

КАТАЛОГ ОБОРУДОВАНИЯ



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: pmn@nt-rt.ru || www.permneft.nt-rt.ru

Оборудование для бурения и ремонта скважин

Утяжеленные бурильные трубы	3
Ведущие бурильные трубы	5
Трубы бурильные толстостенные	7
Трубы бурильные толстостенные с высокомоментными резьбами	9
Переводники	10
Патрубки	12
Турбулизаторы	14

Оборудование для добычи нефти

Скважинные штанговые насосы	16
Детали и узлы	27

Телеметрия нефтегазовых скважин

Телеметрический комплекс Геопласт-35.4	36
--	----



Оборудование для бурения и ремонта скважин



Утяжеленные бурильные трубы УБТ



Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) предназначены для создания осевой нагрузки на долото.

Тип исполнения УБТ

А – гладкие без проточек;
 Л – с проточкой под элеватор;
 Б – с проточками под элеватор и клиновой захват;
 С – гладкие со спиральными канавками;
 ЛС – с проточкой под элеватор, со спиральными канавками;
 БС – с проточками под элеватор и клиновой захват, со спиральными канавками;
 АТ – гладкие с твердосплавными поясками;
 ЛТ – с проточкой под элеватор, с твердосплавными поясками;
 БТ – с проточками под элеватор и клиновой захват, с твердосплавными поясками;
 СТ – гладкие со спиральными канавками, с твердосплавными поясками;
 ЛСТ – с проточкой под элеватор, со спиральными канавками, с твердосплавными поясками;
 БСТ – с проточками под элеватор и клиновой захват, со спиральными канавками, с твердосплавными поясками.

Наиболее широкое распространение благодаря своим эксплуатационным характеристикам получили УБТ со спиральными канавками. Наличие спиральных канавок уменьшает площадь контакта стенки скважины и трубы, тем самым снижается возможность «прихвата» труб, а так же увеличивается момент вращения за счет утилизации энергии восходящего потока бурового раствора.

Трубы со спиральными канавками могут одновременно выполняться и с проточками под элеватор и клиновой захват.

Размеры труб УБТ

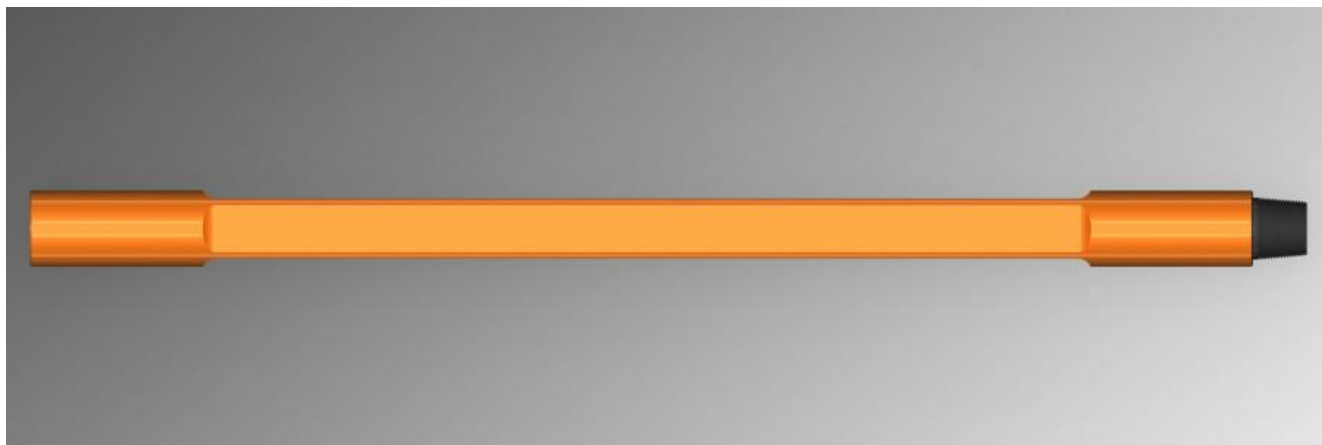
Диаметры, мм				Резьба ГОСТ Р50864 (спец.7)	Погонная масса телатрубы, кг/м	Допускаемый момент свинчивания (безразгрузочных резьбовых канавок), кНхм	Допускаемый момент свинчивания (с разгрузочными резьбовыми канавками), кНхм
Наружный D	Отверстия d	Проточки под элеватор D2	Проточки под клиновой захват D3				
σT = 758 МПа							
79	32	65	73	3-65 (NC 23)	32	4,5	4,0
89	32	73	73	3-73 (NC 26)	42	6,5	6,0
	38	73	73	3-73 (NC 26)	40	6,0	5,5
95	32	73	73	3-86 (NC 31)	49	6,0	5,5
	35	73	73	3-86 (NC 31)	48	6,0	5,5
	38	73	73	3-86 (NC 31)	46	6,0	5,5

105	44 51	89 89	102 102	3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31)	56 52	10,0 8,5	9,5 8,0
108	32 38 40 44 46 51 57	89 89 89 89 89 89 89	102 102 102 102 102 102 102	3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31) 3-86 (NC 31)	65 63 62 60 58 56 52	12,0 11,5 11,0 10,5 10,0 9,5 8,0	11,5 11,0 10,5 10,0 9,5 9,0 7,5
121	44 46 46 51 51 57 57	102 102 102 102 102 102 102	114 114 114 114 114 114 114	3-94 (NC 35) 3-94 (NC 35) 3-102 (NC 38) 3-94 (NC 35) 3-102 (NC 38) 3-94 (NC 35) 3-102 (NC 38)	78 77 77 74 74 70 70	15,0 15,0 14,5 13,5 14,0 12,5 14,5	14,0 14,0 13,5 13,0 13,0 11,5 13,5
127	57	102	114	3-102 (NC 38)	79	16,5	14,5
133	57	114	114	3-102 (NC 38)	88	16,5	14,5
146	57 57 57 71 71 76 76	130 130 130 130 130 130 130	140 140 140 140 140 140 140	3-118 (NC 44) 3-121(4 1/2 FH) 3-122 (NC 46) 3-121 (4 1/2 FH) 3-122 (NC 46) 3-121(4 1/2 FH) 3-122 (NC 46)	111 111 111 100 100 95 95	27,0 25,5 24,5 24,5 24,5 23,0 24,5	23,0 21,5 21,5 21,5 21,5 19,0 21,5
152	57 57 57 71 71 76	130 130 130 130 130 130	140 140 140 140 140 140	3-118 (NC 44) 3-121 (4 1/2 FH) 3-122 (NC 46) 3-118 (NC 44) 3-122 (NC 46) 3-122 (NC 46)	122 122 122 111 111 106	28,5 30,5 30,0 23,0 27,5 25,0	25,5 27,5 27,0 20,0 24,5 22,0
159	57 71	146 146	152 152	3-118 (NC 44) 3-122 (NC 46)	135 124	28,5 27,5	24,5 23,5
165	57 57 71 71 76 76	146 146 146 146 146 146	152 152 152 152 152 152	3-121 (4 1/2 FH) 3-122 (NC 46) 3-121 (4 1/2 FH) 3-122 (NC 46) 3-121 (4 1/2 FH) 3-122 (NC 46)	147 147 136 136 131 131	30,0 34,0 25,5 28,0 23,5 26,0	26,0 30,0 21,5 24,0 19,5 21,0
* Направление спирали – правое							
171	57 57 71	152 152 152	159 159 159	3-122 (NC 46) 3-133 (NC 50) 3-133 (NC 50)	159 159 148	34,0 45,0 39,0	29,0 40,0 34,0
178	57 71 71 80 90	159 159 159 159 159	168 168 168 168 168	3-133 (NC 50) 3-133 (NC 50) 3-147 (5 1/2 FH) 3-147 (5 1/2 FH) 3-147 (5 1/2 FH)	174 163 163 155 144	45,5 39,0 44,0 44,0 44,0	41,5 35,0 40,0 40,0 40,0

Длина труб: 8,3 м; 9,14–9,45 м.

При изготовлении спиральных канавок и проточек под элеватор и клиновой захват масса трубы уменьшается на 5–7%.

Ведущие бурильные трубы ВБТ



Ведущие бурильные трубы (ВБТ) предназначены для передачи крутящего момента ротора на бурильную колонну при бурении скважин.

ВБТ изготавливаются:

К – квадратного сечения,
Ш – шестигранного сечения.

По желанию заказчика изготавливаются:

– ВБТ сборной конструкции,
– ВБТ уменьшенной длины под используемый буровой станок.
Длина труб: до 11,5 м.

Размеры труб бурильных ведущих ВБТ-К

Сторона квадрата S, мм	Диаметры, мм			Резьба ГОСТ Р 50864 (API Spec 7-1)		Погонная масса тела трубы, кг/м	Допускаемый момент свинчивания, кНм	
	Муфтового конца D	Ниппельного конца Dн	Отверстия d	Муфтового конца	Ниппельного конца		Муфтового конца	Ниппельного конца
63	105	105	32	386Л (NC 31 LH)	373 (NC 26)	25	10,0	7,0
	146	86	32	3117Л (4 1/2 Reg)	373 (NC 26)	25	27,5	5,5
76	105	105	44	386Л (NC 31 LH)	386 (NC 31)	33	10,0	10,0
	121	105	44	386 (NC 31)	386 (NC 31)	33	14,0	10,0
	146	105	44	3102Л (NC 38 LH) 3117Л (4 1/2 Reg)	386 (NC 31)	33	27,0	10,0
80	105	105	51	386Л (NC 31 LH)	386 (NC 31)	34	8,5	8,5
	121	105	51	3102Л (NC 38 LH)	386 (NC 31)	34	14,0	8,5
89	121	121	57	3102Л (NC 38 LH)	3102 (NC 38)	42	14,0	14,0
	140	121	57	3102 (NC 38)	3102 (NC 38)	42	21,0	14,0
	146	121	57	3118Л (NC 44 LH)	3102 (NC 38)	42	26,0	14,0
	146	121	57	3117Л (4 1/2 Reg)	3102 (NC 38)	42	25,5	14,0
				3121Л (4 1/2 Reg)				

				FH)				
108	140	140	71	3118Л (NC 44	3118 (NC 44)	60	21,0	21,0
	140	140	71	LH)	3121 (4 1/2	60	21,0	20,0
	146	140	71	3118Л (NC 44	FH)	60	24,0	21,0
	146	140	71	LH)	3118 (NC 44)	60	24,0	20,0
	146	159	71	3121Л (4 1/2	3121 (4 1/2	60	20,0	27,0
	146	162	71	FH)	FH)	60	20,5	31,0
				3121Л (4 1/2	3122 (NC 46)			
				FH)	3133 (NC 50)			
				3117Л (4 1/2				
				Reg)				
				3117Л (4 1/2				
				Reg)				
112	178	162	71	3121Л (4 1/2	3121 (4 1/2	67	25,5	29,5
				FH)	FH)			
133	178	178	80	3147Л (5 1/2	3147 (5 1/2	-	49	49
				FH)	FH)			
140	178	178	80	3147Л (5 1/2	3147 (5 1/2	-	49	49
				FH)	FH)			

Размеры труб бурильных ведущих ВБТ-Ш

Расстояние между гранями шестигранника S, мм	Диаметры, мм			Резьба ГОСТ Р 50864 (спец. 7)		Погонная масса тела трубы, кг/м	Предел текучести σ_T , МПа	Допускаемый момент свинчивания, кН x м	
	Муфтового конца D	Ниппельного конца Dн	Отверстия d	Муфтового конца	Ниппельного конца			Муфтового конца	Ниппельного конца
76	146	86	32	3117Л (41/2 Reg)	373 (NC 26)	150	758	27,0	5,0
89	146	105	44	3117Л (41/2 Reg)	386 (NC 31)	202	758	27,0	10,0
108	146	121	57	3117Л (41/2 Reg)	3102 (NC 38)	295	758	26,0	14,0

