

ООО «ПКНМ-Урал»
Россия, 617064, Пермский край, г. Краснокамск, ул. Шоссейная, 47
Тел. (342) 265-15-22, 265-06-70, 263-11-52, (34273) 5-10-20
Факс. (342) 263-11-52. E-mail: mail @ pknm.ru
Http://www. pknm.ru

⑨ ОКПД-2: 28.99.39.190

~~ОКН 36 6570~~

~~ОКН 36 6529~~

Гр. Г 43

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «ПКНМ-Урал»
С.Л.Пуртов

« 20 » 10 2015г.

НАСОСЫ СКВАЖИННЫЕ ШТАНГОВЫЕ

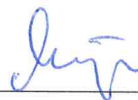
И ОПОРЫ ЗАМКОВЫЕ К НИМ

Технические условия

ТУ 3665-004-26602587-2015

Взамен ТУ 3665-004-26602587-2013

Главный конструктор
ООО «ПКНМ-Урал»



Ю.П. Метусалло

15.10.15

ТУ-23 22.10.15

Содержание

1 Технические требования.....	3
2 Требования безопасности.....	16 17 ⁸
3 Экологические требования.....	16 17 ⁸
4 Правила приемки и методы контроля	16 17 ⁸
5 Транспортирование и хранение.....	20 21 ⁸
6 Указания по эксплуатации.....	21 23 ⁸
7 Гарантии изготовителя	23 24 ⁸
9 Приложение А Коды ОКП насосов и замковых опор.....	26 27 ⁸
Приложение Б Соответствие обозначения насосов по настоящим ТУ и стандарту API Spec.11AX.....	27 28 ⁸
Приложение В Моменты кручения при сборке насосов.....	29 30 ⁸
Приложение Г Вакуум-прибор.....	30 31 ⁸
Приложение Д Ссылочные нормативные документы	31 32 ⁸
Приложение Е Сведения о гармонизации.....	34 35 ⁸
Приложение Ж Лист регистрации изменений	35 36 ⁸

⑨	2	ИИ 56-23	<i>ИИ</i>	27.04.23	ТУ 3665-004-26602587-2015			
⑧	14	ЦЧ 66-19	<i>ЦЧ</i>	07.19				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата.	Насосы скважинные штанговые и опоры замковые к ним	Лит	Лист	Листов
Разраб.	Буранова	<i>Буранова</i>	15.10.15				2	35 36
Пров.	Клабукова	<i>Клабукова</i>	15.10.15					
Н.контр.	Улитина	<i>Улитина</i>	15.10.15			ООО «ПКНМ-Унал»		
Утв.	Киселев	<i>Киселев</i>	15.10.15					
					Технические условия			

Настоящие технические условия распространяются на насосы скважинные штанговые и опоры замковые к ним, предназначенные для добычи нефти из скважин при обводненности продукции до 99%, максимальной плотности жидкости 1500 кг/м³, содержании газа на приеме насоса до 10%, температуре до 403 К (130 °С), содержании механических примесей до 1,3 г/л (до 1,5 г/л¹⁾ и выше²⁾), содержании СО₂ до 200 мг/л (до 300 мг/л¹⁾ и выше²⁾), Н₂S до 50 мг/л, минерализации воды до 200 г/л, динамической вязкости до 0,5 Па·с, водородном показателе (рН) 4,0-8,5 и изготавливаемые ООО «ПХНМ-Урал».

Насосы скважинные штанговые (в дальнейшем – насосы), изготовленные по настоящим ТУ, по конструкции, применяемым материалам, требованиям к изготовлению, испытаниям и упаковке соответствуют требованиям международного стандарта API Spec. 11AX и учитывают особенности скважинного оборудования (насосно-компрессорные трубы (НКТ), глубиннонасосные штанги и т.п.), используемого и производимого в Российской Федерации и в странах СНГ. Настоящие ТУ гармонизированы с ГОСТ 31835.

Пример записи при заказе насоса с характеристиками:

- вставной с замком наверху;
- цельный толстостенный цилиндр;
- условный размер - 32;
- ход плунжера – 3000 мм;
- напор - 1500 м;
- группа посадки – 2

Насос скважинный штанговый НВ1Б – 32-30-15-2 ТУ 3665-004-26602587-2015.

