

Приложение № 20
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2341

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ

Назначение средства измерений

Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ (далее – счетчик) предназначены для непрерывного измерения массы и массового расхода скважинной жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на измерении массы жидкости порциями под действием силы тяжести. Измеряемая масса жидкости подается во входной коллектор счетчика. Затем через сопло, расположенное в счетчике, жидкость попадает в первую секцию ковша. После заполнения секции жидкостью, происходит нарушение условия равновесия ковша. Под действием силы тяжести ковш поворачивается, при этом под сопло подводится вторая секция ковша и осуществляется заполнение ее жидкостью. При этом ранее заполненная секция, опорожняется. Жидкость при опорожнении ковша попадает в нижнюю полость корпуса. Далее процесс повторяется. Из нижней полости корпуса счетчика жидкость и свободный газ, вытесняются в выкидной коллектор. Процесс вытеснения происходит под действием перепада давления, возникающего вследствие поступления потока жидкости в корпус счетчика. Измерение массы и массового расхода жидкости осуществляется по количеству опрокидываний ковша за период времени, преобразуемые в электрические импульсы.

Счетчик имеет обычное исполнение с ковшами изготовленными из углеродистой стали, исполнение «Ти» с ковшами изготовленными из титана и исполнение «Тф» с тефлоновым покрытием ковшов. Корпус счетчика (рисунок 1), имеет цилиндрическую форму, внутри которого размещен блок измерительный ковшовый (далее – БИК) и сопло. Дополнительно, счетчик может быть оснащен комплектом теплообогрева корпуса. В зависимости от модификации в счетчике может быть установлен один или два БИК. С внешней стороны к корпусу сообщен с входным и выходными трубными коллекторами. Расположение счетчика относительно трубопровода и конструкция коллекторов определяется модификацией. В счетчик могут быть установлены: ручной пробоотборник, пьезо-электрический сигнализатор предельного допустимого уровня (СПДУ), манометр и преобразователь температуры. В состав БИК входят: ковш (состоящий из двух секций), электронный преобразователь (далее – ПЭКССЖ) и индикатор горизонтального положения.

Конструктивно, в ПЭКССЖ может быть размещен интегрированный электронный блок вычисления (далее – ЭБВ) в котором производится преобразование первичных сигналов и вычисление результатов измерений по градуировочной характеристике. При отсутствии интегрированного ЭБВ, счетчик комплектуется ЭБВ внешнего исполнения (рисунок 2). ПЭКССЖ имеет два исполнения: с цифровым индикатором управления или без индикатора. Отображение текущих измеренных

значений производится на индикаторе ПЭКССЖ или на индикаторе внешнего ЭБВ. Измеренные значения массы и массового расхода скважинной жидкости передаются в систему верхнего уровня по импульсному или цифровому выходу.

Счетчик может применяться во взрывоопасной зоне в соответствии с маркировкой взрывозащиты.

ЭБВ внешнего исполнения пломбируется изготовителем от несанкционированного доступа при эксплуатации. Пломбирование производится наклейкой нанесением на правую торцевую сторону корпуса (рисунок 3). Корпус счетчика и интегрированный ЭБВ не пломбируются.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика



Рисунок 2 –ЭБВ внешнего исполнения

Место пломбирования ЭБВ
нанесением наклейки

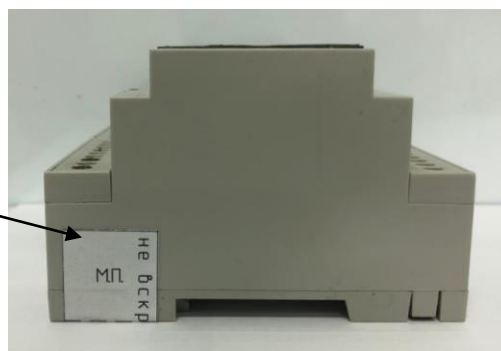


Рисунок 3 – Место пломбирования ЭБВ внешнего исполнения

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) счетчика является встроенным, загружаемым в ЭБВ изготовителем на этапе изготовления и является его неотъемлемой частью. Градуировка счетчика производится специальной программой «EBV_config».

Защита метрологически значимой части ПО обеспечивается контролем версии ПО на индикаторе ЭБВ.