Трубы бурильные толстостенные ТБТ



Тип исполнения ТБТ

К – с коническим заплечиком под элеватор, без центральных утолщений;
 КС – с коническим заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, со спиральными канавками;
 КТ – с коническим заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, с твердосплавными поясками;
 ГКС;
 КСТ – с коническим заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, со спиральными канавками, с твердосплавными поясками;
 П – с плоским заплечиком под элеватор, без центральных утолщений;
 ПС – с плоским заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, со спиральными канавками;
 ПТ – с плоским заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, с твердосплавными поясками;
 ПСТ – с плоским заплечиком под элеватор, без центральных утолщений, со спиральными канавками, с твердосплавными поясками;
 К1 – с коническим заплечиком под элеватор, с одним центральным утолщением;
 КТ1 – с коническим заплечиком под элеватор, с твердосплавными поясками, с одним центральным утолщением;
 П1 – с плоским заплечиком под элеватор, с одним центральным утолщением;
 ПТ1 – с плоским заплечиком под элеватор, с твердосплавными поясками, с одним центральным утолщением;
 К2 – с коническим заплечиком под элеватор, с двумя центральными утолщениями;
 КТ2 – с коническим заплечиком под элеватор, с твердосплавными поясками, с двумя центральными утолщениями;
 П2 – с плоским заплечиком под элеватор, с двумя центральными утолщениями;
 ПТ2 – с плоским заплечиком под элеватор, с твердосплавными поясками, с двумя центральными утолщениями;
 ГПС – с плоским заплечиком под элеватор, с одним длинным утолщением, со спиральными канавками.

Размеры труб бурильных толстостенных ТБТ, типы К, КС, КТ, КСТ, П, ПС, ПТ, ПСТ

Диаметры, мм				Резьба ГОСТ Р 50864 (спец. 7)	Погонная масса спиральной части, кг/м	Максимально допускаемый момент свинчивания, кНхм
Наружный D	Спиральной части Dс	Отверстия d	Проточки под элеватор Dз			
σT = 758 МПа						
92	71	36	73	373 (NC 26)	21	5,4
105	79	51	81	386 (NC 31)	20	8,0

121	98	57	102	3102 (NC 38)	35	14,4
133	110	57	114	3108 (NC 40)	50	19,9
159	123	71	127	3122 (NC 46)	57	28,0
165	123	76	127	3133 (NC 50)	52	36,2
168	123	76	127	3133 (NC 50)	52	36,2
	123	90	127	3133 (NC 50)	38	28,5
$\sigma T = 689 \text{ МПа}$						
178	136	90	140	3147 (5 1/2 FH)	58	39,8

*Направление спирали – правое

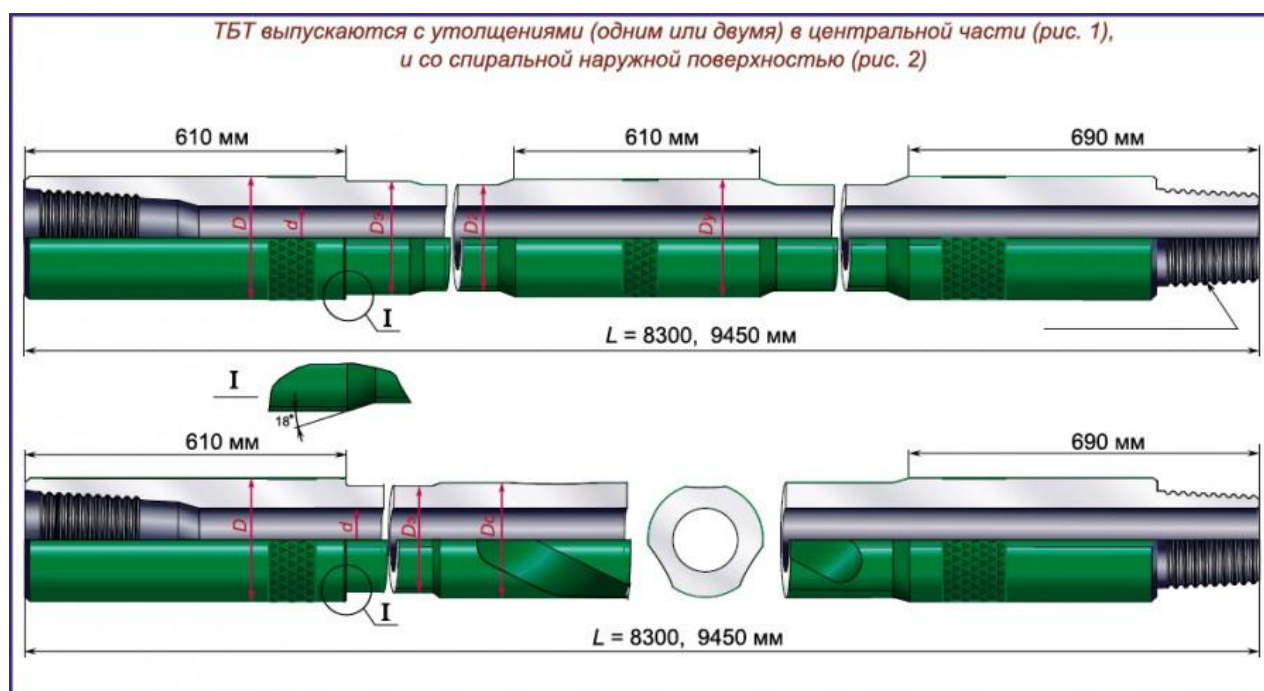
Размеры труб бурильных толстостенных ТБТ-К, ТБТ-П, ТБТ-К1, ТБТ-КТ1, ТБТ-П1, ТБТ-ПТ1, ТБТ-К2, ТБТ-КТ2, ТБТ-П2, ТБТ-ПТ2

Диаметры, мм					Резьба ГОСТ Р 50864(спец.7)	Погонная масса тела трубы, кг/м	Максимально допускаемый момент свинчивания, кН х м
Наружный D	Утолщения Dy	Отверстия d	Проточки под элеватор Dз	Тела трубы D2			
σT = 758 МПа							
121	102	51	97	89	3102 (NC 38)	32	14
	102	57	97	89	3102 (NC 38)	29	14
133	114	57	102	102	3108 (NC 40)	44	20
	114	63	102	102	3108 (NC 40)	39	19
	114	65	102	102	3108 (NC 40)	38	18
159	127	71	114	114	3122 (NC 46)	49	28
165	140	76	127	127	3133 (NC 50)	63	36
168	140	76	127	127	3133 (NC 50)	63	36
	140	90	127	127	3133 (NC 50)	49	28
σT = 689 МПа							
178	152	83	140	132	3147 (5 1/2 FH)	65	40
	152	86	140	132	3147 (5 1/2 FH)	61	40
	152	90	140	132	3147 (5 1/2 FH)	57	40
	152	98	140	132	3147 (5 1/2 FH)	48	36
	152	102	140	132	3147 (5 1/2 FH)	43	34

Длина ТБТ – 9,45 м; 8,3 м.

ТБТ (толстостенные бурильные трубы) – типы исполнений аналогичны HWDP-I, HWDP-II, HWDP-III.

Трубы бурильные толстостенные с высокомоментными резьбами ТБТ



Тип ТБТ	Диаметры, мм						Резьба	Масса одной трубы длиной 9450 мм, кг
	Наружный, D	Утолщение, Dy	Внутренний, d	Спиральной части, Dc	Проточки под элеватор, Dz	Тела трубы, D2		
С утолщениями (рис.1)	102,0	95,0	51,0	—	81,0	81,0	3-81У	270
	105,5	101,6	51,0	—	81,0	81,0	3-83	280
	105,5	101,6	51,0	—	92,0	89,0	3-83	345
Со спиральными канавками (рис.2)	102,0	—	51,0	82,0	81,0	—	3-81У	236
	105,5	—	51,0	85,0	81,0	—	3-83	264

Трубы поставляются с плоской или конической (исполнении I) опорной поверхностью под элеватор. По заявке потребителей наносятся твердосплавные пояски. Механические свойства стали соответствуют требованиям API.

Замковые соединения за счет резьб с углом профиля ниток, равным 90°, и специальных разгрузочных канавок отличаются повышенным крутящим моментом (в 1,2 раза) и высокой усталостной прочностью. Ремонт резьб осуществляется без укорачивания длины труб.

В сочетании с бурильными трубами БН-73 и БК-89 по ТУ 14-161-219-2004 ТБТ могут устанавливаться в любой части бурильной колонны без переводников. Данная компоновка позволяет снизить кольматацию продуктивных пластов и увеличить скорость бурения.

ТБТ успешно применяются при бурении боковых горизонтальных стволов в Западной Сибири.

Переводники

производит широкую номенклатуру переводников как по ГОСТ 7360–82, ГОСТ 23979–80, ТУ 3668-015-26602587-2008, API Spec 7–1, так и по спецзаказу по эскизам клиента. Вся продукция изготавливается из легированных сталей с механическими свойствами, соответствующими Spec 7–1 (Спецификация 7–1. Элементы колонны для роторного бурения) и Spec 5CT (Требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам), термообработка выполняется на современной установке ИНТ4–630 / 1,0 и комплексе объемной термообработки фирмы «Накал». Качество материала контролируется на комплексной импульсной системе ультразвукового контроля труб УПНК-2.

Наименование показателя	Сталь 40ХГМА, 40ХН, 40ХН2МА	По спец. заказу сталь 40ХГМА, 40ХН2МА
Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа, (кгс / мм ²), не менее	981 (100)	1085–1099
Предел текучести σ_T , МПа, (кгс / мм ²), не менее	832 (85)	963–965
Относительное удлинение $\delta\%$, не менее	13	16,1–16,9
Относительное сужение ψ , %, не менее	50	59,5–60,1
Ударная вязкость, кДж / м ² (кгс-м / см ²):		
KCV, не менее	589 (6)	971–1099
или KCU, не менее	883 (9)	–
Твердость по Бринеллю, HB	285–352	326–333

Переводник необходим для соединения между собой отдельных частей бурильной колонны или присоединения к ней инструмента с различной по типу и размерам резьбой при проведении буровых, ремонтных и геологоразведочных работ на нефтегазовых месторождениях. Наружная поверхность переводников защищается антикоррозийным покрытием. Все переводники имеют маркировку ударным способом.

Переводники поставляются с резьбой упрочненной обкаткой роликами и фосфатированием. На резьбовые соединения наносится антикоррозийная консистентная смазка. имеет технологические возможности по повышению износостойкости резьб. Резьбовые соединения упрочнены защитным диффузионным покрытием по бездеформационной технологии азотирования в импульс-плазме.

Преимущества резьб с данным покрытием: повышенная поверхностная твердость HV500–800, износостойкость.



М 86-86



М 108-88



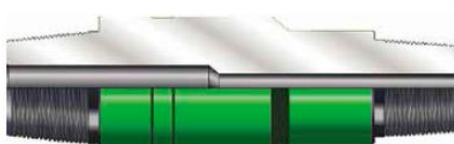
П 86-88



П 108-76



Н 152-147



Н 171-147

Типы переводников:

П – переходные;
М – муфтовые;
Н – ниппельные;
ЭП – элеваторные с плоским уступом под элеватор;
ЭК – элеваторные с коническим уступом под элеватор;
ПНКТ – переходные для труб НКТ;
МНКТ – муфтовые для труб НКТ;
ННКТ – ниппельные для труб НКТ,
БП - безопасные переводники;
Промывочные (циркуляционные),
Переводники с углом откоса,
Переводники для верхнего привода.

