АРМАВИРСКИЙ ОПЫТНЫЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕБАЗ И АЗС

КАТАЛОГ

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
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

Единый адрес для всех регионов: azn@nt-rt.ru || www.aomz.nt-rt.ru

КЛАПАНЫ ДЫХАТЕЛЬНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны дыхательные КДС$_А$-1500 (далее - клапаны) предназначены для поддержания давления в газовом пространстве резервуаров в заданных пределах и герметизации газового пространства резервуаров с целью сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения и снижения загрязнения атмосферы их парами.

Клапаны могут быть использованы как в качестве дыхательных, так и в качестве предохранительных клапанов. На резервуарах они должны устанавливаться комплектно – по два клапана: один в качестве дыхательного, а другой в качестве предохранительного клапана.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапана при заказе и в другой документации:

Клапан дыхательный КДСА-1500/250 ТУ3689-021-03467856-2001,

где К – клапан;

Д – дыхательный;

С – совмещенный;

$_А$ – Армавир;

1500 – пропускная способность базового корпуса, м³/ч;

250 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры клапанов указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение клапана				
	КДС$_А$–1500/150	**КДС$_А$–1500/200**	**КДС$_А$–1500/250**	**КДС$_А$–1500/350**	**КДС$_А$–1500/500**
	Значение параметра				
1 Диаметр условного прохода Dy, мм	150	200	250	350	500
2 Пропускная способность в комплекте с огневым предохранителем, м³/ч, не менее	450	800	1000	1500	1500
3 Рабочее давление, Па (мм вод.ст.), не более	1765±10 (180±1)				
4 Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст.), не более	245_{-20} (25_2)				
5 Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.)	1348±172 (137±18)				
6 Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.)	102,5±24,5 (10,5±2,5)				
7 Температурный диапазон работы, °С	от –60 до +40				
8 Габаритные размеры, мм, не более:					
длина	850	850	850	850	850
ширина	850	850	850	850	850
высота (без диска отражателя)	1000	1000	1000	1000	1000
9 Присоединительные размеры:					
диаметр межцентрового расстояния D_1, мм	225	280	335	445	600
диаметр отверстия d, мм	18	18	18	22	22
количество отверстий n, шт.	4	4	6	6	16
10 Масса, кг, не более	110	110	112	114	114

Примечание: при отрицательных температурах среды, окружающей клапан, допускается повышение давления срабатывания до 2200 Па (224 мм вод. ст.) и вакуума до 300 Па (30 мм вод. ст.).

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы клапана, лет – 15.

Срок службы огневого предохранителя, лет – 5.

Состав изделия

Клапан (рисунок 1) состоит из следующих основных составных частей: корпуса 1, переходника нижнего 2, четырёх затворов вакуумных 3, затвора давления 5, крыши 7, предохранителя огневого 9, диска отражателя 10, кожухов 11, петель грузовых 8.

Устройство и работа

Клапан состоит из сварного корпуса 1, выполненного в виде усеченной пирамиды, к меньшему основанию которой, обращенному вниз, приварен фланец. К фланцу крепится переходник нижний 2, который служит для подсоединения клапана к патрубку резервуара. На боковых гранях корпуса смонтированы четыре затвора вакуумных 3, состоящие из седел, закрытых тарелками вакуумными 4. Эти затворы предназначены для пропуска атмосферного воздуха в резервуар. Для защиты тарелок вакуумных от атмосферных воздействий используются кожухи 11.

На крыше корпуса смонтирован затвор давления 5, состоящий из седла и тарелки давления 6. Затвор давления предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу. Для защиты тарелки давления от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра предусмотрена крыша 7.

Смещение тарелки по плоскости седла ограничивается подвеской тарелки на гибких фторопластовых лентах.

Контактирующие поверхности тарелок и седел всех затворов покрыты фторопластовой пленкой толщиной 0,2-0,3 мм.

С целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуара на клапане предусмотрена установка диска-отражателя 10.

Огнезащита осуществляется предохранителем огневым 9, расположенным между корпусом клапана 1 и переходником нижним 2, что позволяет эксплуатировать клапан без применения огнепреграждающих элементов к затворам вакуумным.

Основные внутренние поверхности клапана выполнены потолочными, вертикальными или близкими к ним, что обеспечивает беспрепятственный сток конденсата из полости клапана в резервуар.

При выкачке нефти или нефтепродуктов из резервуара в полости корпуса клапана создаётся вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении значения вакуума, равного вакууму срабатывания, тарелки затворов вакуумных открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой и обеспечивая пропуск воздуха в резервуар.

При заполнении резервуара в полости корпуса клапана создаётся избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки затворов вакуумных к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь приподнять её. При достижении избыточного давления величины срабатывания, тарелка затвора давления открывается, и происходит выпуск паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу.

При значениях давления в резервуаре ниже давления срабатывания, но выше вакуума срабатывания тарелки вакуума и давления прижаты к седлам, что обеспечивает герметичность резервуара.

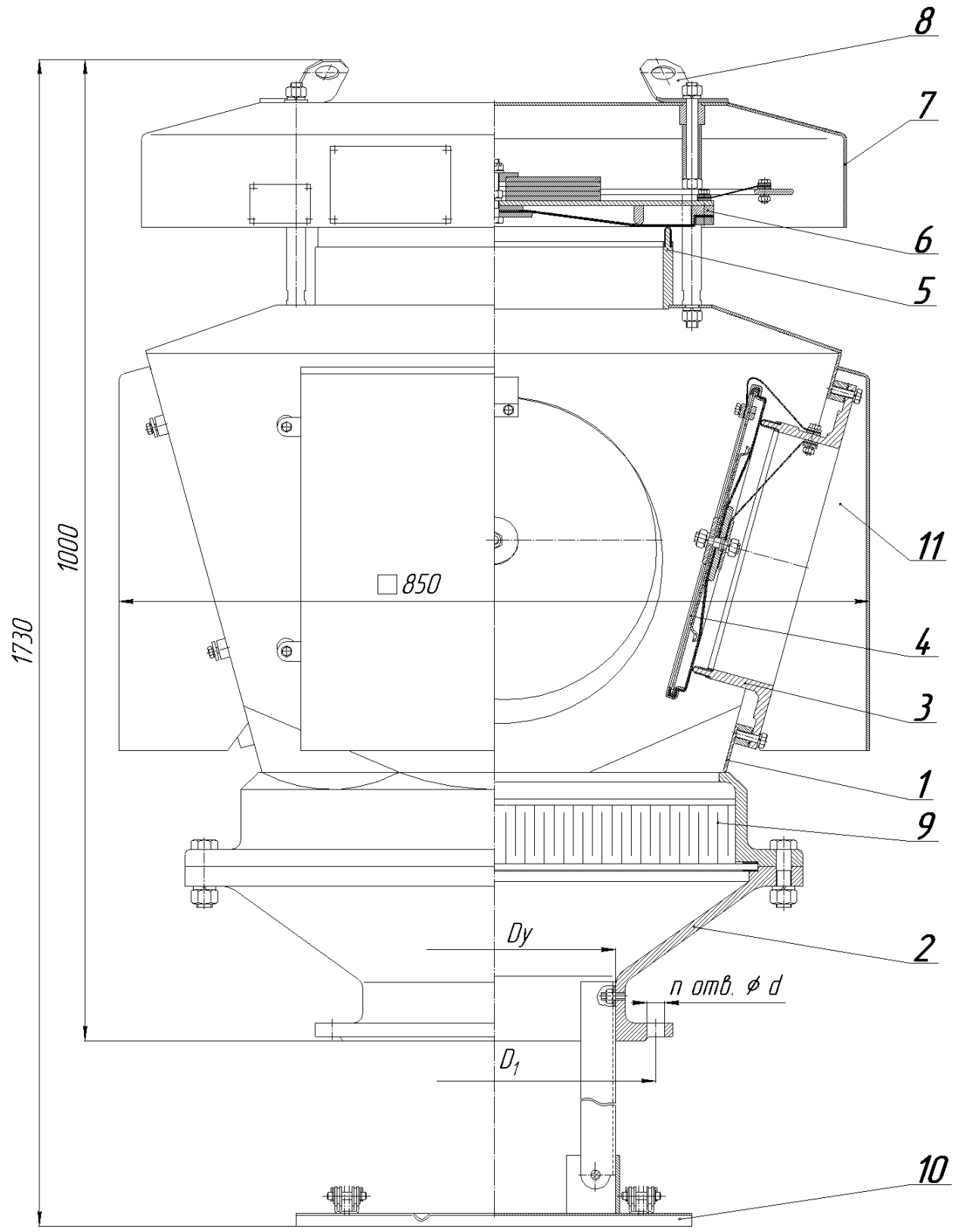


Рисунок 1 – Клапаны дыхательные КДС$_А$-1500

КЛАПАНЫ ДЫХАТЕЛЬНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны дыхательные КДС$_А$-3000 (далее - клапаны) предназначены для поддержания давления в газовом пространстве резервуаров в заданных пределах и герметизации газового пространства резервуаров с целью сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения и снижения загрязнения атмосферы их парами.

Клапаны могут быть использованы как в качестве дыхательных, так и в качестве предохранительных клапанов. На резервуарах они должны устанавливаться комплектно – по два клапана: один в качестве дыхательного, а другой в качестве предохранительного клапана.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапана при заказе и в другой документации:

Клапан дыхательный КДС$_А$-3000/500 ТУ3689-022-03467856-2003,

где К – клапан;

Д – дыхательный;

С – совмещенный;

$_А$ – Армавир;

3000 – пропускная способность базового корпуса, м³/ч;

500 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры клапанов указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение клапана		
	КДС$_А$–3000/250	КДС$_А$–3000/350	КДС$_А$–3000/500
	Значение параметра		
1 Диаметр условного прохода Dy, мм	250	350	500
2 Пропускная способность в комплекте с огневым предохранителем, м³/ч, не менее	1100	2400	3000
3 Рабочее давление, Па (мм вод. ст.), не более	2000±10 (200±1)		
4 Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст.), не более	250_{-20} (25_{-2})		
5 Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.)	1550±50 (155±5)		
6 Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.)	125±25 (12,5±2,5)		
7 Температурный диапазон работы, °С	от –60 до +40		
8 Габаритные размеры, мм, не более:			
длина	1300	1300	1300
ширина	1300	1300	1300
высота (без диска отражателя)	1400	1400	1400
9 Присоединительные размеры:			
диаметр межцентрового расстояния D_1, мм	335	445	600
диаметр отверстия d, мм	18	22	22
количество отверстий n, шт.	6	6	16
10 Масса, кг, не более	215	215	215

Примечание: при отрицательных температурах среды, окружающей клапан, допускается повышение давления срабатывания до 2200 Па (224 мм вод. ст.) и вакуума до 300 Па (30 мм вод. ст.).

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы клапана, лет – 15.

Срок службы огневого предохранителя, лет – 5.

Состав изделия

Клапан (рисунок 1) состоит из следующих основных составных частей: корпуса 1, переходника нижнего 2, четырёх затворов вакуумных 3, двух затворов давления 5, крыши 7, кассеты предохранителя огневого 9, диска отражателя 10, кожухов 11, петель грузовых 8 и шпилек 12.

Устройство и работа

Клапан состоит из сварного корпуса 1, выполненного в виде усеченной пирамиды, к меньшему основанию которой, обращенному вниз, приварен фланец. На боковых гранях корпуса смонтированы четыре затвора вакуумных 3, состоящие из седел, закрытых тарелками вакуумными 4. Эти затворы предназначены для пропуска атмосферного воздуха в резервуар. Для защиты тарелок вакуумных от атмосферных воздействий используются кожухи 11.

На крыше корпуса находятся два затвора давления 5, состоящие из седла и тарелки давления 6. Затвор давления предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу. Для защиты тарелок давления от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра предусмотрена крыша 7.

Смещение тарелки по плоскости седла ограничивается подвеской тарелок на гибких фторопластовых лентах.

Контактирующие поверхности тарелок и седел всех затворов покрыты фторопластовой пленкой толщиной 0,2-0,3 мм.

С целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуара на клапане предусмотрена установка диска-отражателя 10.

Огнезащита осуществляется предохранителем огневым 9, расположенным между фланцем корпуса 1 и переходником нижним 2, что позволяет эксплуатировать клапан без применения огнепреграждающих элементов к затворам вакуумным.

Основные внутренние поверхности клапана выполнены потолочными, вертикальными или близкими к ним, что обеспечивает беспрепятственный сток конденсата из полости клапана в резервуар.

При выкачке нефти или нефтепродуктов из резервуара в полости корпуса клапана создаётся вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении значения вакуума, равного вакууму срабатывания, тарелки затворов вакуумных открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой и обеспечивая пропуск воздуха в резервуар.

При заполнении резервуара в полости корпуса клапана создаётся избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки затворов вакуумных к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь приподнять её. При достижении избыточного давления величины срабатывания, тарелки затвора давления открываются, и происходит выпуск паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу.

При значениях давления в резервуаре ниже давления срабатывания, но выше вакуума срабатывания тарелки вакуума и давления прижаты к седлам, что обеспечивает герметичность резервуара.

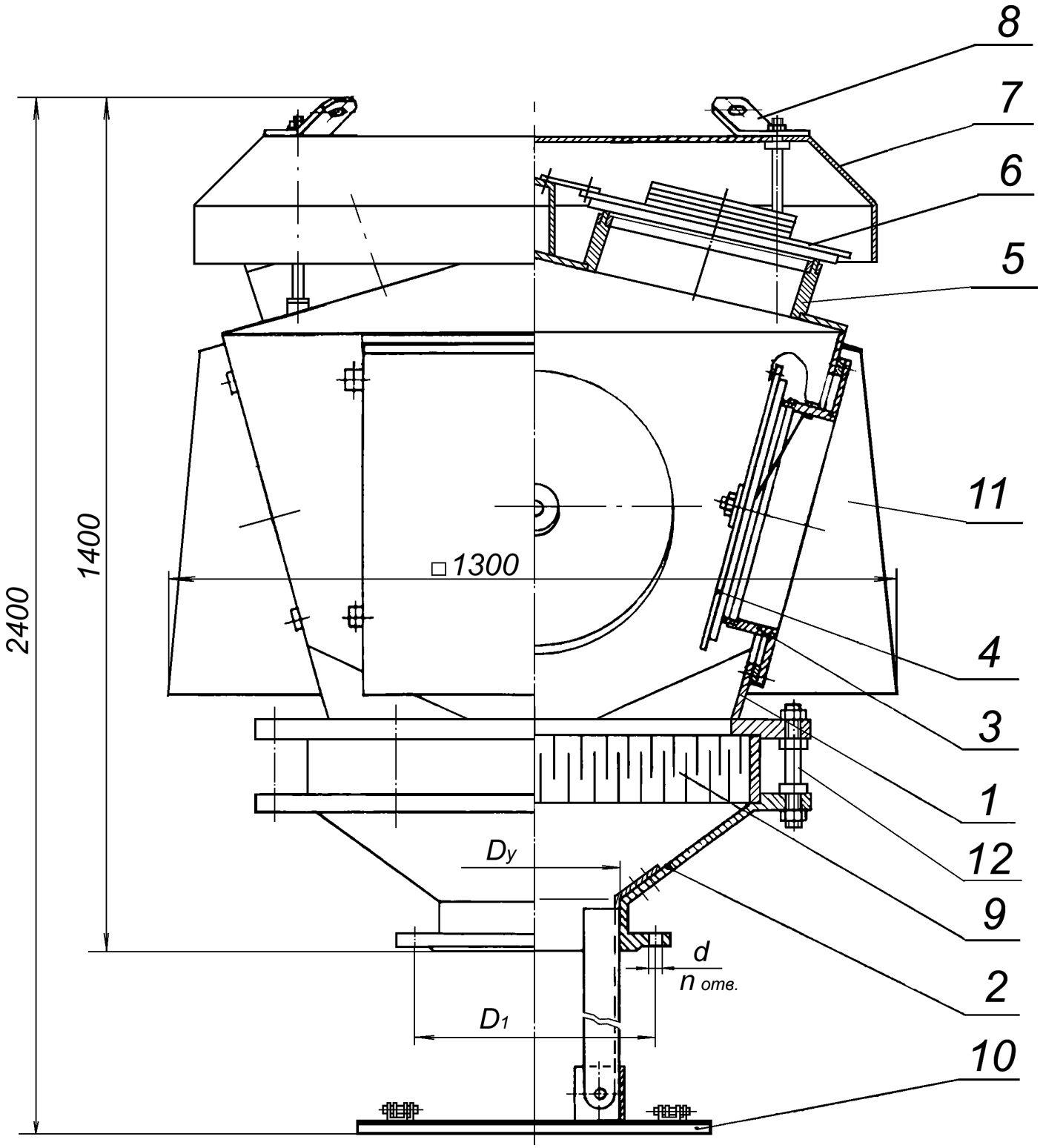


Рисунок 1 – Клапаны дыхательные КДС$_А$-3000

КЛАПАНЫ ДЫХАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны дыхательные механические КДМ$_А$-150 (далее – клапаны) предназначены для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения и уменьшения загрязнения окружающей среды их парами.

Клапаны КДМа-150 могут быть использованы как в качестве дыхательных, так и в качестве предохранительных клапанов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапанов КДМ$_А$ при заказе и в другой документации:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-150/100 ТУ3689-004-03467856-2004, климатического исполнения У, категории размещения 1:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-150/100 ТУ3689-004-03467856-2004,

где КДМ – клапан дыхательный механический;

$_А$ – Армавир;

150 – вариант модификации;

100 – диаметр условного прохода, мм.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-150/100 УХЛ1 ТУ3689-004-03467856-2004.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры клапана соответствуют указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение клапана			
	КДМ$_А$-150/100	КДМ$_А$-150/150	КДМ$_А$-150/200	КДМ$_А$-150/250
	Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода, Dy, мм	100	150	200	250
2 Пропускная способность (по воздуху), м^3/ч, не менее	150	200	220	250
3 Рабочее давление, Па (мм вод. ст.), не более*	1800-2000 (180-200)			
4 Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст.), не более*	230-250 (23-25)			
5 Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.)	1350-1450 (135-145)			
6 Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.)	100-150 (10-15)			
7 Габаритные размеры, мм, не более:				
длина, L	550	550	550	550
ширина, B	450	450	450	450
высота, H	644	644	624	624
8 Масса клапана с предохранителем огневым, кг, не более	32,0	36,0	38,0	40,0
9 Климатическое исполнение	У, УХЛ			

Примечание – * По согласованию с заказчиком рабочие параметры клапана КДМа-150 по давлению и вакууму могут быть настроены на другие значения.

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000. Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы клапана, лет – 15.

Срок службы предохранителя огневого, лет – 5.

Состав изделия

Клапан КДМ$_А$-150 (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: корпуса 2, переходника нижнего 8, двух затворов вакуумных 5, затвора давления 4, крыши 1, предохранителя огневого 6, кожухов 3.

1.4 УСТРОЙСТВО И РАБОТА

Клапан КДМ$_А$-150 (рисунок 1) состоит из сварного корпуса 2, выполненного в виде усеченной пирамиды, к меньшему основанию которой, обращенному вниз, приварен фланец. На боковых гранях корпуса смонтированы два затвора вакуумных 5, состоящие из седел, закрытых тарелками вакуумными. Эти затворы предназначены для пропуска атмосферного воздуха в резервуар. Для защиты тарелок вакуумных от атмосферных воздействий используются кожухи 3. На крыше корпуса находятся затвор давления 4, состоящий из седла и тарелки давления. Затвор давления предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу.

Для защиты тарелки давления от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра предусмотрена крыша 1.

Смещение тарелки по плоскости седла ограничивается подвеской тарелок на гибких фторопластовых лентах.

Контактирующие поверхности тарелок и седел всех затворов покрыты фторопластовой пленкой толщиной 0,2-0,3 мм.

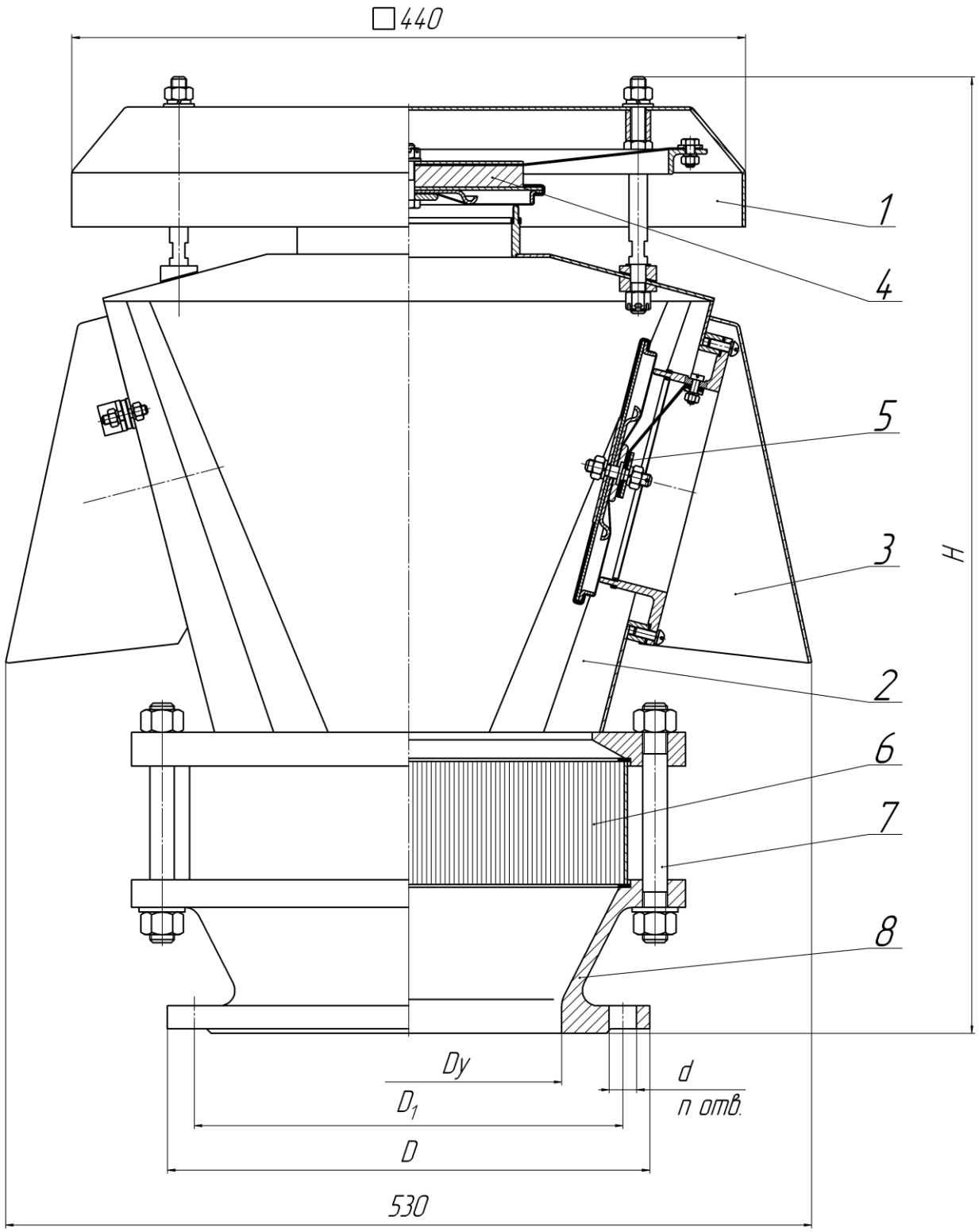
Огнезащита осуществляется предохранителем огневым 6, расположенным между фланцем корпуса 2 и переходником нижним 8, что позволяет эксплуатировать клапан без применения огнепреграждающих элементов к затворам вакуумным.

Основные внутренние поверхности клапана выполнены потолочными, вертикальными или близкими к ним, что обеспечивает беспрепятственный сток конденсата из полости клапана в резервуар.

При сливе нефти или нефтепродуктов из резервуара в полости корпуса клапана создаётся вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении значения вакуума, равного вакууму срабатывания, тарелки затворов вакуумных открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой и обеспечивая пропуск воздуха в резервуар.

При заполнении резервуара в полости корпуса клапана создаётся избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки затворов вакуумных к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь приподнять её. При достижении избыточного давления величины срабатывания, тарелка затвора давления открывается, и происходит выпуск паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу.

При значениях давления в резервуаре ниже давления срабатывания, но выше вакуума срабатывания тарелки вакуума и давления прижаты к седлам, что обеспечивает герметичность резервуара.



Присоединительные размеры клапанов

Обозначение клапана	Диаметр ответного фланца, D, мм	Диаметр межцентрового расстояния, D_1, мм	Диаметр отверстия, d, мм	Кол-во отверстий, n, шт.
КДМ$_А$-150/100	205	170	18	4
КДМ$_А$-150/150	260	225	18	4
КДМ$_А$-150/200	315	280	18	4
КДМ$_А$-150/250	370	335	18	6

1 – крыша, 2 – корпус, 3 – кожух, 4 – затвор давления, 5 – затвор вакуумный, 6 – предохранитель огневой, 7 – шпилька, 8 – переходник

Рисунок 1 – Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-150

КЛАПАНЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны предохранительные гидравлические КПГ (далее – клапаны), предназначены для оборудования резервуаров с нефтью и нефтепродуктами с целью предотвращения сверхдопустимых значений давления и вакуума в них в аварийных случаях.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Пример записи клапанов при заказе и в другой документации:

Клапан КПГ – 100 ТУ63 РСФСР 62-74,

где КПГ – клапан предохранительный гидравлический;

100 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Технические характеристики и размеры клапанов указанны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение клапана			
	КПГ-100	КПГ-150	КПГ-200	КПГ-250
	Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода присоединительного патрубка, мм	100	150	200	250
2 Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.)	1764-1961 (180-200)			
3 Вакуум срабатывания в пределах, Па (мм вод. ст.)	343-392 (35–40)			
4 Пропускная способность (по воздуху), м³/ч	200	500	900	1500
5 Объем заливаемой жидкости гидрозатвора, л	7	14	14	23
6 Габаритные размеры, мм, не более				
длина	630	950	950	1200
ширина	600	920	920	1120
высота	1050	1480	1480	1550
7 Масса, кг, не более	50	120	124	167

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы, лет – 10.

Состав изделия

Предохранительный клапан КПГ состоит из следующих основных сборочных единиц и деталей (рисунок 1):

а) корпуса 1 с присоединительным патрубком;

б) чашки 2, предназначенной для размещения жидкости гидрозатвора;

в) обоймы 3 с патрубком, погруженным в жидкость для создания столба гидрозатвора;

г) экрана 4, предотвращающего унос жидкости при выбросе ее давлением;

д) огневого предохранителя 5;

е) крышки 6 для защиты от атмосферных осадков;

ж) трубки 7 для слива и налива жидкости в гидрозатвор.

Устройство и работа

При вакууме в резервуаре, в камере А (рисунок 2) создается разряжение, равное разряжению в резервуаре. Жидкость гидрозатвора под действием атмосферного давления из патрубка обоймы 3 вытесняется в чашку при расчетном значении вакуума, доходит до нижнего торца патрубка и происходит ее выброс из чашки, тем самым открывается доступ воздуха в резервуар.

При большей производительности из чашки выбрасывается в корпус клапана почти вся жидкость, и клапан работает как сухой.

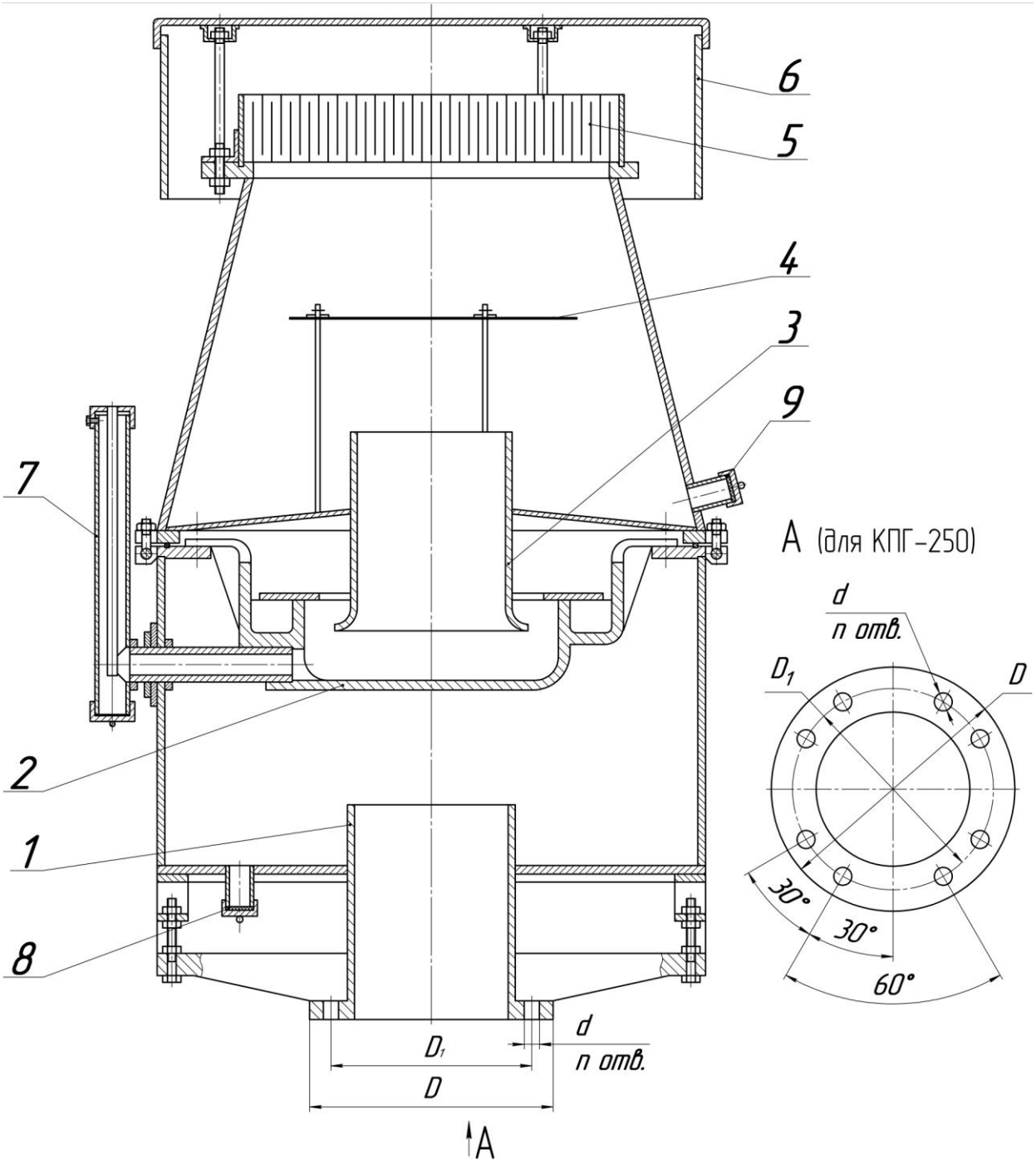
Для повторной заливки клапана выброшенную в корпус жидкость сливают через отверстие 8 и заливают в трубку 7.

Под давлением жидкость гидрозатвора из чашки 2 вытесняется в патрубок обоймы 3, создавая столб противодавления. По мере роста давления уровень жидкости в чашке снижается и после достижения нижнего торца патрубка 3 выбрасывается из него на экран 4, отразившись, стекает на перегородку.

После срабатывания клапан сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой.

Для повторной заливки клапана выброшенная жидкость гидрозатвора сливается через отверстие 9 и заливается в клапан через трубку 7.

Количество заливаемой жидкости в клапан должно соответствовать срабатыванию клапана при давлении не более 200 мм вод. ст. и вакуума не более 40 мм вод. ст.



Присоединительные размеры клапанов

Обозначение клапана	Диаметр ответного фланца, D, мм	Диаметр межцентрового расстояния, D_1, мм	Диаметр отверстия, d, мм	Количество отверстий, n, шт
КПГ-100	205	170	18	4
КПГ-150	260	225	18	4
КПГ-200	315	280	18	4
КПГ-250	370	335	18	8

Рисунок 1 – Клапан предохранительный гидравлический КПГ

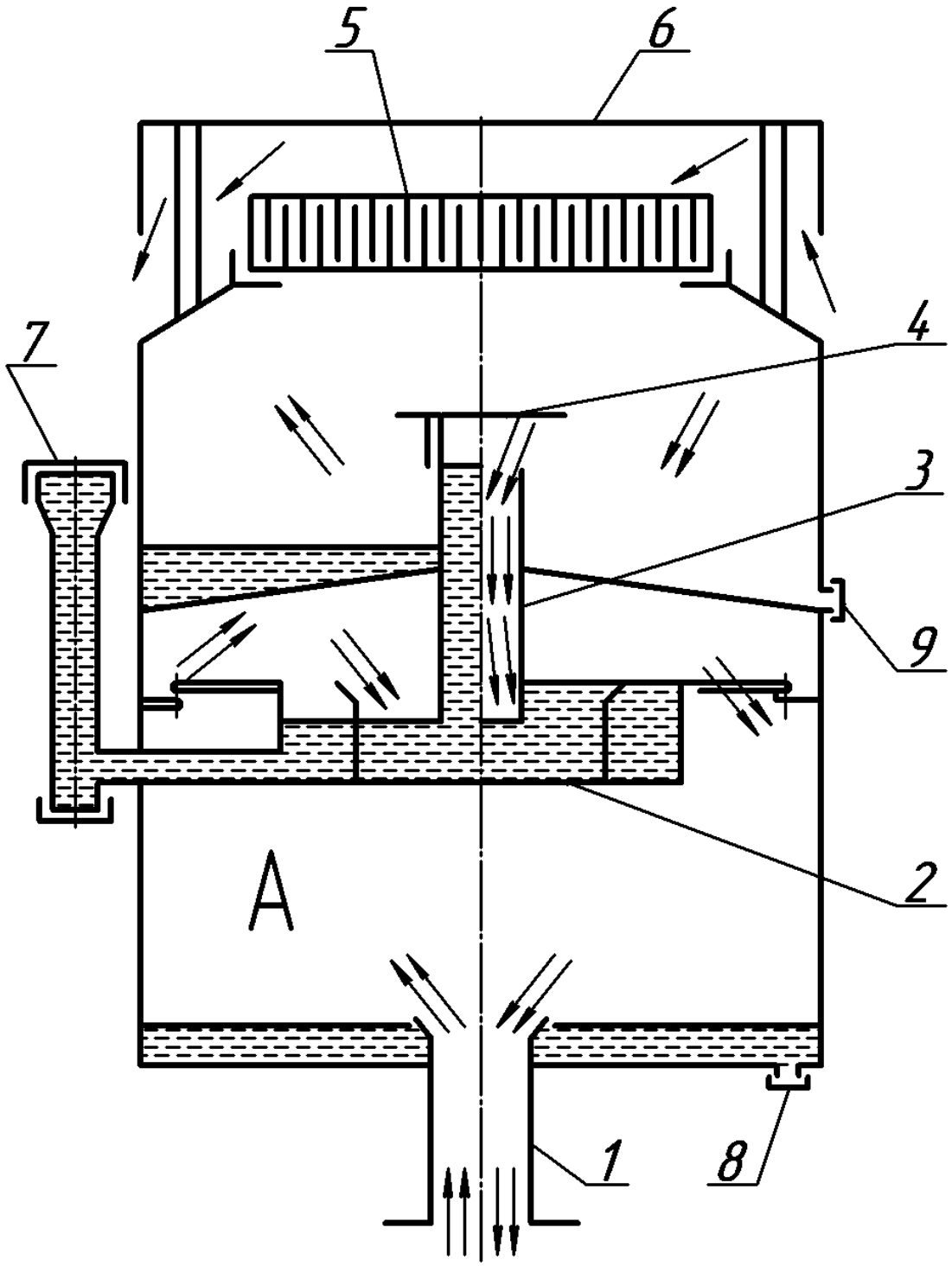


Рисунок 2 - Схема потока при работе клапана КПГ

КЛАПАНЫ НЕПРИМЕРЗАЮЩИЕ ДЫХАТЕЛЬНЫЕ МЕМБРАННЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны непримерзающие дыхательные мембранные НДКМ (далее – клапаны), предназначены для установки на резервуарах с нефтью и нефтепродуктами, с допустимым избыточным давлением 200 мм вод. ст. и вакуумом 40 мм вод. ст. в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство резервуара с атмосферой.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению У, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапанов при заказе и в другой документации:

Клапан НДКМ –100 ТУ 63 РСФСР 61-74,

где НДКМ - непримерзающий дыхательный клапан мембранный;

100 – диаметр условного прохода.

Технические характеристики

Основные технические характеристики, параметры и присоединительные размеры клапанов указанны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение клапана					
	НДКМ-100	НДКМ-150	НДКМ-200	НДКМ-250	НДКМ-300	НДКМ-350
	Значение параметра					
1 Диаметр условного прохода присоедительного патрубка, мм	100	150	200	250	300	350
2 Давление срабатывания в пределах, Па (мм вод. ст.)	1372-1569 (140-160)			1569-1667 (160-170)		
3 Вакуум срабатывания в пределах, Па (мм вод. ст.)	157-196 (16-20)			177-198 (18-20)		
4 Пропускная способность (по воздуху), м³/ч, не менее	200	500	900	1500	1500	1500
5 Габаритные размеры, мм, не более:						
длина	390	700	700	800	800	800
ширина	370	580	580	680	680	680
высота	600	850	850	900	920	920
6 Присоединительные размеры:						
диаметр ответного фланца, мм	205	260	315	370	435	485
диаметр межцентрового расстояния, мм	170	225	280	335	395	445
диаметр отверстия, мм	18	18	18	18	22	22
количество отверстий, шт.	5	4	4	6	6	6
7 Масса, кг, не более	25	50	55	77	80	82

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы, лет – 10.

Состав изделия

Непримерзающий дыхательный мембранный клапан НДКМ состоит из следующих основных сборочных единиц и деталей (рисунок 1):

а) корпуса клапана 1 с седлом 2;

б) тарелки 3, изолированной снизу фторопластовой пленкой;

в) мембраны 4, зажатой между фланцами корпуса нижнего 5 и корпуса среднего 6;

г) мембраны 7, зажатой дисками, с грузами 8 и закрепленной между фланцами корпуса среднего 5 и крышки 9;

д) огневых предохранителей 10 и 13.

Устройство и работа

Диски 8 соединены с тарелкой 3 цепочкой 11, камера «А» (рисунок 2) соединена с газовым пространством резервуара импульсной трубкой 12, размещенной в тарелке 3. Камера «Б» сообщается с атмосферой через огневой предохранитель 10.

При создании в резервуаре вакуума в камере «А» создается разряжение, равное разряжению в газовом пространстве резервуара.

При достижении расчетного значения вакуума вес узла тарелки 3 будет уравновешен усилием от действия атмосферного давления на поверхность мембраны.

При превышении расчетного значения вакуума тарелка переместится вверх и соединит газовое пространство резервуара с атмосферой.

При уменьшении величины вакуума несколько ниже расчетной, тарелка 3 опустится на седло 2 и клапан закроется.

При создании в резервуаре давления в камере «А» создается давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. С возрастанием давления сила, прижимающая тарелку 3 к седлу 2, увеличивается, улучшается герметичность затвора.

Давление в камере «А» прижимает тарелку 3 к седлу 2 и одновременно стремится к мембране 7 с дисками 8, которые соединены гибкой связью с тарелкой.

Так как давление на нижней тарелке по площади в пределах диаметра седла действует сверху и снизу, то общая площадь мембраны 4 с тарелкой 3, передающей усилие давления, меньше общей площади мембраны 7 с дисками 8. Ввиду указанной разницы площадей результирующее усилие при расчетном давлении поднимает тарелку 3 вверх, а газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой.

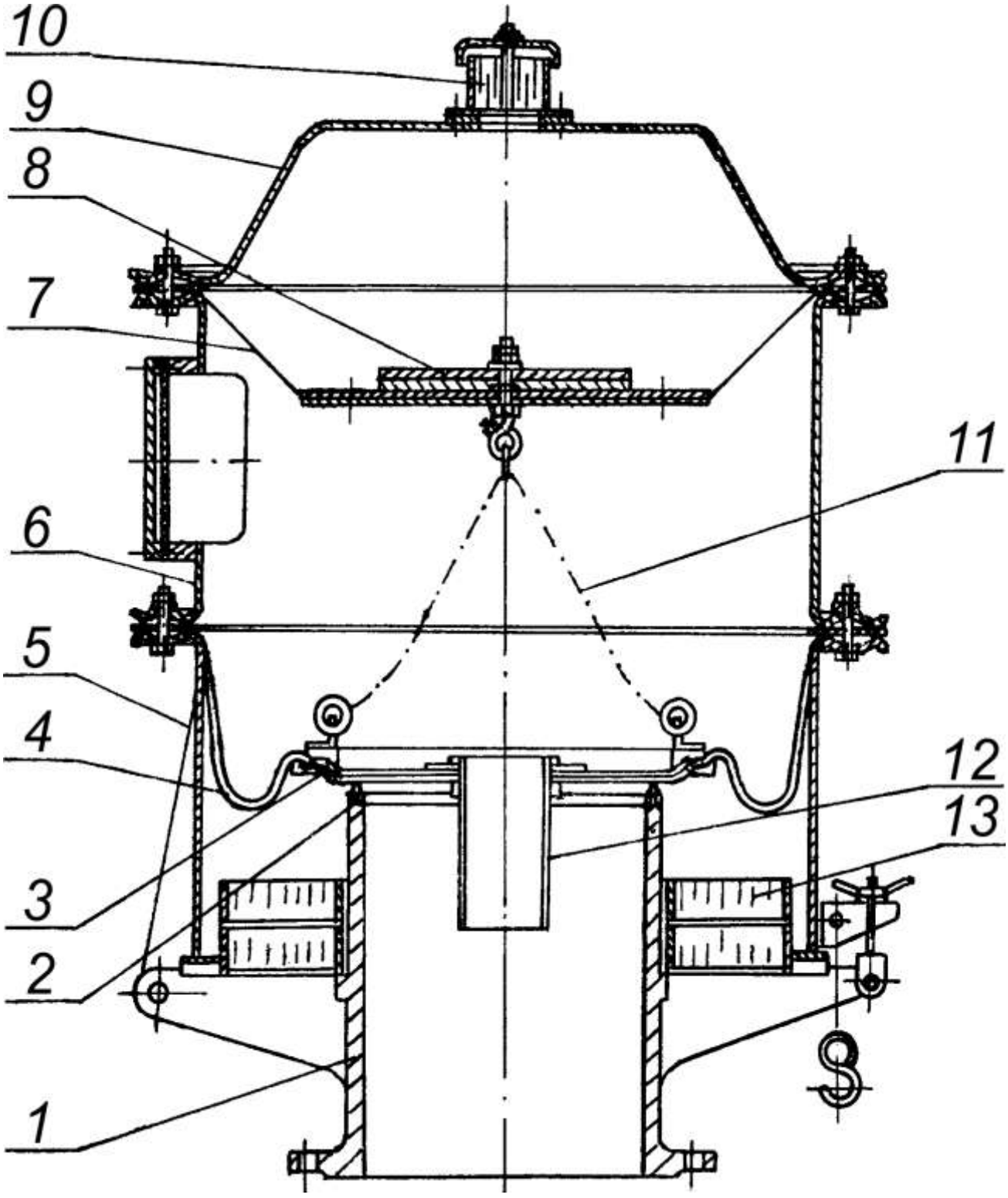
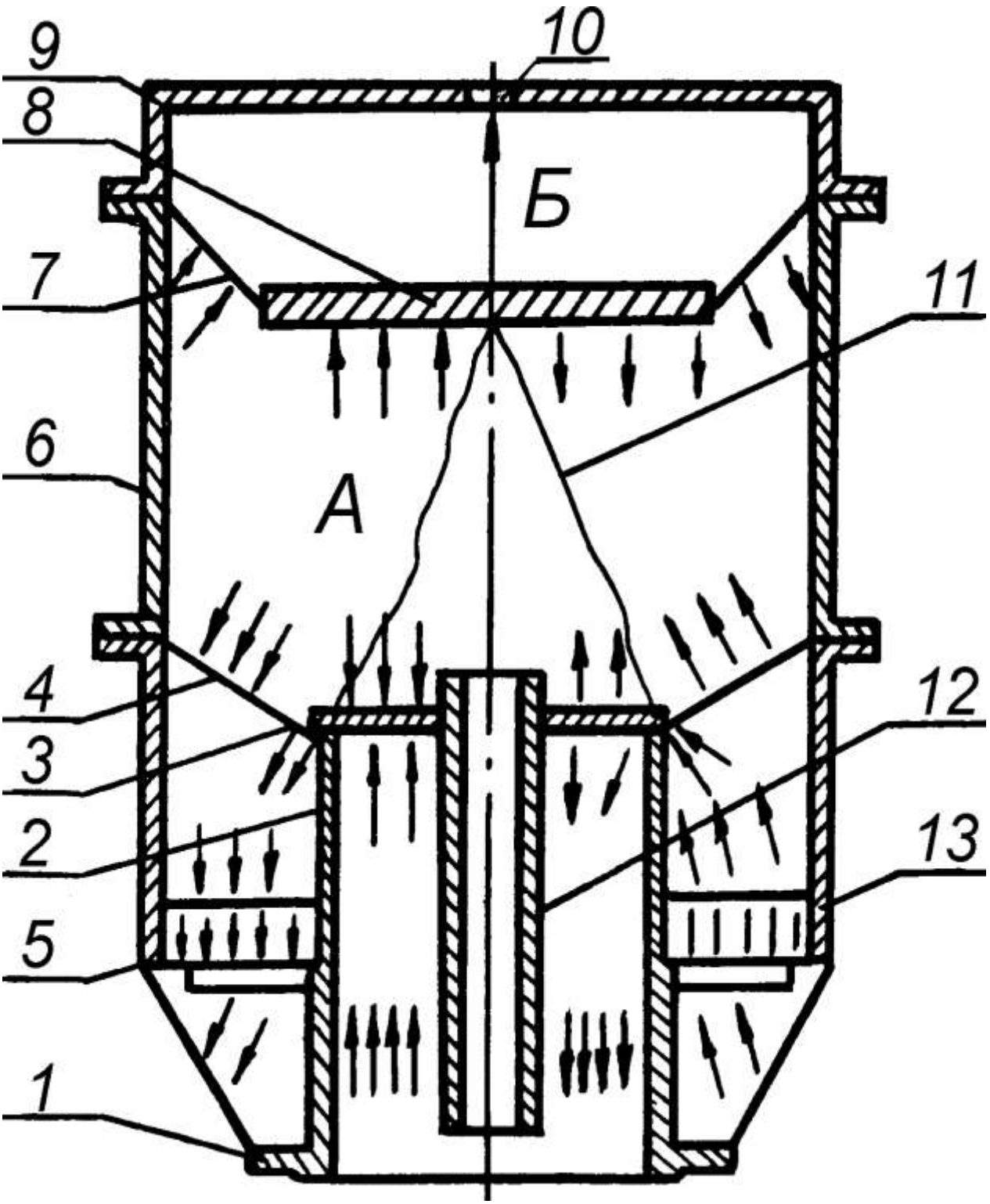


Рисунок 1 – Клапан НДКМ



на давление на вакуум

Рисунок 2 - Схема потока при работе клапана НДКМ

КЛАПАН ДЫХАТЕЛЬНЫЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-50 (далее – клапан) предназначен для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения и уменьшения загрязнения окружающей среды их парами.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан соответствует исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапана КДМ$_А$ при заказе и в другой документации:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-50 ТУ3689-004-03467856-2004, климатического исполнения У, категории размещения 1:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-50 ТУ3689-004-03467856-2004, где КДМ – клапан дыхательный механический;

$_А$ – Армавир;

50 – диаметр условного прохода, мм;

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-50 УХЛ1 ТУ3689-004-03467856-2004.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры клапана соответствуют указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Диаметр условного прохода, Dy, мм	50
2 Пропускная способность (по воздуху), м^3/ч, не менее	25
3 Рабочее давление, Па (мм вод. ст.), не более	1800-2000 (180-200)
4 Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст.), не более	180-200 (18-20)
5 Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.)	1600-1650 (160-165)
6 Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.)	100-150 (10-15)
7 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина, L	140
ширина, B	140
высота, H	160
8 Масса клапана с предохранителем огневым, кг, не более	2
9 Климатическое исполнение	У, УХЛ

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000. Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы клапана, лет – 15.

Срок службы предохранителя огневого, лет – 5.

Состав изделия

Клапан КДМ$_А$-50 (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: предохранителя огневого 1, корпуса 14, клапана вакуума 15, клапана давления 16, прокладок 17 и 18, кожуха 19.

Устройство и работа

Корпус 14 клапана КДМ$_А$-50 (рисунок 1) служит для размещения в нем всех составных частей клапана. Предохранитель огневой 1 установлен в корпусе и фиксируется от осевого смещения кольцом стопорным 20.

Корпус имеет кольцевые сферические выступы, на которые через прокладки 17 и 18 опираются соответственно клапан вакуума 15 и клапан давления 16.

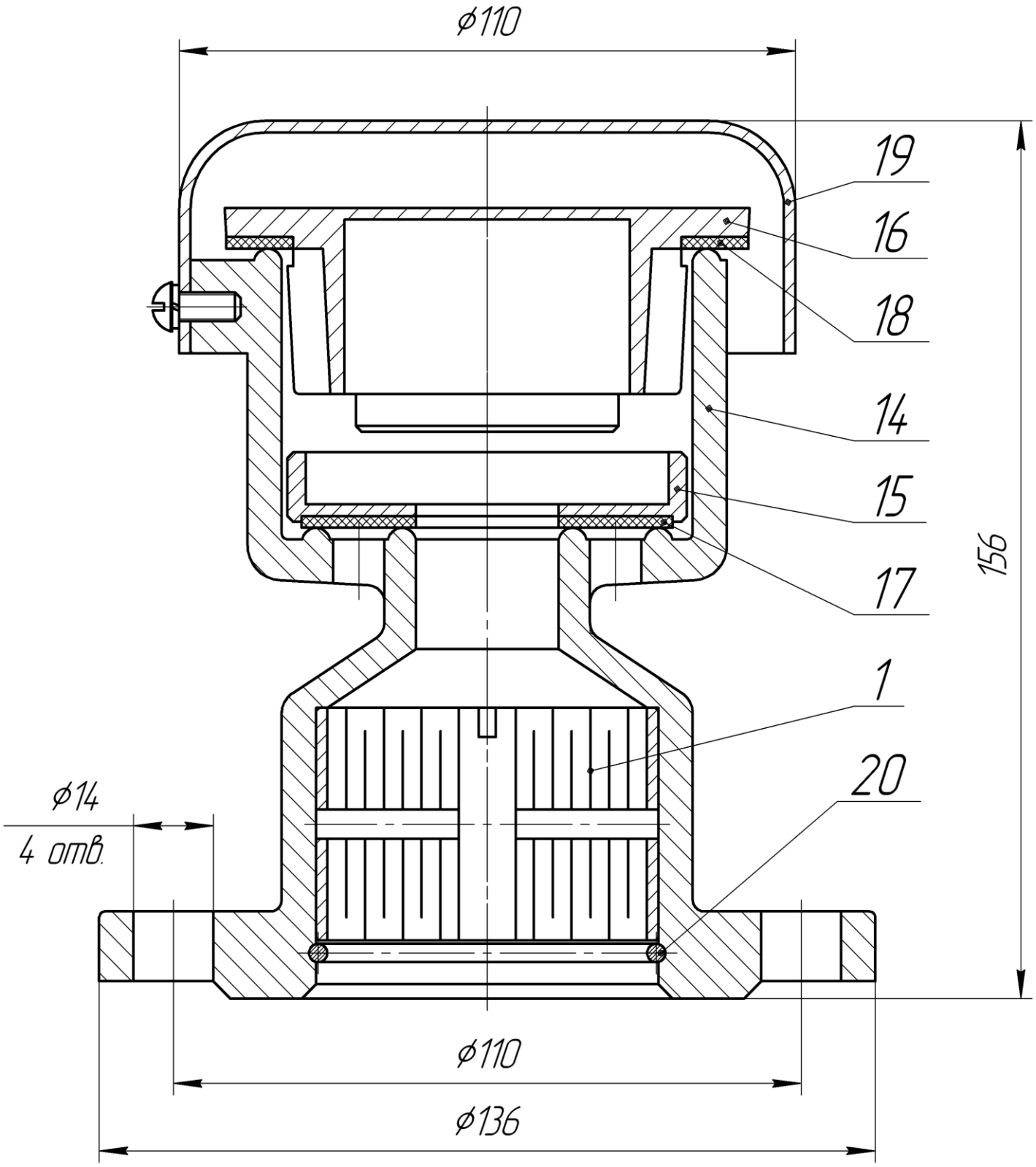
Сверху к корпусу крепится кожух 19, образующий с корпусом кольцевые каналы, сообщающие внутреннюю полость корпуса с атмосферой.

Клапан давления 16 служит для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой при превышении давления сверх допускаемого.

Клапан вакуума 15 служит для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой при установлении в нем вакуума ниже допускаемого. Сообщение газового пространства резервуара с атмосферой происходит через отверстия, расположенные в проточке корпуса.

Работа клапана происходит следующим образом.

При достижении избыточного давления внутри резервуара сверх допускаемого клапан давления 16 вместе с прокладкой 18 приподнимаются над своим гнездом и сообщают газовое пространство резервуара с атмосферой. Это сообщение происходит через открывающуюся щель между седлом корпуса и прокладкой 18 и кольцевые каналы между корпусом 14 и кожухом 19.



1 – предохранитель огневой, 14 – корпус, 15 – клапан вакуума, 16 – клапан давления, 17, 18 – прокладки, 19 – кожух, 20 – кольцо стопорное

Рисунок 1 – Клапан дыхательный механический КДМ$_А$-50

КЛАПАНЫ СОВМЕЩЕННЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ ДЫХАТЕЛЬНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Совмещенные механические дыхательные клапаны (далее - клапаны) с предохранителем огневым предназначены для герметизации и регулирования давления в газовом пространстве резервуаров предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и защиты от проникновения пламени и искр внутрь резервуара.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапанов при заказе и в другой документации:

Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК-100ЧН исполнения У категории размещения 1:

Клапан СМДК-100ЧН ТУ 63 РСФСР 69-75,

где СМДК – совмещенный механический дыхательный клапан;

100 – диаметр условного прохода, мм;

ЧН – корпус чугунный, лента кассеты коррозионно-стойкая и жаростойкая (нержавеющая) сталь.

Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК-50АА исполнения УХЛ категории размещения 1:

Клапан СМДК-50АА УХЛ1 ТУ 63 РСФСР 69-75,

где 50 – диаметр условного прохода, мм;

АА – корпус алюминиевый, лента кассеты алюминиевая.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры клапанов соответствуют указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра		Обозначение клапана			
		СМДК-50АА	СМДК-50АН	СМДК-100АА	СМДК-100АН
		Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода, мм		50		100	
2 Пропускная способность м³/ч		25		25-100	
3 Рабочее давление в пределах, Па (мм вод. ст.)					
без груза		220-270 (22-27)			
количество грузов:	1	1800-2000 (180-200)		1200-1400 (120-140)	
	2			1400-1600 (140-160)	
	3			1600-1800 (160-180)	
	4			1800-2000 (180-200)	
	5			2000-2200 (200-220)	
4 Рабочий вакуум в пределах, Па (мм вод. ст.)		200-250 (20-25)			

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра		Обозначение клапана			
		СМДК-50АА	СМДК-50АН	СМДК-100АА	СМДК-100АН
		Значение параметра			
5 Давление срабатывания в пределах, Па, (мм вод. ст.):					
без груза		200-250 (20-25)			
количество грузов:	1	1600-1800 (160-180)		1000-1200 (100-120)	
	2			1200-1400 (120-140)	
	3			1400-1600 (140-160)	
	4			1600-1800 (160-180)	
	5			1800-2000 (180-200)	
6 Вакуум срабатывания в пределах, Па (мм вод. ст.)		120-160 (12-16)			
7 Габаритные размеры, мм, не более:					
длина		290		430	
ширина		145		170	
высота		210		260	
8 Масса, кг, не более		5,8	5,9	9,0	9,5
9 Климатическое исполнение		У, УХЛ		У, УХЛ	

Средняя наработка на отказ, циклов – 36000.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана.

Срок службы, лет – 8.

Состав изделия

Клапаны СМДК-50 (рисунок 1), СМДК-100 (рисунок 2) состоят из корпуса 1, предохранителя огневого 2, клапан давления 3 с грузами 5, клапан вакуума 4, крышек 6, рычага 7, гайка-барашек 8, направляющих осей 12.

Устройство и работа

Корпус клапана 1 служит для размещения в нем всех составных частей. Предохранитель огневой 2 установлен в корпусе и фиксируется от осевого смещения кольцом стопорным 13.

В корпусе 1 размещен клапан давления 3, предназначенный для выпуска паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу через отверстие закрытое съёмной сеткой 10, и клапан вакуума 4, предназначенный для пропуска атмосферного воздуха в резервуар через отверстие закрытое съёмной сеткой 11.

Клапаны давления и вакуума герметично притерты к седлам корпуса и свободно перемещаются по направляющим осям 12. При достижении давления или вакуума сверх допускаемого один из клапанов открывается и сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой.

Отверстия корпуса над клапаном давления и вакуума герметично закрыты крышками 6 с прокладками 9, через эти отверстия производится осмотр, установка и удаление грузов и клапанов.

Клапан СМДК фланцем корпуса крепится к ответному фланцу патрубка резервуара через прокладку.

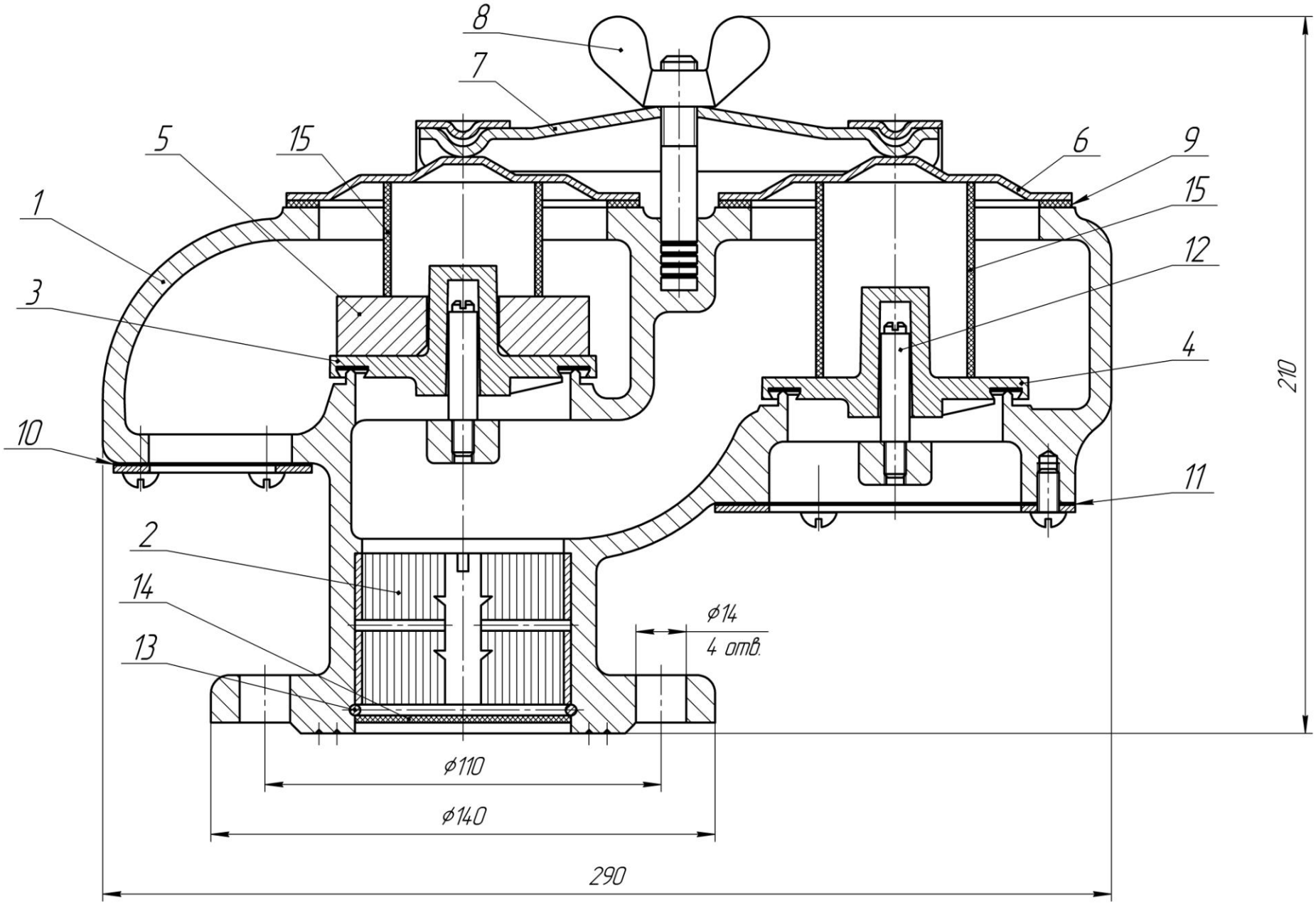


Рисунок 1 – Клапан совмещённый механический дыхательный СМДК-50

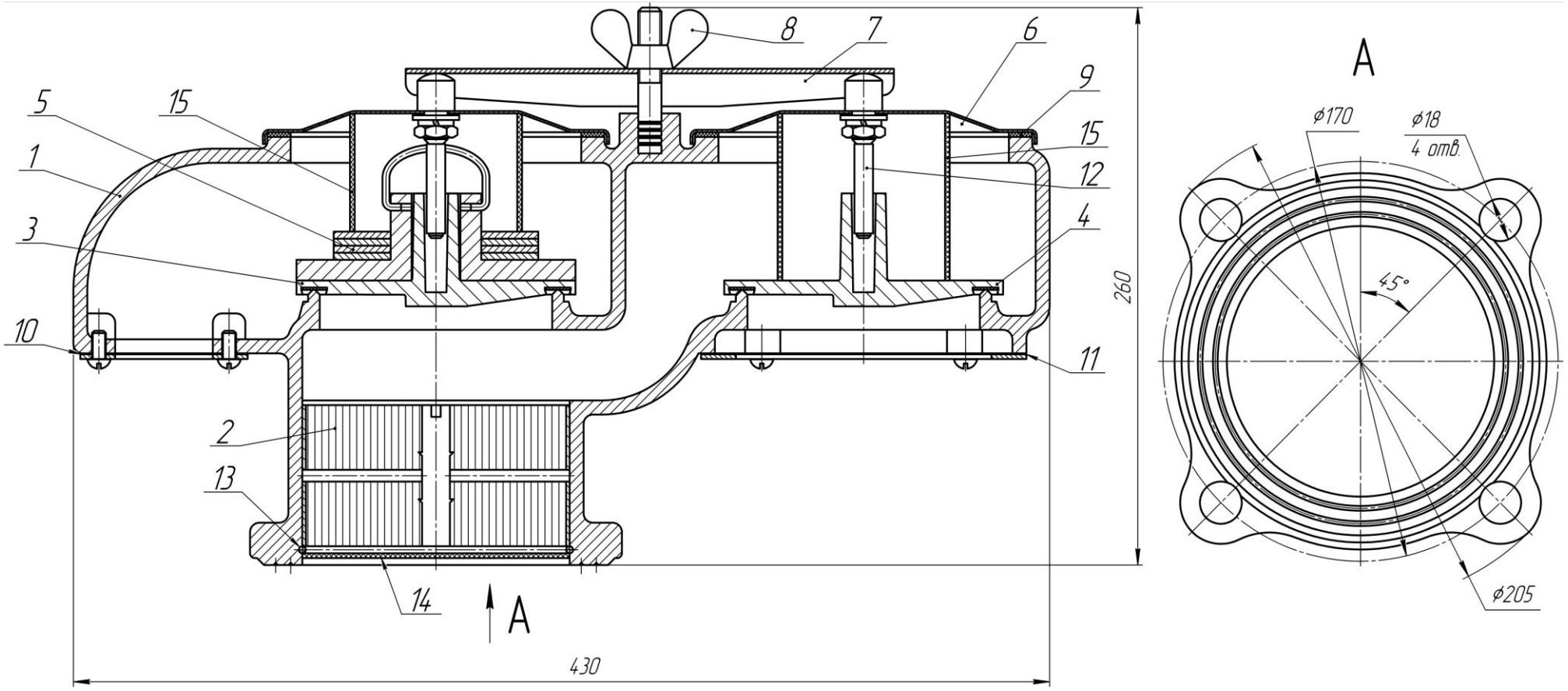


Рисунок 2 – Клапан совмещённый механический дыхательный СМДК-100

УСТАНОВКИ ДЛЯ НИЖНЕГО СЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ВАГОНОВ-ЦИСТЕРН УСН-150

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Установки для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН (далее установки) предназначены для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами. УСНПп предназначена для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами с использованием пара для разогрева нефтепродукта.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды установки соответствуют исполнению У и ХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи установок при заказе и в другой документации:

Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-150 исполнения У1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСН-150 ТУ3689-034-03467856-2009,

где У – установка;

С – слива;

Н – нижнего;

150 – диаметр условного прохода, мм.

То же, исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСН-150 ХЛ1 ТУ3689-034-03467856-2009.

Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-150-6М исполнения У1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСНПп-150-6М ТУ3689-034-03467856-2009,

где Пп – с пароподогревом;

6М – зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны 6 м.

То же, исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСНПп-150-6М ХЛ1 ТУ3689-034-03467856-2009.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры установок указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение установки			
	УСН-150	УСН-150-6М	УСНПп-150	УСНПп-150-6М
	Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода, мм	150			
2 Условное давление, МПа (кгс/см^2)	0,6 (6)			
3 Давление подводимого пара, МПа (кгс/см^2), не более	—		0,4 (4)	
4 Температура подводимого пара, °С, не более	—		+125	
5 Усилие на рукоятке маховика, Н (кгс), не более	200 (20)			

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра	Обозначение установки			
	УСН-150	УСН-150-6М	УСНПп-150	УСНПп-150-6М
	Значение параметра			
6 Момент трения в шарнирах, Н·м (кгс·м), не более	50 (5)			
7 Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2,0	± 3,0	± 2,0	± 3,0
8 Габаритные размеры в сложенном положении, мм, не более:				
длина	2200	2700	2200	2700
ширина	700			
высота	950			
9 Масса, кг, не более	140	175	185	245

Установленный ресурс установки до капитального ремонта - 2200 циклов.

Под циклом работы установки понимается поворот установки из исходного положения в рабочее положение и обратно при условии работы всех её составных частей.

Средний срок службы установки до списания - 10 лет.

Состав изделия

Установки УСН (рисунки 1–7) состоят из следующих основных частей: патрубка опорного 1; 3-х шарниров двухрядных 2; 2-х шарниров однорядных 2а; труб (труб с паровыми рубашками в установках УСНПп) 3, 8; присоединительной поворотной головки 4; кронштейна в сборе 6 с пружиной 11, кронштейна в сборе 7 с пружиной 10.

Устройство и работа

Установки УСН (рисунки 1–7) представляют собой шарнирно-соединенные трубы (трубы с паровыми рубашками на установках УСНПп), оканчивающиеся, с одной стороны, опорным патрубком 1, а с другой стороны – присоединительной поворотной головкой 4.

Шарниры (рисунки 1-5) двухрядные 2 и однорядные 2а состоят из обойм внутренней и наружной, шариков и манжет 1-180х160, 1-200х180 ГОСТ 14896, обеспечивающих герметичность.

Патрубок опорный 1 (рисунок 1-4) состоит из трубы, основания, присоединительного фланца и кронштейна с фланцами для подвода и отвода пара в установках УСНПп. Основанием установка крепится к фундаменту, а присоединительным фланцем - к фланцу коллектора.

Присоединительная поворотная головка (рисунок 7) состоит из горловины 12, двух захватов 5 с ручками 20, коромысла 13, винта 17 и маховика 14.

В центральной части коромысла имеется ходовая гайка, при вращении маховика вращается винт и коромысло движется поступательно вверх или вниз в зависимости от направления вращения маховика.

В целях обеспечения надежности резьбовых соединений, крепление захватов к коромыслу и винта к маховику, выполнено прорезными гайками 15 со шплинтами 16.

Консольная часть установки уравновешивается пружинами 10, 11 (рисунок 6).

Для слива железнодорожной цистерны необходимо:

— подвести присоединительную поворотную головку (рисунок 7) к сливному прибору цистерны;

— повернуть захват 5 ручками 20 и закрепить за бурт горловины сливного прибора цистерны;

— вращением маховика 14 по часовой стрелке плотно притянуть головку к сливному прибору, герметичность обеспечивает кольцо резиновое 18;

— при необходимости подать пар в паровые рубашки установки УСНПп через штуцера по гибким рукавам.

ВНИМАНИЕ! ДАВЛЕНИЕ ПАРА НЕ ДОЛЖНО ПРЕВЫШАТЬ 0,4 МПа.

Установку монтируют на фронте слива на бетонном основании (рисунок 1-4) фундаментными болтами 9 (М20).

При монтаже установки уклон патрубков в сторону естественного слива относительно горизонтальной плоскости не менее 1°.

Установка должна быть заземлена. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом.

