

«Нефтегазовые системы»	5
ОАО «Нефтеавтоматика»	6
УЗЛЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА	7
Линия измерительная «МИГ–ИЛ»	7
Линия струевыпрямительная «МИГ–Л»	9
Фильтр сетчатый «МИГ–Ф»	12
Фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой «МИГ–ФБ»	13
Выдвижной механизм для пробозаборной трубы «МВПТ»	15
ПРОБООТБОРНИКИ	17
Автоматический пробоотборник «МАВИК–ГЖ»	17
Автоматический пробоотборник «МАВИК–НС»	19
Автоматический пробоотборник «МАВИК–НТ»	21
Автоматический пробоотборник «ПРОБА–1М»	23
Блок программного управления БПУ–А	25
Зонд пробоотборный	26
Устройство пробозаборное трубчатого типа	27
Пробоотборник нефти «Стандарт»	28
Смеситель потока «Вихрь»	29
Устройство пробозаборное щелевого типа	30
Сигнализатор положения индукционный СПИ–01	31
ВЛАГОМЕРЫ	32
Влагомер сырой нефти «ВОЕСН»	32
СЧЕТЧИКИ НЕФТИ И ГАЗА	34
Счетчик жидкости массовый «МАСК» системно–цифрового исполнения «С2г»	34
Счетчик газа турбинный «АГАТ–1М»	38
Счетчик нефти турбинный «МИГ»	39
Счетчик турбинный «НОРД–М»	41
ВТОРИЧНАЯ АППАРАТУРА	43
Блок обработки данных «VEGA–ОЗ»	43
СКВАЖИННЫЕ ПРИБОРЫ	45
Пробоотборник всасывающий поршневой «ВПП–300»	45
Пробоотборник глубинный «ПГ–1000»	46
МОДЕРНИЗАЦИЯ АГЗУ НА БАЗЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ	47
ДОЗИРОВОЧНЫЕ УСТАНОВКИ	48

СОДЕРЖАНИЕ

Установка блочная автоматизированная для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии «БР» с системой контроля и управления «САБР-М»	48
Установка блочная автоматизированная для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии «БР»	49
СРЕДСТВА И СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УСТАНОВОК С ОГНЕВЫМ ПОДОГРЕВОМ.	50
Блок искрового розжига электрического запальника модернизированный «БИР-М»	50
Датчик-реле (сигнализатор наличия пламени) «СНП-1»	51
Система автоматизации «АРГУС» котлов типа ПКН	52
Унифицированная система автоматизации блочных нагревателей	54
Система автоматизации печей прямого нагрева «СА-ППН»	56
СРЕДСТВА И СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ	58
Датчик уровня жидкости «ДУЖ-1М»	68
Уровнемер «У 1500»	60
Сигнализатор-индикатор уровня ГСУ	62
Система оперативного контроля уровня резервуаров «СОКУР»	64
УСТАНОВКИ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН.	66
Установка массоизмерительная стационарная «АСМА»	66
Установка массоизмерительная транспортабельная «АСМА-Т»	67
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	69
Установка для распределения газа с локальной автоматикой «УРГ-Л»	69
Блок управления станком-качалкой «БУС-4»	71
БЛОК-БЛОКСЫ	72
Блок аппаратурный «БА»	72
Блок-бокс аппаратурный «ББА»	73
ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА	75
Устройство электроисполнительное регулирующее взрывозащищенное «УЭРВ 1М»	75
КОРОБКИ СОЕДИНİТЕЛЬНЫЕ.	77
Коробка клеммная «КК»	77
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ СЛУЖБ	78
Станция управления электрооборудованием ремонта скважин «СУЭРС»	78
ПОВЕРОЧНАЯ АППАРАТУРА	79
Устройство поверки вторичной аппаратуры «УПВА-ЭТАЛОН»	79
ЩИТЫ, ШКАФЫ	80
Щиты и шкафы приборные.	80

КОМПАНИЯ «НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ»

Холдинг «Нефтегазовые системы» основанный в 2003 г. осуществляет комплексные поставки и сервисные услуги для компаний нефтегазового сектора, предприятий энергетической отрасли и транспортного машиностроения.

В настоящее время в состав холдинга входят следующие компании:

ОАО «Нефтеавтоматика», г. Уфа — производство оборудования и выполнение работ по комплексной автоматизации объектов добычи, подготовки и транспортировки нефти.

ОАО «Тяжпромарматура», г. Алексин — производство трубопроводной арматуры для газовой, нефтяной, химической, энергетической и других отраслей промышленности.

ОАО «Курганхиммаш», г. Курган — проектирование и производство оборудования для обустройства газовых и нефтяных месторождений, для ремонта и обслуживания магистральных трубопроводов, нефтеперекачивальных парков.

ООО «Электротяжмаш-Привод», г. Лысьва — разработка и производство турбогенераторов, гидрогенераторов, дизель-генераторов, синхронных и асинхронных электродвигателей, тягового электрооборудования для магистральных и маневровых тепловозов, электровозов.

Холдинг включает в себя 6 региональных офисов, из которых головной офис находится в Москве. Открыто представительство компании в Казахстане.

Основными направлениями деятельности холдинга являются поставки оборудования и предоставление инжениринговых услуг в различных отраслях промышленности.

Инжениринговое подразделение компании «Нефтегазовые системы» предоставляет полный комплекс услуг, связанных с обустройством нефтегазовых месторождений, включающих проектно-изыскательские работы, поставки оборудования, строительно-монтажные, пусконаладочные и сервисные работы. Деятельность подразделения ориентирована на предоставление готового и полного технического и технологического решения в соответствии с требованиями Заказчика. Работа ведется со стандартными и нестандартными разра-

ботками, при этом учитывается, что каждый объект имеет свою уникальность и требует соответствующего подхода к решению задач по добыче, подготовке и транспортировке добываемой продукции.

Инженерные центры в Москве, Санкт-Петербурге и Новосибирске осуществляют разработку конструкторской и технологической документации на электрооборудование для нефтегазовой, энергетической и транспортной отраслей промышленности.

Центром проектных и монтажных работ холдинга разработаны и реализованы проекты резервуаров емкостью от 100 до 100 000 куб. м для нефти и нефтепродуктов.

Холдинг осуществлял поставки при выполнении следующих проектов.

Для предприятий ТЭК:

- газопроводы: «Североевропейский газопровод», «Средняя Азия – Центр», «Ямал – Европа», «Заполярное – Новый Уренгой», «Россия – Турция» («Голубой поток»), «Ананьев – Измаил», «Ямал – Торжок», «Ковыкта – Саянск – Иркутск»;
- нефтепроводы: «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), «Балтийские трубопроводные системы-60», «Кенкияк – Атырау», «Казахстано-китайский трубопровод»;
- проекты: «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

Для предприятий энергетики:

- для электрогенерирующих и электросбытовых компаний: ОАО «ОГК-6», ЗАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «ТГК-4», ОАО «ТГК-2», ОАО «ТГК-14», ОАО «ОГК-2», ОАО «Мосэнерго», ОАО «Волжская ТГК», ОАО «Гидро ОГК», ОАО «Татэнерго», ОАО «Башкирэнерго»;
- для электростанций: ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть»; ОАО «Мечел», ОАО «Еврохим», ООО «ЕвразХолдинг», ОАО «Тулачермет», ОАО «Кондопога», ОАО «Сода», ОАО «Кучуксульфат».

В числе постоянных клиентов холдинга ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ПАО «ЕЭС России», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Российские железные дороги».

ОАО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»

ОАО «Нефтеавтоматика» основано в 1969 году. Основной сферой деятельности компании является реализация проектов в сфере нефтегазодобычи, нефтегазопереработки, транспорта, объектов энергетики для крупных российских и международных организаций.

Компания включает в себя 4 наладочных управлений, инженерно-метрологический центр, 2 завода по производству нефтегазового оборудования, средств измерения, автоматизации, телемеханизации и измерительных систем.

В головном офисе компании в Уфе сосредоточены подразделения составляющие центр компетенции и бизнес-управления Компанией. Организационная структура Компании соответствует современным требованиям эффективного управления инжиниринговой деятельностью и производством.

ОАО «Нефтеавтоматика» выполняет весь спектр работ от разработки концепции, технико-экономического обоснования и технического задания до внедрения, сдачи в эксплуатацию и необходимого сопровождения, включая:

- проектно-изыскательские и научно-исследовательские работы в области автоматизации, информационных технологий и метрологии;
- конструкторские разработки современных систем автоматизации и учета энергоресурсов;
- производство и поставка технологического оборудования, средств и систем измерения, контроля и автоматизации;

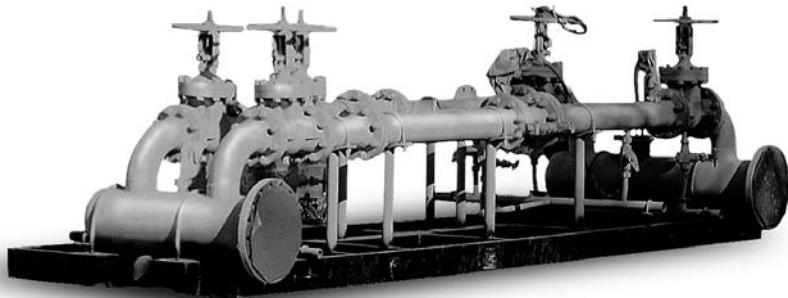
- выполнения функций генерального проектировщика и генерального подрядчика;
- выполнение монтажных и пуско-наладочных работ;
- гарантийное и сервисное обслуживание;
- метрологическое обеспечение;
- разработка нормативной и технической документации;
- обучение эксплуатационного персонала.

Сегодня «Нефтеавтоматика» – это команда профессионалов, ориентированная на создание комплексных автоматизированных и информационных систем; независимый системный интегратор; головная организация метрологической службы нефтяной отрасли России.

Реальная независимость компании обеспечивает приоритет интересов заказчика в вопросах выбора концепции, технологии и оборудования. В рамках предприятия основное разделение функций связано с особенностями реализуемых проектов.

В числе постоянных клиентов компании АК «Транснефть», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «ТНК-ВР», «Сургутнефтегаз», «РуссНефть», «ГазпромНефть», «Татнефть», «Башнефть», «Удмуртнефть». Есть Заказчики и ближнего зарубежья «Казмуайлгаз», «КазТрансОйл», «Петроказахстан», «Казгермунайгаз», «SOCAR», «Binagadi Oil Company».

Предназначена для очистки нефти от механических включений, устранения завихрений, выравнивания эпюры скоростей потока жидкости и измерения в составе узлов учета количества нефти.
В зависимости от диаметра условного прохода, рабочего давления и типа фильтра имеет 50 исполнений:
«МИГ-ИЛ» – исполнение с сетчатым фильтром или фильтром с быстросъемной крышкой;
«МИГ-ИЛГ» – исполнение с горизонтальным фильтром.



СОСТАВ ЛИНИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ:

- счетчик нефти турбинный «МИГ», предназначенный для измерения объема нефти и состоящий из следующих составных частей:
 - турбинный преобразователь расхода ТПР;
 - датчик магнитоиндукционный «НОРД»–И2У–02 («НОРД»–И2У–04);
 - блок обработки данных «VEGA–ОЗ»;
- фильтр сетчатый «МИГ–Ф» или фильтр с быстросъемной крышкой «МИГ–ФБ» или фильтр горизонтальный «МИГ–ФГ» для очистки от механических включений;
- линия струевыпрямительная «МИГ–Л» для устранения завихрений и выравнивания эпюры скоростей потока жидкости.

ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА – СЫРАЯ И ТОВАРНАЯ НЕФТЬ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Температура, °С	0...+ 60
Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...100)×10 ⁻⁶
Размеры механических примесей, мм, не более	4
Содержание свободного газа не допускается	

При эксплуатации температура окружающего воздуха для:

- турбинного преобразователя, датчика магнитоиндукционного, фильтра и линии струевыпрямительной, °С –50...+ 50;
- блока обработки данных, °С +5...+40.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Исполнение измерительной линии	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный объемный расход, м ³ /ч	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса, кг, не более
МИГ–ИЛ–32–1,6	32	1,6	27	135	1264	23,7
МИГ–ИЛ–32–2,5		2,5			1270	24,8
МИГ–ИЛ–32–4,0		4,0			1304	33,8
МИГ–ИЛ–32–6,3		6,3			1314	34,3
МИГ–ИЛ–32–16,0		16,0			1442	213
МИГ–ИЛ–40–1,6	40	1,6	42	145	1448	217
МИГ–ИЛ–40–2,5		2,5			1448	272
МИГ–ИЛ–40–4,0		4,0			1803	157
МИГ–ИЛГ–40–4,0				165	1488	291
МИГ–ИЛ–40–6,3		6,3			1883	203
МИГ–ИЛГ–40–6,3					1503	386
МИГ–ИЛ–40–16,0		16,0				

СИСТЕМЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ИХ УЗЛЫ

ЛИНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ «МИГ-ИЛ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ						
Исполнение измерительной линии	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный объемный расход, м ³ /ч	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса, кг, не более
МИГ-ИЛ-50-1,6	50	1,6	72	160	1616	223
МИГ-ИЛ-50-2,5		2,5				229
МИГ-ИЛ-50-4,0		4,0				286
МИГ-ИЛ-50-6,3		6,3		175	1660	306
МИГ-ИЛ-50-16,0		16,0		195	1696	420
МИГ-ИЛ-65-1,6	65	1,6	120	1793	1616	245
МИГ-ИЛ-65-2,5		2,5				250
МИГ-ИЛ-65-4,0		4,0				275
МИГ-ИЛГ-65-4,0		6,3		2199	191	
МИГ-ИЛ-65-6,3		16,0		1843	308	
МИГ-ИЛГ-65-6,3		1,6		200	2296	241
МИГ-ИЛ-65-16,0		2,5		220	1880	476
МИГ-ИЛ-80-1,6	80	1,6	180	2026	1616	345
МИГ-ИЛ-80-2,5		2,5				349
МИГ-ИЛ-80-4,0		4,0				416
МИГ-ИЛГ-80-4,0		6,3		2451	217	
МИГ-ИЛ-80-6,3		16,0		210	2026	448
МИГ-ИЛГ-80-6,3		1,6		2479	256	
МИГ-ИЛ-80-16,0		2,5		230	2136	507
МИГ-ИЛ-100-1,6	100	1,6	300	215	2762	373
МИГ-ИЛ-100-2,5		2,5				440
МИГ-ИЛ-100-4,0		4,0		230		533
МИГ-ИЛГ-100-4,0		6,3		3074	441	
МИГ-ИЛ-100-6,3		16,0		2762	670	
МИГ-ИЛГ-100-6,3		1,6		250	3123	473
МИГ-ИЛ-150-1,6	150	1,6	600	280	3524	440
МИГ-ИЛ-150-2,5		2,5				599
МИГ-ИЛ-150-4,0		4,0		300		662
МИГ-ИЛГ-150-4,0		6,3		3914	554	
МИГ-ИЛ-150-6,3		16,0		340	3524	960
МИГ-ИЛГ-150-6,3		1,6		340	3988	706
МИГ-ИЛ-200-1,6	200	1,6	1 100	335	4563	1035
МИГ-ИЛ-200-2,5		2,5		360		1231
МИГ-ИЛ-200-4,0		4,0		375		1494
МИГ-ИЛ-200-6,3		6,3		405		2074
МИГ-ИЛ-250-1,6	250	1,6	1 900		5313	1246
МИГ-ИЛ-250-2,5		2,5		425		1476
МИГ-ИЛ-250-4,0		4,0		445		1755
МИГ-ИЛ-250-6,3		6,3		470		2471
МИГ-ИЛ-400-1,6	400	1,6	4 000	580	8016	3019
МИГ-ИЛ-400-2,5		2,5		610		3445
МИГ-ИЛ-400-4,0		4,0		665		4333
МИГ-ИЛ-400-6,3		6,3		670		5381

ЛИНИЯ СТРУЕВЫПРЯМИТЕЛЬНАЯ «МИГ-ИЛ»

Предназначена для устранения завихрений и выравнивания эпюры скоростей потока жидкости.
Применяется в комплекте с турбинным преобразователем расхода счетчиков типа «МИГ» на узлах учета нефти.
В зависимости от диаметра условного прохода и рабочего давления имеет 40 исполнений.



СОСТАВ ЛИНИИ СТРУЕВЫПРЯМИТЕЛЬНОЙ:

- трубопровод со спрямляющим аппаратом, предназначенным для устранения завихрений и выравнивания эпюры скоростей до турбинного преобразователя расхода;
- трубопровод, предназначенный для дальнейшего выравнивания эпюры скоростей потока нефти после турбинного преобразователя расхода.

РАБОЧАЯ СРЕДА – СЫРАЯ И ТОВАРНАЯ НЕФТЬ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Температура, °С	0...+ 60
Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...100)x10 ⁻⁶
Размеры механических примесей, мм, не более	4

Предназначена для эксплуатации в условиях взрывоопасных зон помещений всех классов и наружных установок класса В-1г, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом категорий IIА, IIВ и групп Т1, Т2, Т3, Т4, Т5 и Т6 согласно классификации ГОСТ 12.1.011–78.

При эксплуатации температура окружающего воздуха: – 50...+ 50 °С.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ						
Исполнение струевыпрямительной линии	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный объемный расход, м ³ /ч	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса, кг, не более
МИГ-Л-32-1,6	32	1,6	27	135	694	23,7
МИГ-Л-32-2,5		2,5			700	24,8
МИГ-Л-32-4,0		4,0		150	734	33,8
МИГ-Л-32-6,3		6,3			744	34,3
МИГ-Л-32-16,0		16,0			874	23,2
МИГ-Л-40-1,6	40	1,6	42	145	880	26,0
МИГ-Л-40-2,5		2,5			26,1	26,1
МИГ-Л-40-4,0		4,0		165	820	37,1
МИГ-Л-40-6,3		6,3			934	40,6
МИГ-Л-40-16,0		16,0			30,0	30,0
МИГ-Л-50-1,6	50	1,6	72	160	1048	33,0
МИГ-Л-50-2,5		2,5			34,4	34,4
МИГ-Л-50-4,0		4,0		175	1092	47,0
МИГ-Л-50-6,3		6,3			1128	56,0
МИГ-Л-50-16,0		16,0			1225	43,1
МИГ-Л-65-1,6	65	1,6	120	180	1231	46,2
МИГ-Л-65-2,5		2,5			44,5	44,5
МИГ-Л-65-4,0		4,0		200	1275	62,2
МИГ-Л-65-6,3		6,3			1312	86,5
МИГ-Л-65-16,0		16,0			9	9

СИСТЕМЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ИХ УЗЛЫ

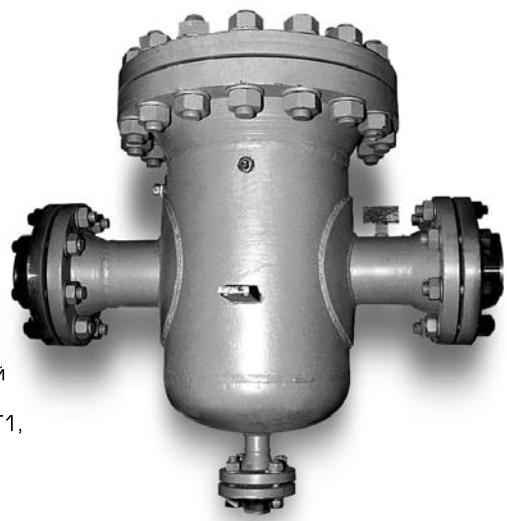
ЛИНИЯ СТРУЕВЫЕ ПРЯМИТЕЛЬНАЯ «МИГ-ИЛ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Исполнение струевыепрямительной линии	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный объемный расход, м ³ /ч	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса, кг, не более
МИГ-Л-80-1,6	80	1,6	180	195	1458	52,5
МИГ-Л-80-2,5		2,5			1457	54,5
МИГ-Л-80-4,0		4,0			1468	60,7
МИГ-Л-80-6,3		6,3		210	1458	77,8
МИГ-Л-80-16,0		16,0				113,6
МИГ-Л-100-1,6	100	1,6	300	215	1864	77,3
МИГ-Л-100-2,5		2,5		230		76,7
МИГ-Л-100-4,0		4,0		250		92,5
МИГ-Л-100-6,3		6,3		280		111,5
МИГ-Л-150-1,6	150	1,6	600	300	2626	112,5
МИГ-Л-150-2,5		2,5		340		164,5
МИГ-Л-150-4,0		4,0		335		168,5
МИГ-Л-150-6,3		6,3		360		271,5
МИГ-Л-200-1,6	200	1,6	1100	375	3465	238,4
МИГ-Л-200-2,5		2,5		405		269,4
МИГ-Л-200-4,0		4,0		425		309,8
МИГ-Л-200-6,3		6,3		445		479,5
МИГ-Л-250-1,6	250	1,6	1 900	470	4215	395,9
МИГ-Л-250-2,5		2,5		580		436,0
МИГ-Л-250-4,0		4,0		610		511,4
МИГ-Л-250-6,3		6,3		665		738,1
МИГ-Л-400-1,6	400	1,6	4 000	670	6618	1360,7
МИГ-Л-400-2,5		2,5		580		1439,2
МИГ-Л-400-4,0		4,0		610		1726,5
МИГ-Л-400-6,3		6,3		665		1948,7

Предназначен для очистки от механических примесей сырой и товарной нефти.
 Применяется на узлах учета нефти.
 В зависимости от диаметра условного прохода и рабочего давления имеет
 40 исполнений.

РАБОЧАЯ СРЕДА – НЕФТЬ СЫРАЯ И ТОВАРНАЯ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ	
Температура, °С	0...+ 60
Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...100) × 10 ⁻⁶



Фильтр предназначен для эксплуатации в условиях взрывоопасных зон помещений всех классов и наружных установок класса В-1г, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом категорий IIА, IIВ и групп Т1, Т2, Т3, Т4, Т5 и Т6.

При эксплуатации температура окружающего воздуха: -50...+50 °С.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
Потеря давления на незагрязненных фильтрах при максимальной пропускной способности и вязкости нефти до 100×10^{-6} м ² /с, МПа, не более		0,01
Допустимый перепад давления на загрязненных фильтрах, МПа, не более		0,3
Номинальная тонкость фильтрации, мм		4

Исполнение фильтра	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч	Поверхность фильтрации, м ²	Наружный диаметр фланцев, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
						Длина	Высота	Ширина	
МИГ-Ф-40-1,6	40	1,6	42	0,15	145	570	460	951	174
МИГ-Ф-40-2,5		2,5			165				176
МИГ-Ф-40-4,0		4,0		0,18	160				231
МИГ-Ф-40-6,3		6,3			175				236
МИГ-Ф-40-16,0		16,0		0,18	195			1103	326
МИГ-Ф-50-1,6	50	1,6	72	0,15	160	951	460	1103	176
МИГ-Ф-50-2,5		2,5			175				178
МИГ-Ф-50-4,0		4,0		0,18	195				234
МИГ-Ф-50-6,3		6,3			200				238
МИГ-Ф-50-16,0		16,0		0,18	220				339
МИГ-Ф-65-1,6	65	1,6	120	0,15	180	951	460	1103	182
МИГ-Ф-65-2,5		2,5			200				184
МИГ-Ф-65-4,0		4,0		0,18	220				210
МИГ-Ф-65-6,3		6,3			222				222
МИГ-Ф-65-16,0		16,0		0,18	220				354

СИСТЕМЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ИХ УЗЛЫ

ФИЛЬТР СЕТЧАТЫЙ «МИГ-Ф»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ									
Исполнение фильтра	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч	Поверхность фильтрации, м ²	Наружный диаметр фланцев, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
						Длина	Высота	Ширина	
МИГ-Ф-80-1,6	80	1,6	180	0,15	195	570	460	951	267
МИГ-Ф-80-2,5		2,5			210				268
МИГ-Ф-80-4,0		4,0			230				328
МИГ-Ф-80-6,3		6,3		0,18	230	680	1103	342	342
МИГ-Ф-80-16,0		16,0			230				357
МИГ-Ф-100-1,6	100	1,6	300	215	0,25	900	1172	1088	263
МИГ-Ф-100-2,5		2,5		230			1178		324
МИГ-Ф-100-4,0		4,0		250			1183	1152	400
МИГ-Ф-100-6,3		6,3		280			1188	1152	506
МИГ-Ф-150-1,6	150	1,6	600	300	0,8	1100	1172	1088	275
МИГ-Ф-150-2,5		2,5		300			1178		370
МИГ-Ф-150-4,0		4,0		340			1183	1152	428
МИГ-Ф-150-6,3		6,3		340			1188		593
МИГ-Ф-200-1,6	200	1,6	1200	335	0,8	1100	3770	1427	714
МИГ-Ф-200-2,5		2,5		360					870
МИГ-Ф-200-4,0		4,0		375				1433	1085
МИГ-Ф-200-6,3		6,3		405					1471
МИГ-Ф-250-1,6	250	1,6	1900	405	0,8	1100	3770	1427	745
МИГ-Ф-250-2,5		2,5		425					919
МИГ-Ф-250-4,0		4,0		445				1433	1106
МИГ-Ф-250-6,3		6,3		470					1575
МИГ-Ф-400-1,6	400	1,6	4500	580	1,7	1400	4992	1820	1394
МИГ-Ф-400-2,5		2,5		610					1694
МИГ-Ф-400-4,0		4,0		655				1829	2248
МИГ-Ф-400-6,3		6,3		670					3044

ФИЛЬТР СЕТЧАТЫЙ С БЫСТРОСЪЕМНОЙ КРЫШКОЙ «МИГ-ФБ»

Предназначен для очистки от механических примесей сырой и товарной нефти. Применяется на узлах учета нефти. В зависимости от диаметра условного прохода и рабочего давления имеет 32 исполнения.