Обозначение переводников при заказе:

- наименование изделия;
- тип;
- резьба муфтового конца;
- резьба ниппельного конца;
- наружный диаметр муфтового конца;
- наружный диаметр ниппельного конца;
- диаметр отверстия муфтового конца;
- диаметр отверстия ниппельного конца.

Пример обозначения переводника типа П, с резьбой муфтового конца 3-88, с резьбой ниппельного конца 3-121, с наружным диаметром муфтового конца 113 мм, с наружным диаметром ниппельного конца 152 мм, с диаметром отверстия муфтового конца 57 мм, с диаметром отверстия ниппельного конца 57 мм:

Переводник П – 3-88 / 3-121 – 113 / 152 – 57 / 57 ТУ 3668-015-26602587-2008

Пример обозначения переводника типа М, с резьбой верхнего конца 3-86, с резьбой нижнего конца 3-76, с наружным диаметром верхнего конца 108 мм, с наружным диаметром нижнего конца 95 мм, с диаметром отверстия верхнего конца 51 мм, с диаметром отверстия нижнего конца 32 мм:

Переводник М – 3-86 / 3-76 – 108 / 95 – 51 / 32 ТУ 3668-015-26602587-2008

Пример обозначения переводника типа Н, с резьбой верхнего конца 3-201, с резьбой нижнего конца 3-171 ЛН, с наружным диаметром верхнего конца 254 мм, с наружным диаметром нижнего конца 203 мм, с диаметром отверстия верхнего конца 90 мм, с диаметром отверстия нижнего конца 80 мм:

Переводник Н – 3-201 / 3-171 ЛН – 254 / 203 – 90 / 80 ТУ 3668-015-26602587-2008

Обозначение переводников типа ЭП или ЭК при заказе:

- наименование изделия;
- тип;
- наружный диаметр замкового соединения (наружный диаметр нижнего конца);
- диаметр отверстия;
- присоединительная резьба.

Пример обозначения переводника типа ЭП, с наружным диаметром замкового соединения 79 мм, с диаметром отверстия 32, с присоединительной резьбой 3-65 мм:

Переводник ЭП – 79 – 32 / 3-65 ТУ 3668-015-26602587-2008

Обозначение переводников типа НКТ, ПНКТ, МНКТ при заказе:

- наименование изделия;
- тип;
- резьба муфтового конца;
- резьба ниппельного конца;

- диаметр отверстия;
- группа прочности ГОСТ 633.

Пример обозначения переводника типа ПНКТ, с резьбой муфтового конца 73, с резьбой ниппельного конца 73, с диаметром отверстия 62 мм, группы прочности Л:

Переводник ПНКТ – 73 / 73 – 62 – Л ТУ 3668-015-26602587-2008

Пример обозначения переводника типа МНКТ, с резьбой верхнего муфтового конца 73, с резьбой нижнего муфтового конца 73, с диаметром отверстия 62 мм, группы прочности Л:

Переводник МНКТ – 73 / 73 – 62 – Л ТУ 3668-015-26602587-2008

При заказе переводников МНКТ должна указываться его длина.

Переводники изготавливаются как с правыми, так и с левыми замковыми резьбами в диапазоне от 3-65 до 3-177 по ГОСТ 28487 или в соответствии стандарта API Spec 7-2.

Предприятие имеет возможность изготовления переводников для насосно-компрессорных труб (НКТ) по ГОСТ 23979-80, ГОСТ 633-80 любых групп прочности, для труб с высаженными концами, с резьбами ОТТМ и НКМ.

Патрубки



Размеры патрубков ТБТ

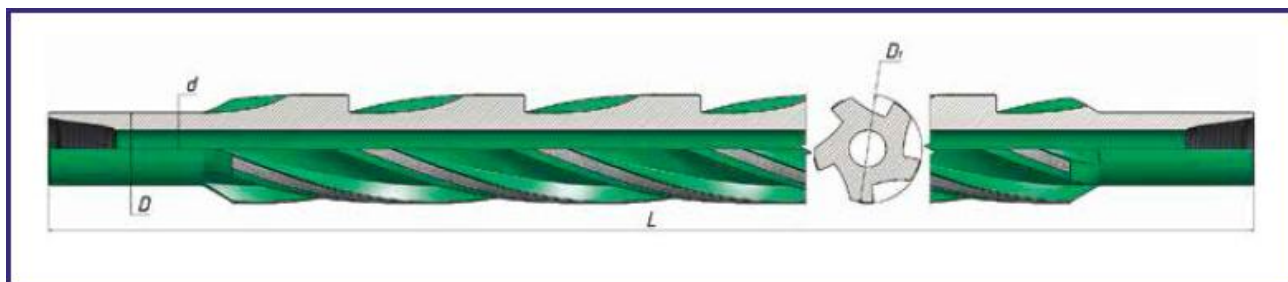
Диаметры, мм						Резьба ГОСТ Р 50864 (спец. 7-2 API)	Радиус галтели заплечика под элеватор, мм	
Наружный (замка)		Тела		Отверстия	Упорного торца			Под элеватор
D	+ 1,6	Dт	+ 1,6	d + 1,6	D1 ± 0,4	Dэ ± 0,4		r ± 0,4
	- 0,8		- 0,8					
σT = 758 МПа								
92		71		36	87,7	73	3-73 (NC 26)	3
105		89		51	100,4	92	3-86 (NC 31)	3
121		89		57	116,3	92	3-102 (NC 38)	3
121		98		57	116,3	102	3-102 (NC 38)	3
133		102		57	127,4	106	3-108 (NC 40)	3
133		102		63	127,4	106	3-108 (NC 40)	3
133		102		65	127,4	106	3-108 (NC 40)	3
133		110		57	127,4	114	3-108 (NC 40)	3

159	114	71	150,1	118	3-122 (NC 46)	3
159	123	71	150,1	127	3-122 (NC 46)	3
165	123	76	155,2	127	3-133 (NC 50)	3
165	127	76	155,2	130	3-133 (NC 50)	3
168	123	76	160,0	127	3-133 (NC 50)	3
168	123	90	160,0	127	3-133 (NC 50)	3
168	127	76	160,0	130	3-133 (NC 50)	3
168	127	90	160,0	130	3-133 (NC 50)	3
178	136	90	170,7	140	3-147 (5 1/2 FH)	5
178	140	90	170,7	144	3-147 (5 1/2 FH)	5
178	140	98	170,7	144	3-147 (5 1/2 FH)	5
178	140	102	170,7	144	3-147 (5 1/2 FH)	5
$\sigma_T = 689 \text{ МПа}$						
184	136	90	175,5	140	3-147 (5 1/2 FH)	5
184	136	100	175,5	140	3-147 (5 1/2 FH)	5
184	140	90	170,7	144	3-147 (5 1/2 FH)	5
184	140	100	170,7	144	3-147 (5 1/2 FH)	5
203	168	127	195,7	176	3-171 (6 5/8 FH)	5
210	168	100	200,5	176	3-171 (6 5/8 FH)	5

Размеры патрубков ТБТ

Длина патрубка, мм	Длина муфтового замка, мм	Длина ниппельного замка, мм	Длина цилиндра под элеватор, мм
L	L _M + 10	L _N + 10	L _Э + 10
До 1500 вкл.	250	200	150
Свыше 1500	300	300	300

Турбулизаторы



Турбулизатор предназначен для работы в составе колонны бурового инструмента с целью создания турбулентных восходящих потоков бурового раствора в затрубном пространстве для размыва глинистых отложений, препятствующих движению жидкости.

Обозначение	Наружный диаметр	Диаметр замка	Диаметр отверстия	Резьба
T-185-140-71/3-117	185	140	71	3-117
T-210-140-71/3-117	210	140	71	3-117

Оборудование для добычи нефти



Скважинные штанговые насосы

Выпускаются по ТУ 3665-004-26602587-2013. Конструктивная схема насоса – классическая, предусматривающая цельный толстостенный цилиндр с удлинителями, цельнометаллический жесткий плунжер и шариковые клапаны. Параметры насоса соответствуют требованиям международного стандарта API и отечественных нормативных документов.



Скважинные штанговые насосы (СШН) поставляются в сборе, а также в виде отдельных узлов и деталей. Основная деталь СШН – цельный толстостенный цилиндр – изготавливается из прецизионной трубы в кооперации с металлургическими и трубными заводами. Рабочая поверхность цилиндра подвергается глубокому азотированию (толщина слоя 0,2...0,5 мм, твердость 870–1124 HV) либо гальваническому хромированию (толщина слоя 0,08 мм, микротвердость 700...900 HV).

Основные параметры прецизионных цилиндров

Условный номинальный внутренний диаметр, мм	27, 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95
Допуск на внутренний диаметр, мм	0,05
Допуск прямолинейности оси канала цилиндра на базовой длине 1 м, мм, не более	0,08
Максимальная разность размеров внутреннего диаметра, мм	0,03
Шероховатость внутренней поверхности, R, мкм а	0,8

Плунжеры СШН – цельнометаллические, длиной от 1200 до 4500 мм, сопрягаются с цилиндром по одной из пяти групп посадок. Допуск прямолинейности плунжера 0,05 мм на длине 1200 мм. Предлагается три способа упрочнения наружной поверхности плунжера: гальваническое хромирование, газопламенное напыление износостойким порошком и азотирование. Клапаны СШН комплектуются парами «седло–шарик» из нержавеющей подшипниковой стали, «стеллита», твердого сплава и для обеспечения герметичности попарно притираются.

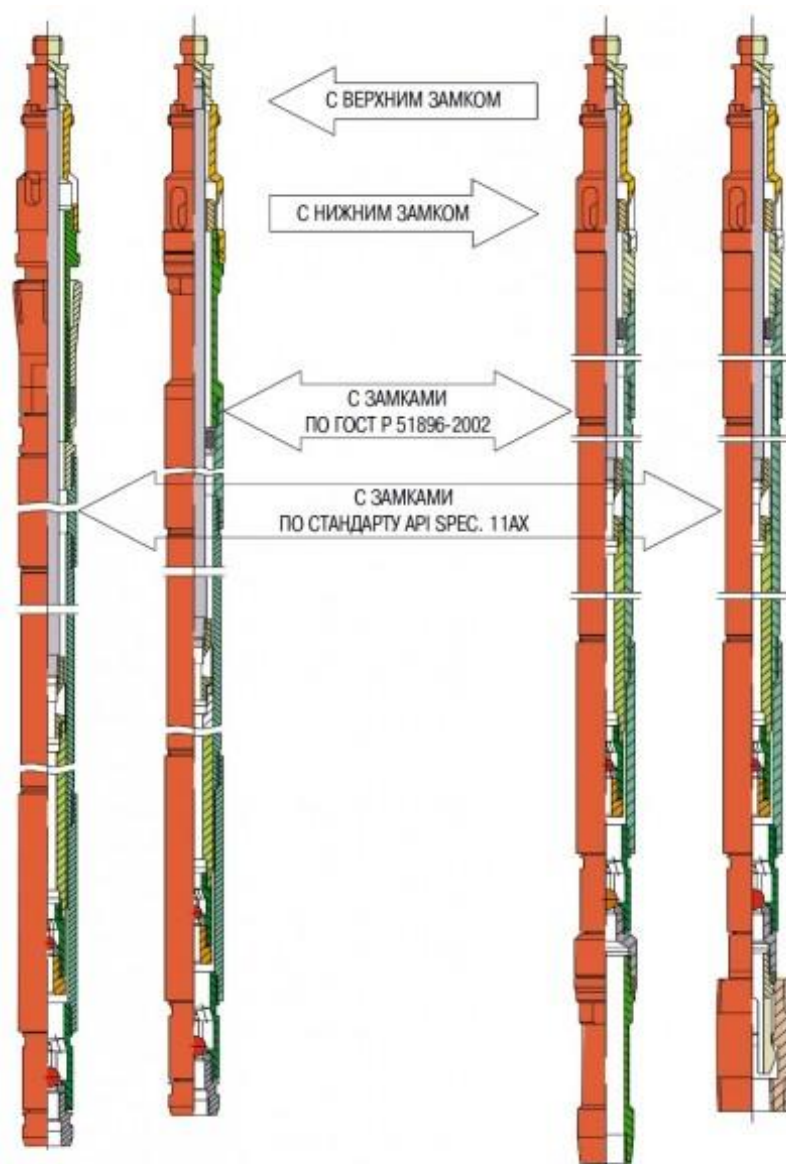
Технические характеристики скважинных штанговых насосов