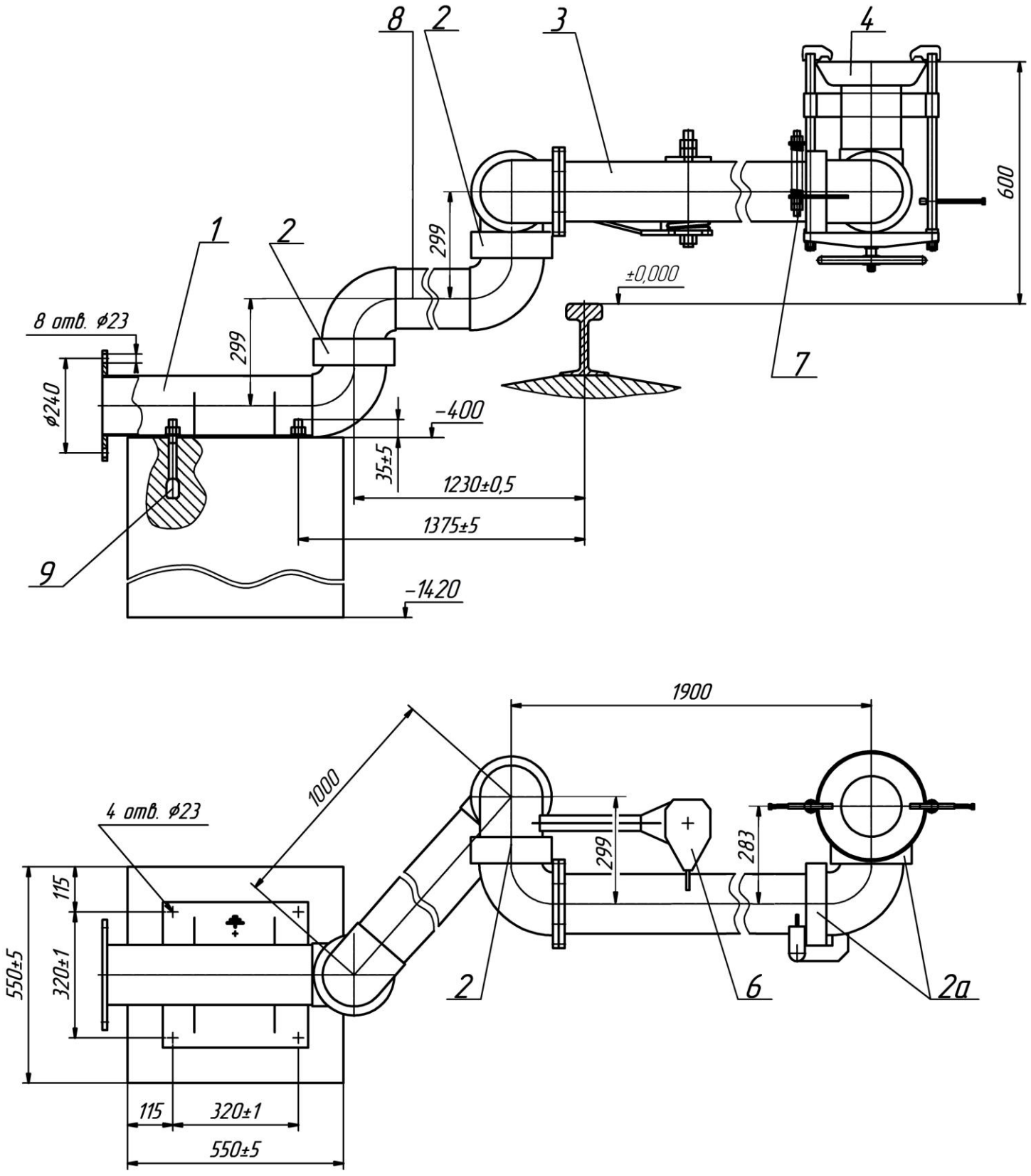


Рисунок 1 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-150

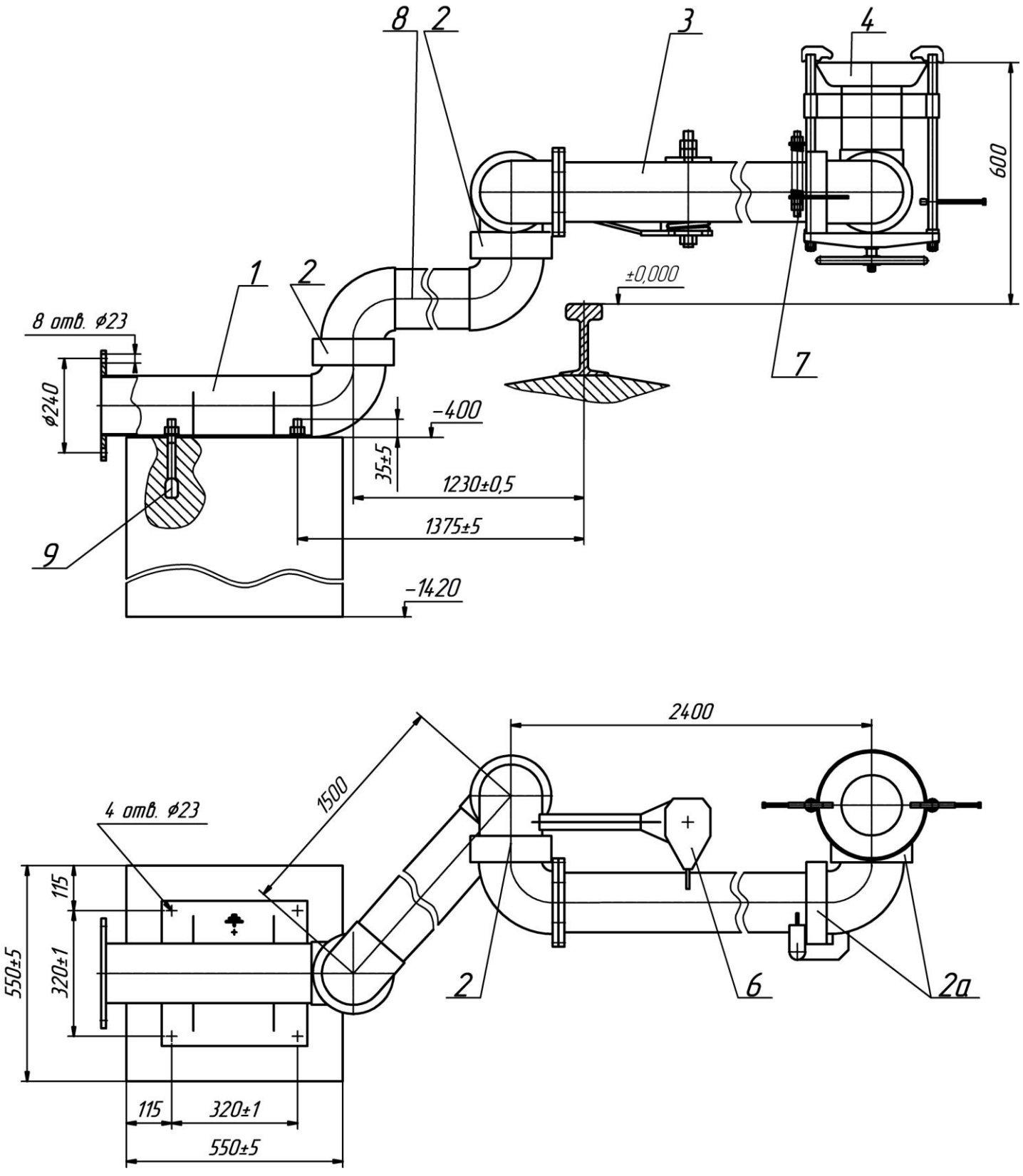


Рисунок 2 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-150-6М

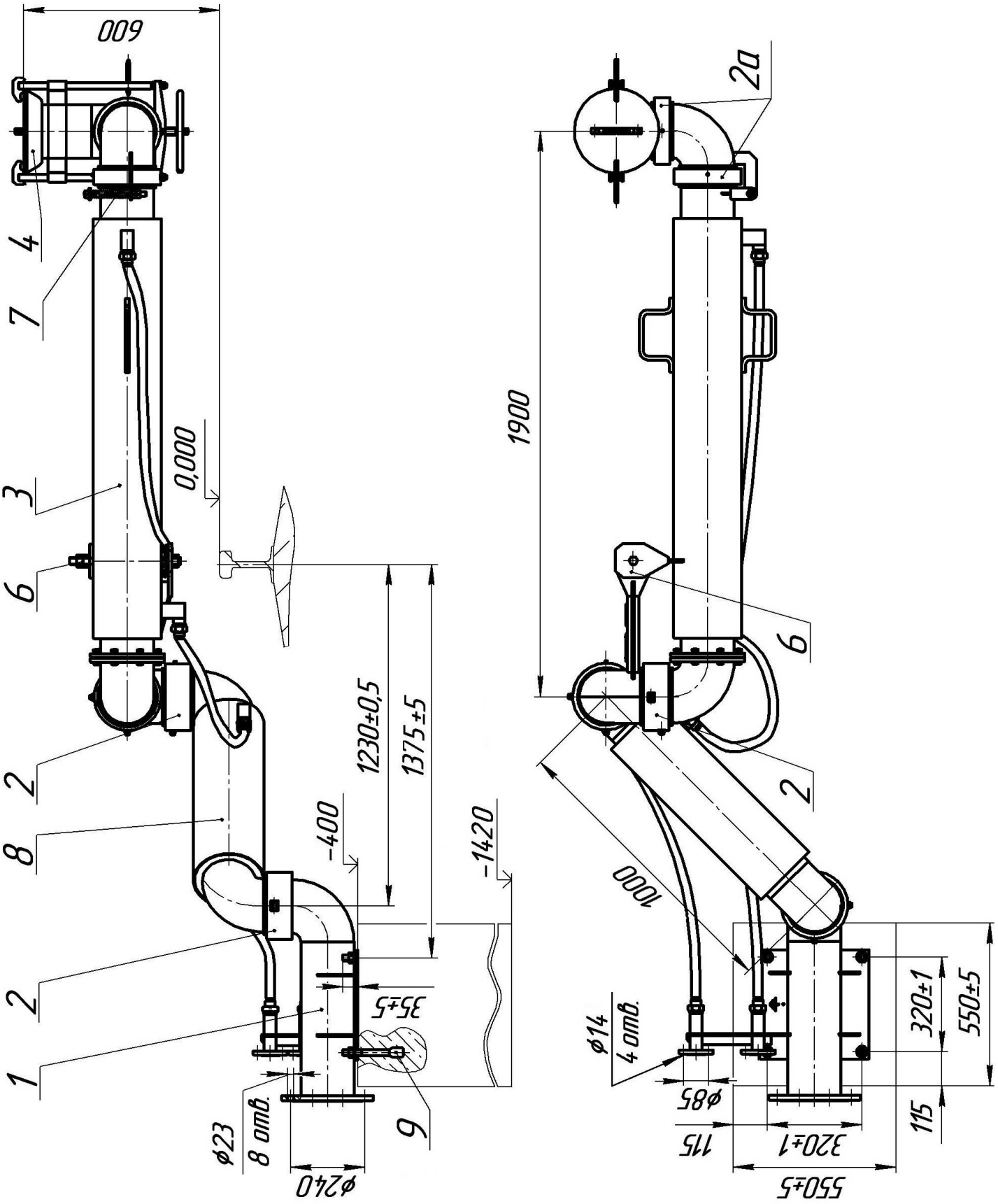


Рисунок 3 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-150

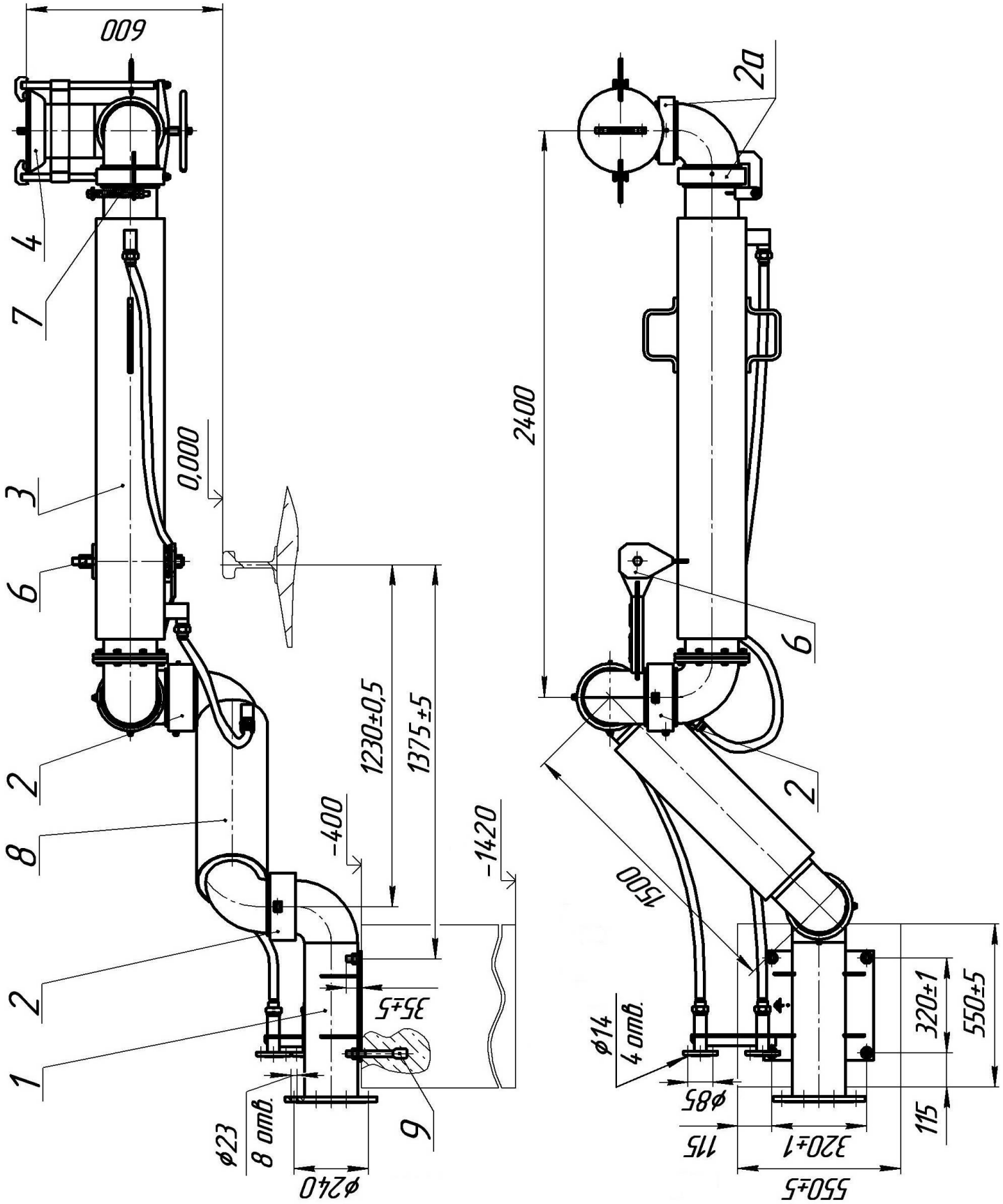


Рисунок 4 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-150-6М

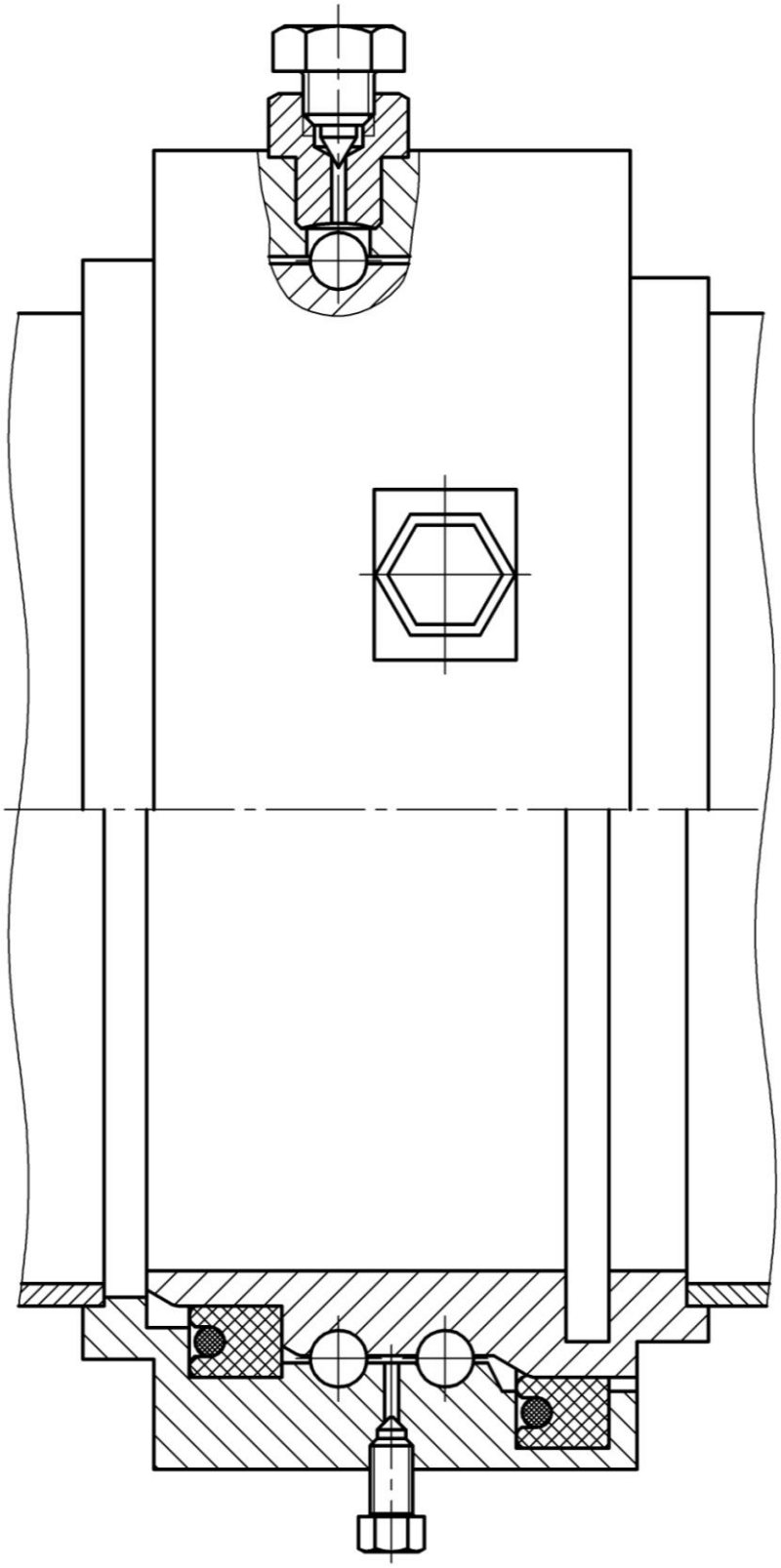
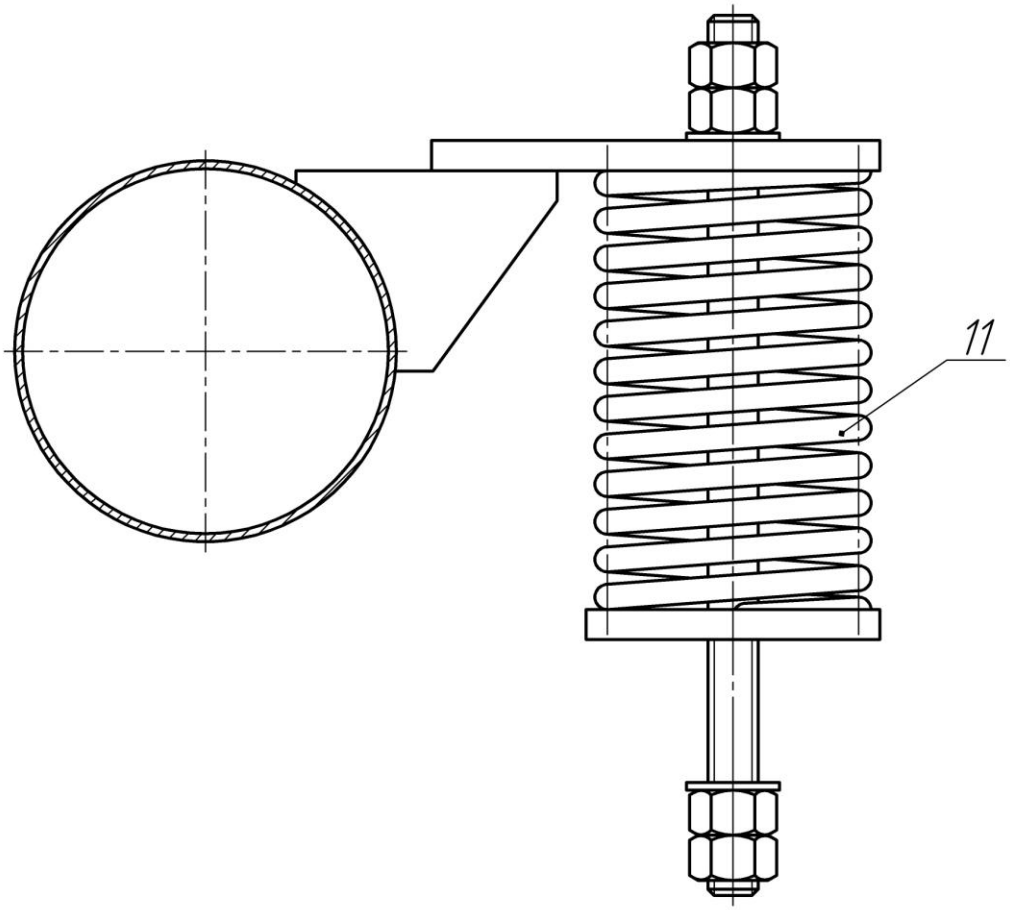


Рисунок 5 – Шарнир двухрядный

Кронштейн с пружиной в сборе поз. 6 (рисунок1-4)



Кронштейн с пружиной в сборе поз. 7 (рисунок1-4)

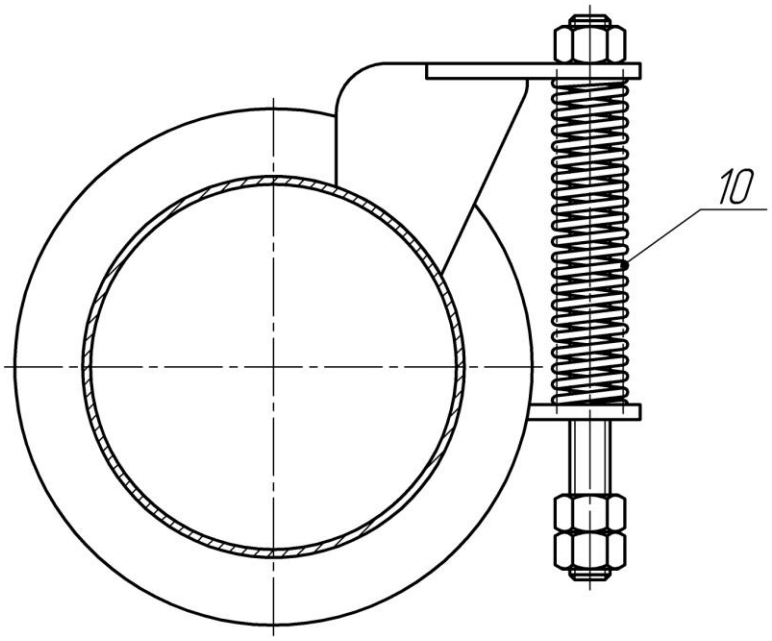


Рисунок 6

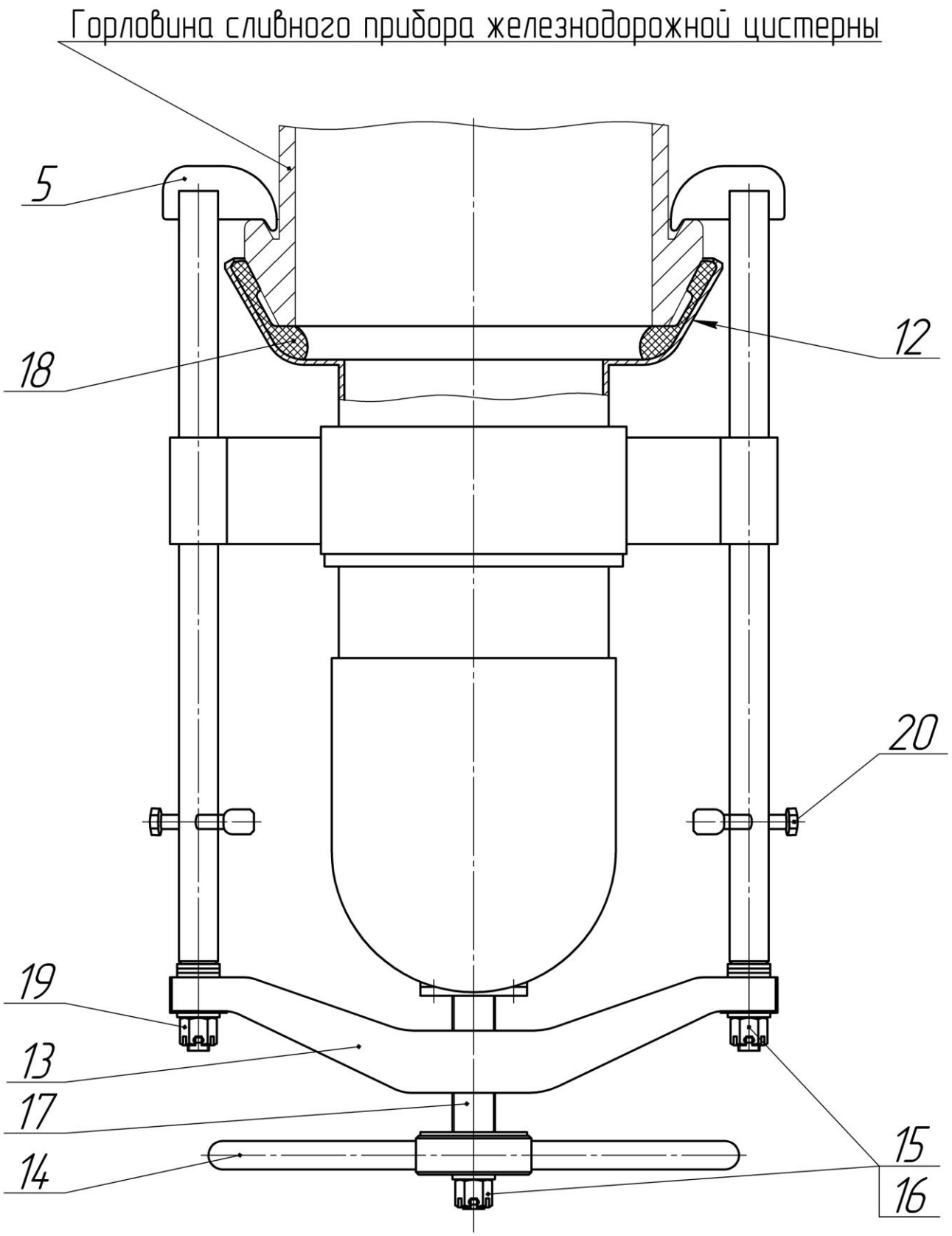


Рисунок 7 – Присоединительная поворотная головка поз.4 (рисунок 1-4)

УСТАНОВКИ ДЛЯ НИЖНЕГО СЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ВАГОНОВ-ЦИСТЕРН УСН-175

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Установки для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН (далее установки) предназначены для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами. УСНПп предназначена для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами с использованием пара для разогрева нефтепродукта.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды установки соответствуют исполнению У и ХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи установок при заказе и в другой документации:

Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-175 исполнения У1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСН-175 ТУ3689-034-03467856-2009,

где У – установка;

С – слива;

Н – нижнего;

175 – диаметр условного прохода, мм.

То же, исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСН-175 ХЛ1 ТУ3689-034-03467856-2009.

Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-175-6М исполнения У1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСНПп-175-6М ТУ3689-034-03467856-2009,

где Пп – с пароподогревом;

6М – зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны 6 м.

То же, исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69:

Установка УСНПп-175-6М ХЛ1 ТУ3689-034-03467856-2009.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры установок указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение установки			
	УСН-175	УСН-175-6М	УСНПп-175	УСНПп-175-6М
	Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода, мм	175			
2 Условное давление, МПа (кгс/см^2)	0,6 (6)			
3 Давление подводимого пара, МПа (кгс/см^2), не более	—		0,4 (4)	
4 Температура подводимого пара, °С, не более	—		+125	
5 Усилие на рукоятке маховика, Н (кгс), не более	200 (20)			

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра	Обозначение установки			
	УСН-175	УСН-175-6М	УСНПп-175	УСНПп-175-6М
	Значение параметра			
6 Момент трения в шарнирах, Н·м (кгс·м), не более	50 (5)			
7 Зона подключения установки к патрубку сливного прибора вагона-цистерны, м, не менее	± 2,0	± 3,0	± 2,0	± 3,0
8 Габаритные размеры в сложенном положении, мм, не более:				
длина	2200	2800	2200	2800
ширина	800			
высота	1300			
9 Масса, кг, не более	165	190	185	245

Установленный ресурс установки до капитального ремонта - 2200 циклов.

Под циклом работы установки понимается поворот установки из исходного положения в рабочее положение и обратно при условии работы всех её составных частей.

Средний срок службы установки до списания - 10 лет.

Состав изделия

Установки УСН (рисунки 1–6) состоят из следующих основных частей: патрубка опорного 1; 3-х шарниров двухрядных 2; 2-х шарниров однорядных 2а; труб (труб с паровыми рубашками в установках УСНПп) 3, 8; присоединительной поворотной головки 4; кронштейна в сборе с пружиной 6, 7.

Устройство и работа

Установки УСН (рисунки 1–6) представляют собой шарнирно-соединенные трубы (трубы с паровыми рубашками на установках УСНПп), оканчивающиеся, с одной стороны, опорным патрубком 1, а с другой стороны – присоединительной поворотной головкой 4.

Шарниры (рисунки 1-5) двухрядные 2 и однорядные 2а состоят из обойм внутренней и наружной, шариков и манжет 1-200х180, 1-220х200 ГОСТ 14896, обеспечивающих герметичность.

Патрубок опорный 1 (рисунок 1-4) состоит из трубы, основания, присоединительного фланца и кронштейна с фланцами для подвода и отвода пара в установках УСНПп. Основанием установка крепится к фундаменту, а присоединительным фланцем - к фланцу коллектора.

Присоединительная поворотная головка (рисунок 6) состоит из горловины 12, двух захватов 5 с ручками 20, коромысла 13, винта 17 и маховика 14.

В центральной части коромысла имеется ходовая гайка, при вращении маховика вращается винт и коромысло движется поступательно вверх или вниз в зависимости от направления вращения маховика.

В целях обеспечения надежности резьбовых соединений, крепление захватов к коромыслу и винта к маховику, выполнено прорезными гайками 15 со шплинтами 16.

Консольная часть установки уравновешивается кронштейнами с пружинами 6 и 7 (рисунок 1-4).

Для слива железнодорожной цистерны необходимо:

— подвести присоединительную поворотную головку (рисунок 6) к сливному прибору цистерны;

— повернуть захват 5 ручками 20 и закрепить за бурт горловины сливного прибора цистерны;

— вращением маховика 14 по часовой стрелке плотно притянуть головку к сливному прибору, герметичность обеспечивает кольцо резиновое 18;

— при необходимости подать пар в паровые рубашки установки УСНПп через штуцера по гибким рукавам.

ВНИМАНИЕ! ДАВЛЕНИЕ ПАРА НЕ ДОЛЖНО ПРЕВЫШАТЬ 0,4 МПа.

Установку монтируют на фронте слива на бетонном основании (рисунок 1-4) фундаментными болтами 9 (М20).

При монтаже установки уклон патрубков в сторону естественного слива относительно горизонтальной плоскости не менее 1°.

Установка должна быть заземлена. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом.

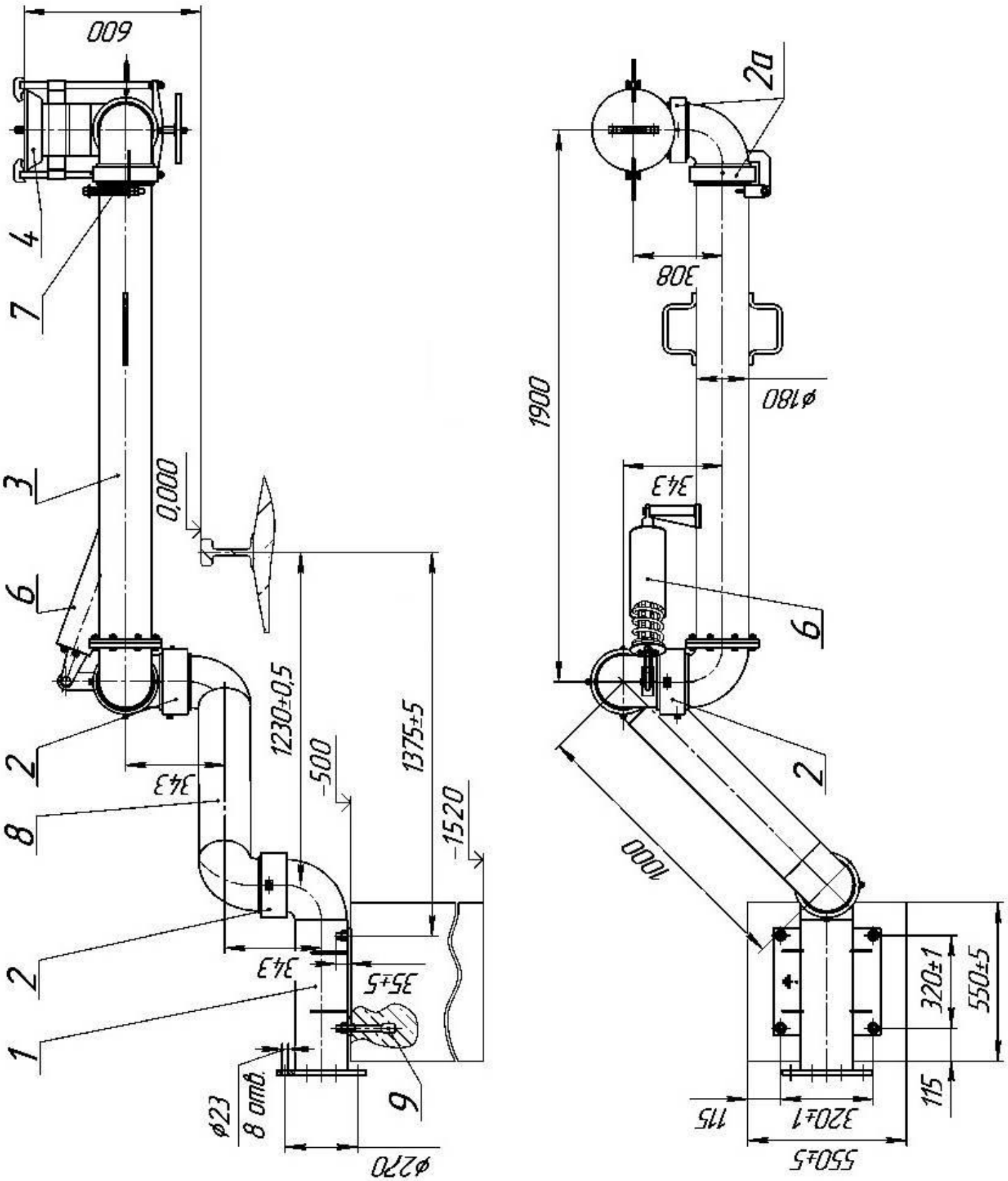


Рисунок 1 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-175

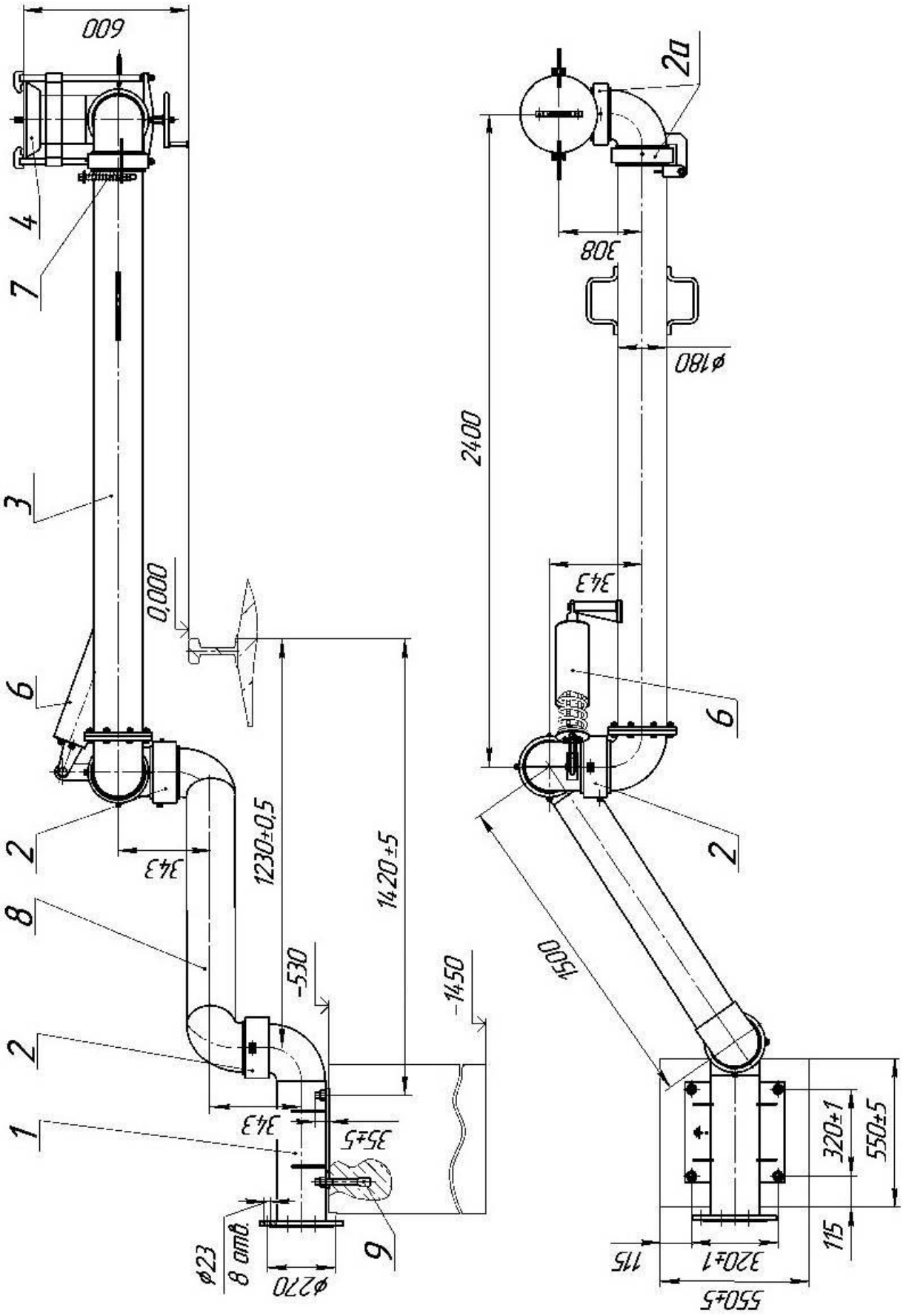


Рисунок 2 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-175-6М

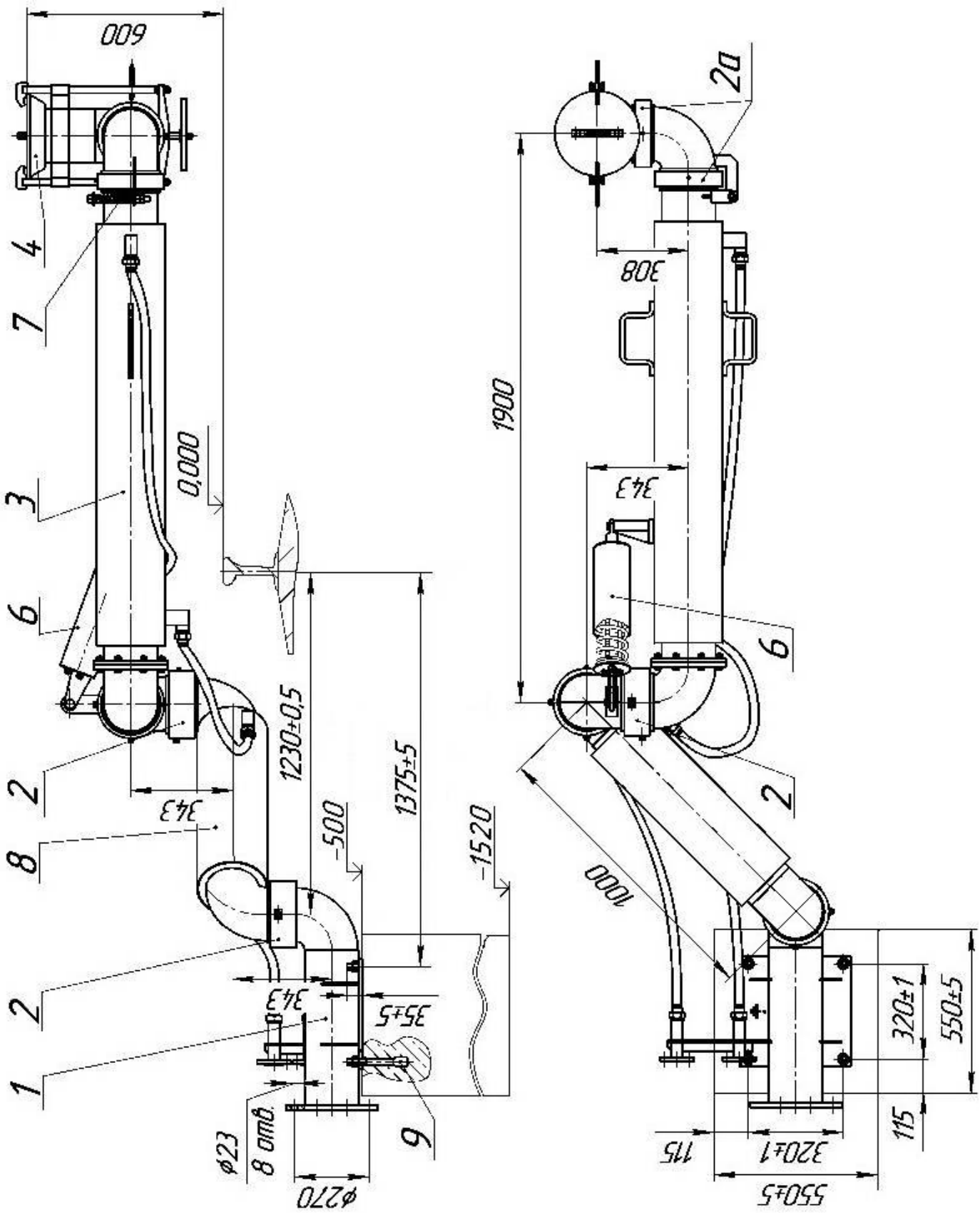


Рисунок 3 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-175

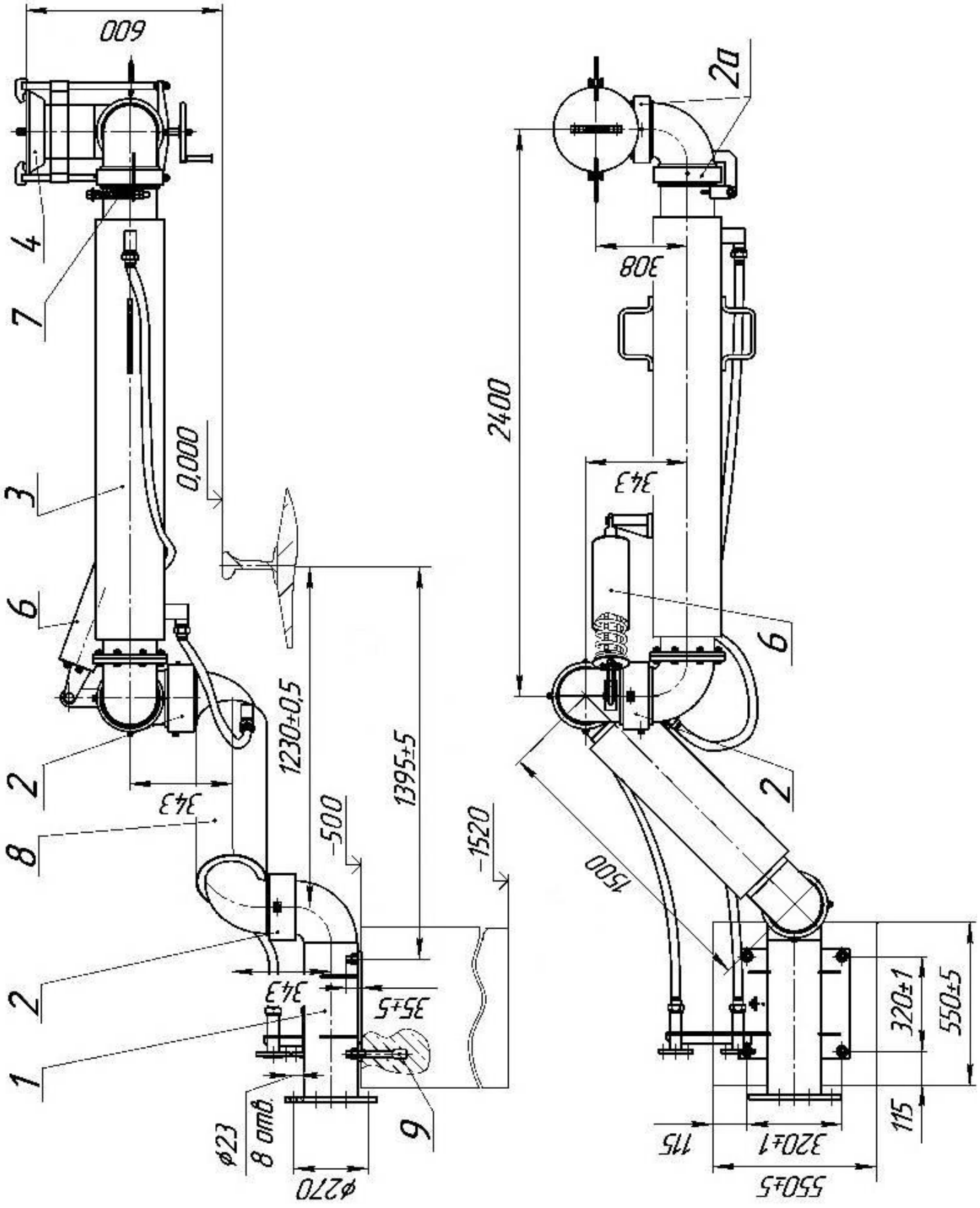


Рисунок 4 – Установка для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСНПп-175-6М

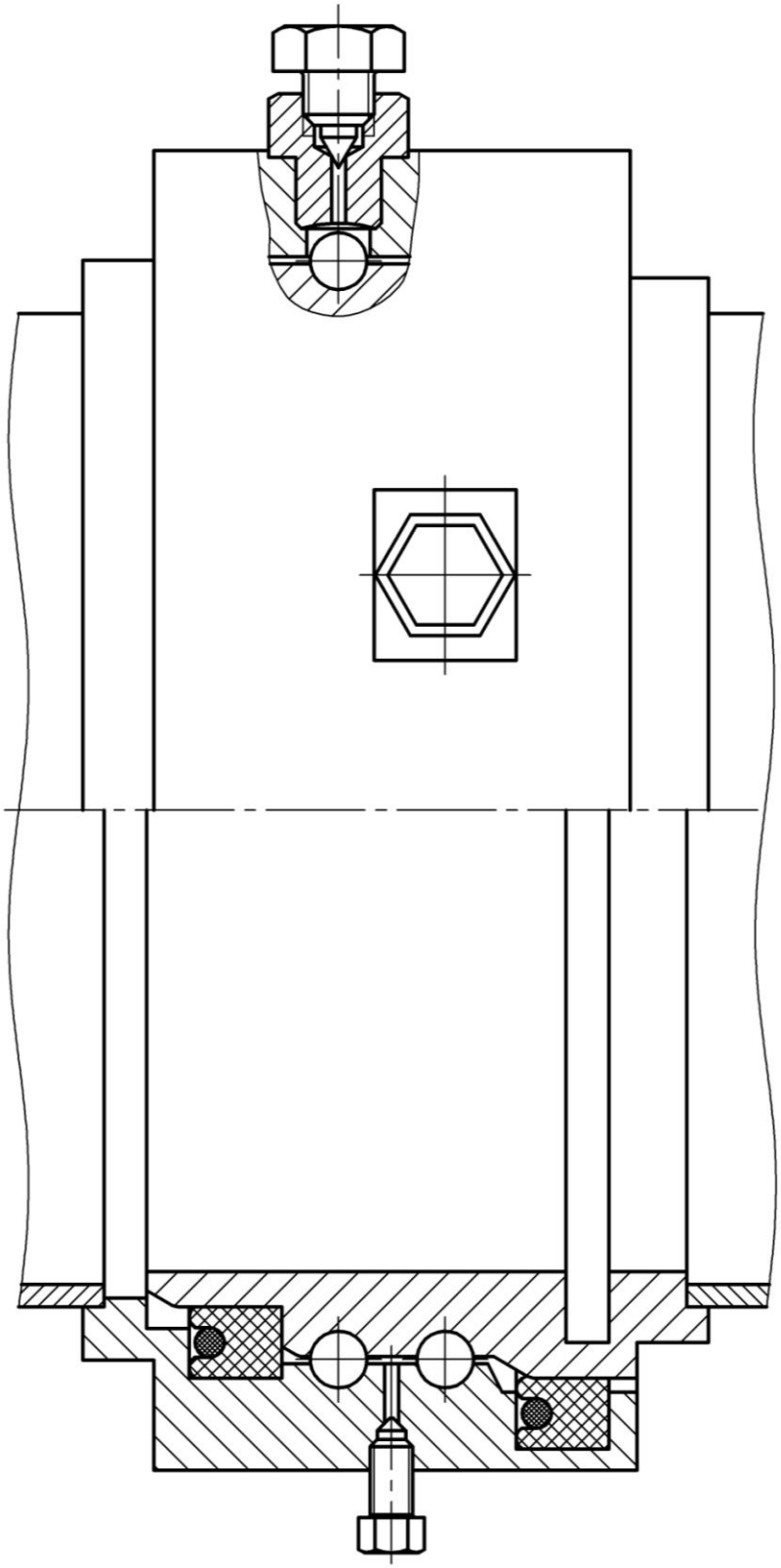


Рисунок 5 – Шарнир двухрядный

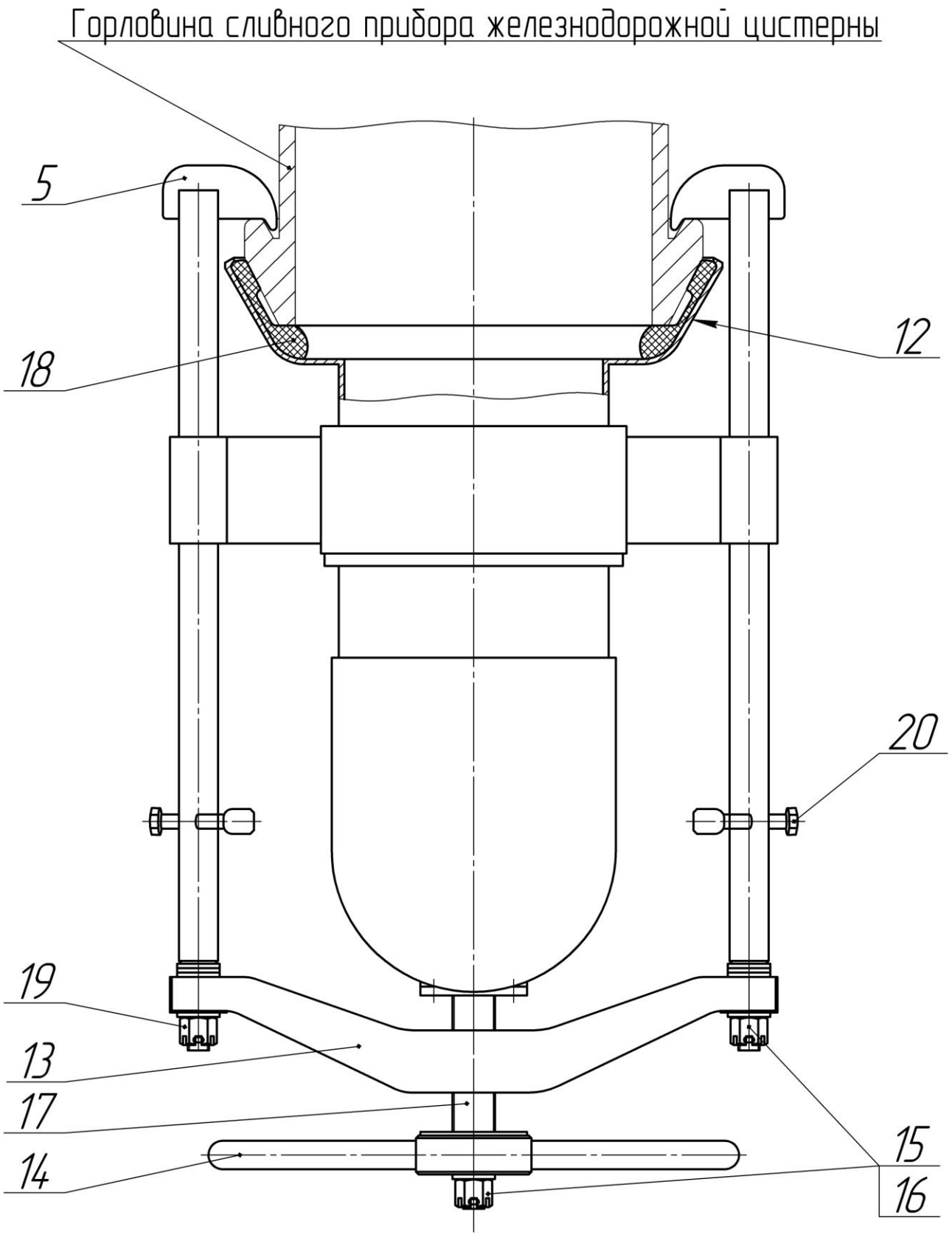


Рисунок 6 – Присоединительная поворотная головка поз.4 (рисунок 1-4)

Устройства для верхнего налива нефти и нефтепродуктов в цистерны типа УНЖ-100АС

Устройства типа УНЖ выпускаются в двух конструктивных исполнениях: стояки, консоли.

Стояк предназначен для крепления на фундамент основания эстакады.

Консоль предназначена для крепления на конструкции эстакады.

Для уравновешивания частей конструкции устройства УНЖ выбрана система противовесов. Она обеспечивает:

+ удобство и надежность управления стояком в процессе эксплуатации;

+ лёгкость настройки, регулировки и обслуживания устройства;

+ сохранение заданных характеристик устройства на протяжении всего срока эксплуатации.

Конструкция всех устройств позволяет получить при сборке на эстакаде «правое» или «левое» исполнение изделия без механической доработки.

Виды УНЖ по уровню герметичности процесса налива:

• с герметизированным выводом паровоздушной смеси через огнепреградитель;

• негерметизированный (открытый налив).

Виды УНЖ по автоматизации процесса налива:

• автоматизированный налив (автоматическое прекращение налива при достижении продуктом заданного уровня):

- электрическое управление;

- пневматическое управление.

• ручной налив (ручное управление процессом налива).

Устройства с электрическим управлением в зависимости от назначения и запроса заказчика комплектуются различными датчиками:

- сигнализатор уровня СУ-802;

- датчик ДВ-2;

- другими отечественными или импортными датчиками (по запросу заказчика).

Устройства с пневматическим управлением комплектуются пневматическим датчиком в комплекте с клапаном ДКП-80. Устройства с данной комплектацией работают без применения электричества.

Устройства в зависимости от потребности комплектуются различными типами клапанов:

- с электроуправлением;
- с пневмоуправлением;
- с ручным управлением.

Так же, на всех устройствах для удобства управления процессом налива применены ручные дисковые затворы. При закрытии затвора **автоматически** открывается пневмоклапан для слива остатков продукта из трубопровода после завершения налива.

Для налива вязких жидкостей устройства комплектуются электронагревателем с теплоизоляционной рубашкой.

Наливные наконечники устройств изготовляются соответственно функциям и комплектации устройств, при этом имеют одинаковые присоединительные размеры. Это увеличивает функциональные возможности изделий и обеспечивает их взаимозаменяемость. По запросу заказчика алюминиевые детали наконечника, контактирующие с продуктом, могут быть заменены на детали из нержавеющих сталей (Наконечники).

Устройства типа УНЖ являются **модульной** конструкцией. Элементы устройств максимально унифицированы. Шарниры выполнены таким образом, что обеспечивают возможность подрегулировки уплотнения или его замену без разборки самого шарнира. Эти факторы улучшают обслуживание изделия в процессе эксплуатации.

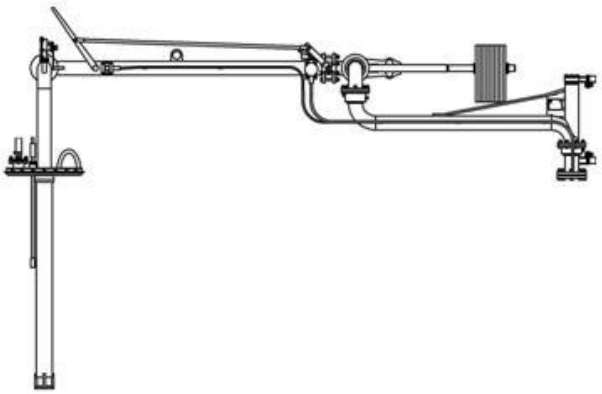
Устройства типа УНЖ предназначены для налива продукта с температурой от - 40°С до + 60°С, так же по согласованному запросу до + 90°С и выше.

Диапазон вязкости от 0,55 до 20 мм²/с (до 40...60 мм²/с и выше по согласованному запросу) во взрывоопасной зоне класса 1 по ГОСТ 30852.9-2002.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройства соответствуют исполнениям У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Маркировка взрывозащиты IIGb с Т3Х.

ТУ 3689-035-03467856-2010
Сертификат соответствия № ТС RU C-RU.ГБ05.В.01202 с 29.06.15 по 29.06.2020
Декларация о соответствии ТС № RU Д-RU.МШ06.В.00004 с 09.04.2015 по 09.04.2020
Разрешение Письмо (Казахстан) № 19-03-15/ЮЛ-258 от 18.02.2013

	
Стояк типа УНЖ	Консоль типа УНЖ

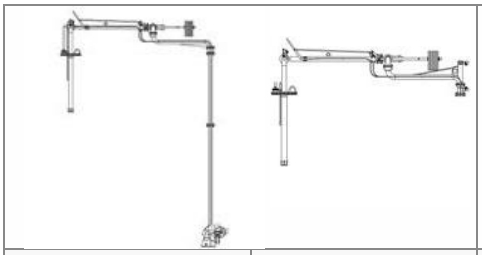
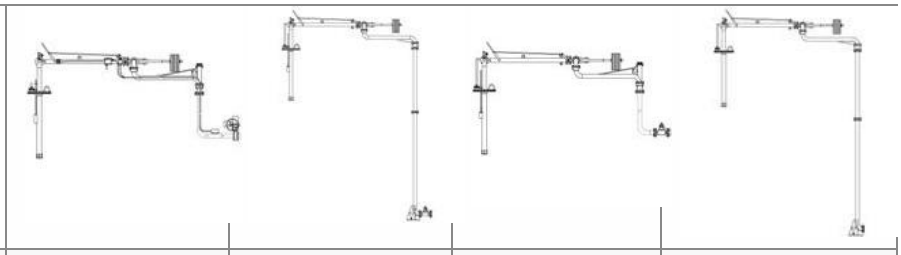
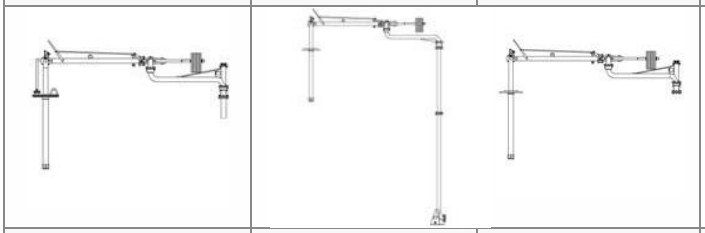
Общие технические характеристики устройств типа УНЖ

Наименование параметра	Значение параметра
диаметр условного прохода, мм	100
рабочее давление среды, МПа (кгс/см^2)	1(10)
пропускная способность, м^3/ч	80-160
максимальный радиус действия устройства, м,	3,9 Параметр по согласованию с заказчиком может быть изменён
усилие ручных манипуляций при управлении устройством, кг, не более	10
точность автомата ограничения налива, мм	±10
время закрытия (открытия) заслонки с электроприводом, с, не более	от 3 до 10

Исполнения устройств УНЖ и виды наконечников приведены в таблицах

Состав изделия	УНЖ-100АС-01	УНЖ-100АС-02	УНЖ-100АС-02-02	УНЖ-100АС-03-01	УНЖ-100АС-03-02	УНЖ-100АС-04-01
Исполнение	Стояк	Консоль	Консоль	Стояк	Консоль	Стояк
Наконечник	Герметичный, телескопическая труба	Герметичный, телескопическая труба	Герметичный, телескопическая труба	Герметичный, телескопическая труба	Герметичный, телескопическая труба	Герметичный, телескопическая труба
Электрооборудование	Датчик СУ-802	Датчик СУ-802	Датчик ДВ-2	нет (пневмосигнал)	нет (пневмосигнал)	нет
Клапан	ГЗ ОФВ	ГЗ ОФВ	ГЗ ОФВ	ДКП-80	ДКП-80	Ручной привод
Описание, pdf						

Состав изделия	УНЖ-100АС-04-02	УНЖ-100АС-05-01	УНЖ-100АС-05-02	УНЖ-100АС-06	УНЖ-100АС-07
Исполнение	Консоль	Стояк	Консоль	Стояк, без стойки	Стояк, без стойки
Наконечник	Герметичный, телескопическая труба	Без герм. налива, телескоп.труба	Без герм. налива, телескоп.труба	Герметичный, телескопическая труба	Без герм. налива, телескоп.труба
Электрооборудование	нет	нет	нет	нет	нет
Клапан	Ручной привод	Ручной привод	Ручной привод	Ручной привод	Ручной привод

					
УНЖ-100АС-01	УНЖ-100АС-02	УНЖ-100АС-02-02	УНЖ-100АС-03-01	УНЖ-100АС-03-02	УНЖ-100АС-04-01
					
УНЖ-100АС-04-02	УНЖ-100АС-05-01	УНЖ-100АС-05-02	УНЖ-100АС-06	УНЖ-100АС-07	Наконечники

УСТРОЙСТВО ДЛЯ НАЛИВА

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Устройство для налива УНЖ-100 Т (далее – устройство) предназначено для налива темных нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Устройство для налива УНЖ-100 Т устанавливается на железнодорожных эстакадах, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах, связанных с транспортировкой темных нефтепродуктов и различных жидкостей с температурой от минус 30°С до плюс 30°С в климатических условиях по ГОСТ 15150-69, исполнения У, категории размещения 1.

Пример обозначения устройства при заказе и в других документах:

Устройство для налива УНЖ-100 Т,

где 100 – диаметр условного прохода, мм;

Т – для темных нефтепродуктов.

Технические характеристики

Основные параметры устройства для налива, а также его габаритные размеры и масса приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Диаметр условного прохода, мм	100
2 Рабочее давление, МПа	1
3 Пропускная способность, $м^3/ч$	50-80
4 Диапазон обслуживания, м	± 1,8
5 Усилие, необходимое для перемещения консольной части, Н	50
6 Усилие, необходимое для открытия заслонки, Н, не более	80
7 Присоединительные размеры по ГОСТ 12815-80 по Ру, МПа	1
8 Габаритные размеры (в сложенном положении), мм, не более:	
длина	2500
ширина	550
высота	500
9 Масса, кг не более	135

Установленный ресурс, циклов – 50000.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Наименование основных частей устройства (рисунок 1), указано в таблице 2.

Таблица 2

Наименование узла или сборочной единицы	Позиция, №	Количество, шт.
Шарнир двухрядный	1	2
Консоль большая	2	1
Консоль малая	3	1
Шарнир однорядный	4	2
Концевик	5	1
Уравновешивающее устройство	6	1
Заслонка	7	1
Воздушный клапан	8	1

Устройство и работа

Устройство для налива УНЖ-100 Т состоит из шарнирно соединенных труб, уравновешивающего устройства и дисковой заслонки.

Шарниры состоят из двух обойм, шариков и двух уплотняющих манжет, одна из которых обеспечивает герметичность со стороны продукта, другая от атмосферных осадков.

Уравновешивающее устройство 6 выполнено из торсиона помещенного в трубу, закрепленную на опорном шарнире.

Нагрузка от консольно-расположенных труб воспринимается торсионом, который закреплен в нижней части с помощью втулки неподвижно, а верхняя его часть поворачивается рычагом, соединенным шарнирно с кронштейном, укрепленном на фланце большой консоли.

Дисковая заслонка (рисунок 1, 2) состоит из корпуса, диска, валиков и рукоятки и установлена между фланцами в начале консольной трубы (у опорного шарнира). Управляется рукояткой 13 посредством тяги 14.

Воздушный клапан 8 (рисунок 1) установлен в начале консольной трубы (у дисковой заслонки) и предназначен для полного опорожнения устройства после прекращения налива.

Исходное положение устройства – консольные трубы находятся под углом 10-30° выше горизонтальной линии, а концевик установлен в воронку.

Для налива железнодорожных цистерн необходимо подвести и опустить концевик в открытый люк цистерны и повернуть рукоятку заслонки на угол 90°.

После наполнения цистерны до заданного уровня заслонку закрывают поворотом рукоятки в обратную сторону на 90° при этом открывается воздушный клапан, чем обеспечивается полнота слива продукта из консольных труб.

Устройство для налива УНЖ-100 Т предназначено для налива темных нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Перед монтажом устройство необходимо собрать согласно рисунку 1.

Устройство монтируется на фланце опорной стойки трубопровода, по которому подается наливаемый продукт. Между фланцем устройства и фланцем питающей трубы должна быть установлена для герметичности прокладка из паронита.

Схема монтажа устройства показана на рисунке 3.

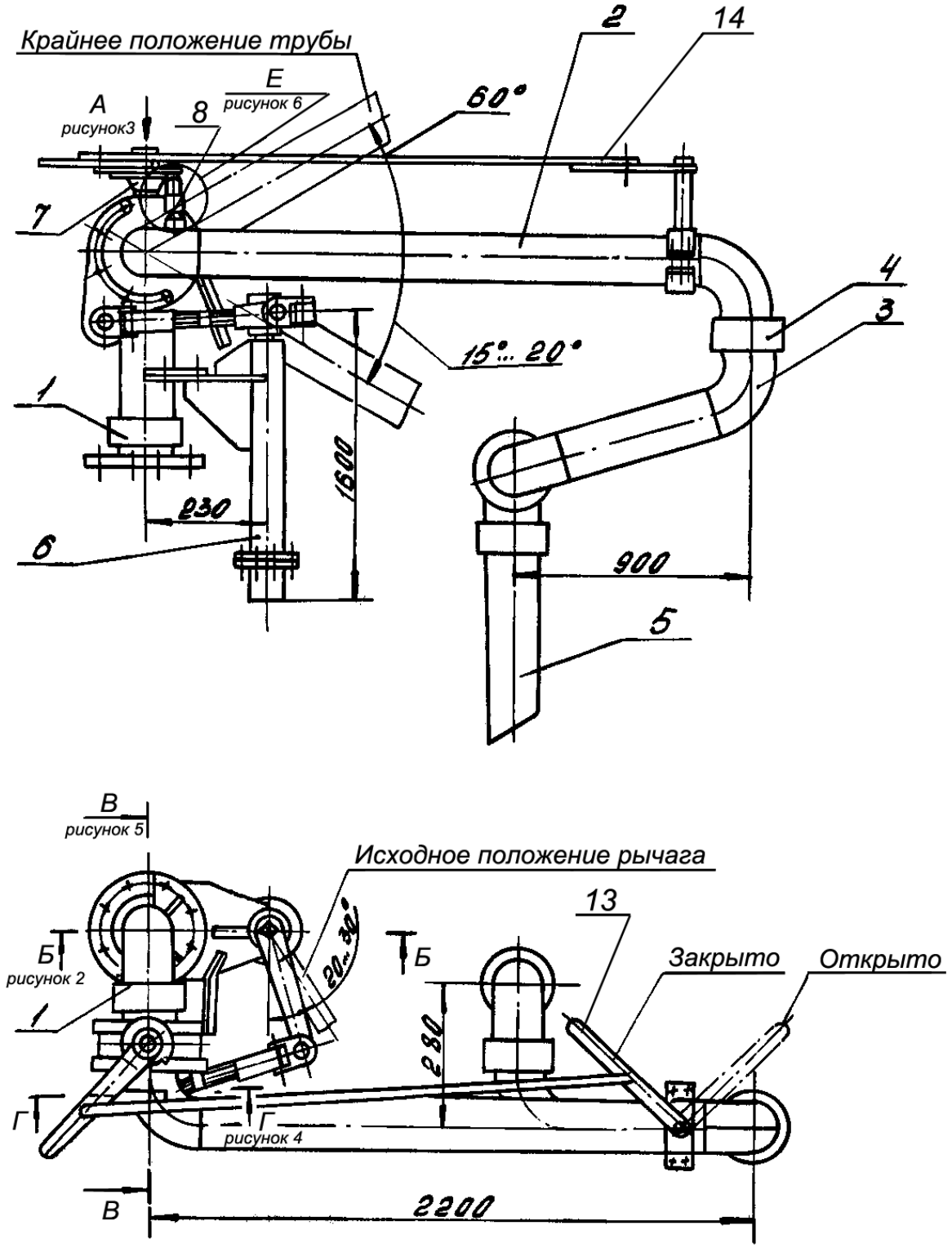


Рисунок 1 - Устройство для налива УНЖ-100 Т

В-В
рисунок 1

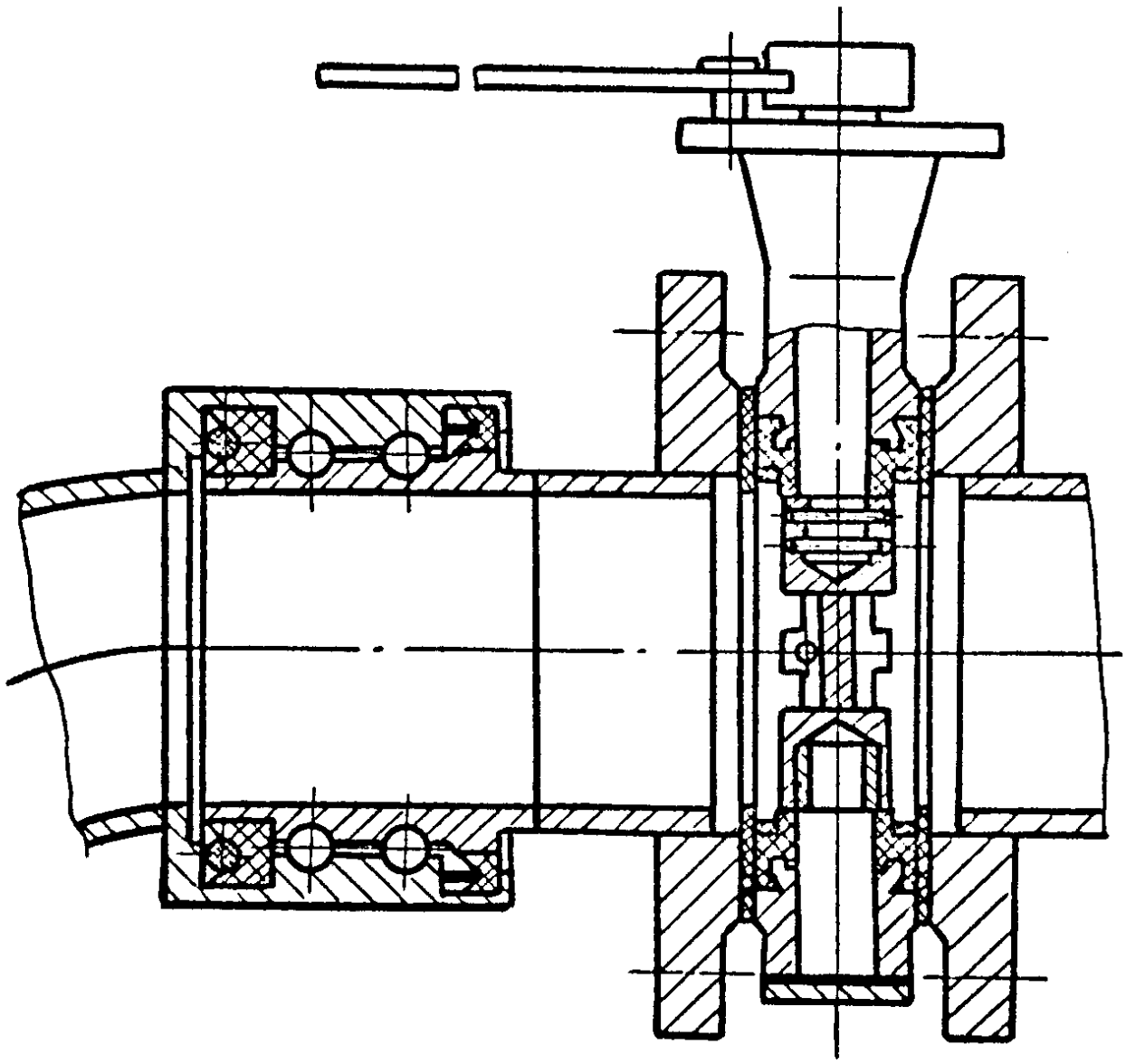
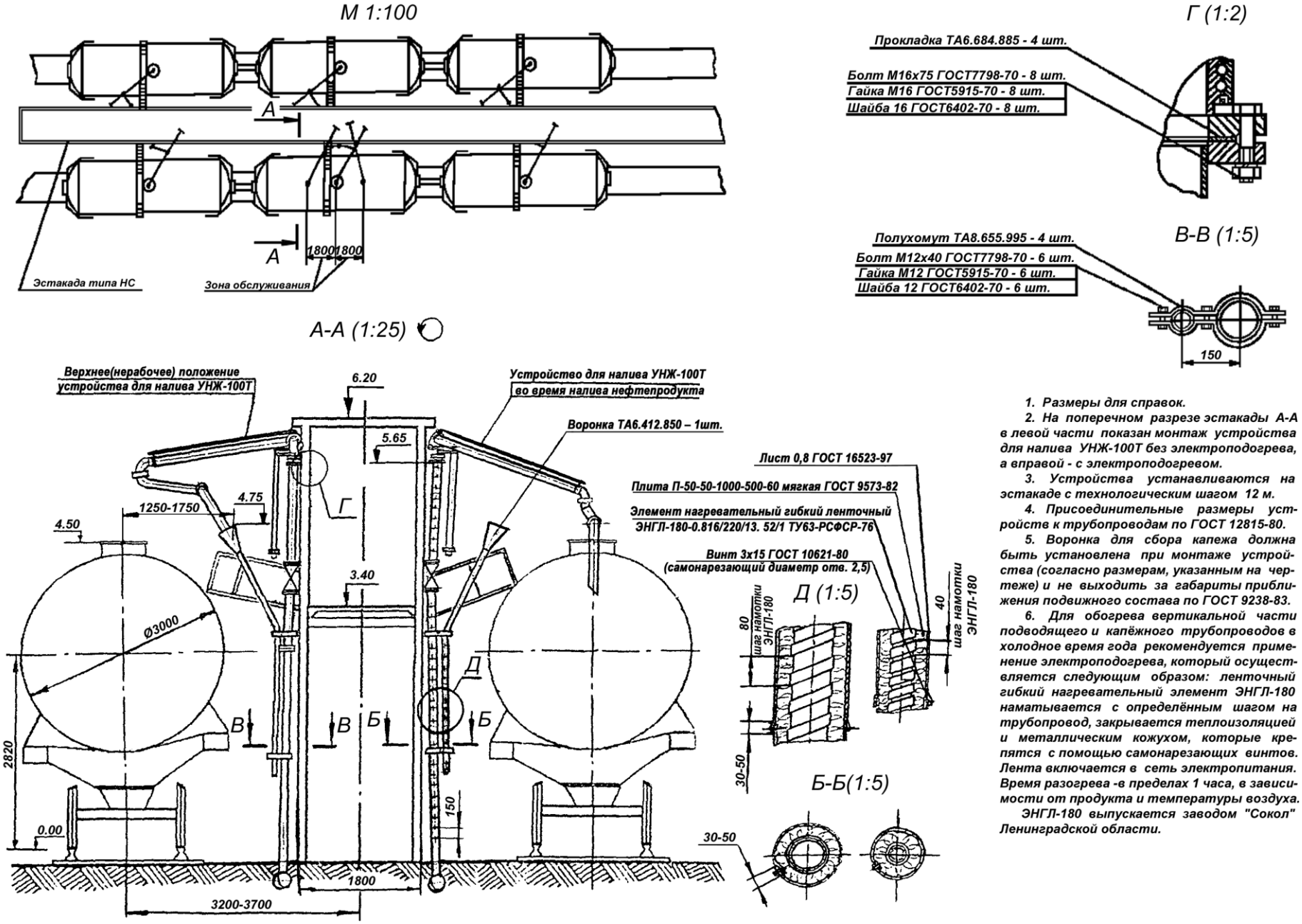


Рисунок 2 - Дисковая заслонка

Расположение устройств налива УНЖ-100Т на эстакаде для налива тёмных нефтепродуктов.



1. Размеры для справок.
2. На поперечном разрезе эстакады А-А в левой части показан монтаж устройства для налива УНЖ-100Т без электроподогрева, а вправой - с электроподогревом.
3. Устройства устанавливаются на эстакаде с технологическим шагом 12 м.
4. Присоединительные размеры устройств к трубопроводам по ГОСТ 12815-80.
5. Воронка для сбора капежа должна быть установлена при монтаже устройства (согласно размерам, указанным на чертеже) и не выходить за габариты приближения подвижного состава по ГОСТ 9238-83.
6. Для обогрева вертикальной части подводящего и капёжного трубопроводов в холодное время года рекомендуется применение электроподогрева, который осуществляется следующим образом: ленточный гибкий нагревательный элемент ЭНГЛ-180 наматывается с определённым шагом на трубопровод, закрывается теплоизоляцией и металлическим кожухом, которые крепятся с помощью самонарезающих винтов. Лента включается в сеть электропитания. Время разогрева -в пределах 1 часа, в зависимости от продукта и температуры воздуха.

ЭНГЛ-180 выпускается заводом "Сокол" Ленинградской области.

Рисунок 3 - Монтаж УНЖ-100 Т

Устройство для верхнего слива нефти и нефтепродуктов в цистерны типа УНЖ-100С (аварийный слив) предназначено для верхнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн во взрывоопасной зоне класса 1 по ГОСТ Р 51330.9-99.

Устройство устанавливается на железнодорожных эстакадах, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах, связанных с транспортировкой нефти и нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройство соответствует исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Срок службы - 10 лет. Установленная безотказная наработка не менее 5000 циклов.

ТУ 3689-035-03467856-2010
Сертификат соответствия № ТС RU C-RU.ГБ05.В.01202 с 29.06.15 по 29.06.2020
Декларация о соответствии ТС № RU Д-RU.МШ06.В.00004 с 09.04.2015 по 09.04.2020
Разрешение Письмо (Казахстан) № 19-03-15/ЮЛ-258 от 18.02.2013

Параметры изделия	**УНЖ-100С**
диаметр условного прохода, мм	100
рабочее давление среды, МПа(кгс/см?)	1(10)
точность автомата ограничения налива, мм	±10
пропускная способность, м³/ч	80-160
зона действия устройств, м, не менее	±3,0
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина, мм	4000
ширина, мм	700
высота, мм	5770
масса, кг	200

МОСТИКИ ПЕРЕХОДНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Мостики переходные МПУ (далее - мостики), предназначены для перехода людей со сливо-наливной эстакады на вагон-цистерну и авто-цистерну.

Мостики устанавливаются на эстакадах, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах связанных с переработкой и транспортом нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды мостики соответствуют исполнению У категории 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример условного обозначения мостика при заказе и в других документах:

Мостик переходной универсальный МПУ-0,7/1,7-4-П ТУ 112-024-85,

Мостик переходной универсальный МПУ-0,7/1,7-4-А ТУ 112-024-85,

где МПУ - мостик переходной универсальный;

0,7 – ширина мостика, м;

1,7 – длина мостика, м;

4 – количество ступеней, шт.;

П – противовес;

А – амортизатор.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры мостиков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение мостика			
	МПУ-0,7/1,7-4-П	МПУ-0,7/1,7-4-А	МПУ-0,7/2,3-5-П	МПУ-0,7/2,3-5-А
	Значение параметра			
1 Рабочая длина, м	1,7*		2,3*	
2 Рабочая ширина (ширина ступеней), м	0,7			
3 Нагрузка на мостик, кг, не более	120			
4 Момент поворота мостика, Н·м, не более	120			
5 Время установки мостика, с	4-10			
6 Габариты в сложенном положении, мм				
длина	650*	650*	800*	800*
ширина	1140*	1140*	1140*	1140*
высота	3350*	2250*	4000*	2850*
7 Масса, кг, не более	200*	120*	260*	160*

Примечание:*По заявке потребителя могут быть изготовлены мостики других модификаций.

Установленная наработка наотказ, циклов, не менее - 2800.

Под циклом понимается поворот мостика из исходного положения в рабочее и обратно, при условии работы всех его составных частей.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Мостики переходные МПУ состоят из следующих основных частей (рисунок 1, 2): мостика 1, механизма уравновешивающего (противовеса или амортизатора) 2, ограждения 3, фиксатора 4.

Устройство и работа

Конструкция мостика 1 представляет собой параллелограммный механизм с шарнирно закреплёнными ступенями. Ступени располагаются горизонтально при любом положении мостика.

Уравновешивающий механизм 2 предназначен для компенсации мышечного усилия при подъёме и опускании мостика. Противовес состоит из кронштейна, на котором закреплён груз. Амортизатор состоит из корпуса, в котором расположена пружина со штоком. Корпус амортизатора шарнирно соединён со стойками мостика. Шток амортизатора шарнирно соединён с балками мостика.

Ограждение 3 состоит из двух поручней (с каждой стороны мостика) шарнирно соединенных со стойками и складывающимися при приведении мостика в вертикальное положение.

Приведение мостика в гаражное положение выполняется канатом 5. Фиксация мостика в вертикальном положении осуществляется с помощью фиксатора 4 установленного на левой стойке. Для приведения мостика в горизонтальное положение необходимо нажать на педаль фиксатора ногой.

Мостик устанавливается на эстакаде согласно рисунку 1, 2.

Мостик крепится болтами М20 или электродуговой сваркой.

Монтаж на эстакаде из железобетонных конструкций осуществляется электродуговой сваркой к закладным частям, металлическим листам или кронштейнам.

Мостик может монтироваться как непосредственно на эстакаде, так и за ее габаритами на кронштейнах.

При монтаже за габаритами эстакады необходимо установить кронштейны, конструкция которых выбирается применительно к каждой эстакаде.