**РАБОЧАЯ СРЕДА: НЕФТЬ СЫРАЯ И ТОВАРНАЯ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ:**

Температура, °C	+5...+60
Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...100)×10 ⁻⁶

Фильтр предназначен для эксплуатации в условиях взрывоопасных зон помещений всех классов и наружных установок класса В-1г, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом категорий IIА, IIВ и групп Т1, Т2, Т3, Т4, Т5 и Т6.

При эксплуатации температура окружающего воздуха -50...+50 °C

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Потеря давления на незагрязненном фильтре при максимальной пропускной способности и вязкости нефти до 100×10^{-6} м ² /с, МПа, не более	0,01
Допустимый перепад давления на загрязненном фильтре, МПа, не более	0,3
Номинальная тонкость фильтрации, мм	4

СИСТЕМЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ИХ УЗЛЫ

ФИЛЬТР СЕТЧАТЫЙ С БЫСТРОСЪЕМНОЙ КРЫШКОЙ «МИГ-ФБ»

Исполнение фильтра	Диаметр узлового прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч	Поверхность фильтрации, м ²	Наружный диаметр фланцев, мм	Габаритные размеры, мм			
						Длина	Высота	Ширина	
МИГ-ФБ-40-1,6	40	1,6	42	0,15	145	570	1355	960	
МИГ-ФБ-40-2,5		2,5			165		1365		
МИГ-ФБ-40-4,0		4,0			160		1375		
МИГ-ФБ-40-6,3		6,3			175		1355		
МИГ-ФБ-50-1,6	50	1,6	72		180		1365		
МИГ-ФБ-50-2,5		2,5			200		1400		
МИГ-ФБ-50-4,0		4,0			195		1355		
МИГ-ФБ-50-6,3		6,3			210		1365		
МИГ-ФБ-65-1,6	65	1,6	120	0,25	215	900	1400	1210	
МИГ-ФБ-65-2,5		2,5			230		1355		
МИГ-ФБ-65-4,0		4,0			250		1365		
МИГ-ФБ-65-6,3		6,3			280		1420		
МИГ-ФБ-80-1,6	80	1,6	180		300	1100	1425	1210	
МИГ-ФБ-80-2,5		2,5			340		1440		
МИГ-ФБ-80-4,0		4,0			335		1465		
МИГ-ФБ-80-6,3		6,3			360		1420		
МИГ-ФБ-100-1,6	100	1,6	300	0,8	375	1100	1815	1210	
МИГ-ФБ-100-2,5		2,5			405		1820		
МИГ-ФБ-100-4,0		4,0			405		1825		
МИГ-ФБ-100-6,3		6,3			425		1860		
МИГ-ФБ-150-1,6	150	1,6	600		445		1815	1210	
МИГ-ФБ-150-2,5		2,5			470		1820		
МИГ-ФБ-150-4,0		4,0			470		1825		
МИГ-ФБ-150-6,3		6,3			470		1860		
МИГ-ФБ-200-1,6	200	1,6	1200	0,8	405	1100	1860	1210	
МИГ-ФБ-200-2,5		2,5			425		1815		
МИГ-ФБ-200-4,0		4,0			445		1820		
МИГ-ФБ-200-6,3		6,3			470		1825		
МИГ-ФБ-250-1,6	250	1,6	1900		470		1860	1210	
МИГ-ФБ-250-2,5		2,5			470		1815		
МИГ-ФБ-250-4,0		4,0			470		1820		
МИГ-ФБ-250-6,3		6,3			470		1825		

Преимуществом данной конструкции является вновь разработанный быстродействующий затвор позволяющий значительно сократить время технического обслуживания фильтра.

ВЫДВИЖНОЙ МЕХАНИЗМ ДЛЯ ПРОБОЗАБОРНОЙ ТРУБКИ «МВПТ»

Предназначен для механизированного снятия и установки пробозаборной трубы [ГОСТ 2517].

ПРЕИМУЩЕСТВА КОНСТРУКЦИИ

Снижение потерь при транспортировке нефти, уменьшение времени регламентных работ.

Механизированное снятие и установка пробозаборной трубы [ГОСТ 2517] при выполнении профилактических работ по очистке, осмотру пробозаборной трубы на действующем трубопроводе без остановки процесса транспортирования нефти.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- пробозаборная трубка щелевого типа;
- механизм подъема и спуска пробозаборной трубы;
- муфта;
- шаровой кран.

РАБОЧАЯ СРЕДА ТОВАРНАЯ НЕФТЬ (НЕФТЕПРОДУКТЫ)

Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...120) 10 ⁻⁶
Температура, °С	+5...+65
Давление, МПа	6,3



Механизм выдвижной не является источником шума и вибрации, не оказывает вредного воздействия на окружающую среду. Механизм выдвижной для пробозаборной трубы МВПТ эксплуатируется в условиях взрывоопасных зон всех классов помещений, и наружных установок согласно ГОСТ Р 51330.9-99 и ПУЭ-98.

Средний срок службы не менее 8 лет.

Среднее время восстановления работоспособности не более 8 часов.

Гарантийный срок эксплуатации 12 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

Климатическое исполнение – УХЛ категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

СИСТЕМЫ УЧЕТА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ИХ УЗЛЫ

ВЫДВИЖНОЙ МЕХАНИЗМ ДЛЯ ПРОБОЗАБОРНОЙ ТРУБКИ «МВПТ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Исполнение механизма	Условный диаметр нефтепровода, мм	Рабочее давление, МПа	Габаритные размеры, мм
МВПТ-А-150-6,3	150	6,3	1355x524x395
МВПТ-А-200-6,3	200	6,3	1407x524x395
МВПТ-А-250-6,3	250	6,3	1457x524x395
МВПТ-А-300-6,3	300	6,3	1509x524x395
МВПТ-А-350-6,3	350	6,3	1561x524x395
МВПТ-А-400-6,3	400	6,3	1610x524x395
МВПТ-А-500-6,3	500	6,3	1712x524x395
МВПТ-А-600-6,3	600	6,3	1812x524x395
МВПТ-А-700-6,3	700	6,3	1907x524x395
МВПТ-А-800-6,3	800	6,3	2007x524x395
МВПТ-А-900-6,3	900	6,3	2107x524x395
МВПТ-А-1000-6,3	1000	6,3	2207x524x395
МВПТ-А-1200-6,3	1200	6,3	2407x524x395

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-ГЖ»

Предназначен для отбора по заданной программе пробы легкоиспаряющихся нефтепродуктов, сжиженных газов и газов, транспортируемых по трубопроводам при рабочем давлении до 6,3 МПа.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- пробоотборник;
- зонд пробоотборный;
- блок программного управления БПУ-А;
- два контейнера.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБИРАЕМОГО ПРОДУКТА**

Массовая доля воды, %, не более	5
Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	12x10 ⁻⁶
Температура, °С	-40...+90
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15

Пробоотборник имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка по взрывозащите IExdIIIBT4.

Блок БПУ-А предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений.

Пробоотборник выполнен в вибропрочном исполнении по ГОСТ 12997-84 группа L3.

Зонд пробоотборный имеет исполнения, соответствующие условным проходам трубопровода: 40; 50; 65; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 700 мм.

Блок БПУ-А управляет пробоотборником в режимах: «объем», «время», «ручной отбор».

При эксплуатации температура окружающего воздуха: +5...+50 °С.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**Параметры электропитания:**

пробоотборника:	
– напряжение, В	220/380
– частота, Гц	50
– потребляемая мощность, Вт, не более	25
– потребляемый ток, А, не более	1
блока БПУ-А:	
– напряжение, В	220
– частота, Гц	50
Объем дозы пробы, отбираемой пробоотборником за один цикл, см ³	2...20
Объем пробы, вмещающейся в контейнер, см ³ , не менее	250

ПРОБООТБОРНИКИ

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-ГЖ»

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ПРОБООТБОРНИКА

	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Пробоотборник	160x110x285	11,5
Контейнер	280x125x105	4,5
Блок БПУ-А	200x240x155	1,8

ДЛИНА И МАССА ЗОНДА

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Длина зонда, мм	Масса, кг
40	136	3,91
50	143	4,11
65	151	4,13
80	159	4,16
100	168	4,20
150	241	4,39
200	289	4,50
250	332	4,60
300	373	4,72
350	416	4,83
400	454	4,98
500	588	5,10
600	678	5,20
700	757	5,90

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-НС»

Предназначен для отбора по заданной программе пробы высокообводненной нефти, транспортируемой по трубопроводам при рабочем давлении до 6,3 МПа.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- пробоотборник;
- зонд пробоотборный;
- блок программного управления БПУ-А;
- два баллона.



ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБИРАЕМОГО ПРОДУКТА

Массовая доля воды, %, не более	98
Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	120x10 ⁻⁶
Температура, °С	+5...+90
Концентрация хлористых солей, г/л, не более	30
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Массовая доля парафина, %, не более	7
Массовая доля сернистых соединений, %, не более	3,5

Пробоотборник имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка по взрывозащите IExdIIIBT4.

Блок БПУ-А предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений.

На штоке зонда имеется продольный паз, что позволяет отбирать пробу по всему вертикальному сечению трубопровода.

Пробоотборник выполнен в вибропрочном исполнении по ГОСТ 12997-84 группа L3.

Зонд пробоотборный имеет исполнения, соответствующие диаметрам условного прохода трубопровода: 50; 65; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500 мм.

Блок БПУ-А управляет пробоотборником в режимах: "объем", "время", "ручной отбор".

При эксплуатации температура окружающего воздуха: +5...+50 °С.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметры электропитания:

пробоотборника:	
– напряжение, В	380
– частота, Гц	50
– потребляемая мощность, Вт, не более	25
блока БПУ-А:	
– напряжение, В	220
– частота, Гц	50
Объем дозы пробы, отбираемой пробоотборником за один цикл, см ³	2...20
Объем пробы, вмещающейся в баллон, см ³ , не менее	3000

ПРОБООТБОРНИКИ

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-НС»

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ПРОБООТБОРНИКА

	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Пробоотборник (без зонда)	400x176x296	9,0
Баллон	220x190x190	1,5
Блок БПУ-А	200x240x155	1,8

ДЛИНА И МАССА ЗОНДА

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Длина зонда, мм	Масса, кг
50	183	2,6
65	191	2,65
80	217	2,78
100	235	2,9
150	284	3,12
200	342	3,51
250	393	3,79
300	443	4,02
350	493	4,35
400	540	4,58
500	639	5,14

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-НТ»

Предназначен для отбора по заданной программе пробы товарной нефти и нефтепродуктов, транспортируемых по трубопроводам при рабочем давлении до 6,3 МПа.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- пробоотборник;
 - кронштейн;
 - зонд пробоотборный;
 - блок программного управления БПУ-А;
 - два баллона.



ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБИРАЕМОГО ПРОДУКТА

Массовая доля воды, %, не более	30
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$, не более	130×10^{-6}
Температура, °С	+5...+90
Концентрация хлористых солей, г/л, не более	30
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Массовая доля парафина, %, не более	5
Массовая доля сернистых соединений, %, не более	3,5

Пробоотборник имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка по взрывозащите IExdIIBT4.

Блок БПУ-А предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений.

Пробоотборник выполнен в вибропрочном исполнении по ГОСТ 12997-84 группа Л3.

Зонд пробоотборный имеет исполнения, соответствующие диаметрам условного прохода трубопровода: 40; 50; 65; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 700; 800; 1000; 1200 мм.

Блок БДУ-А управляет пробоотборником в режимах: "объем", "время", "ручной отбор".

Блок ВПУ-А управляет приводом вентилятора в режимах: объем , время . При эксплуатации температура окружающего воздуха: +5 ... +50 °C.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметры электропитания:

пробоотборника:	
– напряжение, В	220/380
– частота, Гц	50
– потребляемая мощность, Вт, не более	25
– потребляемый ток, А, не более	1
блока БПУ-А:	
– напряжение, В	220
– частота, Гц	50
Объем дозы пробы, отбираемой пробоотборником за один цикл, см ³	2...20
Объем пробы, вмещающейся в баллон, см ³ , не менее	3000

ПРОБООТБОРНИКИ

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «МАВИК-НТ»

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ПРОБООТБОРНИКА

	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Пробоотборник	190x95x285	7,8
Кронштейн	250x250x300	11,2
Баллон	190x190x220	1,5
Блок БПУ-Д	200x240x155	1,8

ДЛИНА И МАССА ЗОНДА

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Длина зонда, мм	Масса, кг
40	136	3,98
50	143	4,12
65	151	4,15
80	159	4,18
100	168	4,21
150	243	4,41
200	291	4,56
250	334	4,65
300	375	4,80
350	418	4,87
400	456	5,30
500	603	7,26
600	693	7,64
700	772	7,83
800	862	8,32
1000	1040	8,44
1200	1220	8,94

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «ПРОБА-1М»

Предназначен для отбора по заданной программе пробы товарной нефти, транспортируемой по трубопроводам при рабочем давлении от 0,2 до 6,3 МПа.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- пробоотборник;
 - зонд пробоотборный;
 - блок программного управления БПУ-А;
 - два баллона.