Характеристика насоса	Обозначение		Рабочий ход плунжера станд. исполн./спец. исполн.	Напор, м	Диаметр НКТ, мм	Присоединительные резьбы		Замковая опора	
	API	ТУ				НКТ	Штанг	API	ТУ
Вставные с верхним замком	20-106 RHAM	HB1Б-27	1200...3500/ до 4000	до 2500	60		Ш19 ГОСТ 13877-96	НМ-60	ОМ-60
	20-125 RHAM	HB1Б-32		до 2200					

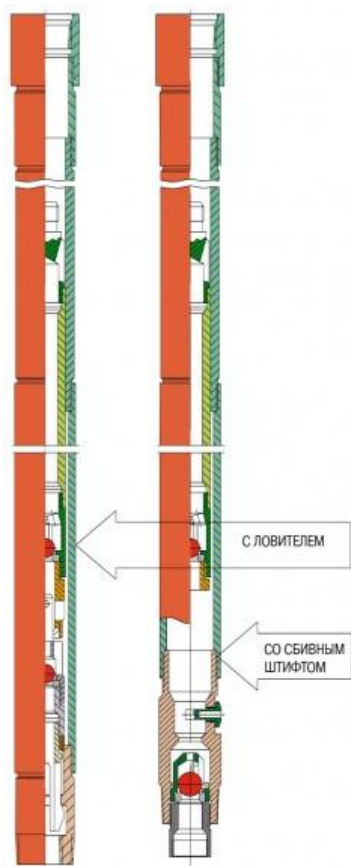
	25-150 RHAM	HB1Б-38		до 2000	73			HM-73	OM-73
	25-175 RHAM	HB1Б-44							
	30-225 RHAM	HB1Б-57							
Вставные с ниж- ним замком	20-106 RHBM	HB2Б-27		до 3500	60		Ш19 ГОСТ 13877-96	HM-60	OM-60
	20-125 RHBM	HB2Б-32							
	25-150 RHBM	HB2Б-38		до 3000	73			HM-73	OM-73
	25-175 RHBM	HB2Б-44							
	30-225 RHBM	HB2Б-57		до 2500	89		Ш22 ГОСТ 13877-96	HM-89	OM-89
Трубные с ловителем	20-125 THM	HH2Б-32	1200...3500/ до 4000	до 1500	60	60-10 ГОСТ Р 52203-04	Ш19 ГОСТ 13877-96		
	20-175 THM	HH2Б-44							
	25-225 THM	HH2Б-57		до 1200	89	89-10 ГОСТ Р 52203-04	Ш22 ГОСТ 13877-96		
	30-275 THM	HH2Б-70							
	40-375 THM	HH2Б-95		до 1000	114	114-8 ГОСТ Р 52203-04	Ш25 ГОСТ 13877-96		
Трубные со сбивным штифтом	20-125 TH	HHБ-32		до 1500	60	60-10 ГОСТ Р 52203-04	Ш19 ГОСТ 13877-96		
	20-175	HHБ-44							

	ТН							
	25-225 ТН	ННБ-57			73	73-10 ГОСТ Р 52203-04		
	30-275 ТН	ННБ-70		до 1200	89	89-10 ГОСТ Р 52203-04	Ш22 ГОСТ 13877-96	
	40-375 ТН	ННБ-95		до 1000	114	114-8 ГОСТ Р 52203-04	Ш25 ГОСТ 13877-96	

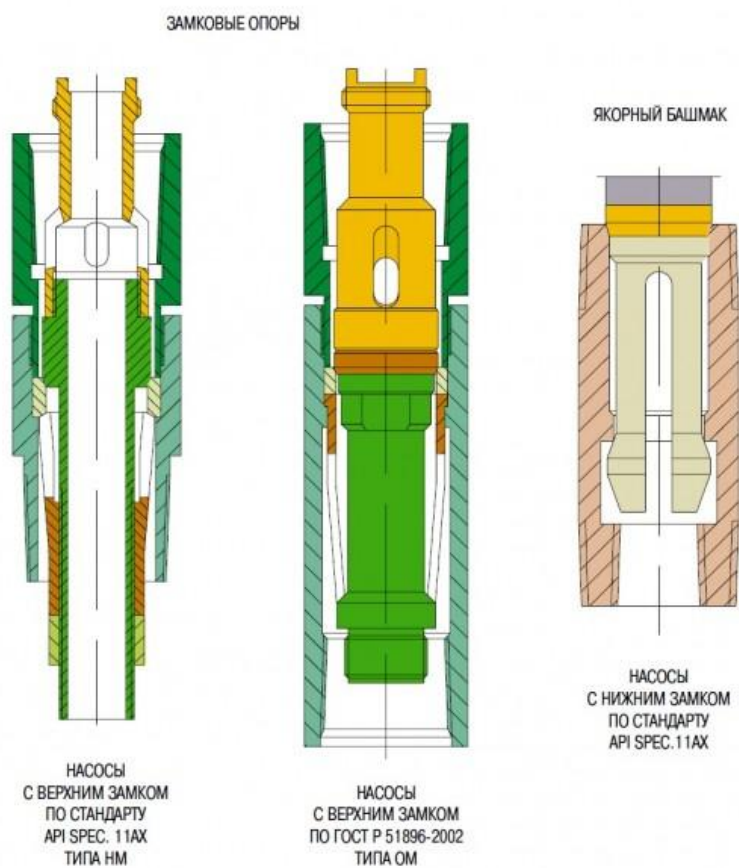
Вставные насосы



Трубные насосы

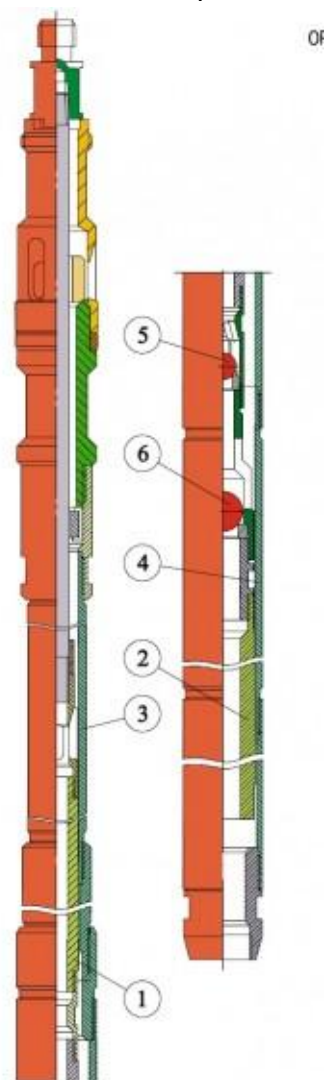


Фиксация вставных насосов в насосно-компрессорных трубах



Двухплунжерный насос НВ 1БД 1

Вставной двухплунжерный насос с двухступенчатым сжатием, с верхним замком предназначен для откачивания из нефтяных скважин высоковязкой жидкости (до 0,3 Па.с), содержащей до 1,3 г/л механических примесей.



Принцип действия насоса

При ходе плунжеров вниз в зоне цилиндров, заключенной между плунжерами, создается разрежение, за счет чего открывается нижний клапан клапанного блока, и в эту зону поступает пластовая жидкость. Закрытый верхний клапан воспринимает давление столба жидкости и создает дополнительную вниз направленную нагрузку, способствующую преодолению гидравлических сопротивлений в насосе и усилий трения в колонне штанг. Последнее очень важно, т. к. основным препятствием

для откачивания высоковязкой жидкости является зависание штанг из-за чрезмерных усилий трения.

Величина дополнительной нагрузки: $P = \rho \cdot d_p^2 / 4 (H - h) \cdot g$, где

d_p – диаметр плунжера-разделителя;

H – глубина подвески насоса;

h – глубина погружения насоса под динамический уровень;

g – удельный вес откачиваемой жидкости.

При последующем ходе плунжеров вверх жидкость из межплунжерной зоны вытесняется через открытый верхний клапан клапанного блока в колонну насосно-компрессорных труб.

Плунжер верхний

Плунжер нижний

Цилиндр верхний

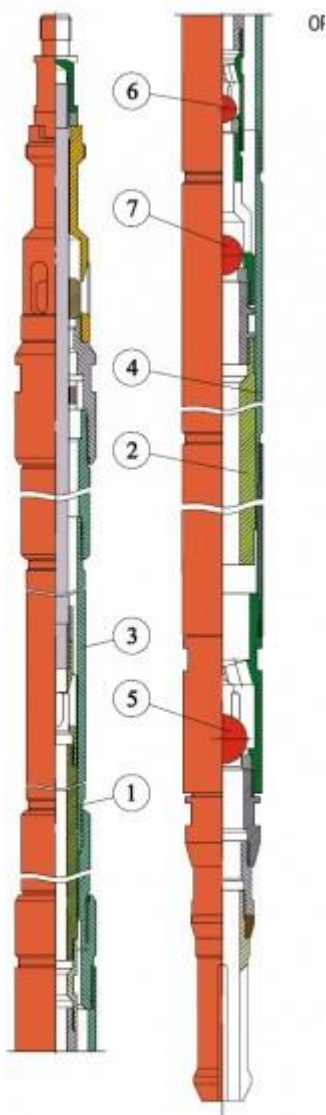
Цилиндр нижний

Верхний клапан клапанного блока

Нижний клапан клапанного блока

Двухплунжерный насос НВ 2БД 2

Вставной двухплунжерный насос с двухступенчатым сжатием, с нижним замком предназначен для откачивания из нефтяных скважин жидкости, содержащей до 1,3 г/л механических примесей и до 25% свободного газа на приеме насоса.



Принцип действия насоса

При ходе плунжеров вверх в зоне цилиндра нижнего насоса, расположенной над всасывающим клапаном, создается разрежение, за счет чего в нее поступает пластовая жидкость при открытом всасывающем клапане. При последующем ходе плунжеров вниз жидкость из этой зоны, сжимаясь, перетекает в зону, расположенную между плунжерами, при открытом нижнем клапане клапанного блока. Ввиду того, что межплунжерная зона по объему меньше зоны нижнего цилиндра, газожидкостная смесь в ней будет иметь давление больше давления всасывания. При следующем ходе вверх жидкость между плунжерами, повторно сжимаясь, вытесняется в колонну лифтовых труб при открытом верхнем клапане клапанного блока. Повторное сжатие жидкости в насосе позволяет предотвратить блокировку насоса при большом газосодержании.