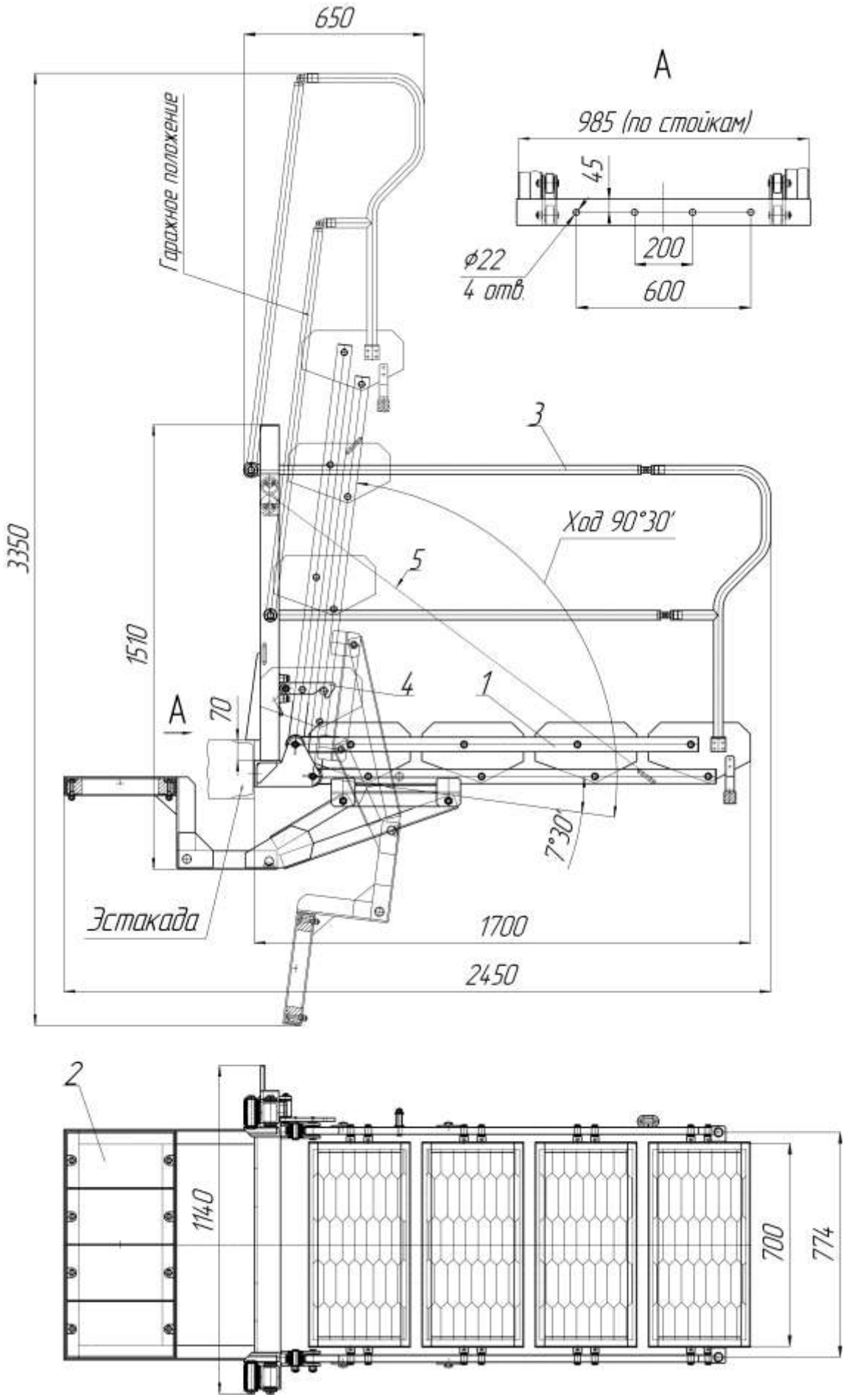


Рисунок 1 – Мостик переходной МПУ-0,7/1,7-4-П

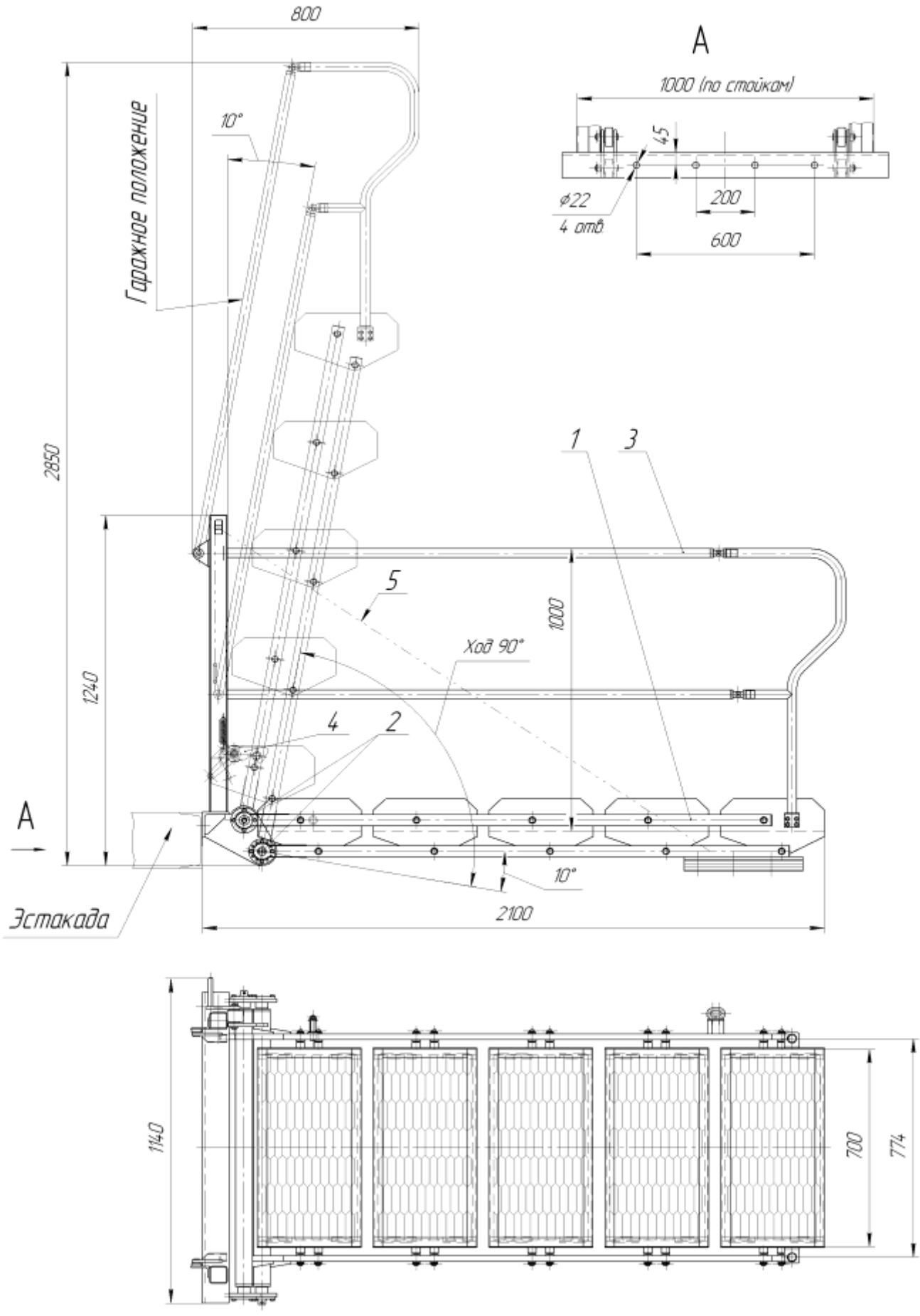


Рисунок 2 – Мостик переходной МПУ-0,7/2,3-5-А

Механизм продольного перемещения МПП для мостика переходного МПУ-0,7

Механизм продольного перемещения предназначен для установки на сливо-наливной железнодорожной эстакаде в комплекте с мостиком переходным МПУ-0,7/1,7-4-А или МПУ-0,7/2,1-5-А с целью получения мостиком переходным функции продольного перемещения вдоль эстакады в определённом диапазоне.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизм продольного перемещения соответствует исполнению У категории 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример условного обозначения механизма продольного перемещения при заказе и в других документах:

Механизм продольного перемещения МПП-1,6,

где МПП – механизм продольного перемещения;

1,6 – диапазон перемещения мостика переходного вдоль эстакады.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные характеристики и размеры механизма продольного перемещения указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Диапазон перемещения, м	1,6*
2 Габаритные размеры мм, не более	
длина	2800
ширина	400
высота	320
3 Масса, кг, не более	160

Примечание. *По заявке потребителя могут быть изготовлены механизмы продольного перемещения с другими параметрами.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ

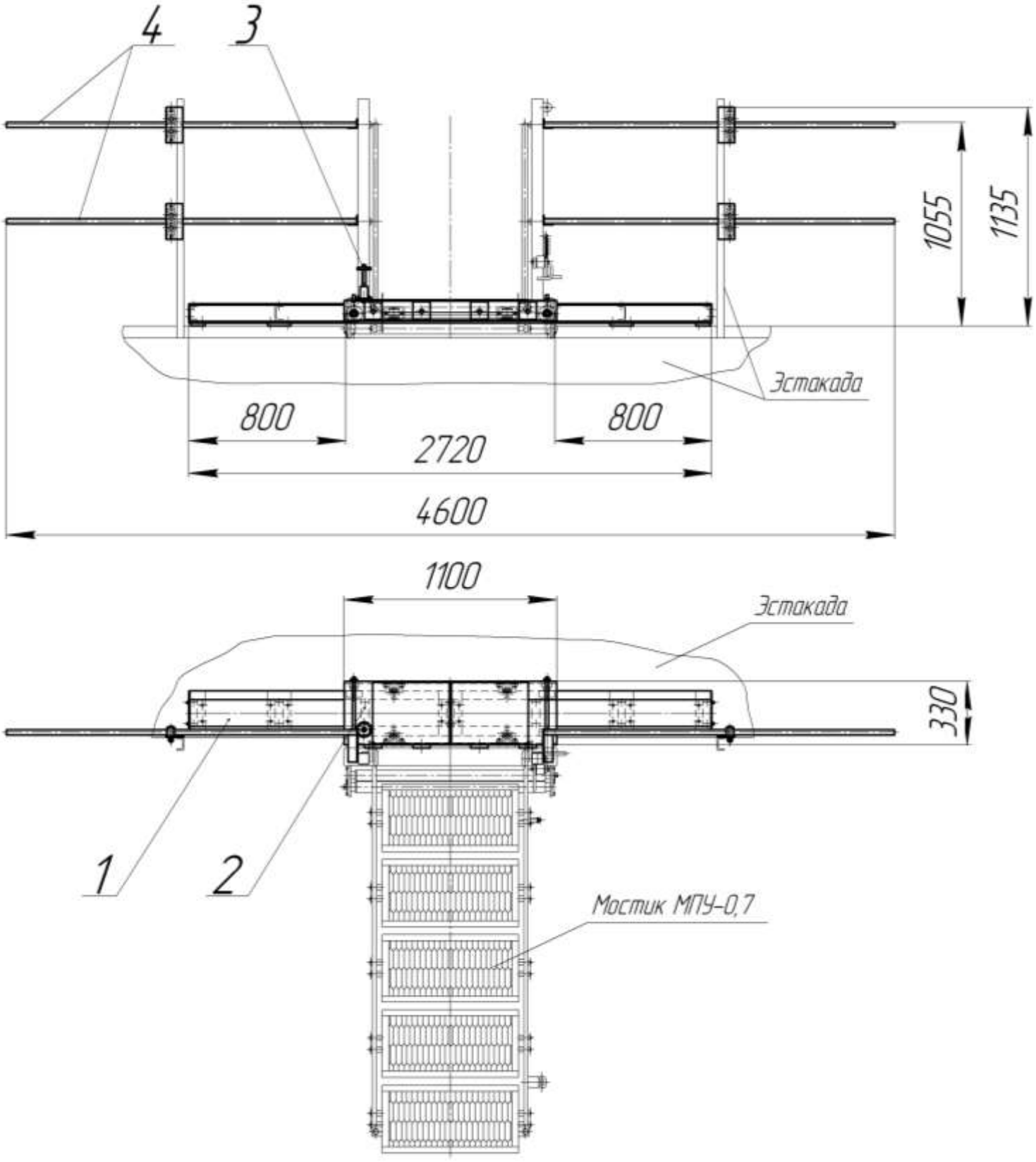
Механизм продольного перемещения МПП-1,6 состоит из следующих основных частей (рисунок 1): направляющей 1, каретки 2, фиксатора положения 3 и поручней 4.

УСТРОЙСТВО И РАБОТА

Конструкция механизма продольного перемещения представляет собой направляющую, которая устанавливается на эстакаде, с кареткой продольного перемещения. В корпусе каретки смонтированы ходовые и боковые ролики. Ходовые ролики служат для перемещения каретки по направляющим поверхностям. Боковые ролики предназначены для предотвращения трения корпуса каретки о направляющую. В целях искробезопасности ролики выполнены из неискрящего материала. На корпусе каретки расположен фиксатор положения служащий для позиционирования каретки, с прикреплённым к ней мостиком, относительно железнодорожной цистерны.

Мостик переходной крепится к механизму продольного перемещения четырьмя болтами М20.

Зона установки МПП ограждается поручнями, которые крепятся к стойкам мостика переходного и перемещаются вместе с ним.



1 – направляющая; 2 – каретка; 3 - фиксатор положения; 4 - поручни

Рисунок 1 – Механизм продольного перемещения МПП
для мостика переходного МПУ-0,7

МОСТИК ПЕРЕХОДНОЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Мостик переходной МП-1,8 (далее - мостик), предназначен для перехода людей со сливо-наливной железнодорожной эстакады на вагон-цистерну.

Мостик устанавливают на железнодорожных эстакадах, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах связанных с транспортировкой нефтепродуктов и различных жидкостей.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды мостик соответствует исполнению У категории 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример условного обозначения мостика при заказе и в других документах:

Мостик переходной МП-1,8 ТУ 112-024-85,

где МП - мостик переходной;

1,8 - зона перемещения, м.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры мостика указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Рабочая длина, м	2,2
2 Ширина, м	0,7
3 Нагрузка на мостик, кг, не более	120
4 Диапазон обслуживания вдоль эстакады, м	1,8
5 Усилие перемещения вдоль эстакады, Н, не более	120
6 Момент поворота мостика Н·м, не более	120
7 Время обслуживания, с	4-10
8 Габаритные размеры в сложенном положении, мм	
длина	4970
ширина	345
высота	3800
9 Масса, кг, не более	160

Установленная наработка на отказ, циклов, не менее - 2800. Под циклом понимается перемещение мостика на величину хода вдоль эстакады и поворот из исходного положения в рабочее и обратно, при условии работы всех его составных частей.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Мостик переходной состоит из следующих основных частей (рисунок 1):

- механизм уравновешивающий 1 — 1 шт.
- мостик 2 — 1 шт.
- ограждение 3 — 2 шт.

Устройство и работа

Мостик состоит из механизма уравновешивающего 1 (рисунок 1, 2, 3) на который установлен мостик 2 и ограждение 3.

Уравновешивающий механизм состоит из двух опор 4 и 5, связанных направляющими 6 для роликов 8 соединенных тягами 7 со стойками перил, обоймы 9, внутри которой установлен торсион 10, один конец обоймы 9 жестко соединен

со втулкой 11, которая шарнирно соединена с опорой 4, а другой – шарнирно соединен со втулкой 12, которая жестко соединена с опорой 5.

Мостик 2 представляет собой раму 13 с настилом из просечно-вытяжного листа. На ней установлены четыре ролика 14 и четыре стойки 15, шарнирно соединенных с рамой 13 и с поручнями 16, а также защелка 17 на оси 18.

Ограждение 3 состоит из двух труб (с каждой стороны мостика).

Для приведения мостика в рабочее положение, оператор устанавливает его напротив площадки вагона-цистерны, перемещая по обойме 9.

После этого нажав на защелку 17 и слегка подтолкнув, опускает мостик на цистерну.

Так как стойки 15 шарнирно связаны тягами 7 с роликами 8, то после опускания мостика поручни разложатся и стойки займут вертикальное положение. При опускании мостика обойма 9 поворачивается вокруг своей оси закручивая торсион 10, один конец которого закреплен во втулке 11, вращающейся в опоре 4, а другой закреплен во втулке 12, соединенной с опорой 5 болтами. Для приведения мостика в вертикальное положение необходимо нажать на педаль 21 ногой.

При подъеме мостика, торсион 10 раскручивается, компенсируя мышечное усилие от подъема, поручни 16 складываются, а защелка 17 фиксирует его в вертикальном положении.

Мостик устанавливается на железнодорожной эстакаде согласно размерам, указанным на рисунке 1, 4, 5.

Мостик может монтироваться как непосредственно на эстакаде (рисунок 4), так и за ее габаритами на кронштейнах (рисунок 5). При монтаже за габаритами эстакады необходимо установить кронштейны, конструкция которых выбирается применительно к каждой эстакаде.

При необходимости изменения длины мостика производятся перестановкой опоры обрезиненной 22.

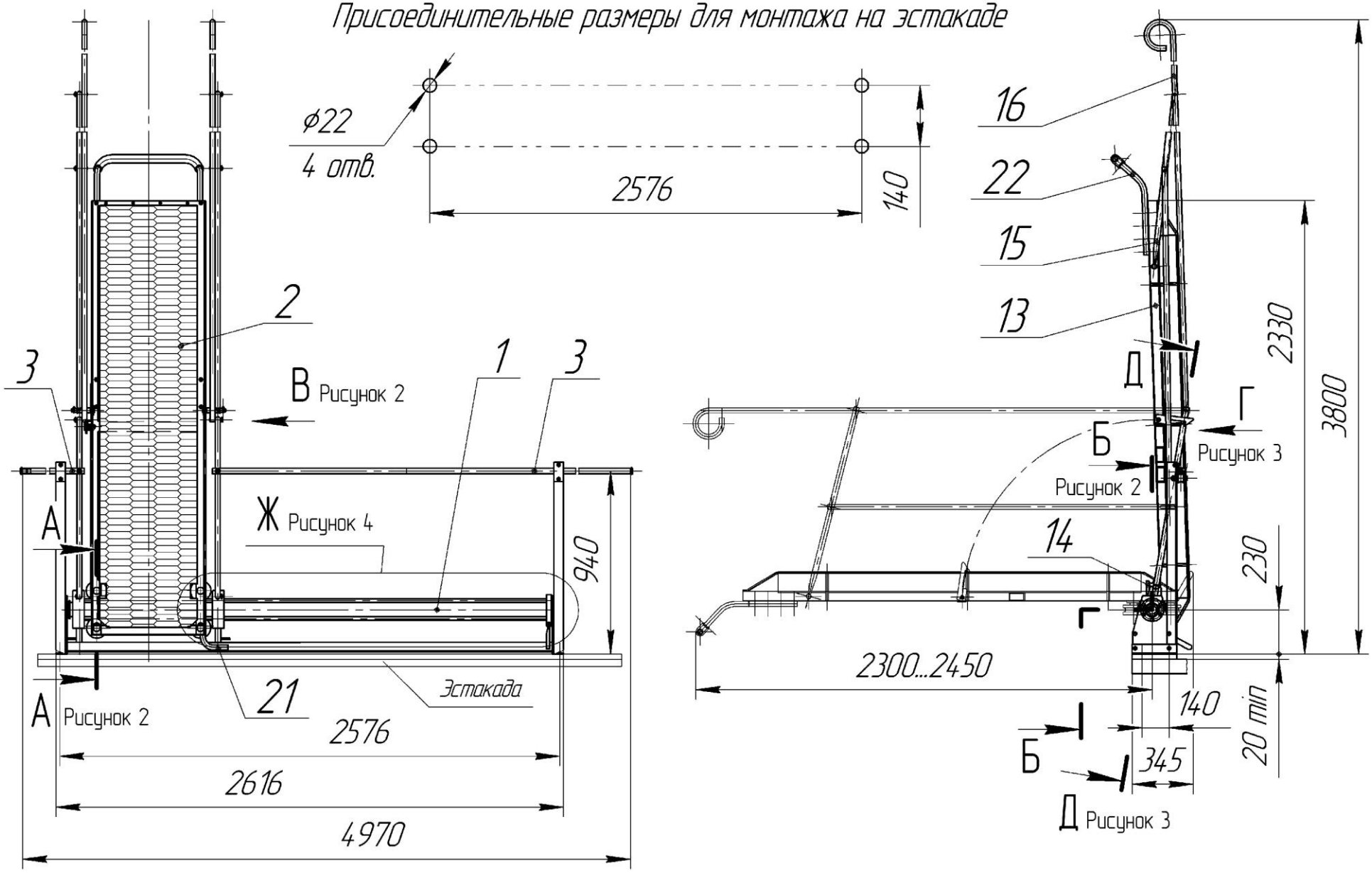


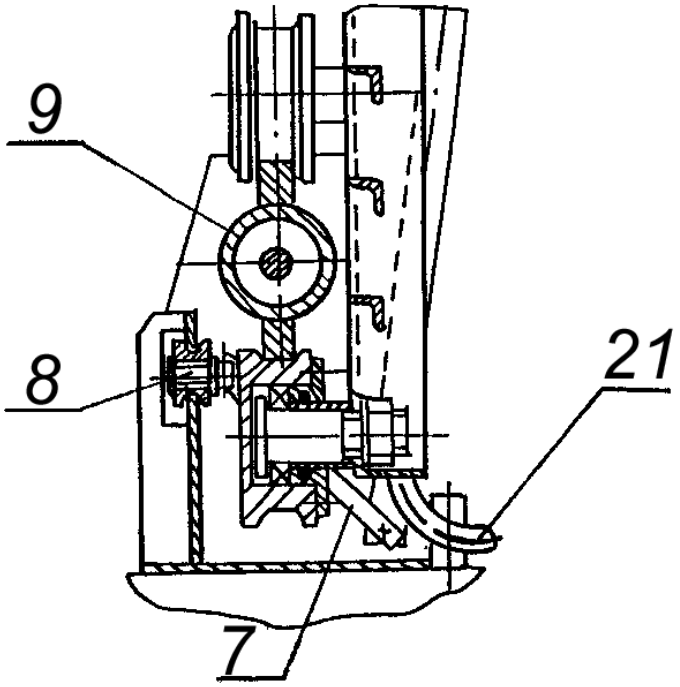
Рисунок 1 – Мостик переходной МП-1,8

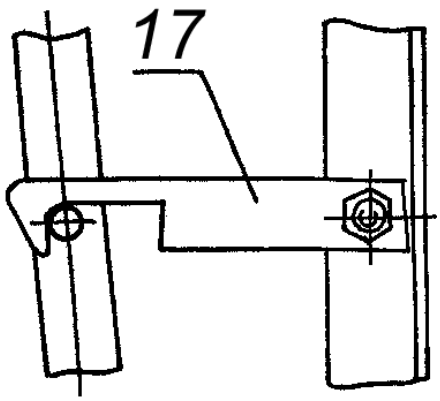
А-А

Рисунок 1

В

Рисунок 1





Б-Б

Рисунок 1

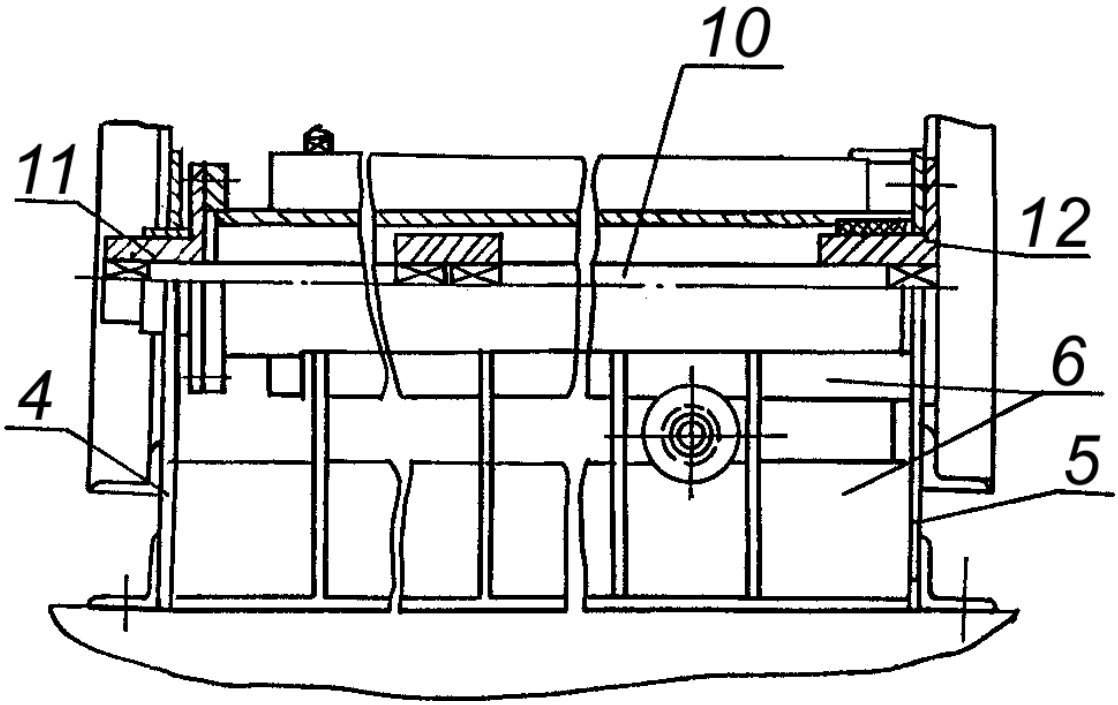
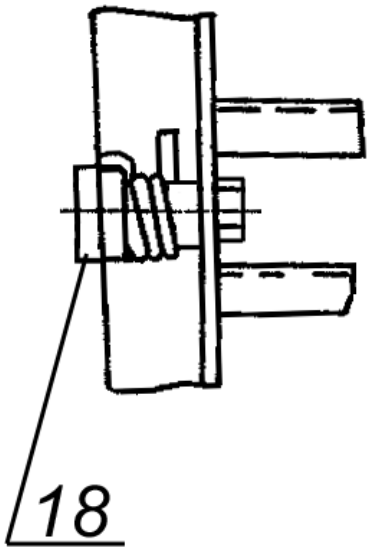


Рисунок 2

Г

Рисунок 1



Д-Д

Рисунок 1

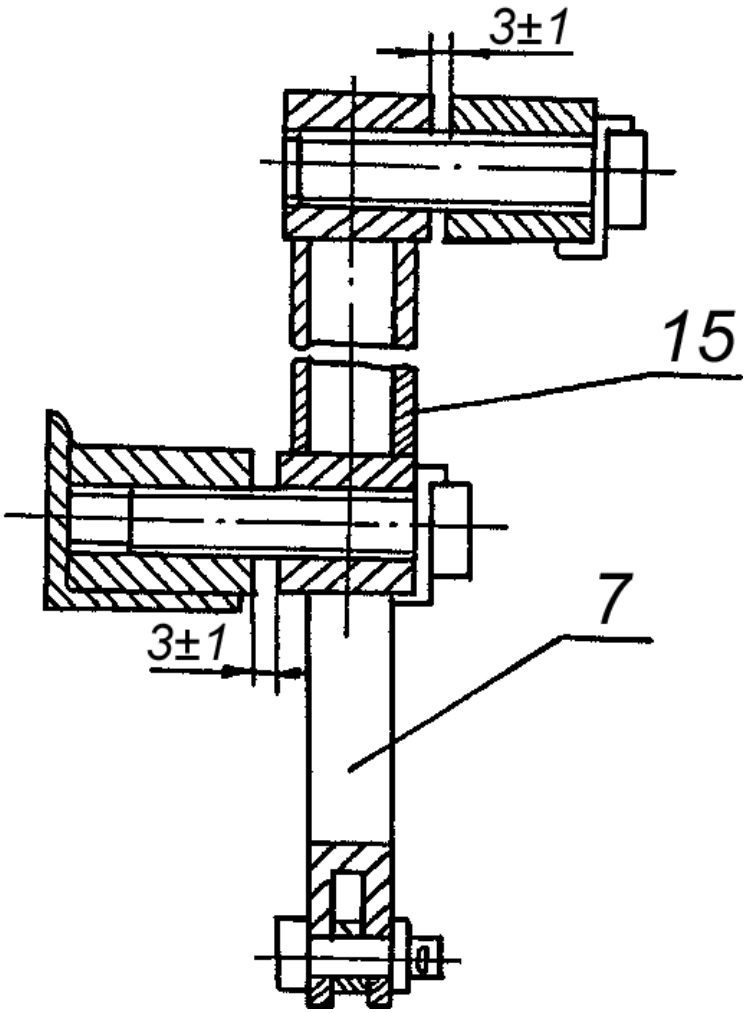


Рисунок 3

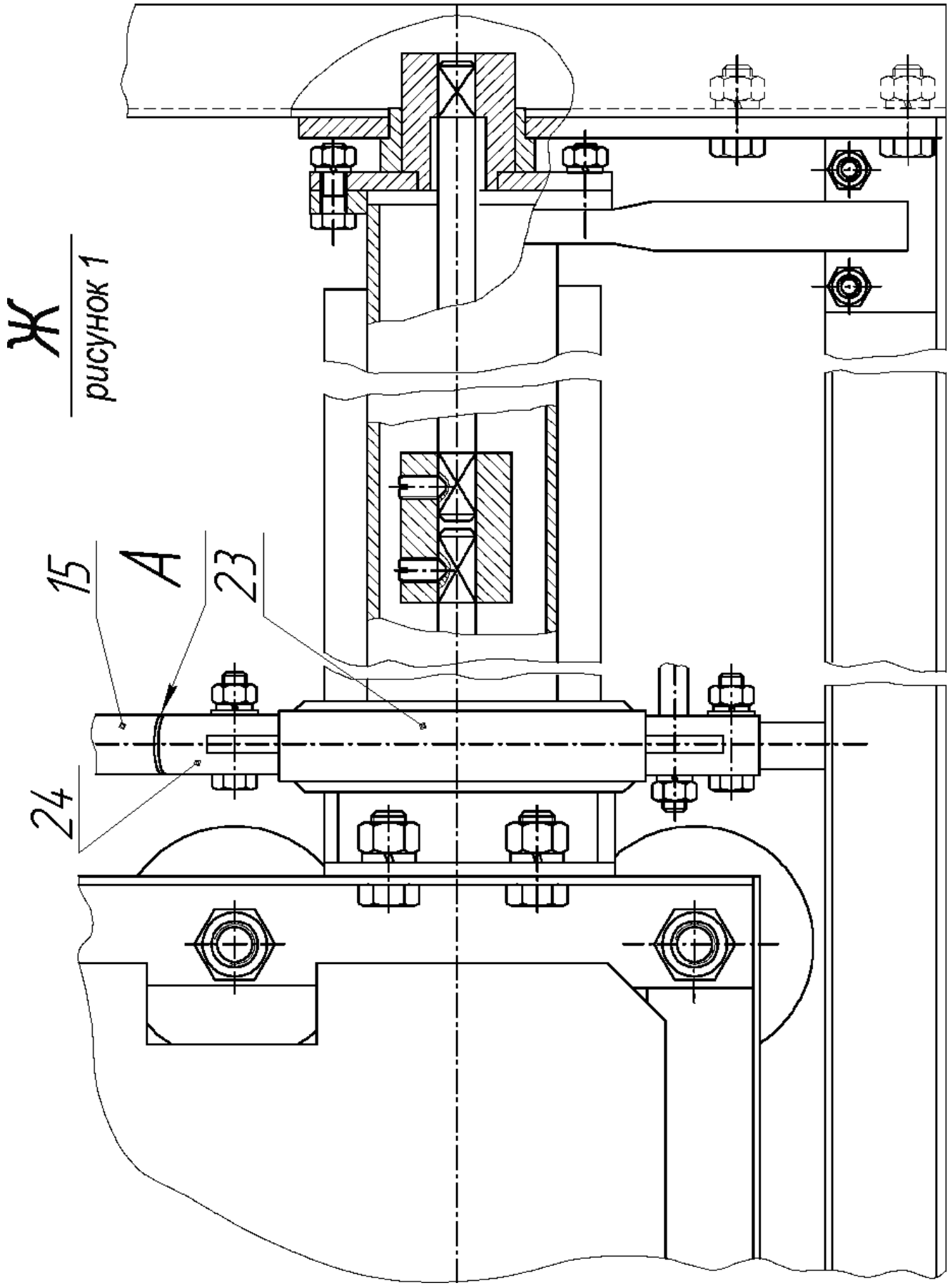


Рисунок 4

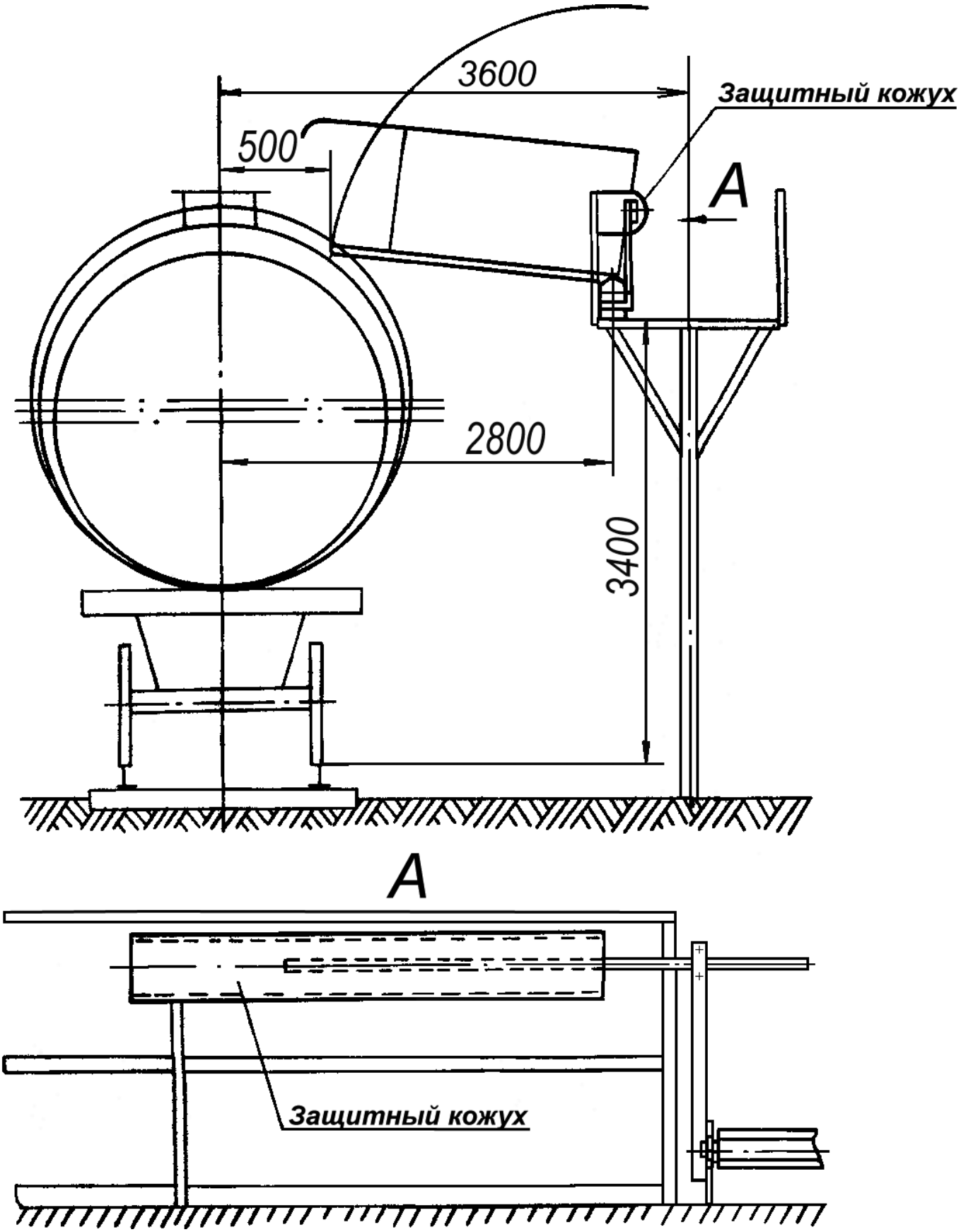


Рисунок 5

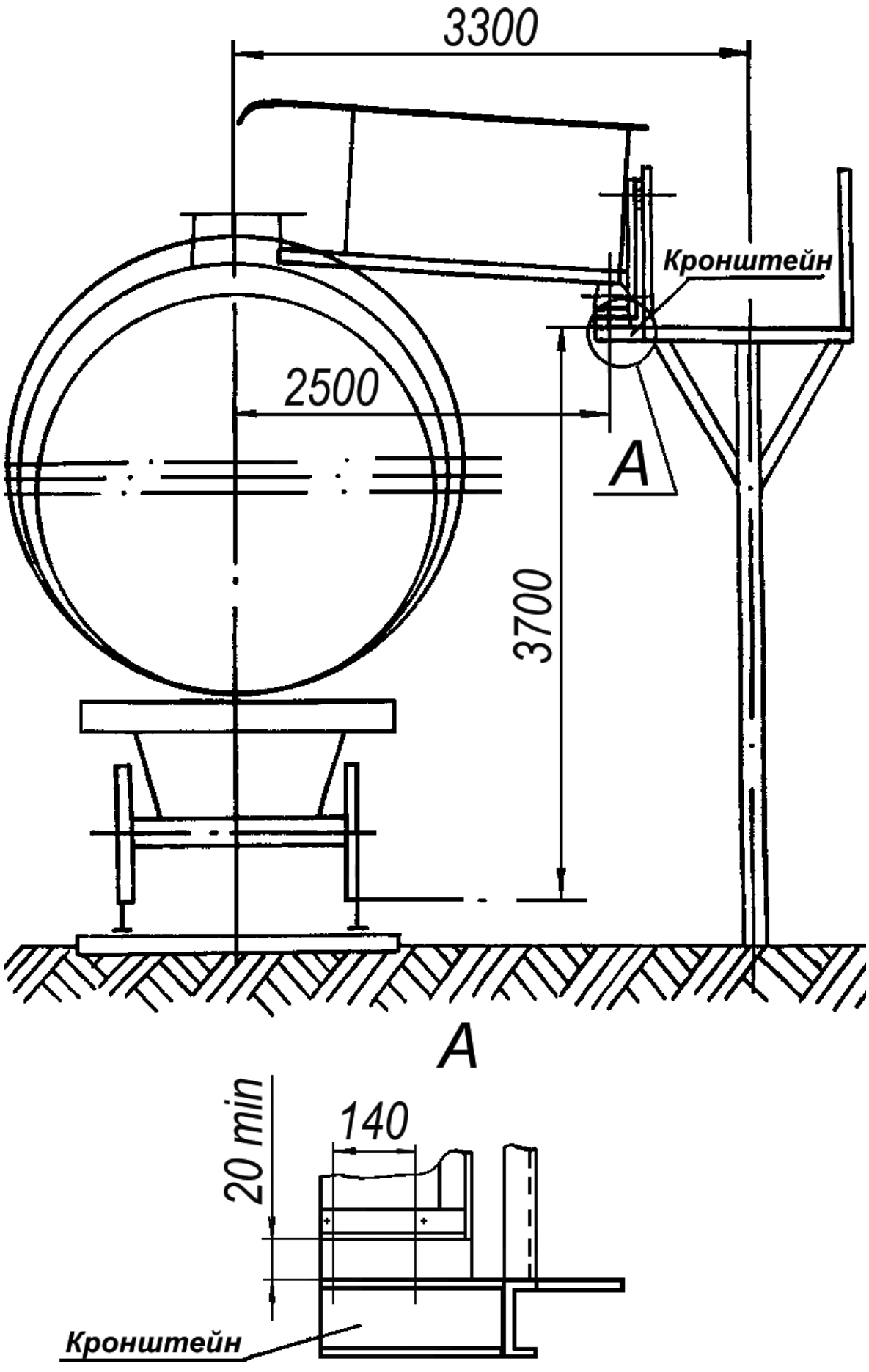


Рисунок 6

СТОЯК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Стояк для налива светлых нефтепродуктов СНА-100 АС (далее - стояк) предназначен для налива светлых нефтепродуктов в автомобильные цистерны с температурой наливаемого нефтепродукта от минус 40 °С до плюс 50 °С и диапазоном вязкости от 0,55 до 6,00 мм²/с во взрывоопасной зоне класса 1 по ГОСТ Р 51330.9-99.

Стояк устанавливается на АЗС, распределительных и перевалочных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и других объектах, связанных с транспортировкой светлых нефтепродуктов и обеспечивает разрешение и прекращение налива как с установки, так и из диспетчерской;

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды стояки соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения стояка при заказе и в других документах:

Стояк для налива светлых нефтепродуктов СНА-100 АС ТУ 3689-035-03467856-2010,

где С - стояк;

Н - налива;

А - автоцистерн;

100 - диаметр условного прохода, мм;

А - автоматизированное;

С - для светлых нефтепродуктов.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры стояка приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Диаметр условного прохода, мм	100
2 Рабочее давление среды, МПа (кгс/см²)	1 (10)
3 Пропускная способность, м³/час	80-160
4 Диапазон обслуживания, м	± 3,0
5 Усилие перемещения консольной части, Н, не более	30
6 Усилие открытие заслонки, Н, не более	50
7 Точность автоматического ограничения налива, мм	± 10
8 Время срабатывания заслонки с электроприводом, с, не более	3
9 Габаритные размеры (в рабочем положении), мм, не более:	
длина	3900
ширина	800
высота	5000
10 Масса, кг, не более	450

Срок службы - 10 лет.

Установленная безотказная наработка 2500 циклов.

Примечание. За цикл принимается время налива автомобильной цистерны вместимостью, не менее 4 м³.

Состав изделия

Стояк СНА-100 АС состоит из следующих основных частей (рисунок 1), указанных в таблице 2.

Таблица 2

Наименование узла или сборочной единицы	Позиция, №	Количество, шт.
Заслонка с электроприводом типа ЗЭПВ	1	1
Стойка	2	1
Шарнир	3	1
Вертлюг	4	1
Шарнир	5	1
Заслонка	6	1
Трубопровод	7	1
Клапан	8	1
Наконечник	9	1
Блок выпуска	10	1
Блок контроля уровня БКУ датчика ДВУ-1	11	1
Предохранитель огневой	12	1
Патрубок	13	1
Выпуск	14	1
Рукоятка	15	1
Тяга	16	1
Воронка	-	1
Устройство заземления автоцистерн УЗА-4К	-	1

Устройство и работа

Стояк для налива светлых нефтепродуктов СНА-100 АС состоит из вертикальной стойки 2, (рисунок 1) которая крепится основанием к фундаменту и внизу соединена с заслонкой с электроприводом 1, а в верхней части болтовыми соединениями - к опорному шарниру 3.

Опорный шарнир 3 соединен фланцевым соединением с вертлюгом 4 и через шарниры 5 с противовесом. Противовес болтами соединен с дисковой заслонкой 6 и с трубопроводом 7, к которому на патрубке 13 крепится наконечник 9 и выпуск 14.

На наконечнике 9 установлен предохранитель огневой 12.

Шарниры состоят из двух обойм, шариков и двух уплотняющих манжет одна из которых обеспечивает герметичность со стороны продукта, другая от атмосферных осадков.

Противовес выполнен из трубы и винта, по которому перемещаются груза 20 и закрепляются в нужном положении гайками 21.

Дисковая заслонка состоит из корпуса, диска, валиков и рукоятки и установлена между фланцами в начале трубопровода у противовеса. Закрытие-открытие производят рукояткой 15 посредством тяги 16.

Воздушный клапан 8 установлен на трубопроводе 7 и предназначен для полного слива остатка нефтепродукта из стояка после прекращения налива. Конструкция воздушного клапана приведена на рисунке 3.

Блок контроля уровня датчика ДВУ-1 поз. 11 (рисунок 1) закреплен на наконечнике 9 болтами, при заполнении автоцистерны до установленного уровня через блок управления датчика ДВУ-1 воздействует на заслонку с электроприводом 1, и отключает электродвигатель насоса.

Заслонки с электроприводом 1 состоит из электродвигателя, корпуса, внутри которого расположена винтовая пара и труба с винтовым пазом и датчика во взрывозащищенном исполнении.

Датчик заслонки с электроприводом состоит из герметичного корпуса, разделенного на две камеры, валика, на одном конце которого крепится лепесток, а на другом упор и два микропереключателя. Упор входит в паз трубы привода. Заслонка состоит из корпуса, диска и уплотняющего кольца.

Электродвигатель вращает через муфту ходовой винт. По винту перемещается гайка, которая при движении через пальцы с сидящими на них шарикоподшипниками давит на винтовой паз трубы, которая, опираясь внизу на шарикоподшипник, поворачивается и через планку с пазом и рукоятку открывает заслонку, труба, поворачиваясь на 90°, давит на упор датчика. Упор поворачивает валик, который установленным в нем лепестком нажимает на микропереключатель, подавая сигнал на отключение электродвигателя заслонки. В случае неполадок с электрооборудованием, заслонка может открываться и закрываться вручную за рукоятку, которая выводится из паза планки привода и, преодолевая сопротивление пружины, устанавливается в горизонтальное положение.

Исходное положение стояка: консольные трубы находятся под углом от 15° до 25° выше горизонтальной линии.

Для налива автоцистерны необходимо подвести и опустить наконечник в открытый люк цистерны, вращая ручку блока выпуска, опустить телескопическую трубу выпуска до дна автоцистерны и повернуть рукоятку заслонки на угол 90°.

После наполнения цистерны до заданного уровня датчик ДВУ-1 подает сигнал на закрытие заслонки (ЗЭПВ) и выключение электродвигателя насоса. Заслонку на трубопроводе закрывают поворотом рукоятки в обратную сторону на 90°, при этом открывается воздушный клапан 8, чем обеспечивается полнота слива продукта из горизонтальной трубы.

Выход телескопической трубы из цистерны после прекращения налива обеспечивается ручной лебёдкой.

Для заземления автоцистерны и других транспортных емкостей с целью отвода зарядов статического электричества при проведении слива-налива с одновременным контролем сопротивления заземляющей цепи (автоцистерна – заземляющее устройство) и блокировки включения насоса при сопротивлении заземляющей цепи более 100 Ом служит устройство заземления автоцистерн УЗА-4К, подробное описание которого изложено в руководстве по эксплуатации ЕВКН2.394.003 РЭ.

Устройство устанавливается при проведении монтажно-наладочных работ на нижней части стояка или в любом другом месте, удобном для эксплуатации.

Стояк комплектуется одним устройством УЗА-4К, которое состоит из блока контроля заземления и сигнализации (БКЗС); и одного комплекта владельца автоцистерны (КВА-К).

Стояк монтируется на площадке, предназначенной для налива автоцистерн высотой от двух до трех метров и имеющей удобные пути для проезда автоцистерн с прицепами, с размерами, указанными на рисунке 2.

Налив автоцистерн, как правило, осуществляется самотеком из резервуаров, у которых уровень нефтепродуктов выше фундамента стояка налива на четыре метра. Если уровень нефтепродуктов менее 4-х метров, то налив производится насосами. Оператор, направляя водителя к указанному стояку, подготавливает схему к отпуску

нефтепродукта включением пакетного выключателя. Водитель устанавливает автоцистерну так, чтобы горловина находилась в зоне обслуживания. Перед наливом привести в рабочее положение устройство заземляющее автоцистерну УЗА-4К согласно руководству по эксплуатации ЕВКН2.394.003 РЭ. Налив автоцистерны осуществляется водителем. Водитель поднимается на автоцистерну по эстакаде. Затем извлекает наконечник 9 из воронки для капежа, подводит и опускает наконечник 9 в горловину цистерны и, вращая ручку блока выпуска 10, выдвигает телескопическую трубу выпуска 14 до дна автоцистерны. Поворачивает рукоятку 15 (рисунок 1), на угол 90° посредством которой открывает заслонку 6, после этого нажимает кнопку, которая находится на датчике 11, при этом происходит включение электродвигателей насоса и заслонки с электроприводом на открытие. В случае отпуска нефтепродукта самотеком, происходит включение только электродвигателя заслонки с электроприводом.

Во время налива водитель следит за уровнем наливаемого нефтепродукта. При достижении нефтепродуктом заданного уровня датчик 11 выдаёт сигнал о заполнении, при этом срабатывает конечный выключатель, отключается насос и закрывается заслонка с электроприводом, прекращается налив, а также одновременно открывается воздушный клапан 8. После этого водитель должен привести трубопровод в исходное положение, а так же отключить устройство заземления автоцистерны.

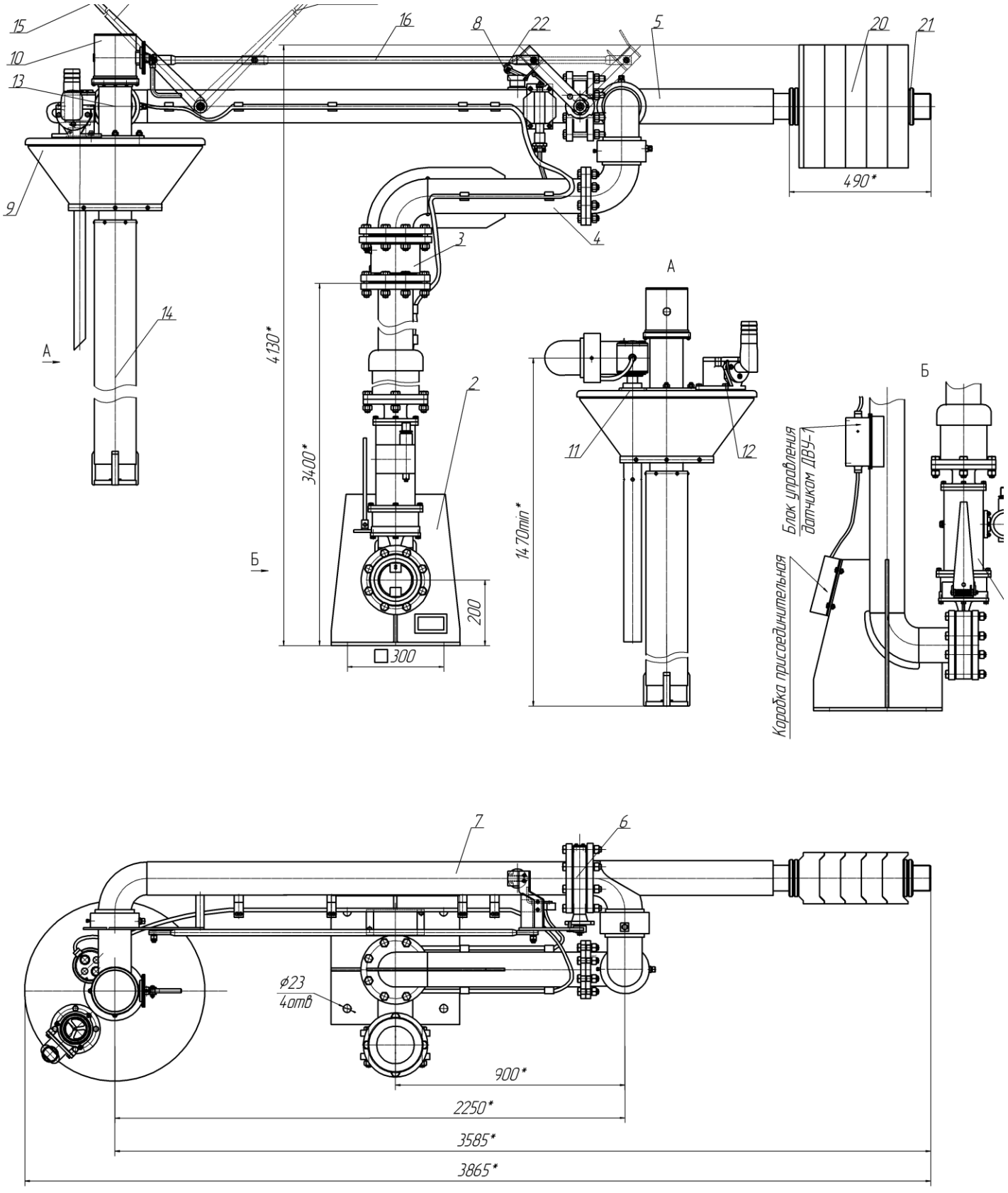


Рисунок 1 – Стояк налива светлых нефтепродуктов СНА-100АС.

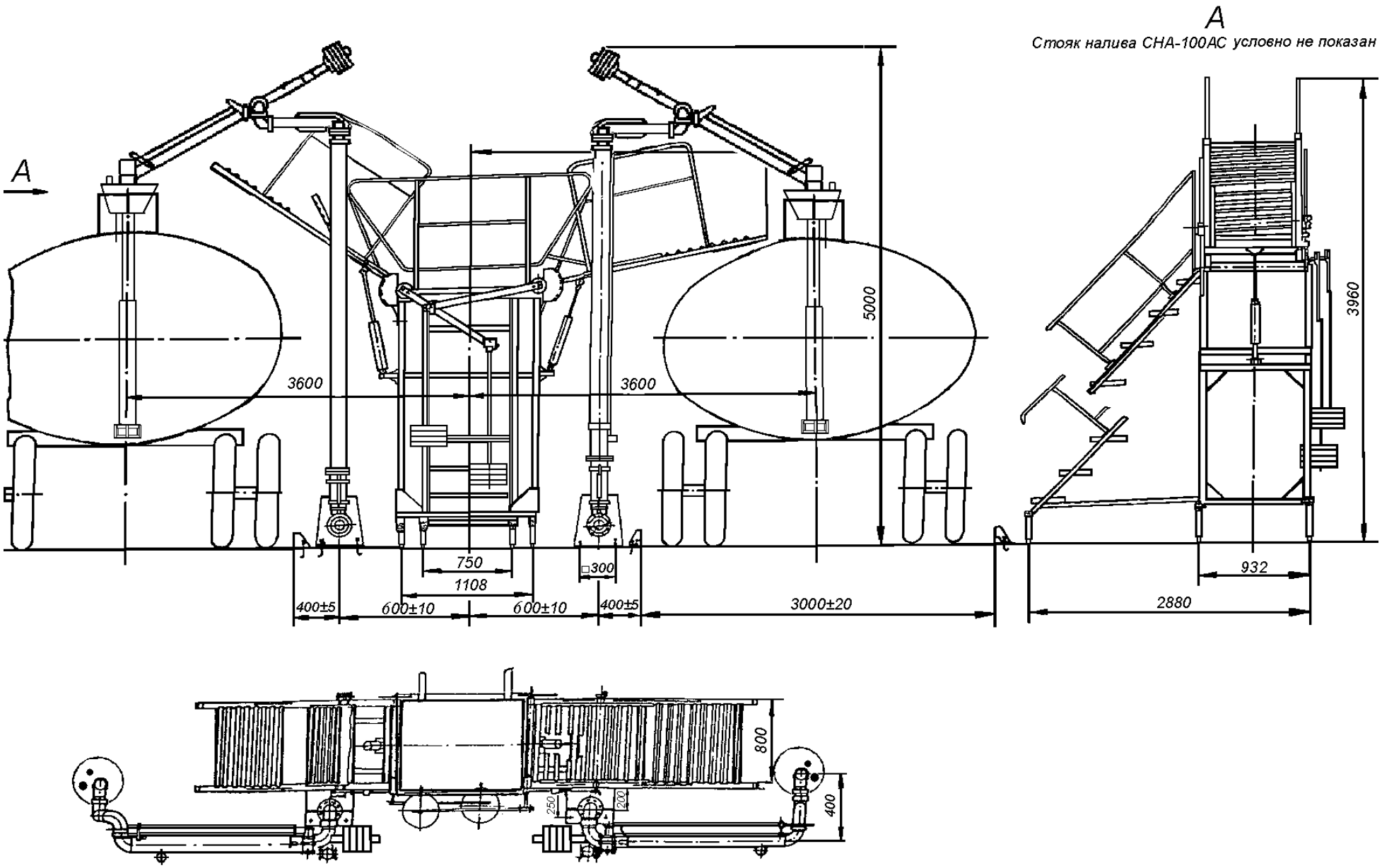


Рисунок 2 – Монтаж стояка для налива светлых нефтепродуктов СНА-100АС

СТОЯК НАЛИВА В АВТОЦИСТЕРНЫ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Стояк налива в автоцистерны СНА-100 (далее – стояк) предназначен для налива в автоцистерны масел и темных нефтепродуктов.

Стояк обеспечивает:

а) налив автоцистерн высотой от 2 до 3 метров;

б) автоматическое прекращение налива при достижении жидкостью заданного уровня;

в) автоматическое прекращение налива при нарушении заземления автомобильной цистерны или увеличении переходного сопротивления за 100 Ом (при комплектации устройством УЗА-4К);

г) выход насадки из цистерны после прекращения налива;

д) разрешение и прекращение налива как со стояка, так и из диспетчерской;

е) электроразогрев застывающего продукта в стояке.

Условия эксплуатации в части воздействия климатических факторов по ГОСТ15150-69, исполнение – У, категории 1.

Стояк налива может применяться в пожароопасных зонах классов П-I, П-II, П-III согласно классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) глава 7.4.

Пример записи обозначения стояков при заказе и в документации другой продукции:

Стояк налива в автоцистерны СНА-100Л ТУ 112-061-87,
Стояк налива в автоцистерны типа СНА-100П ТУ3689-035-03467856-2010,

где 100 - диаметр условного прохода;

Л - левое исполнение;

П - правое исполнение.

Технические характеристики

Основные параметры, габаритные размеры и масса стояка приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Пропускная способность, м³/ч	80-160
2 Диаметр условного прохода, мм	100
3 Рабочее давление, МПа	0,8
4 Усилие, необходимое для перемещения шарнирных труб, Н	10-50
5 Усилие, необходимое для открытия заслонки, Н, не более	80
6 Точность автоматического ограничения налива, мм	± 10
7 Время срабатывания заслонки с электроприводом, с	3
8 Диапазон обслуживания, м	± 1
9 Мощность электропривода, кВт	0,4
10 Мощность ленточного нагревателя, кВт	0,41
11 Сопротивление изоляции, МОм	1
12 Габаритные размеры, мм, не более (в рабочем положении)	
длина	2800
ширина	800
высота	5000

13 Масса, кг не более	390

Установленная безотказная наработка - 5000 циклов. Под циклом понимается поворот заслонки с электроприводом в автоматическом режиме на угол 90° и возвращение ее в исходное положение (за время не менее 1 минуты), а также опускание горизонтального и вертикального трубопровода на угол 55°±5° и возвращение в исходное положение.

Средний ресурс – 50000 циклов.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Наименование основных частей стояка (рисунок 1), указано в таблице 2.

Таблица 2

Наименование узла или сборочной единицы	Позиция, №	Количество, шт.
Заслонка с электроприводом ЗЭПВ	1	1
Шарнир опорный	2	1
Шарнир	3	3
Заслонка	4	1
Трубопровод горизонтальный	5	1
Трубопровод вертикальный	6	1
Насадок	7	1
Стойка	8	1
Датчик	9	1
Рукоятка	10	1
Тяга	11	1
Пневмопатрон	12	1
Держатель	13	1
Груз	14	3
Тяга	15	1
Цепь	16	1
Пневмопровод	17	1
Выключатель конечный	18	1
Скоба	19	1
Кожух	20	3
Воздушный клапан	21	1
Устройство заземления автоцистерн УЗА-4К	На рисунке не показано	1

Устройство и работа

Стояк (рисунки 1) состоит из вертикальной стойки 8, которая крепится основанием к фундаменту и внизу соединена с заслонкой с электроприводом 1, а в верхней части соединена с горизонтальным трубопроводом 5.

Трубопровод 5 соединен при помощи шарниров 2, 3 с вертикальной стойкой 8, вертикальным трубопроводом и насадки 7.

Шарниры 2 и 3 выполнены из обойм, между которыми расположены шарики. Отверстия для шариков закрыты пробкой. Герметизация обеспечивается резиновыми манжетами. Между стойкой 8 и горизонтальным трубопроводом 5 установлена заслонка 4, которая управляется рукояткой 10 посредством тяги 11. На держателе 13 установлены

грузы 14, которые можно перемещать по держателю. Держатель 13 общим концом соединяется при помощи тяги 15 с вертикальным трубопроводом 6.

Изменение угла наклона горизонтального трубопровода 5, вертикального трубопровода 6, насадка 7 осуществляется оператором вручную при помощи скобы 19, которая также служит упором для люка автомобильной цистерны.

К насадку 7 прикреплен при помощи кронштейна пневмопатрон 12, который соединен с датчиком 9 пневмопроводом 17. Опуская или поднимая пневмопатрон вдоль насадка можно регулировать высоту налива нефтепродукта в цистерну.

При помощи пневмопатрона давление передается по пневмопроводу на мембрану датчика 9, которая, воздействуя на микропереключатель, закрывает заслонку с электроприводом 1.

Привод заслонки состоит из электродвигателя, корпуса, внутри которого расположены винтовая пара и труба с винтовым пазом. Для управления заслонкой на корпусе ЗЭПВ установлен датчик во взрывозащищенном исполнении.

Труба, поворачиваясь на 90°, давит на упор датчика. Упор поворачивает валик, который закрепленным в нем лепестком нажимает на микропереключатель, подавая сигнал на отключение электродвигателя заслонки.

В случае неполадок с электрооборудованием, заслонка может открываться и закрываться вручную за рукоятку, которая выводится из паза планки привода и преодолевая сопротивление пружины, устанавливается в горизонтальное положение.

Стойка 8 стояка обмотана нагревательной лентой ЭНГЛ 180 (позиция 23), которая включается в холодное время года для разогрева застывшего продукта. Лента наматывается с шагом 150 мм, концы ленточного нагревателя закрепляются при помощи стеклоленты ЛЭС 0,8х8.

Стойка 8 вместе с нагревательной лентой закрывается теплоизоляционными матами. Маты закрываются кожухом 20.

По требованию заказчика допускается изготовление стояка налива без электроподогрева.

Для заземления автоцистерны и других транспортных емкостей с целью отвода зарядов статического электричества при проведении слива-налива с одновременным контролем сопротивления заземляющей цепи (автоцистерна – заземляющее устройство) и блокировки включения насоса при сопротивлении заземляющей цепи более 100 Ом служит устройство заземления автоцистерн УЗА-4К (на рисунках не показано).

Устройство устанавливается при проведении монтажноналадочных работ на нижней части стояка или в любом другом месте, удобном для эксплуатации. Стояк комплектуется одним устройством УЗА-4К, которое состоит из блока контроля заземления, сигнализации (БКЗС) и пяти комплектов владельца автоцистерны (КВА-К).

Налив автоцистерн, как правило, осуществляется самотеком из резервуаров, у которых уровень нефтепродуктов выше фундамента стояка налива на четыре метра. Если уровень нефтепродуктов менее 4-х метров, то налив производится с помощью насосов. Оператор, направляя водителя к указанному стояку, подготавливает схему к отпуску нефтепродукта посредством включения пакетного выключателя. Водитель устанавливает автоцистерну так, чтобы горловина находилась в зоне обслуживания. Перед наливом привести в рабочее положение устройство, заземляющее автоцистерну УЗА-4К. Налив автоцистерны осуществляется водителем. Водитель поднимается на автоцистерну по эстакаде. Затем снимает капежное ведро и вешает его на крючок, опускает насадок в горловину цистерны и поворачивает рукоятку 10 (рисунок 1), на угол

90° посредством которой открывает заслонку 4, после этого нажимает кнопку, которая находится на датчике 9, при этом происходит включение электродвигателей насоса и заслонки с электроприводом на открытие. В случае отпуска нефтепродукта самотеком, происходит включение только электродвигателя заслонки с электроприводом. Во время налива водитель следит за уровнем наливаемого нефтепродукта. При достижении нефтепродуктом заданного уровня водитель поворачивает рукоятку 10 заслонки, тем самым, закрывая заслонку 4, при этом срабатывает конечный выключатель 5, отключается насос и закрывается заслонка с электроприводом, и прекращается налив, а также одновременно открывается воздушный клапан 21. После этого водитель должен одеть капежное ведро и привести трубопровод в исходное положение, а так же отключить устройство заземления автоцистерны.

При аварийных ситуациях, когда водитель не уследил за предельным уровнем нефтепродукта в автоцистерне, в пневмопатроне создается избыточное давление воздуха, которое передается на датчик 9. Мембрана датчика прогибается и нажимает на кнопку микровыключателя, который выключает электродвигатель насоса и закрывает заслонку с электроприводом 1.

При необходимости оператор с пульта управления может отключить электродвигатель насоса, тем самым, прекращая налив.

Стояк СНА-100АС устанавливается согласно размерам, указанным на рисунке 2.

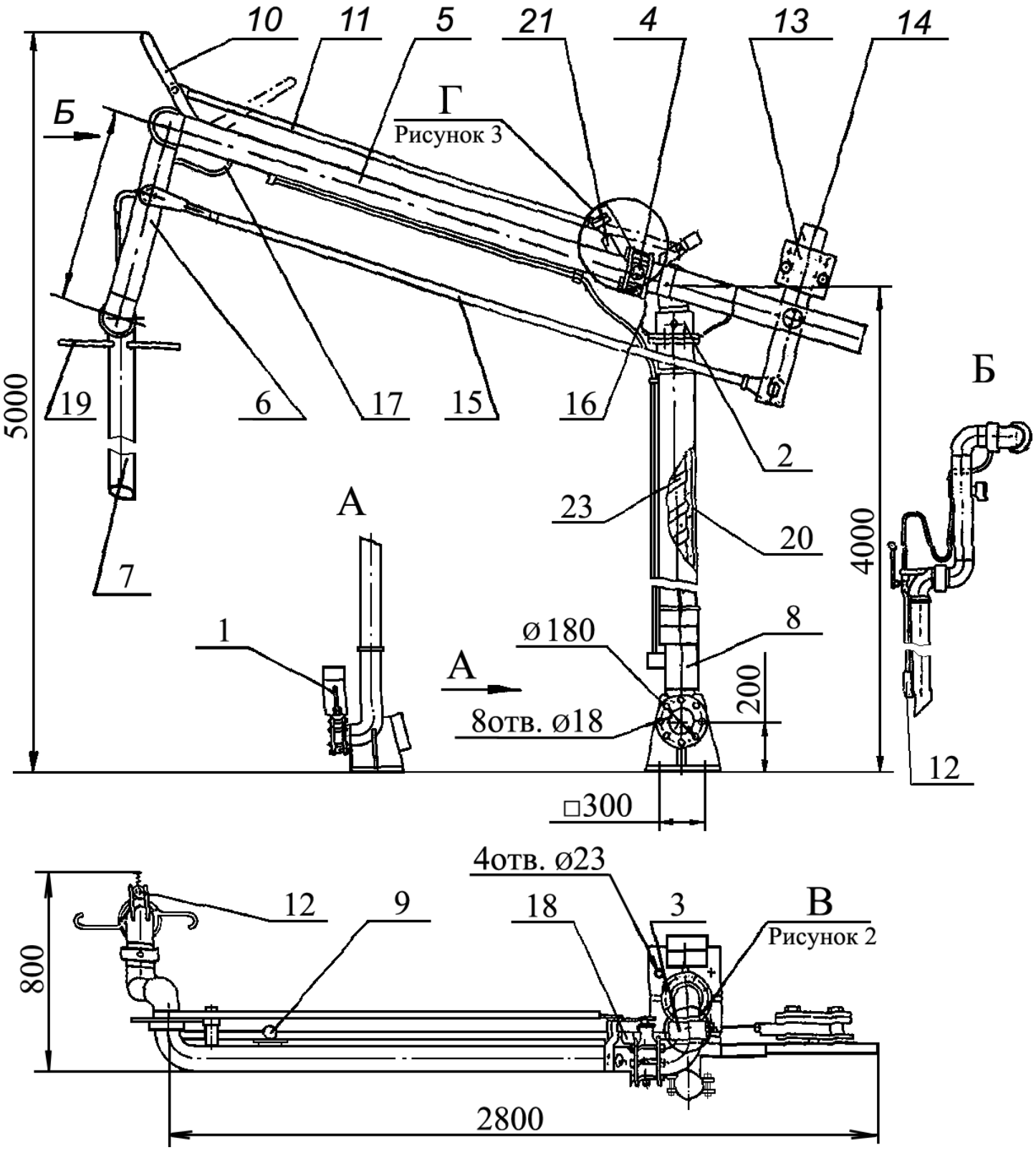

10
11
5
21
4
13
14
Б
Г
Рисунок 3
19
6
17
15
16
2
5000
Б
23
20
4000
А
7
1
ø180
8
А
200
8отв. ø18
12
□300
4отв. ø23
12
9
18
3
В
Рисунок 2
800
2800

Рисунок 1

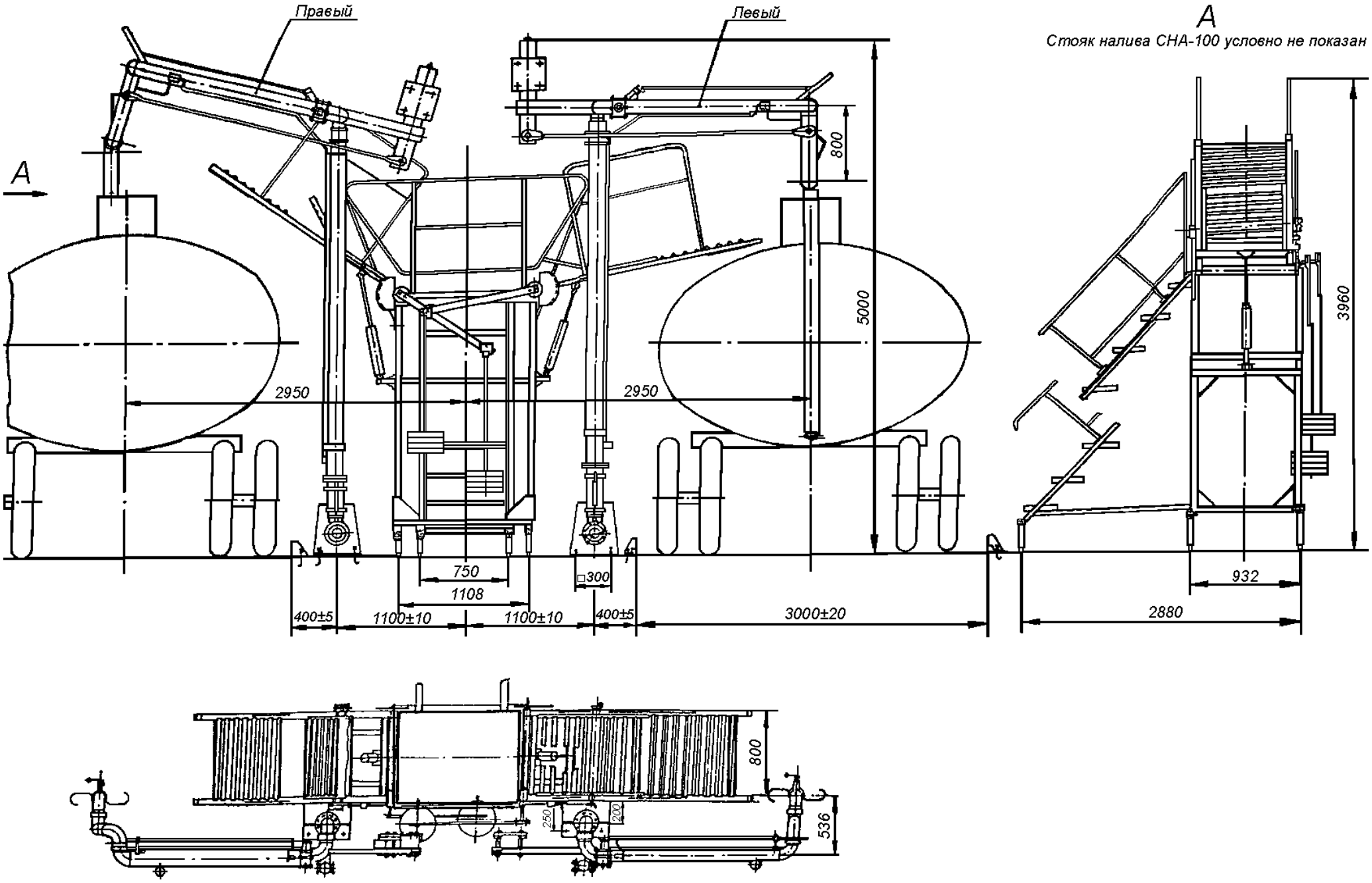


Рисунок 2 - Монтаж стояка налива СНА-100 в автоцистерны

ЭСТАКАДА Э-1

Тип налива - односторонний

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Эстакада Э-1 (в дальнейшем эстакада) предназначена для удобства налива в автоцистерны нефтепродуктов при помощи стояков налива типа СНА и других устройств. Эстакада обеспечивает обслуживание автоцистерны с высотою от двух до трех метров;

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды эстакада соответствует исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения эстакады при заказе и в других документах:

Эстакада Э-1 ТУ 112-062-87. Тип налива - односторонний.

Примечание – По согласованию с заказчиком эстакада Э-1 (тип налива – односторонний) изготавливается левого или правого исполнения.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры эстакады указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Рабочая длина мостика, мм	2100
2 Ширина мостика, мм	700
3 Нагрузка на мостик, Н, не более	1200
4 Нагрузка на площадку, Н, не более	3500
5 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	3500
ширина	3400
высота	3700
6 Масса, кг, не более	490

Установленная безотказная наработка – 5000 циклов.

Под циклом понимается поворот мостика на угол 80°± 3° и обратно.

Средний ресурс – 50000 циклов.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Эстакада (рисунок 1, 2, 3) состоит из следующих основных частей: основания 1, мостика 2, поручней мостика 4, стоек 5, 6, 14, лестницы 7, ограждений площадки 8, 9, 15, перил лестницы 10, поперечины 11, газовых пружин 74.

Устройство и работа

Основание эстакады 1 (рисунок 1) представляет собой сварную раму из уголков.

В верхней части основания приварены корпуса, к которым шарнирно присоединяется мостик 2 (рисунок 1). На площадке основания 1 установлены

стойка 14 (рисунок 1) и стойки 5, 6 (рисунок 3), которые крепятся болтовыми соединениями (Г-Г рисунок 6).

Мостик 2 (рисунок 1) представляет собой сварную конструкцию из уголков. Концевая часть мостика, контактирующая с автоцистерной, выполнена из искробезопасных материалов. Ограждение мостика состоит из двух поручней (с каждой стороны мостика) шарнирно соединенных со стойками и складывающимися при приведении мостика в вертикальное положение.

Приведение мостика в гаражное положение выполняется цепью 73 (рисунок 1). Фиксация мостика в вертикальном положении осуществляется фиксатором, установленным на левой стойке. Для приведения мостика в горизонтальное положение необходимо нажать на педаль фиксатора ногой.

Лестница 7 (рисунок 3) представляет собой сварную конструкцию из уголков, на которых закреплены перила. Лестница крепится к основанию болтовыми соединениями (Н-Н рисунок 6).

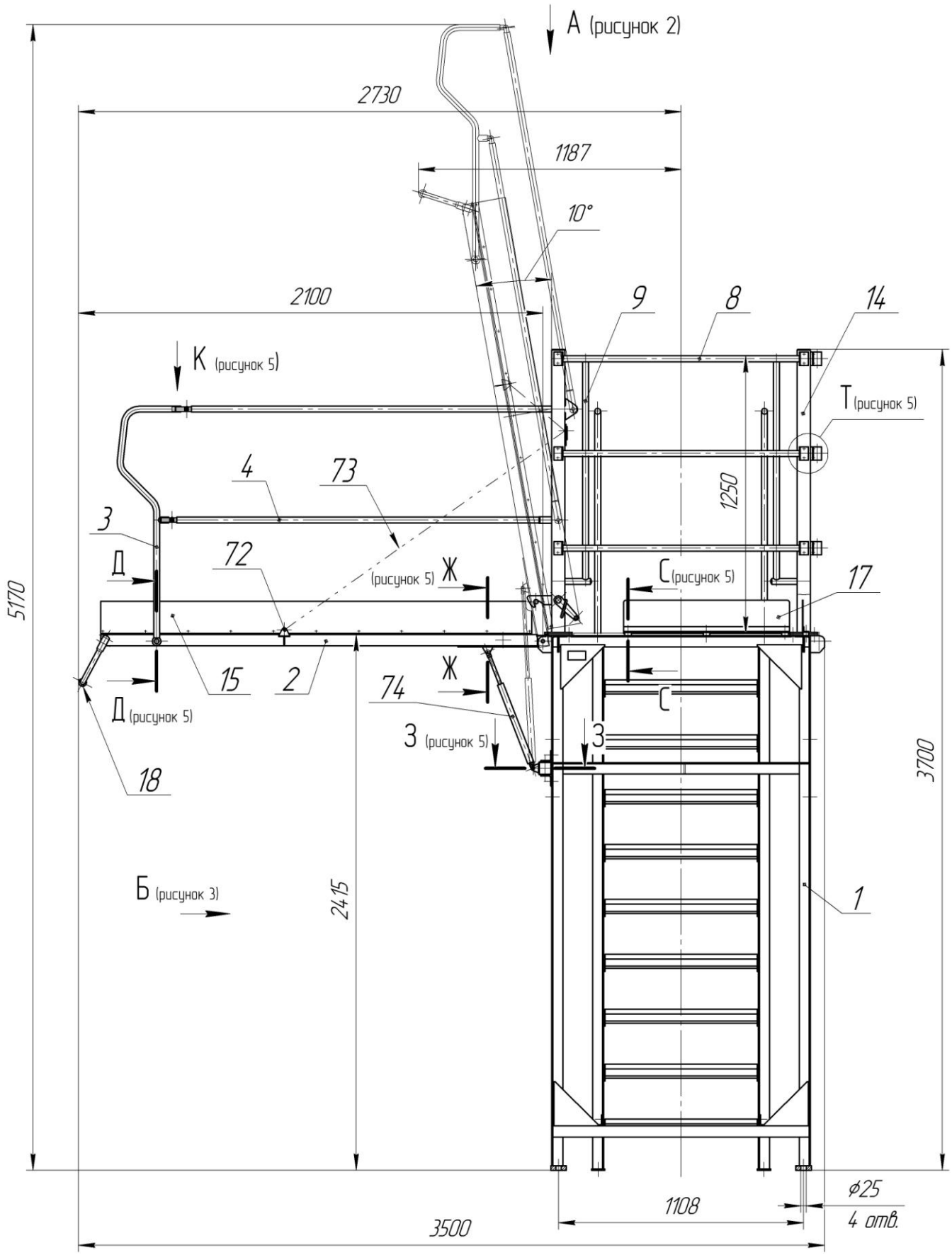
Газовая пружина 74 (рисунок 1) предназначена для компенсации мышечного усилия при подъёме и опускании мостика.

Эстакада устанавливается на площадке, обеспечивающей удобные пути для проезда автоцистерны. Эстакада устанавливается на фундаменте и крепится фундаментными болтами М20 (в комплект поставки не входят).

Перед началом эксплуатации необходимо проверить работу мостика и сцепление фиксатора с осью фиксатора расположенной на раме мостика при приведении мостика в гаражное положение.

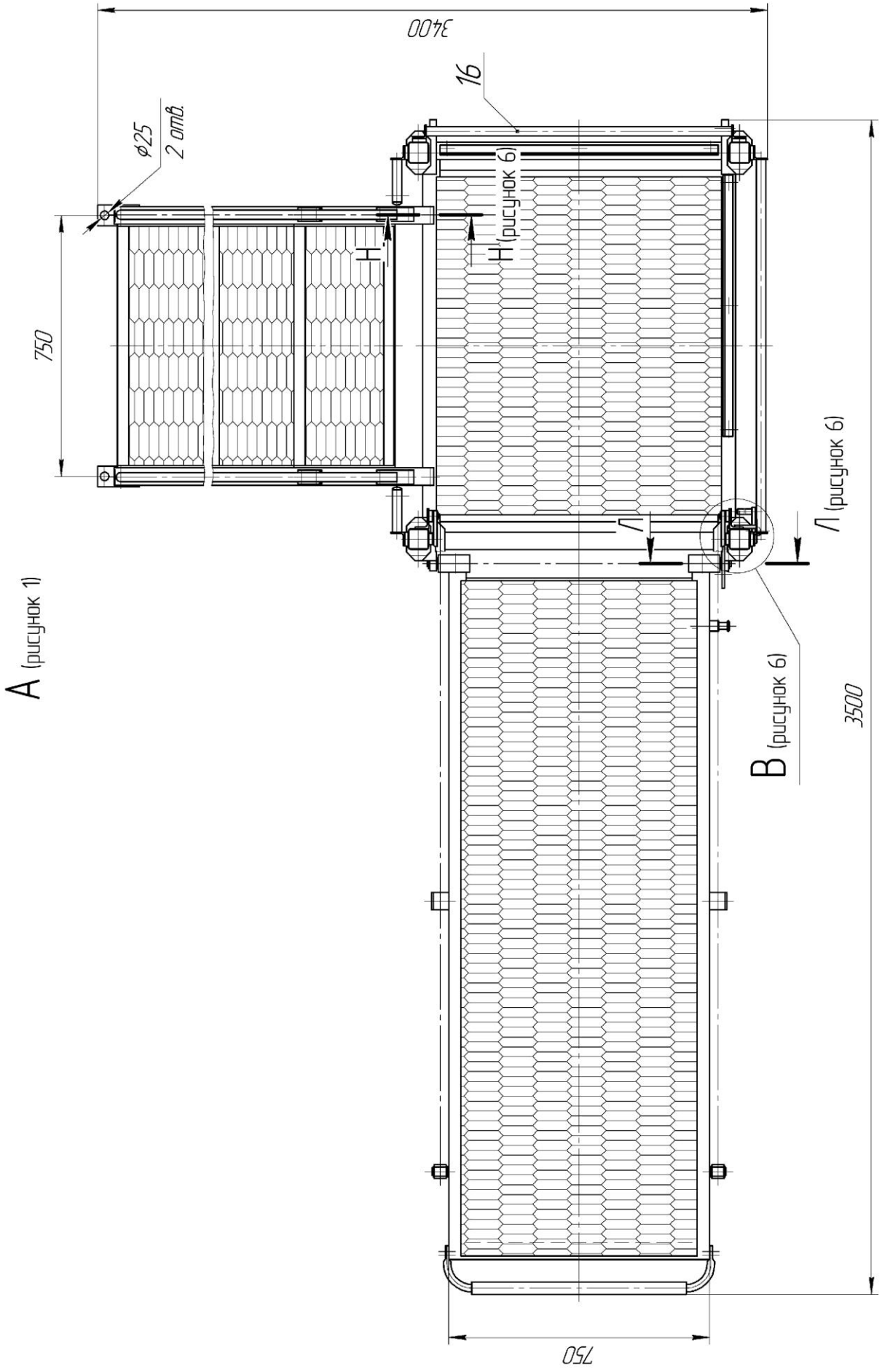
Во время работы водитель устанавливает автоцистерну так, чтобы она находилась в зоне обслуживания эстакады. Водитель (оператор) поднимается по лестнице на площадку эстакады (рисунок 1, 2, 3).