Зонд пробоотборный имеет исполнения, соответствующие диаметрам условного прохода трубопровода: 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200 мм.

200, 250, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200 мм.
Пробоотборник имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка
по взрывозащите IExdIIBT4

Блок БПУ-А предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений. Пробстеборный выподключен в вибропрочном исполнении.

Блок БПУ-А управляет пробоотборником в режимах: "объём", "время", "ручной отбор". При эксплуатации температура окружающего воздуха: +5...+50 °C.



ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБИРАЕМОГО ПРОДУКТА

Кинематическая вязкость, м ² /с	(1...120)х10 ⁻⁶
Температура, °С	+2...+65
Содержание солей, г/л, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	7
Массовая доля сернистых соединений, %, не более	3,5
Плотность, кг/см ³	750...990
Максимальная упругость паров при температуре +10...+40 °С, кПа	29...67
Объемная доля воды, %, не более	2

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметры электропитания:

Пробоотборника:	
– род тока	постоянный
– напряжение, В	140..210
– ток, А, не более	1
– длительность импульса питания, с	5 ±0,5
– интервал между импульсами, мин, не менее	1
– потребляемая мощность:	
– при включенном пробоотборнике, ВА, не более	320
– при выключенном пробоотборнике, ВА, не более	20
Блока БПУ-А:	
– род тока	переменный однофазный
– напряжение, В	220
– частота, Гц	50
– потребляемая мощность, ВА, не более	10
Объем пробы, отбираемой пробоотборником за один цикл, см ³	2..20
Объем пробы, вмещающейся в баллон, см ³ , не менее	3000

ПРОБООТБОРНИКИ

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПРОБООТБОРНИК «ПРОБА-1М»

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ И МАССА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ ПРОБООТБОРНИКА

	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Пробоотборник (без зонда)	240x79x225	8,5
Баллон	190x190x220	1,5
БПУ-А	200x240x155	1,8

ДЛИНА И МАССА ЗОНДА

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	Длина зонда, мм	Масса, кг
40	128	2,25
50	133	2,25
65	141	2,26
80	148	2,26
100	197	3,36
150	240	3,59
200	285	3,80
250	330	4,00
300	399	4,05
350	445	4,21
400	489	4,43
500	581	4,81
600	671	5,19
700	770	5,63
800	841	5,73
1000	1021	6,69
1200	1201	7,41

БЛОК ПРОГРАММНОГО УПРАВЛЕНИЯ БПУ-А

Предназначен для выдачи заданного количества управляющих команд на пробоотборник с электродвигателем или с электромагнитом в ручном и автоматическом режимах.

В автоматическом режиме блок выдает управляющие команды по времени или по объему протекающей по трубопроводу жидкости, период и количество которых задаются программой.

УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ:

температура, °С	от + 5 до + 40
относительная влажность воздуха, %, при температуре + 35 °С, не более	80
атмосферное давление, кПа	от 86 до 106

ПАРАМЕТРЫ ПИТАНИЯ:

род тока	переменный однофазный
напряжение, В	[220 ₋₃₃ ⁺²²]
частота переменного тока, Гц	(50 ± 1)
потребляемая мощность, ВА, не более	10

Блок выдает управляющие сигналы и параллельно этим сигналам световую индикацию в трех режимах:

- **1 режим «ВРЕМЯ»** – автоматическая выдача заданного количества циклов (до 999) по времени с периодом отбора от 1 до 99 мин;
- **2 режим «ОБЪЕМ»** – автоматическая выдача заданного количества циклов (до 999) по объему с периодом отбора от 1 до 99 импульсов;
- **3 режим** – ручная выдача необходимого количества циклов.

Параметры входного сигнала от пробоотборника по входу от микропереключателя с электродвигателем:

вид	размыкающий контакт;
напряжение, В	(8,6 ± 0,5)
ток, мА	от 5 до 8

ПАРАМЕТРЫ ВЫХОДНЫХ СИГНАЛОВ:**по выходу «УПРАВЛЕНИЕ» пробоотборником:**

	выходное напряжение, В	максимальный ток нагрузки, А, не более
для пробоотборника с электродвигателем	переменное 380	1
для пробоотборника с электромагнитом	постоянное 220	1

по выходу MODBUS (параметры сигнала соответствуют стандарту EIA RS-485.):

диапазон установки количества циклов отбора проб	от 1 до 999
Диапазон установки периода отбора:	
в режиме ВРЕМЯ, мин	от 1 до 99
в режиме ОБЪЕМ, импульс	от 1 до 99
Габаритные размеры, мм, не более	190x206x113
Масса блока БПУ-А, кг, не более	1,5

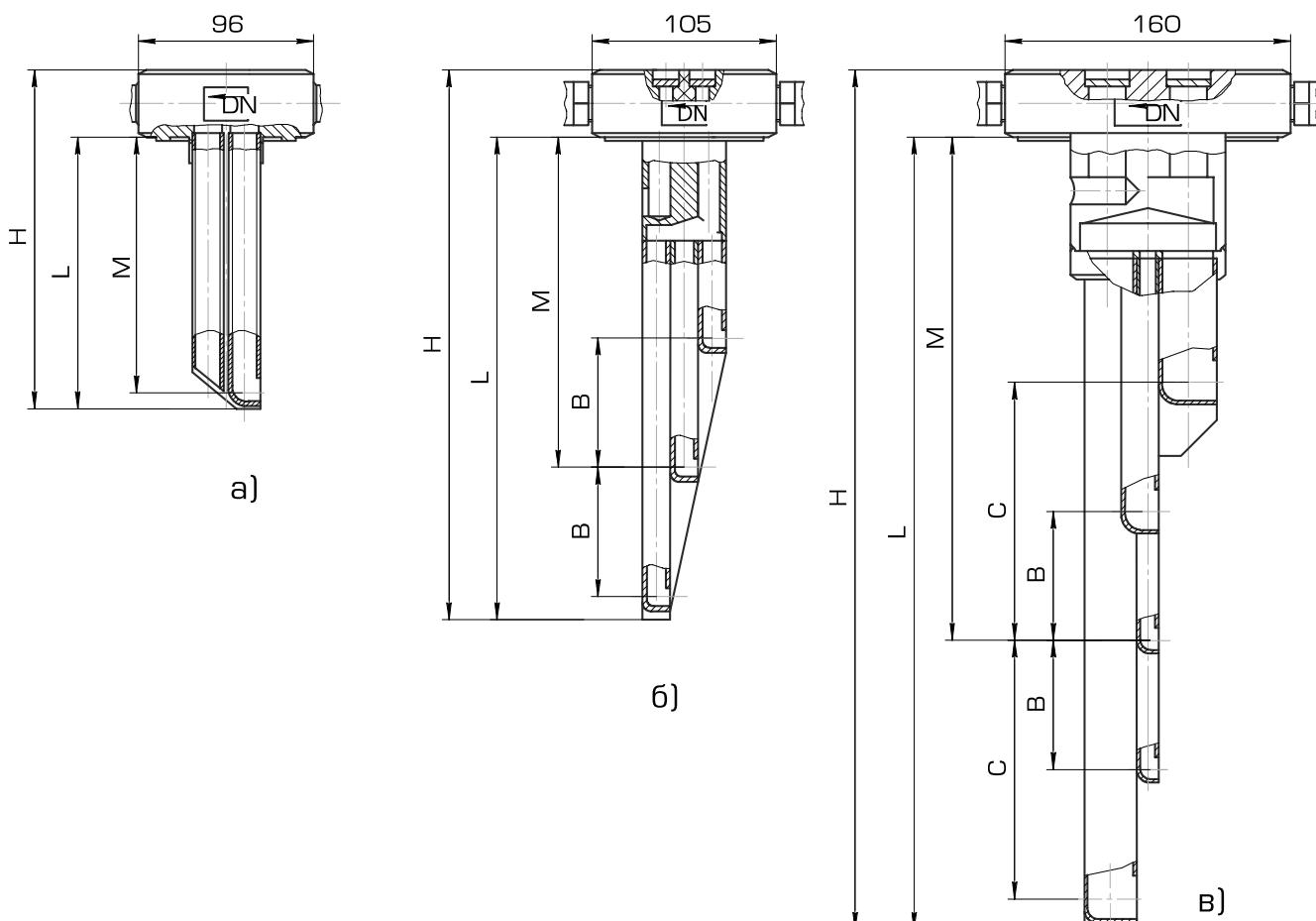
ПРОБООТБОРНИКИ

ЗОНД ПРОБООТБОРНЫЙ

Зонд пробоотборный предназначен для отбора проб товарной нефти, транспортируемой по трубопроводам с условным диаметром DN от 40 до 1200 мм и давлением от 0,2 до 6,3 МПа и разработанный в соответствии с ГОСТ 2517-85 (изменение № 1) «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» и входящий в состав автоматического пробоотборника «ПРОБА-1М».

Габаритные, присоединительные размеры и масса зонда пробоотборного приведены на рисунке и в таблице.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ																	
	Зонд пробоотборный с одной трубкой (а)					Зонд пробоотборный с тремя трубками (б)					Зонд пробоотборный с пятью трубками (в)						
DN, мм	40	50	65	80	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000	1200
H, мм	136	143	151	159	168	243	291	334	375	418	456	603	693	772	862	1042	1220
L, мм	100	107	115	123	132	207	255	298	339	382	420	567	657	736	826	1006	1184
M, мм	90	97	105	113	122	150	180	207	232	259	283	345	395	440	490	590	690
B, мм	—	—	—	—	—	47	65	81	97	113	127	101	121	138	158	198	237
C, мм	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	202	242	276	316	396	474
Масса изделия, кг	3,98	4,12	4,15	4,18	4,21	4,41	4,56	4,65	4,8	4,87	5,3	7,26	7,64	7,83	8,32	8,44	8,97

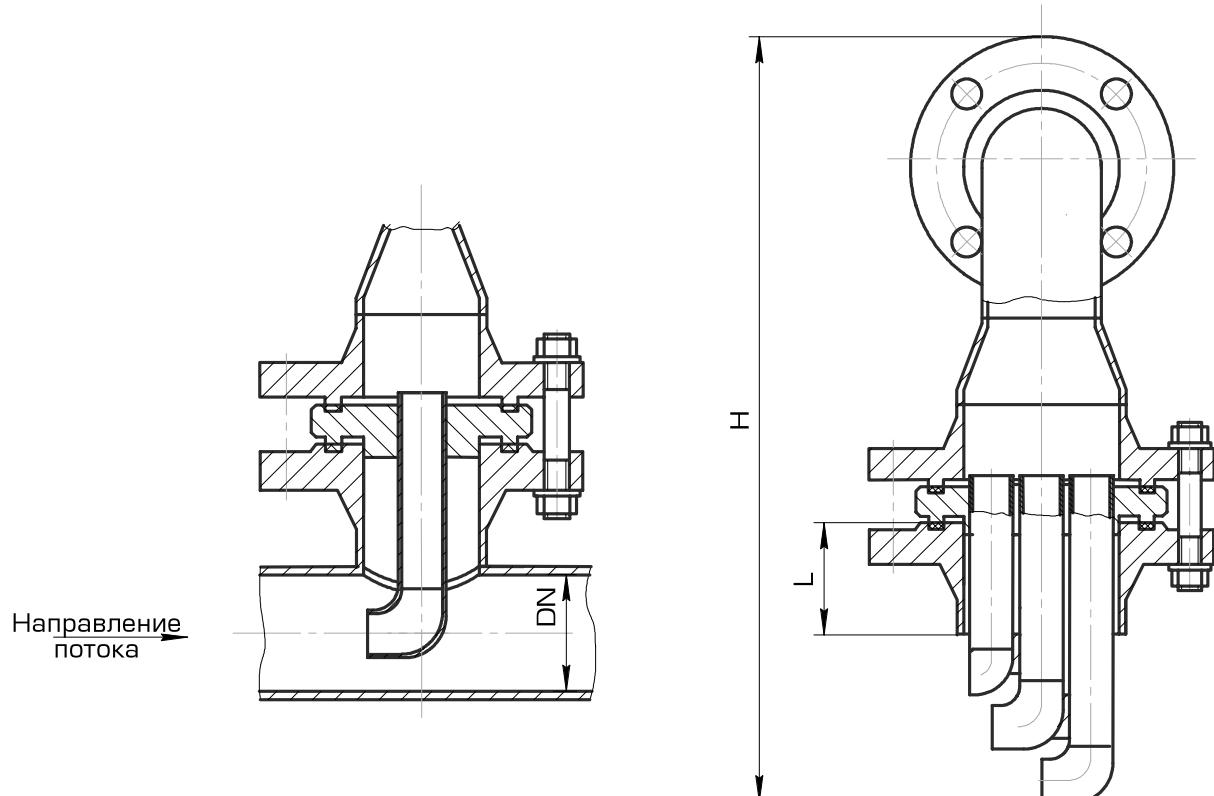


УСТРОЙСТВО ПРОБОЗАБОРНОЕ ТРУБЧАТОГО ТИПА

Устройство пробозаборное трубчатого типа предназначено для отбора проб нефти и нефтепродуктов из трубопроводов с условным диаметром DN от 80 до 400 мм и давлением от 0,2 до 6,3 МПа и разработанные в соответствии ГОСТ 2517-85 (изменение № 1) «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Габаритные размеры, площадь входного поперечного сечения и масса устройства пробозаборного трубчатого типа приведены на рисунках и в таблице.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ																	
DN, мм	80	100	150	200	250	300	350	400	80	100	150	200	250	300	350	400	
PN, кПа						4,0										6,3	
H, мм	475	484	592	640	684	727	771	804	517	526	660	708	752	795	837	876	
L, мм	84					94			101							124	
Площадь входного поперечного сечения, S, мм ²																	
с одной трубкой	1963					—			1963							—	
с тремя трубками	—					1592			—							1592	
Масса, кг, не более																	
изделия	20,21	20,23	39,52	39,61	39,76	39,88	40,01	40,14	31,02	31,03	60,02	60,11	60,25	60,39	60,54	60,68	
с комплектом монтажных частей	23,28	23,30	42,59	42,68	42,83	42,95	43,10	43,25	35,72	35,73	64,72	67,81	64,95	65,09	65,24	65,40	



