

Счетчики-расходомеры жидкости

Технические характеристики

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

Киргизия (996)312-96-26-47 Казахстан (772)734-952-31 Таджикистан (992)427-82-92-69

<http://nppam.nt-rt.ru> || npa@nt-rt.ru

ОПИСАНИЕ

Ковшовые счетчики скважинной жидкости КССЖ предназначены для измерения массы сырой нефти в составе водогазонефтяной смеси, поступающей из скважин, на объектах добычи нефти и узлах оперативного контроля учета нефти.

Возможно использование счетчиков для измерения массы растворов различных веществ, в том числе пульп с мелкодисперсными частицами.

Требования к точности и достоверности результатов измерений и учета добытых полезных ископаемых изложены в основополагающих нормативно-правовых документах, дающие право внедрения ковшовый счетчик скважинной жидкости «КССЖ»:

- Закон «О недрах»;
- Закон «Об обеспечении единства измерений»;
- Закон «Об энергосбережении»;
- Правила учета нефти, постановление

1 – блок измерительный, 2 – чаша, 3 – корпус, 4 – СПДУ (сигнализатор предельно допустимого уровня).

Правительства РФ от 16 мая 2014г. № 451;

— ГОСТ Р 8.615-2005, ГСИ «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа»;

— Технический регламент таможенного союза «О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов переработки».

КССЖ выполняет следующие функции:

- измерение давления в трубопроводе;
- измерение температуры измеряемой среды;
- вычисление массового расхода сырой нефти;



- вычисление массы сырой нефти;
- вычисление массы сырой нефти без учета воды;
- вычисление % содержания воды в сырой нефти; извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа»
- индикацию плотности водогазонефтяной смеси;
- накопление и хранение интегральных значений, измеренных и вычисленных параметров;
- индикацию измеряемых, вычисляемых, программируемых параметров на жидкокристаллическом индикаторе блока вычислений;
- хранение ранее записанных данных при отключении сетевого питания;
- передача измеряемых и расчётных параметров на АРМ — оператора.

При введении в ЭБВ данных по содержанию механических примесей и хлористых солей в сырой нефти, согласно результатов исследований пробы сырой нефти аттестованной в установленном порядке лабораторией, КССЖ имеет возможность производить вычисления массы нетто нефти.

КССЖ конструктивно состоит из следующих блоков:

- входной коллектор;
 - выходной коллектор;
 - камера измерительная;
- блок измерительный ковшовый (БИК) в составе с преобразователем электронным;

Принцип действия счетчика основан на поочередном заполнении сырой нефтью одного из двух призматических ковшей, находящихся в измерительной камере с грузовым уравновешиванием и последующим их опрокидыванием в момент достижения в них определенной массы жидкости. Частота заполнений и последующих сливов измерительных камер определяет массовый расход протекающей жидкости.

Газожидкостная смесь подается во входной коллектор, затем через сопло-сепаратор в

измерительную камеру. Сопло-сепаратор служит для частичной сепарации (дегазации) газожидкостной смеси, что во взаимодействии с газовой линией позволяет обеспечивать низкую погрешность счетчика как при низком значении газового фактора, так и при высоком. КССЖ оборудован отбойником, который предотвращает прямое воздействие потока ГЖС на призматическую чашу, чем исключает возможность ложного срабатывания при высокой скорости потока. В измерительной камере происходит заполнения одного ковша измерительной камеры до величины (в единицах массы), приводящей к изменению условия устойчивого равновесия, обусловленного положением центра масс ковшов в измерительной камере, что приводит к повороту ковшов измерительной камеры и сливу жидкости из ковша в корпус камеры. Затем этот процесс повторяется на втором ковше камеры. Одновременно в выходной коллектор вытесняется жидкость, находящаяся в нижней части корпуса камеры. При заполнении измерительной камеры часть газа из газожидкостной смеси выделяется за счет эффекта гравитационной сепарации. Избыток газа также вытесняется в выходной коллектор. Необходимым условием работы в закрытой системе сбора (под избыточным давлением), является наличие газа в корпусе преобразователя, в нашем случае он выделяется из состава газожидкостной смеси в процессе работы счетчика. Преобразование числа поворотов (опрокидываний) измерительной камеры в электрические импульсы осуществляется посредством воздействия импульсного датчика, закрепленного в измерительной камере.