Пример записи при заказе замковой опоры условного размера 60 с цанговым якорем :

Опора замковая ОМ-60 ТУ 3665-004-26602587-2015.

1 Технические требования

1.1 Насосы и опоры замковые должны соответствовать требованиям настоящих ТУ и конструкторской документации либо требованиям заказчика.

1.2 Основные параметры и характеристики

1.2.1 Насосы изготавливаются с цельным (безвтулочным) толстостенным цилиндром, патрубками-удлинителями, металлическим плунжером и шариковыми клапанами.

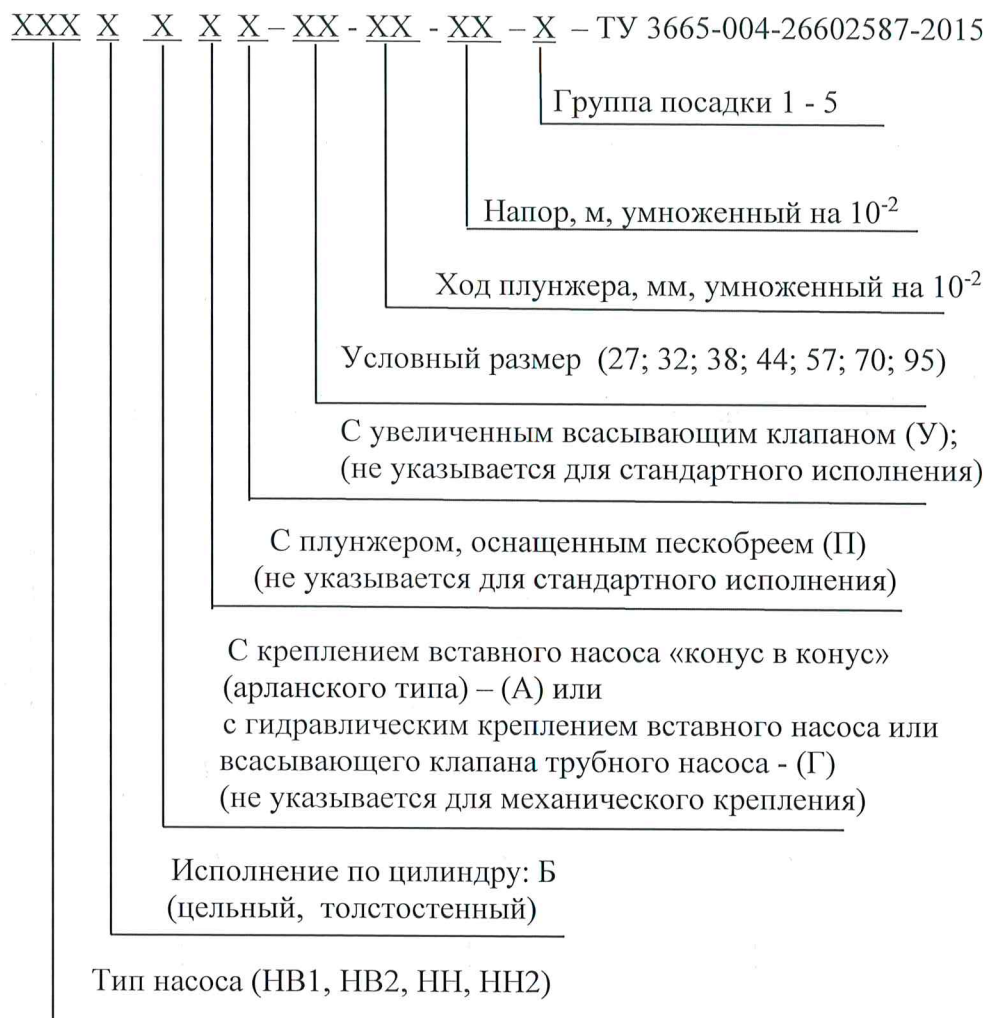
¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 4.

²⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 2.

1.2.2 Насосы изготавливаются следующих типов:

- НВ1 - вставные с замком наверху;
- НВ2 – вставные с замком внизу;
- НН – невставные (трубные) с неизвлекаемым всасывающим клапаном (со сбивным штифтом);
- НН2 – невставные с ловителем.