ПРОБООТБОРНИКИ

ПРОБООТБОРНИК НЕФТИ «СТАНДАРТ»

Предназначен для ручного и автоматического отбора пробы нефти и нефтепродуктов из трубопроводов при рабочем давлении от 0,2 до 6,3 МПа, диаметр обводной линии 50 мм.

Пробоотборник представляет собой комплект технических средств (КТС) и выпускается в двух исполнениях: КТС I исполнение и КТС II исполнение.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ		
	КТС I	КТС II
Пробоотборник для ручного отбора "СТАНДАРТ"-Р	1	
Пробоотборник для автоматического отбора "СТАНДАРТ"-А	1	
Пробоотборник для ручного и автоматического отбора "СТАНДАРТ"-АЛ		1
Пробозаборное устройство щелевого типа или зонд пробозаборный трубычатого типа	1	1
Смеситель потока "Вихрь"	1	1

ХАРАКТЕРИСТИКА ОТБИРАЕМОГО ПРОДУКТА	
Массовая доля содержания воды, %, не более	98
Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	120x10 ⁻⁶
Температура, °С	+5...+90
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Концентрация хлористых солей, г/л, не более	30
Массовая доля содержания сернистых соединений, %, не более	3,5

Пробоотборник "СТАНДАРТ" выполнен на базе диспергаторов по ГОСТ 2517-85 (изменение № 1).

Пробоотборник "СТАНДАРТ" имеет взрывобезопасное исполнение 1ExdIIIBT4.

Блок БПУ-А предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений.

Блок БПУ-А управляет пробоотборником в режимах: "объем", "время", "ручной отбор".

При эксплуатации температура окружающего воздуха +5...+50°C.



КТС I ИСПОЛНЕНИЯ



КТС II ИСПОЛНЕНИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
Параметры электропитания:		
Пробоотборника "СТАНДАРТ" – А, АЛ:		
– род тока		переменный/трехфазный
– напряжение, В		220/380
– частота, Гц		50
– потребляемая мощность, ВА, не более		25
Блока БПУ-А:		
– род тока		переменный однофазный
– напряжение, В		220
– частота, Гц		50
– потребляемая мощность, ВА, не более		10
Объем пробы, вмещающейся в баллон, см ³ ,		3000; 4000; 5000; 6000

	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Пробоотборник "СТАНДАРТ" – Р	220x180x175	20
Пробоотборник "СТАНДАРТ" – А	490x420x220	26
Пробоотборник "СТАНДАРТ" – АЛ	580x300x610	33
Баллон, 3000 см ³	220x190x190	1,5
Блок БПУ-А	190x206x113	1,8

* По заказу потребителя допускается изготовление и поставка баллонов 4000 см³, 5000 см³, 6000 см³.

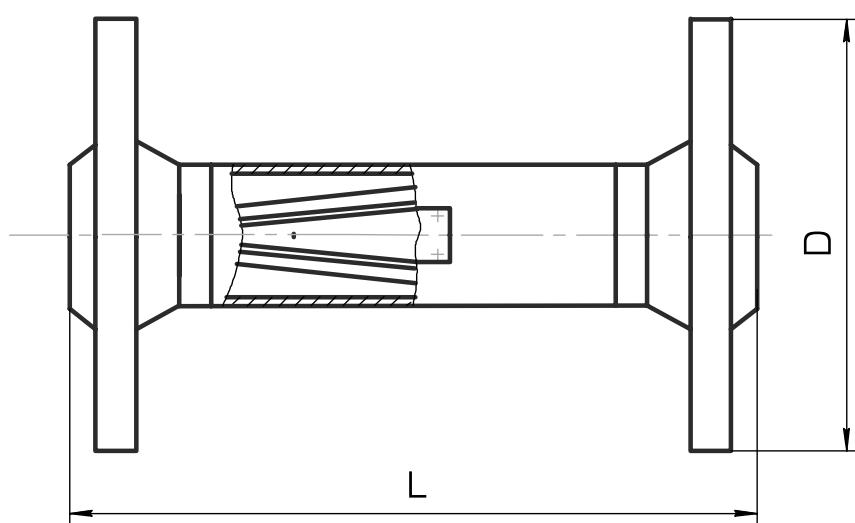
Смеситель потока «Вихрь» предназначен для смещивания нерастворимых составляющих образований нефти, транспортируемой по трубопроводам давлением до 6,3 МПа.

Диаметр условного прохода, габаритные размеры и масса смесителя потока приведены в таблице 1.

Средняя наработка на отказ смесителя потока не менее 25000 ч.

Средний срок службы не менее 10 лет.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
DN, мм	D, мм	L, мм	Масса изделия, кг
65	200	345	14,45
80	210		16,95
100	250	357	24,96
150	340	413	57,10
200	405	423	87,10
250	470	433	123,70
300	530	443	171,25
350	595	484	242,55
400	670	514	340,35
500	800	534	461,25
600	925	564	635,60
700	1045	654	689,39
800	1165		1038,79
900	1285	734	2031,88
1000	1415	764	2109,33

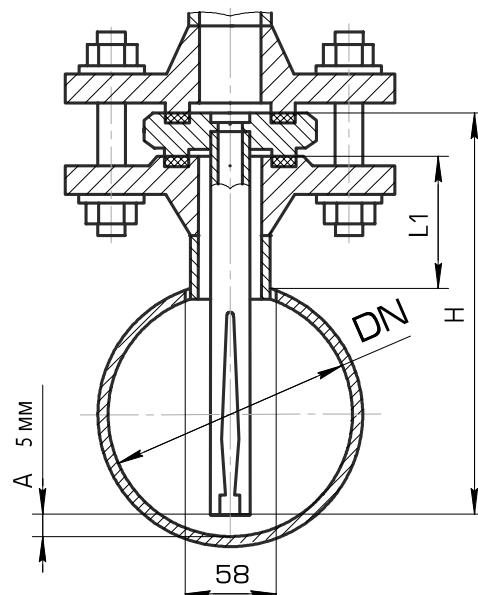


ПРОБООТБОРНИКИ

УСТРОЙСТВО ПРОБОЗАБОРНОЕ ЩЕЛЕВОГО ТИПА

Устройство пробозаборное щелевого типа предназначено для отбора проб нефти и нефтепродуктов из трубопроводов с условным диаметром DN от 40 до 1200 мм и давлением от 0,2 до 6,3 МПа и разработанные в соответствии ГОСТ 2517-85 (изменение № 1) «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ							
DN, мм	H, мм	L ₁ , мм	Площадь входного поперечного сечения, S, мм ²		Масса, кг, не более		с комплектом монтажных частей
			с одним отверстием	с пятью отверстиями	изделия		
40	172	111	66,7	—	1,63	12,97	
50	184	114	89,3	—	1,65	13,01	
65	202	117	126,9	—	1,65	13,03	
80	216	117	156,3	—	1,67	13,05	
100	245	125	194,7	150,8	1,70	13,12	
150	291	121	303,1	215,3	2,26	13,65	
200	350	130	428,8	284,9	2,38	13,83	
250	402	132	536,4	350,2	2,49	13,96	
300	454	135	645,5	413,1	3,35	14,83	
350	505	135	752,5	473,8	3,56	15,05	
400	555	133	839,8	530,3	4,42	15,90	
500	655	133	—	673,3	5,06	16,53	
600	755	133	—	791,4	5,61	17,09	
700	850	128	—	911,2	6,14	17,58	
800	950	128	—	1286,7	6,70	18,14	
1000	1155	133	—	1298,0	7,85	19,32	
1200	1355	133	—	1552,6	8,97	20,44	



СИГНАЛИЗАТОР ПОЛОЖЕНИЯ ИНДУКЦИОННЫЙ СПИ-01

Сигнализатор положения индукционный СПИ-01 предназначен для контроля прохождения скребка через устье скважины при очистке от парафина фонтанных, компрессорных и оборудованных погружными электронасосами нефтяных скважин оборудованных установкой депарафинизации.

Эксплуатационное назначение – выдача сигнала в момент прохождения через сигнализатор скребка на станцию управления установки депарафинизации скважин.

Сигнализатор имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и маркировку IExdIIAT3.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
рабочая среда	нефть, вода, «природный» газ.
температура рабочей среды, °C	+70
допускается кратковременное, в течение 1 ч, один раз в месяц, повышение температуры, °C	до + 120
номинальный внутренний диаметр, мм	63
максимальное давление рабочей среды, МПа (кгс/см ²)	16 (160)
температура окружающего воздуха, °C	от минус 60 до +45
относительная влажность, %, при 25 °C	(95 ± 3)
ток при рабочем напряжении (6,3±0,2)В частотой 50Гц, мА	(35 ± 5)
– при введенном в катушку сердечнике из стали Ст.3, мА	(15 ± 3)
активное сопротивление катушки, Ом, не более	75
габаритные размеры, мм, не более	300x140x110
масса, кг, не более	8

ВЛАГОМЕРЫ

ВЛАГОМЕР СЫРОЙ НЕФТИ «ВОЕСН»

Предназначен для непрерывного измерения объемного процентного содержания нефти и воды в водонефтяной смеси после предварительной сепарации свободного газа и вычисления среднего объемного содержания нефти при работе в комплекте с массовым счетчиком жидкости.



Принцип действия влагомера комбинированный: дизелькометрический – на обратной эмульсии (вода в нефти) и оптический – на прямой эмульсии (нефть в воде).

Диэлькометрический метод основан на зависимости диэлектрической проницаемости нефтеводяной смеси от содержания в ней воды.

Электрод преобразователя, погруженный в смесь, меняет емкость нагрузки генератора, вследствие чего изменяется частота выходного сигнала в зависимости от обводненности нефтеводяной смеси.

Оптический метод основан на зависимости оптической плотности водонефтяной смеси от содержания в ней нефти. Вода, водосолевые и кислотосодержащие растворы имеют в рабочем спектральном диапазоне нулевую оптическую плотность в то время, как нефть представляет из себя практически непрозрачную жидкость, с характерной для каждой нефти оптической плотностью. Логарифмическая зависимость светопропускания смеси в зависимости от содержания в ней нефти имеет линейный характер и преобразуется электронной схемой в частоту выходного сигнала.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- преобразователь первичный ПП ВОЕСН;
 - блок обработки данных БОД ВОЕСН

ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА – СЫРАЯ НЕФТЬ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Температура, °С	+5 ... +85
Содержание солей, массовая доля, %	0,3 ... 15
Остаточное содержание газа в водонефтяной смеси, объемная доля не более, %	5

Первичный преобразователь влагомера ВОЕЧ имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка по взрывозащите "1ExibIIBT3", и предназначен для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Блок обработки данных ВОЕСН – изделие общего назначения и предназначен для установки вне взрывоопасных зон.