Электронный блок вычислений (ЭБВ) – это вторичный прибор, который может располагаться как на блоке измерительном ковшовом, так и в шкафу управления. В шкаф управления также размещается контроллер для вычислений, индикатор (дисплей), аналого-цифровой преобразователь. По мере прохождения продукции скважины через КССЖ, по заданному алгоритму управления измерениями производятся прямые измерения преобразователем электронным физических величин:

- температуры жидкостного потока с помощью преобразователей температуры;
- давлений жидкостного потока с помощью преобразователей давления;
- диэлектрической проницаемости измеряемой среды при помощи емкостного датчика собственной конструкции;
- интервала времени измерений с помощью таймера БВ.

На базе результатов прямых измерений, а также значений плотностей обезвоженной дегазированной нефти, пластовой воды и осушенного попутного нефтяного газа, определенных в химико – аналитической лаборатории (далее – ХАЛ), предварительно внесенных в память БВ в качестве условно постоянных величин, БВ автоматически производит вычисления.

Датчик влагомера устанавливается опционально и позволяет производить вычисления % доли воды и % содержания нефтяного газа в сырой нефти, методом измерения диэлектрической проницаемости среды (ГЖС).

Применение датчиков давления и температуры позволило производить:

- вычисление текущей плотности сырой нефти;
- вычисление объема сырой нефти;
- вычисление массы нефти;
- вычисление массы воды;
- вычисление объема нефти;
- вычисление объема воды,

что позволяет в КССЖ выполнить требования Правил учета нефти и постановление Правительства РФ от 16 мая 2014г. № 451.

В конструкции КССЖ предусмотрен стационарный механизм ручного отбора пробы, в котором реализован трубно-гравитационный эжекторный метод сепарации жидкости, определяющий достоверность пробы. Кроме того, предусмотрена возможность установка механизма автоматического отбора пробы.

КССЖ имеет всю разрешительную документацию: свидетельство об утверждении типа средств измерений, сертификаты и декларации соответствия требованиям Таможенного союза.



Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон избыточного давления в трубопроводе, МПа	от 0,01 до 6,3
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до 120
Кинематическая вязкость сырой нефти при условиях измерений, сСт	от 150 до 1000
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 500 до 1500
Газосодержание измеряемой среды (объемная доля), %, не менее	2
Содержание воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Параметры электрического питания:	
— напряжение переменного тока, В	50±1
— частота, Гц	5,0
— потребляемый ток, А, не	

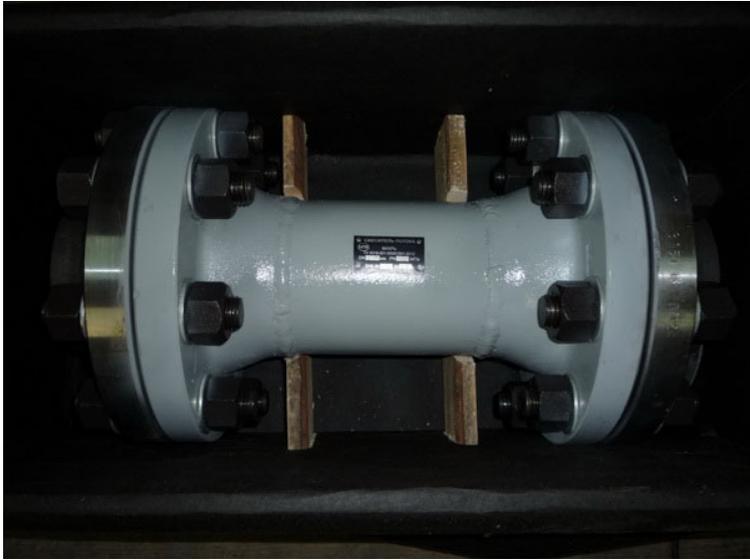
более	
Условия эксплуатации:	
— температура окружающей среды, °С	от -50 до +50
— атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
— относительная влажность окружающей среды, %, не более	95