Нажимает ногой на педаль расположенную на левой стойке и рукой толкает мостик от себя. Под действием собственного веса мостик начинает плавно опускаться до тех пор, пока его свободный конец не опустится на автоцистерну. После этого водитель (оператор) переходит на автоцистерну для выполнения дальнейших технологических операций. После завершения операция по наливу водитель (оператор) переходит на площадку эстакады. Приведение мостика в гаражное положение выполняется путём натяжения цепи 73 (рисунок 1). Тяговое усилие на цепи не должно превышать 25 кг. Фиксация мостика в вертикальном положении осуществляется автоматически фиксатором, установленным на левой стойке.



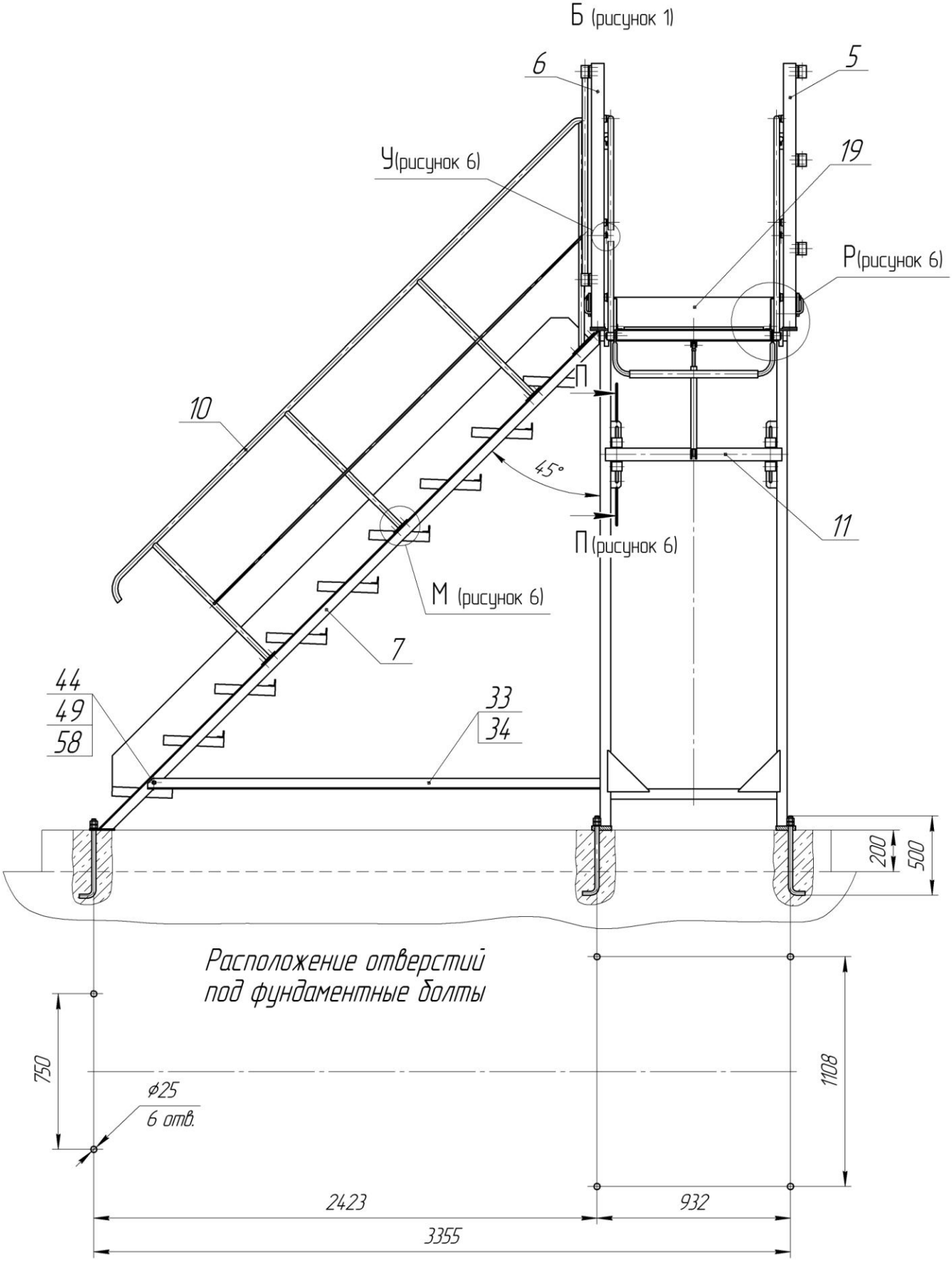
1 - основание; 2 - мостик; 3 - стойка поручня; 4 - поручень; 8, 9 – ограждения площадки; 14 – стойка; 15 – отбортовка мостика; 17 – отбортовка площадки; 18 – опора мостика; 72 - скоба такелажная 6 DIN A82101; 73 - цепь 5х35 оцинкованная DIN 763; 74 - газовая пружина GS-28-350-AA-X-2500

Рисунок 1 – Эстакада Э-1 (тип налива – односторонний)



16 - ограждения площадки

Рисунок 2 – Эстакада Э-1 (тип налива – односторонний)



5 - стойка левая; 6 - стойка правая; 7 - лестница; 10 - перила;
11 - поперечина; 19 – отбортовка; 33, 34 – стяжки мостика; 44 - болт М10х25 ГОСТ7798; 49 - гайка М10 ГОСТ5915; 58- шайба 10.65Г ГОСТ6402

Рисунок 3 – Эстакада Э-1 (тип налива – односторонний)

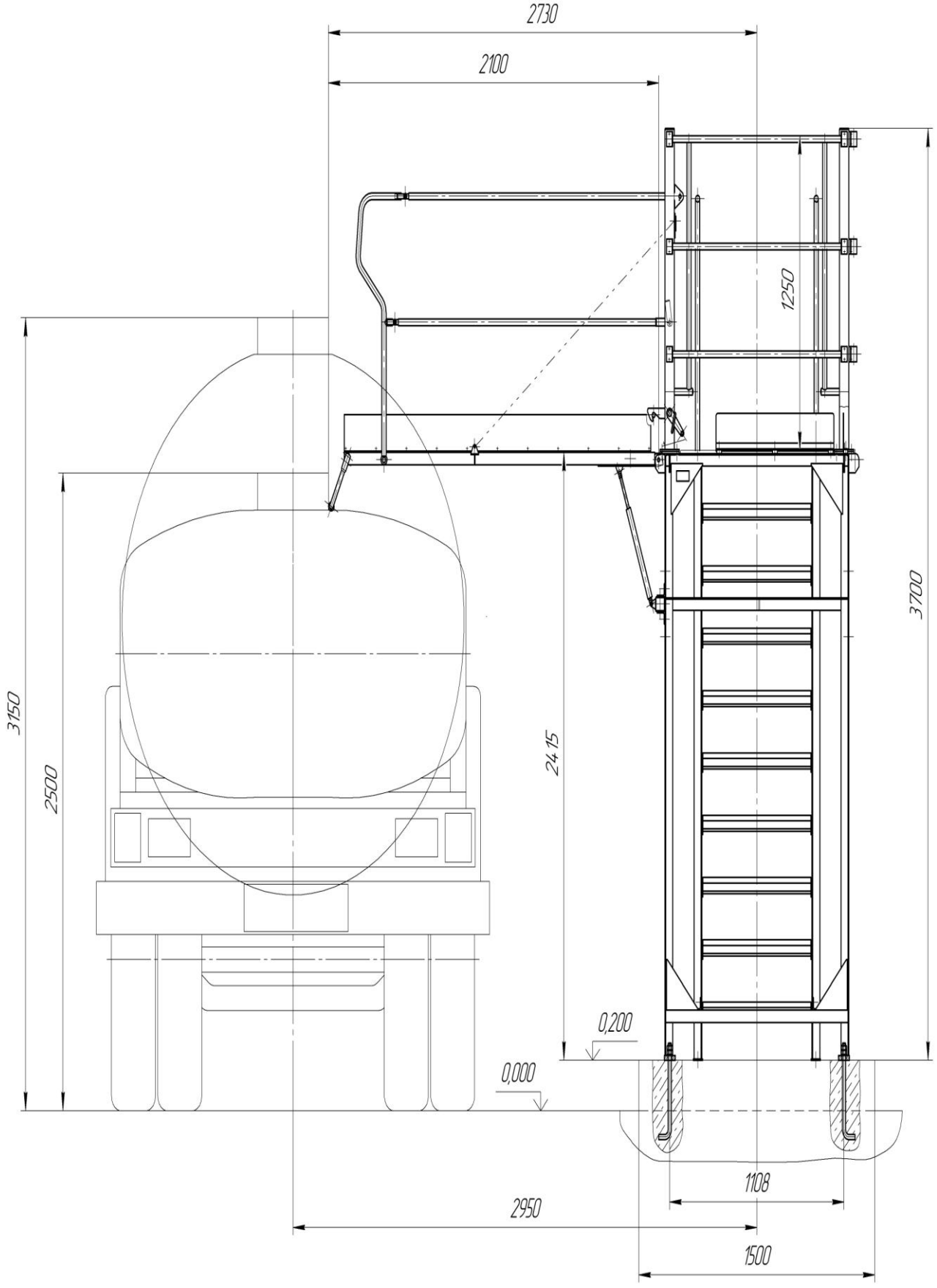
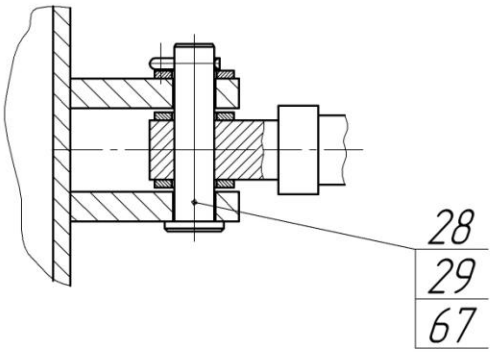
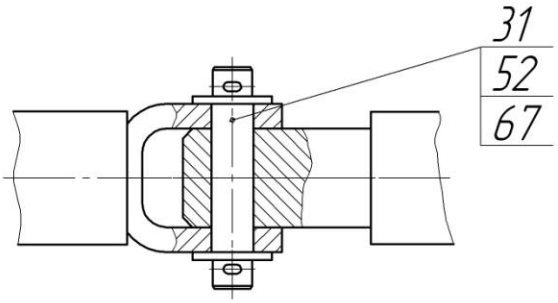


Рисунок 4 – Схема монтажа эстакады Э-1 (тип налива – односторонний)

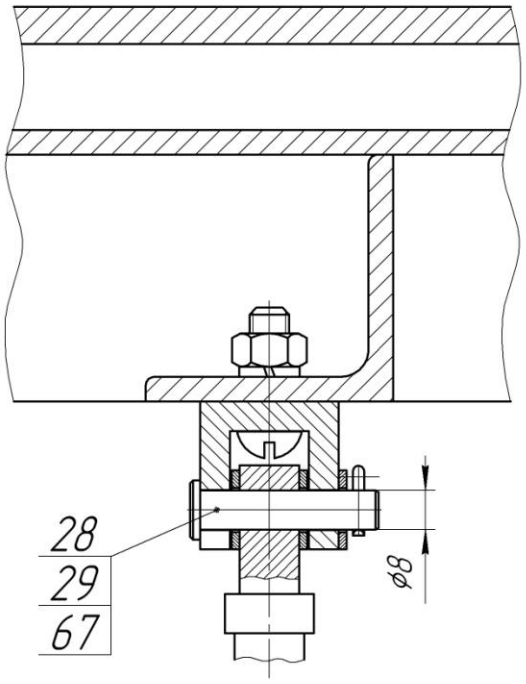
З–З (рисунок 1)



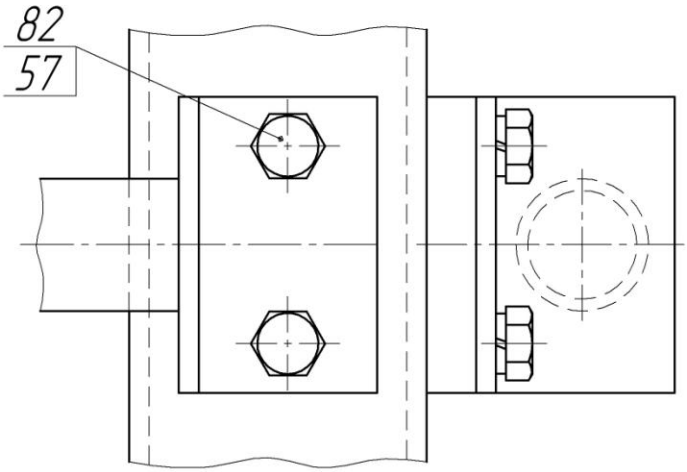
К (рисунок 1)



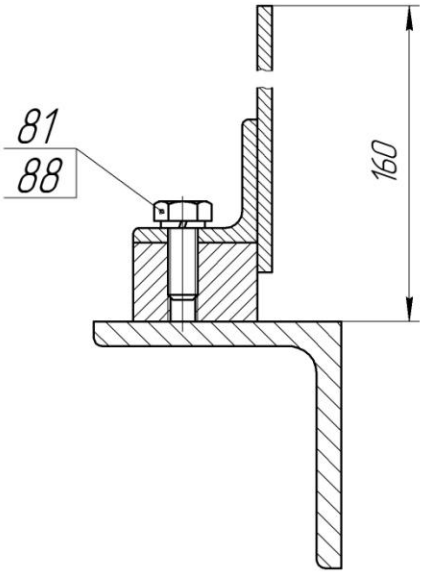
Ж– Ж (рисунок 1)



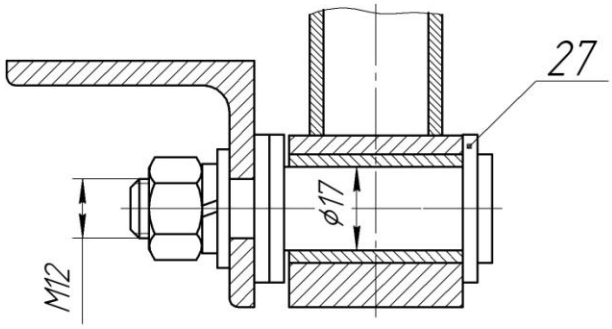
Т (рисунок 1)



С–С (рисунок 1)

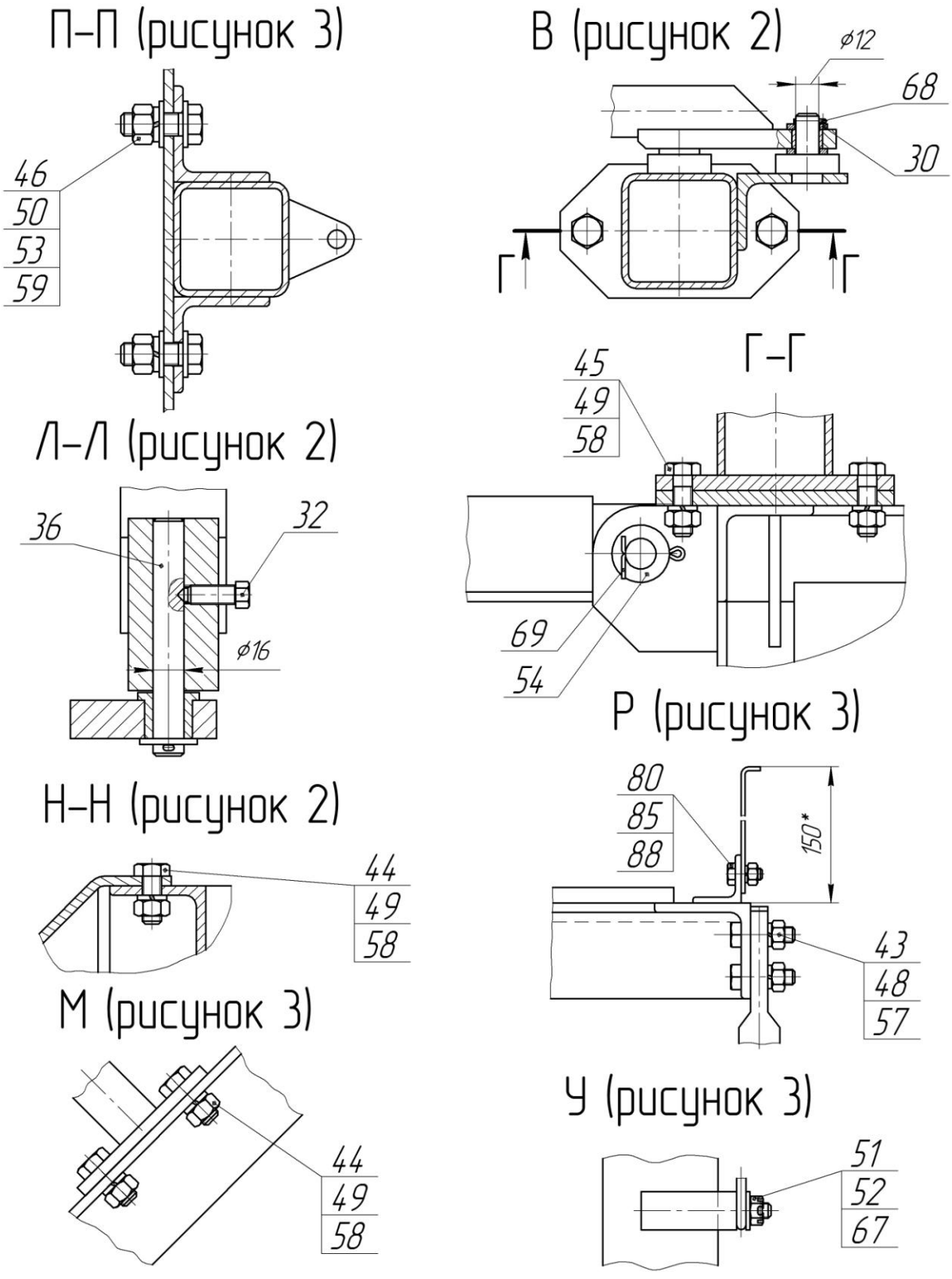


Д–Д (рисунок 1)



27, 29 - шайба; 28 - ось; 31 - ось поручня; 52 - шайба 8 ГОСТ11371; 57 - шайба 8.65Г ГОСТ6402; 67 - шплинт 2х20 ГОСТ397; 81 - болт М6х16 ГОСТ7798; 82 - болт М8х14 ГОСТ7798; 88 - шайба 6.65Г ГОСТ6402

Рисунок 5



30 - шайба; 32 - винт стопорный; 36 - ось; 43 - болт М8х28 ГОСТ7798; 44 - болт М10х25 ГОСТ7798; 45 - болт М10х32 ГОСТ7798; 46 - болт М12х35 ГОСТ7798; 48 - гайка М8 ГОСТ5915; 49 - гайка М10 ГОСТ5915; 50 - гайка М12 ГОСТ5915; 51 - гайка М8 ГОСТ5919; 53 - шайба 12 ГОСТ11371; 52 - шайба 8 ГОСТ11371; 54 - шайба 16 ГОСТ11371; 57 - шайба 8.65Г ГОСТ6402; 58 – шайба 10.65Г ГОСТ6402; 59 - шайба 12.65Г ГОСТ6402; 67 - шплинт 2х20 ГОСТ397; 68 - шплинт 3,2х20 ГОСТ397; 69 - шплинт 4х32 ГОСТ397; 80 - болт М6х14 ГОСТ7798; 85 - гайка М6 ГОСТ5915; 88 - шайба 6.65Г ГОСТ6402

Рисунок 6

ЭСТАКАДА Э-1

Тип налива — двухсторонний

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Эстакада Э-1 (далее эстакада) предназначена для удобства налива в автоцистерны нефтепродуктов при помощи стояков налива типа СНА и других устройств. Эстакада обеспечивает обслуживание автоцистерн с высотою от двух до трёх метров.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды эстакада соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения эстакады при заказе и в других документах:

Эстакада Э-1 ТУ 112-062-87. Тип налива — двухсторонний.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры эстакады указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Рабочая длина мостика, мм	2100
2 Ширина мостика, мм	700
3 Нагрузка на мостик, Н, не более	1200
4 Нагрузка на площадку, Н, не более	3500
5 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	3500
ширина	5500
высота	3700
6 Масса, кг, не более	620

Установленная безотказная наработка – 5000 циклов.

Под циклом понимается поворот мостика на угол 80°± 3° и обратно.

Средний ресурс – 50000 циклов.

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Эстакада (рисунок 1, 2, 3) состоит из следующих основных частей: основания 1; мостика 2; поручней мостика 4; стоек 5, 6; лестницы 7; ограждений площадки 8, 9; перил лестницы 10; поперечин 11; газовых пружин 74.

Устройство и работа

Основание эстакады 1 (рисунок 1) представляет собой сварную раму из уголков. В верхней части основания приварены корпуса, к которым шарнирно присоединяется мостик 2 (рисунок 1). На площадке основания 1 установлены стойки 5, 6 (рисунок 3), которые крепятся болтовыми соединениями (Г-Г рисунок 6).

Мостик 2 (рисунок 1) представляет собой сварную конструкцию из уголков. Концевая часть мостика, контактирующая с автоцистерной, выполнена из искробезопасных материалов. Ограждение мостика состоит из двух поручней (с каждой стороны мостика) шарнирно соединенных со стойками и складывающимися при приведении мостика в вертикальное положение.

Приведение мостика в гаражное положение выполняется цепью 73 (рисунок 1). Фиксация мостика в вертикальном положении осуществляется фиксатором, установленным на левой стойке. Для приведения мостика в горизонтальное положение необходимо нажать на педаль фиксатора ногой.

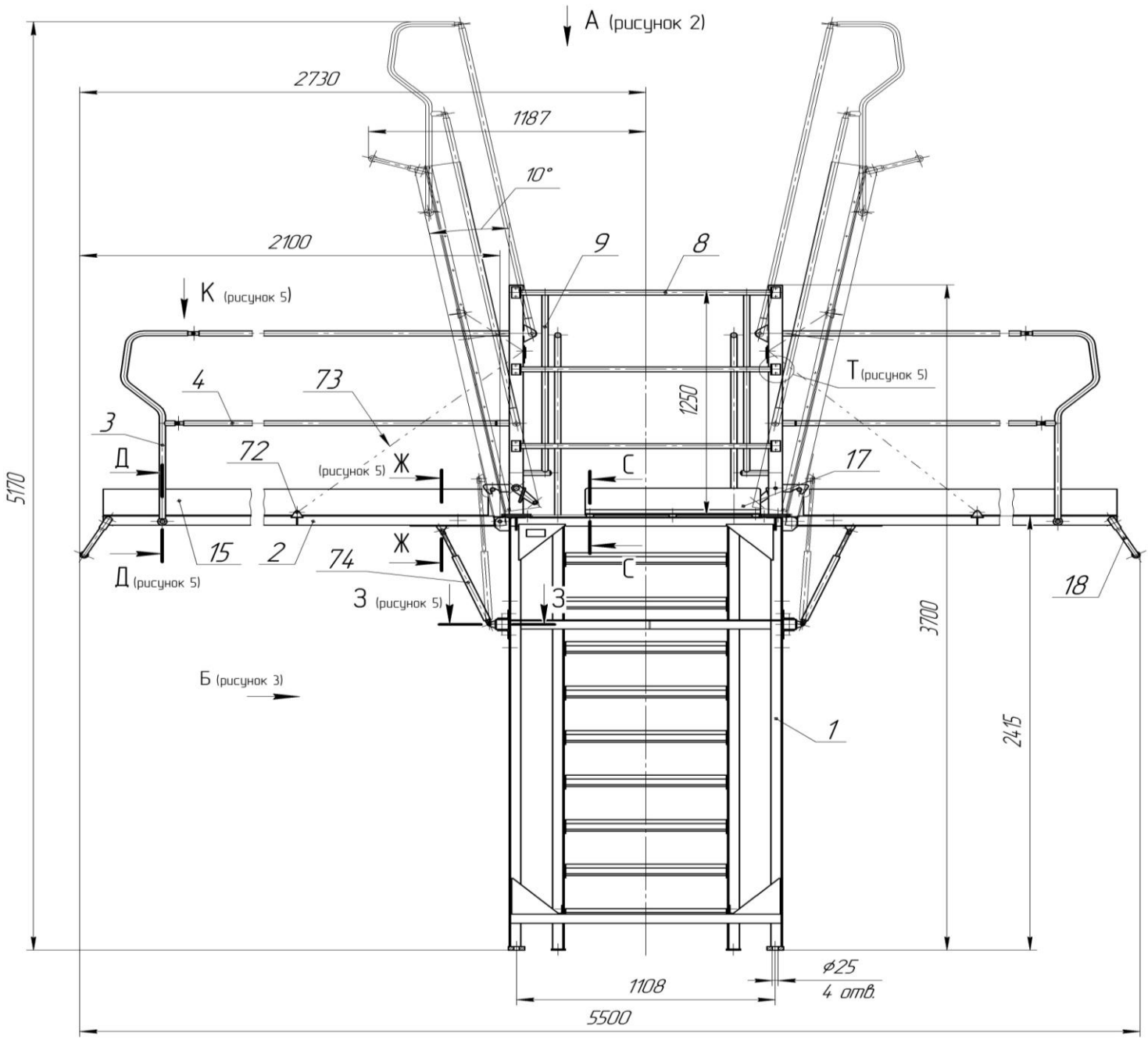
Лестница 7 (рисунок 3) представляет собой сварную конструкцию из уголков, на которых закреплены перила. Лестница крепится к основанию болтовыми соединениями (Н-Н рисунок 6).

Газовая пружина 74 (рисунок 1) предназначена для компенсации мышечного усилия при подъёме и опускании мостика.

Эстакада устанавливается на площадке, обеспечивающей удобные пути для проезда автоцистерны. Эстакада устанавливается на фундаменте и крепится фундаментными болтами М20 (в комплект поставки не входят).

Перед началом эксплуатации необходимо проверить работу мостиков и сцепление фиксатора с осью фиксатора расположенной на раме мостика при приведении мостика в гаражное положение.

Во время работы водитель устанавливает автоцистерну так, чтобы она находилась в зоне обслуживания эстакады. Водитель (оператор) поднимается по лестнице на площадку эстакады (рисунок 1, 2, 3) нажимает ногой на педаль, расположенную на левой стойке, и рукой толкает мостик от себя. Под действием собственного веса мостик начинает плавно опускаться до тех пор, пока его свободный конец не опустится на автоцистерну. После этого водитель (оператор) переходит на автоцистерну для выполнения дальнейших технологических операций. После завершения операция по наливу водитель (оператор) переходит на площадку эстакады. Приведение мостика в гаражное положение выполняется путём натяжения цепи 73 (рисунок 1). Тяговое усилие на цепи не должно превышать 25 кг. Фиксация мостика в вертикальном положении осуществляется автоматически фиксатором, установленным на левой стойке.



1 - основание; 2 - мостик; 3 - стойка поручня; 4 - поручень; 8, 9 – ограждения площадки; 15 – отбортовка мостика; 17 – отбортовка площадки; 18 – опора мостика; 72 - скоба такелажная 6 DIN A82101; 73 - цепь 5х35 оцинкованная DIN 763; 74 - газовая пружина GS-28-350-AA-X-2500

Рисунок 1 – Эстакада Э-1 (тип налива – двухсторонний)

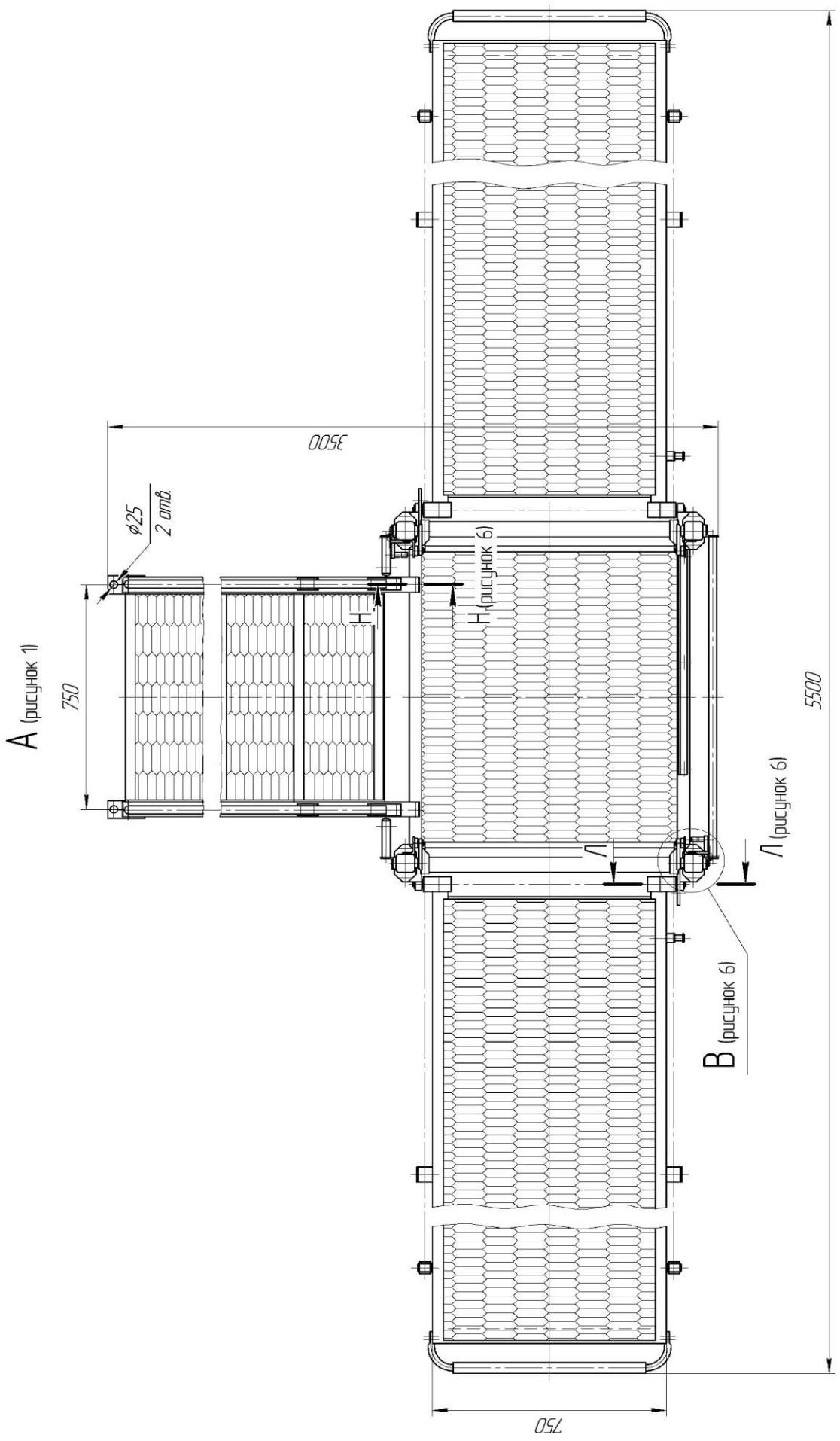
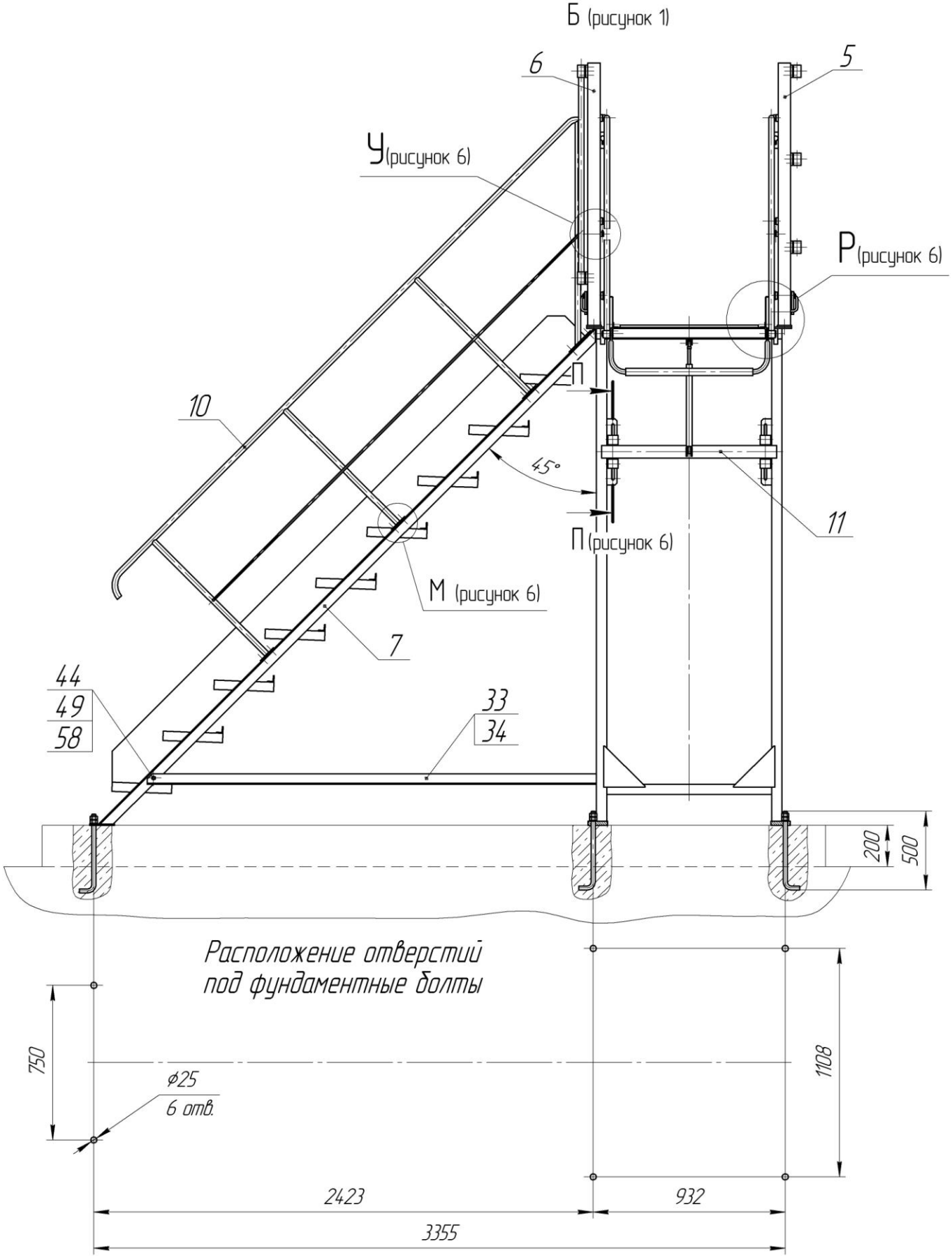


Рисунок 2 – Эстакада Э-1 (тип налива – двухсторонний)



5 - стойка левая; 6 - стойка правая; 7 - лестница; 10 - перила;
11 - поперечина; 33, 34 – стяжки мостика; 44 - болт М10х25 ГОСТ7798;
49 - гайка М10 ГОСТ5915; 58- шайба 10.65Г ГОСТ6402

Рисунок 3 – Эстакада Э-1 (тип налива – двухсторонний)

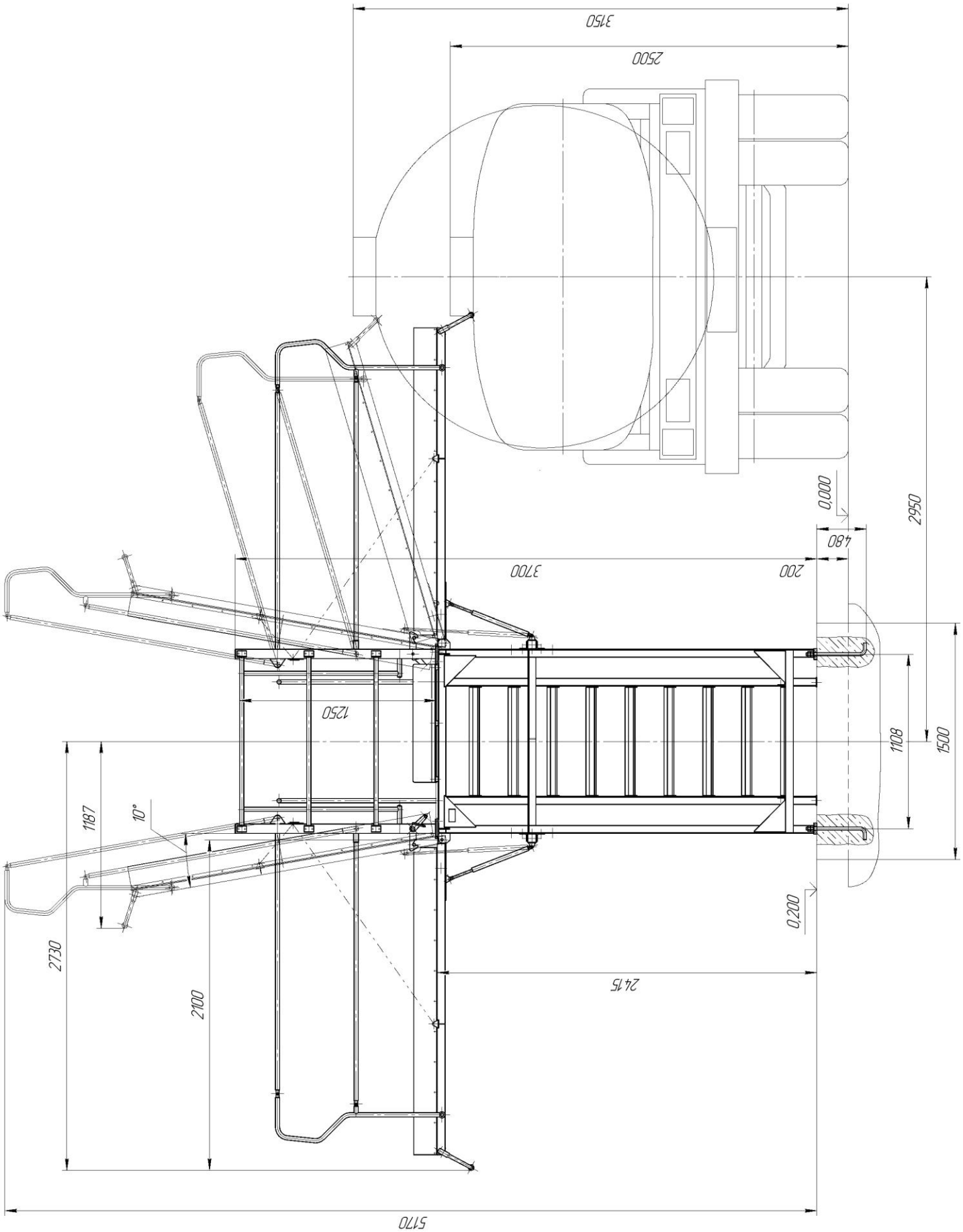
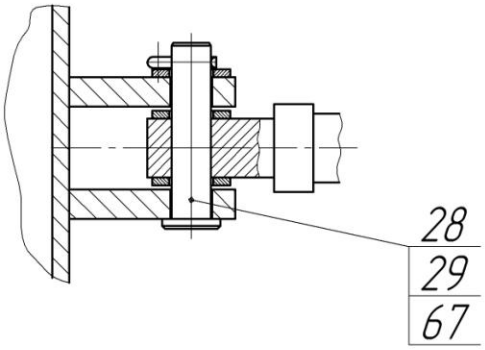
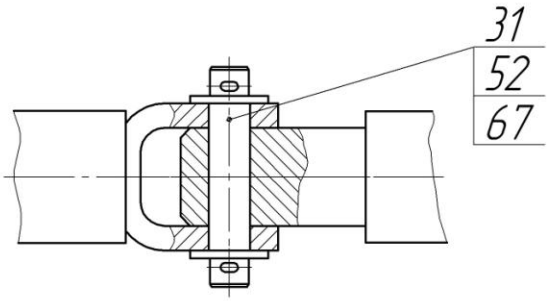


Рисунок 4 – Схема монтажа эстакады Э-1 (тип налива – двухсторонний)

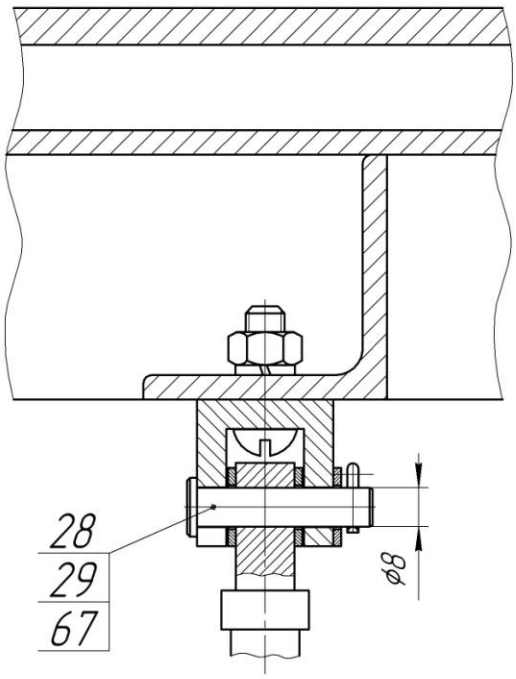
З–З (рисунок 1)



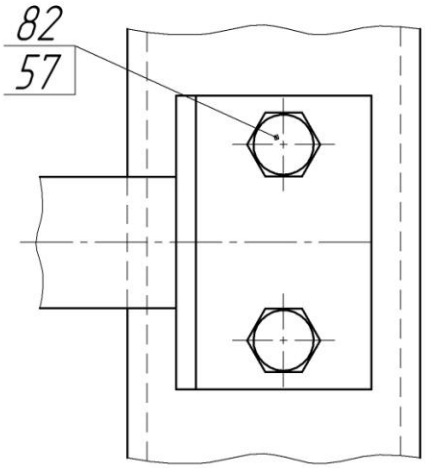
К (рисунок 1)



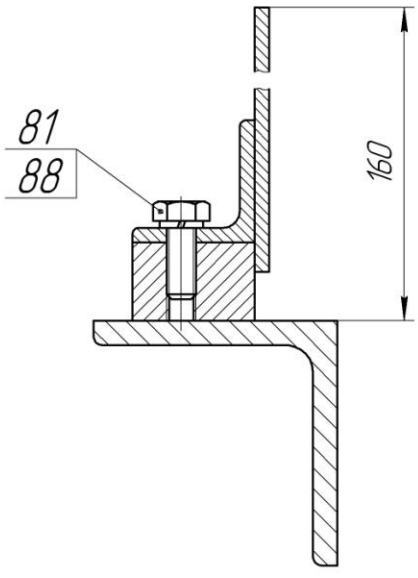
Ж– Ж (рисунок 1)



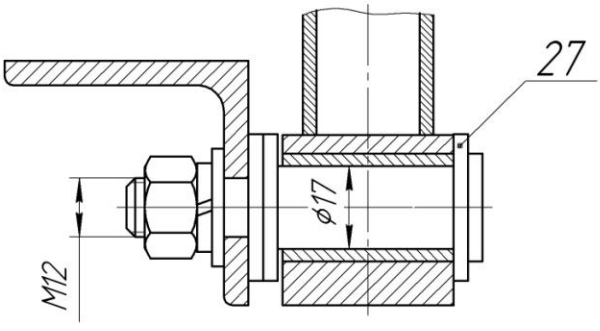
Т (рисунок 1)



С–С (рисунок 1)

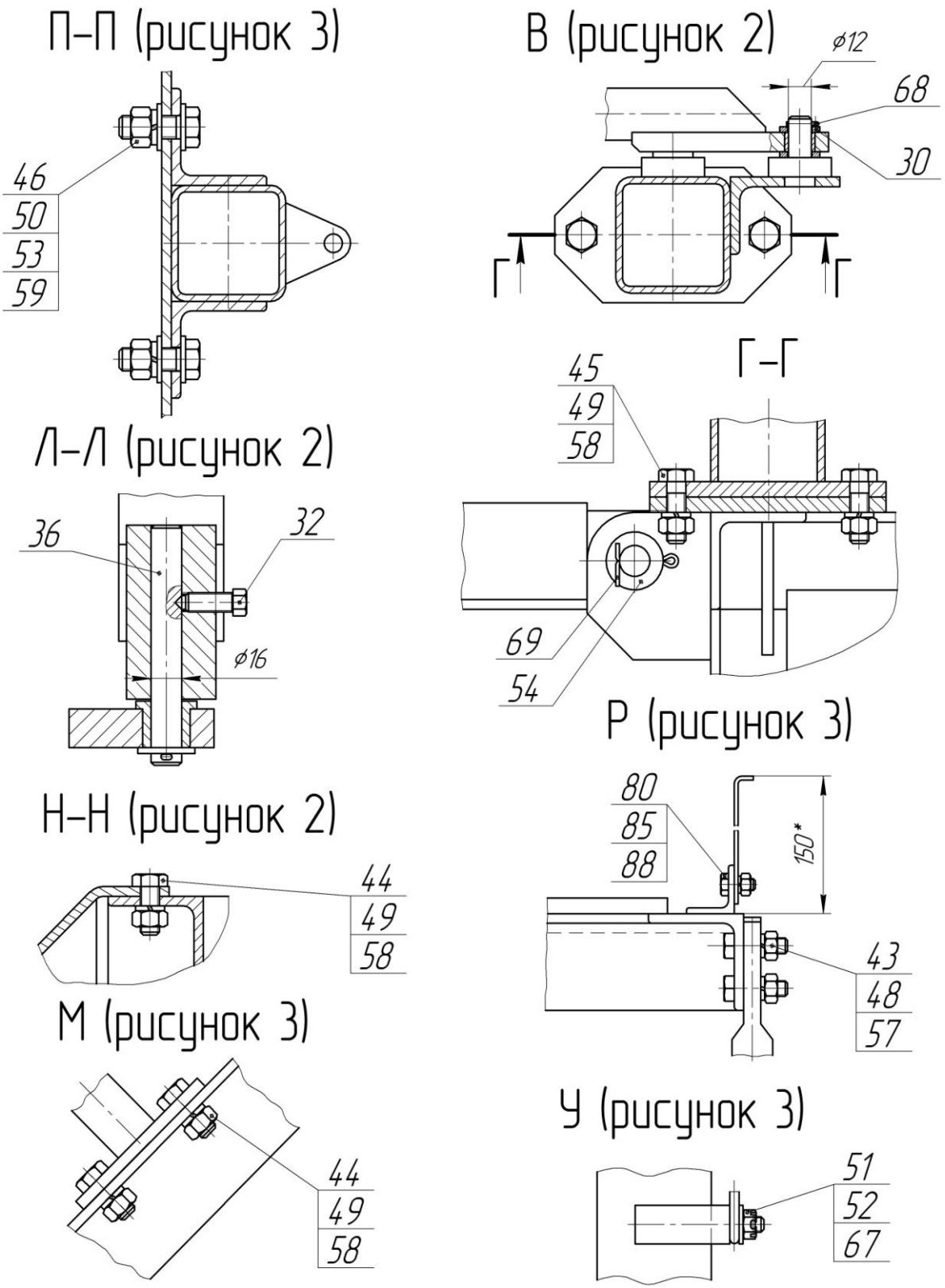


Д–Д (рисунок 1)



27, 29 - шайба; 28 - ось; 31 - ось поручня; 52 - шайба 8 ГОСТ11371; 57 - шайба 8.65Г ГОСТ6402; 67 - шплинт 2х20 ГОСТ397; 81 - болт М6х16 ГОСТ7798; 82 - болт М8х14 ГОСТ7798; 88 - шайба 6.65Г ГОСТ6402

Рисунок 5



30 - шайба; 32 - винт стопорный; 36 - ось; 43 - болт М8х28 ГОСТ7798; 44 - болт М10х25 ГОСТ7798; 45 - болт М10х32 ГОСТ7798; 46 - болт М12х35 ГОСТ7798; 48 - гайка М8 ГОСТ5915; 49 - гайка М10 ГОСТ5915; 50 - гайка М12 ГОСТ5915; 51 - гайка М8 ГОСТ5919; 53 - шайба 12 ГОСТ11371; 52 - шайба 8 ГОСТ11371; 54 - шайба 16 ГОСТ11371; 57 - шайба 8.65Г ГОСТ6402; 58 – шайба 10.65Г ГОСТ6402; 59 - шайба 12.65Г ГОСТ6402; 67 - шплинт 2х20 ГОСТ397; 68 - шплинт 3,2х20 ГОСТ397; 69 - шплинт 4х32 ГОСТ397; 80 - болт М6х14 ГОСТ7798; 85 - гайка М6 ГОСТ5915; 88 - шайба 6.65Г ГОСТ6402

Рисунок 6

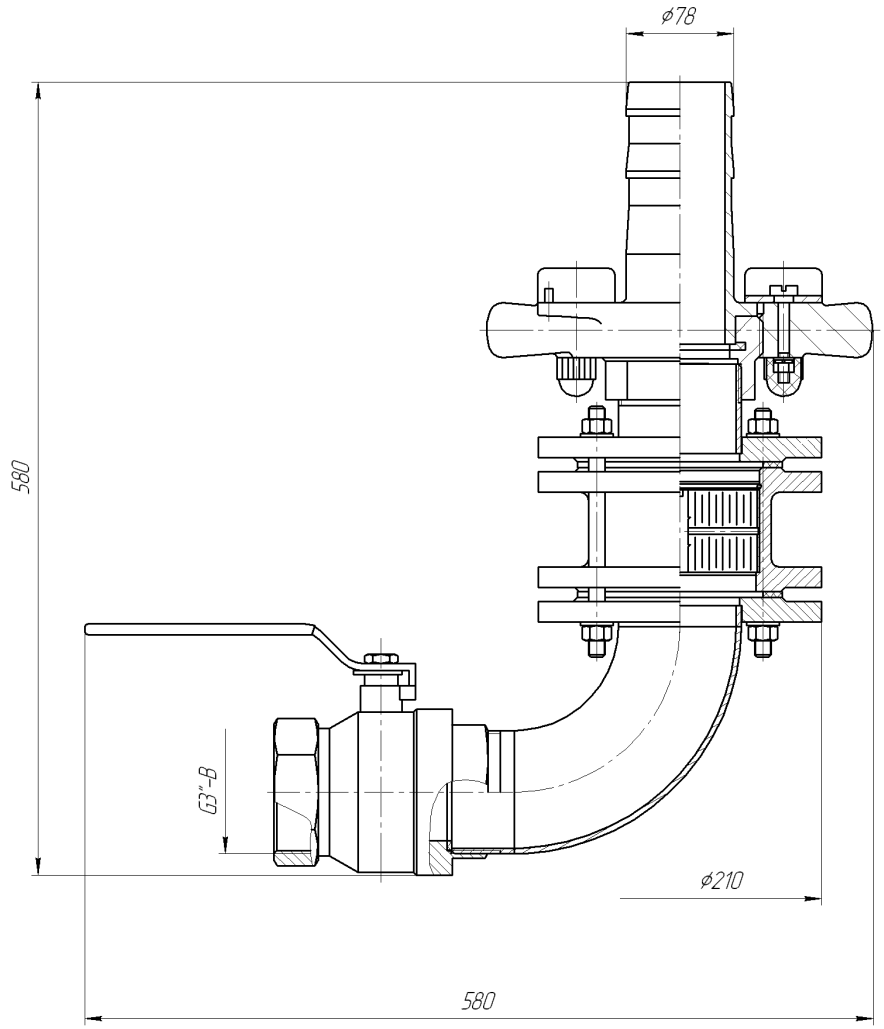
УСТРОЙСТВО СЛИВНОЕ УС-80.

ОКП 36 8965

Устройство сливное предназначено для слива бензина и дизельного топлива в резервуар АЗС.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройство сливное соответствует исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Наименование параметров	Величина параметров
	УС-80
1 Диаметр условного прохода, мм	80
2 Рабочее давление МПа, не более	0,25
3 Угол α, °	90
4 Присоединительные размеры	G3
5 Габаритные размеры, мм, не более	
длина	580
ширина	210
высота	580
6 Масса, кг, не более	27



ФИЛЬТРЫ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Фильтры ФЖУ (далее - фильтры) предназначены для очистки от механических примесей ньютоновских неагрессивных жидкостей с кинематической вязкостью от 0,55 до 300 мм^2/с (сСт) в технологических установках химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды фильтры соответствуют исполнение У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи фильтра ФЖУ при заказе и в другой документации:

Фильтр ФЖУ 100 – 1,6 ТУ3689-029-03467856-2007,

где Ф – фильтр;

Ж – жидкости;

У – универсальный;

100 – диаметр условного прохода в мм;

1,6 – рабочее давление в МПа;

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры фильтров указанны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение фильтра				
	ФЖУ 25-1,6	ФЖУ 40-1,6	ФЖУ 80-1,6	ФЖУ 100-1,6	ФЖУ 150-1,6
	Значение параметра				
1 Диаметр условного прохода Dy, мм	25	40	80	100	150
2 Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	1,6 (16)				
3 Номинальная тонкость фильтрации, мкм	от 40* до 100*, 500*				
4 Температура фильтруемой жидкости, °С	от -50 до +50				
5 Номинальный расход, м^3/ч, при вязкости жидкости, мм^2/с (сСт):					
от 0,55 до 6,0	3,6	17	100	120	280
от 6,0 до 60	3	12	70	80	250
от 60 до 150	2	11	70	80	200
от 150 до 300	2	11	50	60	200
6 Габаритные размеры, мм, не более:					
длина, L	360	400	630	630	720
ширина, B	245	245	430	430	430
высота, H	330	380	600	630	800
7 Присоединительные размеры:					
диаметр межцентрового расстояния D, мм	85	110	160	180	240
диаметр отверстия d, мм	14	18	18	18	22
количество отверстий n, шт.	4	4	8	8	8
l, мм	–	–	460	460	490
h, мм	43	55	124	124	200
8 Масса, кг, не более	23	25	93	100	123

Примечание:* Тонкость фильтрации уточняется при заказе.

Срок службы – 10 лет.

Состав изделия

Фильтры ФЖУ (рисунок 1, 2) состоят из следующих основных частей: корпуса 1, крышки 2, основания 3, дисков 4, сеток 5, крышки 6, шпилек 7, прокладки 9, пробок 15, 16 и 17 и петли грузовой 18.

Устройство и работа

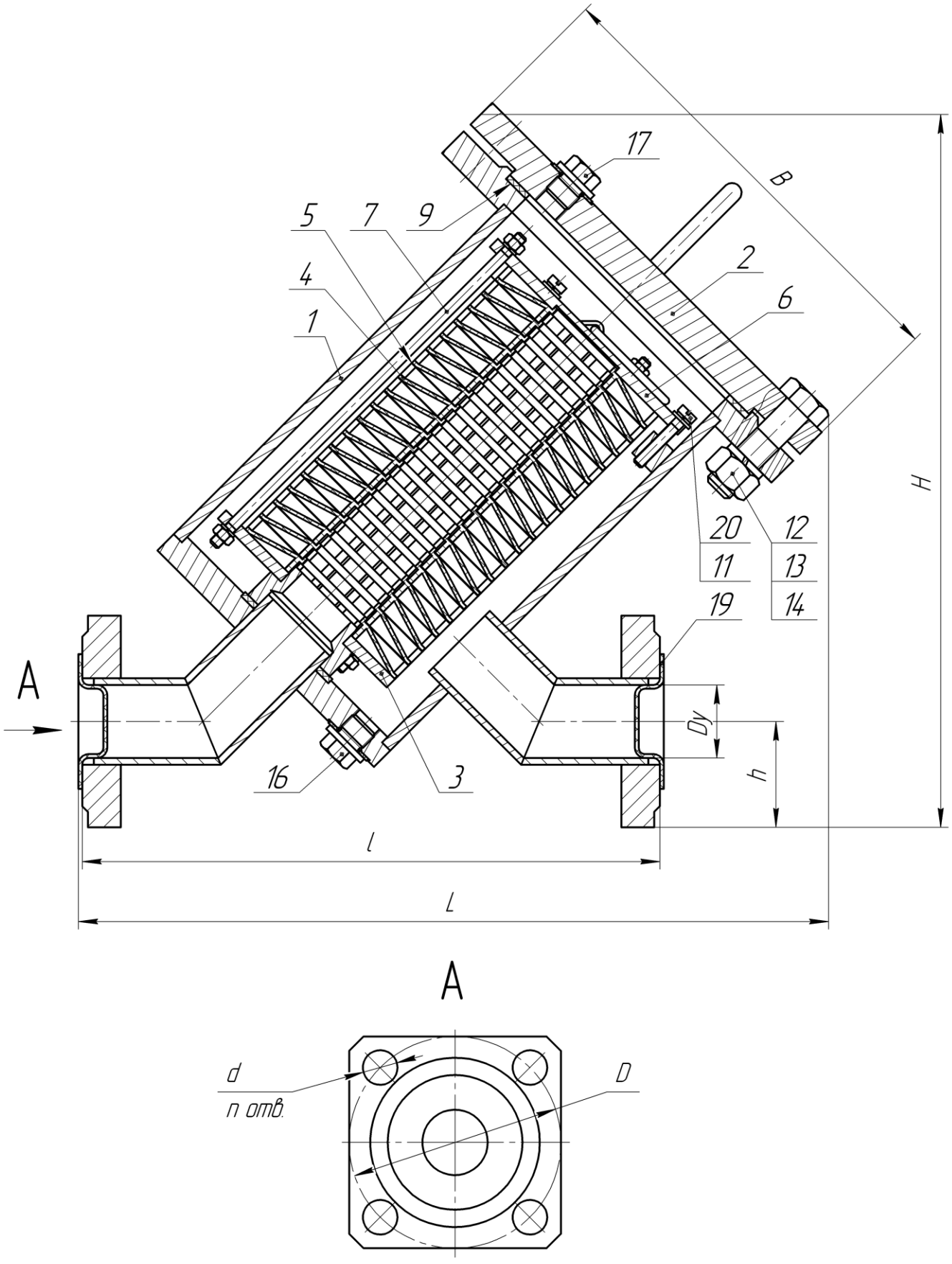
Корпус 1 фильтра ФЖУ (рисунок 1, 2) служит для размещения в нем фильтрующего элемента, включающего в себя основание 3, диски 4, сетки 5, крышку 6 и шпильки 7. Фильтрующий элемент собирается отдельно, вставляется в корпус 1 и крепится к нему шпильками 8, гайками 10 с шайбами 11, а в фильтре ФЖУ 25-1,6, ФЖУ 40-1,6 фильтрующий элемент крепиться винтами 20 с шайбами 21, 22. К корпусу 1 крепятся крышка 2 болтами 12, гайками 13 с шайбами 14, уплотнение осуществляется паронитовой прокладкой 9.

На входе и выходе фильтров ФЖУ 80-1,6, ФЖУ 100-1,6, ФЖУ 150-1,6 в корпусе имеются резьбовые отверстия М16×1,5, предназначенные для подсоединения манометров. При снятых манометрах отверстия закрываются пробками 15.

Фильтрация нефтепродуктов в фильтрах осуществляется через сетки квадратного плетения из латунной проволоки круглого сечения (сетка полутомпаковая ГОСТ 6613-86).

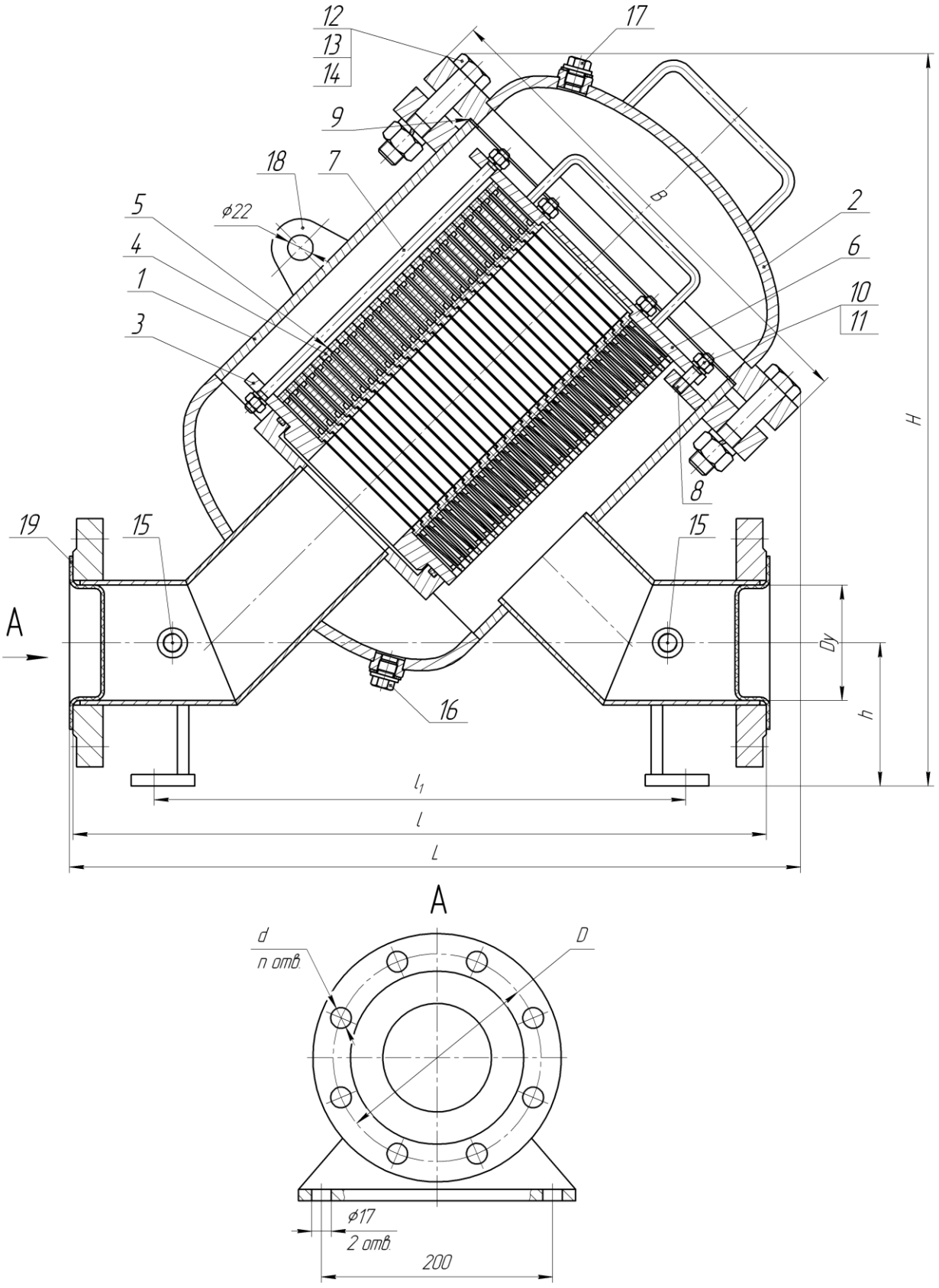
Фильтр ФЖУ устанавливается в трубопроводную систему присоединительными фланцами через прокладки к ответным фланцам трубопровода так, чтобы направление потока нефтепродукта совпадало с направлением стрелки на табличке, закрепленной на корпусе фильтра.

Фильтры ФЖУ 80-1,6, ФЖУ 100-1,6, ФЖУ 150-1,6 (рисунок 2) устанавливаются, как на металлоконструкциях, так и на бетонном фундаменте.



1 - корпус; 2, 6 - крышки; 3 - основание; 4 - диски; 5 - сетки; 7 - шпилька; 9 - прокладка; 12 - болты; 13 - гайки; 14, 21, 22 - шайбы; 20 - винты; 16, 17 - пробки; 19 – заглушки

Рисунок 1 – Фильтр ФЖУ 25-1,6, ФЖУ 40-1,6



1 - корпус; 2, 6 - крышки; 3 - основание; 4 - диски; 5 - сетки; 7, 8 - шпильки; 9 - прокладка; 10, 13 - гайки; 11, 14 - шайбы; 12 - болты; 15, 16, 17 - пробки; 18 - петля грузовая; 19 - заглушки

Рисунок 2 – Фильтр ФЖУ 80-1,6, ФЖУ 100-1,6, ФЖУ 150-1,6

НАСОС ПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДНОЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Насос поршневой электроприводной ЭНП 100/63-6,3/8 (далее - насос) предназначен для перекачивания нефтепродуктов (бензин, керосин, дизельное топливо) с кинематической вязкостью до 6сСт (при номинальном режиме) и температурой до плюс 100°С в условиях нефтебаз во взрывоопасной зоне класса 3 по ГОСТ Р 51330.9-99.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды насос соответствует исполнению У, категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69 и должен эксплуатироваться при температуре от 0 до плюс 40°С.

Пример записи насоса при заказе и в другой документации:

Насос поршневой электроприводной ЭНП100/63-6,3/8 ТУ 63 РСФСР-74-77,

где Э - электроприводной;

Н - насос;

П – поршневой;

100/63 - подача насоса, $м^3/ч$;

6,3/8- давление на выходе из насоса, $кгс/см^2$.

Технические характеристики

Основные параметры насоса, а также его габаритные размеры и масса приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметров	Значение параметров	Примечание
1 Подача насоса, л/с ($м^3/ч$), не менее: при скорости поршня 100 двойных ходов/мин.; при скорости поршня 63 двойных ходов/мин.	 27,8 (100) 17,5 (63)	На воде при температуре до плюс 25°С
2 Давление на выходе из насоса, МПа ($кгс/см^2$), не более: при скорости поршня 100 двойных ходов/мин.; при скорости поршня 63 двойных ходов/мин.	 0,63 (6,3) 0,8 (8)	
3 Допускаемая вакуумметрическая высота всасывания, м вод. ст., не менее	5	На воде при температуре до плюс 20°С
4 Диаметр поршня, мм	180	
5 Длина хода поршня, мм	200	
6 Число поршней, шт.	2	
7 Диаметр условного прохода патрубков, мм:		
всасывающего	200	
нагнетательного	125	
8 Мощность насоса, кВт, не более	25	
9 Мощность электродвигателя, кВт, не более	30	Двигатель ВА 225 М8У2 (750об/мин)
10 Напряжение питающей сети при частоте 50Гц, В	380	
11 К.п.д., %, не менее (при номинальном режиме)	70	
12 Число оборотов трансмиссионного вала, об/мин.: при скорости поршня 100 двойных ходов/мин.; при скорости поршня 63 двойных ходов/мин.	 390 242	
13 Диаметр шкива электродвигателя (расчетный), мм: при скорости поршня 100 двойных ходов/мин.; при скорости поршня 63 двойных ходов/мин.	 380 236	
14 Диаметр шкива насоса (расчетный), мм	715	
15 Направление вращения электродвигателя со стороны шкива	Правое	
16 Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	 2324 1185 1902	
17 Масса, кг, не более	2500,0	

Ресурс до капитального ремонта при непрерывной работе - 10000 ч.

Наработка на отказ – 500 ч.

Срок службы – 8 лет.

Состав изделия

Насос (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: привода 1, блока гидравлического 2, электродвигателя 3, клиноременной передачи 4.

Устройство и работа

В привод насоса входят (рисунок 2, рисунок 3): станина 5, ведущий вал-шестерня (трансмиссионный вал) 7, ведомый вал (коленчатый вал) 8, два шатуна 9, два ползуна 10, горловина 12.

Ведущий вал-шестерня установлен в станине на подшипниках 7314А ГОСТ 27365-87, ведомый вал – на подшипниках 7520А ГОСТ 27365-87.

Ползуны совершают возвратно-поступательные движения в направляющих станины. Для наблюдения и ухода за приводом в станине имеются окна, служащие для облегчения сборки привода и насоса в целом. В мотылевых головках шатунов установлены роликовые подшипники 2226 ГОСТ 8328-75, монтируемых на коленчатом валу. Шатун соединяется с ползуном с помощью пальца.

Смазка всех деталей привода осуществляется маслом, заливаемым в станину через горловину 12. Зубчатая передача смазывается непосредственно из масляной ванны. При работе насоса масло разбрызгивается, смазывая ползуны и подшипники коленчатого и трансмиссионного валов.

Блок гидравлический (рисунок 4, рисунок 5) состоит из корпуса 13, всасывающего колпака 14, нагнетательного колпака 15, всасывающих клапанов 16 с седлами 17, нагнетательных клапанов 18 с седлами 19, поршней 20 с уплотнительными разрезными чугунными кольцами 21, штоков 22.

Поршни перемещаются во втулках 23, установленных в корпусе блока гидравлического с применением уплотнительных резиновых колец 200-210-58-2-3 ГОСТ 9833-73. При правильной установке втулок на свое место окна слива во втулках должны совпадать с соответствующими окнами в корпусе гидроблока. Если втулки цилиндров установлены неверно, то спускные пробки 24 не заворачиваются. Поршни крепятся к штокам корончатыми гайками со шплинтами.

Клапаны насоса двухкольцевого типа с пружинной нагрузкой, причем всасывающий и нагнетательный клапаны взаимозаменяемы. Седла клапанов чугунные уплотняются с корпусом резиновыми кольцами круглого сечения 150-160-58-2-3 ГОСТ 9833-73. Крепление седел осуществляется крышками 25 и 26 через втулку 27. Тарелки клапанов выполнены из латуни. В целях уменьшения вредного объема клапаны максимально приближены к поршням.

Крышки всасывающих и нагнетательных клапанов уплотняются резиновыми кольцами круглого сечения 150-160-58-2-3 ГОСТ 9833-73, а крышки 28 цилиндров - кольцами 200-210-58-2-3 ГОСТ 9833-73.

Штоки поршней проходят через мягкие сальники 29, находящиеся в корпусе 30, где в качестве уплотнения применена набивка с однослойным оплетением сердечника марки АП-31 10 ГОСТ 5152-84. Сальники при эксплуатации уплотняются поджатием втулки 31 гайками.

Всасывающий и нагнетательный колпаки выполнены сварными.

Исходя из условий обвязки насосной станции нагнетательный колпак, имеющий присоединительный фланец, может быть повернут при монтаже относительно вертикальной оси на 90° в ту или иную сторону, а всасывающий – переставлен на другую сторону насоса.

Контроль давления на линии нагнетания осуществляется манометром, который может быть установлен на нагнетательном колпаке или на нагнетательном трубопроводе. Контроль давления или вакуума на линии всасывания осуществляется мановакуумметром, устанавливаемым на всасывающем колпаке или на всасывающем трубопроводе. При повышении уровня жидкости в нагнетательном колпаке, сопровождающемся появлением стука в клапанах, необходимо снять мановакуумметр для подачи воздуха в систему до прекращения или уменьшения стука. Если мановакуумметр показывает избыточное давление, т.е. имеется подпор перекачиваемой жидкости, то с помощью расположенной на линии всасывания задвижки устанавливают вакуум, снимают мановакуумметр для подачи воздуха в систему до прекращения или уменьшения стука. После этого задвижку на линии всасывания открывают.

В корпусе гидроблока установлен предохранительный клапан разового действия гвоздевого типа (рисунок 6). Он состоит из следующих основных частей: клапана 34, штока 35, крышки 36, шайбы 37, стержня 38.

Стержень изготовлен из Ст3 ГОСТ 380-94 диаметром 2,5 мм. При достижении давления на выходе из насоса 1,2 МПа стержень 38 срезается, клапан 34 перемещается в нижнее положение, происходит перепуск перекачиваемого продукта из полости нагнетания в полость всасывания. При этом перепуск перекачиваемого продукта должен происходить при давлении не более 0,9 МПа.

Для приведения насоса в рабочее состояние необходимо:

а) удалить остатки стержня 38 из штока 35;

б) установить клапан 34 в верхнее положение;

в) заменить стержень 38 на новый (можно использовать гвоздь Ø 2,5мм).

Эти работы необходимо выполнять при выключенном двигателе.

Сверху на станине установлен электродвигатель 3 (см. рисунок 1), который через клиноременную передачу 4 приводит во вращение трансмиссионный вал насоса. В клиноременной передаче предусмотрено два сменных ведущих шкива, один из которых установлен на валу электродвигателя, а другой входит в комплект поставки. С помощью этих шкивов можно получить две скорости движения поршня – 100 и 63 двойных ходов в минуту и, следовательно, два режима работы насоса по подаче и давлению на выходе. В клиноременной передаче применены ремни С(В)-3150 ГОСТ 1284.1-89.

Насос для работы устанавливается на фундаменте в помещении насосной станции и закрепляется фундаментными болтами М20. Места зачаливания насоса и расположения фундаментных болтов указаны на рисунке 7.

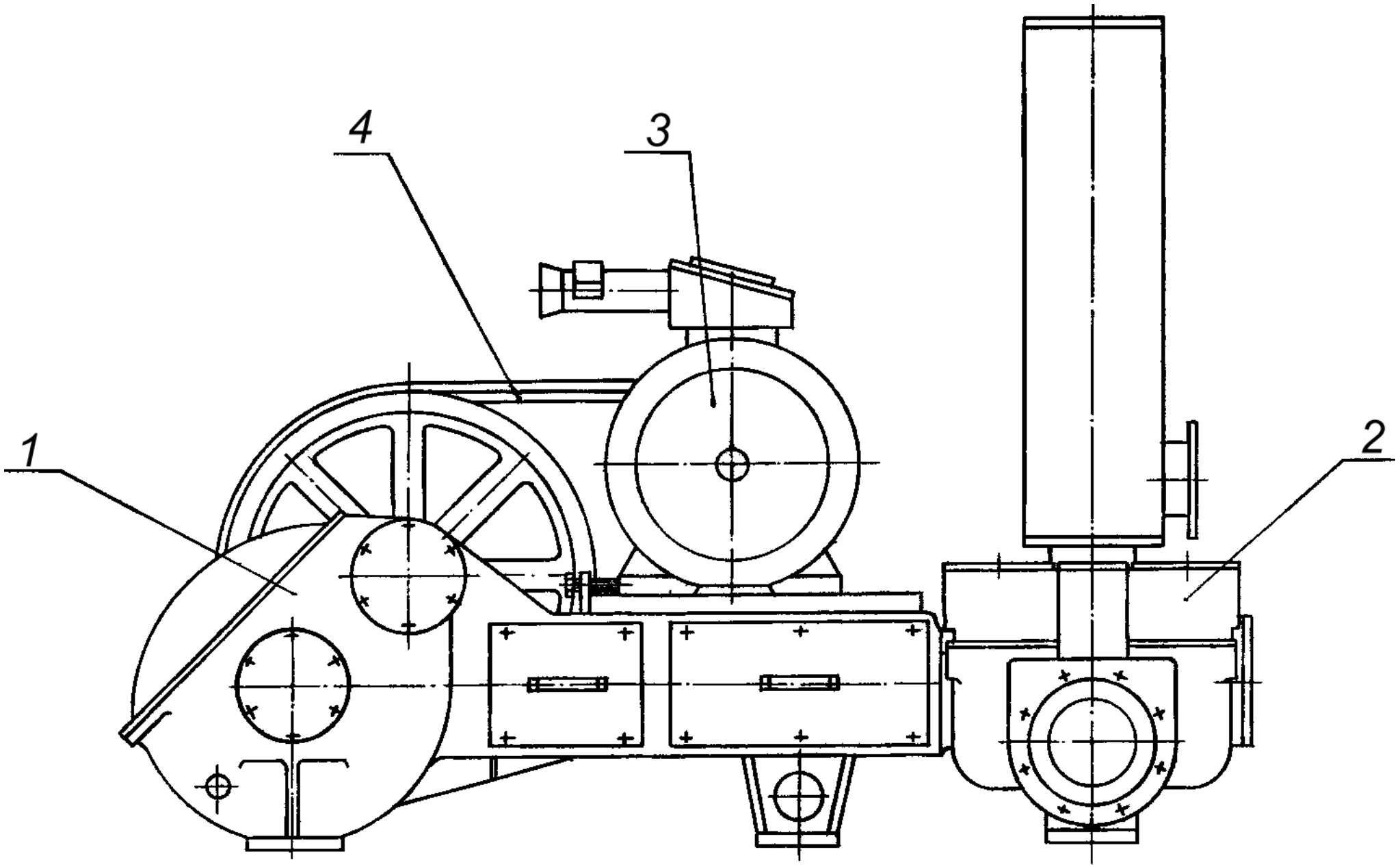


Рисунок 1 - Насос поршневой электроприводной ЭНП100/63-6,3/8.