Плунжер верхний

Плунжер нижний

Цилиндр верхний

Цилиндр нижний

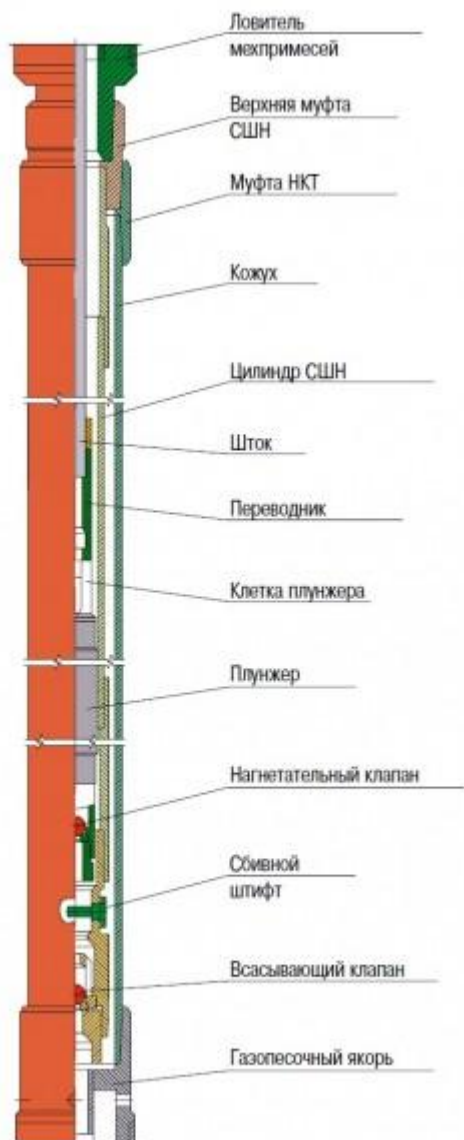
Всасывающий клапан

Верхний клапан клапанного блока

Нижний клапан клапанного блока

Насос ННБ с кожухом

Наружный кожух невставного насоса защищает его от механических повреждений при спуске в искривленные скважины, а также обеспечивает разгрузку СШН от воздействия массы защитных и прочих устройств, устанавливаемых на приеме.



Специальные разработки для осложненных условий добычи нефти

Насос невставной с коротким цилиндром и длинным плунжером ННБКУ

В связи с повышением требований нефтедобывающих предприятий к оборудованию для добычи нефти, вызванных осложненными условиями его эксплуатации, компания предложила новую конструкцию скважинного штангового насоса с коротким цилиндром, длинным плунжером, с неизвлекаемым увеличенным всасывающим клапаном и сбивным штифтом. Для различной подачи насоса разработаны модели ННБКУ-44 и ННБКУ-57, выполненные в соответствии с техническими условиями ТУ 3665-007-26602587-2013.

В отличие от серийных насосов разработанная и внедренная в производство новая конструкция скважинного штангового насоса имеет ряд преимуществ:

Работает в условиях с содержанием механических примесей более 1,3 г/л.

Повышена стойкость к истиранию рабочей поверхности цилиндра за счет триботехнических характеристик упрочненного слоя пары трения «цилиндр–плунжер».

Повышена долговечность СШН за счет постоянного контакта плунжера и цилиндра, т.е. длина плунжера значительно превышает длину цилиндра, при этом механические примеси практически не заносятся в плунжерный зазор.

Устранена проблема заклинивания плунжера в насосе из-за попадания механических частиц в плунжерный зазор.

Увеличена стойкость к коррозии и износу плунжера, т.к. на его поверхности не происходят диффузионные и адгезионные процессы в связи с отсутствием налипания механических включений, входящих в состав пластовой жидкости.

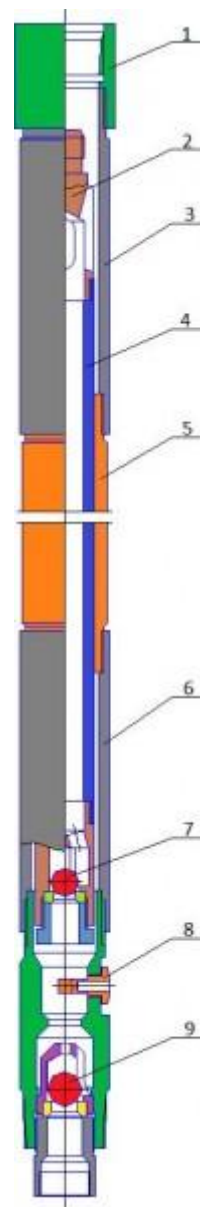
Повышена ремонтпригодность, т.к. самая дорогая в стандартных насосах и быстроизнашивающаяся деталь насоса – цилиндр – может быть заменена на новую с меньшими затратами.

Работает в условиях повышенной вязкости жидкости за счет оснащения увеличенным всасывающим клапаном.

Обеспечивает простоту извлечения насоса из скважины благодаря сбивному штифту.

Обеспечивает возможность значительно повысить межремонтный период и работоспособность насоса путем установки газопесочного якоря ЯГП2-105-2000 ТУ 3665-016-26602587-2013.

В настоящее время насосы эксплуатируются в Татарии, Башкирии, Казахстане и на Сахалине. Новое оборудование позволило увеличить наработку в 1,5–2 раза в сравнении с базовым.

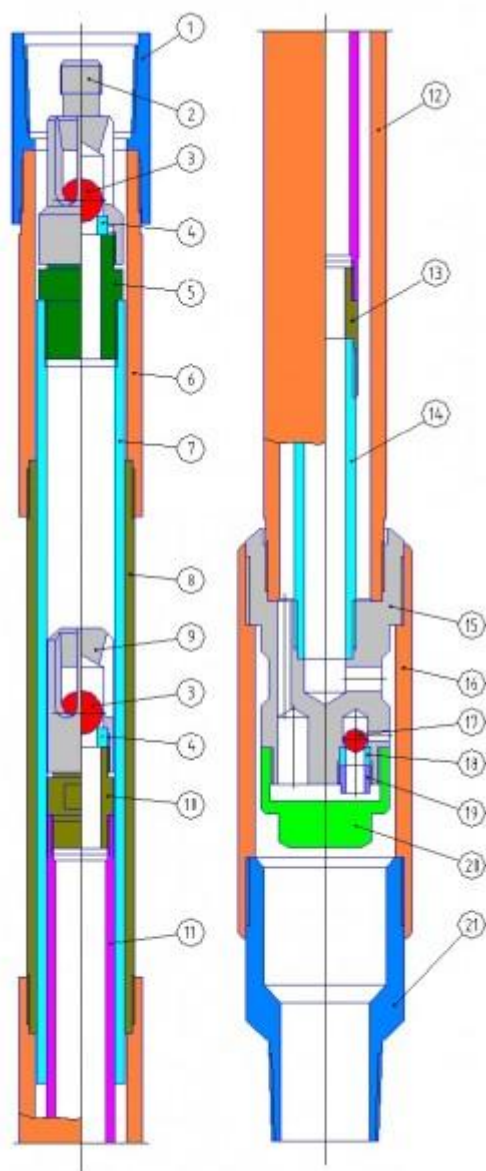


Трубный насос для добычи нефти с высоким газовым фактором

В конструкции насоса применяется разгрузочный клапан, позволяющий исключить блокирование всасывающего клапана газом, выделяющимся в полости под нагнетательным клапаном. Насос оснащен всасывающим клапаном со сбивным штифом.



СШН для добычи высоковязкой нефти



Назначение насоса.

Насос предназначен для добычи высоковязкой нефти.

Состав насоса.

Насос состоит из неподвижного цилиндра (8) с верхним (6) и нижним (12) удлинителями и присоединительной муфты (1). К нижнему удлинителю (12) крепится корпус (15) разрядного клапана, состоящего из шарика (17) и седла (18), зафиксированного держателем седла (19) и закрытого крышкой (20). Внутри неподвижного цилиндра (8) к корпусу (15) закреплен патрубок (14), который через переводник (13) связан с неподвижным плунжером (11). В верхней части плунжера (11) установлен всасывающий клапан, состоящий из клетки (9), шарика (3), седла (4) и переводника (10). Кроме того, внутри цилиндра (8) с зазором, соответствующим заданной группе посадки, установлен подвижный цилиндр (7). В верхней части цилиндра (7) находится нагнетательный клапан, состоящий из клетки (2), шарика (3), седла (4) и переводника (5). Цилиндр (7) и плунжер (11) также образуют пару с зазором, соответствующим необходимой группе посадки. К корпусу (15) разрядного клапана посредством муфты (16) крепится переводник (21), который служит для присоединения фильтра или хвостовика (в состав насоса не входят).

Работа насоса

Наземный привод – станок-качалка – посредством штанговой колонны, к которой с помощью автоматического сцепного устройства (в состав насоса не входит) крепится клетка (2), приводит в возвратно-поступательное движение подвижный цилиндр (7) с установленным в нем

нагнетательным клапаном. При ходе подвижного цилиндра (7) вверх (цикл всасывания) давление в надплунжерной зоне снижается, и под давлением столба жидкости в затрубном пространстве открывается всасывающий клапан, установленный на плунжере (11). Происходит заполнение надплунжерной зоны скважинной жидкостью. В разрядной камере, образуемой свободным пространством между неподвижными удлинителем (12) и патрубком (14), давление снижается от давления на приеме насоса при крайнем нижнем положении подвижного цилиндра (7) (нижняя мертвая точка) до давления разрежения, соответствующего термодинамическим условиям среды, находящейся в разрядной камере насоса при крайнем верхнем положении подвижного цилиндра (7) (верхняя мертвая точка). Давление разрежения определяется длиной хода подвижного цилиндра (7), величиной «мертвого» пространства в разрядной камере и величиной утечек в разрядную камеру. При ходе подвижного цилиндра (7) вниз газожидкостная смесь в надплунжерной зоне сжимается до давления, равного давлению на выходе насоса в колонне НКТ, нагнетательный клапан открывается, и скважинная жидкость из надплунжерной зоны нагнетается в колонну НКТ. При этом всасывающий клапан закрыт. Давление в разрядной камере изменяется от давления разрежения при положении подвижного цилиндра (7) в верхней мертвой точке до давления на приеме насоса при положении подвижного цилиндра (7) в нижней мертвой точке. Утечки жидкости, попавшей в разрядную камеру во время движения подвижного цилиндра (7) вверх, выдавливаются в затрубное пространство подвижным цилиндром (7) при его ходе вниз через разрядный клапан. Далее цикл повторяется. Давление разрежения, создаваемое в разрядной камере насоса, создает дополнительное, направленное вниз, усилие, воздействующее на подвижный цилиндр (7), а следовательно, и на колонну насосных штанг, которое снижает вероятность их «зависания» в процессе работы при добыче высоковязких нефтей.