Метрологические и технические характеристики КССЖ и характеристики измеряемой среды согласно требованиям и рекомендациям:

ГОСТ Р 8.615- ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон массового расхода сырой нефти, т/сут	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 420
Пределы основной относительной погрешности измерений массового расхода и массы сырой нефти, %	$\pm 1,9$
в том числе:	
БИК, %	$\pm 1,8$
Преобразователь электронный, %	$\pm 0,1$

Преобразователи расхода турбинные МИГ-М



Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М предназначены для преобразования, измеряемого объема, прошедшей через него нефти, нефтепродуктов и других нейтральных к сталям 20Х13 и 12Х18Н10Т жидкостей в частотный (импульсный) выходной сигнал.

Предназначен для смешивания нерастворимых составляющих образований нефти, транспортируемой по трубопроводам

ВИХРЬ DN

65, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400

Преобразователи расхода турбинные НОРД



Областью применения ТПР являются узлы учета, используемые на предприятиях нефтяной и других отраслях промышленности.

Измеряемая среда – нефть, нефтепродукты и другие жидкости с параметрами:

температура от плюс 5 до плюс 50°С

кинематическая вязкость (1 – 20) × 10⁻⁶ м²/с;

содержание сернистых соединений по весу не более 3 %;

размеры механических примесей не более 4 мм;

содержание свободного газа не допускается.

Окружающая среда:

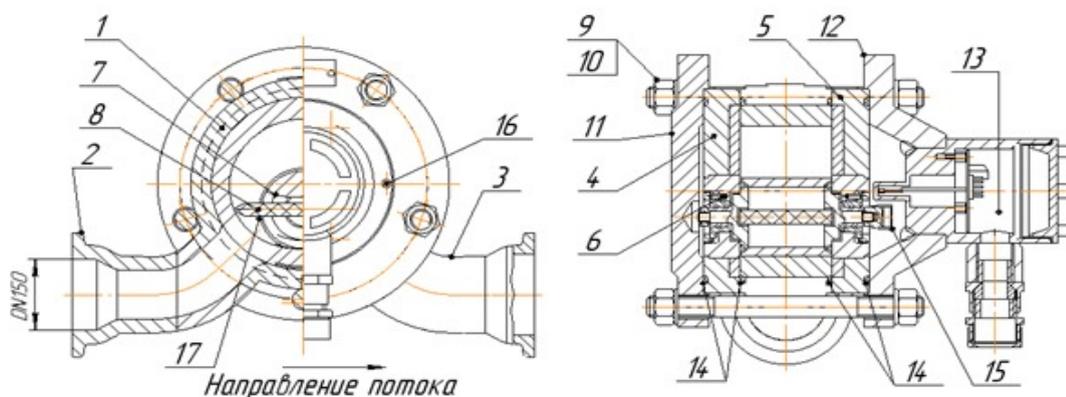
температура от минус 50 до плюс 50°С;

относительная влажность 95% при температуре плюс 35°С.

ТПР имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1 за счет применения взрывозащищенного МИД, конструкция которого выполнена в соответствии с ГОСТ Р 51330.0-99 и применения негорючих материалов.

ТПР совместно с МИД предназначен для эксплуатации в условиях взрывоопасных зон всех классов помещений и наружных установок согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), и другим документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Счетчик камерный СК



Счетчик состоит из следующих основных составных частей:

- корпус счетчика, с присоединительными патрубками;
- преобразователь электронный;
- ротор с шибером или лопастью;

Счётчик работает следующим образом. Жидкость поступает в корпус 1 (см. рисунки 1) через входной патрубок 2. Под действием перепада давления, создаваемого протекающей жидкостью, ротор 7 с шибером 8 поворачиваются вокруг оси ротора. Шибер одновременно совершает вращение вокруг оси ротора и возвратно-поступательное движение по пазу ротора. При вращении шибера его кромки двигаются по профилю внутренней поверхности корпуса. В результате за каждый оборот ротора шибер отсекает нормированный объём жидкости.