1.2.3 Структура обозначения насосов



1.2.4 При заказе насоса кроме его основного условного обозначения (п.1.2.3) необходимо дополнительно указывать:

- исполнение цилиндра (п. 1.2.8)
- исполнение плунжера (п.1.2.9);
- исполнение пары «седло-шарик» (п.1.2.12);
- для вставных насосов - шифр и условный размер замковой опоры (п.1.2.7).

1.2.5 Основные параметры, размеры и номенклатура вставных насосов приведены в таблице 1, трубных – в таблице 2. Коды ОКП для насосов и замковых опор приведены в приложении А.

Соответствие между обозначением насосов по настоящим ТУ и по стандарту API Spec.11AX приведено в приложении Б.

1.2.6 Замковые опоры изготавливаются следующих типов:

- ОМ – с цанговым якорем;
- НМ – под цанговый якорь, установленный на насосе.
- ОГ - для гидравлического крепления насоса.
- ОА – «конус в конус» (арланского типа).

1.2.7 В условное обозначение замковой опоры входят:

XX - XX ТУ 3665-004-26602587-2015

Условный размер опоры (наружный диаметр НКТ): 60; 73; 89.

Шифр опоры: ОМ; НМ; ОГ; ОА(27-32); ОА(38-44)

Таблица 1

Характеристика насоса	Шифр	Условный размер	Ход плунжера, м	Напор, м	Присоединительные резьбы		Шифр замковой опоры	Наружный диаметр, мм
					к штангам ГОСТ 13877	к фильтрам ГОСТ 6111		
Вставной с верхним расположением замка	НВ1Б 27-X-X	27	до 3,5	до 2500	Ш-19	К 1"	ОМ-60; НМ-60; ОГ-60; ОА(27-32)-73	48,2
	НВ1Б 32-X-X	32		до 2200				
	НВ1Б 38-X-X	38						
	НВ1Б 44-X-X	44				Ш-22	К 1 ½"	ОМ-89; НМ-89
	НВ1Б 57-X-X	57						
Вставной с нижним расположением замка	НВ2Б 27-X-X	27	до 3,5	до 3500	Ш-19	К 1"	ОМ-60; ОГ-60; ОА(27-32)-73	48,2
	НВ2Б 32-X-X	32						
	НВ2Б 38-X-X	38						
	НВ2Б 44-X-X	44		до 2500	Ш-22	К 1 ½"	ОМ-89 НМ-89	72,9
	НВ2Б 57-X-X	57						

Таблица 2

Характеристика насоса	Шифр	Условный размер	Ход плунжера, м	Напор, м	Присоединительные резьбы			Наружный диаметр, мм
					к штангам ГОСТ 13877	к НКТ ГОСТ Р 52203 (гладкие трубы)	к фильтрам ГОСТ 6111	
Трубный	НН2Б 32-Х-Х	32	до 3,5	до 1500	Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	НН2Б 44-Х-Х	44				73	К 1 ½"	89
	НН2Б 57-Х-Х	57		до 1200	Ш-22	89	К 2"	108
	НН2Б 70-Х-Х	70				114	К 2 ½"	130
	НН2Б 95-Х-Х	95		до 1000	Ш-25	114	К 2 ½"	130
Трубный со сбивным штифтом	ННБ 32-Х-Х	32		до 1500	Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	ННБ 44-Х-Х	44				73	К 1 ½"	89
	ННБ 57-Х-Х	57		до 1200	Ш-22	89	К 2"	108
	ННБ 70-Х-Х	70				114	К 2 ½"	130
	ННБ 95-Х-Х	95		до 1000	Ш-25	114	К 2 ½"	130

Примечания к таблицам 1 и 2:

- а) стандартные значения хода плунжера: 1500; 1800; 2500; 3000; 3500мм.
б) по заказу потребителя могут быть изготовлены насосы специального исполнения, отличающиеся от стандартных техническими характеристиками, материальным и конструктивным исполнением отдельных узлов и деталей, а также насоса в целом.

1.2.8 Цилиндры насосов изготавливаются следующих исполнений:

- НН – цилиндр цельный, толстостенный с упрочнением внутренней поверхности азотированием;
- ИВА – цилиндр цельный, толстостенный с упрочнением внутренней поверхности азотированием по технологии ИВА;
- СР - цилиндр цельный, толстостенный с твердым хромовым покрытием внутренней поверхности.