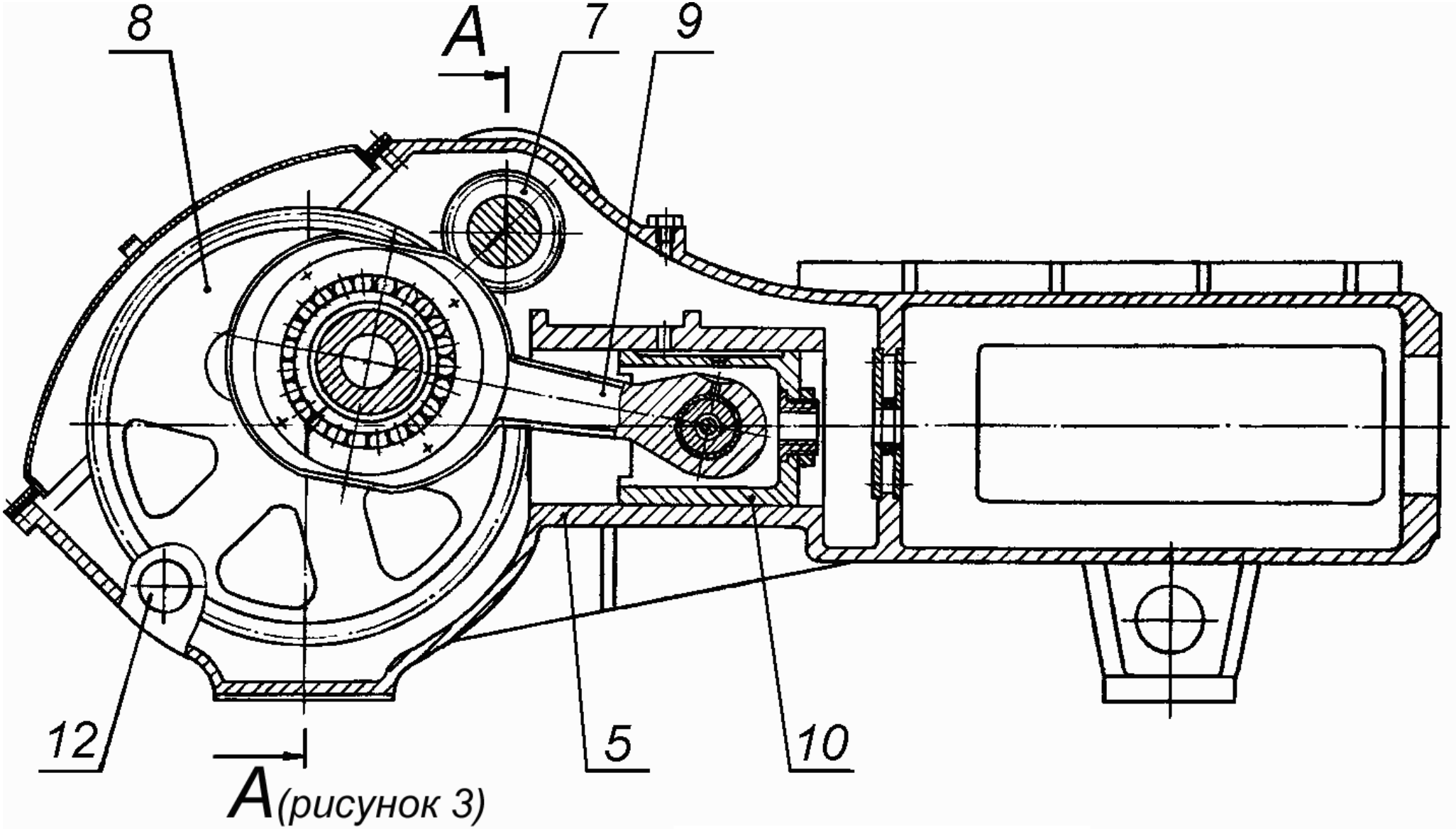


Рисунок 2 - Привод

А-А (рисунок 2)

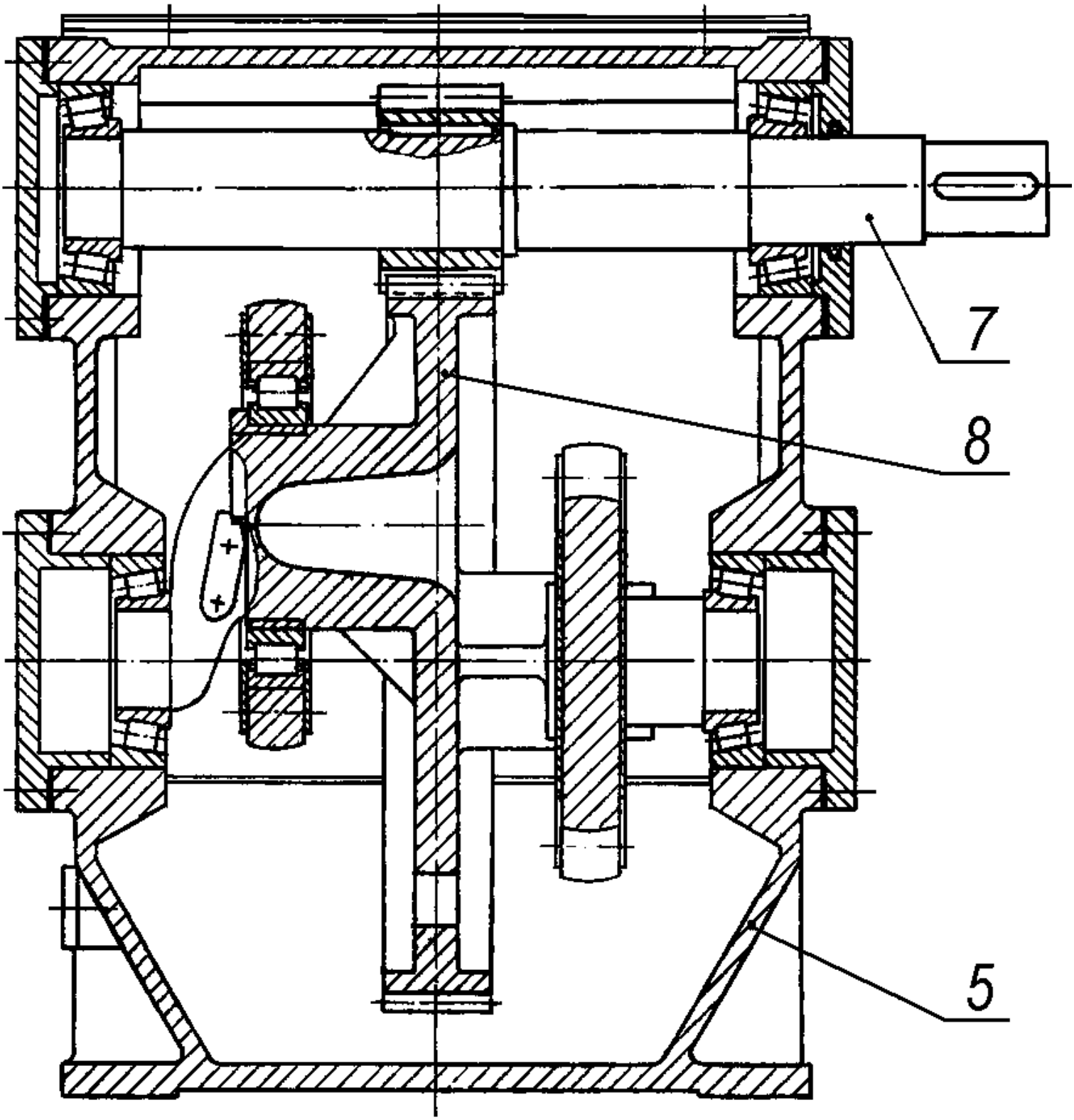


Рисунок 3 – Привод

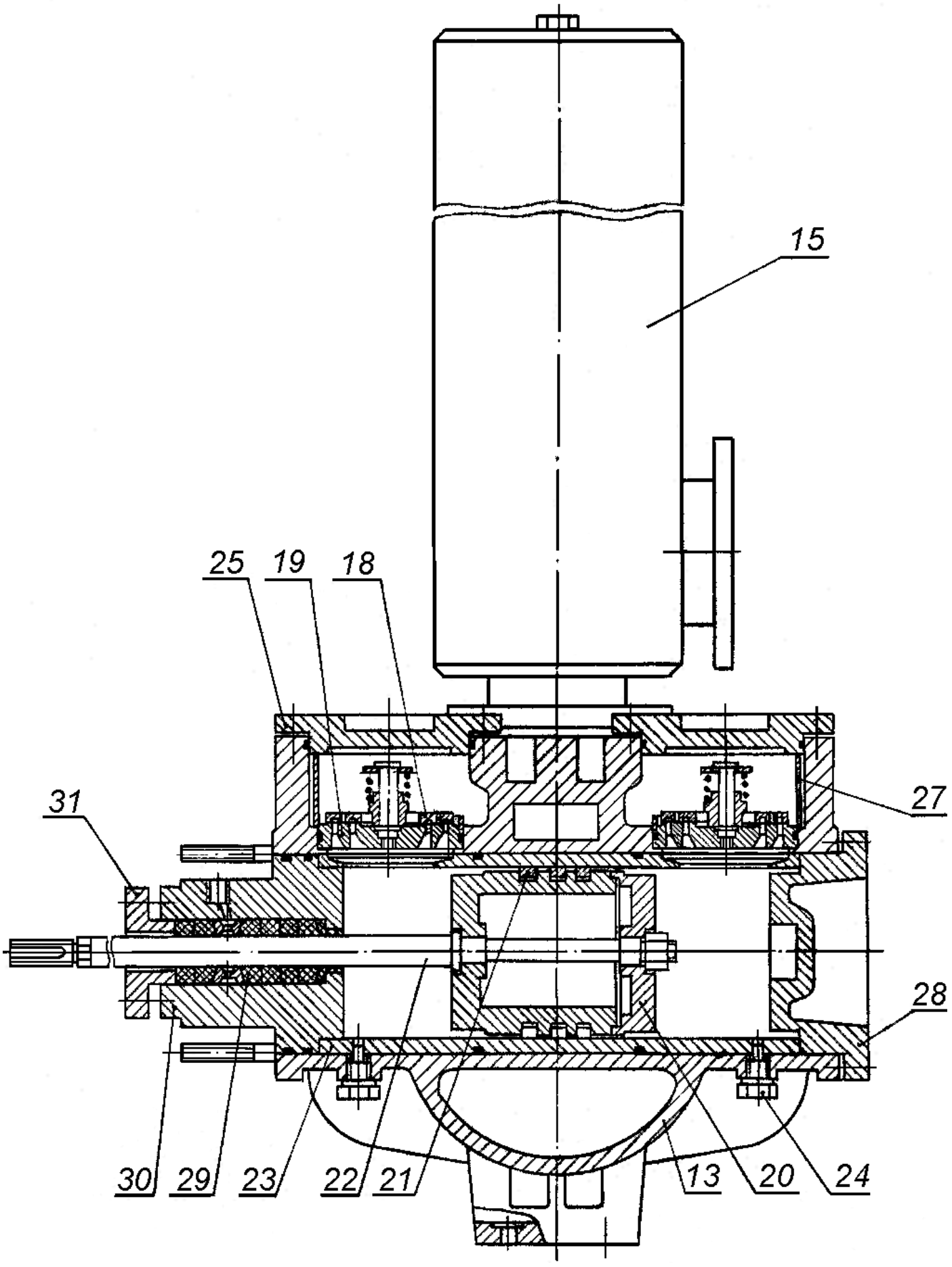


Рисунок 4 – Блок гидравлический

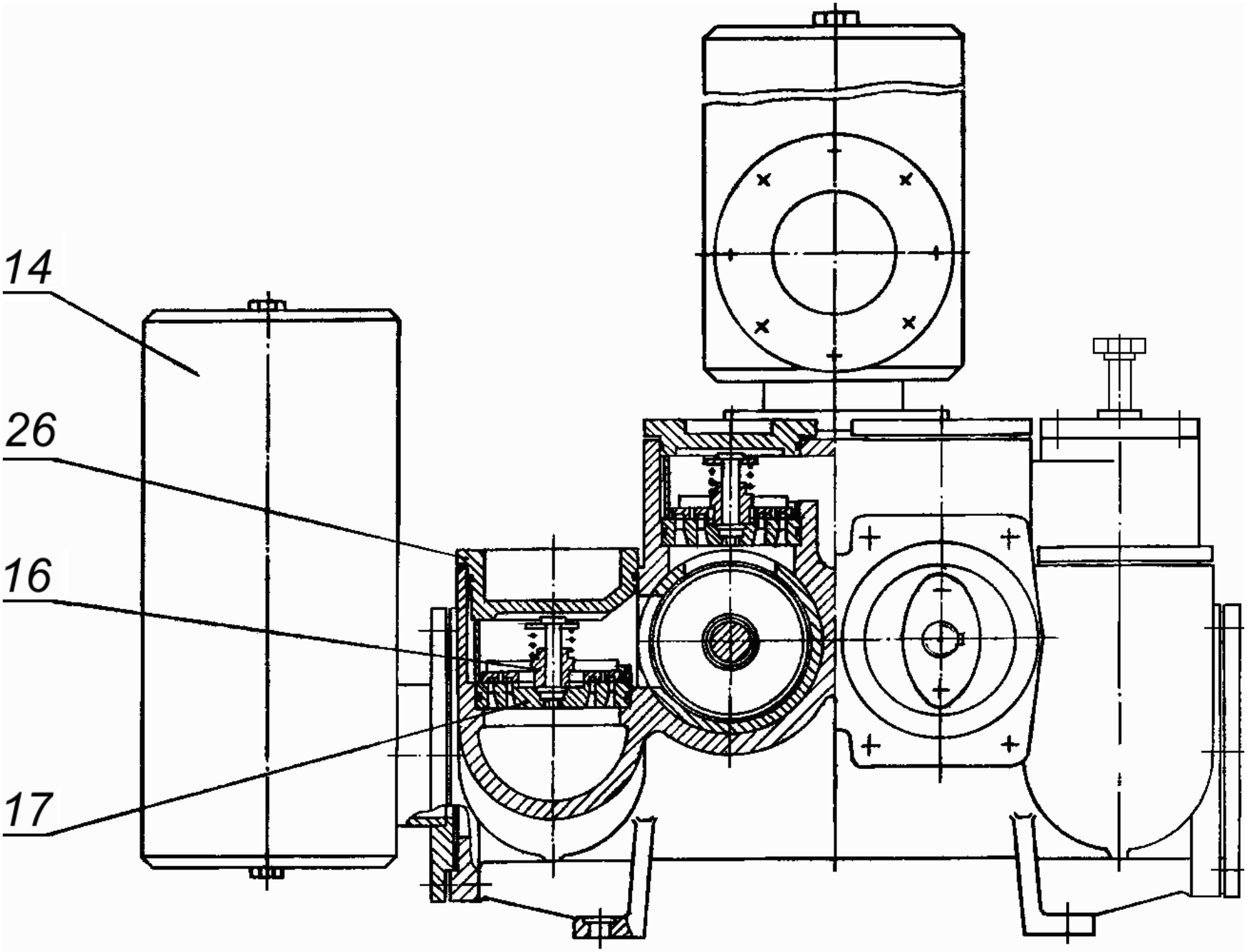


Рисунок 5 - Блок гидравлический

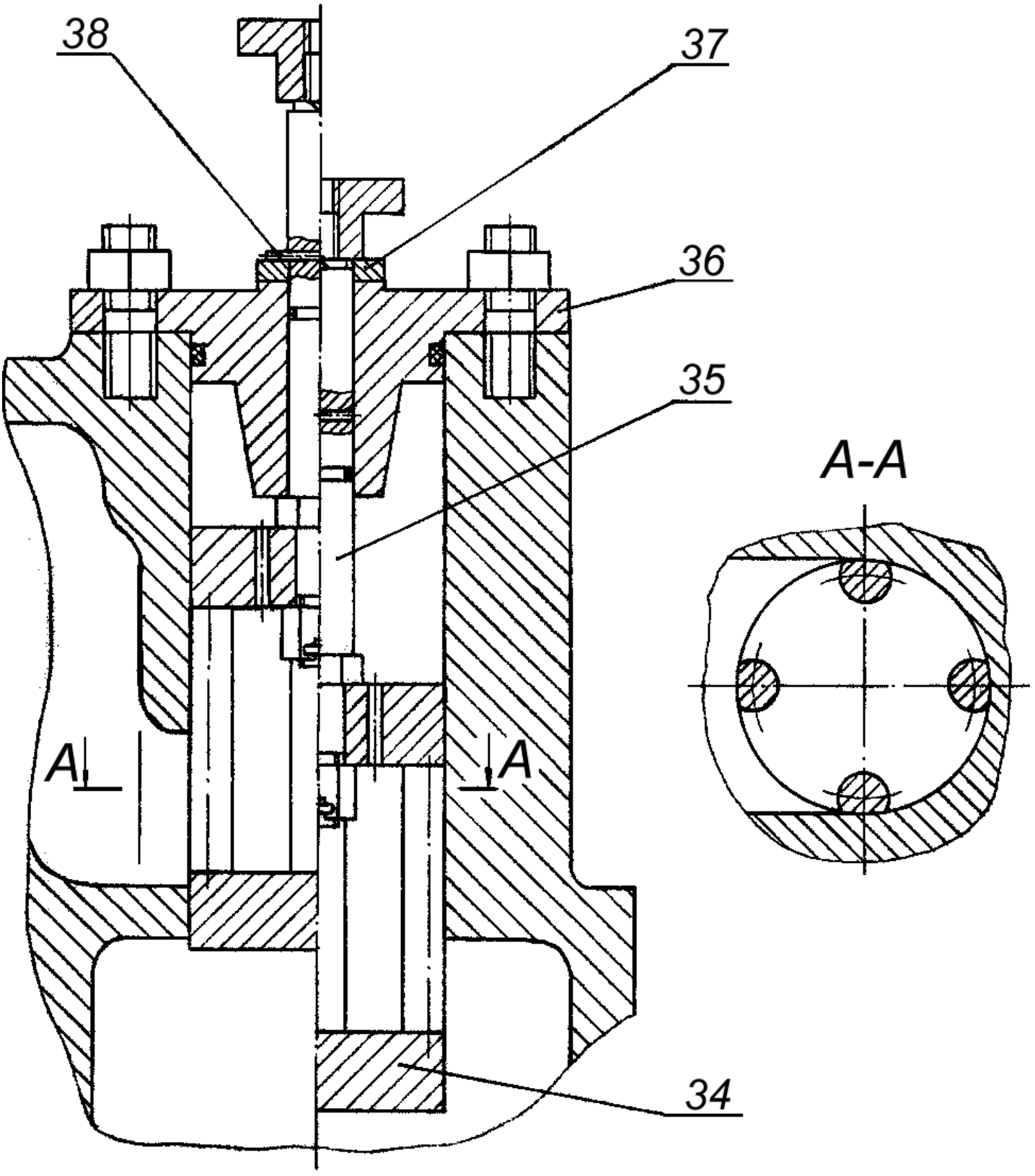


Рисунок 6 – Клапан предохранительный

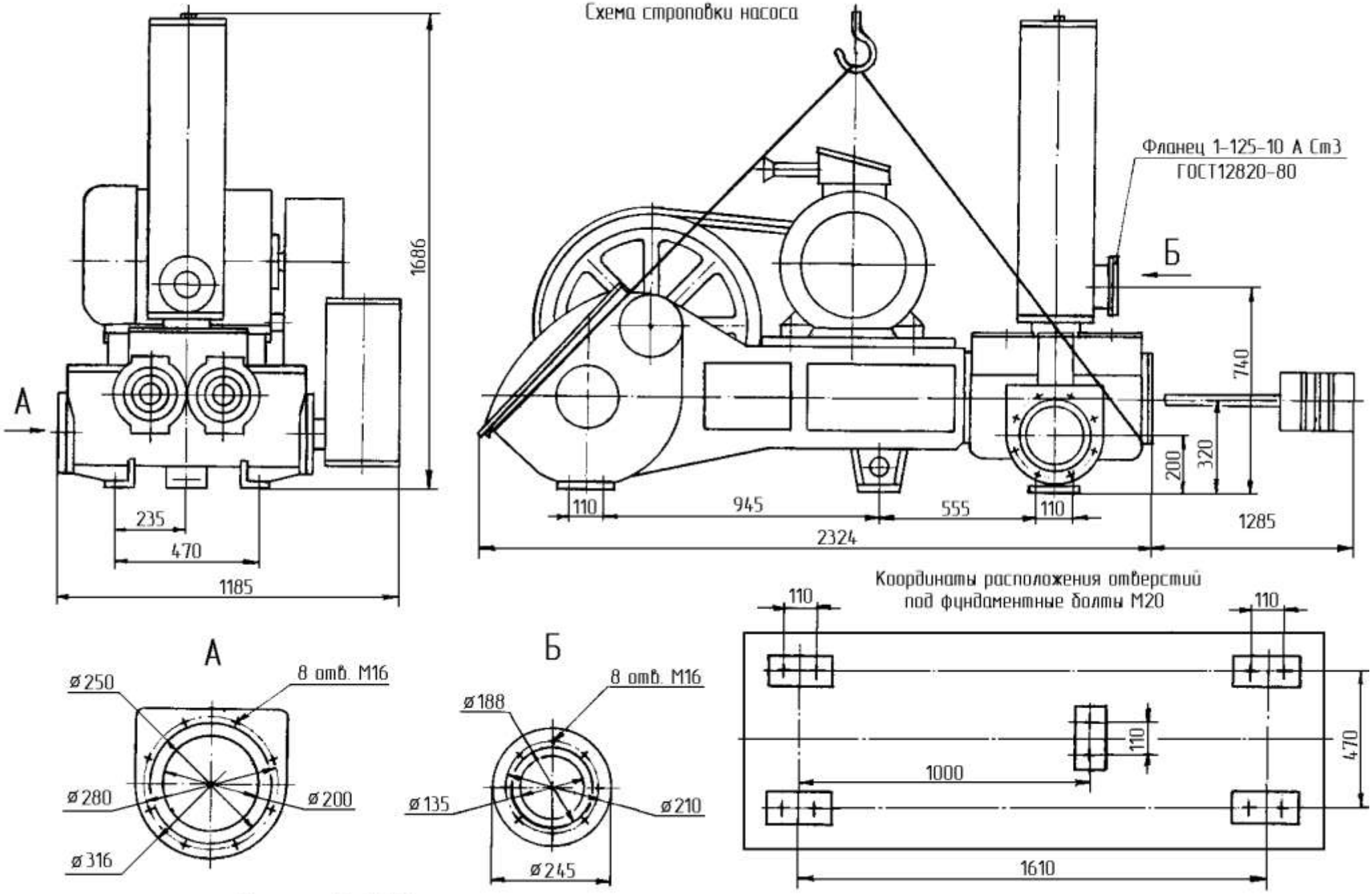


Рисунок 7 - Габаритные и присоединительные размеры, схема строповки насоса

АГРЕГАТЫ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Агрегаты электронасосные (далее - агрегаты) предназначены для перекачивания нефтепродуктов (масло, нефть) и других неагрессивных жидкостей без абразивных примесей, обладающих смазывающей способностью, с кинематической вязкостью 0,2-20 $см^2/с$ (20-2000 сСт) и температурой до плюс 70°С на предприятиях нефтепродуктообеспечения во взрывоопасной зоне класса 1 по ГОСТ Р 51330.9-99.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды агрегаты соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи агрегатов при заказе и в другой документации:

Агрегат электронасосный НМШ 32-10-1-18/6,3-1 ТУ 112-РСФСР-002-88,

Агрегат электронасосный НМШ 80-16-1-36/6,3-1 ТУ 112-РСФСР-002-88,

где НМШ32–10, НМШ80–16 - обозначения насосов по ГОСТ 19027-89;

1 - модификация по конструкции насоса;

18 и 36 - подача насоса в агрегате, $м^3/ч$;

6,3 - давление на выходе из насоса в агрегате, $кгс/см^2$;

1 - модификация по электродвигателю во взрывозащищенном исполнении.

Технические характеристики

Основные параметры агрегатов при работе на минеральных маслах вязкостью 0,70-0,85 $см^2/с$ (70-85 сСт) при вакуумметрической высоте всасывания 5 м, а также их габаритные размеры и масса приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение агрегата	
	НМШ 32-10-1-18/6,3-1	**НМШ 80-16-1-36/6,3-1**
	Значение параметра	
1 Подача насоса в агрегате, л/с ($м^3/ч$), не менее	5 (18)*	10 (36)*
2 Давление насоса в агрегате, МПа ($кгс/см^2$), не более	0,63 (6,3)	
3 Коэффициент полезного действия, %, не менее	44,8	51,4
4 Давление полного перепуска, МПа ($кгс/см^2$), не более	0,9 (9)	
5 Мощность насоса в агрегате, кВт, не более	6,9	12
6 Частота вращения, $С^{-1}$ (об/мин)	16 (980)	
7 Частота тока, Гц	50	
8 Напряжение сети, В	220/380	
9 Применяемый электродвигатель	ВА 160 S6	ВА 160 М6
10 Мощность электродвигателя, кВт	11	15
11 Габаритные размеры, мм, не более:		
длина	994	1124
ширина	560	560
высота	615	615
12 Масса агрегата, кг, не более	290	334
13 Масса агрегата без электродвигателя, кг	85	103

* - подача насоса, приведенная к 980 об/мин.

Срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Агрегат (рисунок 1, 2) состоит из следующих основных составных частей: шестеренного насоса 1, электродвигателя 2, рамы 3, муфты 4, кожуха 5, ведущего вала 6, ведомого вала 7, корпуса 8, втулок 9, передней крышки 10, задней крышки 11, кольца 12, манжеты 13, упорного конуса 14, шайбы 15, клапана 16, пружины 17, упорной шайбы 18, винта 19, крышки 20, гайки 21, колпачка 22, шпинделя 23, грундбуксы 24, рукоятки 25, сальниковой набивки 26.

Устройство и работа

Шестеренный насос 1 и электродвигатель 2 смонтированы на общей раме 3 и соединены муфтой 4, защищенной кожухом 5.

По принципу действия шестеренный насос объемный. Насос состоит из следующих основных частей: рабочего механизма, корпуса с крышками, манжетного уплотнения и предохранительного клапана.

Рабочий механизм (рисунок 2) состоит из двух валов: ведущего 6 и ведомого 7, выполненных заодно целое с косозубыми шестернями. Ведомый вал получает вращение от ведущего вала. Валы устанавливаются в специальных расточках корпуса 8. Подшипники качения валов располагаются в специальных втулках 9.

С торцов корпус закрывается с помощью передней 10 и задней 11 крышек. Уплотнение между крышками и корпусом осуществляется резиновыми кольцами круглого сечения 12 (кольцо 200-210-58-2-3 ГОСТ 18829-73).

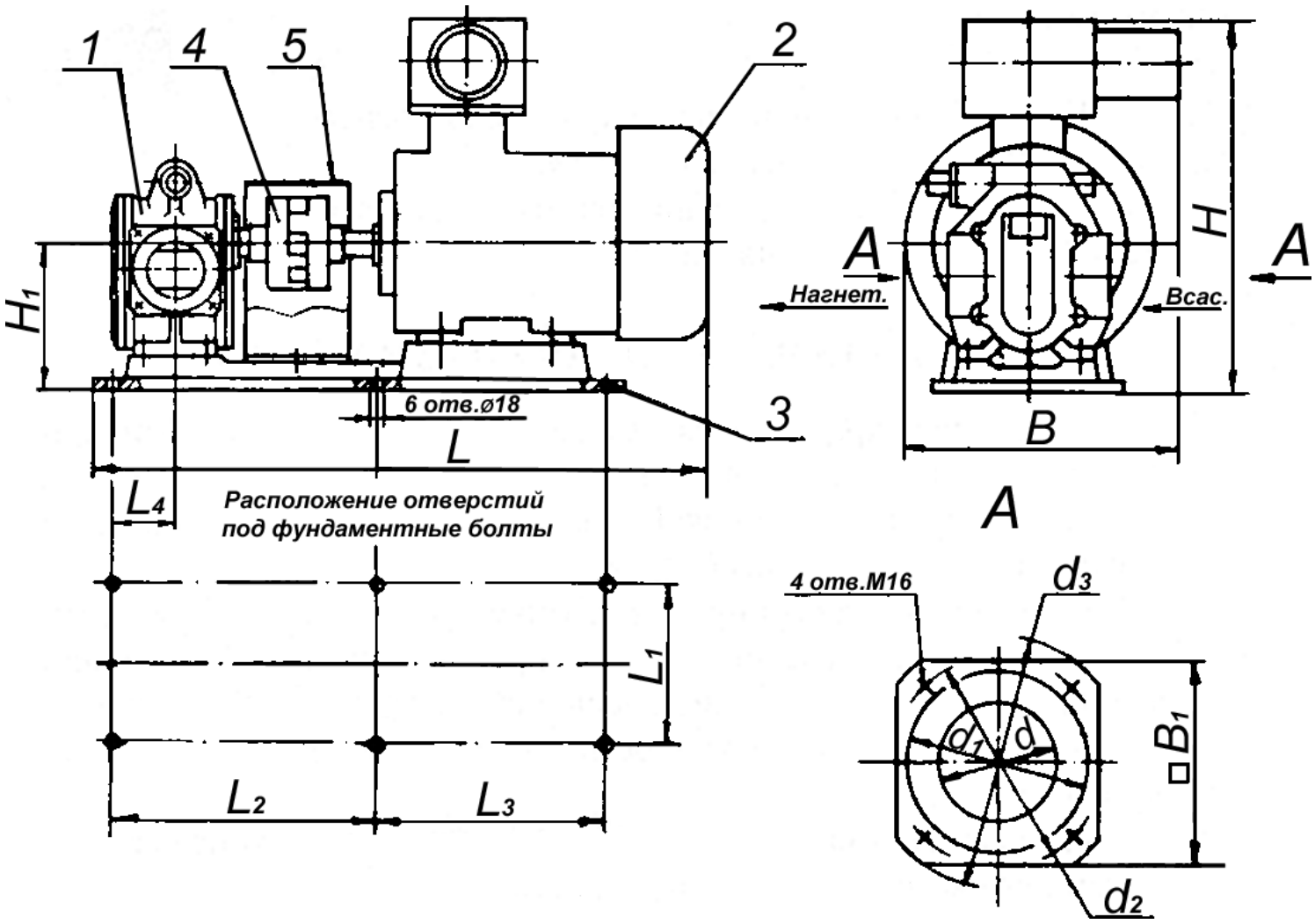
Торцевой зазор между шестернями и втулками 9 обеспечивается их линейными размерами и замыкающим размером - длиной корпуса 8.

Передняя 10 и задняя 11 крышки служат для фиксации валов в корпусе от осевого перемещения. Кроме того, в передней крышке размещается уплотнение ведущего вала.

Для уплотнения ведущего вала применена армированная резиновая манжета 13 (манжета 1.1-40х60-3), которая устанавливается в крышке 10. Для предохранения манжеты от выворачивания используется упорный конус 14. Между дном крышки 10 и упорным конусом 14 располагается шайба 15 толщиной 3 мм. При износе вала в месте расположения кромки манжеты 13 шайба 15 удаляется, в результате чего кромку манжеты можно переместить на неизношенный участок вала.

Предохранительный клапан состоит из клапана 16, пружины 17, шайбы упорной 18, регулировочного винта 19, крышки 20, гайки 21, колпачка 22 и предназначен для кратковременного перепуска перекачиваемой жидкости из полости нагнетания в полость всасывания в случае повышения давления в нагнетательном трубопроводе выше допустимого. Регулирование клапана производится регулировочным винтом 19, который контрится гайкой 21 и закрывается колпачками 22. В клапане предусмотрено устройство для перепуска рабочей жидкости из полости нагнетания в полость всасывания. Оно состоит из шпинделя 23, грундбуксы 24, рукоятки 25 и сальниковой набивки 26.

При вращении валов насоса на стороне всасывания создается разряжение, в результате чего жидкость под давлением атмосферы заполняет впадины зубьев и в них перемещается из полости всасывания в полость нагнетания. Для контроля давления всасывания линия агрегата должна быть снабжена мановакуумметром, а нагнетательная - манометром.



Обозначение агрегата	Испол-нение двигателя	Размеры, мм												
		L	B	H	H_1	Всасывающий и нагнета-тельный трубопроводы					L_1	L_2	L_3	L_4
						d	d_1	d_2	d_3	B_1				
НМШ32-10-1-18/6,3-1	ВА160 S6	1140	425	575	235	80	128	150	185	140	300	410	335	74,5
НМШ80-16-1-36/6,3-1	ВА160 М6	1230	425	575	235	100	148	170	205	155	300	480	370	107

Рисунок 1 – Агрегат электронасосный НМШ

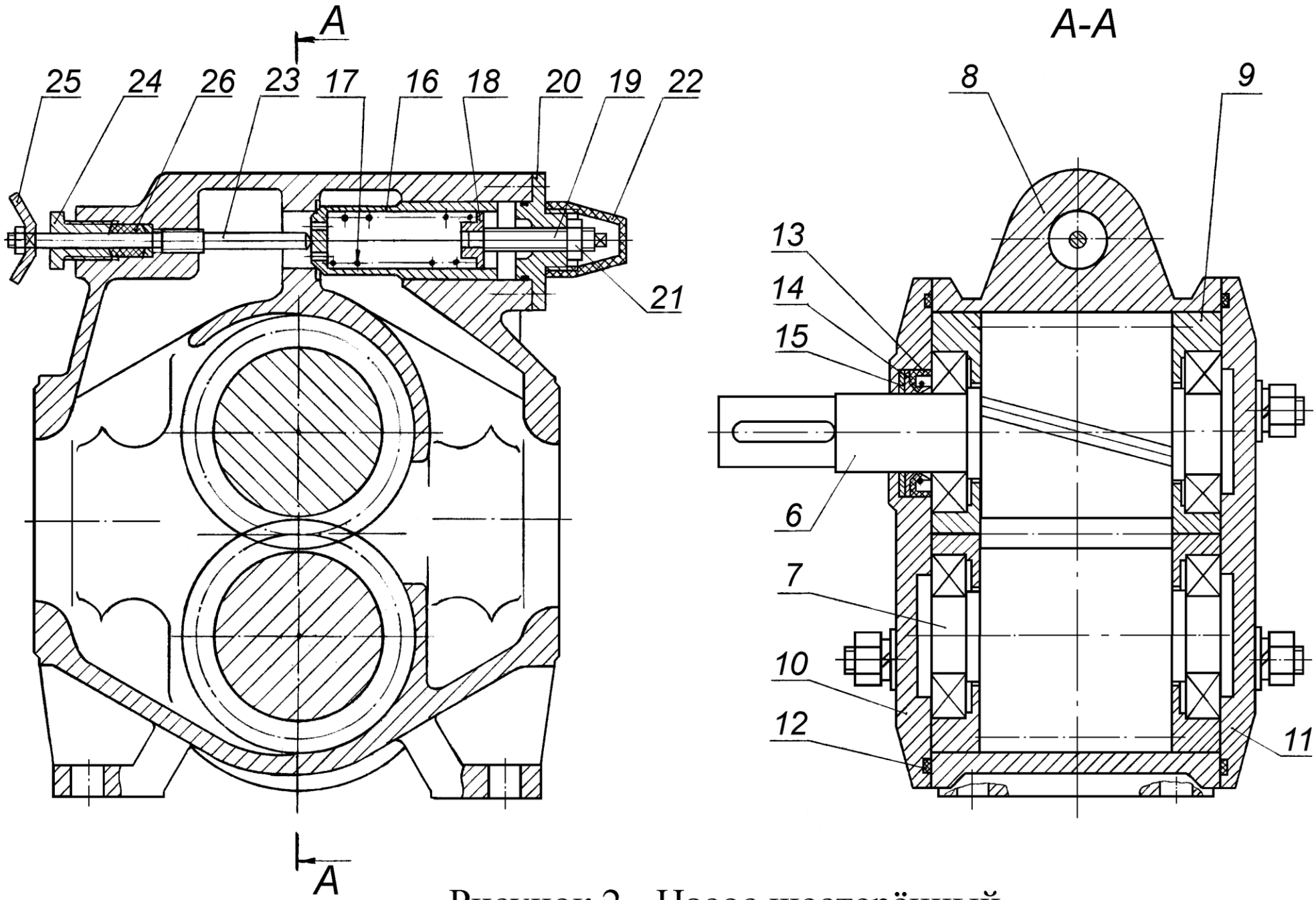


Рисунок 2 - Насос шестерённый

ГРЕЛКА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Грелка железнодорожная электрическая ГЖЭ-55 (далее - грелка) предназначена для разогрева масел и темных нефтепродуктов в холодное время года при сливе из железнодорожных вагонов-цистерн с горловиной диаметром не менее 570 мм.

Грелка может использоваться для эксплуатации в пожароопасной зоне класса П-III в соответствии с ПУЭ.

Степень защиты IP68 по ГОСТ 14254-96.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды грелка соответствует исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи грелки при заказе и другой документации:

Грелка железнодорожная электрическая ГЖЭ-55 ОМ2.983.002,

где Г– грелка;

Ж – железнодорожная;

Э – электрическая;

55 – мощность, кВт.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры грелки указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Мощность грелки, кВт	55±2
2 Напряжение питающей сети, В	380
3 Частота тока, Гц	50
4 Сопротивление изоляции, МОм, не менее	1
5 Автоматическое отключение при: – максимальной температуре нагреваемого продукта, °С – высоте столба продукта над нагревателем менее, мм	 80^{+5} 500
6 Габаритные размеры грелки мм, не более:	
длина (развернутых секций)	4300
ширина	400
высота	4350
7 Масса грелки и шкафа управления, кг, не более	200

Установленная наработка на отказ, циклов, не менее – 500. Под циклом понимается разогрев одной вагона – цистерны.

Срок службы грелки, лет – 10 лет.

Состав изделия

Грелка ГЖЭ-55 (рисунок 1) состоит из грелки 1 и шкафа управления 2. Подключение грелки к шкафу осуществляется кабелем 3 (КПРСН 3х25+1х10 ГОСТ 13497-77, КПГ 2х1,0 ГОСТ 13497-77).

Устройство и работа

Грелка ГЖЭ - 55 в соответствии с рисунком 2 состоит из верхней штанги 1, в верхней части которой имеется электрическая коробка 8 и лебедка 6. К нижней штанге 2, присоединяется верхняя штанга 1, и крестовина 3. На нижней штанге 2, закреплено устройство блокировочное 9. На крестовине 3, подвижно закреплены плечи 4, состоящие из секций 10, с трубчатыми электронагревателями, далее тэнами 5.

Лебедка 6, соединяется с верхней частью плеч 4, тросом 7.

Питающие провода от тэнов 5, проходят внутри плеч 4, крестовины 3, штанги нижней 2 и штанги верхней 1.

Блокировочное устройство, рисунок 3, состоит из корпуса 1, к которому припаян сильфон 2 со скобой 3 и герметичным сильфоном 4, внутри которого находится легко кипящая жидкость.

На регулировочном винте 5 имеется микропереключатель 6. На корпусе 1 имеется защитный кожух 7 с отверстиями и шпильки 8 для присоединения к грелке.

Принцип работы грелки заключается в создании большей текучести нефтепродукта обеспечивающей слив в холодное время года. Разогрев производится наружной поверхностью тэна.

Расположение тэнов под углом к горизонтали интенсифицирует конвективный теплообмен.

Блокировочное устройство контролирует наличие нефтепродукта над тэнами. При достижении критического уровня 500 мм, блокировочное устройство отключает грелку. Таким образом, исключается возможность обнажения тэнов при работающей грелке.

Блокировочное устройство в соответствии с рисунком 3 работает следующим образом: при погружении сильфон 2 сжимается от давления определенного столба нефтепродукта и скобой 3 замыкает микропереключатель 6, цепь замыкается. При уменьшении столба нефтепродукта сильфон 2 разжимается и размыкает микропереключатель 6 - грелка отключается.

При перегреве нефтепродукта сильфон 4 начинает разжиматься и, упираясь в корпус 1, разжимает сильфон 2 и соответственно оттягивает скобу 3, размыкая микропереключатель.

При эксплуатации грелки рекомендуется пост обслуживания в соответствии с рисунком 8, в который входит переходной мостик 1, кран-укосина 2, эстакада 3. Грелка 4 хранится в пенале 5. К эстакаде 3, крепится шкаф управления 6.

Грелка устанавливается на железнодорожную вагон-цистерну при помощи грузоподъемного механизма. Установку грелки, рисунок 3, в цистерну необходимо производить поэтапно. Сначала грелку 1, вводят вертикально до момента, когда верхние концы плеч не пройдут верхнюю границу котла цистерны 2, затем выводят плечи из мертвой точки, делая 2-3 оборота рукояткой лебедки 3, и устанавливают опорами на горловину, лебедкой раскладывают плечи до горизонтального состояния в соответствии с рисунком 4.

Затем отцепляют грузовую цепь. Для предотвращения соскальзывания грелки к торцам котла её закрепляют грузовыми цепями за крепежные узлы горловины котла.

Открывают сливной прибор и включают грелку.

При достижении уровня продукта, порядка 600-700 мм от днища необходимо закрыть сливной прибор и произвести разогрев остатка. Отключив грелку, произвести окончательный слив. Сложив лебедкой плечи, извлечь грелку из цистерны и поместить в пенал у эстакады.

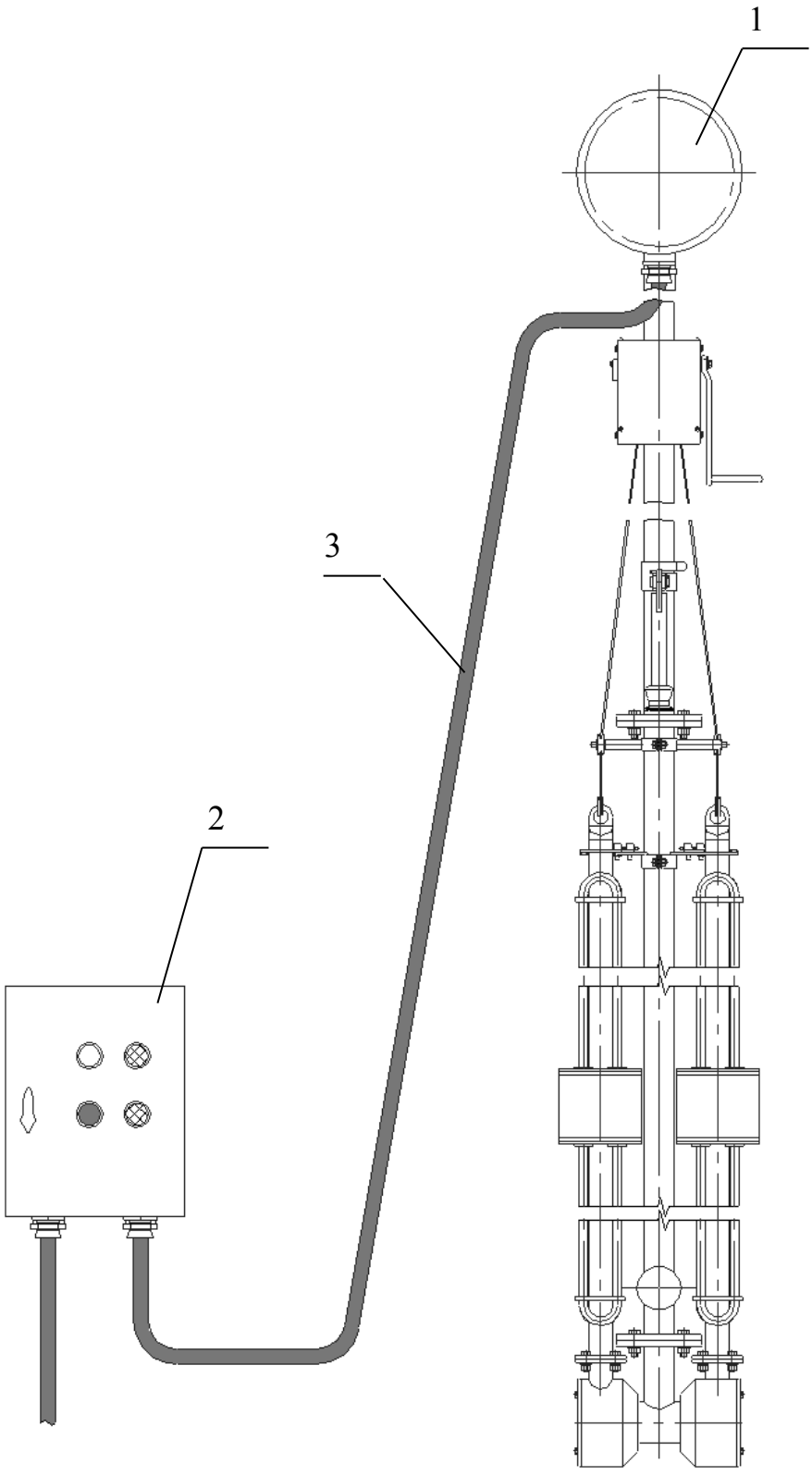


Рисунок 1 – Грелка железнодорожная электрическая ГЖЭ-55
со шкафом управления

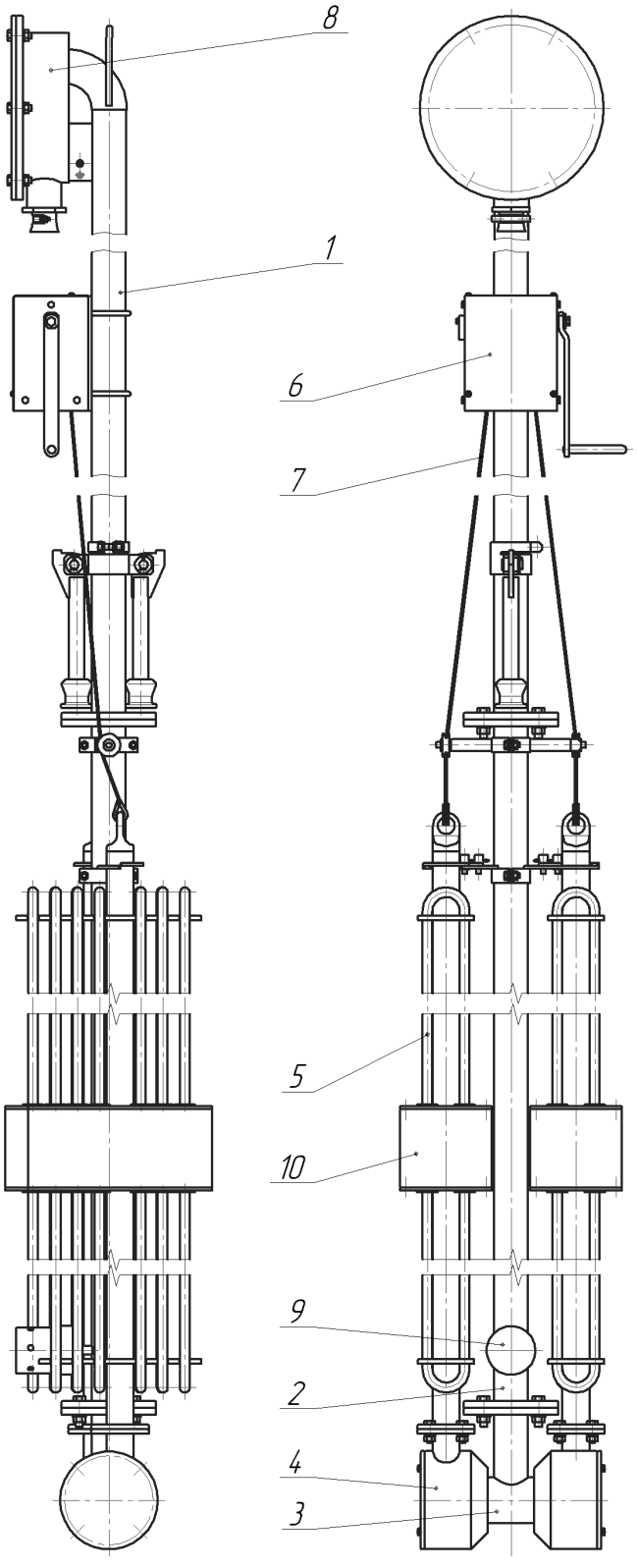
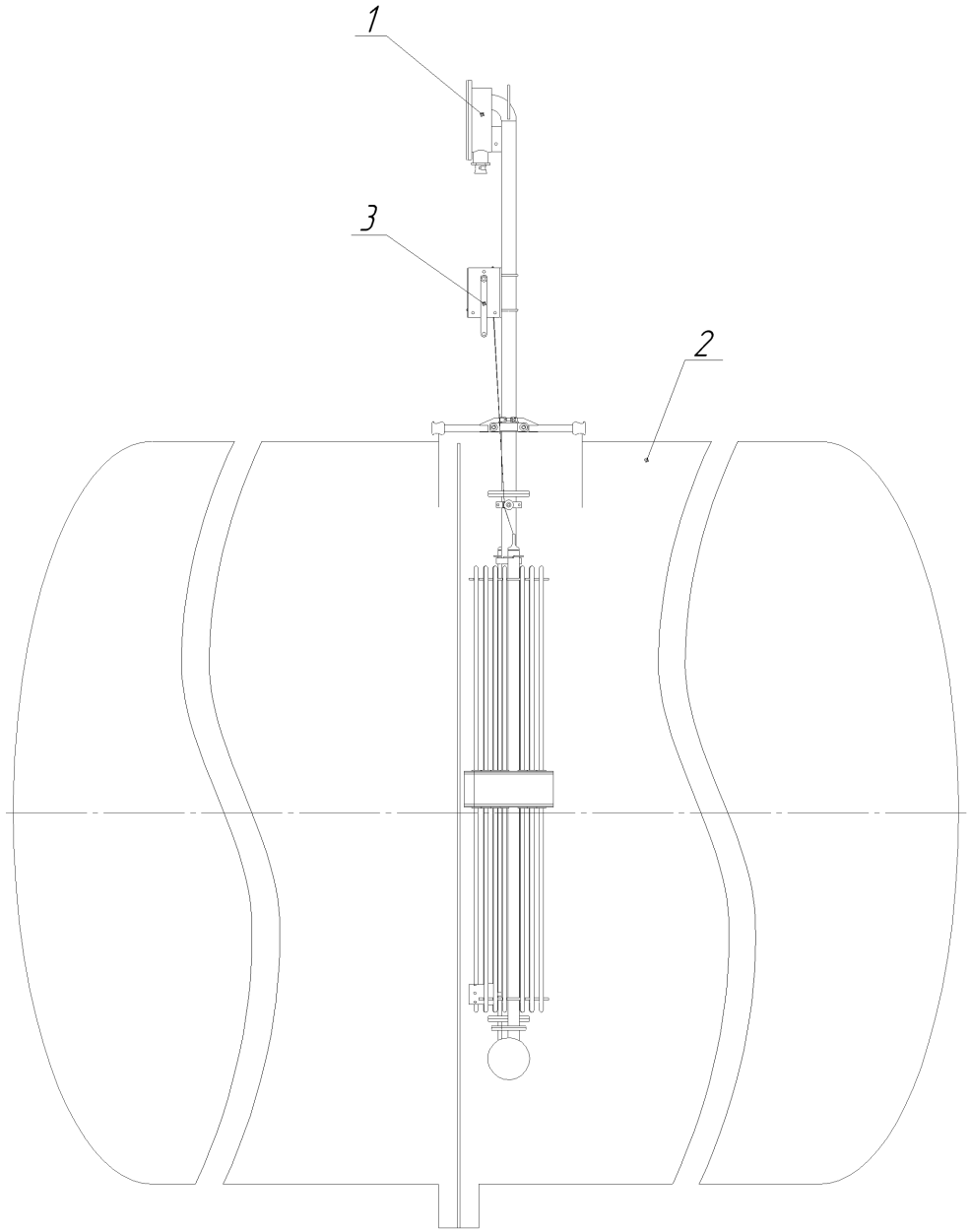


Рисунок 2 – Грелка железнодорожная электрическая ГЖЭ-55



ужении ГЖЭ-55 в цистерне

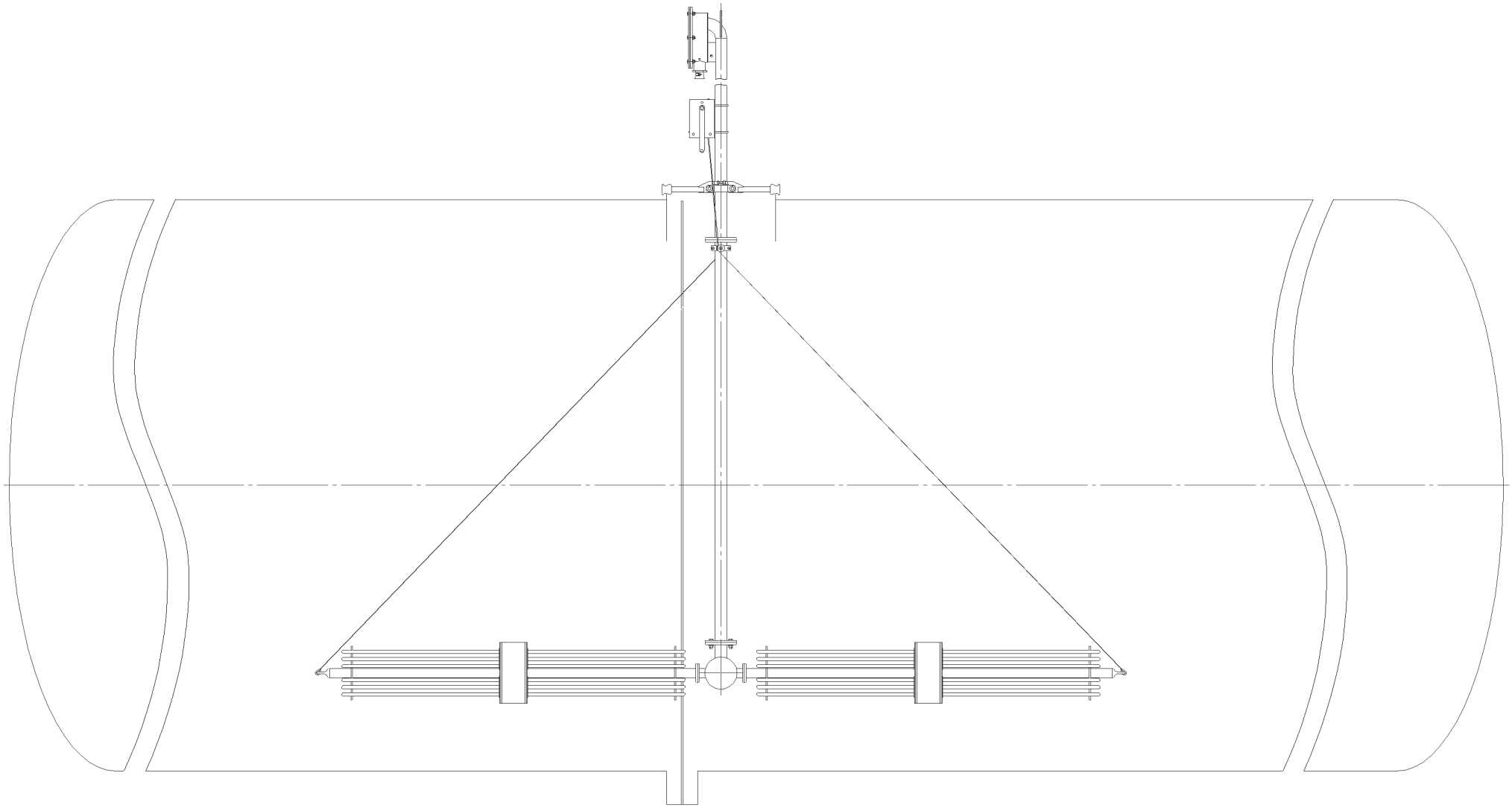


Рисунок 4 – Рабочее положение ГЖЭ-55

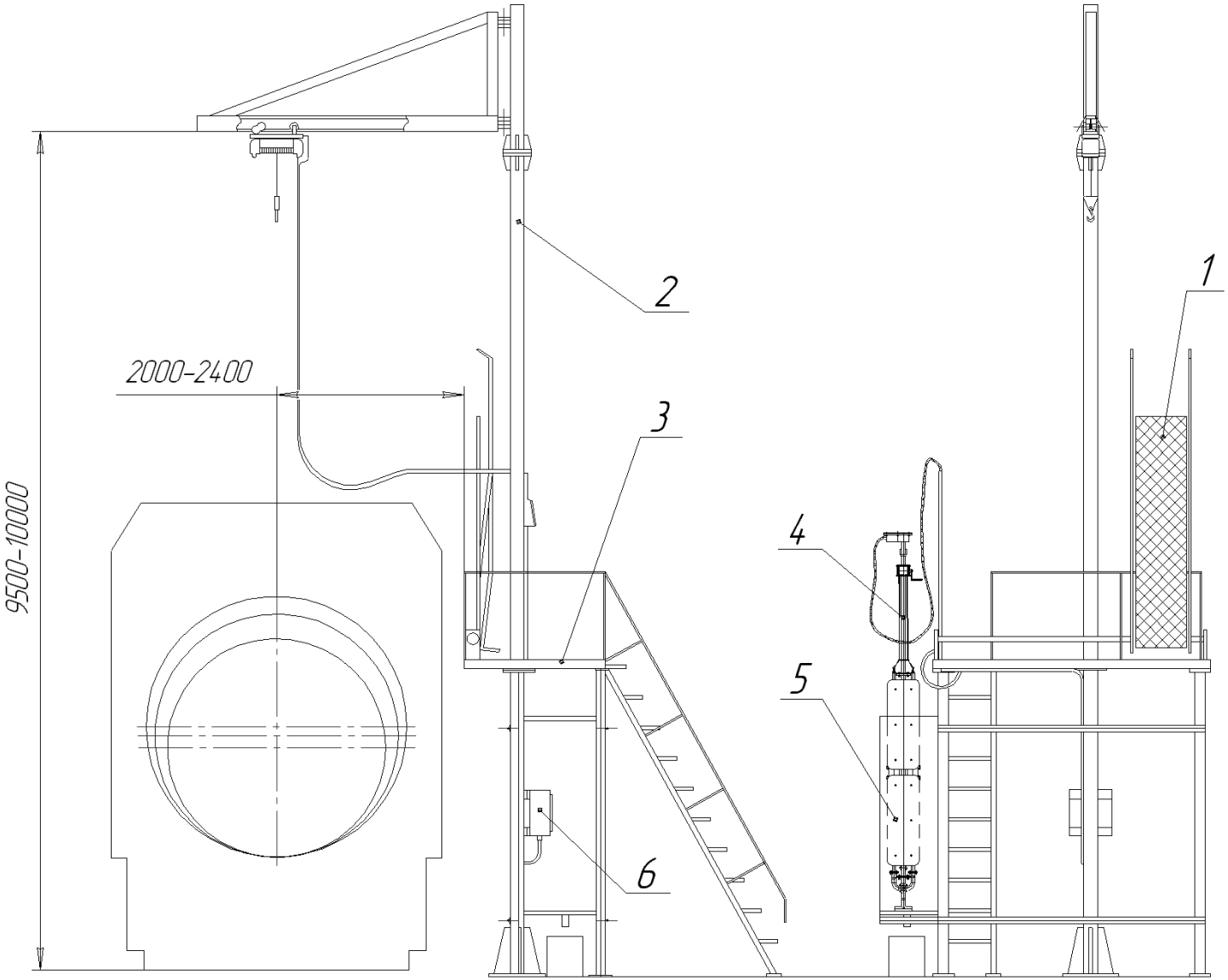


Рисунок 5 – Пост обслуживания

КОМПЛЕКТ БЛОКОВ ЭКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Комплект блоков электронагревателей резервуарных КЗ БЭР-12 (далее - комплект блоков) предназначен для разогрева вязких и застывающих нефтепродуктов с температурой вспышки не ниже плюс 80°С.

Блоки могут быть использованы на нефтебазах и складах для стационарной установки в наземных резервуарах любой конструкции емкостью от 3 до 10 м³, а также в резервуарах большой емкости, со встроенными нагревательными кожухами или отсеками.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды комплекты блоков соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) класс пожароопасности П-I; П-III.

Пример записи комплекта блоков при заказе и в другой документации:

Комплект блоков КЗ БЭР-12 ТУ 63 РСФСР 2-77

где К - комплект;

3 - количество блоков;

БЭР - блок электронагревателей резервуарных;

12 - мощность каждого блока кВт.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры комплекта блоков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Мощность комплекта, кВт	36
2 Количество блоков БЭР-12 в комплекте, шт.	3
3 Мощность блока БЭР-12, кВт	12
4 Габаритные размеры блока БЭР-12 мм, не более:	
длина	1100
высота	380
ширина	380
5 Габаритные размеры шкафа, мм, не более:	
длина	500
высота	500
ширина	250
6 Масса блока БЭР-12, кг, не более	26
7 Масса шкафа, кг, не более	36

Среднее количество часов, необходимых для нагрева нефтепродукта на 35°С от начальной температуры в зависимости от объема нефтепродукта в резервуарах, покрытых тепловой изоляцией, приведено в таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Значение параметра			
1 Емкость резервуара, м³	3	5	10	25
2 Время разогрева, ч.	7,0	12,0	16,3	43,5

Условия срабатывания блокировочного устройства:

– при достижении продуктом температуры более 80°С;
– при остатке продукта над нагревательным устройством, менее 500 мм.

Температурный диапазон работы составных частей изделия:

– для погружных электронагревателей, нефтепродукт с температурой от минус 50° С и выше.
– для наружной аппаратуры, открытый воздух с температурой от плюс 40°С до минус 50°С при относительной влажности 30 - 85%.

Назначенный ресурс циклов - 2500.

Срок службы до списания - 5 лет.

Состав изделия

Комплект блоков (рисунок 4) состоит из следующий составных частей: трех блоков 1, шкафа управления 2.

Блок (рисунок 1) состоит из следующих узлов: устройство блокировочное 1; блок электронагревательный 2; корпус 3.

Устройство и работа

Показатели применяемости блока БЭР-12:

– тип нагревателя ТЭН-200;
– количество нагревателей шт. - 5;
– врезной диаметр корпуса БЭР-12, мм - 300;
– длина нагревателя, мм - 1012.

Принцип действия блока электронагревателей основан на передаче тепла от трубчатых электронагревательных элементов продукту, находящемуся в резервуаре.

Блок включается в работу и отключается автоматически при следующих условиях:

- слой продукта над блоком электронагревательным больше 500 мм и автоматически отключается при снижении до 500 мм и менее;

- продукт в резервуаре имеет температуру ниже 80°С и отключается при достижении продуктом температуры более 80°С;

- точность срабатывания устройства блокировочного находится в пределах ±10%.

Блок электронагревателей устанавливается в резервуаре любой конструкции и емкости, при этом в нижней его части необходимо вырезать отверстие диаметром Ø310 ±5 мм (рисунок 2, 3, 4).

Установить блок в резервуар и приварить усилительное кольцо корпуса блока к корпусу резервуара. Подключить блоки к пульту управления.

Перед пуском в работу необходимо: проверить величину сопротивления изоляции, которая должна быть не менее 1 МОм; заземлить.

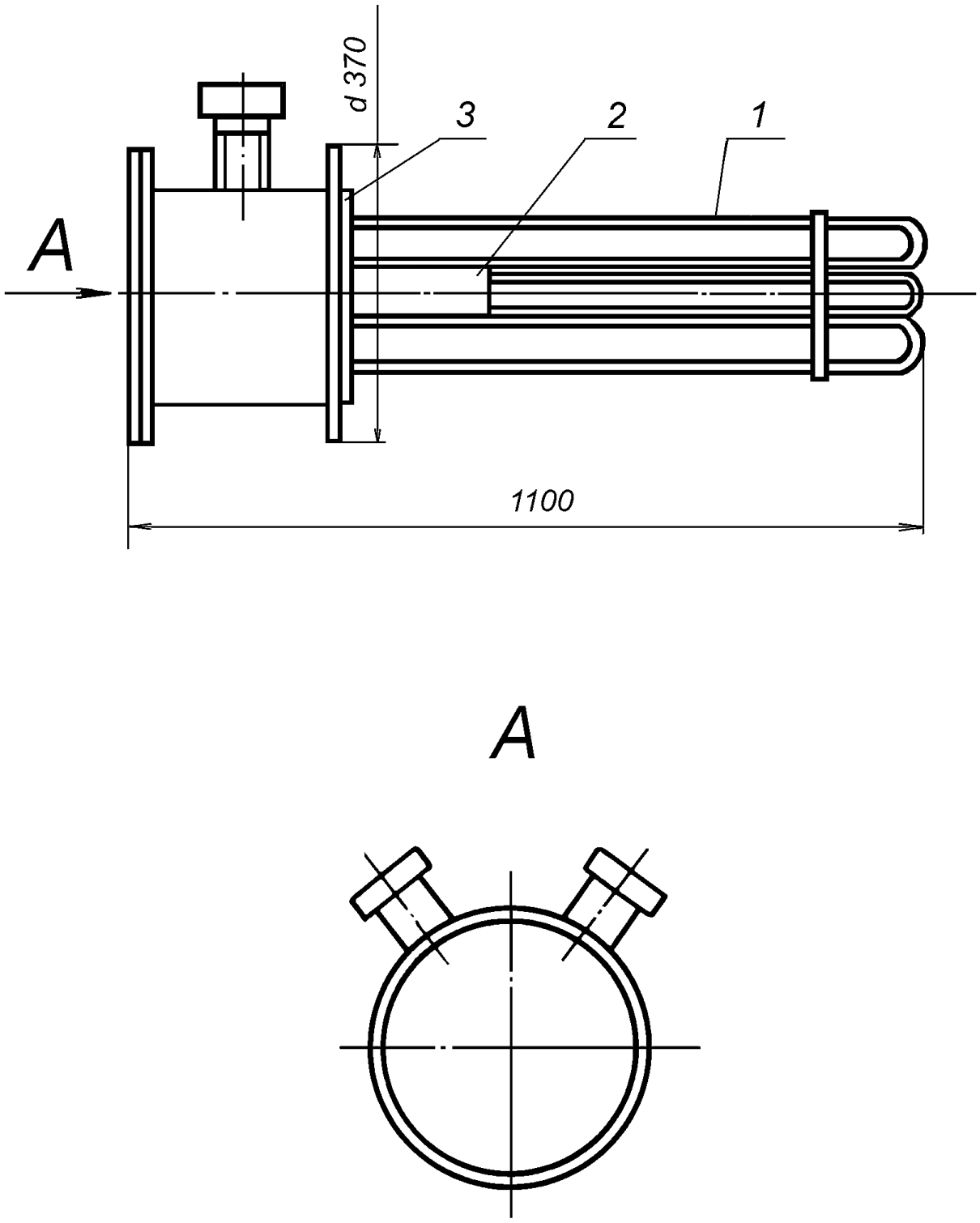


Рисунок 1 - Блок электронагревательный резервуарный БЭР-12

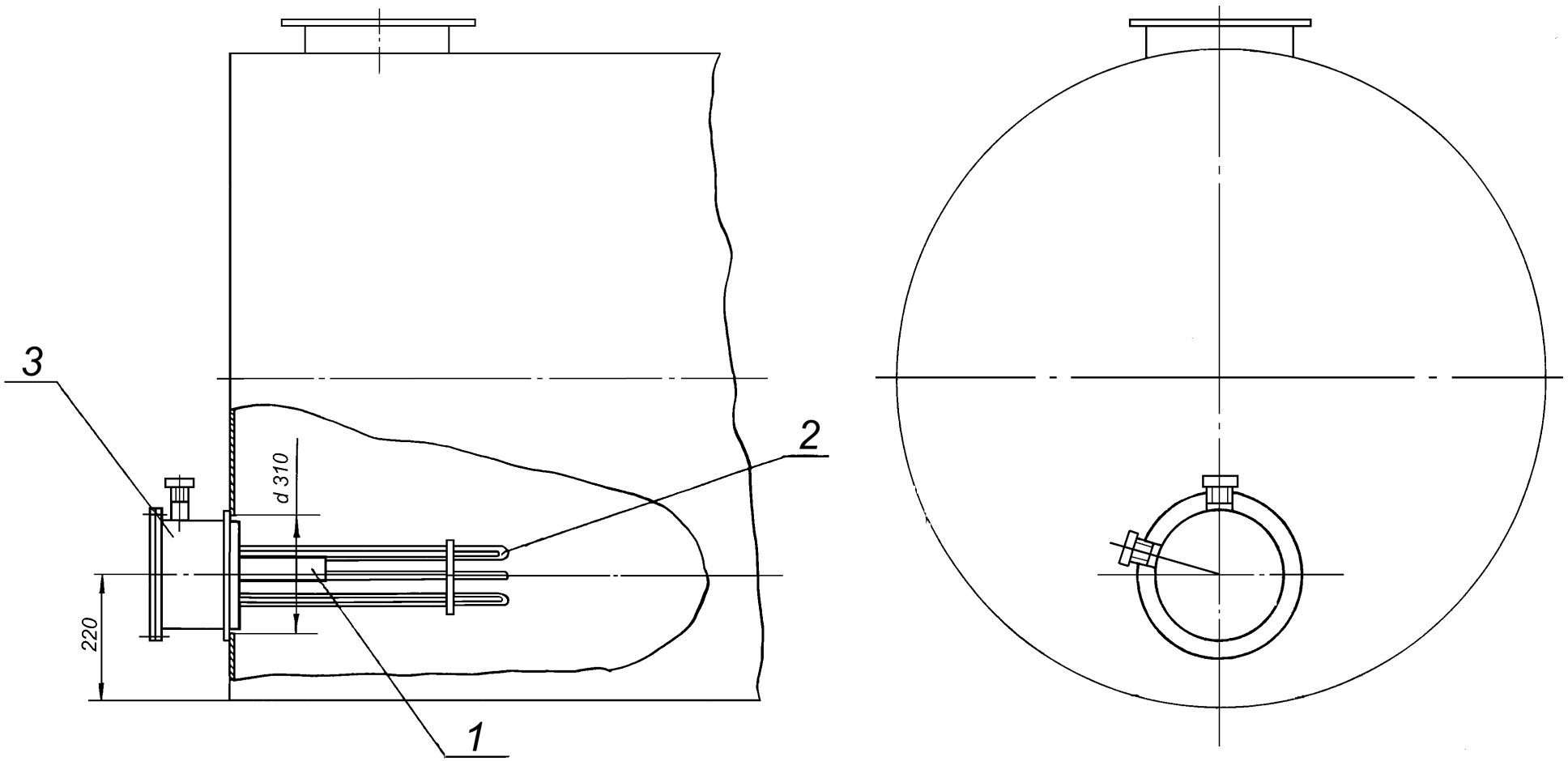


Рисунок 2 - Вариант монтажа блока в горизонтальном резервуаре от 3 до 10 м³

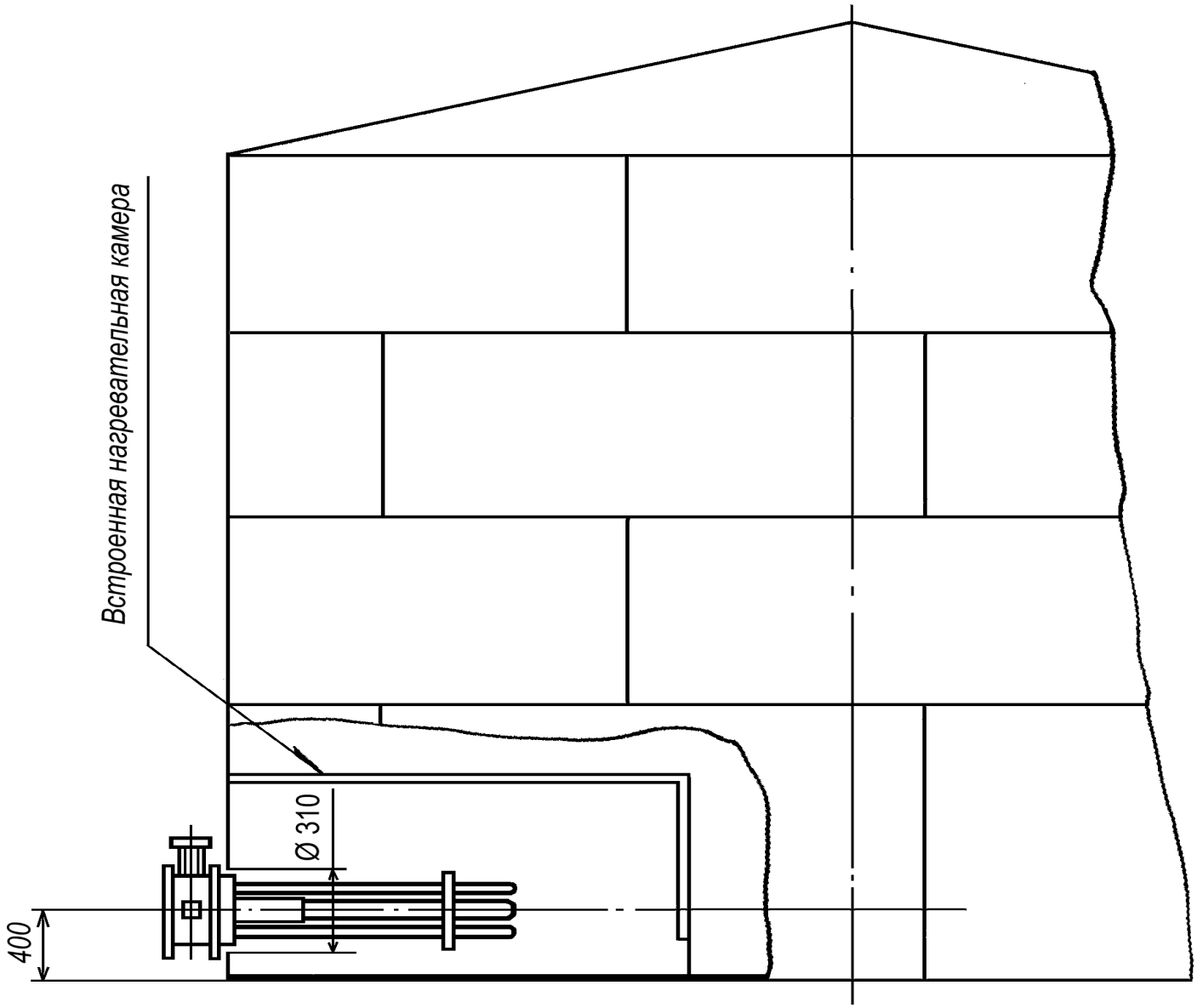


Рисунок 3 - Вариант монтажа блока в вертикальном резервуаре

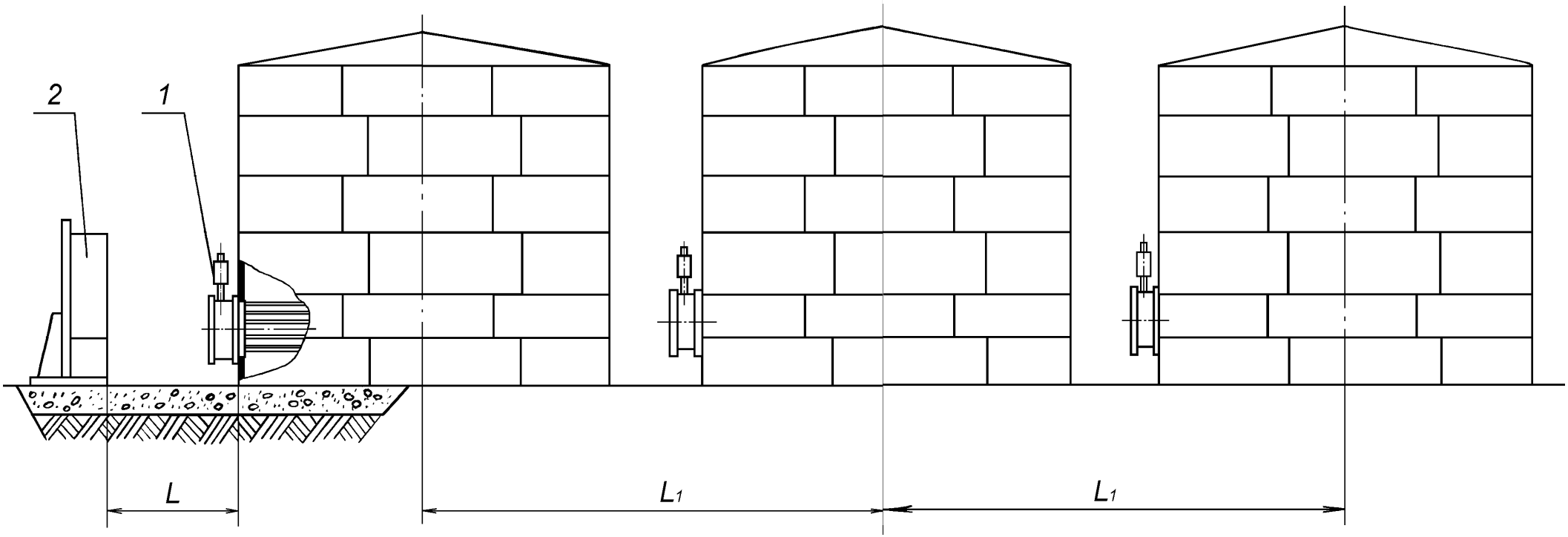


Рисунок 4 - Монтажная схема комплекта блоков

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1.1 Пробоотборники секционные резервуарные ПСРа (далее - пробоотборники) предназначены для отбора проб нефтепродуктов по всей высоте наземных вертикальных цилиндрических резервуаров с температурой нефтепродукта от минус 40ºС до плюс 50ºС кинематической вязкостью не более 11сСт.

1.1.2 По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды пробоотборники соответствуют исполнению УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

1.1.3 Пример записи пробоотборника ПСРа при заказе и в другой документации:

Пробоотборник секционный резервуарный ПСРа-15 ТУ3689-024-03467856-2004,

где ПСР – пробоотборник секционный резервуарный;

а – Армавир;

15 – высота пробоотборника, м.

1.2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1.2.1 Пробоотборники изготавливаются следующих типоразмеров, указанных в таблице 1 в зависимости от высоты резервуара.

Таблица 1

Высота резервуара, м	Обозначения пробоотборников			
		нижних	средних	верхних
3	ПСРа-3	1	-	1
4	ПСРа-4	1	1	1
5	ПСРа-5,	1	1	1
6	ПСРа-6,	1	2	1
7	ПСРа-7,	1	2	1
8	ПСРа-8 ,	1	3	1
9	ПСРа-9,	1	3	1
10	ПСРа-10,	1	4	1
11	ПСРа-11,	1	4	1

12	ПСРа-12,	1	5	1
13	ПСРа-13,	1	5	1
14	ПСРа-14,	1	6	1
15	ПСРа-15,	1	6	1
16	ПСРа-16,	1	7	1
17	ПСРа-17,	1	7	1
18	ПСРа-18,	1	8	1

Примечание – По согласованию с потребителем допускается изготовление других типоразмеров пробоотборников с учетом высоты резервуара.

1.2.2 Основные параметры и размеры пробоотборников соответствуют указанным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Обозначение пробоотборника															
	ПСРа-3	**ПСРа-4**	**ПСРа-5**	**ПСРа-6**	**ПСРа-7**	**ПСРа-8**	**ПСРа-9**	**ПСРа-10**	**ПСРа-11**	**ПСРа-12**	**ПСРа-13**	**ПСРа-14**	**ПСРа-15**	**ПСРа-16**	**ПСРа-17**	**ПСРа-18**
	Значение параметра															
1 Диаметр условного прохода, мм	15															
2 Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л	0,150±0,05															
3 Время забора образца, мин, не более	5															
4 Гидростатическое давление,МПа (кгс/см^2), не более	0,16 (1,63)															
5 Внутренний диаметр направляющей трубы, мм	-															
6 Габаритные размеры, мм, не более:																
длина	600															
ширина	450															
высота	3100	4100	5100	6100	7100	8100	9100	10100	11100	12100	1310	1410	15100	16100	17100	18100
7 Масса, кг, не более	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	1750	175	180

1.3 СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ

1.3.1 Пробоотборник (см. рисунок 1) состоит из секции нижней 1, средних секций 2, секций верхних (низкой 3) или (высокой 4), люка светового 5, ограждения 6- закрывающего лицевую сторону секции нижней, кронштейнов 7.