Нормированный объём для каждого счётчика определяется по результатам градуировки. Преобразование числа оборотов ротора в электрические импульсы осуществляется посредством магнита 15, установленного в нём. Магнит, воздействуя на датчик холла, замыкает его. Этот сигнал поступает в преобразователь электронный, который производит обработку сигнала по введённому алгоритму, вычисляет накопленный объём и формирует нормированный сигнал для передачи в систему телеметрии.

Значение нормированного объёма вносится в вычислитель и используется при вычислении накопленного объёма.

1 – корпус; 2 – патрубок входной; 3 – патрубок выходной; 4, 5 – крышка; 6 – подшипник; 7 – ротор;

8 – шибер; 9 — шпилька; 10 – гайка; 11 – фланец задний; 12 – фланец передний; 13 – преобразователь электронный ПЭСК; 14 – кольцо уплотнительное; 15 – магнит; 16 – штифт; 17 — отверстие.

Основные параметры счетчика приведены в таблице 1.

Счётчик является счётчиком объёмного (камерного) типа и поэтому обладает следующими характерными особенностями:

- счётчик может работать в широком диапазоне по вязкости измеряемой среды;
- при измерении газожидкостной смеси свободный газ, входящий в её состав, увеличивает показания счётчика на величину объёма содержащегося газа.

Измеряемая среда – сырая нефть по ГОСТ Р 8.615, жидкость или газожидкостная смесь со следующими параметрами:

- температура от минус 40 до плюс 130 °С
- кинематическая вязкость от $1 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-2}$ м²/с
- плотность от 100 до 10000 кг/м³
- объёмная доля газа в составе сырой

нефти, жидкости или газожидкостной смеси не более 50 %

Окружающая среда со следующими параметрами:

- температура воздуха для:
- обычного исполнения от минус 40 до плюс 50 °С
- исполнения «С» от минус 50 до плюс 50 °С
- относительная влажность воздуха 95 % при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги

		Значение*				
Параметр	СК-2,5-4,0/1-4-M2	СК-3,5-4,0/1-4-M2	СК-6,0-4,0/1-4-M2	СК-15-4,0/2-4-M2	СК-30,0-4,0/2-4-M2	
	СК-2,5-4,0/1-T-4-M2	СК-3,5-4,0/1-T-4-M2	СК-6,0-4,0/1-T-4-M2	СК-15-4,0/2-T-4-M2	СК-30,0-4,0/2-T-4-M2	
	СК-2,5-4,0/1-4	СК-3,5-4,0/1-4	СК-6,0-4,0/1-4	СК-15-4,0/2-4	СК-30,0-4,0/2-4	
	4	СК-3,5-	СК-6,0-	СК-15-	СК-30,0-	
	СК-2,5-4,0/1-T-4	СК-3,5-4,0/1-T-4	СК-6,0-4,0/1-T-4	СК-15-4,0/2-T-4	СК-30,0-4,0/2-T-4	
	Условный проход	10	25	32	80	80
	счетчика, мм					
		от 0,1 до 1,0	от 0,7 до 7	от 1,2 до 12	от 3 до 30	от 6 до 60
		6м2/с	(от 0,194 до 1,94)	(от 0,333 до 3,33)	(от 0,832 до 8,32)	(от 1,67 до 16,67)
		до 0,278)				

Диапазон работы счётчика, м3/ч (л/с) при вязкости измеряемой среды	1-10 4м2/ с	от 0,009 до от 0,063 до 0,876,097	от 0,108 до 10,452	от 0,27 до 26,13	от 0,54 до 52,26	
		(от (от 0,0175 0,0025 до 1,69) до 0,2417)	(от 0,03 до 2,9)	(от 0,07 до 7,2)	(от 0,15 до 14,5)	
Диапазон измерения объёма, м3	1-10 2м2/ с	от 0,004 до от 0,029 до 0,525,675	от 0,049 до 6,3 (от 0,014 до 1,75)	от 0,124 до 15,7 (от 0,034 до 4,37)	от 0,249 до 31,5 (от 0,069 до 8,75)	
		(от (от 0,008 0,0011 до 1,021) до 0,1458)				
Диапазон измерения объёма, м3		от 0 до 999'999'999,999				
Объёмный расход, м3/ ч (л/ с)	максимальный Qmax	10 (0,278)**	7,0 (1,94)**	12 (3,33)**	30 (8,33)**	60 (16,67)**
	номинальный Qном	0,5 (0,139)**	3,5 (0,97)**	6 (1,67)**	15 (4,16)**	30 (8,33)**
	минимальный Qmin	0,1 (0,0278)**	0,7 (0,19)**	1,2 (0,33)**	3 (0,83)**	6 (1,67)**
Порог чувствительности		0,06**	0,42**	0,72**	1,8**	3,6**

