидкой фазе.

Описание средства измерений

Комплексы КПИ-1 представляют собой трехуровневую автоматизированную измерительную систему.

Комплексы КПИ-1 включают в себя следующие уровни:

1 уровень – пробоотборник, блок питания и управления, сепарационная емкость и измерительные преобразователи с выходными токовыми и частотно-импульсными сигналами.

2 уровень – модуль ввода аналоговый и счетчик импульсов.

3 уровень – панель оператора.

Пробоотборник состоит из корпуса, шпинделя и головки отборной. На корпусе и головке вмонтированы штуцеры для подачи среды на блок управления. На головку отборную устанавливается диффузор. На штуцер головки устанавливается вентиль для монтажа технологического трубопровода.

Блок управления состоит из манифольдов, соединенных между собой верхним и нижним байпасами, снабженными шаровыми кранами. На манифольдах установлены преобразователи давления, между манифольдами установлен преобразователь разности давлений и регулятор давления плунжерного типа. На выходе установлен регулирующий вентиль. Для защиты от превышения давления в трубопроводах и преобразователях установлены предохранительные сбросные клапаны.

Сепарационная емкость состоит из сепарационной и накопительной части и оборудована фильтром и емкостью подачи ингибитора с регулировочным вентилем. Для поддержания давления сепарации в автоматическом режиме установлен регулятор обратного давления пружинного типа с двумя отсечными кранами. Для измерения температуры сепарации на сепарационной емкости установлен термопреобразователь сопротивления. Для отбора проб нестабильного конденсата и газа сепарации предусмотрены два шаровых крана с электроприводом. Для защиты емкости сепарационной от превышения давления установлен предохранительный сбросной клапан.

Управление всеми клапанами комплексов КПИ-1 осуществляется командами с панели оператора.

Принцип работы комплексов КПИ-1 заключается в изокINETическом отборе из устья скважины части сформированного многофазного потока в сепарационную емкость, оснащенную уровнемером и преобразователем температуры, для разделения его на однородные фазы (газа сепарации, нестабильных и стабильных жидких углеводородов, попутной воды) с сохранением рабочего давления. Газ сепарации направляется на счетчик газа, жидкая фаза потока накапливается в накопительной части сепарационной емкости, где происходит измерение ее объема и температуры.

Результаты измерений с датчиков 1 уровня в виде токовых и частотно-импульсных сигналов поступают на 2 уровень, преобразуются в цифровой код, передаются через стандартный интерфейс RS-232 или RS-485 на 3 уровень (панель оператора), где на основе

полученных результатов измерений происходит расчет параметров скважины, их визуализация, печать в виде отчета и хранение.

Состав комплексов КПИ-1 представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав комплексов КПИ-1

Наименование компонента	Обозначение	Кол-во	Примечание
1 уровень			
Пробоотборник	КПИ-1.01.00.000	1	Dy65* Py70
Пробоотборник	КПИ-1.02.00.000	1	Dy80* Py70
Пробоотборник	КПИ-1.03.00.000	1	Dy100* Py70
Блок управления	КПИ-1.05.01.000	1	
Емкость сепарационная	КПИ-1.07.00.000	1	
Комплект диффузоров		1	
Преобразователь давления измерительный	PC 28	3	Госреестр 29147-11
Преобразователь давления измерительный	PR 28	1	Госреестр 29147-11
Уровнемер магнитострикционный	AT100	1	Госреестр 31461-06
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом	ТСПУ 0104	2	Госреестр 29336-05
Счетчик газа ротационный	RVG G65	1	Госреестр 16422-10
2 уровень			
Модуль ввода аналоговый	ОВЕН МВА8	1	Госреестр 31739-11
Счетчик импульсов	СИ20	1	-
3 уровень			
Панель оператора	СП270	1	
Принтер	-	1	

Рабочая среда – смесь углеводородов, воды и газа со следующими параметрами:

- рабочее давление в технологической части КПИ-1, МПа до 70
- рабочее давление в сепарационной емкости, МПа до 6,5
- температура, °С** от минус 20 до плюс 100
- кинематическая вязкость жидкости, м²/с от 1·10⁻⁶ до 120·10⁻⁶
- плотность жидкости, кг/м³ от 600 до 1200
- объемная доля воды, % от 0,1 до 100
- содержание сероводорода, % не более 10
- газовый фактор, м³/м³ от 10 до 500000