1.4 УСТРОЙСТВО И РАБОТА

1.4.1 Трубопроводы секции нижней 1 (см. рисунок 1), средних 2, верхней 3(4) и соответсвенно штанги крепятся между собой муфтовыми соединениями. (см. рисунок 7).

На нижней секции (см. рисунок 2) имеется кран сливной 6.

Нижняя секции, средние секции и верхняя секция образуют пробоотборную колонну.

В конструкции ПСРа (см. рисунок 1) верхняя и средние секции крепятся на кронштейнах 7, которые привариваются к стенке внутри резервуара. Верхняя секция 3(4) дополнительно крепится к планке люка светового 5. Нижняя секция – приваривается к боковой стенке резервуара а люк световой (см.рисунок 6) с диском усиливающим к крыше резервуара.

1.4.2 Кронштейны 7 (см. рисунок 1), привариваются к стенке внутренней стороны резервуара, с интервалом 1000±1мм.

1.4.3 В конструкции ПСРа, люк световой (см. рисунок 6) состоит из горловины 1, крышки 2, диска 3. В горловине к планке 4 крепится труба верхней секции. Люк световой монтируется в крыше резервуара сваркой.

Монтаж секций пробоотборника ПСРа производится через люк световой.

1.4.4 Нижняя секция (см. рисунок 2) состоит из щита 1 с приваренной втулкой, трубопровода 3, на трубопроводе закреплены, с внешней стороны резервуара, кран сливной 6, с внутренней - кран заборный 7. Рычаг 2 закреплён с внешней стороны на валу. С внутренней стороны на валу закреплена вилка 5, передающая возвратно-поступательное движение через вал от рычага 2 на толкатель 4. Толкатель 4 соединён через ось с рычагом крана заборного.

1.4.5 Средняя секция (см. рис. 3) состоит из трубопровода 1, с установленными через резьбовые соединения кранами 3. На конце кранов установлены патрубки заборные 4. Штанга 2 соединена с рычагом 8 крана заборного и свободно перемещается в направляющих втулках. Кронштейн 5 с помощью болтового

соединения закреплён к трубопроводу. На концах трубопровода и штанги установлены муфты 6 и контргайки 7.

1.4.6 Устройство и принцип работы секций верхней (низкой) (см. рисунок 4) и секции верхней (высокой) (см. рисунок 5) аналогично секции средней. Трубопровод 1 верхней частью крепится к планке люка светового с помощью контргаек 6.

1.4.7 Ограждение 6 (см. рисунок 1), крепится болтами к кольцу секции нижней 1.

1.4.8 Для отбора пробы рычаг 2 (см. рисунок 2) повернуть влево до упора 9. Усилие поворота передается через вал и вилку 5 на толкатель 4, соединенный с краном заборным нижней секции. С толкателем секции нижней (см. рисунок 1)соединены трубопроводы и штанги средних и верхней секций. Поворачивая рычаг секции нижней, открываются или закрываются шаровые краны, открывая или перекрывая доступ продукта в пробоотборную колонну.

При повороте рычага до упора вправо, сквозные отверстия шаровых кранов перекрываются, отсекая от основного продукта столб пробы в пробоотборной колонне. При открывании крана сливного 6 (см. рисунок 2) проба поступает в специальную пробоотборную посуду. Проба, отобранная пробоотборником, осуществляется выделением столба продукта по всей высоте резервуара и слива его в пробоотборную посуду. По своему составу проба соответствует продукту, находящемуся в резервуаре.

1.4.9 Порядок отбора пробы (см. рисунок 1):

- снять ограждение 6;
- открыть кран сливной 6 (см. рисунок 2), слить остатки продукта из пробоотборной колонны в посуду;
- закрыть кран сливной 6;
- повернуть рычаг 2 до упора 9 влево. В зависимости от вязкости продукта выдержать от 15 секунд до 5 минут;
- повернуть рычаг 2 до упора 9 вправо;
- открыть кран сливной 6. Слить пробу в пробоотборную посуду;
- закрыть кран сливной 6. Закрепить ограждение 6 на щите 1.
- Опломбировать.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Монтаж и подготовка к работе пробоотборника ПСРа.

2.1.1 Проверить комплектность, согласно раздела 2, паспорта ОМ2.784.009 ПС.

2.1.2 Сборочные единицы пробоотборника необходимо расконсервировать и подвергнуть внешнему осмотру.

2.1.3 Выполнить отверстия в стенке резервуара под секцию нижнюю 1 и в крыше под люк световой 5 согласно размерам на рисунке 1.

2.1.4 Закрепить (приварить) нижнюю секцию 1 к резервуару, выдерживая параллельность трубопровода стенке резервуара и вертикальность.

2.1.5 Прикрепить к секции нижней 1 (см. рисунок 1) секции средние 2 с помощью муфт и контргаек (см. рисунок 7) с точностью ±1 мм. Кронштейны 7 (см.рисунок 1) приварить к стенке резервуара.

2.1.6 Прикрепить к секции средней 2 секцию верхнюю 3(4), кронштейны приварить к резервуару.

2.1.7 Установить в отверстие крыши резервуара люк световой 5 (см. рисунок 1) ориентируя его по трубопроводу верхней секции и отверстию на планке люка. Закрепить трубу верхней секции (после приварки люка) на планке люка светового контргайками с учётом тепловых расширений.

2.1.8 Приварить люк световой к крыше резервуара согласно рисунка 1.

2.1.9 Герметичность трубных соединений, обеспечить ФУМ.

2.1.10 Проверить правильность монтажа пробоотборника поворотом рычага, рычаг должен перемещаться плавно, без заеданий и с усилием не превышающим 200 Н.

2.1.11 После окончания монтажных работ произвести испытание на герметичность пробоотборника водой давлением 0,2 МПа в течении 10 минут в соответствии с «Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциям по их ремонту».

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 При эксплуатации пробоотборника перед началом работы производить осмотр секции нижней 1 (см. рисунок 1), течь нефтепродукта через резьбовые сгоны и сальниковые уплотнения не допускается.

3.2 При обнаружении течи, произвести подтяжку болтов или гаек на обоймах секции.

3.3 При эксплуатации пробоотборников, проводить осмотр пробоотборников в следующие сроки:

- в весенне-летний период – каждый раз перед отбором проб, но не менее двух раз в месяц.

- при температуре ниже нуля – каждый раз перед отбором проб, но не менее одного раза в 10 дней.

Допускается увеличение сроков между осмотрами в осенне-зимний период до 15 дней, если в условиях эксплуатации не отмечается отложения инея и льда на поверхностях резервуаров и резервуарного оборудования.

3.4 При профилактических осмотрах для удаления загрязнений с деталей пробоотборников, их необходимо промыть бензином или керосином и продуть сжатым воздухом.

4 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Вероятные причины отказов, повреждений и способов их устранения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование неисправностей	Вероятная причина неисправности	Способ устранения
Течь через сальниковое уплотнение.	Нет герметичности сальникового уплотнения.	
		Заменить сальниковое уплотнение и произвести затяжку до полного прекращения течи.
Течь из-под прокладок.	Не подтянуты болты крепления на щите управления.	Подтянуть болты на щите управления.
	Повреждены прокладки.	Произвести замену прокладок.*

* Осуществляется при пустом резервуаре.

5 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При монтаже и эксплуатации пробоотборников необходимо руководствоваться:

– ПБ 09-560-03 «Правилами промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов»;

– ПОТ Р М-021-2002 «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций». (утвержденных Минтруда и социального развития от 06.05.02 №33);

– «Правилами технической эксплуатации нефтебаз». (утвержденными Минэнерго РФ 2003г.);

– «Правилами технической эксплуатации резервуаров», (утвержденными ОАО НК «Роснефть» 2004г);

5.2 К монтажу и эксплуатации пробоотборников допускаются квалифицированные специалисты, изучившие настоящее «Руководство по эксплуатации» и прошедшие инструктаж по правилам пожарной безопасности для данного объекта.

5.3 При монтаже и эксплуатации пробоотборника необходимо соблюдать требования пожарной безопасности и взрывобезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.1.010-76 и настоящего руководства по эксплуатации.

5.4 **ВНИМАНИЕ!** ПРИ МОНТАЖЕ И ОБСЛУЖИВАНИИ ПРОБООТБОРНИКОВ НЕОБХОДИМО ПОЛЬЗОВАТЬСЯ ОМЕДНЕННЫМ ИНСТРУМЕНТОМ И ПРИСПОСОБЛЕНИЯМИ, ИСКЛЮЧАЮЩИМИ ИСКРООБРАЗОВАНИЕ, НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДЛИНЕНИЯ РУЧЕК И УДАРЫ ПО РУЧКАМ.

5.5 **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

- ПРОИЗВОДИТЬ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОБООТБОРНИКОВ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЛИВОНАЛИВНЫХ ОПЕРАЦИЙ.

- РАБОТА ПРИ НАЛИЧИИ ТЕЧИ В СОЕДИНЕНИЯХ.

5.6 Все работы по монтаж у и демонтажу и ремонту пробоотборников на действующем резервуаре должны быть согласованы с пожарной охраной объекта.

5.7 Пробоотборник должен быть смонтирован в резервуаре так, чтобы подвижные элементы устройства не задевали за кронштейны и другие металлические детали.

6 УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

6.1 Перед упаковкой пробоотборники должны быть защищены консервационной смазкой по варианту ВЗ-1, внутренняя упаковка - ВУ-0 по ГОСТ 9.014-78.

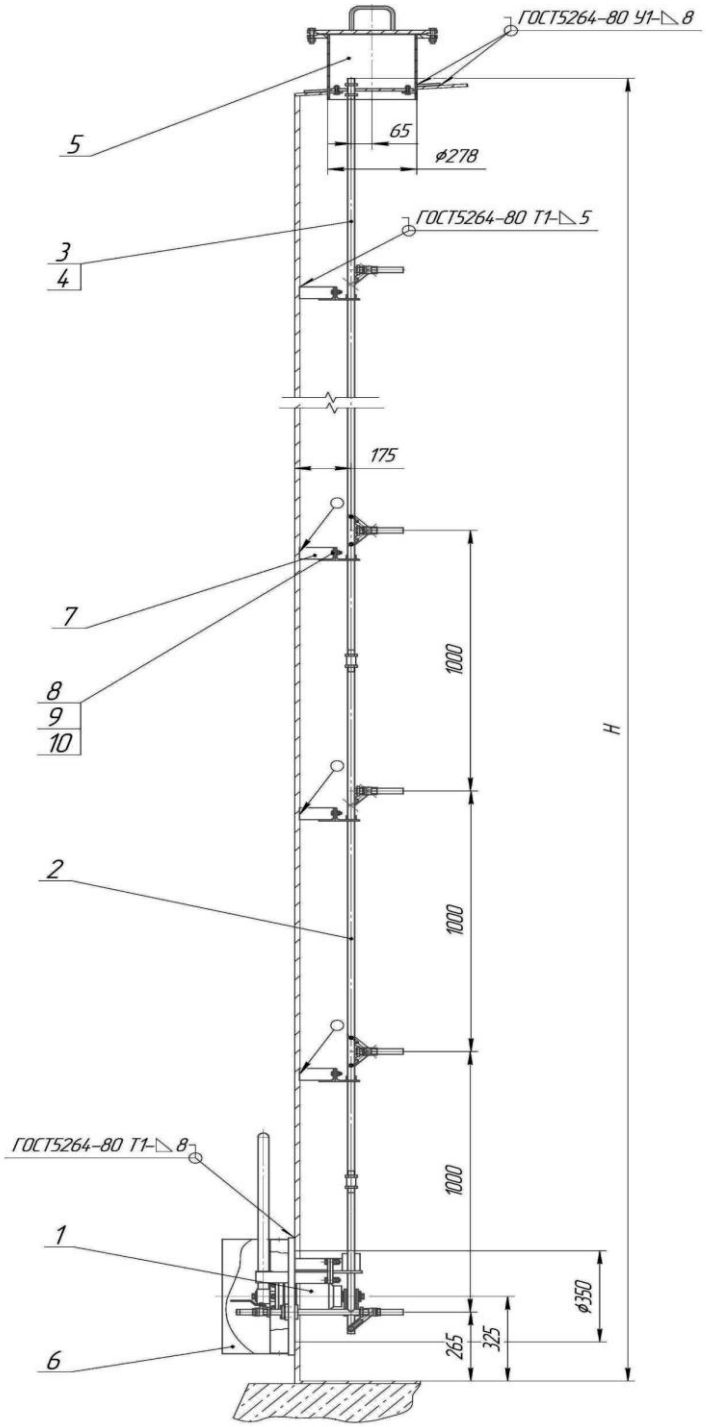
6.2 Срок заводской консервации – 3 года.

6.3 Упакованные пробоотборники можно транспортировать автомобильным и железнодорожным транспортом, соблюдая правила перевозки грузов на данном виде транспорта.

6.4 Пробоотборники должны быть упакованы в решетчатые ящики по ГОСТ 2991-85, изготовленные по чертежам завода-изготовителя.

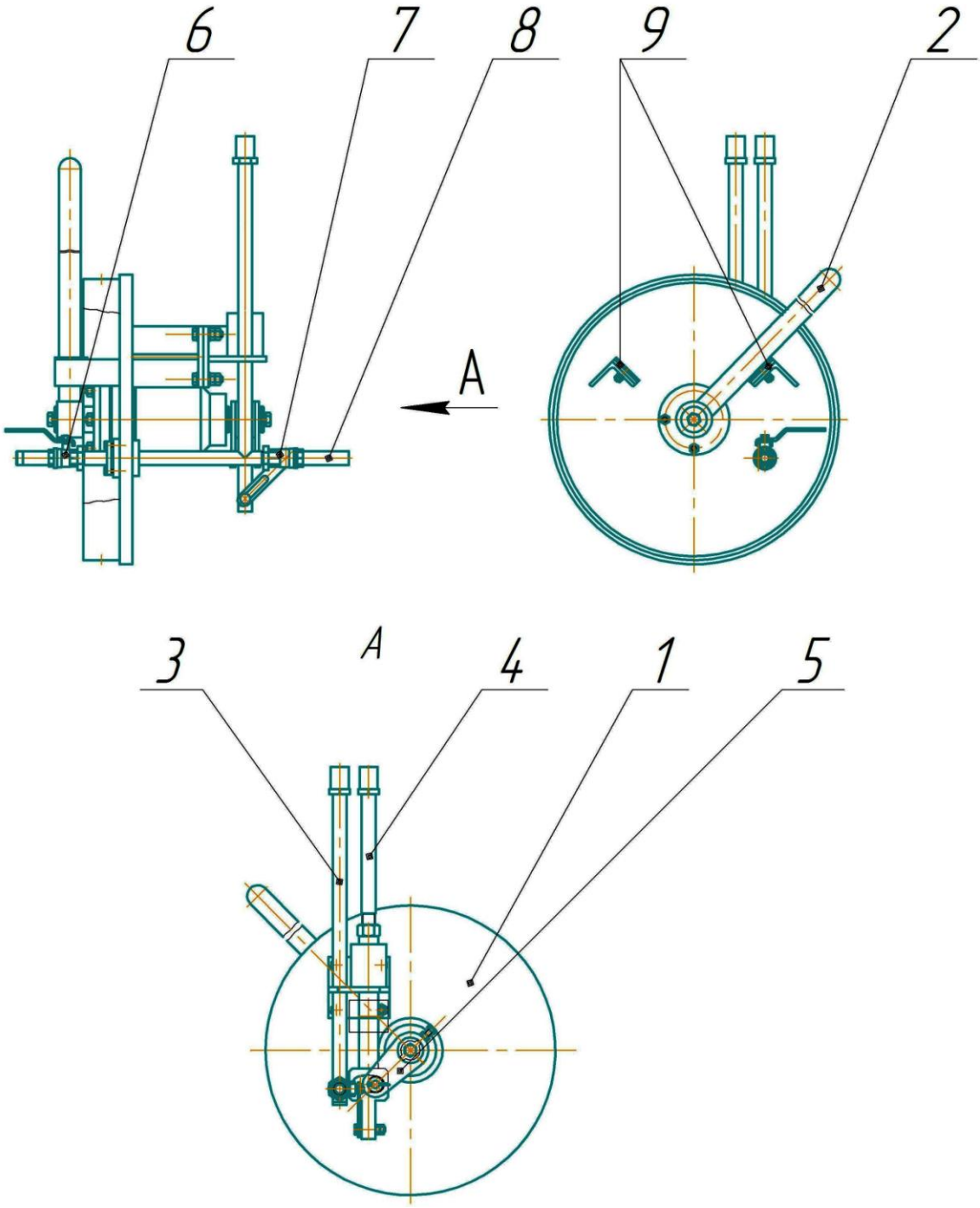
6.5Условия транспортирования пробоотборников в части воздействия механических факторов – С ГОСТ 23170-78, климатических факторов внешней среды –8 ГОСТ 15150-69

6.6 При постановке пробоотборников на хранение на срок, превышающий срок заводской консервации, должна быть произведена переконсервация пробоотборников по ГОСТ 9.014-78. Условия хранения – 5 ГОСТ 15150-69.



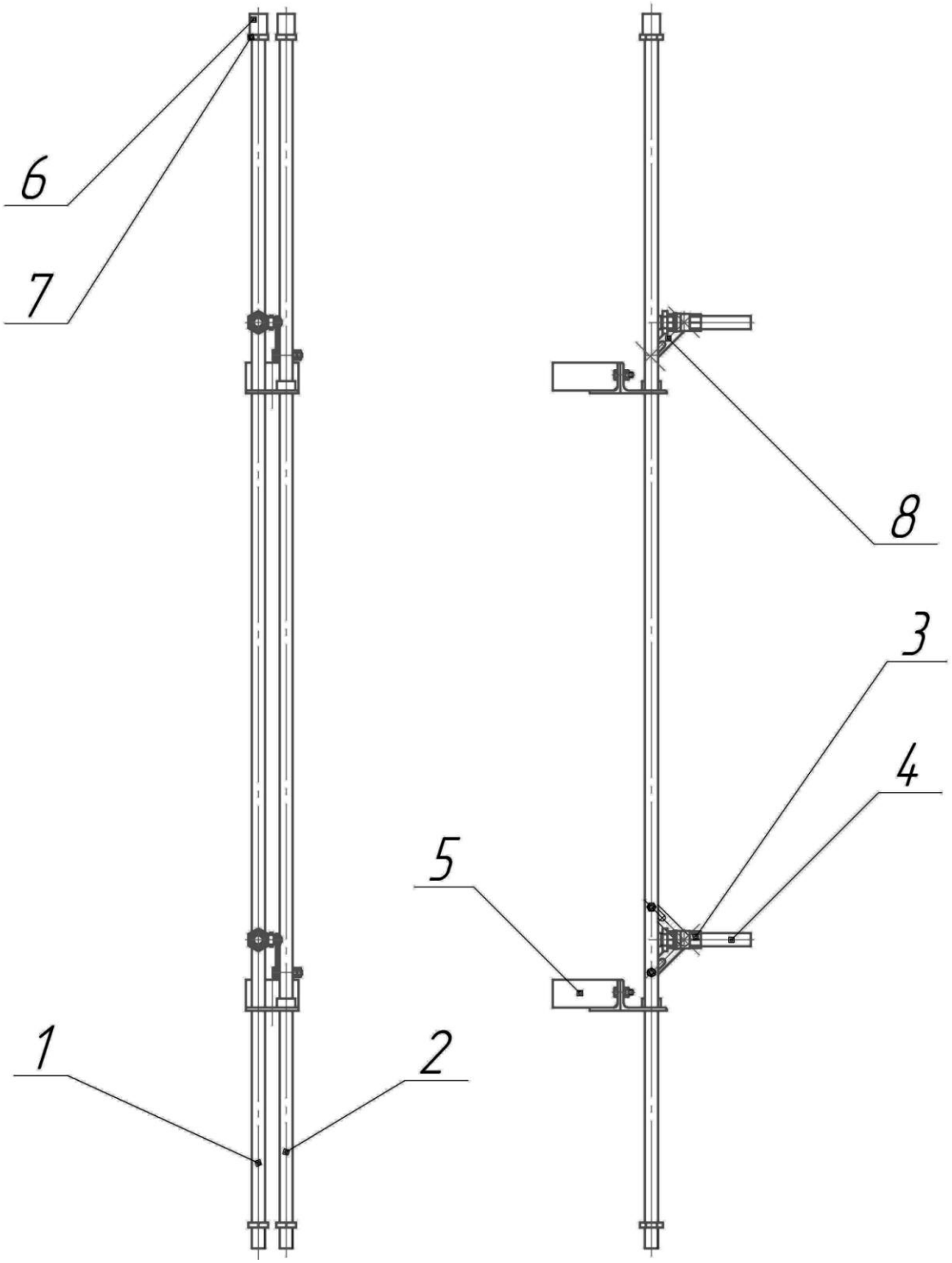
1–секция нижняя; 2–секция средняя; 3–секция верхняя (низкая); 4–секция верхняя (высокая); 5–люк световой; 6-ограждение; 7–кронштейн; 8–болт М8х25; 9–гайка М8; 10–шайба пружинная 8.

Рисунок 1- Пробоотборник секционный резервуарный



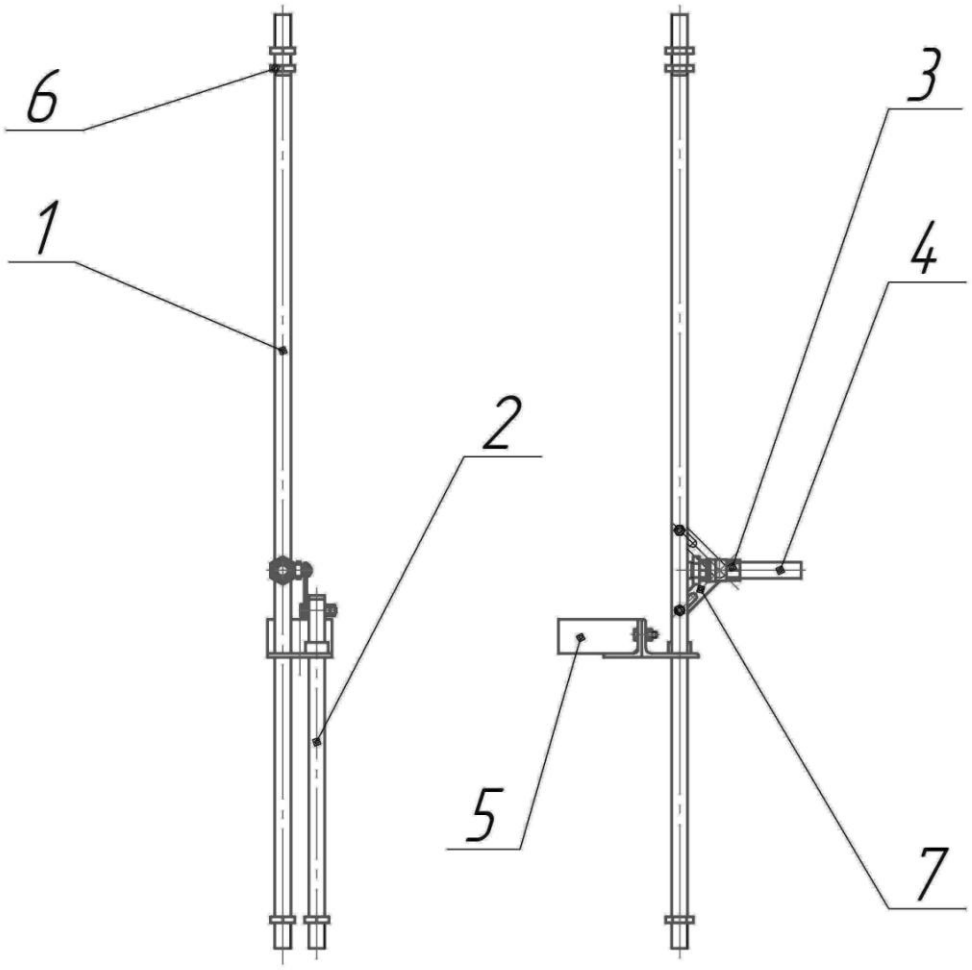
1-щит; 2-рычаг; 3-трубопровод; 4-толкатель; 5-вилка; 6-кран сливной; 7-кран заборный; 8-патрубок заборный; 9-упоры.

Рисунок 2- Секция нижняя



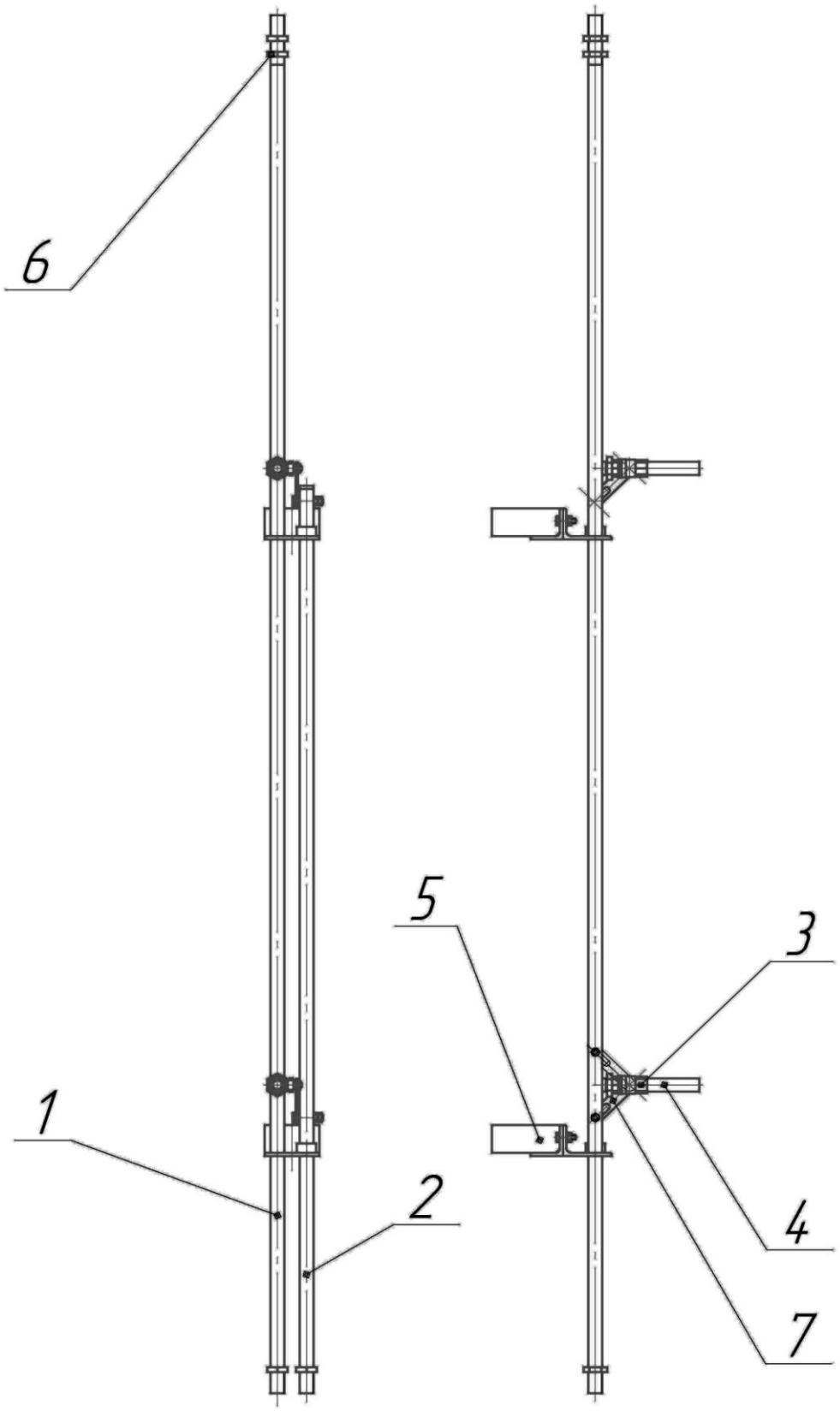
1-трубопровод; 2-штанга; 3-кран заборный; 4-патрубок заборный; 5-кронштейн; 6-муфта; 7-контргайка; 8-рычаг.

Рисунок 3- Секция средняя



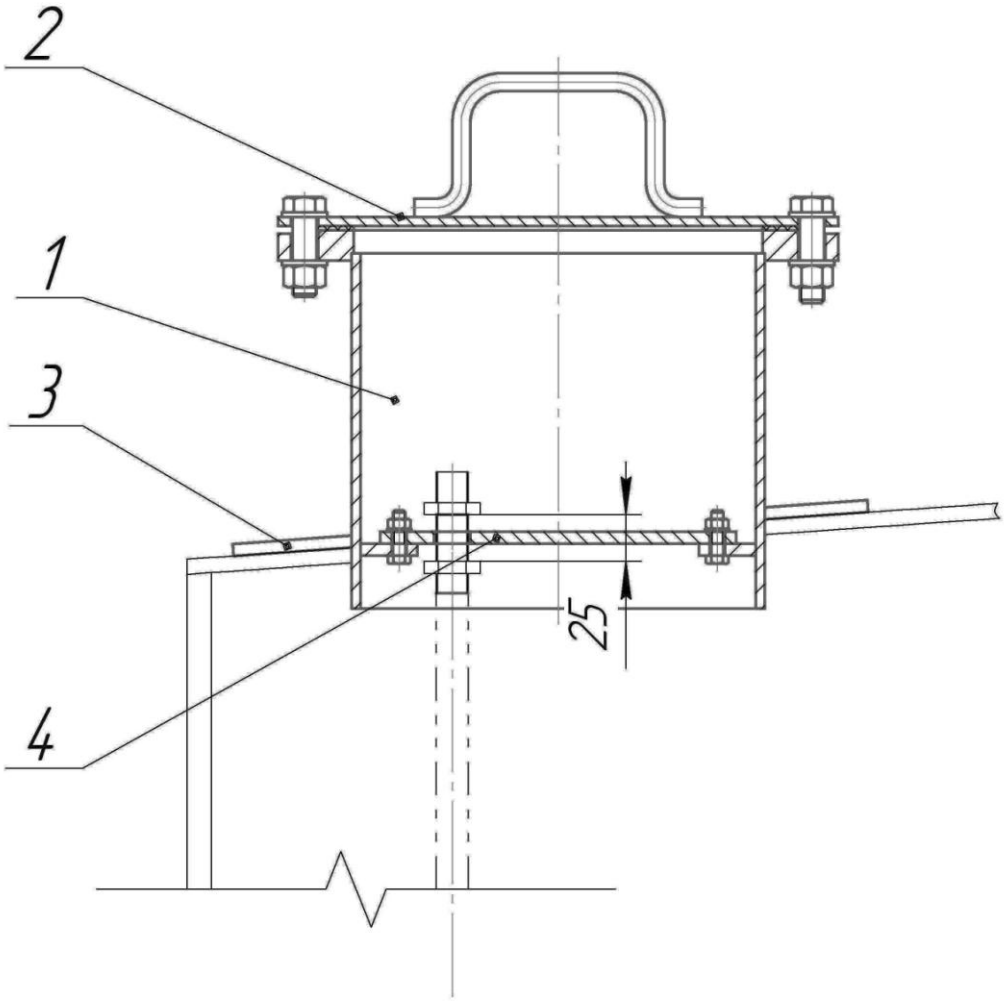
1-трубопровод; 2-штанга; 3-кран заборный; 4-патрубок заборный; 5-кронштейн; 6 - контргайка7-рычаг.

Рисунок 4 - Секция верхняя (низкая)



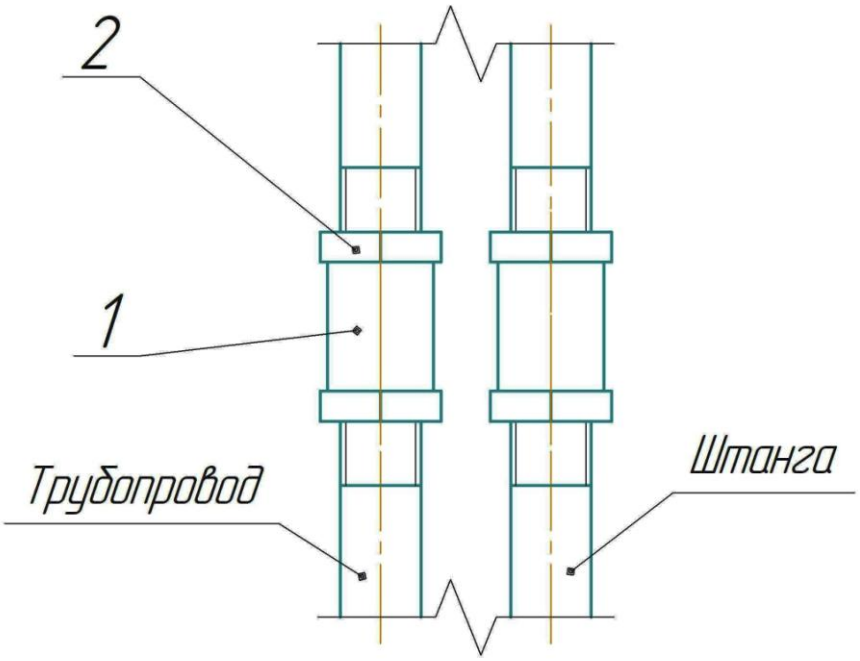
1 – трубопровод; 2 – штанга; 3 – кран заборный; 4 – патрубок заборный; 5 – кронштейн;6 - контргайка; 7 - рычаг;

Рисунок 5 –Секция верхняя (высокая)



1-горловина; 2-крышка; 3-диск усиливающий; 4-планка.

Рисунок 6 – Люк световой



1 – муфта; 2 –контргайка.

Рисунок 7 – Соединение секций пробоотборника

ПРОБООТБОРНИКИ СЕКЦИОННЫЕ РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПСРа2СС.

ОКП 36 8911

Пробоотборники секционные резервуарные ПСРа2СС предназначены для отбора проб нефтепродуктов по всей высоте наземных вертикальных цилиндрических резервуаров с защитной стенкой и температурой нефтепродукта от минус 40ºС до плюс 50ºС кинематической вязкостью не более 11сСт».

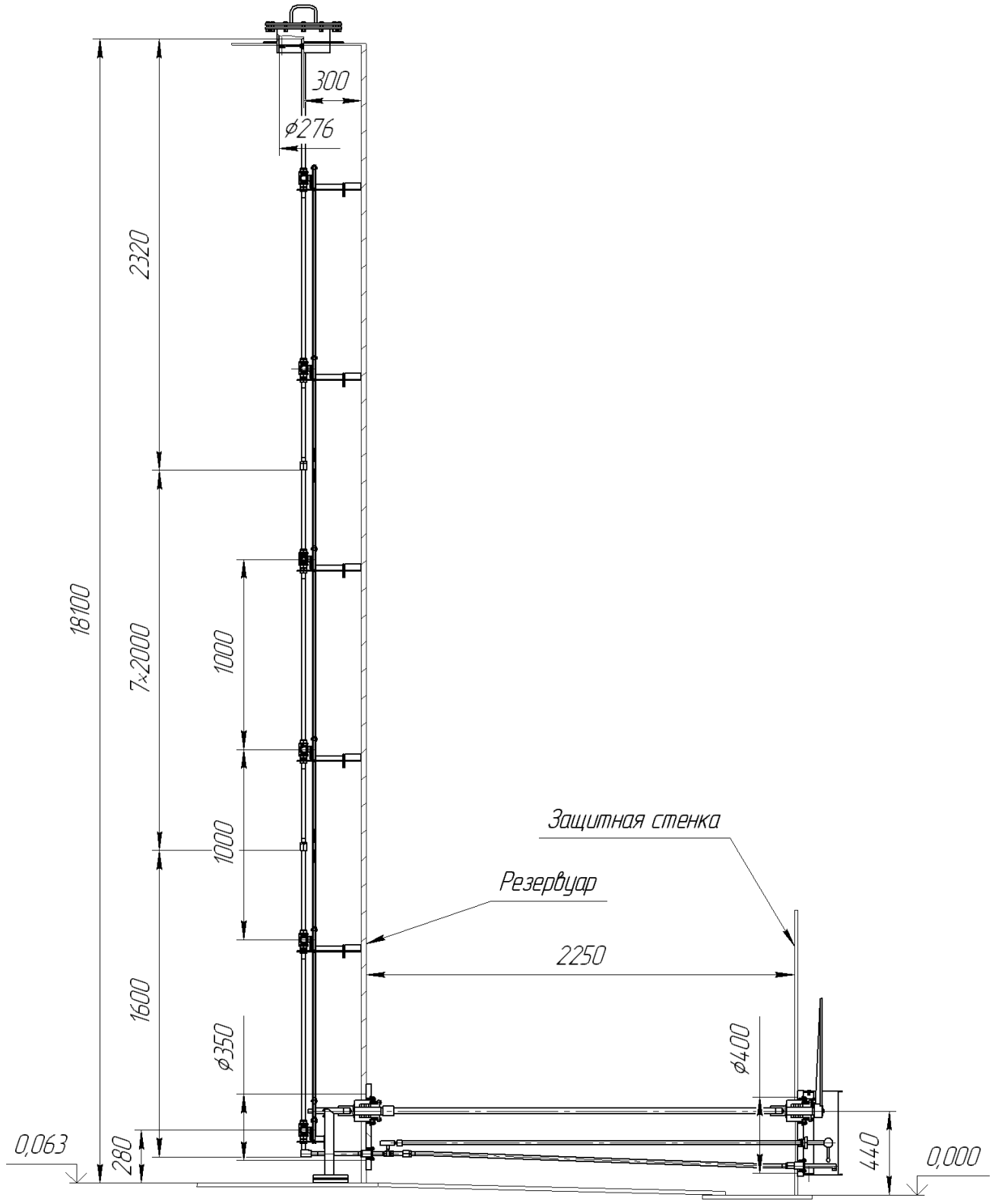
По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды пробоотборники соответствуют исполнению УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Наименование параметров	Величина параметров
	ПСРа-18 2СС
1 Диаметр условного прохода, мм	15
2 Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л	0,150±0,005
3 Время забора образца, мин, не более	5
4 Гидростатическое давление в резервуаре, МПа (кгс/см^2), не более	0,16 (1,63)
5 *Количество средних секций, шт, не более	7
6 Габаритные размеры, мм, не более	
длина	750
ширина	450
высота	18100
7 Масса, кг, не более	265

Пробоотборники секционные резервуарные ПСРа имеют сертификат соответствия №РОСС RU.НО04.Н00276 срок действия с 12.08.2005 по 12.08.2008, выданный органом по сертификации Нефтегазопромыслового оборудования НП «ВНИИсертификация» (НП «РМНТК «Нефтеотдача»-ВНИИнефть-сертификация»).

Разрешение Ростехнадзора на выпуск и применение № РРС 00-18428 от 28.10.2005 г.

Срок действия разрешения до 28.10.2008 г.


300
ϕ276
2320
18100
7×2000
1000
1000
1600
ϕ350
Защитная стенка
Резервуар
2250
ϕ400
0,063
280
440
0,000

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1.1 Пробоотборники секционные резервуарные ПСРа (далее - пробоотборники) предназначены для отбора проб нефтепродуктов по всей высоте наземных вертикальных цилиндрических резервуаров с температурой нефтепродукта от минус 40ºС до плюс 50ºС кинематической вязкостью не более 11сСт.

1.1.2 По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды пробоотборники соответствуют исполнению УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

1.1.3 Пример записи пробоотборника ПСРа при заказе и в другой документации:

Пробоотборник секционный резервуарный ПСРа-15 ТУ3689-024-03467856-2004,

где ПСР – пробоотборник секционный резервуарный;

а – Армавир;

15 – высота пробоотборника, м.

1.2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1.2.1 Пробоотборники изготавливаются следующих типоразмеров, указанных в таблице 1 в зависимости от высоты резервуара.

Таблица 1

Высота резервуара, м	Обозначения пробоотборников	Количество в пробоотборнике секций, шт.		
		нижних	средних	верхних
3	ПСРа-3	1	-	1
4	ПСРа-4	1	1	1
5	ПСРа-5,	1	1	1
6	ПСРа-6,	1	2	1
7	ПСРа-7,	1	2	1
8	ПСРа-8 ,	1	3	1
9	ПСРа-9,	1	3	1
10	ПСРа-10,	1	4	1
11	ПСРа-11,	1	4	1

12	ПСРа-12,	1	5	1
13	ПСРа-13,	1	5	1
14	ПСРа-14,	1	6	1
15	ПСРа-15,	1	6	1
16	ПСРа-16,	1	7	1
17	ПСРа-17,	1	7	1
18	ПСРа-18,	1	8	1

Примечание – По согласованию с потребителем допускается изготовление других типоразмеров пробоотборников с учетом высоты резервуара.

1.2.2 Основные параметры и размеры пробоотборников соответствуют указанным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Обозначение пробоотборника															
	ПСРа-3	**ПСРа-4**	**ПСРа-5**	**ПСРа-6**	**ПСРа-7**	**ПСРа-8**	**ПСРа-9**	**ПСРа-10**	**ПСРа-11**	**ПСРа-12**	**ПСРа-13**	**ПСРа-14**	**ПСРа-15**	**ПСРа-16**	**ПСРа-17**	**ПСРа-18**
	Значение параметра															
1 Диаметр условного прохода, мм	15															
2 Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л	0,150±0,05															
3 Время забора образца, мин, не более	5															
4 Гидростатическое давление,МПа (кгс/см^2), не более	0,16 (1,63)															
5 Внутренний диаметр направляющей трубы, мм	-															
6 Габаритные размеры, мм, не более:																
длина	600															
ширина	450															
высота	3100	4100	5100	6100	7100	8100	9100	10100	11100	12100	1310	1410	15100	16100	17100	18100
7 Масса, кг, не более	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	1750	175	180

1.3 СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ

1.3.1 Пробоотборник (см. рисунок 1) состоит из секции нижней 1, средних секций 2, секций верхних (низкой 3) или (высокой 4), люка светового 5, ограждения 6- закрывающего лицевую сторону секции нижней, кронштейнов 7.

1.4 УСТРОЙСТВО И РАБОТА

1.4.1 Трубопроводы секции нижней 1 (см. рисунок 1), средних 2, верхней 3(4) и соответсвенно штанги крепятся между собой муфтовыми соединениями. (см. рисунок 7).

На нижней секции (см. рисунок 2) имеется кран сливной 6.

Нижняя секции, средние секции и верхняя секция образуют пробоотборную колонну.

В конструкции ПСРа (см. рисунок 1) верхняя и средние секции крепятся на кронштейнах 7, которые привариваются к стенке внутри резервуара. Верхняя секция 3(4) дополнительно крепится к планке люка светового 5. Нижняя секция – приваривается к боковой стенке резервуара а люк световой (см.рисунок 6) с диском усиливающим к крыше резервуара.

1.4.2 Кронштейны 7 (см. рисунок 1), привариваются к стенке внутренней стороны резервуара, с интервалом 1000±1мм.

1.4.3 В конструкции ПСРа, люк световой (см. рисунок 6) состоит из горловины 1, крышки 2, диска 3. В горловине к планке 4 крепится труба верхней секции. Люк световой монтируется в крыше резервуара сваркой.

Монтаж секций пробоотборника ПСРа производится через люк световой.

1.4.4 Нижняя секция (см. рисунок 2) состоит из щита 1 с приваренной втулкой, трубопровода 3, на трубопроводе закреплены, с внешней стороны резервуара, кран сливной 6, с внутренней - кран заборный 7. Рычаг 2 закреплён с внешней стороны на валу. С внутренней стороны на валу закреплена вилка 5, передающая возвратно-поступательное движение через вал от рычага 2 на толкатель 4. Толкатель 4 соединён через ось с рычагом крана заборного.

1.4.5 Средняя секция (см. рис. 3) состоит из трубопровода 1, с установленными через резьбовые соединения кранами 3. На конце кранов установлены патрубки заборные 4. Штанга 2 соединена с рычагом 8 крана заборного и свободно перемещается в направляющих втулках. Кронштейн 5 с помощью болтового

соединения закреплён к трубопроводу. На концах трубопровода и штанги установлены муфты 6 и контргайки 7.

1.4.6 Устройство и принцип работы секций верхней (низкой) (см. рисунок 4) и секции верхней (высокой) (см. рисунок 5) аналогично секции средней. Трубопровод 1 верхней частью крепится к планке люка светового с помощью контргаек 6.

1.4.7 Ограждение 6 (см. рисунок 1), крепится болтами к кольцу секции нижней 1.

1.4.8 Для отбора пробы рычаг 2 (см. рисунок 2) повернуть влево до упора 9. Усилие поворота передается через вал и вилку 5 на толкатель 4, соединенный с краном заборным нижней секции. С толкателем секции нижней (см. рисунок 1)соединены трубопроводы и штанги средних и верхней секций. Поворачивая рычаг секции нижней, открываются или закрываются шаровые краны, открывая или перекрывая доступ продукта в пробоотборную колонну.

При повороте рычага до упора вправо, сквозные отверстия шаровых кранов перекрываются, отсекая от основного продукта столб пробы в пробоотборной колонне. При открывании крана сливного 6 (см. рисунок 2) проба поступает в специальную пробоотборную посуду. Проба, отобранная пробоотборником, осуществляется выделением столба продукта по всей высоте резервуара и слива его в пробоотборную посуду. По своему составу проба соответствует продукту, находящемуся в резервуаре.

1.4.9 Порядок отбора пробы (см. рисунок 1):

- снять ограждение 6;
- открыть кран сливной 6 (см. рисунок 2), слить остатки продукта из пробоотборной колонны в посуду;
- закрыть кран сливной 6;
- повернуть рычаг 2 до упора 9 влево. В зависимости от вязкости продукта выдержать от 15 секунд до 5 минут;
- повернуть рычаг 2 до упора 9 вправо;
- открыть кран сливной 6. Слить пробу в пробоотборную посуду;
- закрыть кран сливной 6. Закрепить ограждение 6 на щите 1.
- Опломбировать.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Монтаж и подготовка к работе пробоотборника ПСРа.

2.1.1 Проверить комплектность, согласно раздела 2, паспорта ОМ2.784.009 ПС.

2.1.2 Сборочные единицы пробоотборника необходимо расконсервировать и подвергнуть внешнему осмотру.

2.1.3 Выполнить отверстия в стенке резервуара под секцию нижнюю 1 и в крыше под люк световой 5 согласно размерам на рисунке 1.

2.1.4 Закрепить (приварить) нижнюю секцию 1 к резервуару, выдерживая параллельность трубопровода стенке резервуара и вертикальность.

2.1.5 Прикрепить к секции нижней 1 (см. рисунок 1) секции средние 2 с помощью муфт и контргаек (см. рисунок 7) с точностью ±1 мм. Кронштейны 7 (см.рисунок 1) приварить к стенке резервуара.

2.1.6 Прикрепить к секции средней 2 секцию верхнюю 3(4), кронштейны приварить к резервуару.

2.1.7 Установить в отверстие крыши резервуара люк световой 5 (см. рисунок 1) ориентируя его по трубопроводу верхней секции и отверстию на планке люка. Закрепить трубу верхней секции (после приварки люка) на планке люка светового контргайками с учётом тепловых расширений.

2.1.8 Приварить люк световой к крыше резервуара согласно рисунка 1.

2.1.9 Герметичность трубных соединений, обеспечить ФУМ.

2.1.10 Проверить правильность монтажа пробоотборника поворотом рычага, рычаг должен перемещаться плавно, без заеданий и с усилием не превышающим 200 Н.

2.1.11 После окончания монтажных работ произвести испытание на герметичность пробоотборника водой давлением 0,2 МПа в течении 10 минут в соответствии с «Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциям по их ремонту».

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 При эксплуатации пробоотборника перед началом работы производить осмотр секции нижней 1 (см. рисунок 1), течь нефтепродукта через резьбовые сгоны и сальниковые уплотнения не допускается.

3.2 При обнаружении течи, произвести подтяжку болтов или гаек на обоймах секции.

3.3 При эксплуатации пробоотборников, проводить осмотр пробоотборников в следующие сроки:

- в весенне-летний период – каждый раз перед отбором проб, но не менее двух раз в месяц.

- при температуре ниже нуля – каждый раз перед отбором проб, но не менее одного раза в 10 дней.

Допускается увеличение сроков между осмотрами в осенне-зимний период до 15 дней, если в условиях эксплуатации не отмечается отложения инея и льда на поверхностях резервуаров и резервуарного оборудования.

3.4 При профилактических осмотрах для удаления загрязнений с деталей пробоотборников, их необходимо промыть бензином или керосином и продуть сжатым воздухом.

4 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Вероятные причины отказов, повреждений и способов их устранения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование неисправностей	Вероятная причина неисправности	Способ устранения
Течь через сальниковое уплотнение.	Нет герметичности сальникового уплотнения.	
		Заменить сальниковое уплотнение и произвести затяжку до полного прекращения течи.
Течь из-под прокладок.	Не подтянуты болты крепления на щите управления.	Подтянуть болты на щите управления.
	Повреждены прокладки.	Произвести замену прокладок.*

* Осуществляется при пустом резервуаре.

5 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При монтаже и эксплуатации пробоотборников необходимо руководствоваться:

– ПБ 09-560-03 «Правилами промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов»;

– ПОТ Р М-021-2002 «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций». (утвержденных Минтруда и социального развития от 06.05.02 №33);

– «Правилами технической эксплуатации нефтебаз». (утвержденными Минэнерго РФ 2003г.);

– «Правилами технической эксплуатации резервуаров», (утвержденными ОАО НК «Роснефть» 2004г);

5.2 К монтажу и эксплуатации пробоотборников допускаются квалифицированные специалисты, изучившие настоящее «Руководство по эксплуатации» и прошедшие инструктаж по правилам пожарной безопасности для данного объекта.

5.3 При монтаже и эксплуатации пробоотборника необходимо соблюдать требования пожарной безопасности и взрывобезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.1.010-76 и настоящего руководства по эксплуатации.

5.4 **ВНИМАНИЕ!** ПРИ МОНТАЖЕ И ОБСЛУЖИВАНИИ ПРОБООТБОРНИКОВ НЕОБХОДИМО ПОЛЬЗОВАТЬСЯ ОМЕДНЕННЫМ ИНСТРУМЕНТОМ И ПРИСПОСОБЛЕНИЯМИ, ИСКЛЮЧАЮЩИМИ ИСКРООБРАЗОВАНИЕ, НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДЛИНЕНИЯ РУЧЕК И УДАРЫ ПО РУЧКАМ.

5.5 **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

- ПРОИЗВОДИТЬ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОБООТБОРНИКОВ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЛИВОНАЛИВНЫХ ОПЕРАЦИЙ.

- РАБОТА ПРИ НАЛИЧИИ ТЕЧИ В СОЕДИНЕНИЯХ.

5.6 Все работы по монтаж у и демонтажу и ремонту пробоотборников на действующем резервуаре должны быть согласованы с пожарной охраной объекта.

5.7 Пробоотборник должен быть смонтирован в резервуаре так, чтобы подвижные элементы устройства не задевали за кронштейны и другие металлические детали.

6 УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

6.1 Перед упаковкой пробоотборники должны быть защищены консервационной смазкой по варианту ВЗ-1, внутренняя упаковка - ВУ-0 по ГОСТ 9.014-78.

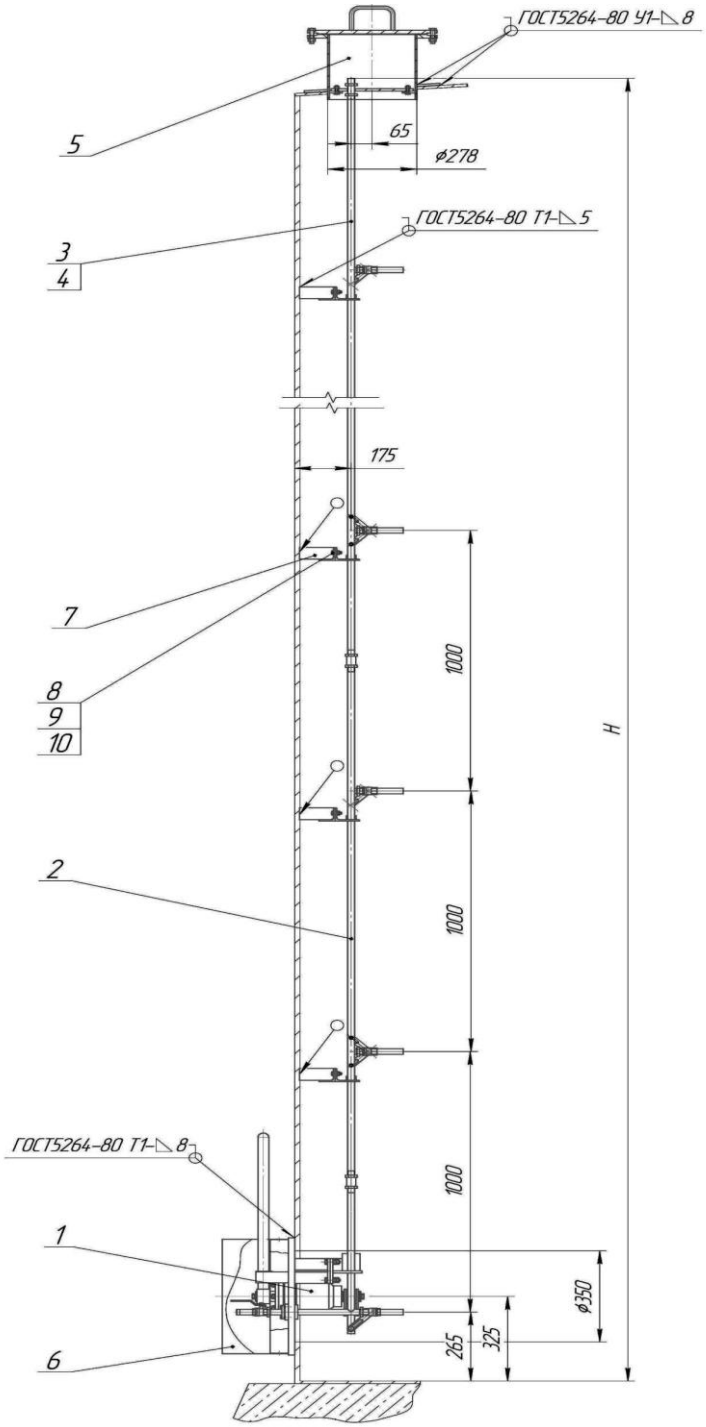
6.2 Срок заводской консервации – 3 года.

6.3 Упакованные пробоотборники можно транспортировать автомобильным и железнодорожным транспортом, соблюдая правила перевозки грузов на данном виде транспорта.

6.4 Пробоотборники должны быть упакованы в решетчатые ящики по ГОСТ 2991-85, изготовленные по чертежам завода-изготовителя.

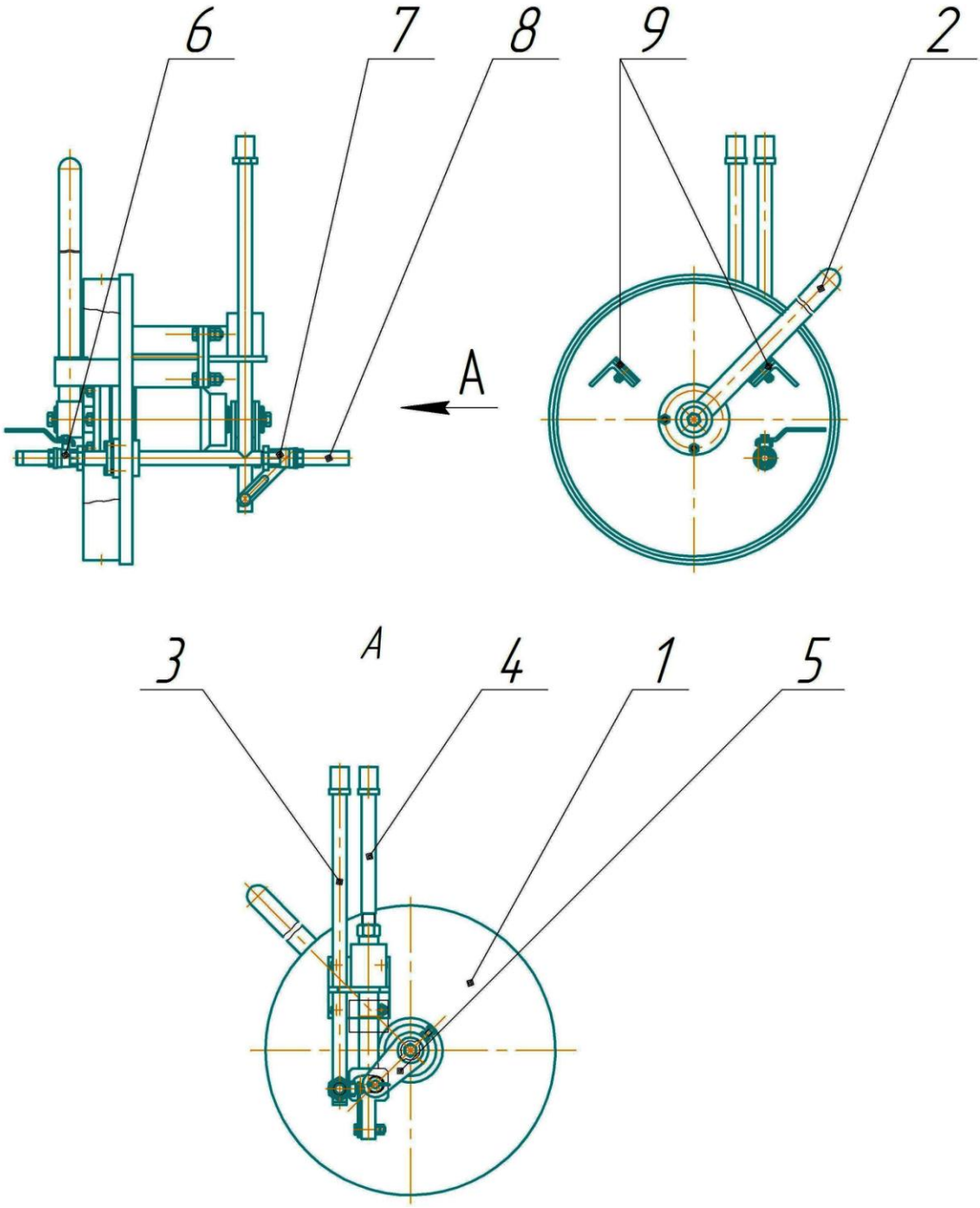
6.5Условия транспортирования пробоотборников в части воздействия механических факторов – С ГОСТ 23170-78, климатических факторов внешней среды –8 ГОСТ 15150-69

6.6 При постановке пробоотборников на хранение на срок, превышающий срок заводской консервации, должна быть произведена переконсервация пробоотборников по ГОСТ 9.014-78. Условия хранения – 5 ГОСТ 15150-69.



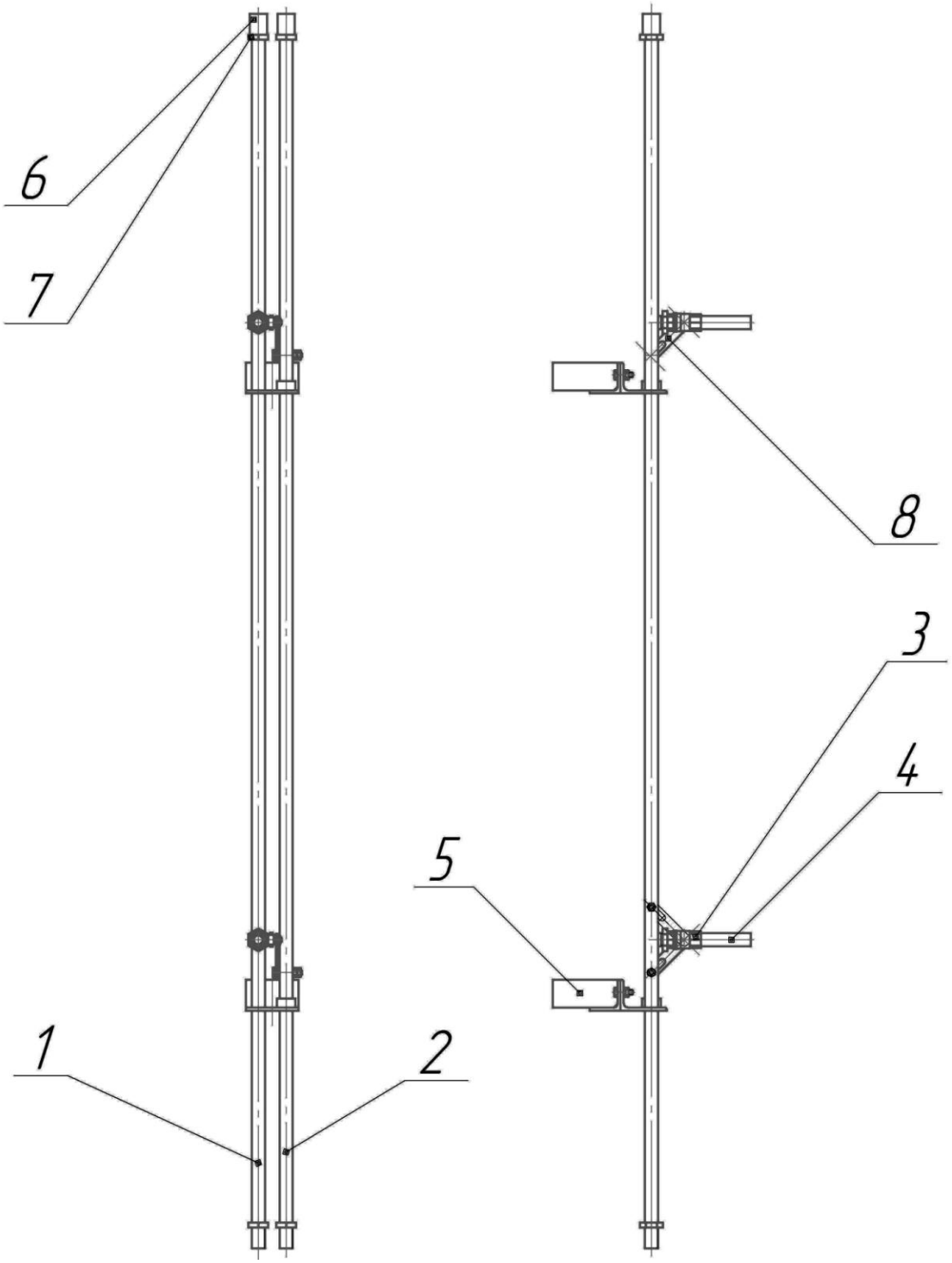
1–секция нижняя; 2–секция средняя; 3–секция верхняя (низкая); 4–секция верхняя (высокая); 5–люк световой; 6-ограждение; 7–кронштейн; 8–болт М8х25; 9–гайка М8; 10–шайба пружинная 8.

Рисунок 1- Пробоотборник секционный резервуарный



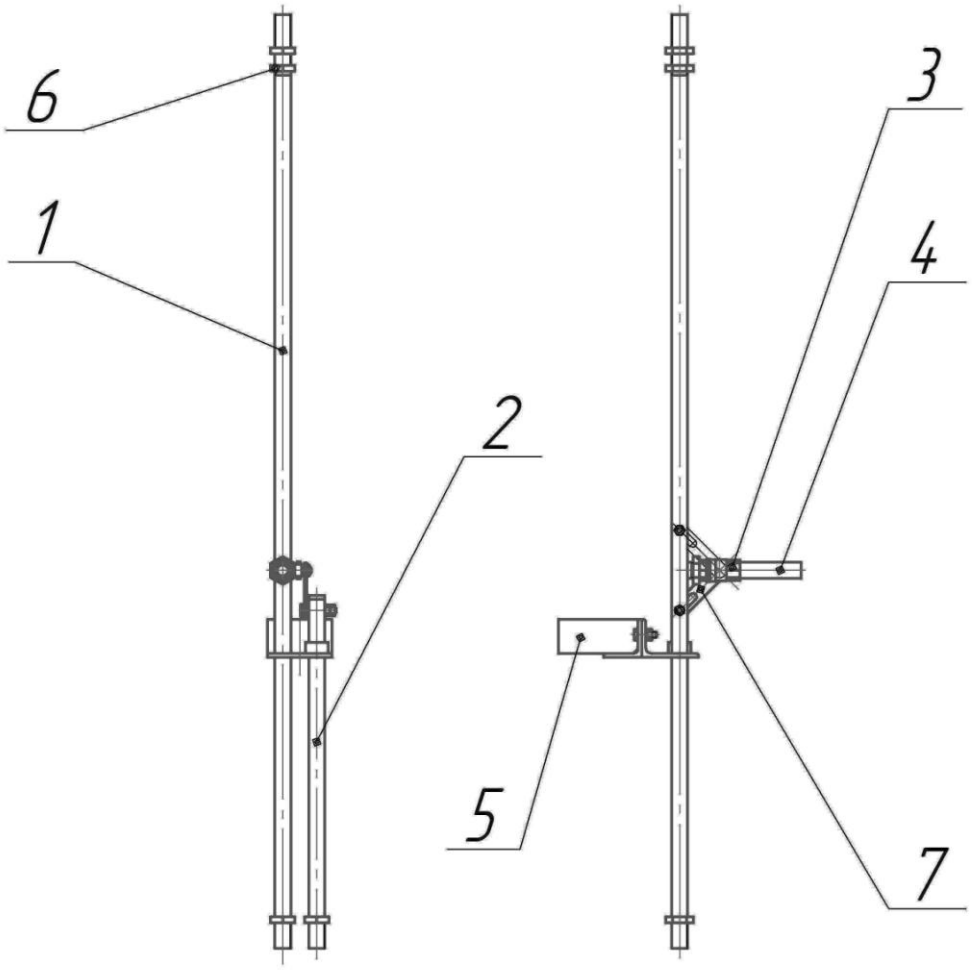
1-щит; 2-рычаг; 3-трубопровод; 4-толкатель; 5-вилка; 6-кран сливной; 7-кран заборный; 8-патрубок заборный; 9-упоры.

Рисунок 2- Секция нижняя



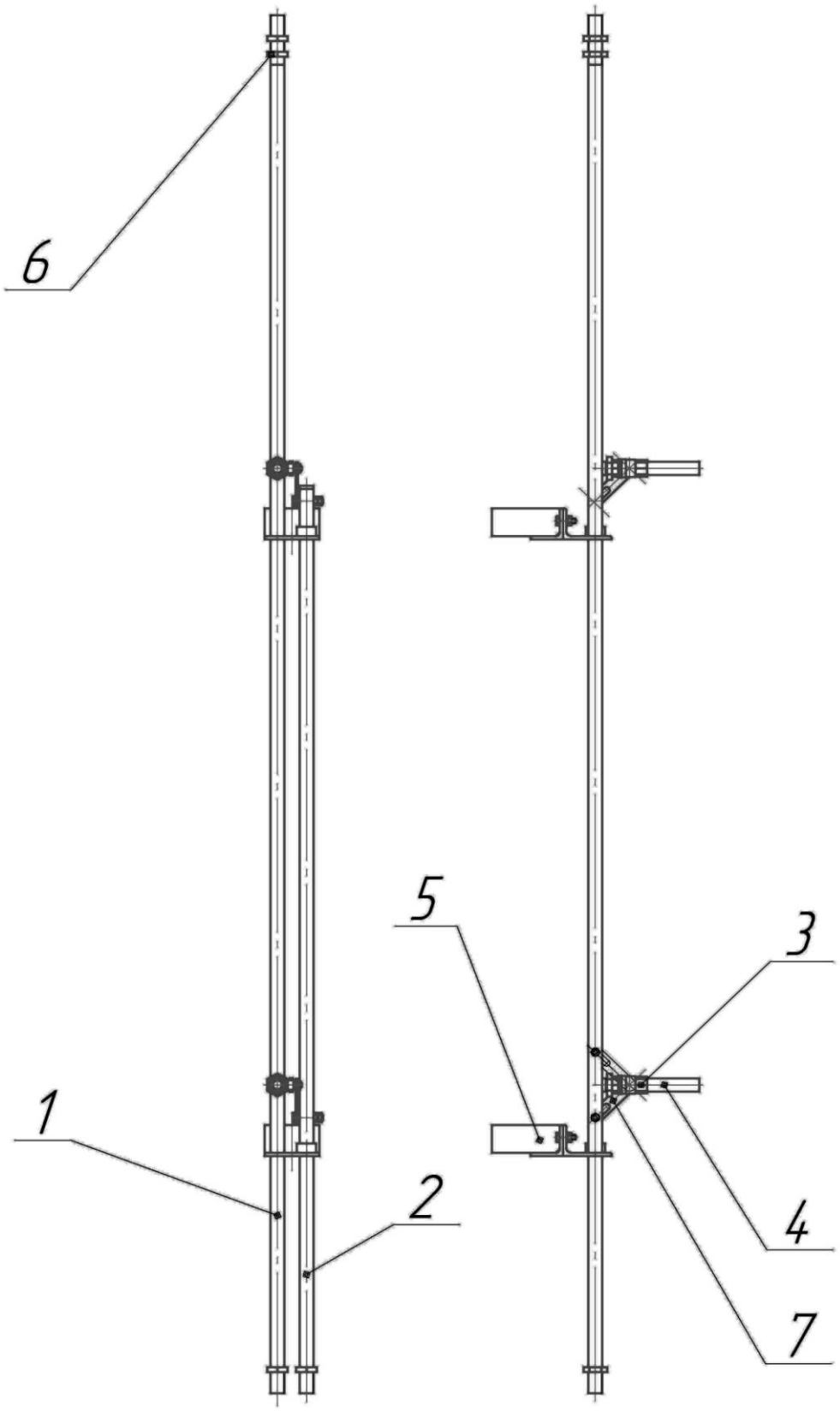
1-трубопровод; 2-штанга; 3-кран заборный; 4-патрубок заборный; 5-кронштейн; 6-муфта; 7-контргайка; 8-рычаг.

Рисунок 3- Секция средняя



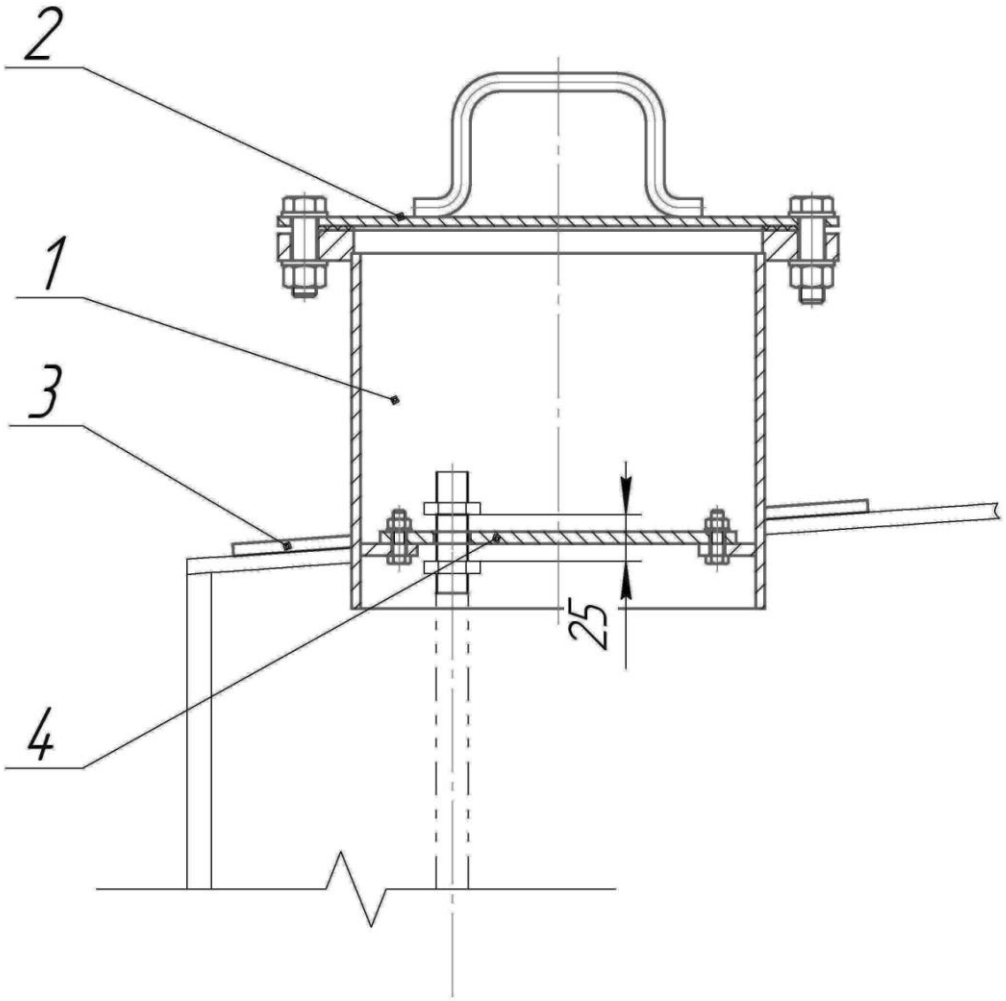
1-трубопровод; 2-штанга; 3-кран заборный; 4-патрубок заборный; 5-кронштейн; 6 - контргайка7-рычаг.

Рисунок 4 - Секция верхняя (низкая)



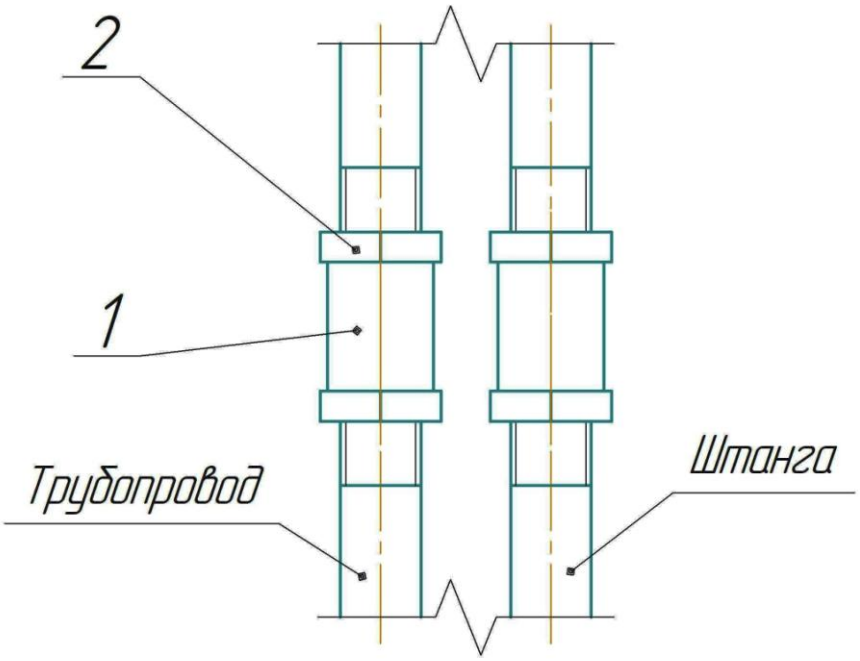
1 – трубопровод; 2 – штанга; 3 – кран заборный; 4 – патрубок заборный; 5 – кронштейн;6 - контргайка; 7 - рычаг;

Рисунок 5 –Секция верхняя (высокая)



1-горловина; 2-крышка; 3-диск усиливающий; 4-планка.

Рисунок 6 – Люк световой



1 – муфта; 2 –контргайка.

Рисунок 7 – Соединение секций пробоотборника

КРАНЫ СИФОННЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Кран сифонный КС (далее - кран) предназначен для спуска отстоявшейся воды из вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды кран соответствует исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи крана сифонного при заказе и в другой документации:

Кран сифонный КС-80 ТУ 3689-012-03467856-2000,

где К – кран;

С – сифонный;

80 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры кранов указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение крана	
	КС-50	КС-80
	Значение параметра	
1 Диаметр условного прохода, мм	50	80
2 Условное давление, МПа (кгс/см^2)	0,15 (1,5)	0,15 (1,5)
3 Присоединительные размеры	G 2	G3
4 Габаритные размеры, мм, не более		
длина, L	950	1200
ширина, B	450	500
высота, H	600	650
5 Масса, кг, не более	55	65

Установленная безотказная наработка – 800 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие крана.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Срок службы – 15 лет.

Состав изделия

Кран сифонный КС (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: кран шаровый проходной 6, трубы 1, отвода 2, ручки 5, фланца 4 и втулки сальника 3, кожуха и кольца (рисунок 2).

Горизонтальная труба в сборе с втулкой сальника, корпусом сальника, фланцем и ручкой является затвором, который укрепляется на стенке резервуара через приваренный к ней фланец. С наружной стороны затвора крепится кран проходной муфтовый, а с внутренней отвод.