Среднее значение объёма, соответствующего одному импульсу, м3(л)	0,000029 (0,029) ***	0,00026 (0,26) ***	0,00054 (0,54) ***	0,0029 (2,9) ***	0,0045 (4,5) ***
Потеря давления при максимальном расходе, МПа, не более	0,1				
Рабочее давление, МПа	4,0				
Габаритные размеры, мм, не более	длина	360			520
	ширина	218	260	284	375
	высота	126	180	206	414
Присоединительная длина, мм, не более	длина	170	250		440
	условный проход патрубков	50			80
Масса, кг, не более	14,6	20	23,3	134,5	135,8

*Значения действительны также для счётчиков исполнения «С» и с устройством электрообогрева КТО-2.

**Значения действительны при эксплуатации на воде.

***Объём, соответствующий одному импульсу, указывается в паспорте по результатам градуировки каждого счётчика.

Счетчики турбинные МИГ-АМ и НОРД-М-АМ

Счетчик состоит из следующих составных частей:

1. турбинного преобразователя расхода (в дальнейшем – преобразователь расхода);
2. магнитоиндукционного датчика НОРД-И2У-АМ-04 (для НОРД-М-АМ DN40 – DN200, МИГ-АМ DN32 – DN400) или НОРД-И2У-АМ-02 (для НОРД-М-АМ DN80, DN100, DN150, DN200, МИГ-АМ DN80 – DN400) (в дальнейшем – датчик).

Измеряемая среда – нефть, нефтепродукты и другие жидкости с параметрами:

а) температура:

— от + 5 до + 50°С для НОРД-М-АМ;

— от 0 до +60°С для МИГ-АМ;

б) кинематическая вязкость:

— $(1 - 20) \times 10^{-6}$ м²/с для НОРД-М-АМ;

— $(1 - 100) \times 10^{-6}$ м²/с для МИГ-АМ;

в) содержание сернистых соединений по весу не более 3 %;

г) размеры механических примесей не более 4 мм;

д) содержание свободного газа не допускается.



Окружающая среда:

а) температура, для преобразователя и датчика от – 50 до + 50°С;

б) верхнее значение относительной влажности для преобразователя и датчика 95 % при температуре + 35°С;

в) внешние электрические и магнитные поля, кроме земного, отсутствуют.

Счетчики принадлежат к изделиям ГСП по ГОСТ 12997 и относятся:

а) по наличию информационной связи к изделиям, предназначенным для информационной связи с другими изделиями;

б) по виду энергии носителя сигналов в канале связи – к электрическим изделиям;

в) в зависимости от эксплуатационной законченности — к изделиям третьего порядка;

г) по метрологическим свойствам — к средствам измерений;

д) по защищенности от воздействия окружающей среды – взрывозащищенное, кроме того составные части счетчиков подразделяются на исполнения:

- преобразователь расхода – защищенное от агрессивной среды;
- датчик – взрывозащищенное;

е) по стойкости к механическим воздействиям – виброустойчивое. Группа исполнения Л3;

ж) по устойчивости к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха составные части счетчиков относятся к группам исполнения:

— преобразователь расхода и датчик — ДЗ;

Счетчик имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты с видом взрывозащиты

«взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1 за счет применения взрывозащищенного датчика НОРД-И2У-АМ, конструкция которого выполнена в соответствии с ГОСТ IEC 60079-14-2013 и применения негорючих материалов.