1.2.9 Плунжеры насосов изготавливаются следующих исполнений:

- 1НН – гладкий, с азотированной наружной поверхностью;
- НН - с кольцевыми канавками, с азотированной наружной поверхностью;
- 1Т – гладкий, с упрочнением наружной поверхности наплавкой порошком из износостойкого сплава;
- Т - с кольцевыми канавками и с упрочнением наружной поверхности наплавкой порошком из износостойкого сплава.

1.2.10 По конструкции плунжеры выпускаются:

- Н - ниппельные (с наружной резьбой);
- М - муфтовые (с внутренней резьбой);
- МП – муфтовые с цилиндрической расточкой (пескобреем).

1.2.11 Примеры записи плунжера в технической документации:

- а) плунжер гладкий, с азотированной наружной поверхностью, ниппельный плунжер 1НН -Н;
б) плунжер с кольцевыми канавками и с упрочнением наружной поверхности наплавкой порошком из износостойкого сплава, муфтовый с пескобреем плунжер Т-МП.

- 1.2.12 Пары «седло-шарик» клапанов насосов изготавливаются следующих исполнений:
- SS - с цилиндрическим седлом и шариком из нержавеющей стали;
 - ST - с цилиндрическим седлом и шариком из кобальтового сплава (стеллит);
 - TC1 - с цилиндрическим седлом и шариком из карбида вольфрама;
 - TC3 - с цилиндрическим седлом и шариком из карбида титана.

Основные размеры и обозначение пар «седло-шарик» соответствуют стандарту API Spec. 11AX и приведены в таблице 3.

Таблица 3

Номинальные размеры, мм	Обозначение пар «седло-шарик»							
	V11-106	V11-125	V11-150	V11-175	V11-200	V11-225	V11-250	V11-375
Диаметр шарика	15,88	19,05	23,83	28,58	31,75	34,93	42,88	57,15
Наружный диаметр седла	20,14	23,32	29,67	35,26	37,54	43,69	51,05	78,03
Высота седла	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	19,05

Пример записи в технической документации пары «седло-шарик» исполнения SS, наружный диаметр седла 35,26 мм, диаметр шарика 28,58 мм:

Пара «седло-шарик» V11-175-SS

1.2.13 Клапанные узлы насосов выпускаются следующих конструкций:

а) по применяемости:

- для всасывающих клапанов насосов НВ2;
- для всасывающих клапанов со сбивным штифтом насосов НН;
- для прочих типов насосов.

б) по типу корпуса:

- открытые (жидкость проходит в отверстия в стенке корпуса);
- закрытые (стенки корпуса не имеют отверстий).

в) по количеству пар «седло-шарик»:

- одинарные;
- сдвоенные.

г) по материальному исполнению пары «седло-шарик»:

SS, ST; TC1 или TC3 (п.1.2.12);

д) по условному размеру насоса:

- 27; 32; 38; 44; 57; 70; 95.

е) по назначению:

- нагнетательный;
- всасывающий;
- нагнетательный с ловителем для насоса НН2

В обозначение клапанного узла входит:

X X X X - XX X

Назначение (Н - нагнетательный, В - всасывающий,
Л - нагнетательный с ловителем для насоса НН2)

Условный размер насоса (27, 32, 38, 44 и т.п.)

Исполнение пары «седло-шарик» (SS, ST; TC1 или TC3)

1 - одинарный, 2 - двойной

Вид исполнения: С - закрытый, Т - открытый (для насоса НН2)

Применяемость: 1 - для всасывающих клапанов насосов НВ2

2 - для всасывающих клапанов со сбивным штифтом насосов НН

- для остальных индекс отсутствует

Примеры записи в технической документации:

а) клапан закрытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения SS, к насосу НВ2 с условным размером 32:

клапан 1С1SS-32В;

б) клапан закрытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения ST, к насосу НН2 с условным размером 44, нагнетательный с ловителем:

клапан С1ST-44Л;

в) клапан открытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения SS, к насосу НН2 с условным размером 57, всасывающий:

клапан Т1SS-57В;

г) клапан закрытый, одинарный с парой «седло-шарик» исполнения TC1, к насосу НН с условным размером 44, всасывающий со сбивным штифтом:

клапан 2С1TC1-44В.