Устройство и работа

С помощью ручки горизонтальная труба вращается вместе с отводом и занимает два положения:

а) рабочее - отвод обращен вниз, происходит сброс отстоявшейся под нефтепродуктом воды;

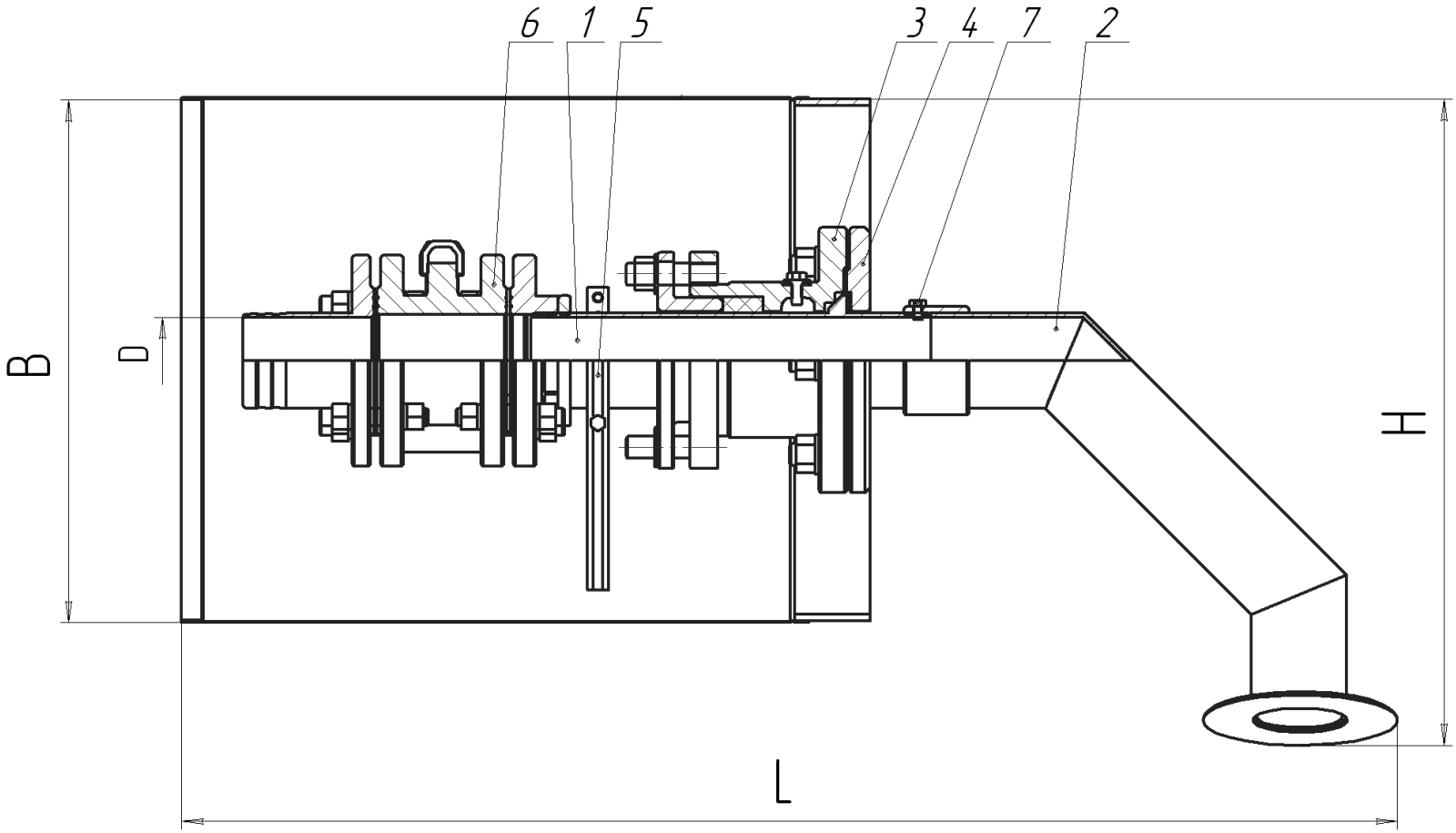
б) нерабочее - отвод расположен горизонтально.

В нерабочем состоянии затвор вместе с проходным краном закрываются кожухом и фиксируется.

Для установки крана в стенке резервуара вырезать отверстие по диаметру горизонтальной трубы и приварить к ней фланец.

Собрать отвод с горизонтальной трубой.

Выставить горизонтальную трубу с отводом в нерабочее положение и зафиксировать отвод стопорным болтом 7 (рисунок 1). Приварить кольцо к стенке резервуара с наружной стороны, установить на него кожух и закрепить болтами.



Обозначение крана	Присоединительные размеры, D	Габаритные размеры, мм, не более		
		L	B	H
КС-50	G 2	950	450	600
КС-80	G 3	1200	500	650

Рисунок 1 – Кран сифонный КС

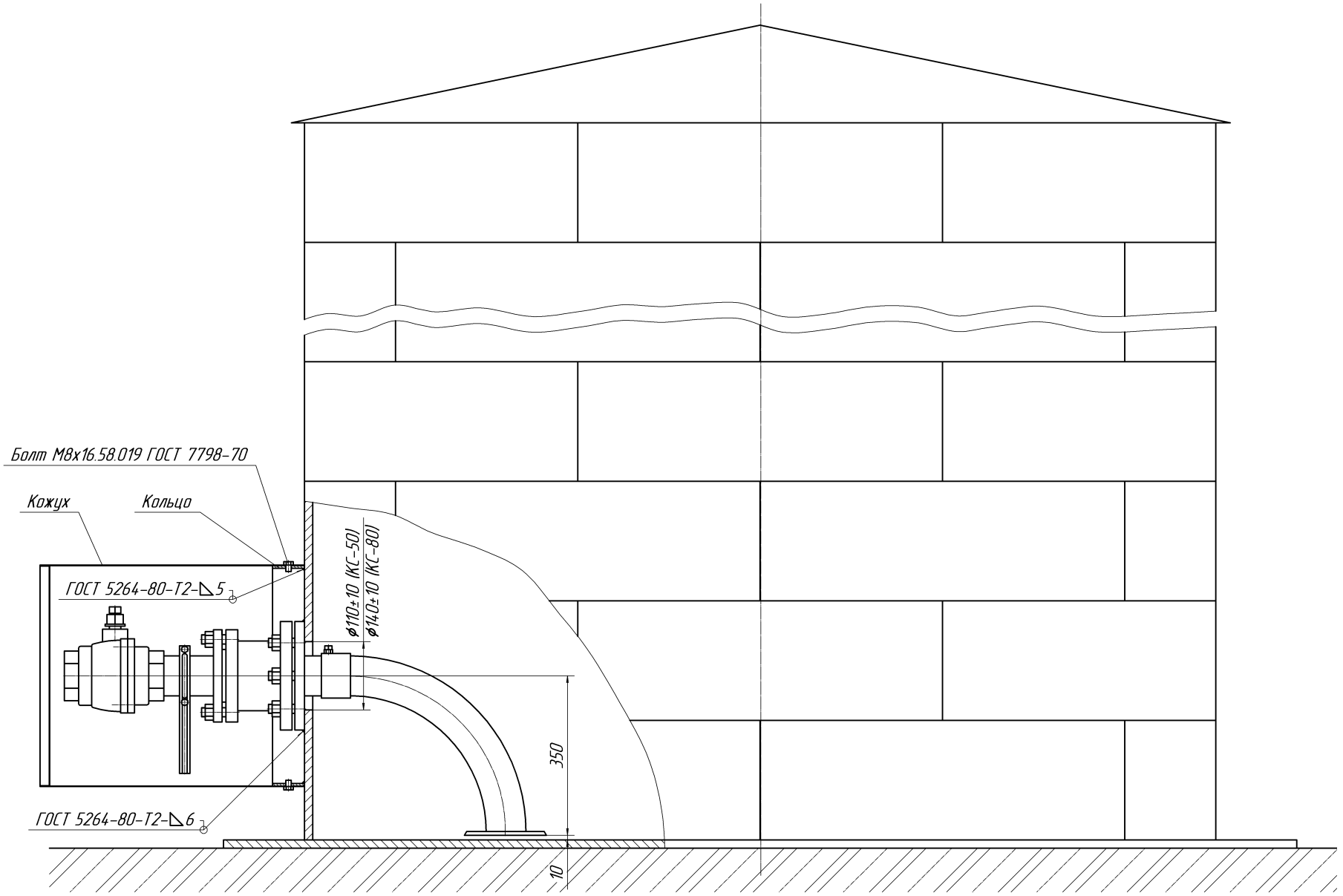


Рисунок 2 – Монтажная схема

ХЛОПУШКИ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Хлопушки ХП (далее - хлопушки) предназначены для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуара в случаях разрыва технологических трубопроводов или выхода из строя размещенных на нем запорных устройств.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды хлопушки соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи хлопушек при заказе и в другой документации:

Хлопушка ХП-80 ТУ 3689-005-03467856-98,

где ХП – хлопушка;

80 - диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры хлопушек указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение хлопушки		
	ХП-80	ХП-150	ХП-250
	Значение параметра		
1 Диаметр условного прохода Dy, мм	80	150	250
2 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1(1,0)	0,1(1,0)	0,1(1,0)
3 Габаритные и присоединительные			
размеры (рисунок 1, рисунок 2),			
мм, не более: L	215	320	442
B=D	185	260	370
H	195	325	460
D_1	150	225	335
D_2	128	202	312
dy	-	25	25
d	18	18	18
n, шт.	4	8	12
4 Масса, кг, не более	6,0	20,0	55,0

Установленная безотказная наработка –800 циклов.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие хлопушки.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Средний срок службы -15 лет.

Состав изделия

Хлопушка (рисунок 1, 2) состоит из следующих основных составных частей: корпуса 1, клапана основного 2 и клапана перепускного 3, рычага основного 4 и рычага перепускного 5.

Устройство и работа

Хлопушка открывается и закрывается при помощи основного троса от механизма управления или запасного троса, соединенного со световым люком резервуара.

У хлопушек с перепуском сначала открывается перепускной клапан, а затем при уравновешенном давлении - основной клапан.

Закрытие клапанов происходит под действием силы тяжести.

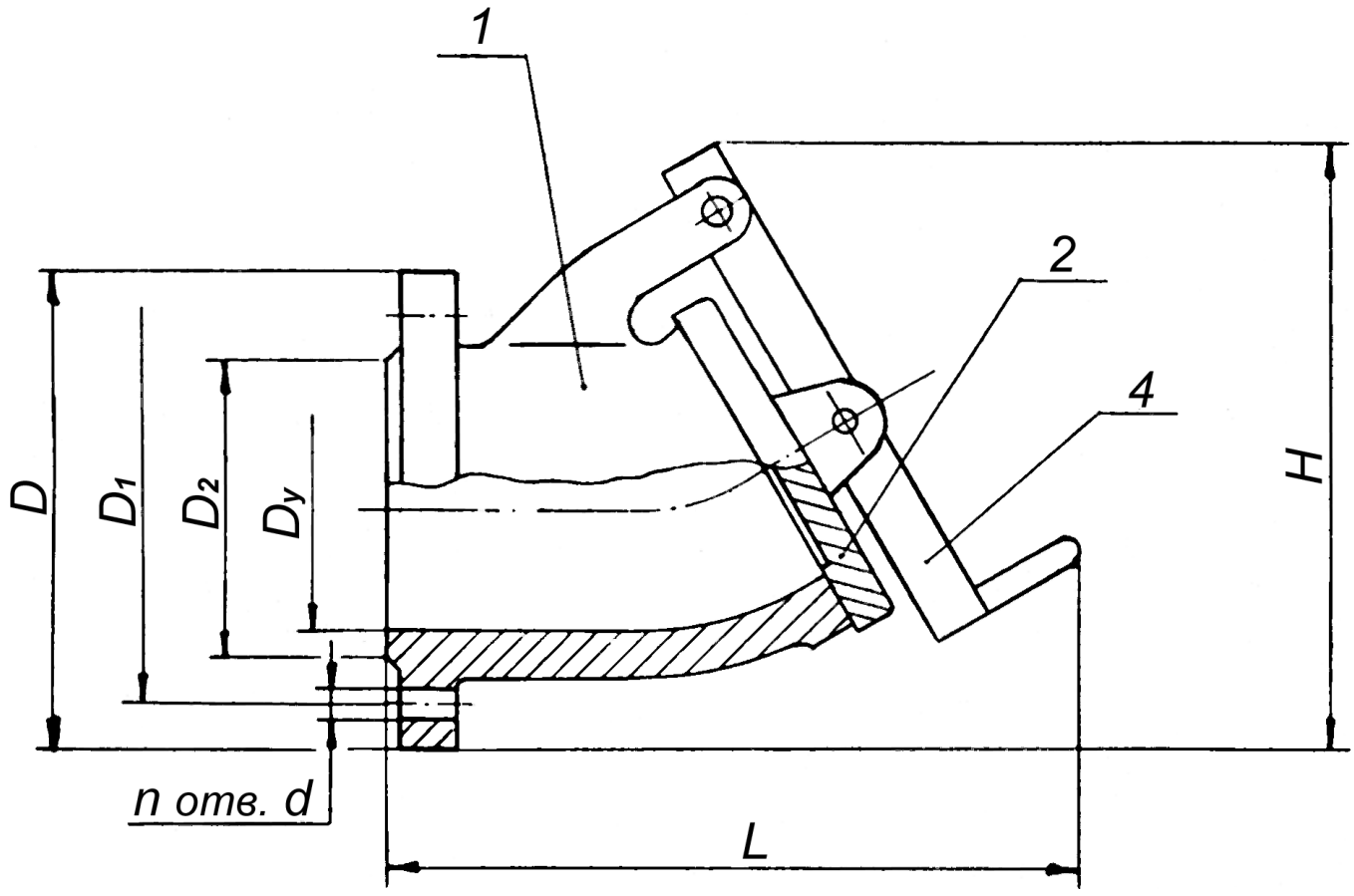


Рисунок 1 – Хлопушка ХП-80

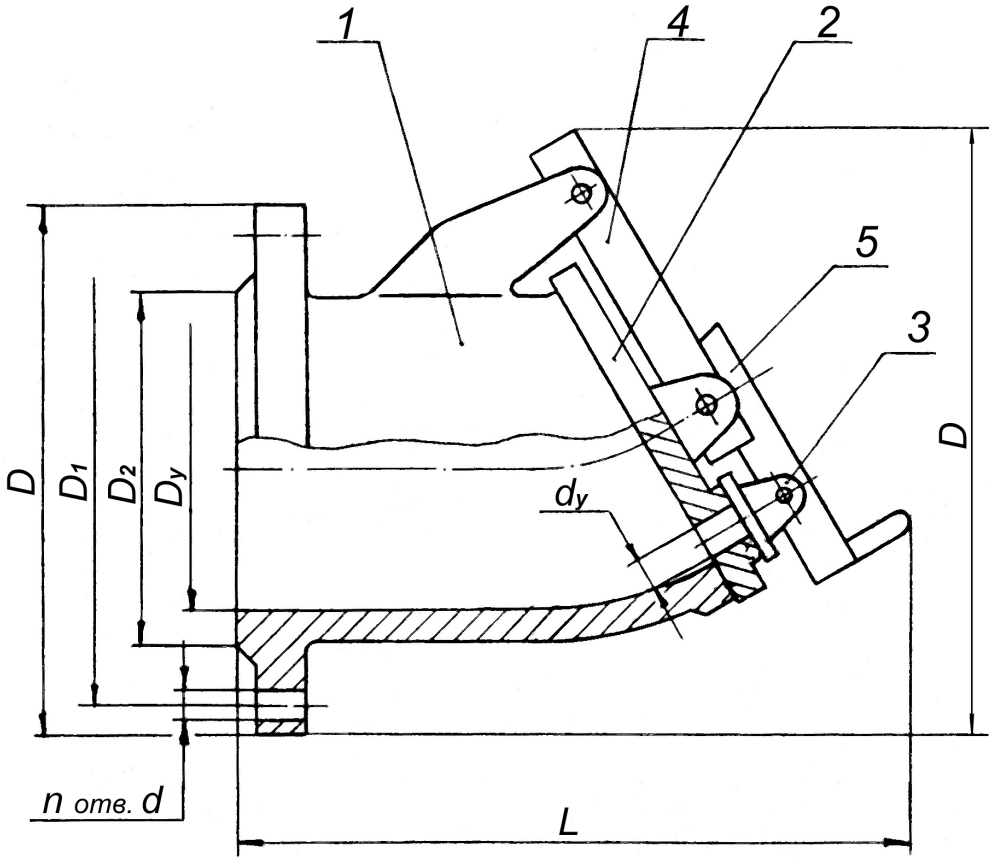


Рисунок 2 – Хлопушки ХП-150, ХП-250

ХЛОПУШКИ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Хлопушки ХП-400 и ХП-600 (далее - хлопушки) предназначены для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуара в случаях разрыва технологических трубопроводов или выхода из строя размещенных на нем запорных устройств.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды хлопушки соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи хлопушки ХП-400 при заказе и в другой документации:

Хлопушка ХП-400 ТУ 3689-013-03467856-2000,

где ХП – хлопушка;

400 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры хлопушек указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение хлопушки	
	ХП-400	ХП-600
	Значение параметра	
1 Диаметр условного прохода, Dy, мм	400	600
2 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1 (1,0)	0,1 (1,0)
3 Габаритные и присоединительные размеры		
(рисунок 1), мм, не более: L	610	920
B=D	535	840
H	706	720
D_1	495	770
D_2	465	610
dy	100	100
d	22	36
n, шт.	16	20
4 Масса, кг, не более	95	274

Установленная безотказная наработка – 800 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие хлопушки.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Средний срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Хлопушка (рисунок 1) состоит из следующих основных составных частей: корпуса 1, клапана основного 2 и клапана перепускного 3, рычага основного 4 и рычага перепускного 5. Все составные части стальные, выполнены с помощью сварки.

Устройство и работа

Хлопушка открывается и закрывается при помощи основного троса от механизма управления или запасного троса, соединенного со световым люком резервуара.

При открытии хлопушки сначала открывается перепускной клапан, а затем при уравновешивании давления - основной клапан.

Закрытие клапанов происходит под действием силы тяжести.

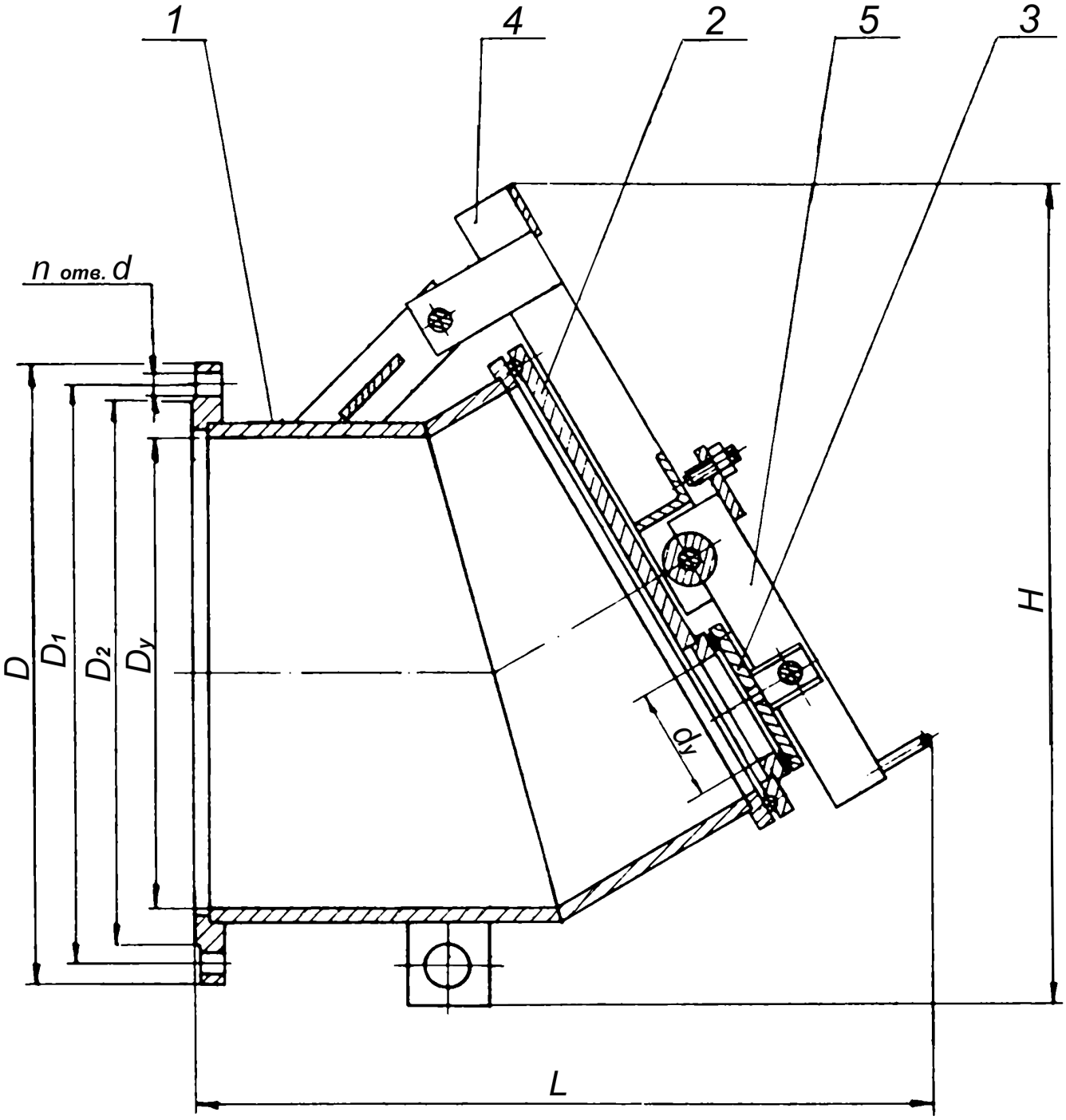


Рисунок 1 – Хлопушки ХП-400, ХП-600

МЕХАНИЗМ УПРАВЛЕНИЯ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Механизм управления МУ-1 (далее - механизм управления) предназначен для открытия и закрытия клапанов хлопушек (ХП-80, ХП-150, ХП-250) и фиксации их в открытом положении.

Механизм управления является комплектующим изделием резервуаров.

Механизм управления монтируется на боковой стенке резервуара над хлопушкой.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизм управления соответствует исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи механизма управления при заказе и в другой документации:

Механизм управления МУ - 1 ТУ3689-006-03467856-99,

где МУ - механизм управления;

1 - модификация конструкции.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры механизма управления указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Тип	Боковой
2 Привод	Ручной
3 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1 (1)
4 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	650
ширина	320
высота	360
5 Масса, кг, не более	20

Установленная безотказная наработка – 800 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие хлопушки.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Средний срок службы – 15 лет.

Состав изделия

Механизм управления (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: фланца 1, барабана 2, фиксатора 3, втулки 4, буксы 5, вала 6, штурвала 7, указателя 8, планки прижимной 9, скобы 10, гайки 11, сальниковой набивки 12.

Устройство и работа

Барабан крепится на валу планкой прижимной 9 и гайкой 11. Вал опирается на втулку и буксу, выполняющих роль подшипников скольжения. От осевого перемещения вал удерживается винтом установочным. Уплотнение вала осуществляется набивкой 12, а вращение вала производится вручную штурвалом 7.

Барабан 2 механизма управления (рисунок 2) соединяется с клапаном хлопушки канатом 13. При вращении вала 6 штурвалом 7 канат наматывается на барабан и происходит открытие клапана хлопушки.

Фиксация клапана хлопушки в нужном положении осуществляется фиксатором 3 (рисунок 1), входящим в гнездо штурвала 7. Скоба приваривается к стенке резервуара.

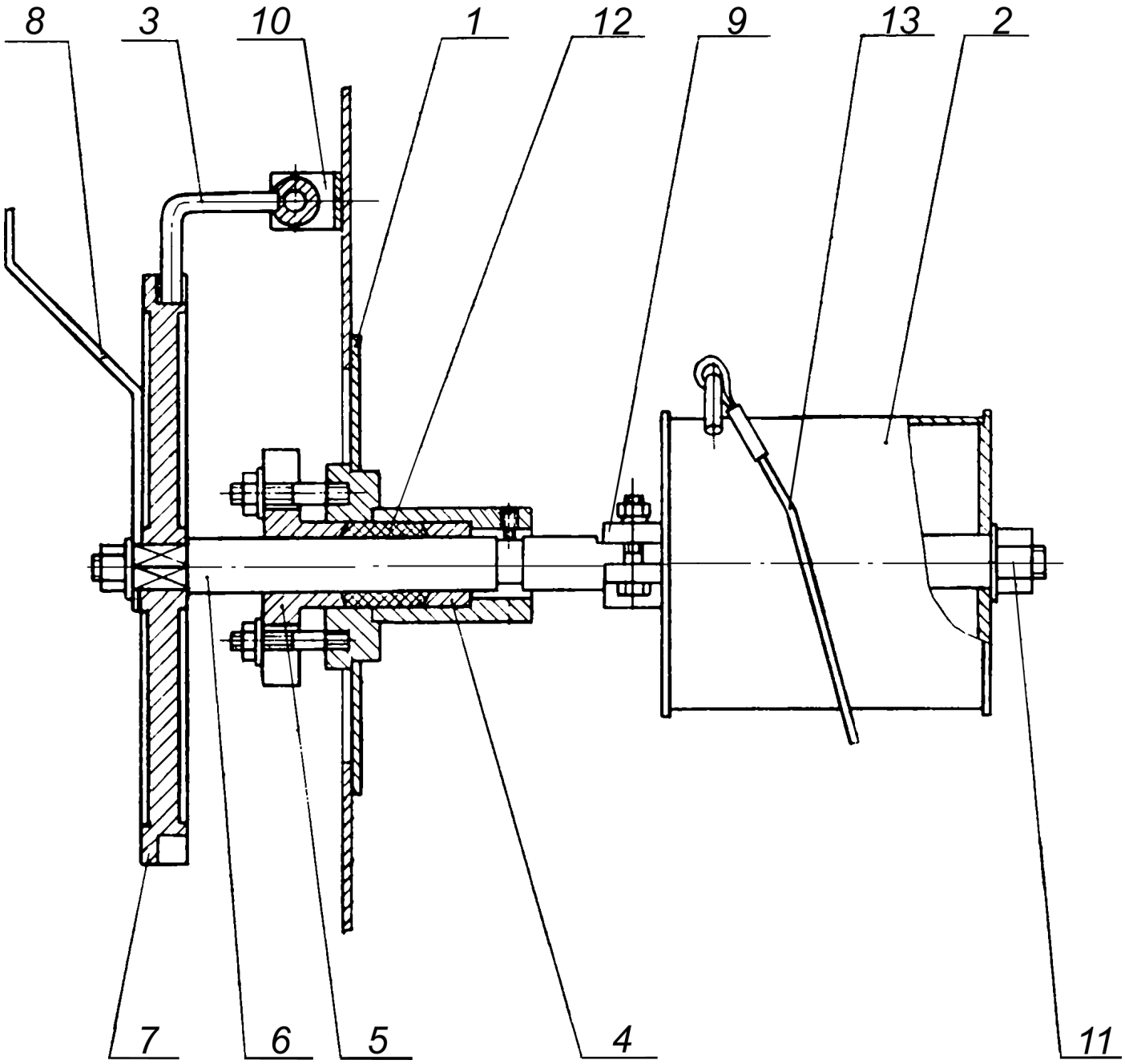


Рисунок 1 – Механизм управления МУ-1

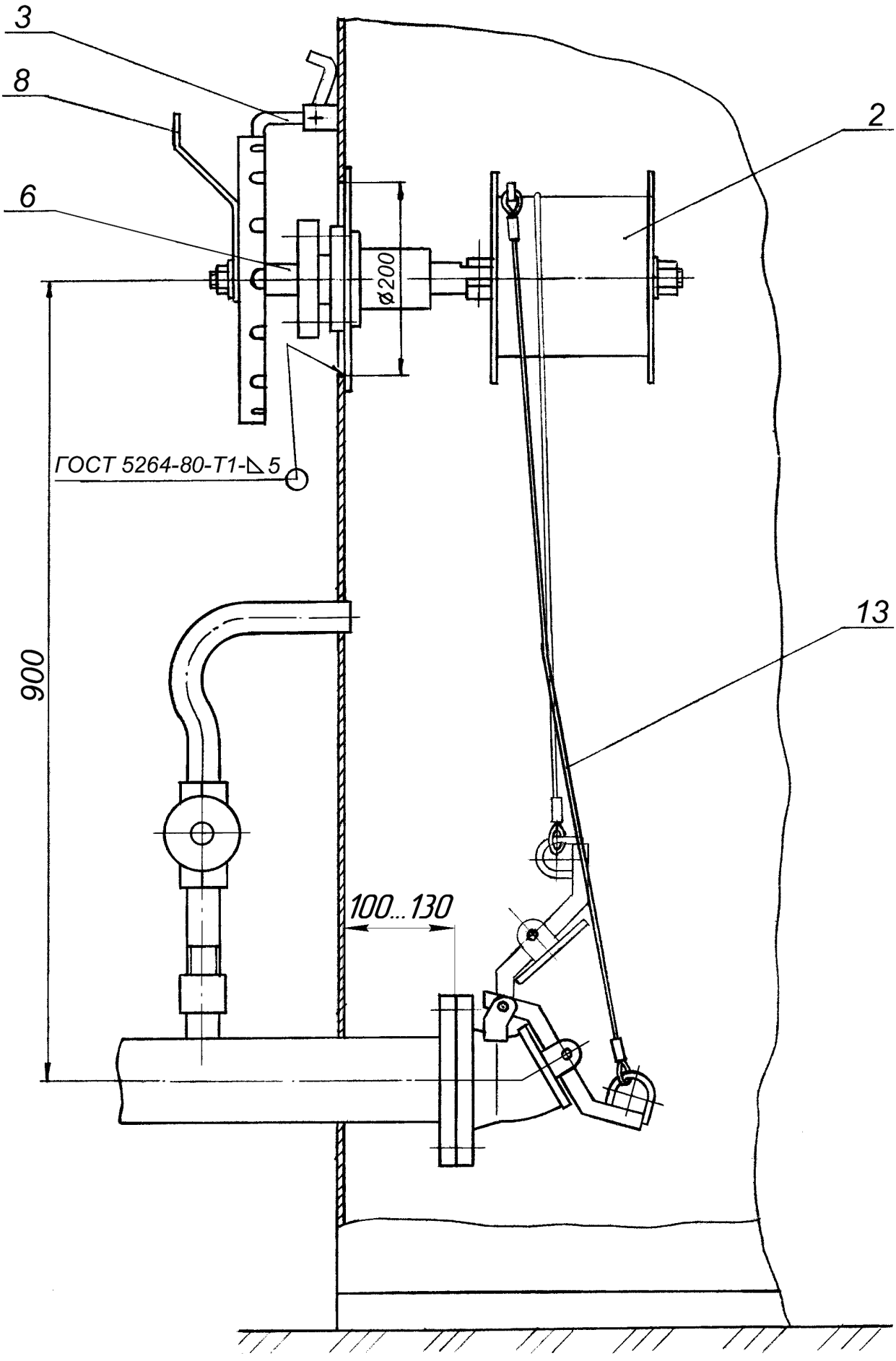


Рисунок 2 – Монтаж механизма управления МУ-1

МЕХАНИЗМ УПРАВЛЕНИЯ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Механизм управления МУ-2 (далее - механизм управления) предназначен для открытия и закрытия крышки хлопушки (Dy 400, 500, 600) и фиксации её в открытом положении в вертикальных цилиндрических резервуарах для нефтепродуктов нефтебаз и АЗС.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизм управления соответствует исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи механизма управления при заказе и в другой документации.

Механизм управления МУ-2 климатического исполнения У, категории размещения 1:

Механизм управления МУ-2 ТУ3689-026-03467856-2006,

где МУ - механизм управления;

2 - модификация конструкции.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Механизм управления МУ-2 УХЛ1 ТУ3689-026-03467856-2006

Технические характеристики

Основные параметры и размеры механизма управления указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Тип	Боковой
2 Условное давление, МПа (кгс/см^2)	0,1 (1)
3 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1700
ширина	390
высота	580
4 Масса с электроприводом, кг, не более	110
5 Мощность электродвигателя привода, кВт	0,09

Установленная безотказная наработка – 800 циклов. Под циклом понимается срабатывание механизма управления на одно открытие и закрытие крышки хлопушки.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Механизм управления (рисунок 1) состоит из кронштейна 1, кронштейна для электропривода 2 , электропривода 3 и маховика 10 для ручного управления.

Устройство и работа

На барабане 4 механизма управления закреплён канат 6, который крепится к рычагу крышки хлопушки 11 через коуш. Коуш в комплект поставки не входит.

При вращении вала 5, канат 6 наматывается на барабан 4, открывая крышку хлопушку 11. При обратном вращении вала хлопушка закрывается.

Уплотнение вала 5, проходящего сквозь стенку резервуара, осуществляется сальниковой набивкой, обеспечивая надежную герметичность и достаточную легкость вращения вала электроприводом 3.

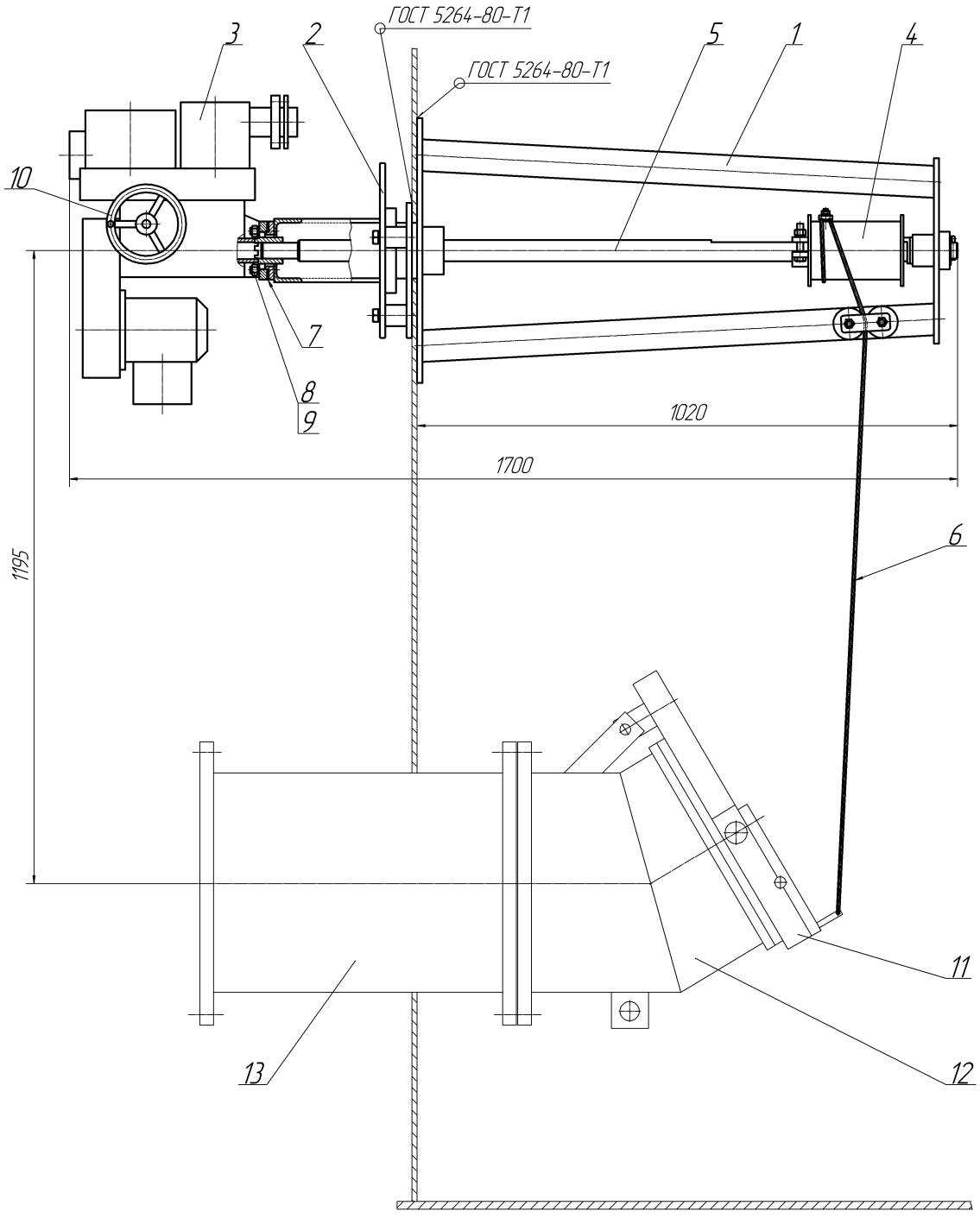
Управление хлопушкой может осуществляться вручную маховиком 10 расположенном на электроприводе 3.

Механизм управления монтируется на боковой стенке резервуара над приемо-раздаточным патрубком 13 и хлопушкой 12.

Кронштейн 1 механизма управления приваривается с внутренней стороны резервуара, а кронштейн для электропривода 2, приваривается с наружной стороны резервуара. Электропривод 3 крепиться к кронштейну электропривода 2 через паронитовую прокладку 7 гайками 8 с шайбами 9.

После монтажа на резервуаре кронштейна 1 и кронштейна для электропривода 2, полумуфту вала 5 завести в зацепление с полумуфтой электропривода 3, затянуть установочный винт и закрепить стопорным кольцом.

Электропривод необходимо защитить от атмосферных осадков козырьком, влагонепроницаемой тканью или навесом, который изготавливается по месту монтажа.



1 – кронштейн; 2 – кронштейн для электропривода; 3 – электропривод;
4 – барабан; 5 – вал; 6 – канат; 7 – прокладка паронитовая;
8 – Гайка М12.5.019 ГОСТ7798-70; 9 – Шайба 12.02.019 ГОСТ11371-78;
10 – маховик; 11 – крышка хлопушки; 12 – хлопушка; 13 – патрубок приёмо-раздаточный

Рисунок 1 – Монтаж механизма управления МУ – 2

МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕРХНИЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Механизмы управления верхние МУВ (далее - механизмы управления) предназначены для открытия и закрытия крышек хлопушек и фиксации их в открытом положении.

Механизмы управления являются комплектующим изделием резервуаров.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизмы управления соответствуют исполнению У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи механизма управления при заказе и в другой документации:

Механизм управления МУВ-80 ТУ 3689-011-03467856-2000,

где М – механизм;

У – управления;

В – верхний;

80 – диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры механизмов управления указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение механизма управления		
	МУВ-80	МУВ-250	МУВ-400
	Значение параметра		
1 Диаметр условного прохода, мм	80	150, 250	400
2 Тип	верхний		
3 Привод	ручной		
4 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1(1)		
5 Габаритные размеры, мм, не более:			
длина	270	270	270
ширина	270	270	270
высота	970	1100	1640
6 Масса, кг, не более	30	33	55

Установленная безотказная наработка – 800 циклов.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие хлопушки.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Средний срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Механизм управления (рисунки 1, 2) состоит из шпинделя 1, маховика 2, стойки 3, сальника 4, сальниковой набивки 5, каната 7, подвески 6 (рисунок 1), оси 6 (рисунок 2).

Устройство и работа

Стойка 3 механизма управления крепится к фланцу резервуара болтами, между фланцем и стойкой ставится прокладка из маслобензостойкой резины.

При вращении маховика 2 по часовой стрелке шпиндель выдвигается вверх, увлекая за собой канат, закрепленный через коуш к крышке хлопушки, открывая ее и удерживая от закрытия.

При вращении маховика против часовой стрелки шпиндель опускается, и крышка хлопушки закрывается.

Подвеска 6 МУВ-80 (рисунок 1) ограничивает ход шпинделя и предохраняет его от выхода из маховика.

В конструкции механизма управления МУВ-250, МУВ-400 (рисунок 2) ограничение перемещения шпинделя осуществляется осью 6, которая перемещается по пазу стойки.

Для предотвращения искрообразования в местах трения шпинделя и маховика установлены детали из латуни.

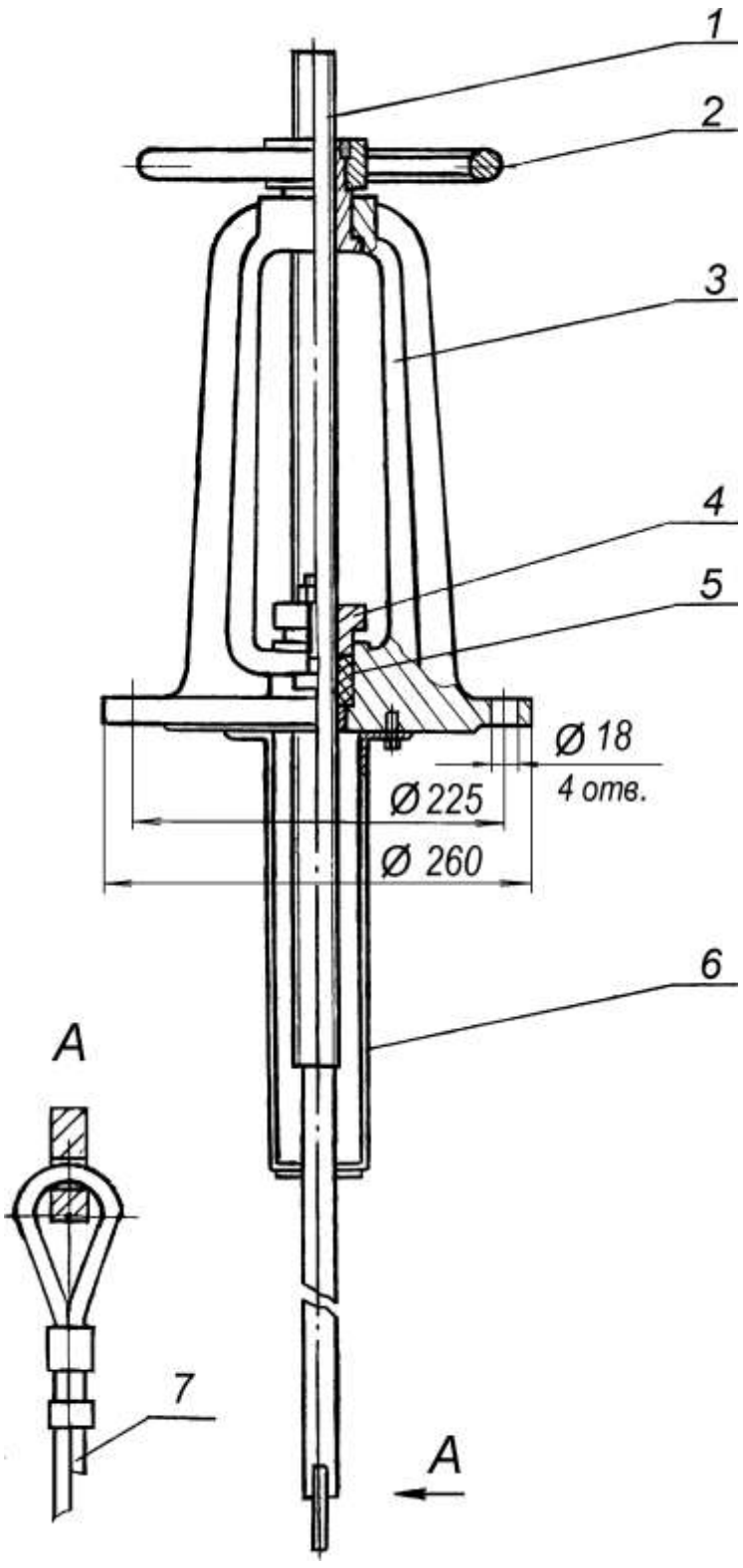


Рисунок 1 – Механизм управления МУВ-80

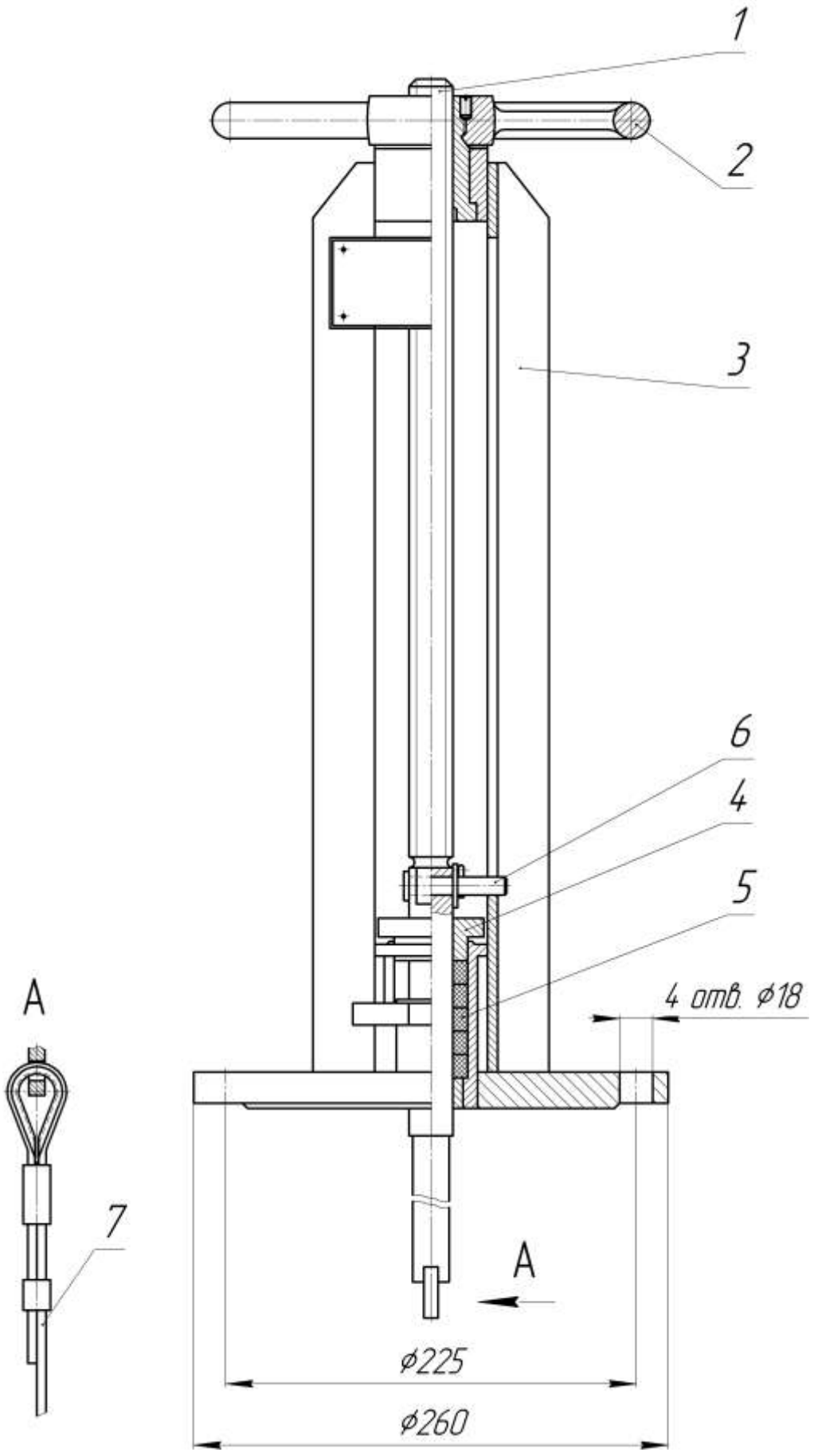


Рисунок 2 – Механизмы управления МУВ-250, МУВ-400

ПАТРУБКИ ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Патрубки вентиляционные ПВ (далее - патрубки) предназначены для вентиляции и исключения попадания посторонних предметов внутрь вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения темных нефтепродуктов (кроме сырой нефти) и масел.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки соответствуют исполнению У и УХЛ категории размещения 1 ГОСТ 15150-69.

Пример записи патрубка при заказе и в другой документации:

Патрубок вентиляционный ПВ-150 климатического исполнения У, категории размещения 1:

Патрубок вентиляционный ПВ-150 ТУ 3689-025-03467856-2004,

где ПВ – патрубок вентиляционный;

150 - диаметр условного прохода, мм.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Патрубок вентиляционный ПВ-150 УХЛ1 ТУ 3689-025-03467856-2004,

Технические характеристики

Основные параметры и размеры патрубков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение патрубка					
	ПВ-100	ПВ-150	ПВ-200	ПВ-250	ПВ-350	ПВ-500
	Значение параметра					
1 Диаметр условного прохода, мм	100	150	200	250	350	500
2 Габаритные размеры, мм, не более:						
ширина	285	285	385	455	550	780
длина	285	285	385	455	550	780
высота	410	465	535	595	730	1070
3 Масса, кг, не более	8	16	21	33	40	84

Срок службы – 15 лет.

Состав изделия

Патрубок (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: корпуса 1, фильтрующего элемента (сетка) 6, колпака 2, хомутов 3, болтов 9, шайб 11, гаек 12 и винтов 10.

Устройство и работа

Патрубок состоит из корпуса 1, в верхней части которого расположены окна, закрытые сеткой 6, закрепленной на трубе хомутами 3. Нижняя часть корпуса заканчивается фланцем 13, предназначенным для крепления его на монтажном патрубке резервуара.

Корпус 1 служит для размещения на нем всех составных частей и состоит из трубы с окнами, фланца 13 и лап 14 для крепления колпака.

Хомуты 3 служат для крепления тканой сетки 6 на поверхности корпуса 1.

Колпак 2 устанавливается на корпус 1, крепится на лапах 14 винтами 10 и служит для защиты вентиляционных окон от атмосферных осадков, прямого воздействия ветра и механического повреждения сетки.

Установка патрубка на резервуар должна производиться к монтажному фланцу резервуара болтами. Патрубок устанавливается на приемном фланце вертикального цилиндрического резервуара через прокладку из маслобензостойкой резины по ГОСТ 7338-90 или из паронита марки ПОН по ГОСТ 481-80.

Патрубки должны использоваться только на резервуарах с нефтепродуктами. На резервуарах с температурой вспышки нефтепродукта менее 120□С патрубок устанавливается с огневым предохранителем ОП.

Размеры условного прохода патрубков должны выбираться в зависимости от диаметра приемо-раздаточных труб резервуаров.

ПВ-100 - для труб диаметром до 100 мм;
ПВ-150 - для труб диаметром до 150 мм;
ПВ-200 - для труб диаметром до 200 мм;
ПВ-250 - для труб диаметром до 250 мм;
ПВ-350 - для труб диаметром до 350 мм;
ПВ-500 - для труб диаметром до 500 мм.

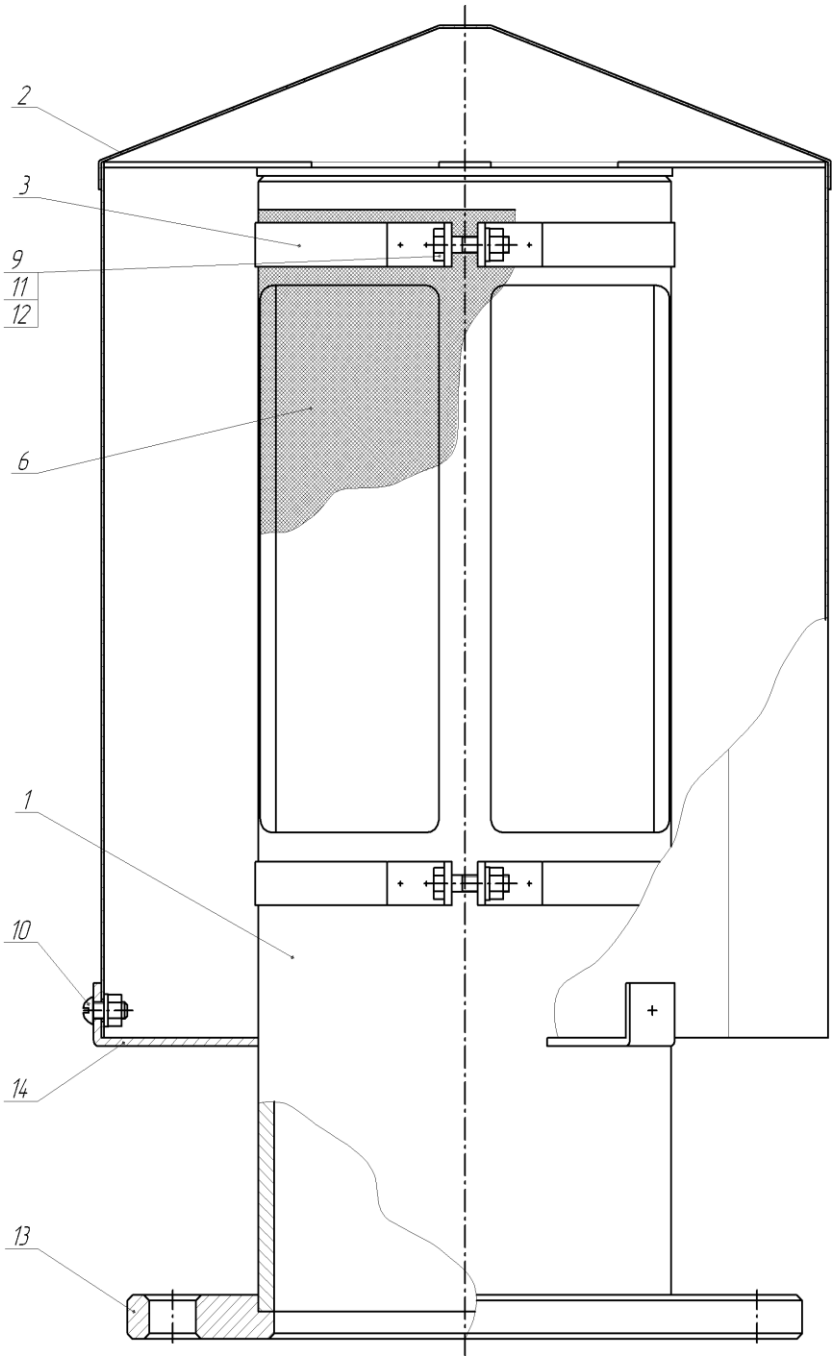
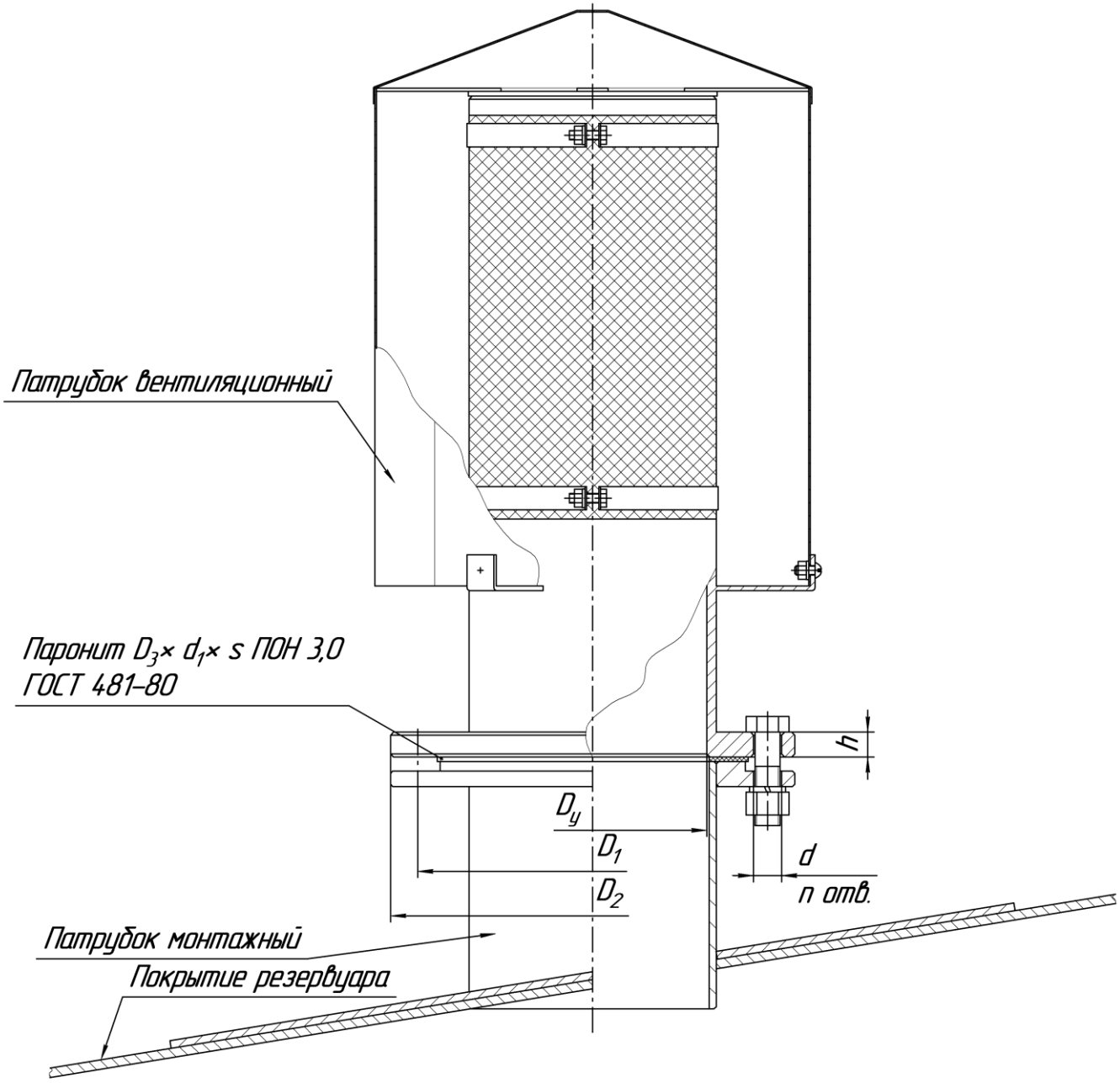


Рисунок 1 – Патрубок вентиляционный ПВ.



Обозначение патрубка	Условный диаметр D_y, мм	Присоединительные размеры, мм			Размеры паронитовой прокладки, мм			Диаметр отверстий фланца d, мм	Количество отверстий фланца n, шт.	Крепежные изделия		
		D_1	D_2	h	D_3	d_1	s			Болты ГОСТ 7798-70	Гайки ГОСТ 5915-70	Шайбы ГОСТ 6402-70
ПВ-100	100	170	205	14	150	105	3	18	4	М16×60.56.019	М16.5.019	16.65Г.019
ПВ-150	150	225	260	16	200	150	3	18	8	М16×65.56.019	М16.5.019	16.65Г.019
ПВ-200	200	280	315	18	260	210	3	18	8	М16×65.56.019	М16.5.019	16.65Г.019
ПВ-250	250	335	370	22	300	260	3	18	12	М16×65.56.019	М16.5.019	16.65Г.019
ПВ-350	350	445	485	22	415	360	3	22	12	М20×70.56.019	М20.5.019	20.65Г.019
ПВ-500	500	600	640	24	560	510	3	22	16	М20×80.56.019	М20.5.019	20.65Г.019

Рисунок 2 – Монтажная схема

ПАТРУБОК ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНЫЙ ППР

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Патрубки приемо-раздаточные ППР (далее - патрубки) предназначены для присоединения к ним приёмных и раздаточных трубопроводов, хлопушек и другого оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи патрубка при заказе и в другой документации:

Патрубок приемо-раздаточный ППР – 100 ТУ 3689-020-03467856-2001,

где П - патрубок;

П - приемный;

Р - раздаточный;

100 - диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры патрубков указаны в таблице 1 и рисунках 1, 2.

Таблица 1

Обозначение патрубка	Диаметр условного прохода, Dy, мм	Присоединительные размеры фланцев на условное давление МПа (кг/см^2)							Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
		D1, мм	d, мм	n, шт.	L1, мм	D2, мм	d, мм	n, шт.	длина, L	диаметр, D	
		для запорной арматуры 1,0 (10)				для хлопушек 0,6 (6)					
ППР-80	80	160	18	4	200	150	18	4	300	180	9,5
ППР-100	100	180	18	8	200	170	18	4	300	220	13,6
ППР-150	150	240	22	8	200	225	18	8	300	320	22,5
ППР-200	200	295	22	8	250	280	18	8	350	440	33,0
ППР-250	250	350	22	12	250	335	22	12	380	550	49,0
ППР-300	300	400	22	12	250	395	22	12	380	650	64,0
ППР-350	350	460	22	12	250	445	22	12	380	760	82,0
ППР-400*	400	525	30	16	400	***495****	***22****	***16****	565	860	161
		для запорной арматуры 1,6 (16)				для хлопушек 1,6 (16)					
ППР-400	400	525	30	16	400	525	30	16	565	860	176
ППР-500	500	650	33	20	400	650	33	20	625	1060	256
ППР-600	600	770	36	20	400	770	36	20	705	1260	344

**** Вариант исполнения патрубка ППР-400 уточняется при заказе.***

Срок службы - 10 лет.

Состав изделия

Патрубок ППР-80–ППР-350 (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: фланца 1 для подсоединения запорной арматуры, кольца опорного 2 для крепления патрубка к резервуару, трубы патрубка 3, фланца 4, для подсоединения хлопушки внутри резервуара.

Патрубок ППР-400–ППР-600 (рисунок 2) состоит из следующих основных частей: фланцев 1, трубы патрубка 2, ребер 3, кольца опорного 4.

Устройство и работа

Патрубки типа ППР монтируются на стальном резервуаре по его типовому проекту.

Материалы деталей:

а) фланцы, ребра, опорное кольцо – Ст 3 ГОСТ 380-94;

б) труба патрубка ППР-80 – ППР-350 –Труба ГОСТ 10704-91;
Ст 2 ГОСТ 10705-80

в) труба патрубка ППР-400 – ППР-600 –Труба ГОСТ10704-91.
Ст 2 ГОСТ 10706-76

При установке на патрубке перепускного устройства, отверстие выполнить при монтаже согласно рисунка.

Детали патрубков поставляются окрашенные грунтом ГФ-021 ГОСТ 25129-92. Окончательную окраску произвести после монтажа согласно требований на окраску резервуаров.

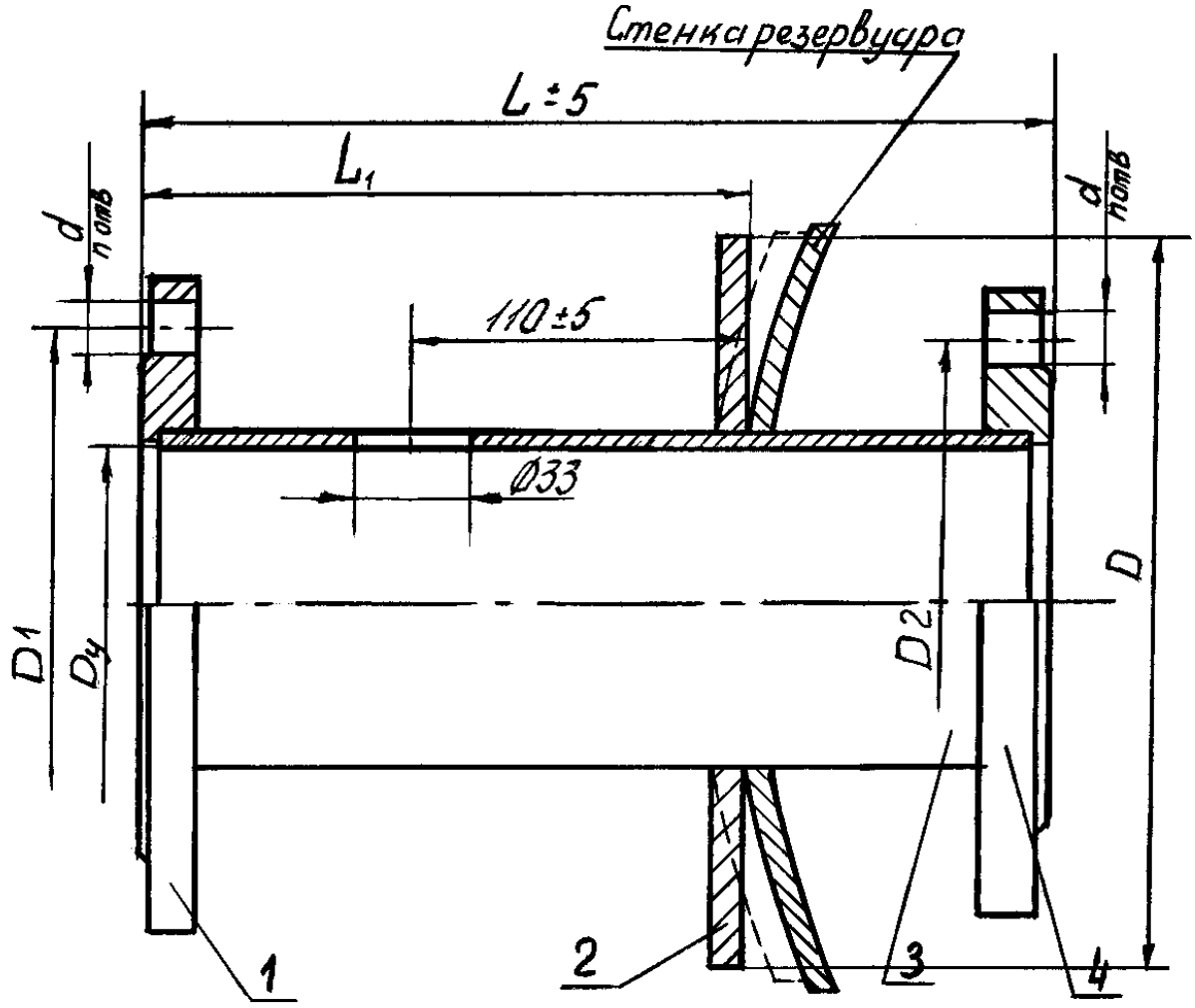


Рисунок 1 - ППР-80/350

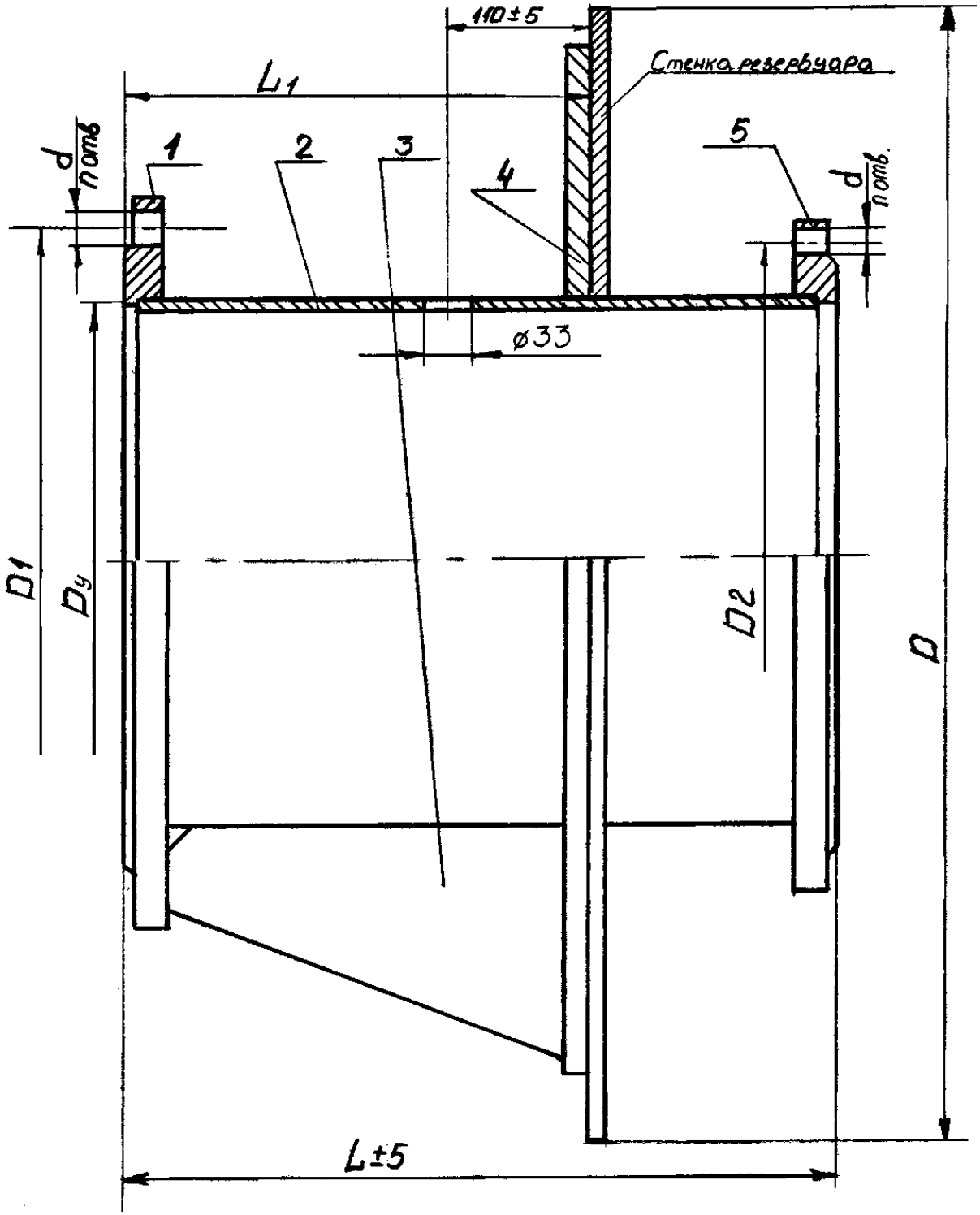


Рисунок 2 - ППР-400/600

ПАТРУБКИ МОНТАЖНЫЕ ПМ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Патрубки монтажные ПМ (далее - патрубки) предназначены для установки технологического оборудования, необходимого для эксплуатации резервуаров и устанавливаются на вертикальных и горизонтальных резервуарах для хранения нефти, нефтепродуктов и химических жидкостей.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки соответствуют исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи патрубка при заказе и в другой документации:

Патрубок монтажный ПМ-100 климатического исполнения У, категории размещения 1:

ПМ-100 ТУ3689-032-03467856-2007,

где П – патрубок;

М – монтажный;

100 – диаметр условного прохода, мм.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

ПМ-100 УХЛ1 ТУ3689-032-03467856-2007.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры патрубков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение патрубка	Диаметр условного прохода, Dy, мм	Габаритные размеры, мм, не более		Присоединительные размеры фланцев на условное давление 0,25 (2,5) МПа (кг/см²)			Масса, кг, не более
		диаметр, D	высота, H	D_1, мм	d, мм	n, шт.	
ПМ-50	50	200	230	110	14	4	3,7
ПМ-100	100	220	260	170	18	4	6,5
ПМ-150	150	320	280	225	18	8	10,8
ПМ-200	200	440	300	280	18	8	19,6
ПМ-250	250	550	320	335	18	12	27,7
ПМ-300	300	650	340	395	22	12	41,7
ПМ-350	350	760	360	445	22	12	45,0
ПМ-500	500	1060	380	600	22	16	73,5

Срок службы – 10 лет.

Состав изделия

Патрубки монтажные ПМ (рисунок 1) состоят из следующих частей: фланца 1, трубы 2, накладки усиливающей 3.

Устройство и работа

Патрубок (рисунок 1) представляет собой трубу 2 с приваренным фланцем 1 для установки технологического оборудования.

Накладка усиливающая 3 служит для монтажа патрубка к резервуару.

гарантийного срока несоответствие их требованиям технической документации.

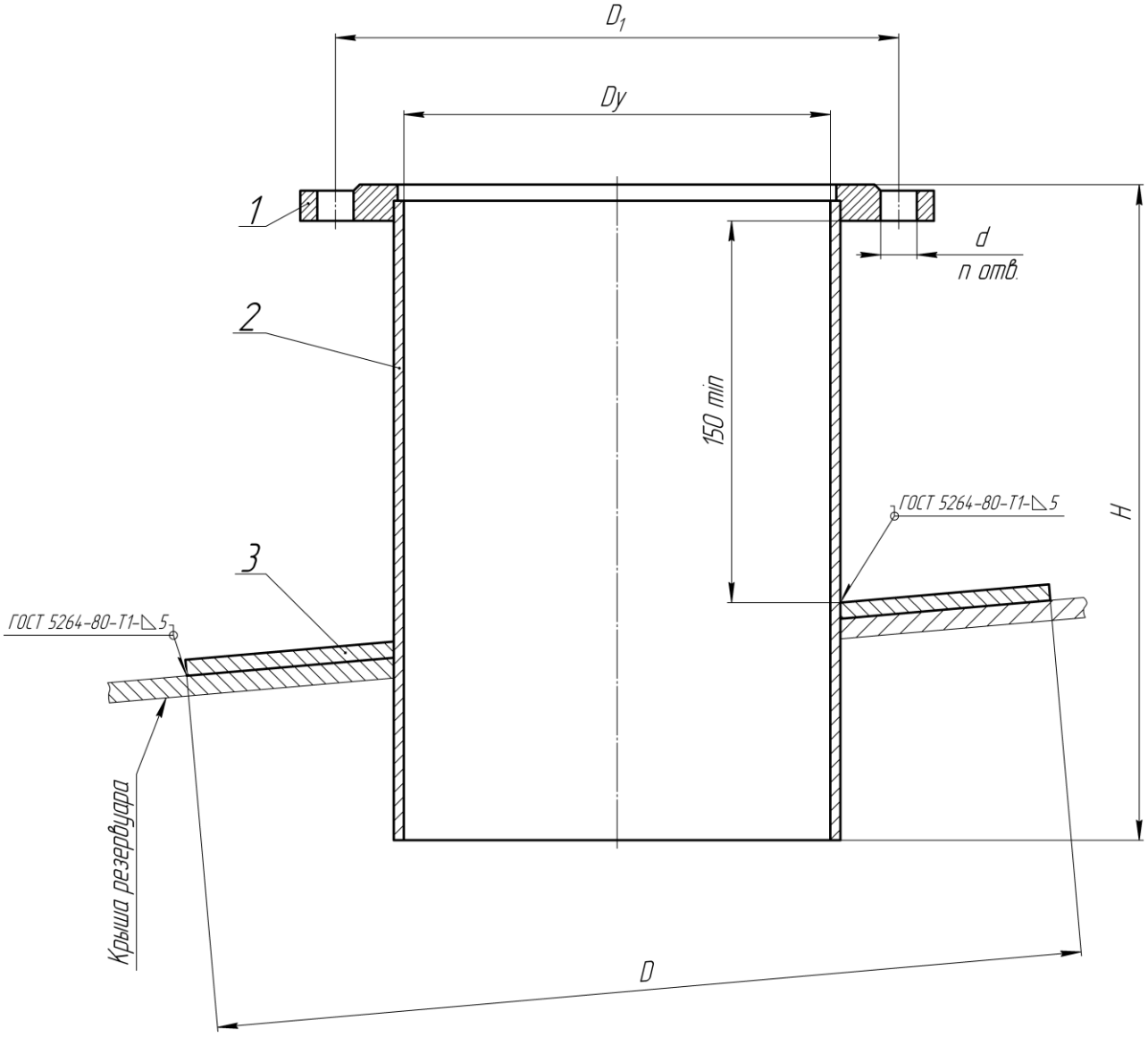


Рисунок 1 – Патрубки монтажные ПМ

ЛЮКИ-ЛАЗЫ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Люки-лазы ЛЛ (далее - люки) предназначены для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуаров для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки соответствуют исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи люка при заказе и в другой документации:

Люк-лаз ЛЛ-600 климатического исполнения У, категории размещения 1:

Люк-лаз ЛЛ-600 ТУ3689-019-03467856-2001,

где ЛЛ - люк-лаз;

600 - диаметр условного прохода, мм.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Люк-лаз ЛЛ-600 УХЛ1 ТУ3689-019-03467856-2001.

Примечание – По согласованию с заказчиком люк ЛЛ-600 изготавливается с поворотным устройством двух вариантов (рисунок 1, 2).

Технические характеристики

Основные параметры и размеры люков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение люка	
	ЛЛ-600	ЛЛ-600/900
	Значение параметра	
1 Диаметр условного прохода, мм	600	600/900
2 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1(1)	
3 Габаритные размеры, мм, не более:		
длина	1280	1850
ширина	1350	1350
высота	350	400
4 Масса, кг, не более	210	290

Средний ресурс - 5000 циклов.

Под циклом понимается одно открытие и закрытие люка.

Срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Люки (рисунки 1, 2, 3) состоят из следующих основных частей: корпуса 1, крышки 2, прокладки 3, поворотного устройства 4, усиливающей накладки 5.

Устройство и работа

Корпус люка состоит из обечайки с приваренным к ней фланцем. К фланцу корпуса болтами и гайками через прокладку, обеспечивающую герметичность соединения, крепится крышка. На крышке имеются ручки для транспортировки люка в собранном состоянии или для её открывания.

Люки оборудованы поворотным устройством для облегчения открывания и закрывания. Поворотное устройство люка ЛЛ-600 (рисунок 1) представляет собой кронштейны, шарнирно соединяющие крышку люка с корпусом. Поворотное устройство люка ЛЛ-600, ЛЛ-600/900 (рисунки 2, 3), состоящее из г-образной трубы Ø48 мм, установлено на ушах, приваренных к усиливающей накладке. Удерживание крышки люка осуществляется с помощью подвески.

Монтаж поворотного устройства выполнять согласно рисунков 1, 2, 3.

Усилие при открытии и закрытии крышки люка не должно превышать 150Н.