Датчик имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты с видом взрывозащиты

«взрывонепроницаемая оболочка» по и маркировку **1ExdIIBT4** по ГОСТ IEC 60079-14-2013

Счетчики МИГ-АМ и НОРД-М-АМ, в зависимости от условного прохода (DN) и условного давления (PN) преобразователей имеют исполнения, приведенные в таблице

Обозначение преобразователя	Диаметр условного прохода, мм	Условное давление, МПа	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса преобразователя, кг	Максимальная скорость, м ³ /ч	Коэффициент преобразования, не менее, имп/м ³
НОРД-М-АМ-40-16	40	1,6	145	180	9,5	35	28000
НОРД-М-АМ-40-25		2,5			10		
НОРД-М-АМ-40-40		4,0	13				
НОРД-М-АМ-40-63		6,3	15				
НОРД-М-АМ-40-160		16,0	165				
НОРД-М-АМ-65-16	65	1,6	180	220	10	90	11000
НОРД-М-АМ-65-25		2,5			11		
НОРД-М-АМ-65-40		4,0	15				
НОРД-М-АМ-65-63		6,3	200				
НОРД-М-АМ-65-160		16,0	220				
НОРД-М-АМ-80-16	80	1,6	195	250	17,5	140	5000
НОРД-М-АМ-80-25		2,5			18		
НОРД-М-АМ-80-40		4,0	19,5				
НОРД-М-АМ-80-63		6,3	21				
НОРД-М-АМ-80-160		16,0	230				

НОРД-М-АМ-100-16	100	1,6	215	280	23	250	4000
НОРД-М-АМ-100-25		2,5	230		26		
НОРД-М-АМ-100-40		4,0			31		
НОРД-М-АМ-100-63		6,3	250		40		
НОРД-М-АМ-100-160		16,0	265		42		
НОРД-М-АМ-150-16	150	1,6	280	360	40	500	1300
НОРД-М-АМ-150-25		2,5	300		48		
НОРД-М-АМ-150-40		4,0			56		
НОРД-М-АМ-150-63		6,3	340		80		
НОРД-М-АМ-150-160		16,0	350		91		
НОРД-М-АМ-200-16	200	1,6	335	400	52	900	800
НОРД-М-АМ-200-25		2,5	360		63		
НОРД-М-АМ-200-40		4,0	375		93		
НОРД-М-АМ-200-63		6,3	405		115		
НОРД-М-АМ-200-160		16,0	430		147		

Обозначение преобразователя	Диаметр условного прохода, мм	Условное давление, МПа	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, D, мм	Максимальный расход, м ³ /ч	Коэффициент преобразования, не менее, имп/м ³	Масса преобразователя, кг
МИГ-АМ-32Ш-16		1,6	100				8,2
МИГ-АМ-32Ш-25		2,5					9,7

МИГ-АМ-32Ш-40	32	4,0	110	180	8	100000	10,5
МИГ-АМ-32Ш-63		6,3					12,8
МИГ-АМ-32Ш-160		16,0					14,8
МИГ-АМ-32-16		1,6	8,2				
МИГ-АМ-32-25		2,5	100		9,7		
МИГ-АМ-32-40		4,0			27		10,5
МИГ-АМ-32-63		6,3	110		12,8		
МИГ-АМ-32-160		16,0			14,8		
МИГ-АМ-40-16	40	1,6	100	180	42	75000	11,3
МИГ-АМ-40-25		2,5					12,33
МИГ-АМ-40-40		4,0					16,15
МИГ-АМ-40-63		6,3	18,65				
МИГ-АМ-40-160		16,0					
МИГ-АМ-50-16	50	1,6	125	197	72	38000	13,83
МИГ-АМ-50-25		2,5					14,83
МИГ-АМ-50-40		4,0	19,64				
МИГ-АМ-50-63		6,3	135				26,6
МИГ-АМ-50-160		16,0					
МИГ-АМ-65-16	65	1,6	145	220	120	20000	16,46
МИГ-АМ-65-25		2,5					20,0
МИГ-АМ-65-40		4,0	160				26,76
МИГ-АМ-65-63		6,3	170				43,34
МИГ-АМ-65-160		16,0					
МИГ-АМ-80-16	80	1,6	160	250	180	10000	25,0
МИГ-АМ-80-25		2,5					26,0
МИГ-АМ-80-40		4,0					26,5