Основные технические данные

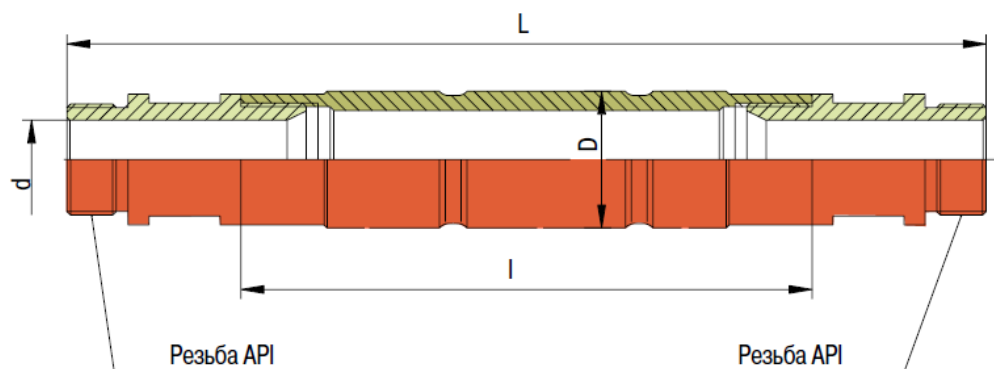
Динамическая вязкость откачиваемой жидкости, мПа·с.	до 780
Идеальная подача насоса при ходе подвижного цилиндра 3 м и десяти двойных ходах в минуту, м ³ / сут	67,0
Ход подвижного цилиндра, м	1,5...3,5
Присоединительные резьбы к НКТ	73 (резьба гладких труб)
присоединительная резьба к штангам Ш19 Наружный диаметр, мм	114

ГОСТы

ГОСТ 13877-96
ГОСТ Р 52203-04

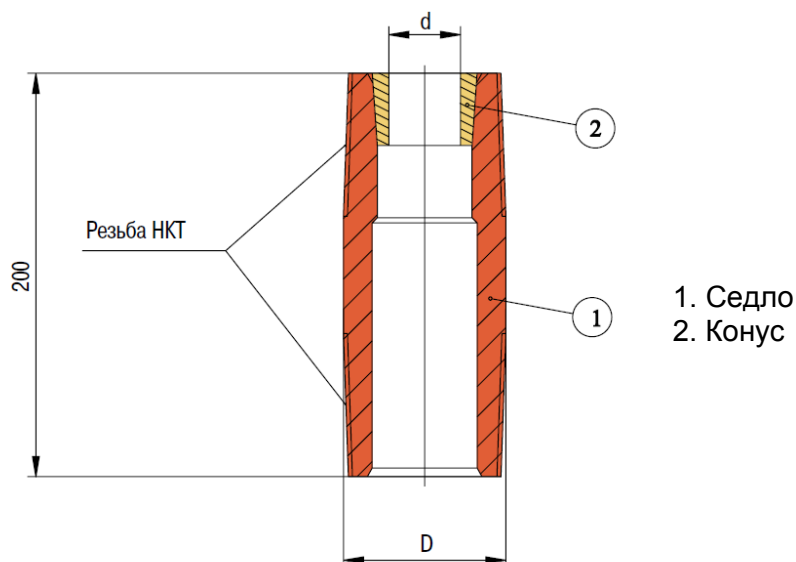
Детали и узлы оборудования для добычи нефти

Плунжер ниппельный сборный



Условный раз- мер насоса	L, мм		l, мм	Обозначение	Обозначение по API	D, мм	d, мм	Резьба НКТ
	футы	мм						
32	4	1333	1219	П2. *-ПКС 037 00-.**	P22-125-4	31,75- Fit	16	25,400- 14
	5	1638	1524	П2. *-ПКС 037 00-01-.**	P22-125-5			
	6	1943	1829	П2. *-ПКС 037 00-02-.**	P22-125-6			
44	4	1337	1219	П2. *-ПКС 038 00-.**	P22-175-4	44,45- Fit	26	37,348- 14
	5	1641	1524	П2. *-ПКС 038 00-01-.**	P22-175-5			
	6	1947	1829	П2. *-ПКС 038 00-02-.**	P22-175-6			
57	4	1340	1219	П2. *-ПКС 039 00-.**	P22-225-4	57,15- Fit	31	45,781- 14
	5	1645	1524	П2. *-ПКС 039 00-01-.**	P22-225-5			
	6	1950	1829	П2. *-ПКС 039 00-02-.**	P22-225-6			
70	4	1343	1219	П2. *-ПКС 040 00-.**	P22-275-4	69,85- Fit	37	53,581- 11,5

Замковая опора типа «Конус в конус» (арланского типа)

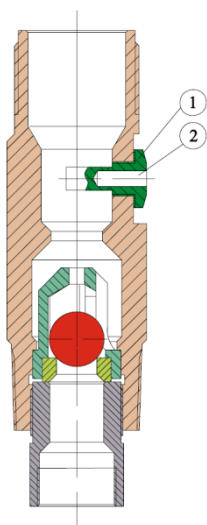


Условный раз- мер насоса	Замковая опора	Поз.	Обозначение	D, мм	d, мм	Резьба НКТ
27; 32	27-32	1	2106 001	73	37,35	73-10
		2	2106 002			
38; 44	38-44	1	2204 001	73	45,840	73-10
		2	2204 002			

Клапан со сбивным штифтом для трубного насоса

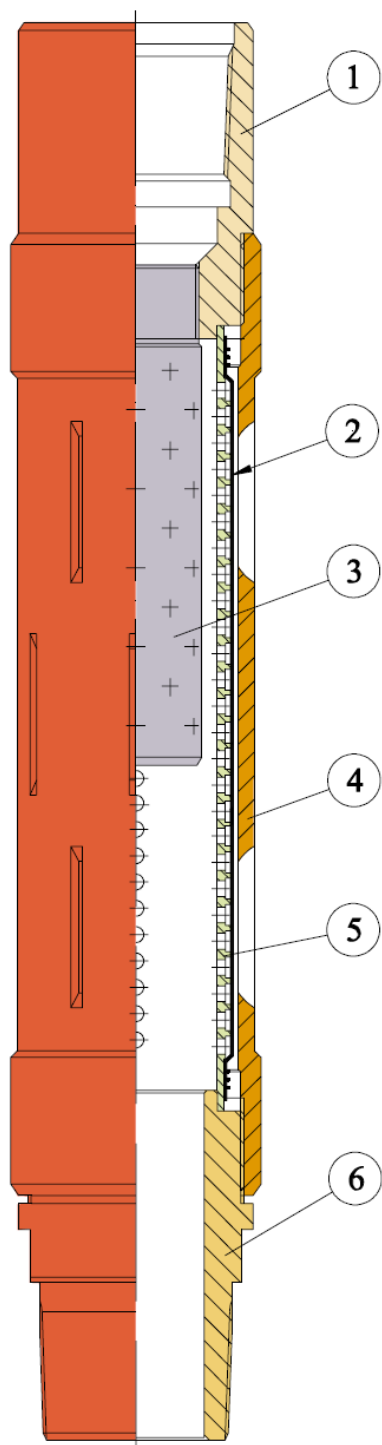
Используется для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме. Слив жидкости происходит при сбрасывании в колонну НКТ стержня, срезающего сбивной штифт (1) и открывающего сливное отверстие (2). Достоинство данной конструкции – абсолютная надежность в отличие от обычно используемого клапана с ловителем байонетного типа, благодаря чему исключаются случаи подъема НКТ, заполненной пластовой жидкостью.

Для добычи вязкой нефти выпускается всасывающий клапан с увеличенным проходным сечением, также оснащенный сбивным штифтом.



Фильтр тонкой очистки

Фильтр тонкой очистки предназначен для предотвращения попадания механических примесей на приеме скважинного штангового насоса.



Устанавливается на приеме СШН и обеспечивает очистку от механических примесей пластовой жидкости, одновременно поступающей в насос как по НКТ, так и из трубного пространства. Фильтрация жидкости происходит при ее прохождении через сетку, закрепленную в корпусе, и отверстия в гильзе, установленной в верхнем переходнике фильтра.

Переводник верхний

Сетка

Фильтр защитный

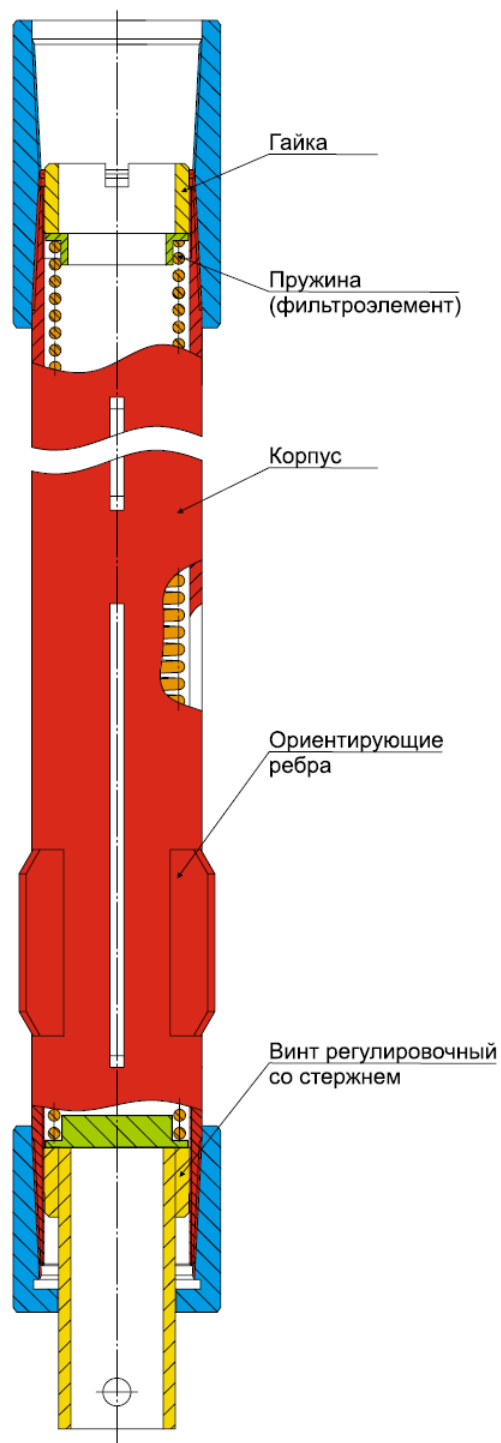
Кожух

Корпус фильтра

Переводник нижний

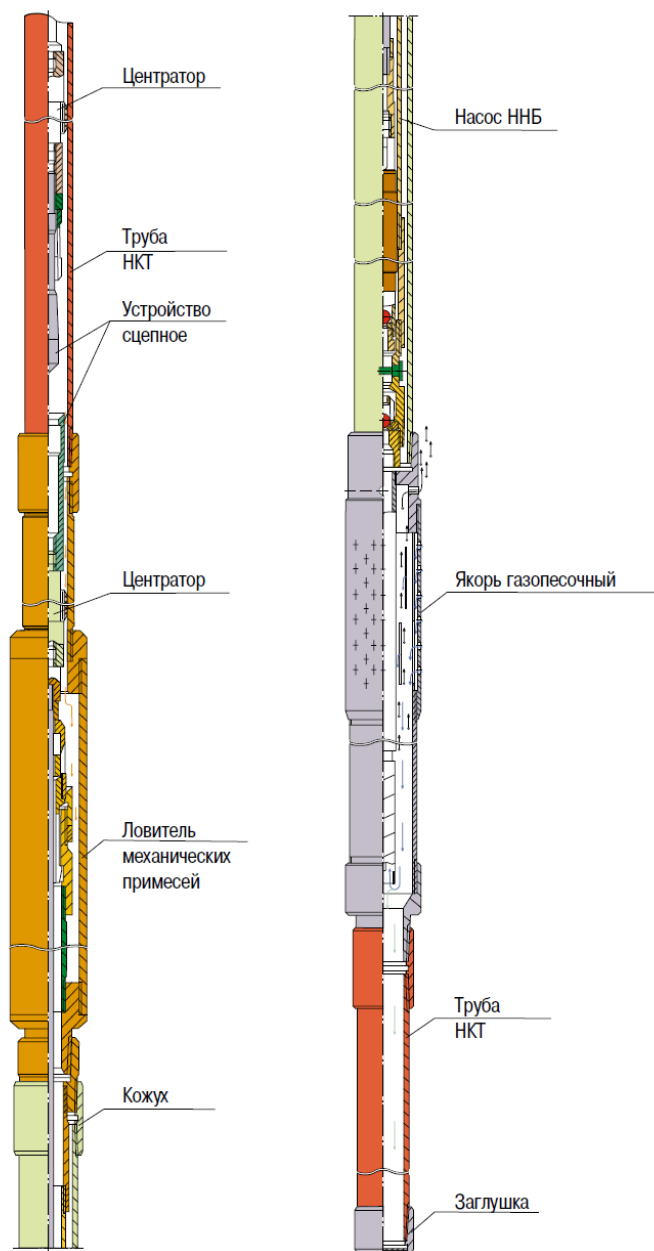
Регулируемый скважинный фильтр

Фильтр предназначен для защиты скважинного штангового насоса от попадания механических примесей, содержащихся в откачиваемой жидкости. Фильтр состоит из корпуса с ориентирующими ребрами и продольными пазами, внутри которого размещена пружина, выполняющая роль фильтроэлемента. Тонкость фильтрации (от 0,2 до 0,8 мм) обеспечивается регулировкой межвиткового зазора пружины с помощью винта регулировочного со стержнем.