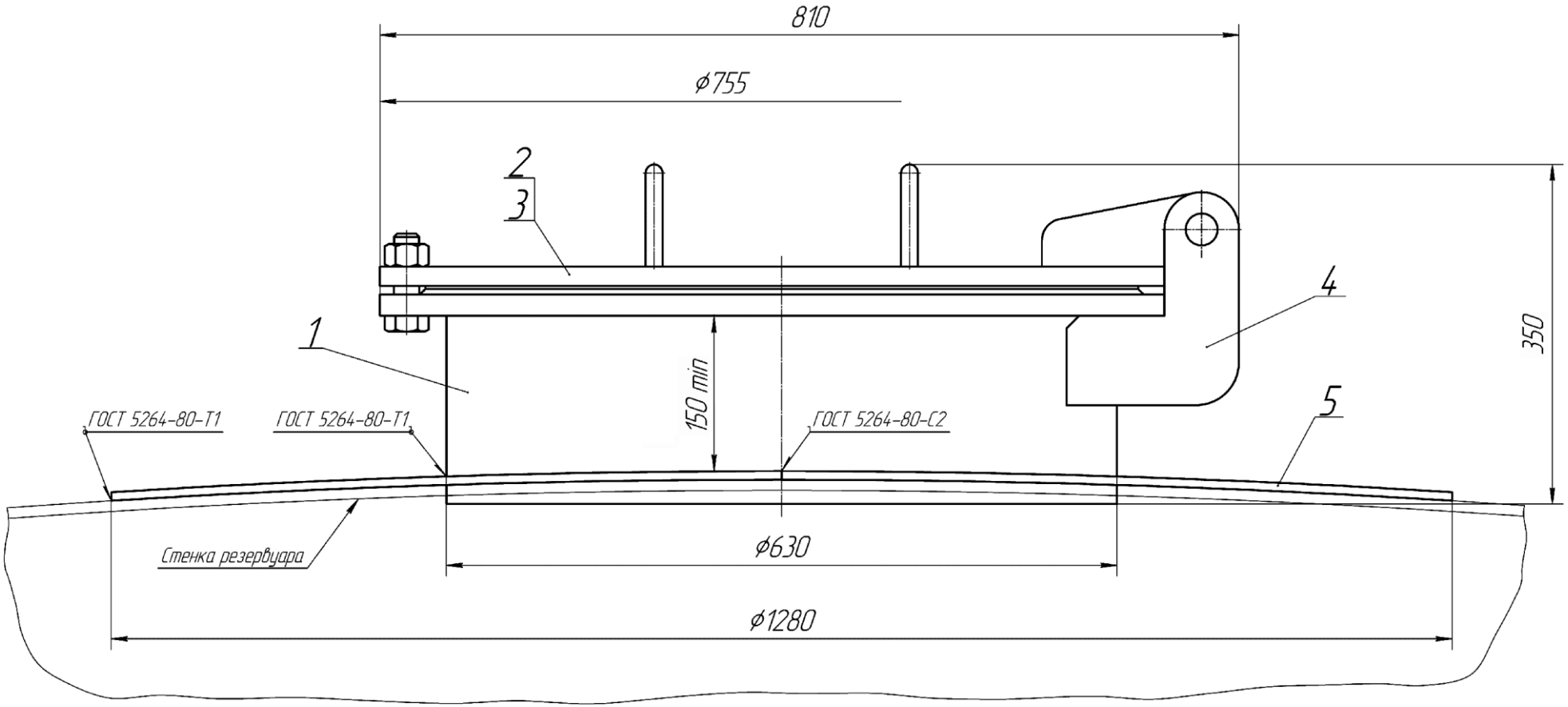


Рисунок 1 – Люк–лаз ЛЛ-600 с поворотным устройством 1-го варианта

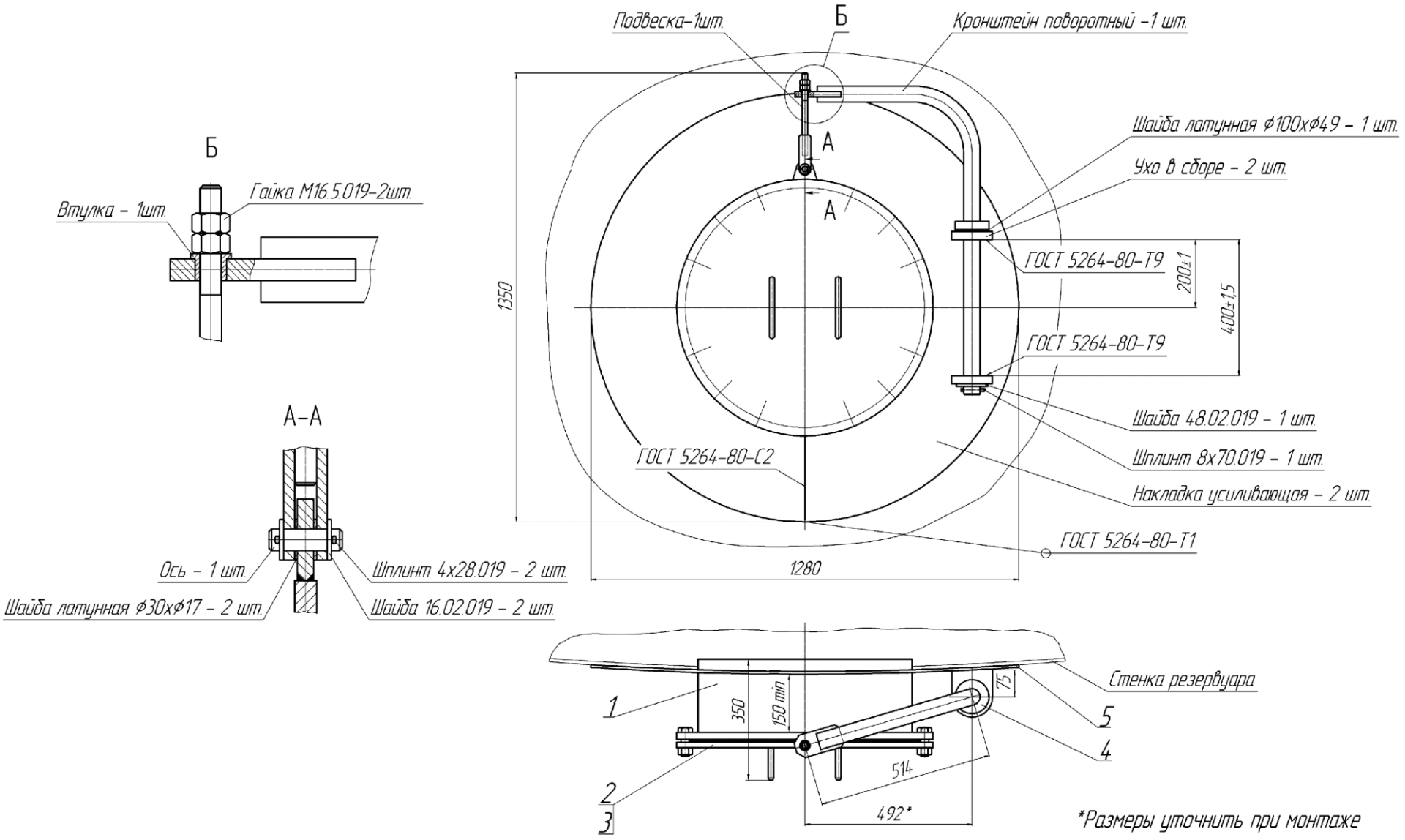


Рисунок 2 – Люк–лаз ЛЛ-600 с поворотным устройством 2-го варианта

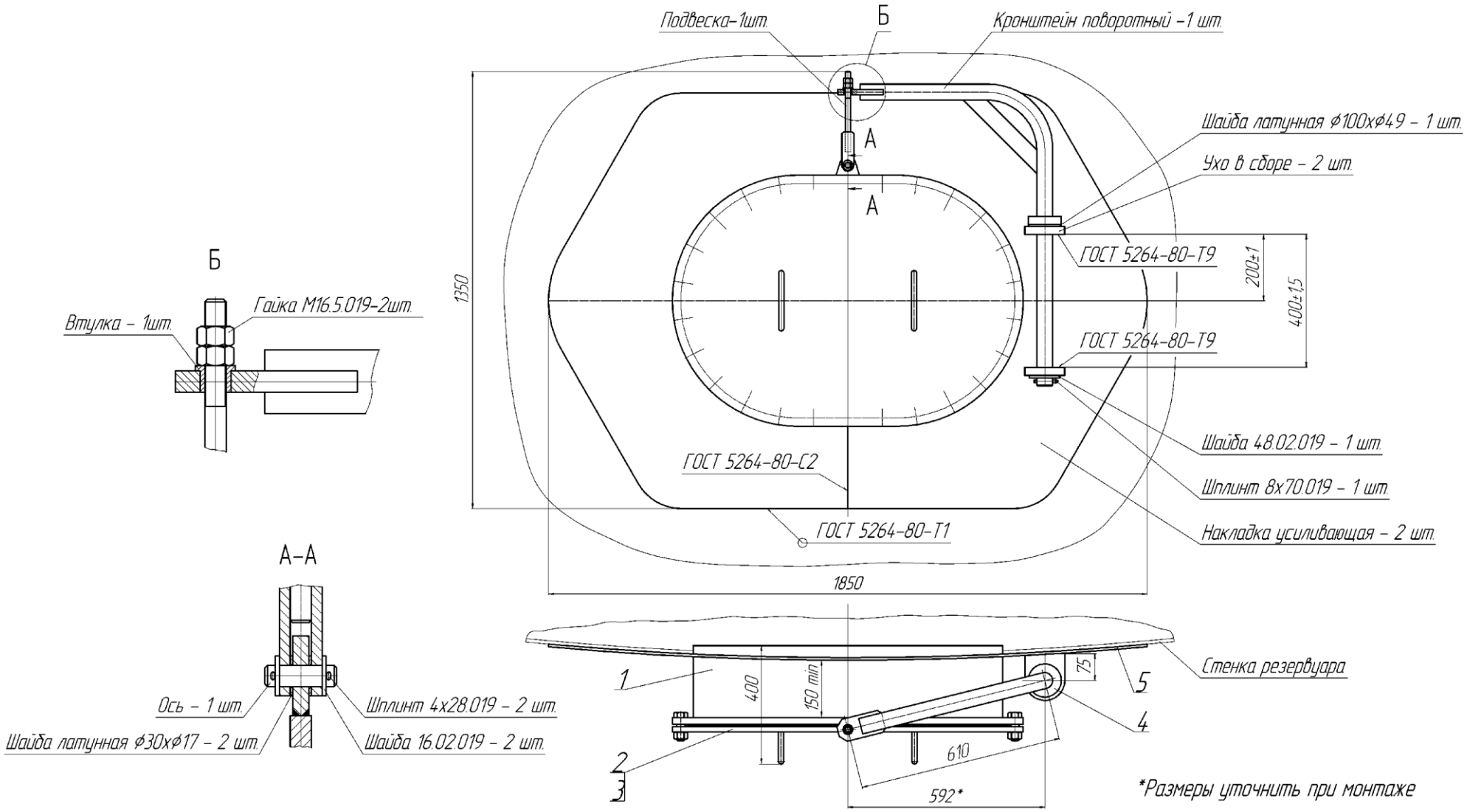


Рисунок 3 – Люк–лаз ЛЛ-600/900

ЛЮК СВЕТОВОЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Люк световой ЛС (далее - люк) предназначен для внутреннего осмотра и проветривания резервуаров для нефти и нефтепродуктов перед их ремонтом.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люк соответствует исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи люка при заказе и в другой документации:

Люк световой ЛС климатического исполнения У, категории размещения 1:

Люк световой ЛС ТУ3689-018-03467856-2001,

где Л – люк;

С – световой.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Люк световой ЛС УХЛ1 ТУ3689-018-03467856-2001.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры люка указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Диаметр условного прохода, мм	500
2 Условное давление, Па (мм вод. ст.)	1961 (200)
3 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1200
ширина	1200
высота	560
4 Масса, кг, не более	140

Средний ресурс работы - 5000 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие люка.

Срок службы - 15 лет.

Состав изделия

Люк (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: обечайки 1, крышки 2, усиливающего фланца 3, прокладки 4, фланца 5, скобы 6, ручек 7, болтов 8 и гаек 9.

Устройство и работа

К обечайке приварен фланец и скоба. Скоба служит для подвешивания светильника при внутреннем осмотре резервуара.

Ручки приварены к крышке и служат для транспортирования люка в собранном виде и для снятия крышки.

Крышка крепится к фланцу через прокладку из маслобензостойкого паронита с помощью 16-ти болтов и гаек, чем обеспечивается герметичность соединения.

После этих операций производится приварка к обечайке усиливающего фланца, состоящего из двух частей, под углом к горизонту, равным углу наклона крыши резервуара. Люк устанавливается на крышу резервуара в заранее подготовленное отверстие, и производится приварка усиливающего фланца к крыше резервуара.

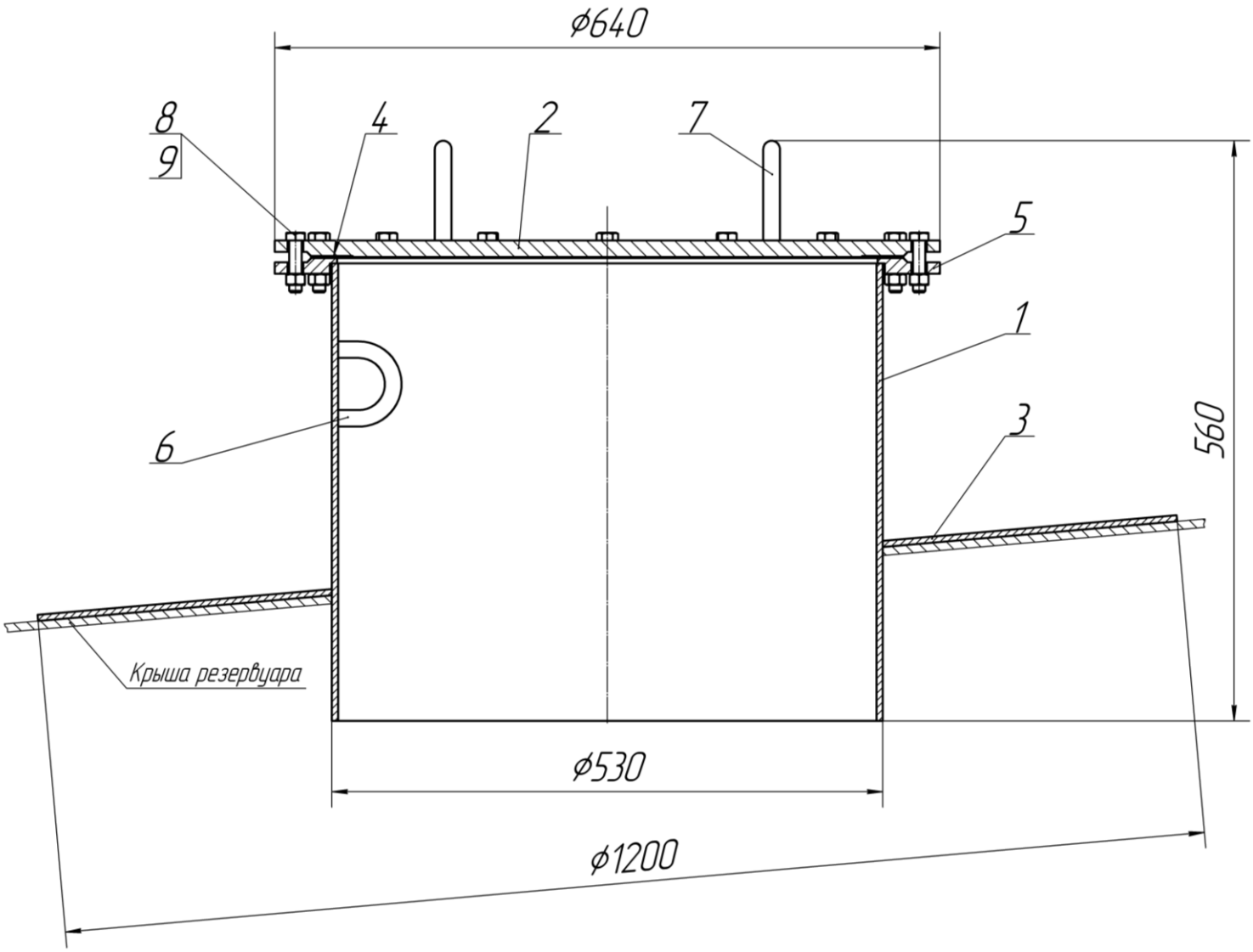


Рисунок 1 – Люк световой ЛС

ЛЮКИ ЗАМЕРНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Люки замерные ЛЗ (далее - люки) предназначены для замера уровня и отбора проб нефтепродуктов в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки соответствуют исполнению У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи люка замерного при заказе и в другой документации:

Люк замерный ЛЗ-80 климатического исполнения У, категории размещения 1:

Люк замерный ЛЗ-80 ТУ 3689-010-03467856-2001,

где Л – люк;

З – замерный;

80 - диаметр условного прохода в мм.

То же, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1:

Люк замерный ЛЗ-80 УХЛ1 ТУ 3689-010-03467856-2001.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры люков указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение люка замерного	
	ЛЗ–80	ЛЗ–150
	Значение параметра	
1 Диаметр условного прохода, мм	80	150
2 Условное давление, Па (мм вод. ст.)	1961 (200)	1961 (200)
3 Габаритные размеры (рисунок 1), мм, не более:		
L	250	330
B	190	260
H	185	190
4 Присоединительные размеры, мм:		
D_1	150	225
d	18	18
n, шт.	4	8
5 Масса, кг, не более	2,3	4,0

Средний ресурс работы - 5000 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие люка.

Срок службы - 6 лет.

Состав изделия

Люк замерный (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: корпуса 1, крышки 2, рычага 3, болта откидного 4, осей 5, прокладки 6 и маховика 7.

Устройство и работа

Корпус люка фланцем, крепится к ответному фланцу на резервуаре через прокладку. В проушине корпуса и проушине крышки устанавливается рычаг. В крышке установлено резиновое или фторопластовое уплотнение, обеспечивающее герметичность в закрытом состоянии. Фиксация крышки в закрытом положении осуществляется маховиком откидного болта.

Для осуществления замера уровня и отбора проб нефтепродуктов необходимо открыть люк замерный. Для этого маховик откручивается, болт откидной с маховиком отводятся в одну сторону, а рычаг с крышкой - в другую. Люки крепятся на крышке резервуара фланцем через прокладку.

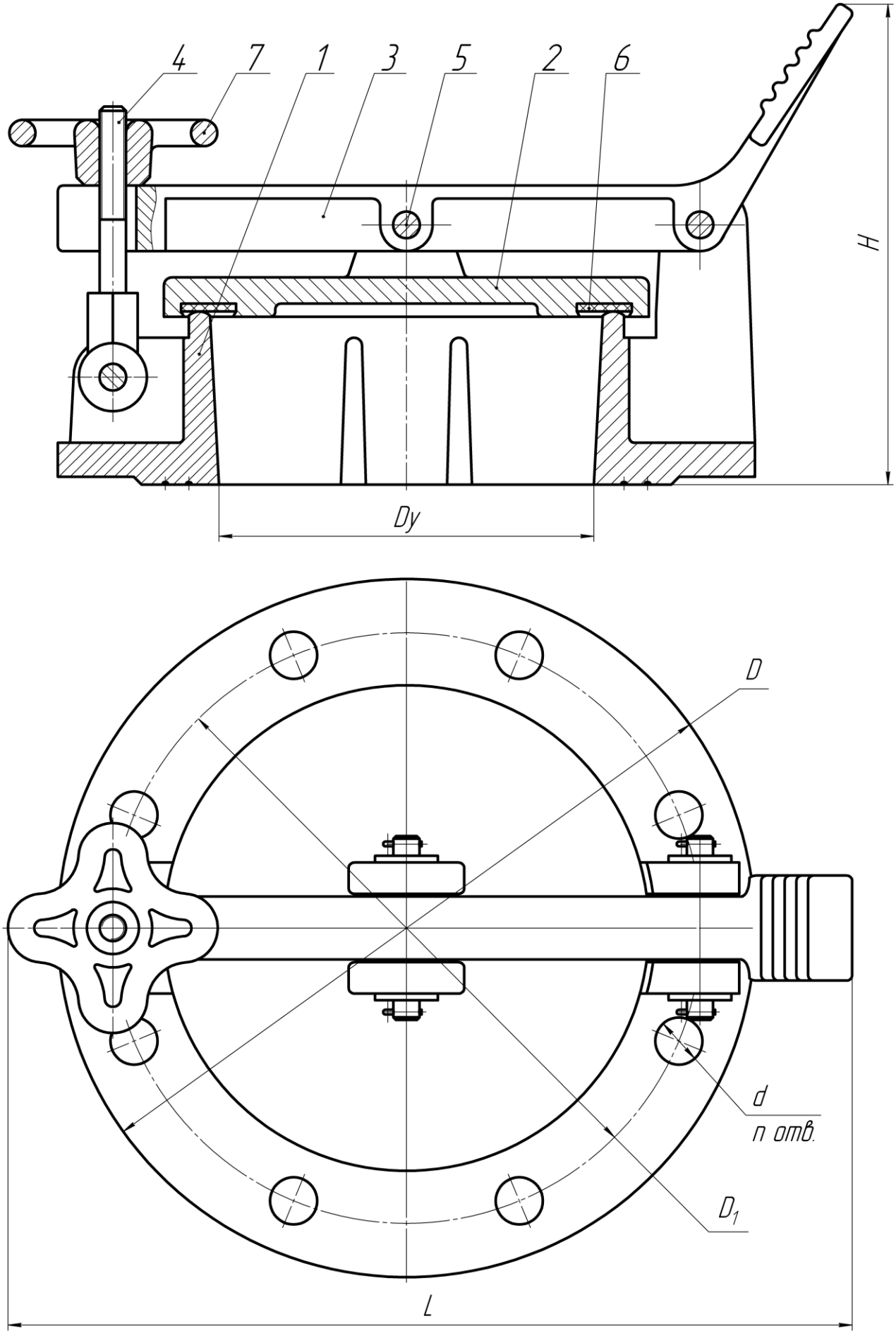


Рисунок 1 - Люк замерный ЛЗ

ГЕНЕРАТОР ПЕНЫ СРЕДНЕЙ КРАТНОСТИ СТАЦИОНАРНЫЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Генератор пены средней кратности стационарный ГПСС (далее – генератор), предназначен к применению в стационарных установках пенного пожаротушения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами.

Генератор может применяться с указанной целью в других отраслях промышленности в пределах его технической характеристики.

Генератор соответствует климатическому исполнению У категории размещения 1, условиям работы в атмосфере типа II ГОСТ 15150-69.

Пример записи генераторов при заказе и в другой документации:

Генератор ГПСС-600, ГПСС-2000 ТУ 112-025-85,

где Г – генератор;

П – пены;

С – средней кратности;

С – стационарный;

600, 2000 – производительность по пене, л/с.

Технические характеристики

Основные технические характеристики и размеры генератора указанны в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение параметра	Обозначение генератора	
	ГПСС-600	ГПСС-2000
	Значение параметра	
1 Давление перед распылителем, МПа	0,4-0,6	0,4-0,6
2 Расход раствора пенообразователя, л/с	5-6	17-20
3 Кратность пены, не менее	70	70
4 Давление перед распылителем при автоматическом срабатывании затвора, МПа, не более	0,32	0,20
5 Усиление срабатывания ручного привода, Н	80-90	100-150
6 Габаритные размеры, мм, не более:		
длина	675	980
ширина	570	620
высота	570	620
7 Масса, кг, не более	33	53

Срок службы генератора – 10 лет.

Состав изделия

На рисунке 1 показано устройство генератора. В корпусе 1 генератора расположены его основные части: распылитель 2 и кассета 3. В нижней части корпуса 1 имеется воздухозаборное отверстие, закрытое защитной сеткой 4. С боковых сторон корпус 1 закрыт крышками 5, которые закреплены в транспортном положении винтами 6.

Устройство и работа

Входное отверстие генератора расположено на фланце 7, к которому присоединяется растворопровод стационарной системы пожаротушения. Установка и крепление генератора на резервуаре осуществляется с помощью монтажного фланца 8, на котором имеется выходное отверстие, закрываемое крышкой 9, которая установлена на шарнире 10.

Перед распылителем 2 расположена заслонка 11, являющаяся одним из плеч двухплечевого рычага, установленного в корпусе 1 на шарнире 12. Другой конец этого рычага соединен шарниром 13 с вилкой 14. Кроме того, двухплечный рычаг канатом 15 соединен с ручкой 16 ручного привода. Своим свободным концом вилка 14 установлена на упор 17, закрепленный в корпусе 1 болтом 18.

Тяга 19 присоединена своими концами к крышке 9 и шпильке 20. Крышка 9 притянута к кромке выходного отверстия генератора тягой 19 за счет усилия, создаваемого вращением гайки 21 по резьбе шпильки 20.

При этом гайка 21 своей торцовой поверхностью упирается в вилку 14. Положение гайки 21, соответствующее необходимому усилию, герметизации стыка крышки 9 и кромки выходного отверстия генератора, фиксируется на шпильке 20 контргайкой 22. У шпильки 20 к тяги 19 присоединен ограничитель 23 угла открывания крышки 9. Второй конец ограничителя 23 закреплен болтом 24. Для предохранения рычажной системы генератора от поломок вилка 14 закрепляется (только на период транспортирования) проволокой 25.

Описание исходного положения рычажной системы и крышки 9 соответствует дежурному режиму работы установленного на резервуаре генератора. Для использования генератора в рабочем режиме (при пожаротушении) раствор пенообразователя под давлением подается в генератор. Давлением струи из распылителя 2 заслонка 11 поворачивается вокруг оси шарнира 12 и снимает вилку 14 с упора 17. Под действием исходного натяжения тяги 19 и поворота заслонки 11 вилка 14 поворачивается вокруг оси шарнира 13 и выходит из зацепления с гайкой 21. При этом натяжение тяги 19 исчезает и под давлением струи раствора пенообразователя крышка 9 поворачивается вокруг оси шарнира 10 на угол около 90° и открывает выходное отверстие генератора.

Распылитель 2 формирует струю раствора пенообразователя в виде факела, падающего на поверхность кассеты 3. Сетчатая поверхность кассеты 3 способствует образованию множества пузырьков пены за счет инжекции воздуха через заборное отверстие в нижней части корпуса генератора. Создаваемая таким образом пена направляется в газовоздушное пространство резервуара для тушения пожара.

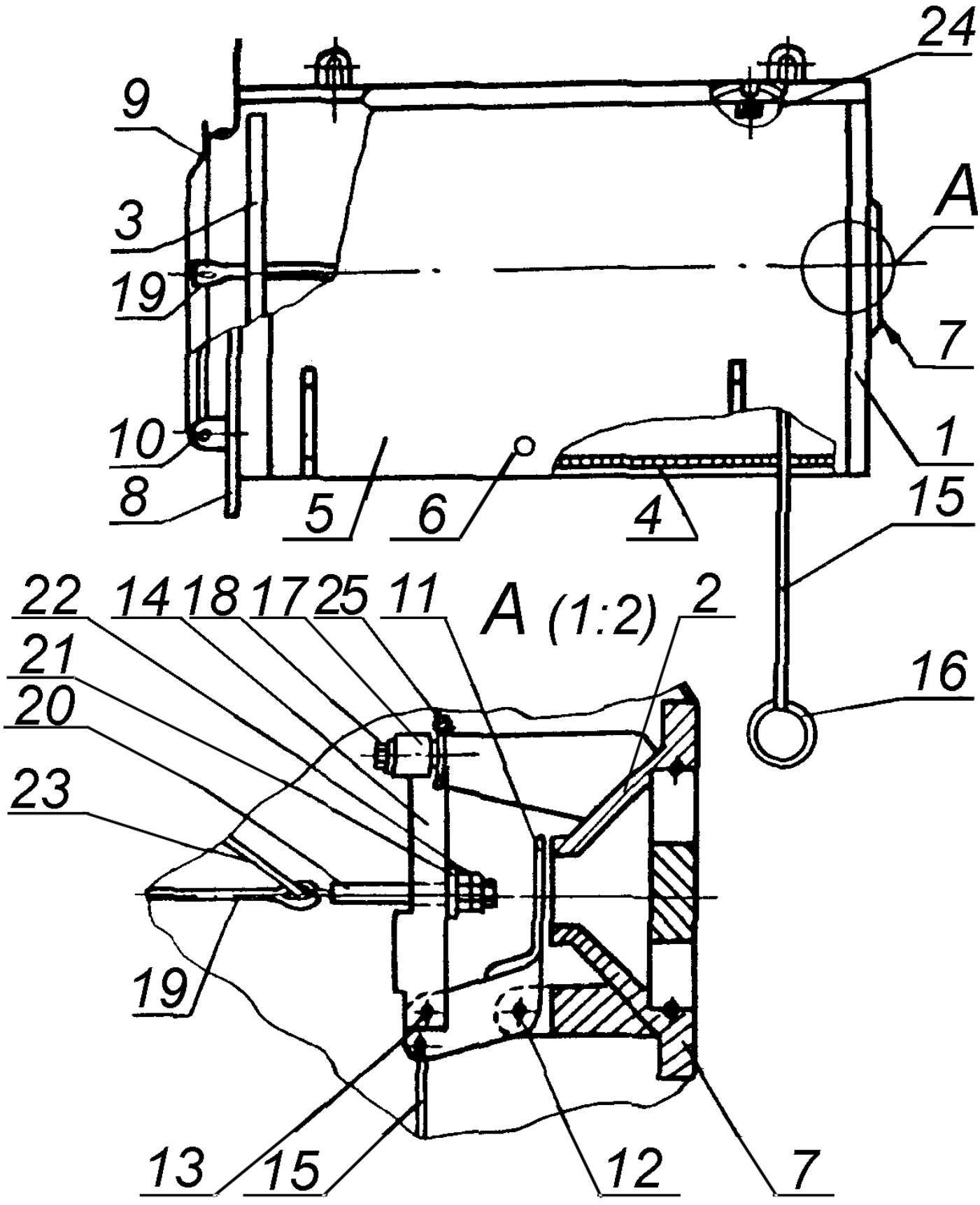
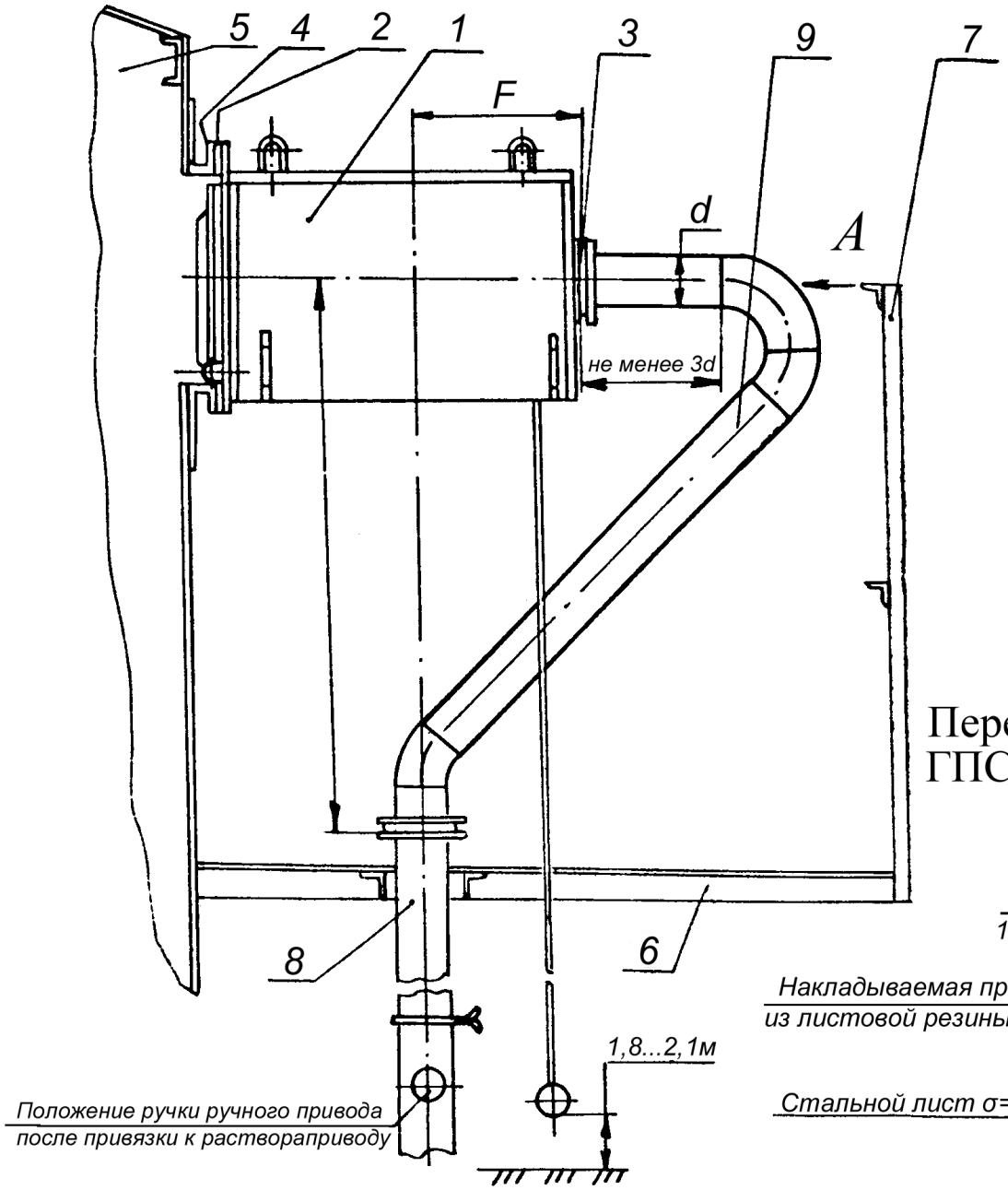
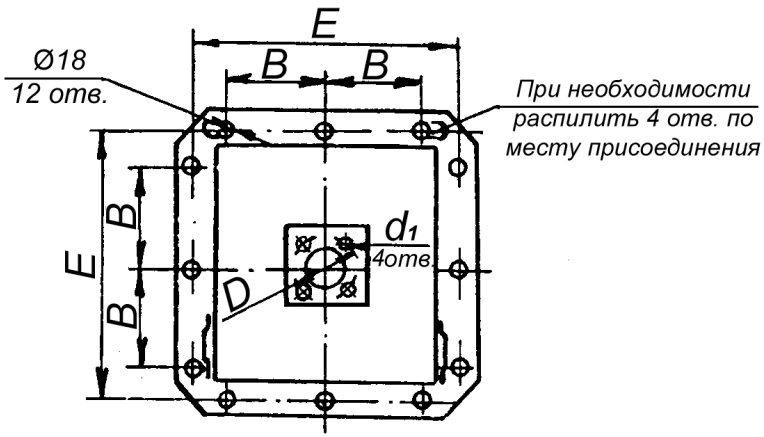


Рисунок 1 – Устройство генератора ГПСС

1-корпус; 2-распылитель; 3-кассета; 4-сетка; 5, 9-крышки; 6-винт; 7, 8фланцы; 10, 12, 13-шарниры; 11-заслонка; 14-вилка; 15-канат; 16-ручка; 17-упор; 18, 24 болты; 19-тяга; 20-шпилька; 21-гайка; 22-контргайка; 23-ограничитель; 25-проволока.





Тип генератора	Размеры, мм						
	d	d1	D	B	E	F	H
ГПСС-600	60	14	110	170	510	254	895
ГПСС-2000	114	18	170	200	550	380	1830

Переходной фланец для установки генератора ГПСС-2000 по типовому проекту №402-11-59/74

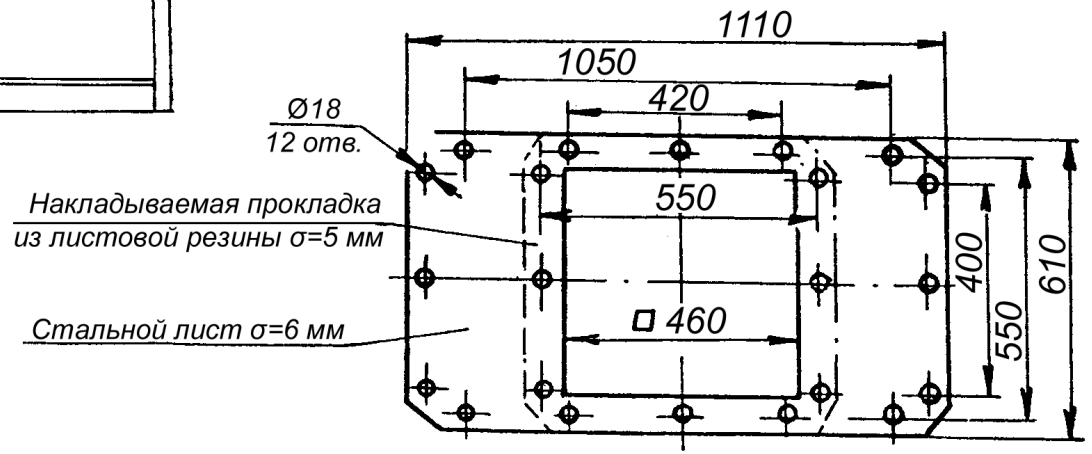


Рисунок 2 - Установочные и присоединительные размеры генераторов ГПСС.

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ ОГНЕВОЙ ЖИДКОСТНЫЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Предохранитель огневой жидкостный ПОЖ-80 (далее - предохранитель огневой) устанавливается на приемных трубопроводах АЗС и предназначены для предохранения резервуаров с бензином и дизельным топливом от проникновения пламени и искр в резервуар.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды предохранители огневые соответствуют исполнению У, категории размещения 1 ГОСТ 15150 – 69.

Пример записи предохранителя огневого при заказе и в другой документации:

Предохранитель огневой жидкостный ПОЖ–80 ЧА

ТУ3689 – 014 – 03467856 – 2000,

где ПОЖ – предохранитель огневой жидкостный;

80 – диаметр условного прохода, мм;

Ч – корпус чугунный;

А – лента кассеты алюминиевая;

ПОЖ – 80 АА,

где А – корпус алюминиевый;

А – лента кассеты алюминиевая.

Технические характеристики

Основные технические характеристики предохранителя огневого приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение предохранителя огневого	
	ПОЖ-80 ЧА	ПОЖ-80 АА
	Значения параметра	
1 Диаметр условного прохода, мм	80	
2 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1 (1)	
3 Пропускная способность, м³/ч	80 – 100	
4 Габаритные размеры, мм, не более	210х100	
5 Масса, кг, не более	10,0	5,4

Срок службы, лет – 8.

Состав изделия

Предохранитель огневой (рисунок 1) состоит из корпуса 1 и кассеты 2.

Для предохранения кассеты от засорения при транспортировке и хранении она закрывается картонными заглушками 7.

Устройство и работа

Кассета 2 встроена в кожух 4 и закреплена в ней двумя штифтами 5. Кассета состоит из плоской и гофрированной лент из алюминиевого сплава, намотанных на ось 3. Кассета устанавливается в корпусе 1 до упора и крепится пружинным кольцом 6.

Просвет в сечении гофр кассеты рассчитан так, чтобы предотвратить проникновение пламени и искр через кассету в резервуар.

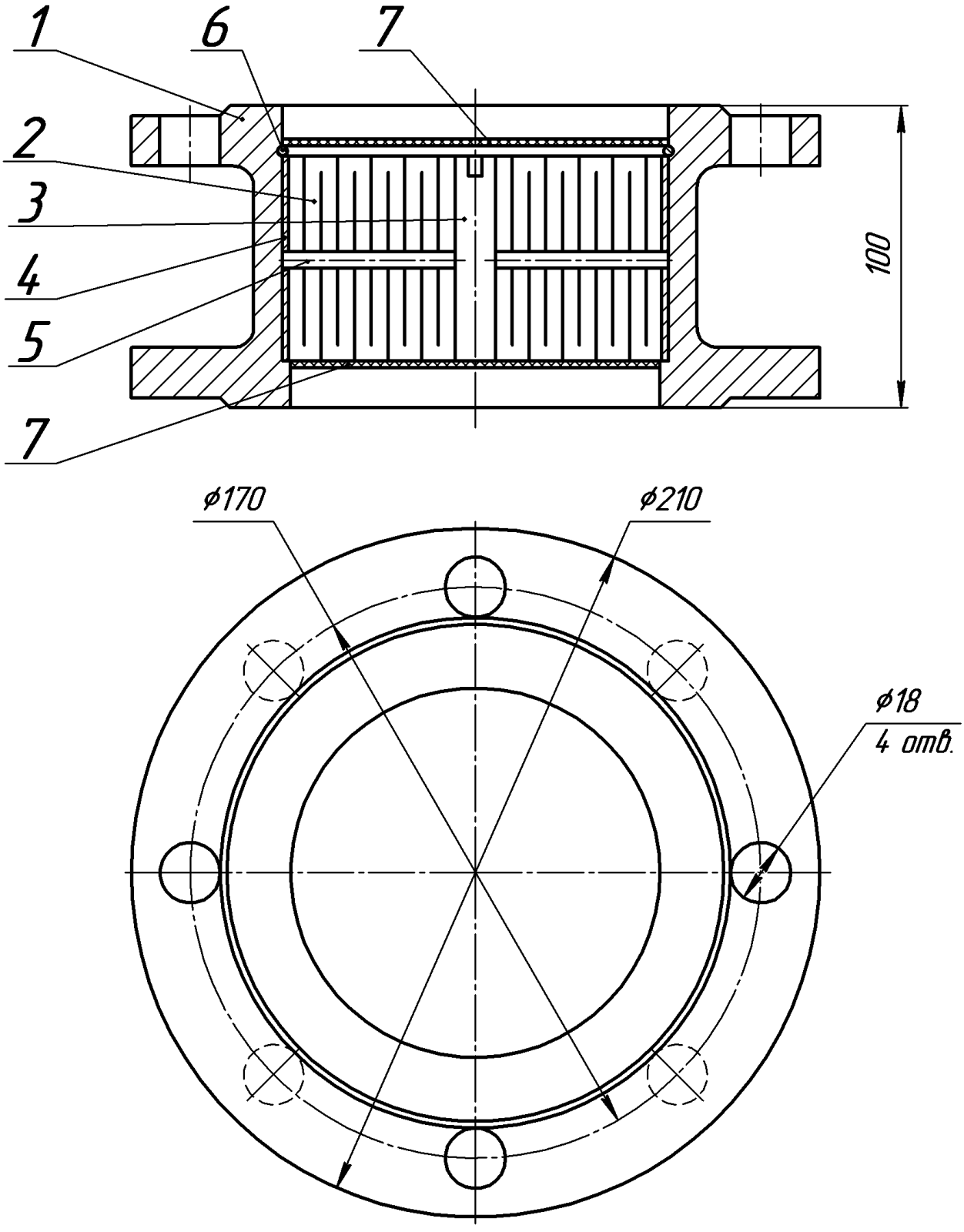


Рисунок 1 - ПОЖ-80

ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ОГНЕВЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Предохранители огневые предназначены для предохранения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от проникновения пламени и искр внутрь резервуаров.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды предохранители огневые соответствуют исполнению У, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69.

Пример записи предохранителя огневого при заказе и в другой документации:

Предохранитель огневой ОП – 5ОЧА ТУ 3689-036-03467856-2012 ,

где ОП – предохранитель огневой;

50 – диаметр условного прохода в мм;

Ч – корпус чугунный;

А – лента кассеты алюминиевая;

ОП–50 ЧН,

где Н – лента кассеты нержавеющая;

ОП–200 АА,

где 200 – диаметр условного прохода в мм;

А – корпус алюминиевый;

А – лента кассеты алюминиевая.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры предохранителей огневых соответствуют указанным в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение предохранителя огневого	Диаметр условного прохода, мм	Пропускная способность предохранителя при сопротивлении воздушному потоку 118Па, $м^3$/ч, не менее	Габаритные размеры, мм, не более L x H	Масса, кг, не более
ОП-50 ЧА	50	25	145х85	3,3
ОП-50 ЧН	50	25	145х85	3,5
ОП-50 АА	50	25	145х85	0,9
ОП-50АН	50	25	140х140х80	1,1
ОП -100	100	80-100	205 х205х90	1,86
ОП-100 ЧА	100	100	220х250	15,5
ОП-100 ЧН	100	100	220х250	16,5
ОП-100 АА	100	100	220х250	7,5
ОП-150 ЧА	150	215	295х260	23,0
ОП-150 ЧН	150	215	295х260	25,5
ОП-150 АА	150	215	295х260	11,0
ОП-200 ЧА	200	380	375х270	32,0
ОП-200 АА	200	380	375х270	17,0
ОП-250 ЧА	250	600	450х300	43,0
ОП-250 АА	250	600	450х300	25,0
ОП-350 ЧА	350	900	640х340	86,0
ОП-350 АА	350	900	640х340	48,0
ОП-500 АА	500	2200	930х570	120,0

Срок службы:

а) предохранителя с кассетой из ленты алюминиевой – 8 лет;

б) предохранителя с кассетой из ленты нержавеющей–15 лет.

Состав изделия

Предохранитель огневой ОП-50 (рисунок 1) состоит из корпуса 1 и кассеты 3.

Кассета 3 состоит из плоской и гофрированной лент из алюминиевого сплава или из нержавеющей стали, намотанных на ось 4.

Кассета 3 (рисунок 1) устанавливается в корпусе 1 и крепится в нем ограничителями 5 и кольцом 2.

Предохранители огневые ОП-100 - ОП-350 (рисунок 2) и ОП-500 (рисунок 3) состоят из двух корпусов 1 и кассеты 3.

Корпуса предохранителей огневых со вставленной между ними кассетой соединены между собой четырьмя шпильками 4 (рисунок 2) или шестью шпильками 4 (рисунок 3).

Кассета предохранителей огневых ОП-100 - ОП-350 встроена в стальную обечайку и закреплена в ней двумя штифтами 2.

В остальном конструкция их аналогична устройству кассеты предохранителя огневого ОП-50.

Каждому типу предохранителей огневых соответствует своя кассета. Кассета предохранителя огневого ОП-500 подобна кассетам предохранителей огневых ОП-100 - ОП-350, но отличается от них креплением лент в обечайке, которое выполнено из стальных полос, вваренных в обечайку с обеих сторон вместо штифтов.

Для предохранителей огневых ОП-100 - ОП-500 в местах установки кассет ставятся уплотнительные прокладки 6 (рисунок 2, 3).

Для предохранения кассеты от засорения при транспортировке и хранении она закрывается картонными заглушками 7 (рисунок 1, 2, 3).

Устройство и работа

Предохранители огневые устанавливаются на фланцы резервуара через прокладку и крепятся болтами.

Просвет в сечении гофр кассет одинаков у всех типоразмеров и рассчитан так, чтобы предотвратить проникновение пламени и искр через кассету в резервуар, при этом за счет диаметра предохранителя обеспечить пропускную способность по воздуху на необходимый объём резервуара.

Предохранитель огневой устанавливается на крыше резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов под дыхательным или предохранительным клапаном.

В зависимости от объёма резервуара устанавливается количество и тип огневого предохранителя.

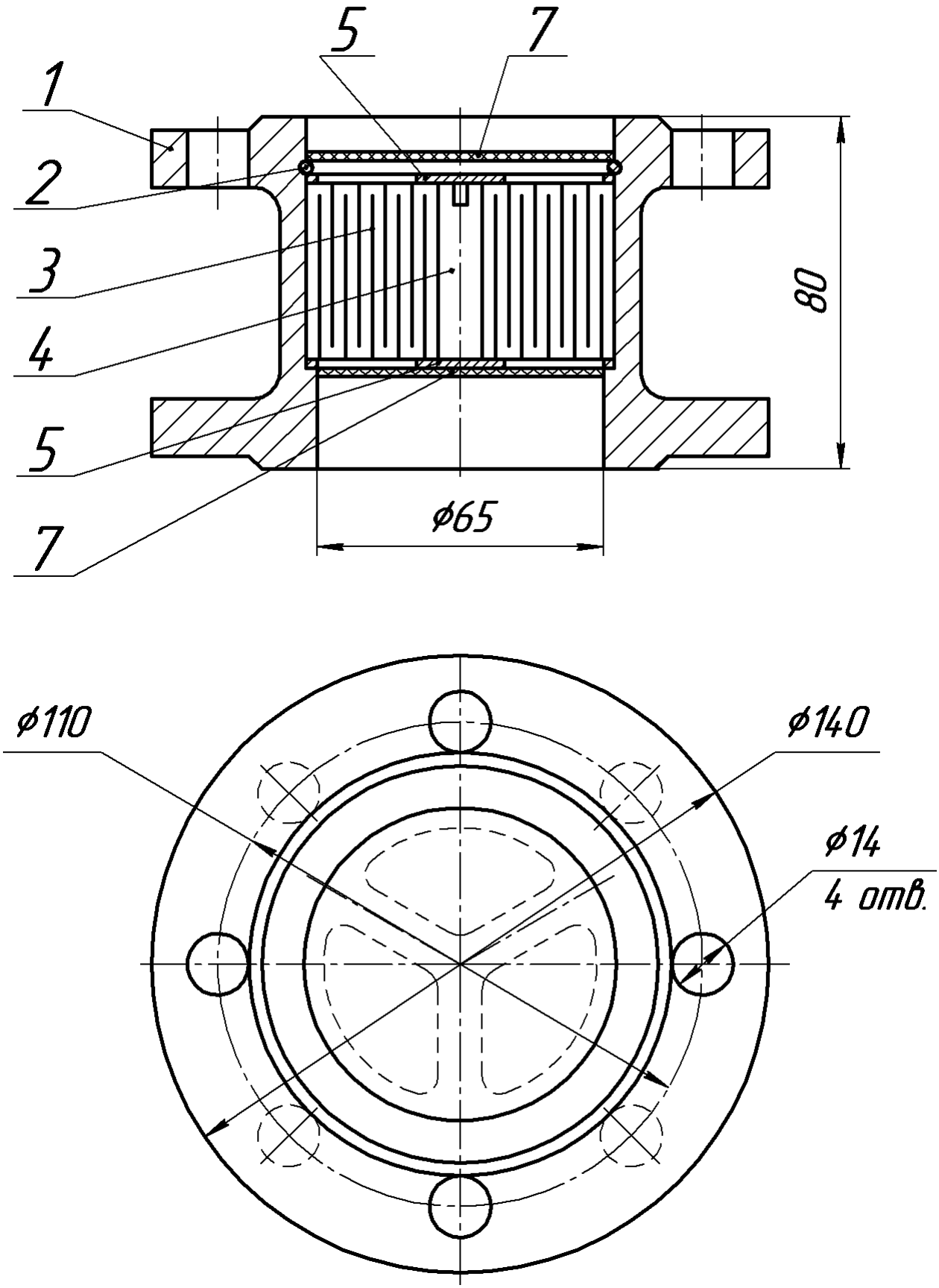
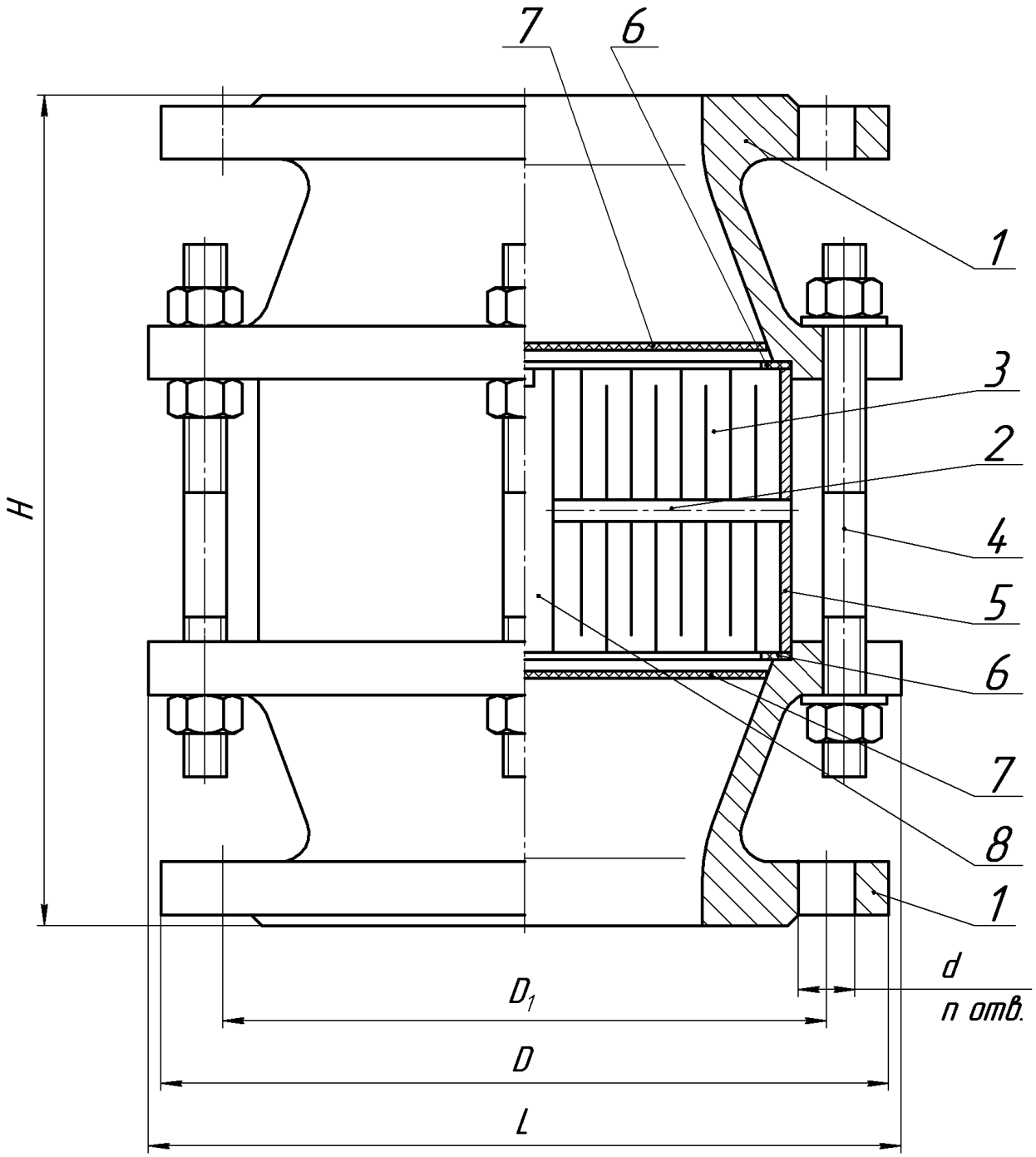


Рисунок 1 – Предохранитель огневой ОП-50



Присоединительные размеры предохранителей огневых

Обозначение предохранителя огневого	Диаметр фланца, D, мм	Диаметр межцентрового расстояния, D_1, мм	Диаметр отверстия, d, мм	Количество отверстий, n, шт.
ОП-100	205	170	18	4
ОП-150	260	225	18	4
ОП-200	315	280	18	4
ОП-250	370	335	18	6
ОП-350	485	445	23	6

Рисунок 2 – Предохранители огневые ОП-100-ОП350

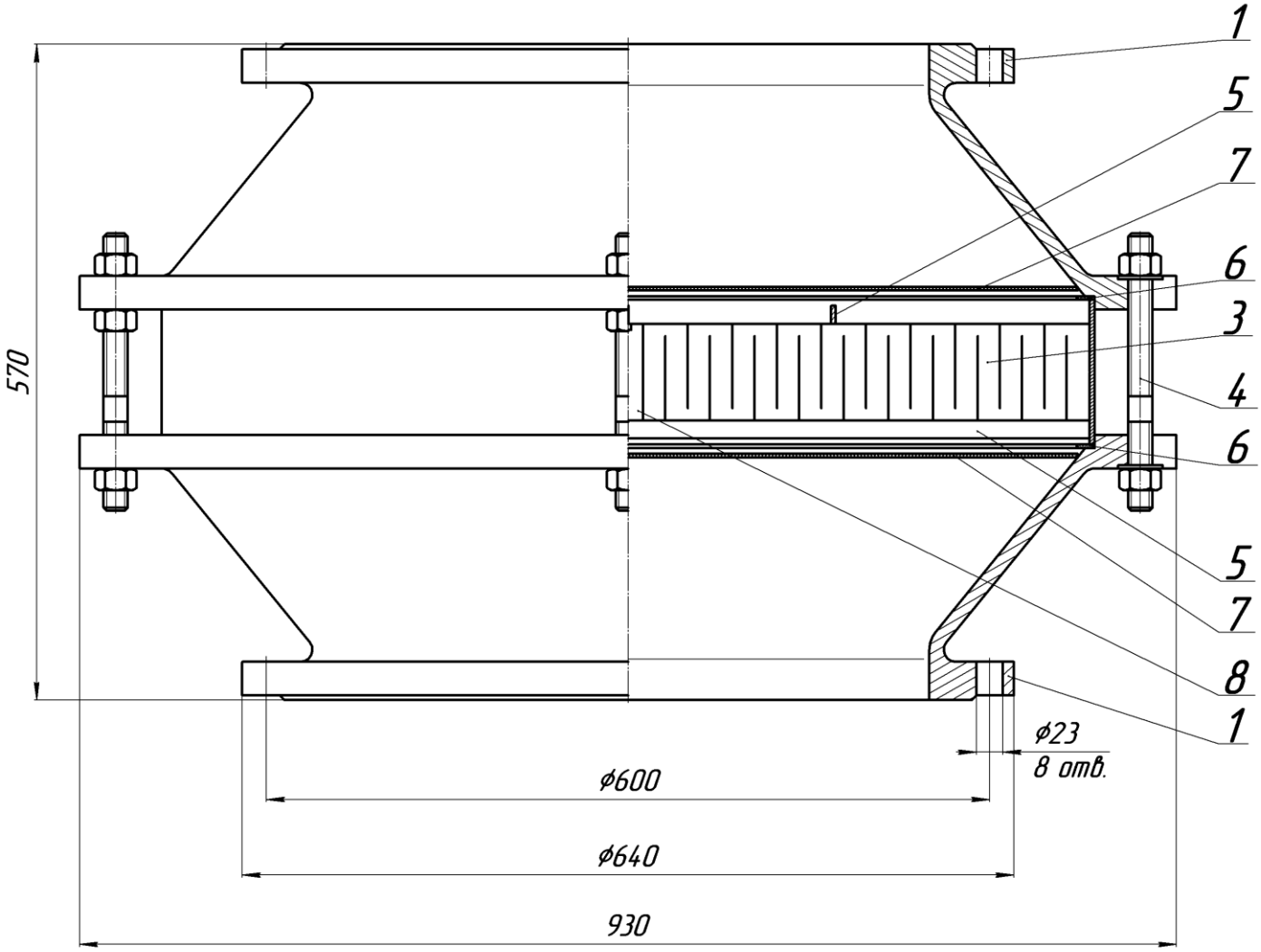


Рисунок 3 – Предохранитель огневой ОП-500

КЛАПАНЫ ПРИЕМНЫЕ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Клапаны приемные КП (далее - клапаны) предназначены для осуществления поступления нефтепродукта во всасывающий трубопровод работающего насоса и для предотвращения обратного его потока во время остановки насоса.

Клапаны устанавливаются на трубопроводах автозаправочных станций и нефтебаз в подземных резервуарах при отпуске нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Пример записи клапана при заказе и в другой документации:

Клапан приемный КП-40 ТУ 3689-002-03467856-97,

где К - клапан;

П - приемный;

40 - диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные характеристики и размеры клапанов указаны в таблице 1.

Таблица1

Наименование параметра	Обозначение клапана	
	КП-40	КП-80
	Значение параметра	
1 Диаметр условного прохода присоединяемого трубопровода, мм	40	80
2 Условное давление, МПа (кгс/см^2)	0,1(1)	
3 Габаритные размеры, мм, не более:		
диаметр, D	80	115
длина, H	140	225
4 Масса, кг, не более	1,6	5,4
5 Присоединительные размеры	G1 1/2	G3

Установленная безотказная наработка – 800 циклов.

Под циклом понимается количество включений насоса.

Средний ресурс – 5000 циклов.

Срок службы – 6 лет.

Состав изделия

Клапан (рисунок 1) состоит из следующих основных составных частей: корпуса 1, фильтра 2, седла 3, клапана 4, груза 5, пружины 6, штока 7, кольца 8 и гайки 9.

Устройство и работа

Корпус 1 служит для размещения в нем всех составных частей клапана. Для крепления клапана к всасывающему трубопроводу насоса корпус 1 имеет отверстие с резьбой: G1½ - для клапана КП-40, G 3 - для клапана КП-80.

Корпус 1 и седло 3 соединяются между собой с помощью резьбы: М56х2 – для клапана КП-40, М90х2 – для клапана КП-80, а фильтр 2 и седло 3 - с помощью резьбы: G1 ½ - для клапана КП-40, G3 – для клапана КП-80.

Уплотнение корпуса 1 и седла 3 осуществляется резиновым кольцом круглого сечения 8 (кольцо 054-058-25-2-4 ГОСТ 9833-73 – для клапана КП-40, кольцо 088-092-25-2-4 ГОСТ 9833-73 – для клапана КП-80).

Клапан 4 выполнен из маслобензостойкой резины и вместе с грузом 5 закрепляется на штоке 7 гайкой 9. Шток 7 имеет возможность перемещаться вдоль седла 3. С целью лучшего прилегания клапана 4 к седлу 3 и уменьшения его веса применена пружина 6.

Фильтр представляет собой цилиндр с четырьмя окнами, вокруг которого обернут и припаян фильтроэлемент.

В момент начала работы насоса во всасывающем трубопроводе возникает разряжение и клапан 4 вместе с грузом 5 приподнимаются над седлом 3, пропуская нефтепродукт к насосу. В это время пружина 6 сжимается.

При отключении насоса разряжение во всасывающем трубопроводе исчезает, и клапан 4 под действием груза 5, штока 7, пружины 6, а также под давлением столба жидкости возвращается к седлу 3, надежно к нему прилегает и предотвращает обратный поток нефтепродукта из всасывающего трубопровода в резервуар.

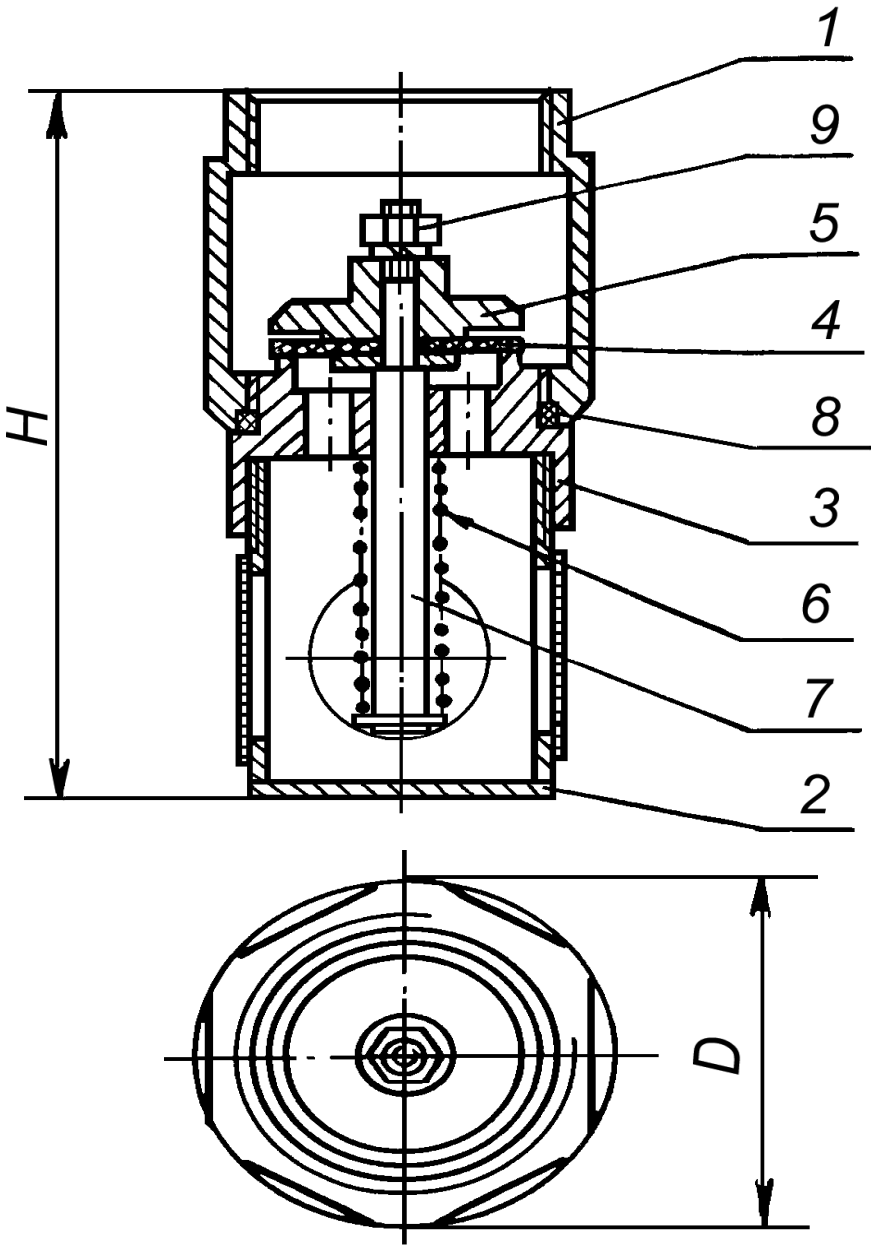


Рисунок 1 – Клапан приёмный КП

ФИЛЬТР СЛИВНОЙ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Фильтр сливной ФС-80 (далее - фильтр) предназначен для отделения от светлых нефтепродуктов твердых загрязняющих примесей при сливе их в подземный резервуар на автозаправочных станциях.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды фильтр соответствует исполнению У, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69.

Пример записи фильтра при заказе и в другой документации:

Фильтр сливной ФС-80 ТУ 3689-001-03467856-97,

где Ф - фильтр;

С - сливной;

80-диаметр условного прохода, мм.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры фильтра указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение параметра
1 Условный проход присоединяемого трубопровода, мм	80
2 Условное давление, МПа (кгс/см²)	0,1 (1)
3 Габаритные размеры, мм, не более:	
ширина	220
высота	325
длина	225
4 Масса, кг, не более	9,5

Средний ресурс работы – 5000 циклов. Под циклом понимается слив нефтепродукта из одной автоцистерны.

Срок службы – 6 лет.

Состав изделия

Фильтр (рисунок 1, рисунок 2) состоит из следующих основных частей: корпуса 1, фильтрующего элемента 2, пружины 3, крышки 4, заглушки 5, прокладки 6, фланца 7, болта 8 и патрубка 9.

Устройство и работа

Корпус 1 служит для размещения в нем всех составных частей фильтра и имеет патрубок 9 с резьбой G3-B для крепления муфты сливной МСМ и фланец 7 для крепления фильтра.

Пружина 3 служит каркасом для фильтрующего элемента 2, выполненного из тканой сетки квадратного переплетения из латунной проволоки круглого сечения.

Крышка 4 крепится к корпусу 1 через прокладку 6 с помощью четырех шпилек и служит для его герметизации и поджатия пружины 3.

Для слива остатков нефтепродукта из корпуса 1 служит заглушка 5.

При сливе нефтепродукта в подземный резервуар благодаря эксцентрично расположенному патрубку относительно обечайки корпуса 1 создаются условия для завихрения потока жидкости внутри корпуса, что ускоряет слив нефтепродукта.

На фланце 7 предусмотрен болт 8 для подключения фильтра к заземляющему контуру.

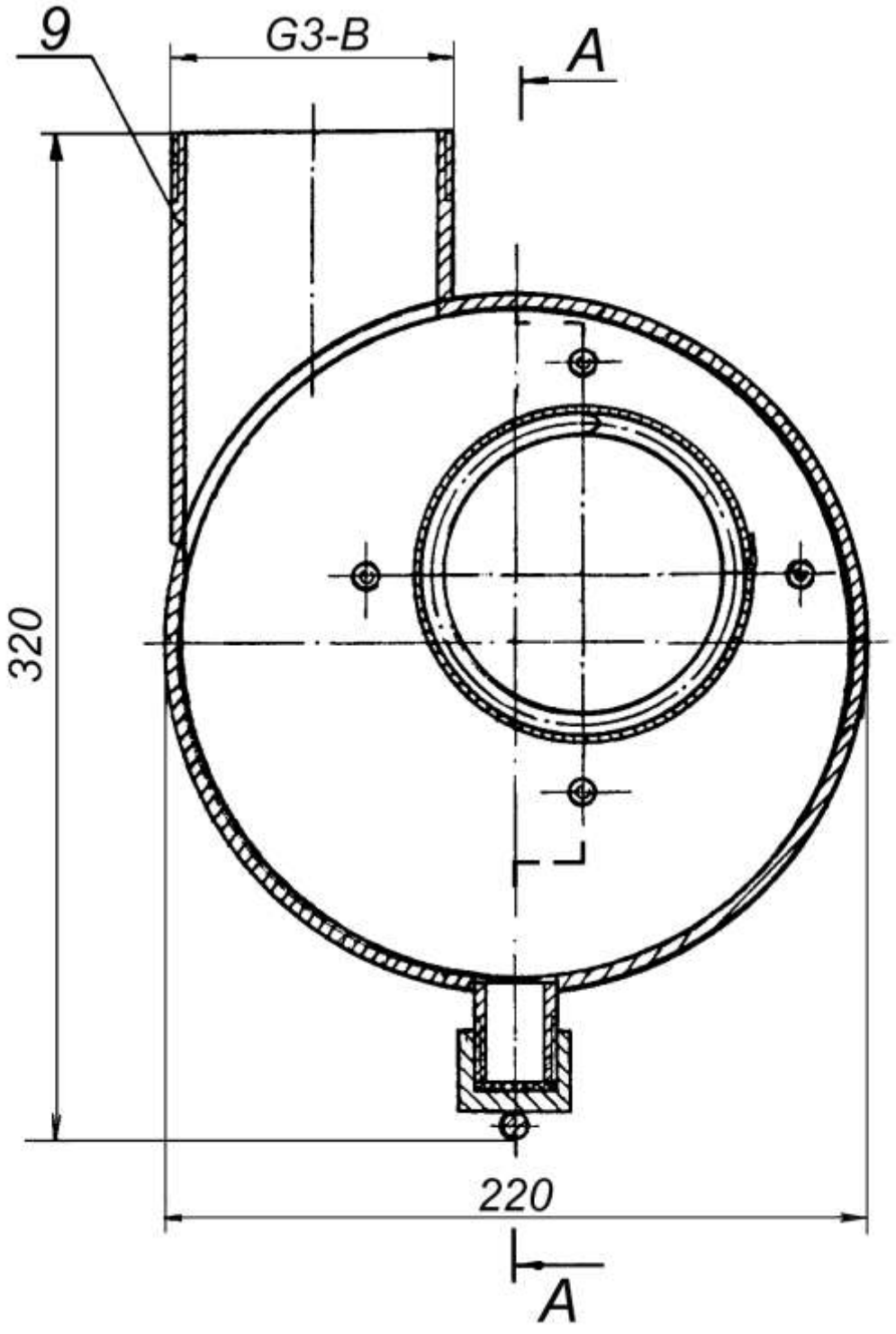


Рисунок 1 – Фильтр сливной ФС-80

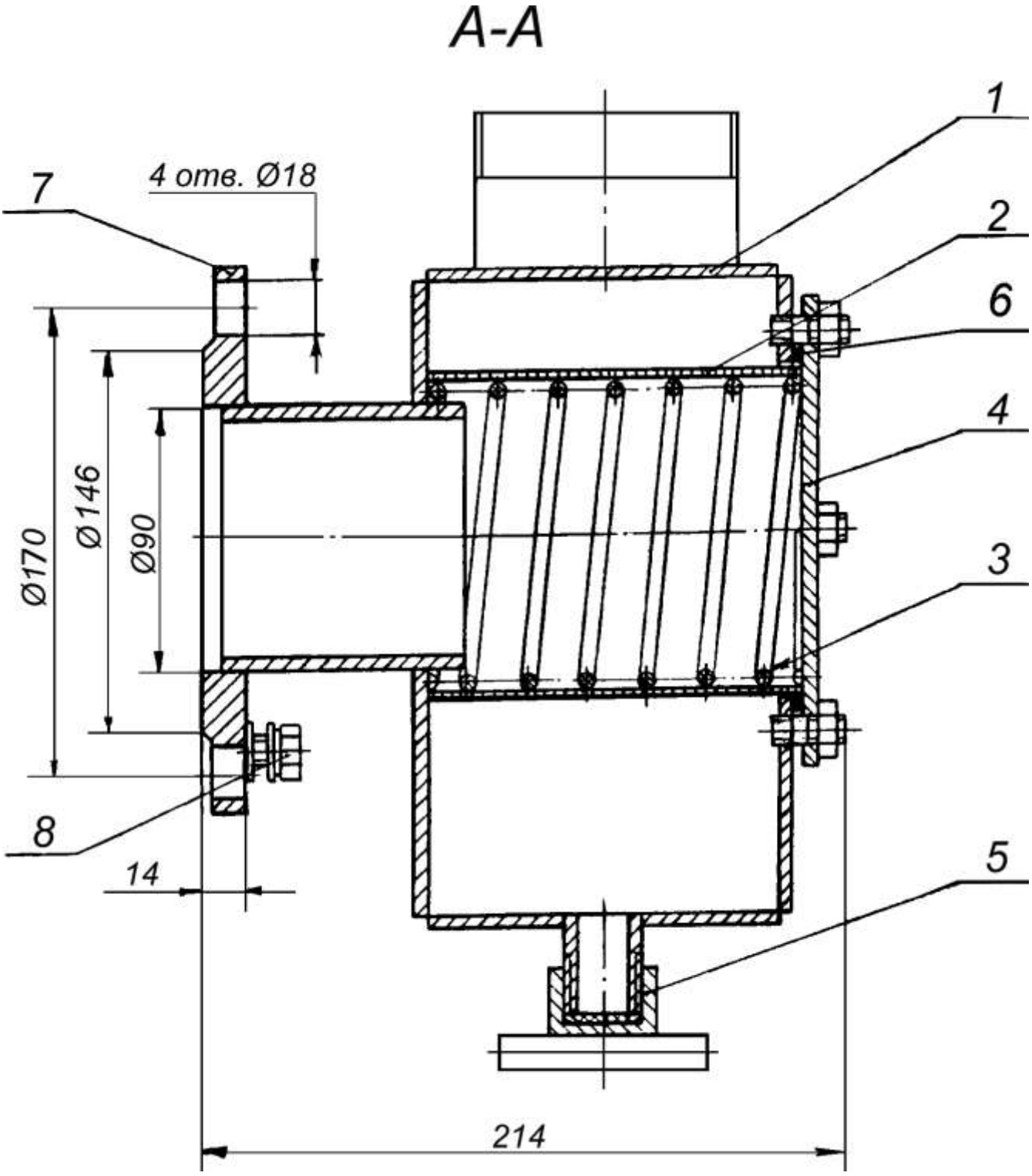


Рисунок 2 – Фильтр сливной ФС-80

МУФТА СЛИВНАЯ

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

Назначение

Муфта сливная МСМ (далее - муфта) предназначена для герметичного присоединения сливного рукава автоцистерны к приемной трубе подземного резервуара при сливе нефтепродуктов.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды муфта соответствует исполнению У, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69.

Пример записи муфты МСМ при заказе и в другой документации:

Муфта МСМ ТУ 112-РСФСР-027-90,

где М - муфта;

С - сливная;

М - модернизированная.

Технические характеристики

Основные параметры и размеры муфты соответствуют указанным в таблице 1.

Таблица1

Наименование параметра	Значения параметра
1 Диаметр условного прохода, мм	80
2 Условное давление, МПа (кгс\см²)	0,1 (1)
3 Время подключения сливного рукава автоцистерны, с, не более	30
4 Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	300
ширина	160
высота	110
5 Масса, кг, не более	3,5

Средний ресурс работы – 5000 циклов. Под циклом понимается слив нефтепродукта из одной автоцистерны.

Срок службы – 6 лет.

Состав изделия

Муфта (рисунок 1) состоит из следующих основных частей: корпуса 1, крышки 2, ниппеля 3, гайки 4, откидных упоров 5 и резинового кольца 6.

Устройство и работа

Перед началом слива необходимо снять крышку 2, поворачивая гайку 4 против часовой стрелки и повернув откидные упоры 5. Вместо крышки 2 устанавливается напорно-всасывающий рукав автоцистерны с ниппелем 3. Откидные упоры 5 устанавливаются над фланцем ниппеля 3 и, вращая гайку 4 по часовой стрелке, происходит прочное соединение торца ниппеля 3 с резиновым кольцом 6 и уплотнение всего соединения. После окончания слива разборка ниппеля с корпусом муфты производится в обратном порядке.

Муфта устанавливается на резьбовую часть патрубка приемного или фильтра сливного с герметизирующим уплотнением. Ниппель 3 устанавливается в манжету напорно-всасывающего рукава ГОСТ 5398-76 автоцистерны с внутренним диаметром 75 мм. Крепление рукава осуществляется двумя хомутами.

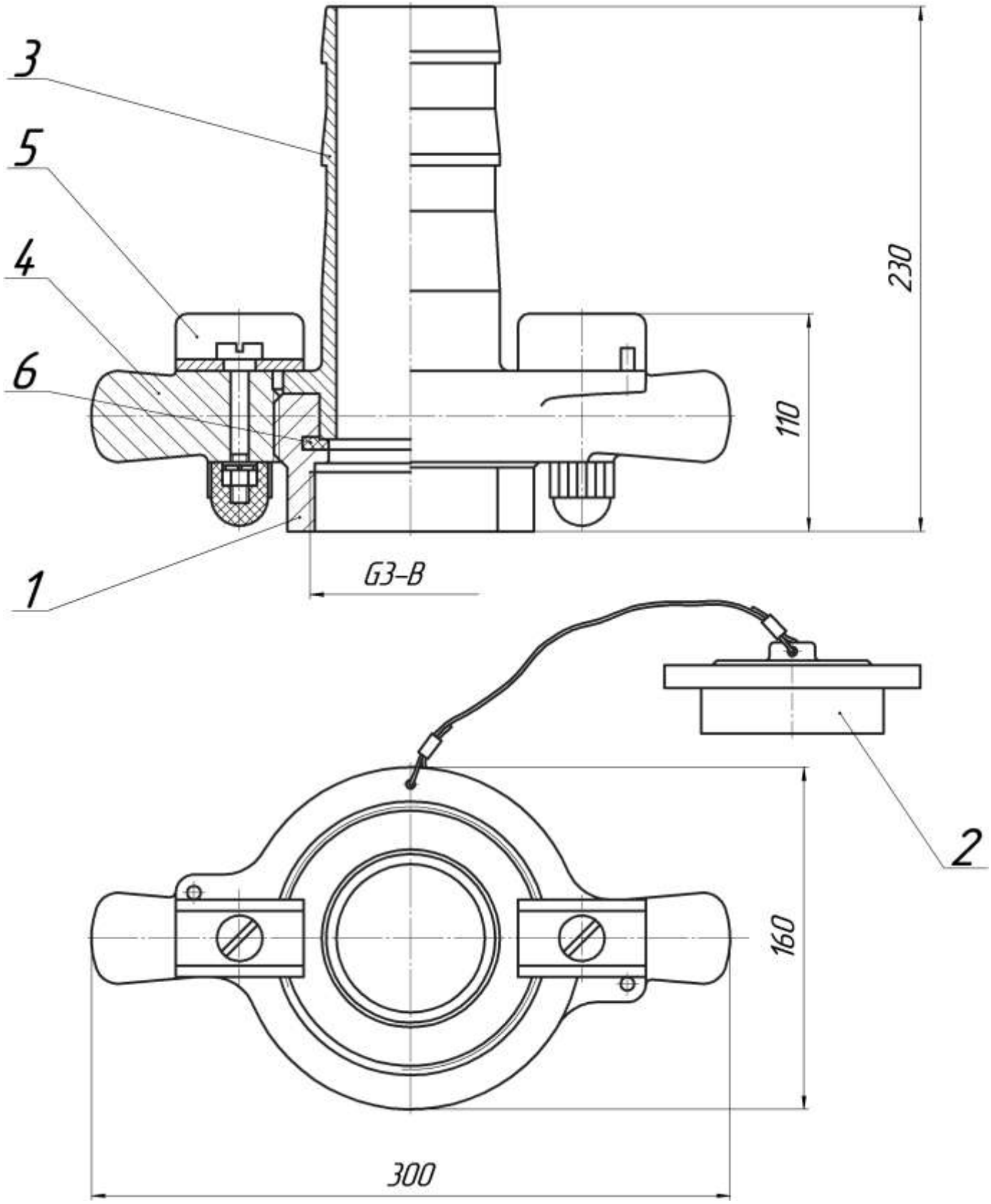


Рисунок 1 - Муфта сливная МСМ

По вопросам продажи и поддержки обращайтесь:

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
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

Единый адрес для всех регионов: azn@nt-rt.ru || www.aomz.nt-rt.ru