ТМИГ-АМ-80-63		6,3	170				32,16
МИГ-АМ-80-160		16,0	180				44,84
МИГ-АМ-100-16	100	1,6	180	356	300	5000	41,32
МИГ-АМ-100-25		2,5	190				54,8
МИГ-АМ-100-40		4,0					57,5
МИГ-АМ-100-63		6,3	200				79,7
МИГ-АМ-150-16	150	1,6	240	368	600	1700	70,5
МИГ-АМ-150-25		2,5	250				95,5
МИГ-АМ-150-40		4,0					97,1
МИГ-АМ-150-63		6,3	280				159,9
МИГ-АМ-200-16	200	1,6	296	457	1100	900	86,27
МИГ-АМ-200-25		2,5	310				104,95
МИГ-АМ-200-40		4,0	320				121,21
МИГ-АМ-200-63		6,3	345				154,84
МИГ-АМ-250-16	250	1,6	355	457	1900	490	114,7
МИГ-АМ-250-25		2,5	370				142,1
МИГ-АМ-250-40		4,0	380				168,9
МИГ-АМ-250-63		6,3	400				215,9
МИГ-АМ-400-16	400	1,6	525	610	4000	100	294,15
МИГ-АМ-400-25		2,5	550				355,1
МИГ-АМ-400-40		4,0	585				442,45
МИГ-АМ-400-63		6,3					524,71

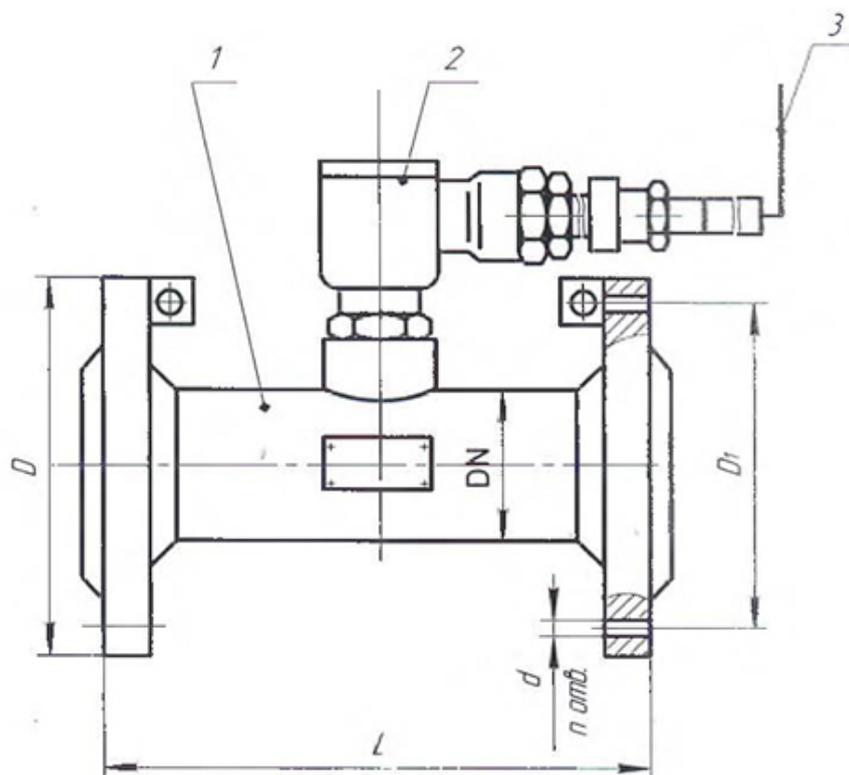
Метрологические, тактические и технические характеристики, включая показатели точности:

Наименование характеристики	Модификации	

	НОРД-М-АМ	МИГ-АМ
Диаметры условного прохода (Ду), мм	от 40 до 200	от 32 до 400
Максимальный расход (в зависимости от Ду) м ³ /ч	от 35 до 900	от 8 до 4000
Пределы относительной погрешности в диапазоне расхода %	от 20 до 100% (от максимального расхода) DN £ 80мм ± 1,4 DN ³ 100 мм ± 0,9	от 20 до 100% (от максимального расхода) DN 32-80 мм ± 0,6
	от 60 до 100 % (от максимального расхода) DN £ 80мм ± 0,9 DN ³ 100 мм ± 0,4	от 20 до 100% (от максимального расхода) DN 100-400 мм ± 0,25
	от 40 до 60%; от 60 до 80 %, от 80 до 100 % (от максимального расхода) DN = 200 мм ± 0,25.	МИГ-АМ-32Ш от 20 до 100% (от максимального расхода) ± 0,6
Условия эксплуатации: -диапазон температуры окружающей среды, °С -относительная влажность окружающей среды, % не более	от -50 до +50 95±	
Частота выходного сигнала, Гц	16-5000	
Амплитуда выходного сигнала, В	8-12	
Напряжение питания, В	12	
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIТ4	1ExdIIBT4
Средний срок службы, лет, не менее	6	8
Средняя наработка на отказ, ч	25000	24000

Счетчики состоят из преобразователя расхода **1**, датчика магнитоиндукционного **2**, закрепленного на

корпусе преобразователя, датчик соединяется с внешним устройством обработки данных кабелем 3 (КРВГЭ 4x1,0 ГОСТ 1508-78).



Работа счетчиков заключается в следующем:

- а) преобразователь преобразует объем прошедшей через него рабочей жидкости в пропорциональное число оборотов турбинки;
- б) датчик преобразует частоту вращения турбинки преобразователя в электрические импульсы, усиливает их и формирует в прямоугольную форму, передавая их на внешнее устройство обработки данных;
- в) внешнее устройство обработки данных производит пересчет электрических импульсов, поступающих от датчика, приводит их в стандартные (именованные) единицы объема и расхода рабочей среды.

Принцип работы преобразователя основан на вращении турбинки 3 набегающим потоком жидкости.

При вращении турбинки, выполненной из ферромагнитного материала, каждая лопасть ее, проходя вблизи сердечника катушки датчика, проводит в ней импульсы электродвижущей силы. Основной характеристикой преобразователей является коэффициент преобразования, который характеризуется количеством импульсов на единицу объема протекающей через него жидкости.

Архангельск (8182)63-90-72	Иваново (4932)77-34-06	Магнитогорск (3519)55-03-13	Пермь (342)205-81-47	Сургут (3462)77-98-35
Астана (7172)727-132	Ижевск (3412)26-03-58	Москва (495)268-04-70	Ростов-на-Дону (863)308-18-15	Тверь (4822)63-31-35
Астрахань (8512)99-46-04	Иркутск (395)279-98-46	Мурманск (8152)59-64-93	Рязань (4912)46-61-64	Томск (3822)98-41-53
Барнаул (3852)73-04-60	Казань (843)206-01-48	Набережные Челны (8552)20-53-41	Самара (846)206-03-16	Тула (4872)74-02-29
Белгород (4722)40-23-64	Калининград (4012)72-03-81	Нижний Новгород (831)429-08-12	Санкт-Петербург (812)309-46-40	Тюмень (3452)66-21-18
Брянск (4832)59-03-52	Калуга (4842)92-23-67	Новокузнецк (3843)20-46-81	Саратов (845)249-38-78	Ульяновск (8422)24-23-59
Владивосток (423)249-28-31	Кемерово (3842)65-04-62	Новосибирск (383)227-86-73	Севастополь (8692)22-31-93	Уфа (347)229-48-12
Волгоград (844)278-03-48	Киров (8332)68-02-04	Омск (3812)21-46-40	Симферополь (3652)67-13-56	Хабаровск (4212)92-98-04
Вологда (8172)26-41-59	Краснодар (861)203-40-90	Орел (4862)44-53-42	Смоленск (4812)29-41-54	Челябинск (351)202-03-61
Воронеж (473)204-51-73	Красноярск (391)204-63-61	Оренбург (3532)37-68-04	Сочи (862)225-72-31	Череповец (8202)49-02-64
Екатеринбург (343)384-55-89	Курск (4712)77-13-04	Пенза (8412)22-31-16	Ставрополь (8652)20-65-13	Ярославль (4852)69-52-93
Липецк (4742)52-20-81				

Киргизия (996)312-96-26-47 Казахстан (772)734-952-31 Таджикистан (992)427-82-92-69

<http://nppam.nt-rt.ru> || npa@nt-rt.ru