Условия эксплуатации КПИ-1

- температура окружающей среды, °С:
 - для технологического оборудования от минус 25 до плюс 50
 - для рабочего места оператора от плюс 20 до плюс 30

* - Ду пробоотборника, входящего в состав комплекса КПИ-1, определяется по требованию заказчика;

** - не допускается образование твердой фазы

- напряжение питания переменного тока, В 220
- допускаемое отклонение напряжения питания, % от минус 15 до плюс 10
- частота, Гц (50 ± 1)
- потребляемая мощность, Вт, не более 80
- степень защиты, обеспечиваемая оболочкой корпусов элементов рабочего места оператора по ГОСТ 14254-96 IP20
- номинальная вместимость сепарационной емкости, дм³ 0,35; 3,5; 6,0; 7,0; 20,0
- номинальный диаметр диффузора, мм 0,9; 1,4; 1,7
- номинальный диаметр диафрагмы, мм от 6 до 50

Программное обеспечение

Микропрограмма модуля ввода аналогового МВА8 обеспечивает преобразование сигналов тока в значения физических величин и передачу их на панель оператора СП270.

Микропрограмма счетчика импульсов СИ20 обеспечивает преобразование импульсных сигналов счетчика газа в значения объема газа и передачу их на панель оператора СП270.

Микропрограмма панели оператора СП270 обеспечивает расчет и вывод на экран панели оператора параметров скважины для их мониторинга, печати в виде отчетов и архивирования.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Микропрограмма модуля ввода аналогового МВА8	mba8.dat	1.0	C8E9E07A06F036A6E3 C5481F2FB4FA60	md5
Микропрограмма счетчика импульсов СИ20	EmbSI20_3.07.hex	3.07	88A9F39E0B723C4215 DEED77094588E7	md5
Микропрограмма панели оператора СП270	sp200.dat	1.0	9404D7C14C82DF2310 3CCD46A3D3BC6F	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных воздействий соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологически незначимая часть программного обеспечения не оказывает влияния на метрологически значимую часть.

Внешний вид комплекса КПИ-1 представлен на рисунке 1. Схема пломбировки панели оператора СП270 от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Внешний вид комплекса КПИ-1

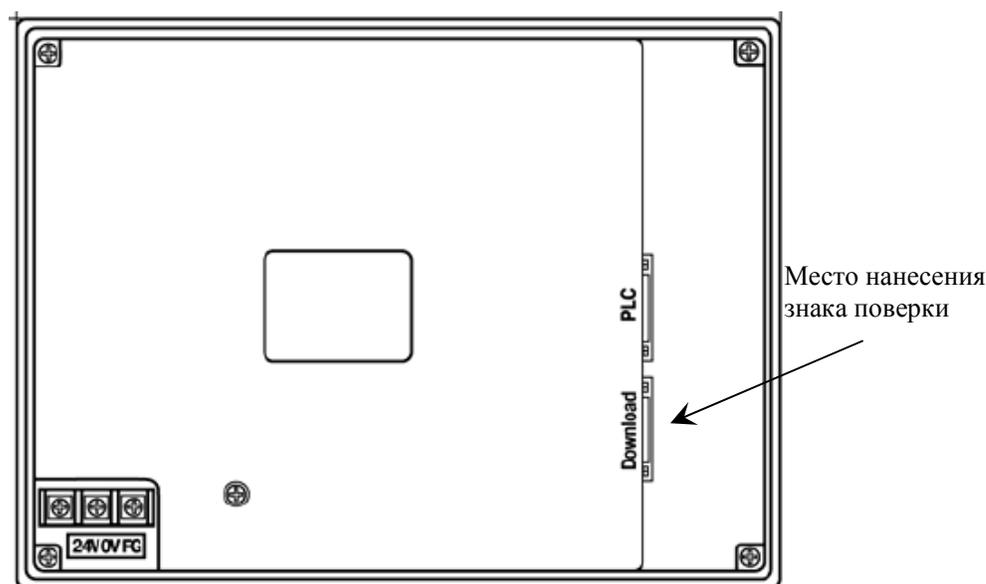


Рисунок 2 – Схема пломбировки панели оператора СП270 от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Технические и метрологические характеристики комплексов КПИ-1:

Диапазон измерений:

- дебита по жидкости, м³/сут (м³/ч) от 0,1 до 500 (от 0,004 до 20,83)
- дебита по газу, м³/сут (м³/ч)^{***} от 5000 до 2000000 (от 208,33 до 83333,33)
- объемной доли воды в нефти, % от 0,1 до 100

Предел допускаемой относительной погрешности при измерении:

- дебита по жидкости, % ± 3,0
- дебита по газу, % ± 4,0

Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в нефти:

- для номинальной вместимости сепарационной емкости 0,35 дм³, % ± 3,0

*** - приведенный к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63

– для номинальной вместимости сепарационной емкости 3,5 дм ³ и более, %	± 6,0
Масса комплекса КПИ-1 в упаковке для транспортирования, кг, не более	300
Габаритные размеры комплекса КПИ-1 в упаковке для транспортирования (длина×ширина×высота), мм, не более	2000×1000×1500
Показатели надежности:	
– время непрерывной работы, ч, не менее	48
– средняя наработка на отказ, ч, не менее	2500
– средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносят на титульные листы паспорта комплексов КПИ-1, руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность комплексов КПИ-1 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность комплексов КПИ-1

Наименование	Обозначение
Комплекс промышленный измерительный КПИ-1	КПИ-1.00.00.000
Комплект монтажных частей	КПИ-1.00.00.000 МЧ
Комплекс промышленный измерительный КПИ-1. Руководство по эксплуатации	КПИ-1.00.00.000 РЭ
Комплекс промышленный измерительный КПИ-1. Руководство оператора	КПИ-1.00.00.000.РО
Инструкция ГСИ. Комплексы промышленные измерительные КПИ-1. Методика поверки	КПИ-1.00.00.000 МП

Поверка

Поверку осуществляют в соответствии с документом КПИ-1.00.00.000 МП «Инструкция ГСИ. Комплексы промышленные измерительные КПИ-1. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 15 октября 2012 г.

Перечень поверочного оборудования представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень поверочного оборудования

Наименование	Характеристики
1	2
Мерники металлические по ГОСТ 8.400-80	2-го разряда вместимостью 2, 5, 10 дм ³
Образцовая колба	1 класса точности вместимостью 1 дм ³ и 0,5 дм ³
Поверочная расходомерная установка	Диапазон от 0,6 до 100 м ³ /ч Пределы допускаемой относительной погрешности не более ± 0,5 %
Образцовая поверочная расходомерная установка	Диапазон от 0,1 до 20 м ³ /ч Пределы допускаемой относительной погрешности не более ± 0,5 %
ГСО 8877-2007 СО массовой доли воды в нефти	

Сведения о методиках (методах) измерений

КПИ-1.00.00.000 РЭ Комплекс промысловый измерительный КПИ-1. Руководство по эксплуатации;

«Продукция газоконденсатных скважин. Методика измерений расхода (дебита), обводненности, газового и газоконденсатного фактора с помощью комплексов промысловых измерительных КПИ-1» аттестованная ФБУ «Тюменский ЦСМ» 19 ноября 2012 г. Свидетельство об аттестации № 639/01.00248-2012.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам промысловым измерительным КПИ-1

ГОСТ Р 8.618-2006 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа.

ГОСТ 8.470-82 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема жидкости.

ТУ 4318-001-83330390-2010 Комплекс промысловый измерительный КПИ-1. Технические условия.

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

осуществление торговли и товарообменных операций; выполнение государственных учетных операций

Изготовитель ЗАО «ПГО «Тюменьгеология»

625047, Тюмень, Старый Тобольский тракт, 2-й км, д. 8, стр. 111
тел./ф. (3452) 53-24-61, E-mail: tumgeo@tumgeogroup.ru

**Испытательный центр ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»,
аттестат аккредитации № 30024-11.**

625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88, Тел.: (3452) 20-62-95, E-mail: mail@csm72.ru

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Бульгин

М.п. «__»_____2013 г.