При эксплуатации температура окружающего воздуха для:

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измерения содержания нефти, объемная доля, %	2 ...99,9
Диапазон измерения содержания воды в смеси, объемная доля, %	0,1 ...99,9
Условный проход ПП ВОЕСН, мм	50; 80; 100
Рабочее давление, МПа	4,0; 6,3
Пределы допускаемого значения относительной погрешности измерения содержания нефти в водонефтяной смеси, объемная доля в диапазонах, %:	
–30 – 99,9%	±4,0
– 5 – 30%	±10,0
– 2 – 5%	±18,0
Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения содержания воды в водонефтяной смеси, объемная доля в диапазонах, %:	
от 0,1 до 70%	±1
от 70 до 99,9%	±1,5
(Температура окружающей среды и измеряемой среды не приводят к изменению показаний за пределы допускаемого значения относительной погрешности.)	
Представление результатов измерения в цифровом виде с ценой деления, %	0,01
Порт связи с верхним уровнем	RS 485
Протокол связи	MODBUS RTU
Напряжение питания, В	1
Потребляемая мощность, ВА, не более:	
– преобразователя ПП ВОЕСН	2
– блока БОД ВОЕСН	10
Максимальное расстояние от преобразователя первичного до блока обработки данных, м	200

	Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 50; PN 4,0	280x204x400	10,65
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 50; PN 6,3	280x212x400	12,02
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 80; PN 4,0	282x240x500	14,35
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 80; PN 6,3	282x248x500	15,83
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 100; PN 4,0	296x266x500	17,69
Первичный преобразователь ПП ВОЕСН DN 100; PN 6,3	296x266x500	19,0
Блок обработки данных БОД ВОЕСН	210x210x120	1,8

СЧЕТЧИКИ НЕФТИ И ГАЗА

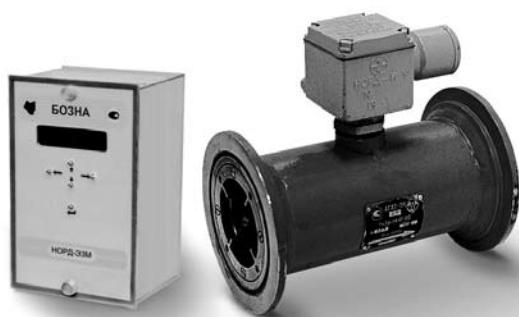
СЧЕТЧИК ГАЗА ТУРБИННЫЙ «АГАТ-1М»

Предназначен для измерения объема нефтяного попутного газа в составе групповых замерных установок типа «СПУТНИК».

В зависимости от диаметра условного прохода имеет 5 исполнений.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- турбинный преобразователь расхода ТПР;
- магнитоиндукционный датчик «НОРД-ИГУ-04»;
- блок электронный «НОРД»-ЭЗМ.



ИЗМЕРИЕМАЯ СРЕДА – ГАЗ СО СЛЕДУЮЩИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Температура, °С	+5...+80
Рабочее давление, МПа	0,2...6,3
Содержание сероводорода, %, не более	3

Исполнение составных частей в зависимости от воздействия окружающей среды:

- преобразователя расхода и блока электронного «НОРД» – ЭЗМ – обычное;
- датчика магнитоиндукционного – взрывозащищенное исполнение, маркировка по взрывозащите 1ExdIIIBT4.

При эксплуатации температура окружающего воздуха для:

- преобразователя расхода и датчика, °С -50...+50;
- электронного блока, °С +5...+40.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Предел относительной погрешности счетчика в диапазоне расходов (20–100)% от максимального при поверке на воздухе, %, не более	±4	
Предел относительной погрешности турбинного преобразователя расхода счетчика в диапазоне расхода (20–100)% от максимального при поверке на воздухе, % не более,	±3,9	
Предел относительной погрешности блока электронного при нижнем пределе измерения счетчиком объема газа, %, не более	±0,01	
Потеря давления в преобразователе расхода при максимальном рабочем расходе, МПа, не более	0,05	
Потребляемая мощность счетчика, ВА, не более	30	
Длина линии связи между блоком и датчиком, м, не более	500	
	Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более
Магнитоиндукционный датчик	102x70x96	1,9
Блок электронный «НОРД-ЭЗМ»	202x114x78	4,0

Исполнение счетчика	Турбинный преобразователь расхода ТПР						Масса, кг
	Условный проход, DN, мм	Пропускная способность, м ³ /ч	Коэффициент преобразования, имп./м ³ , не менее	Габаритные размеры, мм	Строительная длина	Ширина	
АГАТ-1М-40	40	65	100000	180	114	158	7,0
АГАТ-1М-50	50	125	45000	210	130	180	10,0
АГАТ-1М-65	65	250	20000	260	155	204	14,5
АГАТ-1М-100	100	500	6000	380	215	268	31,0
АГАТ-1М-150	150	1000	3500	530	258	310	57,0

СЧЕТЧИК НЕФТИ ТУРБИННЫЙ «МИГ»

Предназначен для измерения объема нефти на узлах учета, применяемых на предприятиях нефтяной и других отраслей промышленности.

В зависимости от диаметра условного прохода и рабочего давления имеет 40 исполнений.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- турбинный преобразователь расхода ТПР;
- магнитоиндукционный датчик «НОРД-И2У-02» или «НОРД-И2У-04»;
- блок обработки данных «VEGA-03» или блок электронный «НОРД-ЭЗМ».



ИЗМЕРИЕМАЯ СРЕДА – НЕФТЬ ПО ГОСТ Р 51858-2002 И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Температура, °С	0...+ 60
Кинематическая вязкость, м ² / с	(1–100)×10 ⁻⁶
Размеры механических примесей, мм, не более	4
Содержание свободного газа не допускается	

Исполнение составных частей в зависимости от воздействия окружающей среды:

- преобразователя расхода – обыкновенное;
- блока обработки данных «VEGA-03» и блока «НОРД-ЭЗМ» – обыкновенное;
- магнитоиндукционного датчика – взрывозащищенное, маркировка по взрывозащите IExdIIIBT4.

При эксплуатации температура окружающего воздуха для:

- преобразователя расхода и датчика, °С
– 50...+ 50;
- блока обработки данных «VEGA-03» и блока «НОРД-ЭЗМ» °С
+ 5...+ 40.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Предел относительной погрешности счетчика в комплекте с "VEGA-03" в диапазоне расходов (20–100) % от максимального, в диапазоне вязкости (1 – 100)×10 ⁻⁶ м ² / с, %, не более:	±1,5 ±0,15	
– МИГ-32Ш	±2,5	
– МИГ-32 ... МИГ-400	±0,7	
Предел относительной погрешности счетчика в комплекте с блоком "НОРД-ЭЗМ" в диапазоне расхода (20–100) % от максимального и конкретной вязкости, %, не более:	±0,35	
– МИГ – 32Ш	± 2,5	
– МИГ – 32 ... МИГ-80	± 0,7	
– МИГ – 100 ... МИГ-400	± 0,35	
Потребляемая мощность, ВА, не более	30	
Длина линии связи между датчиком магнитоиндукционным и блоком «VEGA-03», м, не более	500	
Длина линии связи между магнитоиндукционным датчиком и блоком «НОРД»-ЭЗМ, м, не более	500	
	Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более
Магнитоиндукционный датчик	102x70x96	1,9
Блок обработки данных «VEGA-03»	190x206x113	1,9
Блок электронный "НОРД-ЭЗМ"	202x114x78	4,0

СЧЕТЧИКИ НЕФТИ И ГАЗА

СЧЕТЧИК ГАЗА ТУРБИННЫЙ «МИГ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Исполнение счетчика	Преобразователь расхода турбинный ТПР							
	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный расход, м ³ /ч	Потеря давления, МПа	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса преобразователя с датчиком и комплектом монтажных частей, кг	Коэффициент преобразования, имп./м ³ , не менее
МИГ-32Ш-1,6	32	1,6	8	0,04	135	180	8,2	100 000
МИГ-32Ш-2,5		2,5			135		9,7	
МИГ-32Ш-4,0		4,0			135		9,7	
МИГ-32Ш-6,3		6,3			150		12,8	
МИГ-32Ш-16		16			150		14,8	
МИГ-32-1,6		1,6	27	0,04	135	180	8,2	
МИГ-32-2,5		2,5			135		9,7	
МИГ-32-4,0		4,0			135		9,7	
МИГ-32-6,3		6,3			150		12,8	
МИГ-32-16		16			150		14,8	
МИГ-40-1,6	40	1,6	42	0,04	145	180	11,3	75 000
МИГ-40-2,5		2,5			145		12,33	
МИГ-40-4,0		4,0			145		12,33	
МИГ-40-6,3		6,3			165		16,15	
МИГ-40-16		16			165		18,65	
МИГ-50-1,6	50	1,6	72	0,04	160	197	13,83	38 000
МИГ-50-2,5		2,5			160		14,83	
МИГ-50-4,0		4,0			160		14,83	
МИГ-50-6,3		6,3			175		19,64	
МИГ-50-16		16			195		26,6	
МИГ-65-1,6	65	1,6	120	0,04	180	220	16,46	20 000
МИГ-65-2,5		2,5			180		20,0	
МИГ-65-4,0		4,0			180		20,0	
МИГ-65-6,3		6,3			200		26,76	
МИГ-65-16		16			220		43,34	
МИГ-80-1,6	80	1,6	180	0,04	195	250	25,0	10 000
МИГ-80-2,5		2,5			195		26,0	
МИГ-80-4,0		4,0			195		26,5	
МИГ-80-6,3		6,3			210		32,16	
МИГ-80-16		16			230		44,84	
МИГ-100-1,6	100	1,6	300	0,04	215	356	41,32	5 000
МИГ-100-2,5		2,5			230		54,8	
МИГ-100-4,0		4,0			230		57,5	
МИГ-100-6,3		6,3			250		79,7	
МИГ-150-1,6	150	1,6	600	0,04	280	368	70,5	1 700
МИГ-150-2,5		2,5			300		95,5	
МИГ-150-4,0		4,0			300		97,1	
МИГ-150-6,3		6,3			340		159,9	
МИГ-200-1,6	200	1,6	1 100	0,06	335	457	86,27	900
МИГ-200-2,5		2,5			360		104,95	
МИГ-200-4,0		4,0			375		121,21	
МИГ-200-6,3		6,3			405		154,84	
МИГ-250-1,6	250	1,6	1 900	0,06	405	457	114,7	490
МИГ-250-2,5		2,5			425		142,1	
МИГ-250-4,0		4,0			445		168,9	
МИГ-250-6,3		6,3			470		215,9	
МИГ-400-1,6	400	1,6	4 000	0,05	580	610	294,15	100
МИГ-400-2,5		2,5			610		355,1	
МИГ-400-4,0		4,0			655		442,45	
МИГ-400-6,3		6,3			670		524,71	

Предназначен для измерения объемного количества нефти, нефтепродуктов и других нейтральных к сталим 20Х13 и 12Х18Н1ОТ жидкостей. В зависимости от диаметра условного прохода и рабочего давления имеет 18 исполнений.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- турбинный преобразователь расхода ТПР;
- магнитоиндукционный датчик «НОРД»-И2У-02» или «НОРД»-И2У-04»;
- блок обработки данных «VEGA-03» или блок электронный «НОРД-ЭЗМ».



ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА – НЕФТЬ, НЕФТЕПРОДУКТЫ И ДРУГИЕ ЖИДКОСТИ С ПАРАМЕТРАМИ

Температура, °С	+5...+ 50
Кинематическая вязкость, м ² / с	(1...20)×10 ⁻⁶
Содержание сернистых соединений по весу, %, не более	3
Размеры механических примесей, мм, не более	4
Содержание свободного газа не допускается	

Исполнение составных частей в зависимости от воздействия окружающей среды:

- преобразователя расхода – защищенное от агрессивной среды;
- блока обработки данных «VEGA-03» и блока электронного «НОРД»-ЭЗМ – обыкновенное;
- магнитоиндукционного датчика – взрывозащищенное, маркировка по взрывозащите IExdIIIBT4.