Защитные приспособления для СШН

Схема работы защитных приспособлений для СШН

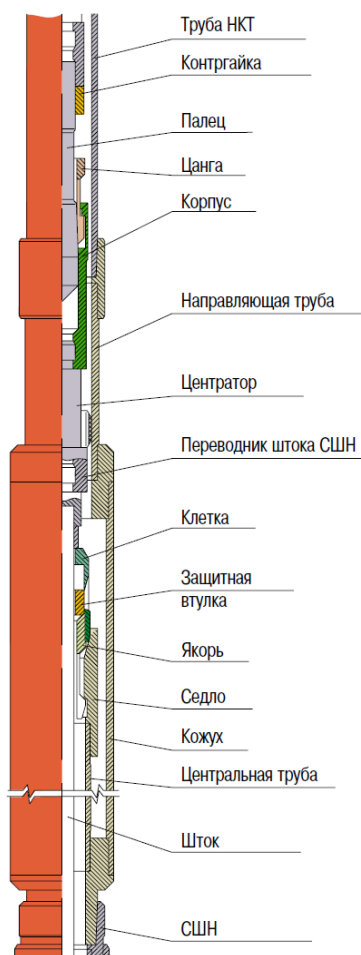


Автоматическое сцепное устройство (автосцеп) и ловитель механических примесей (шламоуловитель)

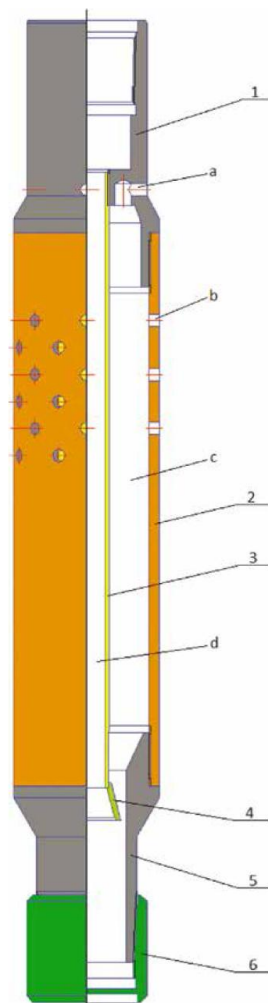
Автосцеп позволяет соединять колонну штанг с плунжером СШН непосредственно в скважине. Это дает возможность осуществить спуск цилиндра и плунжера трубного насоса совместно и исключить загрязнение цилиндра механическими примесями (окалина, грязь и т. п.), происходящее при раздельном спуске.

Ловитель механических примесей защищает насос со стороны трубного пространства НКТ. Механические примеси (окалина, грязь и т. п.), оседающие вниз при спуске колонны штанг, накапливаются в полости ловителя и не попадают в насос.

СЦЕПНОЕ УСТРОЙСТВО И ЛОВИТЕЛЬ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

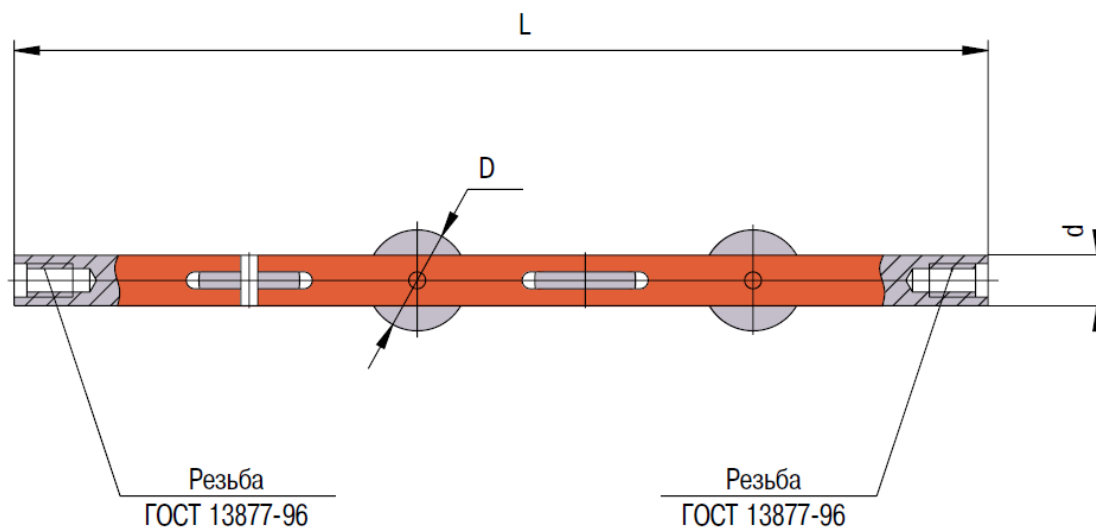


Якорь газопесочный типа ЯГП 2



Газопесочный якорь ЯГП2 предназначен для защиты скважинных штанговых насосов от попадания в них механических примесей и газа. Газопесочный якорь крепится к нижней муфте замковой опоры вставного насоса с помощью трубы НКТ, свинченной с верхним переводником (1), или устанавливается непосредственно на корпусе всасывающего клапана невставного насоса через верхний переводник (1). Газопесочный якорь работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки. Якорь состоит из корпуса (2), в верхней части которого выполнены отверстия (b), через которые добываемая жидкость поступает во внутреннюю полость (c) якоря. Попадая в полость (c), поток жидкости направляется вниз между стенками корпуса (2) и заборной трубы (3) с достаточно малой скоростью, позволяющей газу, содержащемуся в жидкости, подниматься вверх, навстречу потоку, и выходить через отверстия (a) в затрубное пространство. Заборная труба (3) внизу заканчивается расширением (4), позволяющим увеличить скорость потока с содержащимися в нем механическими примесями. Попадая в открытую снизу заборную трубу (3), поток жидкости разворачивается на 180°, чем обеспечивается отделение механических примесей за счет сил инерции и гравитационных сил. Через внутреннюю полость (d) заборной трубы (3) жидкость поступает в насос. Отсепарированные примеси собираются в накопителе, состоящем из труб НКТ и закрепляемом на нижнем переводнике (5). На нижней трубе накопителя устанавливается заглушка (6). Габаритные размеры якоря, мм: длина (без сборника механических примесей) – 2370; наружный диаметр – 105. Масса, кг – 47. Номинальные диаметры сопрягаемых НКТ, мм – 60; 73; 89. Количество НКТ, устанавливаемых в качестве сборника механических примесей, шт. – 2...3. Номинальная подача жидкости насосом, м³ / сут. – 50. Глубина погружения якоря под динамический уровень, м – до 60. Состав и физико-химические свойства откачиваемой жидкости: обводненность, % – до 99; содержание H₂S, мг / л – не более 50; концентрация ионов водорода – pH 4...8; содержание механических примесей, г / л – не более 1,3; кинематическая вязкость, мм² / с – до 40; содержание свободного газа на приеме, % – до 50.

Роликовый центратор автосцепа



Обозначение	D, мм	d, мм	L, мм	Резьба	автосцеп	Труба НКТ
8004 010	57	40	680	Ш19	8003	73

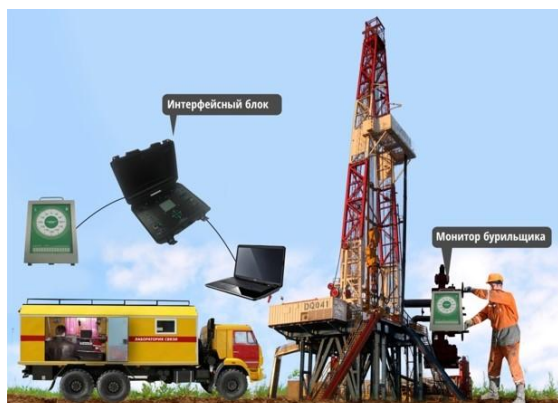
Центратор предназначен для защиты внутренней поверхности насосно-компрессорных труб от износа, возникающего при трении колонны насосных штанг, а также для более надежного срабатывания автоматического сцепного устройства. Состоит из штанги, в пазах которой установлены четыре фторопластовых ролика.

Телеметрия нефтегазовых скважин



Телеметрический комплекс Геопласт-35.4

Геопласт-35.4 - высокоточный L/MWD комплекс с гидравлическим каналом связи



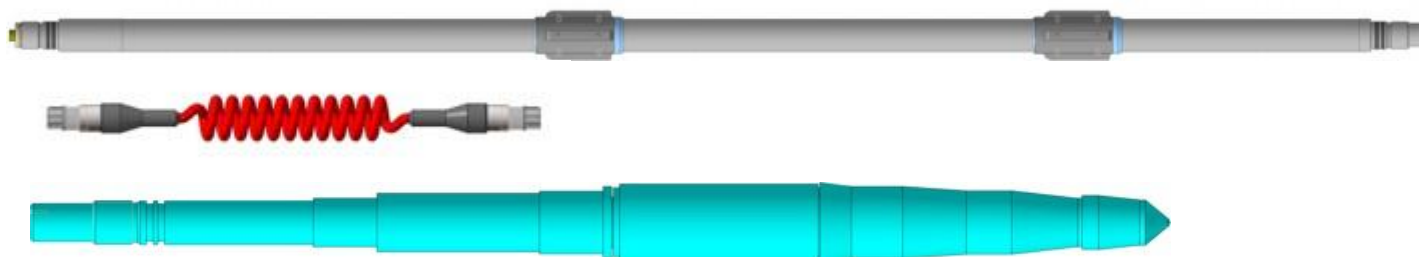
Назначение

- телеметрическое сопровождение процесса направленного и горизонтального бурения в MWD/ LWD системах с гидравлическим каналом связи
- Инклинометрия
- Гамма-каротаж
- Резистивиметрия
- Отображение данных в удобной графической и табличной форме
- Интеграция с роторной управляемой системой бурения

Геопласт-35.4 Измеряемые параметры при бурении

- зенитный угол
- азимутальный угол
- отклонитель
- уровень фонового гамма-излучения околотрубной породы
- «кажущееся электросопротивление» околотрубной породы
- значения гравитационных и магнитных датчиков
- значения критериев Gt и Bt
- крутильные колебания буровой колонны
- температура
- уровень вибраций и ударов
- частота вращения ротора пульсатора
- выходное напряжение электрогенератора