Уровень защиты ПО и измерительной информации «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Сведения об идентификационных данных ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
		ПЭКССЖ-2.1; ПЭКССЖ-2.2
Идентификационное наименование ПО	EBV KSSG	
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже v.1.00	Не ниже v.1.01
Цифровой идентификатор ПО	F18A67FA	7169D091
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы скважинной жидкости, кг (т) – с ЭБВ внешним исполнением – с интегрированным ЭБВ	от 0,001 до 99999999999,999 (от 0,000001 до 999999999,999999) от 0,001 до 999999999,999 (от 0,000001 до 9999999,999999)
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, кг/ч (т/сут.): – КССЖ-30 – КССЖ-60 – КССЖ-120 – КССЖ-210 – КССЖ-420	от 0,04 до 1,25 (от 0,001 до 30) от 0,04 до 2,5 (от 0,001 до 60) от 0,04 до 5 (от 0,001 до 120) от 0,04 до 8,75 (от 0,001 до 210) от 0,04 до 17,5 (от 0,001 до 420)
Пределы допускаемого значения относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Кинематическая вязкость скважинной жидкости, мм ² /с	от 150 до 1000
Объемное содержание свободного газа в измеряемой среде, %, не менее	2,0
Объемная (массовая) доля воды, %, не более	99,9
Массовая доля механических примесей, %	0,15
Содержание парафина, %, не более	7,0
Содержание смол, %, не более	7,0
Содержание серы, %, не более	4,0
Массовая доля хлористых солей, %, не более	7,0
Диапазон температуры скважинной жидкости, °С	от + 0 до + 120
Давление в трубопроводе, не более, МПа ¹⁾	4,0; 6,3

Продолжение таблицы 4

Условия эксплуатации: Температура окружающей среды, °С – Счетчик – ЭБВ внешнего исполнения Относительная влажность воздуха, %, не более: – счетчик; – ЭБВ внешнего исполнения	от – 50 до + 50 от + 5 до + 55 95 60
Представление результатов измерений	в цифровом виде
Выходные сигналы: – Импульсный – Цифровой	Замыкающий контакт RS 485 протокол MODBUS RTU
Цифровой интерфейс	Соответствует стандарту EIA RS-485
Максимальное расстояние от счетчика до ЭБВ внешнего исполнения, м	200
Электропитание: – с ЭБВ внешнего исполнения: напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В – с интегрированным ЭБВ: напряжение постоянного тока, В	230±23 от 9 до 30
Потребляемая мощность, ВА, не более:	5
Степень защиты оболочек от пыли и влаги: – счетчик – ЭБВ внешнего исполнения	IP 67 IP 20
Маркировка взрывозащиты: – с интегрированным ЭБВ – с ЭБВ внешнего исполнения	1ExdbПВТ4 [Exib]ПВ
Габаритные размеры счетчика ¹⁾ – длина, мм – ширина, мм – высота, мм Габаритные размеры ЭБВ внешнего исполнения (длина×ширина×высота), мм, не более	от 500 до 700 от 423 до 1894 от 512 до 1136 110×95×60
Масса счетчика, кг, не более ¹⁾ Масса ЭБВ внешнего исполнения, кг, не более	от 83,0 до 331,5 0,3
Средняя наработка на отказ, ч – обычное исполнение – исполнение «Ти» и «Тф»	53 000 105 000
Средний срок службы, лет, не менее – обычное исполнение – исполнения «Ти» и «Тф»	10 12
¹⁾ В зависимости от модификации счетчика	

Знак утверждения типа

наносится на шильдик счетчика способом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик	КССЖ	1 шт.
Электронный блок вычислений ¹⁾ внешнего исполнения	ЭБВ	1 шт.
Кабель контрольный ³⁾	КВВГЭз 4×0,75 ²⁾	1 шт.
Комплект монтажных частей ³⁾	АМ 004.00.000 КМЧ	1 шт.
Паспорт	АМ 004.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АМ 004.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0432-20 МП	1 экз.

¹⁾ Состав комплекта устанавливается при заказе.
²⁾ Аналог кабеля указывается в руководстве по эксплуатации, длина кабеля определяется при заказе.
³⁾ По требованию заказчика.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0432-20 МП «ГСИ. Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ. Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 10 августа 2020 г.

Основные средства поверки:

– эталон единицы массового расхода жидкости и объемного расхода газа в составе газожидкостных смесей 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.637-2013;

– эталон 3-го разряда в соответствии в частью 1 или эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится, при первичной поверке при выпуске из производства на паспорт или на свидетельство о поверке и на БИК, при периодической поверке наносится на БИК и на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчику ковшовому скважинной жидкости КССЖ

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков.

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Приказа Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

ТУ 28.99.39-004-31651777-2018 Счетчик ковшовый скважинной жидкости КССЖ. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие Автоматики и Метрологии» (ООО «НПП АМ»)

ИНН 6317126518

Юридический адрес: 443010, г. Самара, ул. Чапаевская, д. 206, кв. 22

Адрес: 423241, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Воровского, д.41

Телефон: (846) 251-10-20, 251-10-21

e-mail: npp.am@yandex.ru, ambnpp@yandex.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68,

Факс: +7 (843) 567-20-10,

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.