При эксплуатации температура окружающего воздуха для:

- преобразователя расхода и датчика, °С
– 50...+ 50;
- блока обработки данных «VEGA-03» и блока электронного «НОРД»-ЭЗМ, °С
+ 5...+ 40.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Предел относительной погрешности счетчика в комплекте с «VEGA-03» в диапазоне расходов (20–100) % от максимального, %, не более	±0,15
Предел относительной погрешности счетчиков в комплекте с «НОРД»-ЭЗМ в диапазоне расходов, %:	
от 20 до 100 % от максимального расхода: – для счетчиков Ду ≤ 80 мм	±1,5
– для счетчиков Ду ≥ 100 мм	±1,0
от 60 до 100 % от максимального расхода: – для счетчиков Ду ≤ 80 мм	±1,0
– для счетчиков Ду ≥ 100 мм	±0,5
от 40 до 60 %; от 60 до 80 %; от 80 до 100 % от максимального расхода: – для счетчиков Ду=200 мм	±0,35
Потребляемая мощность, ВА, не более	30
Длина линии связи между датчиком магнитоиндукционным и блоком «VEGA-03», м, не более	500
Длина линии связи между магнитоиндукционным датчиком и блоком «НОРД»-ЭЗМ, м, не более	500
Потеря давления в преобразователе турбинном при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	0,05

СЧЕТЧИКИ НЕФТИ И ГАЗА

СЧЕТЧИК ТУРБИННЫЙ «НОРД-М»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

	Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более
Магнитоиндукционный датчик	102x70x96	1,9
Блок электронный «НОРД»-ЭЗМ	191x138x198,5	4,0
Блок обработки данных «VEGA-03»	200x240x155	1,9

Исполнение счетчика	Преобразователь расхода турбинный ТПР						
	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный расход, м ³ /ч	Наружный диаметр фланцев, мм	Строительная длина, мм	Масса с комплектом монтажных частей, кг	Коэффициент преобразования, имп./м ³ , не менее
НОРД-М-40-2,5	40	2,5	35	145	180	10,0	28 000
НОРД-М-40-4,0		4,0		145		10,0	
НОРД-М-40-6,4		6,3		165		13,0	
НОРД-М-40-16,0		16,0		165		15,0	
НОРД-М-65-2,5	65	2,5	90	180	220	11,0	11 000
НОРД-М-65-4,0		4,0		180		11,0	
НОРД-М-65-6,4		6,3		200		15,0	
НОРД-М-65-16,0		16,0		220		21,0	
НОРД-М-80-2,5	80	2,5	140	195	250	18,0	5 000
НОРД-М-80-4,0		4,0		195		19,5	
НОРД-М-80-6,4		6,3		210		21,0	
НОРД-М-80-16,0		16,0		230		29,0	
НОРД-М-100-2,5	100	2,5	250	230	280	26,0	4 000
НОРД-М-100-4,0		4,0		230		31,0	
НОРД-М-100-6,4		6,3		250		40,0	
НОРД-М-100-16,0		16,0		265		42,0	
НОРД-М-150-2,5	150	2,5	500	300	360	48,0	1 300
НОРД-М-150-4,0		4,0		300		56,0	
НОРД-М-150-6,4		6,3		340		80,0	
НОРД-М-150-16,0		16,0		350		90,95	
НОРД-М-200-2,5	200	2,5	900	360	400	63,0	800
НОРД-М-200-4,0		4,0		375		93,0	
НОРД-М-200-6,4		6,3		405		115,0	
НОРД-М-200-16,0		16,0		430		146,6	

БЛОК ОБРАБОТКИ ДАННЫХ «VEGA-03»

Блок предназначен для вычисления объема и расхода жидкости на узлах учета нефти в составе турбинных счетчиков типа НОРД-М, МИГ и других счетчиков – расходомеров с магнитоиндукционными датчиками НОРД-И2У-02 или НОРД-И2У-04;

Функциональное назначение:

- преобразование частотного электрического сигнала с учетом токового сигнала в единицы объема, расхода по результатам предварительной градуировки;
- прием входного токового сигнала влияющей величины 4 – 20 мА от средств измерений (например, датчика давления, датчика температуры и т.д.) по каналам измерения объема;
- накопление и прекращение накопления информации по дистанционному сигналу пуска «СТАРТ» и останова «СТОП», а также сброс накопленного значения с панели управления прибора;
- ввод с панели управления прибора и хранение таблиц коэффициентов преобразования в энергонезависимой памяти блока;
- выдача звукового сигнала при выходе значений входных частотных и токовых сигналов за пределы градировочных таблиц.
- выдача токового сигнала 4–20 мА соответствующего значению расхода, с линейным преобразованием. Параметры преобразований вводятся потребителем и хранятся в памяти блока.

Блок предназначен для установки вне взрывоопасных зон.

Вид климатического исполнения блока УХЛ 4.2, но для работы при температуре от +5 до +40 °С, верхнее значение относительной влажности 95% при 30 °С.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Предел относительной погрешности преобразования	
входных частотных сигналов в диапазоне от 16 до 5000 Гц	
и входных токовых сигналов в диапазоне от 4 до 20 мА	
в показания в единицах объема, расхода и в выходные	
сигналы, %, не более	± 0,01
Количество точек градуировки по параметру частоты:	
расход, точек	
Количество градировочных таблиц по параметру влияющей величины	
расход, точек	4
Параметры цепей дистанционных сигналов пуска и останова накопления информации:	
входное сопротивление, кОм	10
входная емкость, пФ, не более	50
длительность, мкс	10
амплитуда входного импульса – от 3 до 15 В, активный уровень	низкий

ВТОРИЧНАЯ АППАРАТУРА

БЛОК ОБРАБОТКИ ДАННЫХ «VEGA-03»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Параметры входных сигналов объема от ТПР:	
код единичный по ГОСТ 26.014-81	
уровень логической «1», В	(12±2,4)
уровень логического «0», В, не более	0,6
длительность, не менее – 100 мс, активный уровень,	логическая «1»
Параметры выходных сигналов объема жидкости в систему телеметрии:	
а) с электрическим носителем:	
код единичный – по ГОСТ 26.014-81	
уровень логической «1», В	(12 ± 2,4)
уровень логического «0», В, не более	0,6
длительность – (2 … 999) мс, активный уровень,	логическая «1»
б) с носителем в виде замыкающего контакта:	
код единичный – по ГОСТ 26.014-81;	
длительность, мс	(2 … 999)
Выходной токовый сигнал измерения текущего расхода – от 4 до 20 мА (на внешней нагрузке 0 … 500 Ом)	
Параметры сигнала по выходу «MODBUS» соответствуют стандарту	EIA RS-485
Параметры питающей сети:	
напряжение, В	(220 $\frac{+22}{-33}$)
частота, Гц	(50±1)
Потребляемая мощность, ВА, не более	25
Длина линии связи соединяющая датчики с блоком, м, не более	500
Электрические параметры линии связи по каналу измерения объема:	
максимально допустимая емкость, мкФ, не более	0,3
максимально допустимая индуктивность, мГн, не более	1
Габаритные размеры, мм, не более	190x206x113
Масса, кг, не более	1,5
Средняя наработка на отказ, ч	24000
Средний срок службы счетчика, лет, не менее	8

ПРОБООТБОРНИК ВСАСЫВАЮЩИЙ ПОРШНЕВОЙ «ВПП-300»

Предназначен для отбора проб из фонтанирующих и нефонтанирующих нефтяных, газовых и пьезометрических водяных скважин. Область применения – скважины, обсаженные лифтовыми и насосно-компрессорными трубами, а также обсадными колоннами с рабочим давлением до 30 МПа и температурой до 100 °С. Спуск пробоотборника в скважину производится через лубрикатор.

Закрытие клапанов камеры отбора проб (приемной камеры) обеспечивается пьезоприводом с масленым реле. Время, необходимое на отбор проб, складывается из времени на спуск пробоотборника до заданной глубины и времени выдержки пробоотборника на глубине с целью обеспечения выполнения пьезоприводом операций по открытию клапана, пропуску нефти в камеру отбора пробы и закрытию приемного клапана.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Давление рабочей среды, МПа, не более	30
Температура рабочей среды, °С	+100
Объем отбираемой пробы, см ³ , не менее	300
Габаритные размеры, мм	Ø38x1800
Масса, кг, не более	9

СКВАЖИННЫЕ ПРИБОРЫ

ПРОБООТБОРНИК ГЛУБИННЫЙ «ПГ-1000»

Предназначен для отбора проб пластовой нефти из фонтанирующих скважин. Применяется на скважинах, обсаженных лифтовыми трубами диаметром 60 мм и более, рабочим давлением до 100 МПа и температурой до 200 °С.

Пробоотборник выпускается в двух исполнениях:

- ПГ-1000, рассчитанный на забойное давление до 100 МПа;
- ПГ-1000-01, рассчитанный на забойное давление до 50 МПа.

Исполнения пробоотборника отличаются материалом камеры отбора проб.

Пробы отбираются во время работы скважин. Дебит жидкости должен быть минимальным и не препятствовать спуску пробоотборника. При отборе проб забойное давление должно превышать давление насыщения, так как пробы, отобранные в зоне двухфазного движения, пластовую нефть не характеризуют.

Отбор проб из остановленных скважин допускается в том случае, если скважина перед остановкой работала с забойным давлением, значительно превышающим давление насыщения.

Спуск пробоотборника в скважину производится через устьевой сальник [лубрикатор] на проволоке диаметром 1,8–2 мм.

После достижения пробоотборником заданной глубины его выдерживают для промывки камеры отбора проб пластовой нефтью и затем приступают к подъему. При подъеме пробоотборника на 30 – 50 метров давление снаружи пробоотборника снижается и между камерой узла предохранительного клапана и внешней средой образуется перепад давления. Этот перепад воздействует на механизм закрытия клапанов камеры отбора проб.

Температура окружающей среды –40... +40 °С

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

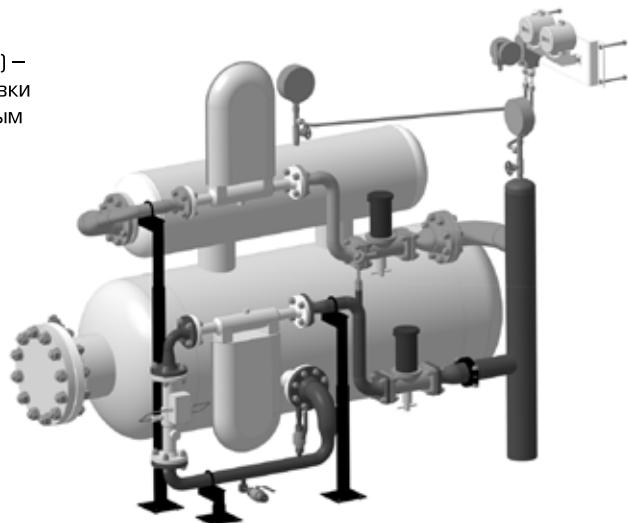
Максимальное рабочее давление, МПа, не более:	
ПГ-1000	100
ПГ-1000-01	50
Максимальная рабочая температура, °С, не более	+200
Объем отбираемой пробы, см ³ , не менее	400
Высота подъема пробоотборника в скважине, необходимая для срабатывания механизма реле, м	30 ... 50
Перепад давления между давлением в камере реле и наружным, достаточный для срабатывания реле, МПа	0,15 ... 0,25
Габаритные размеры, мм, не более	Ø38x2000
Масса, кг, не более	11,3

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ – ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА (КТС-ИУ)

Комплекс технических средств – измерительная установка (КТС-ИУ) – является техническим решением по модернизации замерной установки (АГЗУ) для измерения дебита скважин в соответствии с национальным стандартом ГОСТ Р 8.615–2005

КТС-ИУ выполнен на базе

- влагомера ВОЕСН «АКВАСЕНС»
- двух электроуправляемых клапанов
- электроконтактного поплавкового датчика уровня
- датчика перепада давления
- контроллера
- счетчика «МАСК»



ПО ЖЕЛАНИЮ ЗАКАЗЧИКА ВОЗМОЖНЫ ВАРИАНТЫ ИСПОЛНЕНИЯ:

- вместо счетчика МАСК могут быть установлены расходомеры фирмы Emerson Process Management, Fisher–Rosemount, Rota Yokogawa GmbH & Co KG;
- электроуправляемый клапан на измерительной линии газа может быть заменен модернизированным регулятором расхода;
- без клапанов;
- с различными типами головного контроллера;
- в специальных исполнениях согласно техническим требованиям заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- отсутствие движущихся деталей
- широкий диапазон кинематической вязкости – независимость результатов измерений от температуры, вязкости, плотности и давления жидкости
- нечувствительность к попутному растворенному газу
- нечувствительность к попутному свободному газу 5% по объему (при высокой обводненности) и до 10–15% по объему (при низкой обводненности и вязкой нефти)
- низкая стоимость по сравнению с зарубежными аналогами
- может использоваться для измерения массового расхода и плотности жидкости и газа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615–2005

Влагомер ВОЕСН «АКВАСЕНС»

- позволяет определять содержание воды в диапазоне от 0 до 100%
- алгоритм измерения позволяет автоматически определять фазу (нефть или вода)
- нечувствителен к солям и температуре

ЗАДАЧА НЕПРЕРЫВНОГО СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН РЕШЕНА!

ДОЗИРОВОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

УСТАНОВКА БЛОЧНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ «БР» С СИСТЕМОЙ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ «САБР-М»

Предназначена для автоматизированного приготовления и дозированного ввода жидкых деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также с целью защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

Установка используется на нефтяных промыслах для дозировки жидкостей, образующих с воздухом взрывоопасную смесь категории II A группы Т2.

В зависимости от производительности насоса-дозатора установка выпускается в двух исполнениях: **БР-2,5М (САБР)-У1;**
БР-10 (САБР)-У1.

Установка состоит из двух блоков – аппаратурного и технологического, смонтированных на сварной раме-санях с воздушным зазором. Укрытие блоков изготавливается из панелей типа "Сэндвич".