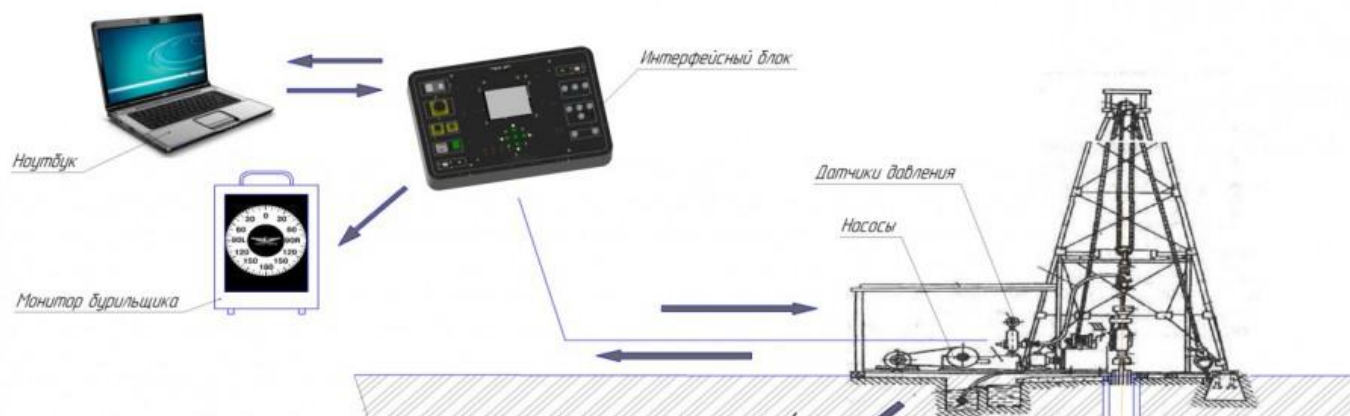
Геопласт-35.4 Скважинный прибор Зонд-инклинометр



Обеспечиваемая точность замеров

№	Наименование параметра	Диапазон измерений	Погрешность
1	Зенитный угол	0..180°	±0,1°
2	Азимутальный угол	0..360°	±0,5°
3	Положение отклонителя	0..360°	±2,0°
4	Интенсивность гамма импульсов, cps/мин	0..256°	±5 cps

Геопласт-35.4 Наземное оборудование



Назначение:

- прием сигналов из скважинного прибора
- декодирование принятых данных и отображение в удобной форме
- отображение данных целеуказания на мониторе бурильщика
- управление бурением в компоновках с РУС

Геопласт-35.4 Наземное оборудование

Состав:

- Интерфейсный блок
- Барьерный блок
- Монитор бурильщика
- Тестер пульсатора
- Программное обеспечение инженера
- Комплект соединительных кабелей

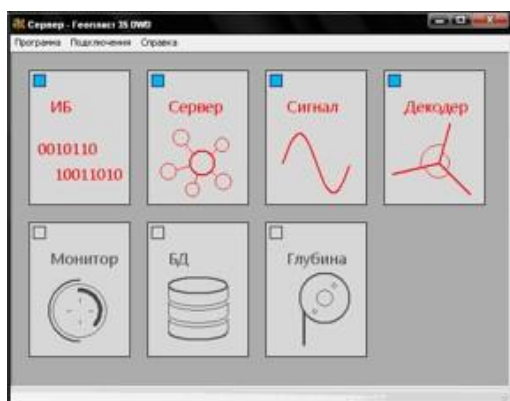
Общие сведения:

- Интеграция с компьютерами телесистемы по USB
- Работа ПО в ОС Windows
- Высокая надежность
- Компактное исполнение:

- малый вес и габариты
- удобство транспортировки
- быстрое разворачивание на месте



Геопласт-35.4 Программное обеспечение

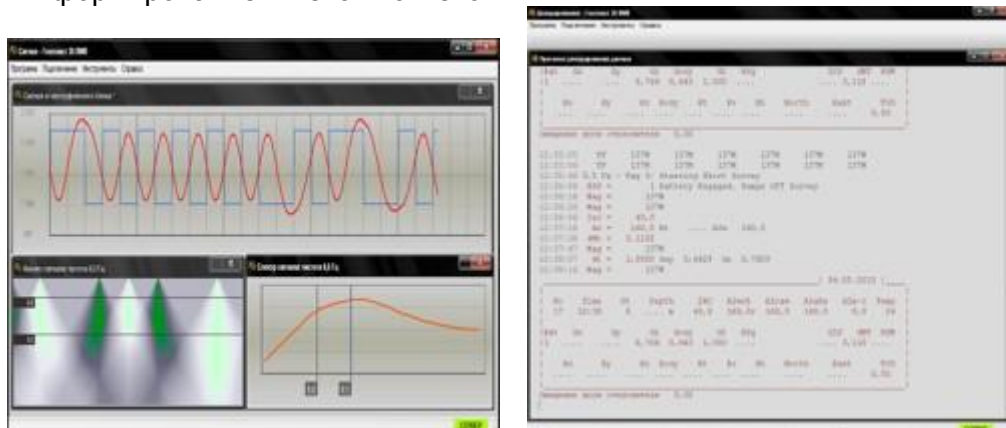


- архитектура «клиент-сервер»
- обеспечение наблюдения и управления процессом бурения удаленными пользователями через локальную сеть или Интернет
- работа в среде Windows 7/8/10

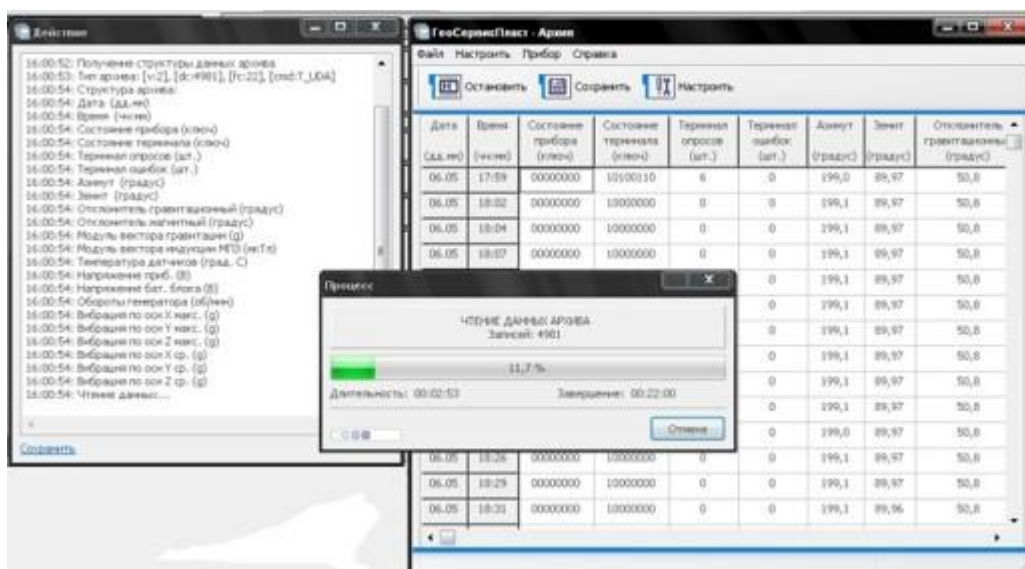
Главные функции:

- прием сигналов скважинного прибора из интерфейсного блока
- фильтрация и восстановление целостности сигналов
- формирование и декодирование пакетов принимаемых данных
- отображение данных процесса бурения в реальном времени на компьютере и мониторе бурильщика
- пересчет инклинометрических углов

- коррекция азимутального угла методом НУБТ
- ведение баз данных
- обеспечение доступа к процессам и базам данных по архитектуре «клиент-сервер»
- ведение журнала сессий бурения
- формирование и печать отчетов



Геопласт-35.4 Программное обеспечение, Сервисные функции



- чтение архивов данных из скважинного прибора после бурения
- создание и сохранение отчетов по архивам в табличной форме
- формирование и отображение архивных данных скважинного прибора в графической форме Roll Test, KUTh Test, QA Test
- получение таблицы характеристик гамма модуля
- калибровка и термокалибровка прибора
- проверка стабильности показаний датчиков прибора
- настройка параметров работы прибора перед спуском
- обработка данных датчика глубины и нагрузки на крюк

Геопласт-35.4 Спецификация технических параметров

Основные функции комплекса:

- произвольное программирование режимов замеров
- выполнение типовых тестовых процедур в полевых условиях для проверки работоспособности зонда
- перед спуском в скважину по допускам точности

- работа в компоновках с резистивиметром
- автоматическое отключение пульсаций на роторных режимах бурения
- ведение электронного архива телеметрических параметров и состояния прибора
- программная установка порога переключения отклонителя с магнитного на гравитационный
- программная установка длительности паузы до начала пульсаций
- привязка архивных замеров к реальному времени
- управление работой скважинного прибора по командам с поверхности
- установка режимов замера и частоты передачи зонда
- включение/отключение модуля гамма каротажа командой с поверхности
- измерение азимутального угла по методу «коротких НУБТ»
- программная установка диапазона измерения уровня фонового гамма-излучения
- фиксация ударных нагрузок на прибор при выключенном питании зонда
- наблюдение за процессом бурения на компьютере в реальном времени в виде таблиц и графической информации
- ведение архивов, формирование отчетов в удобной форме, возможность оперативной передачи отчетов и сессий на удаленные серверы пользователя

Геопласт-35.4 Точность замеров

№	Наименование параметра	Диапазон измерений	Погрешность
1	Зенитный угол	0..180°	±0,1°
2	Азимутальный угол	0..360°	±0,5°
3	Положение отклонителя	0..360°	±2,0°
4	Интенсивность гамма импульсов, cps/сек	0..256	±5cps
5	Разрешение гамма каротажа по вертикали, мм	<16	±1%
6	Удельное сопротивление пластов, Ом•м	0,005-2000	±1%
7	Разрешение удельного сопротивления по вертикали, см	<15	±1%
8	Температура корпуса зонда-инклинометра, °C	10..125	±2°C
9	Параметр достоверности измерения зенитного угла Gt	1±0.127	±0.0001
10	Параметр достоверности измерения азимута dMT	±5	±0,1
11	Частота вращения генератора пульсатора, об/мин	500..5000	±1%

Геопласт-35.4 Эксплуатационные параметры скважинного прибора

№	Наименование параметра	Значение
1	Тип пульсатора (штоковый)	МК4/6/8/9
2	Скорость передачи данных на поверхность	0,1..3Гц
3	Рабочий диапазон напряжения питания от электрогенератора	18..100В
4	Потребляемая инклинометром мощность	<3Вт
5	Температура эксплуатации	0..125°C
6	Давление бурового раствора	650Атм
7	Диапазон расходов бурового раствора, л/мин	550-1350
8	Выдерживаемые вибрации (рандомизированные, RMS, 15..500Гц)	30G
9	Выдерживаемые одиночные удары (0,5 мсек, полусинус)	1000G
10	Интерфейс для связи с ПК	RS232/MIL1553
11	Интерфейс для связи с резистивиметром	MIL1553

Технические преимущества

- высокая точность и стабильность замеров
- высокая надежность
- малые габариты и энергопотребление
- стойкость скважинного прибора к вибрационным и ударным нагрузкам
- интеграция комплекса с Роторной Управляющей Системой бурения
- наблюдение за процессом бурения на скважине из удаленного офиса сервисной компании в реальном времени
- разработка и изготовление в России компаниями, имеющими 20 летний опыт производства бурового
- оборудования и забойных телесистем
- гарантийное и послегарантийное сопровождение
- модернизация с учетом пожеланий Заказчика
- части комплекса защищены патентами
- телесистема имеет разрешение на применение в России и СНГ

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: pmn@nt-rt.ru || www.permneft.nt-rt.ru