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ УСТАНОВОК:

- автоматическая заправка реагентом;
- перемешивание реагента насосом закачки по программе;
- автоматизированная работа дозировочного насоса;
- аварийная защита и сигнализация, при превышении давления реагента в нагнетательной линии, перегреве реагента, превышении верхнего и понижении нижнего уровня реагента в емкости;
- автоматическое регулирование температуры реагента в заданных пределах;
- поддержание температуры помещений в заданных пределах;
- сигнализация состояния и дистанционный контроль состояния технологического оборудования;
- выдача сообщений на диспетчерский пункт об аварийных ситуациях, состоянии технологического оборудования, текущем расходе реагента, загазованности, пожароопасности и несанкционированном доступе в установку;
- дистанционное управление дозировочными насосами с верхнего уровня;
- автоматическое переключение на закачку реагента из отдельной емкости при снижении уровня реагента ниже заданного (по заказу потребителя).

При эксплуатации температура окружающего воздуха: - 40...+ 40 °C.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Кинематическая вязкость дозируемого реагента, м ² /с	0,00085
Диапазон регулирования температуры дозируемого реагента, °C	5...80
Дискретность уставки регулирования температуры, °C	1
Продолжительность одного перемешивания, мин	1...60
Количество операций «перемешивание реагента», раз/сут	1...24
Напряжение питания, В	380/220
Частота, Гц	50
Потребляемая мощность, кВт, не более	5,2
Порт связи с верхним уровнем	RS 232
Протокол связи	MODBUS/RTU

	БР-2,5М	БР-10
Производительность насоса-дозатора, с возможностью регулирования в диапазоне 1:5 без остановки насоса, дм ³ /ч	2,5	10
Рабочее давление, МПа, не более	10	10
Объем технологической емкости реагента, м ³ , не более	1,3	1,3
Габаритные размеры, мм, не более:	3280x2300x2420	3280x2300x2420
Масса, кг	2150	2150

ДОЗИРОВОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

УСТАНОВКА БЛОЧНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ДОЗИРОВКИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ «БР»

Предназначена для автоматизированного приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также с целью защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

Установка используется на нефтяных промыслах для дозировки жидкостей, образующих с воздухом взрывоопасную смесь категории II A группы Т2.

В зависимости от производительности насоса-дозатора установка выпускается в трех исполнениях: **БР-2,5М-У1; БР-10-У1; БР-25-У1.**

Установки БР-2,5М-У1 и БР-10-У1 выполнены в блочном исполнении, все оборудование смонтировано на сварной раме-санях под теплоизолированным укрытием. Укрытие герметичной перегородкой разделено на два отсека: отсек технологический и отсек приборный.

Установка БР-25-У1 состоит из двух отдельных блоков: блока технологической емкости и блока технологического. За счет дополнительно установленных дозирующих насосов и смесителя, позволяет дозировать как реагент, так и водный раствор реагента.



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ УСТАНОВОК:

- механическое закачивание реагента в емкость;
- перемешивание реагента насосом закачки по программе;
- автоматизированная работа дозировочного насоса;
- аварийная защита и сигнализация;
- автоматическое регулирование температуры реагента в заданных пределах;
- поддержание температуры помещений в заданных пределах;
- сигнализация состояния силового электрооборудования.

При эксплуатации температура окружающего воздуха: -40...+40 °C.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон регулирования хода плунжера насоса-дозатора, мм:			
– максимальный	0...60		
– рабочий	15...60		
Кинематическая вязкость дозируемого реагента, м ² /с	0,00085		
Температура дозируемого реагента, °C	20...60		
Количество операций "перемешивание реагента", раз/сут	4		
Продолжительность одного перемешивания, мин	30		
Напряжение питания, В	380/220		
Частота, Гц	50		
Потребляемая мощность, кВт, не более	14		
	БР-2,5М	БР-10	БР-25
Производительность насоса-дозатора, дм ³ /ч	2,5	10	25
Рабочее давление, МПа, не более	10	10	4,0
Объем технологической емкости реагента, м ³ , не более	1,3	1,3	6
Габаритные размеры, мм, не более:	3280x2300x2420	3280x2300x2420	5800x2700x2900
Масса, кг	2150	2150	5000

ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРОИСПОЛНИТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРУЮЩЕЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ «УЭРВ 1М»

Предназначено для поддержания на заданном уровне параметров (давления, расхода, температуры, уровня раздела фаз и др.) различных технологических процессов на установках подготовки нефти, сборных пунктах, товарных парках, объектах внутрипромыслового транспорта нефти, насосных станциях.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ:

- регулирующий клапан 25с48нж или 25нж48нж;
- электрический исполнительный механизм МЭП-6300/160-160-II BT4 (с индуктивным или токовым 4-20 мА датчиком положения) или МЭПК-6300/50-60У (токовый датчик положения) или ЭПР-8/50 (токовый датчик положения).

РАБОЧАЯ СРЕДА – ЖИДКОСТЬ, ГАЗ С ПАРАМЕТРАМИ

Рабочее давление, МПа, не более	6,3
Размер частиц механических примесей, мкм	70

В зависимости от типа и диаметра условного прохода регулирующего клапана и типа электроисполнительного механизма имеет 22 исполнения.
Регулирование параметров осуществляется путем автоматического открытия и закрытия регулирующего клапана по сигналам управляющих устройств.
Устройство предназначено для эксплуатации во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установок, расположенных под навесами, в которых могут образоваться взрывоопасные смеси категорий IIА и IIВ групп Т1, Т2, Т3, Т4.

При эксплуатации температура окружающего воздуха для исполнения УЭРВ 1М с ЭИМ типа:

- МЭП-6300/160-160-II BT4 –50...+50 °C;
- МЭПК-6300/50-60У –40...+50 °C;
- ЭПР-8/50 –25...+70 °C.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Усилие на выходном органе исполнительного механизма, Н[кгс]:	
–номинальное для ЭИМ типа – МЭП-6300/160-160-II BT4	6300 (630)
–в конечном положении для ЭИМ типа МЭПК-6300/50-60У	6300 (630)
–максимальное развиваемое для ЭИМ типа ЭПР-8/50	8000 (800)
Отклонение времени условного хода плунжера, %, не более	±10
Протечка в затворе, % от Kvу, не более	0,1
Условное давление рабочей среды, МПа	6,3
Питание для исполнения УЭРВ 1М с ЭИМ типа:	
– МЭП-6300/160-160-II BT4 и МЭПК-6300/50-60У:	
– трехфазная сеть напряжением, В	220/380
– частота, Гц	50
– ЭПР-8/50:	
– от блока питания БП 220/220-24/24 постоянного тока напряжением, В	24

ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРОИСПОЛНИТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРУЮЩЕЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ «УЭРВ 1М»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ										
Исполнение	Тип регулирующего клапана	Тип электроисполнительного механизма	Диаметр условного прохода, мм	Условная пропускная способность Kv, м ³ /ч	Условный ход штока, мм	Время условного хода штока, с, не более	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
							Высота	Длина	Ширина	
УЭРВ 1М-50 I	25с48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4	50	63	25	25	1250	300	420	105
УЭРВ 1М-50 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-50 III		ЭПР-8/50								
УЭРВ 1М-А50 I	25нж48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4	80	160	40	40	1410	380	420	140
УЭРВ 1М-А50 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-А50 III		ЭПР-8/50								
УЭРВ 1М-80 I	25с48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4	100	250	60	60	1590	430	420	180
УЭРВ 1М-80 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-80 III		ЭПР-8/50								
УЭРВ 1М-А80 I	25нж48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4	150	500	60	60	1670	550	470	280
УЭРВ 1М-А80 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-А80 III		ЭПР-8/50								
УЭРВ 1М-100 I	25с48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4	200	1000	100	100	1960	650	470	440
УЭРВ 1М-100 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-А100 I	25нж48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4								
УЭРВ 1М-А100 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-150 I	25с48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4								
УЭРВ 1М-150 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-А150 I	25нж48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4								
УЭРВ 1М-А150 II		МЭПК-6300/50-60У								
УЭРВ 1М-200 I	25с48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4								
УЭРВ 1М-200 II	25нж48нж	МЭП-6300/160-160-НВТ4								

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ СЛУЖБ

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕМ РЕМОНТА СКВАЖИН «СУЭРС»

Предназначена для обеспечения работы бригад ПКРС и предусматривает подключение:

- потребителей электроэнергии, находящихся внутри кульбукдки;
- прожекторов для освещения площадки;
- ключа КМУ;
- автоматики.

При эксплуатации температура окружающего воздуха: -40...+45 °C.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество подключаемых потребителей электроэнергии	7
Параметры электропитания:	
– напряжение, В	380
– ток вводного автомата, А	63
– ток отходящих автоматов, А	10 (25)
– частота, Гц	50
Габаритные размеры, мм, не более	860x770x360
Масса, кг	60

УСТРОЙСТВО ПОВЕРКИ ВТОРИЧНОЙ АППАРАТУРЫ «УПВА-ЭТАЛОН»

Предназначено для калибровки и поверки вторичной измерительной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти. Устройство "УПВА-ЭТАЛОН" имитирует токовые и частотные сигналы от первичных преобразователей: турбинных преобразователей расхода, плотномеров, датчиков давления и температуры, а также сигналы ТПУ – "пачки" импульсов и сигналы "старт/стоп".

Применяется при эксплуатации систем автоматического контроля и управления производственными процессами на объектах нефтегазовой и других отраслей промышленности.

Конфигурация "УПВА - ЭТАЛОН" позволяет выполнение работ по калибровке и поверке вторичной аппаратуры одновременно по нескольким каналам.

Условия эксплуатации

- температура окружающей среды, °С +5...+40
- относительная влажность воздуха % 30–80



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество имитируемых сигналов:

- частотный выход
- дискретный выход "старт/стоп"
- аналоговый выход

Частотные каналы:

– диапазон частот, Гц	0,1...10000
– диапазон задания количества импульсов в "пачке"	(1...16) $\times 10^6$
– дискретность задания периода (частоты), мкс	0,5
– опциональная дискретность задания периода, мкс	0,125
– предел допускаемой абсолютной погрешности, %	$\pm 0,001$
– уровень выходного дискретного сигнала, В	1,5...15

Каналы статуса ТПУ

- тип сигнала замыкание нормально разомкнутых контактов
- падение напряжения на замкнутых контактах, В 2
- длительность сигнала, мс 1...1000

Аналоговые каналы:

– диапазон установки тока, мА	0,5...20
– предел допускаемой абсолютной погрешности, мкА	±3
– время установки заданного тока, с, не более	25
– допустимое сопротивление нагрузки, Ом	0...800

Надежность:

– полный назначенный технический ресурс, ч	10000
– полный назначенный срок службы, лет	10
– гарантийный срок службы, мес	12

Параметры электропитания:

– напряжение, В 200...240
– частота, Гц 50

Потребляемая мощность Вт не более

Габаритные размеры устройства, мм 320x300x120

Масса кг не более

ЩИТЫ, ШКАФЫ

ЩИТЫ И ШКАФЫ ПРИБОРНЫЕ

Предназначены для размещения в них приборов для контроля технологических параметров (давления, разрежения), применяются на нефтеперекачивающих станциях и других технологических объектах добычи и транспорта нефти.

Исполнения:

- щит приборный напольный ЩПП;
- щит приборный настенный ЩПС;
- шкаф приборный ШП;
- шкаф приборный утепленный ШПУ;
- шкаф приборный обогреваемый ШПО.

Щиты и шкафы позволяют размещать в них:

- приборы для контроля и управления технологическими процессами;
- трубные проводки с запорной арматурой;
- клеммные коробки.



Щиты и шкафы могут изготавливаться как в комплекте с клеммными коробками и установленными приборами, так и без них. Установка и порядок комплектации щитов и шкафов клеммными коробками и приборами оговаривается при заказе.

Передняя часть щитов закрывается лицевыми панелями. По желанию заказчика лицевые панели могут не устанавливаться.

Крепление щитов осуществляется анкерными болтами.

В двери шкафа имеется окно для обеспечения возможности наблюдения за показывающими приборами без открывания двери.

Контролируемая среда – нефть, масло, вода, воздух.

Контролируемые параметры – давление, разрежение.

Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150: для щитов УХЛ4.1, для шкафов – УХЛ1.

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ			
Исполнение	Высота, мм	Ширина, мм	Глубина, мм
Щит приборный напольный ЩПП-0,6	1800	600	600
Щит приборный напольный ЩПП-0,8		800	
Щит приборный напольный ЩПП-1,0		1000	
Щит приборный настенный ЩПС-0,6	1125	600	353
Щит приборный настенный ЩПС-0,8		800	
Щит приборный настенный ЩПС-1,0		1000	
Шкаф приборный ШП-0,6	1800	600	600
Шкаф приборный ШП-0,8		800	
Шкаф приборный ШП-1,0		1000	
Шкаф приборный утепленный ШПУ-0,6		600	
Шкаф приборный утепленный ШПУ-0,8		800	
Шкаф приборный утепленный ШПУ-1,0		1000	
Шкаф приборный обогреваемый ШПО-0,6		600	
Шкаф приборный обогреваемый ШПО-0,8		800	
Шкаф приборный обогреваемый ШПО-1,0		1000	

ДЛЯ ЗАМЕТОК

для заметок