1.3 Требования к насосам и опорам

1.3.1 В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром предусмотрены группы посадок, указанные в таблице 4.

Таблица 4

Группа посадки	Минимальный зазор, мм	Максимальный зазор с учетом полей допусков цилиндра и плунжера, мм
1	0,025	0,088
2	0,050	0,113
3	0,075	0,138
4	0,100	0,163
5	0,125	0,188

1.3.2 Основные параметры насосов должны соответствовать данным, указанным в таблицах 1 и 2. Идеальная подача насосов при десяти двойных ходах плунжера в минуту приведена в таблице 5. Расчетные данные таблицы 4 получены по формуле:

$$Q = 0,0113 d^2 S \text{ м}^3/\text{сут},$$

где d - условный размер насоса, мм;

S - ход плунжера, м.

Таблица 5

Условный размер насоса.	Идеальная подача насоса, м ³ /сут, при ходе плунжера в мм				
	1500	1800	2500	3000	3500
27	13,3	15,9	22,2	26,5	31,0
32	17,4	20,5	28,5	34,2	40,0
38	24,5	29,5	41,0	49,2	57,4
44	32,8	40,2	55,8	67,0	78,1
57	55,1	66,4	92,3	110,7	129,2
70	83,1	99,7	138,4	166,1	193,8
95	153,0	183,6	255,0	305,9	356,9

Диапазон числа двойных ходов плунжера в мин. 1-12

1.3.3 Основные параметры, размеры и другие данные для замковых опор должны соответствовать указанным в таблице 6.

Таблица 6

Тип опоры	Условный размер опоры (присоединительный размер - резьба гладких труб по ГОСТ Р 52203)	Условный размер насоса	Рабочее давление, МПа	Минимальное усилие срыва замка, кН	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
					Диаметр	Длина	
ОМ	60	27; 32	35	3,0	73	370	5,5
	73	38; 44	30	3,5	89	385	8,5
	89	57	25	3,5	108	455	14,5
НМ	60	27; 32	35	3,0	73	210	3,5
	73	38; 44	30	3,5	89	235	5,1
	89	57	25	3,5	108	265	7,5
ОГ	60	27; 32	35	-	60,3	160	1,6
	73	38; 44	30		73	160	1,9
ОА	73	27; 32	35	-	73	160	3,0
	73	38; 44	30		73	200	2,4

1.4 Требования к цилиндрам и удлинителям.

1.4.1 Цилиндры насосов выполняются из металлов различных марок в зависимости от геолого-технических условий добычи (38X2MIOA^{1) 2)}, Ст.30-40³⁾⁴⁾). В случае использования сталей их предел текучести σ_T должен быть не менее 480 МПа, относительное удлинение не менее 14%. Материал удлинителей (Ст.45, Ст.32Г2, Ст17ГС)^{1) 3)4)}, (Ст.32Г2, Ст17ГС)²⁾.

1.4.2 Внутренний диаметр цилиндра должен соответствовать указанному в таблице 7. Значение действительного максимального диаметра цилиндра заносится в паспорт насоса.

Таблица 7

Условный размер насоса	Внутренний диаметр, мм	
	Номинал	Предельное отклонение
27	26,99	+ 0,05
32	31,75	
38	38,10	
44	44,45	
57	57,15	
70	69,85	
95	95,25	

1.4.3 Максимальная разность размеров внутреннего диаметра одного цилиндра 0,03 мм.

1.4.4 Допуск прямолинейности оси канала цилиндра - 0,1 мм на базовой длине 1 м (допуск зависимый). Допуски торцового биения должны соответствовать 8-й степени точности, цилиндричности - 6-й степени точности по ГОСТ 24643.

1.4.5 Общая длина цилиндра и удлинителей рассчитывается из условия обеспечения максимального хода плунжера с выходом в удлинители примерно на 1/4 часть его длины плюс запас не менее 150 мм. Длина цилиндра должна быть кратной величине 304,8 мм (1фут). Допускается увеличение длины цилиндра (кратно 304,8 мм) при сохранении общей длины сборки (цилиндр плюс удлинители).

1.4.6 Методы и степень упрочнения канала цилиндров определяются условиями эксплуатации насосов и примененными материалами. Например цилиндры из стали 38X2MIOA, упрочненные азотированием, должны иметь поверхностную твердость в канале не менее HV 8,7 ГПа (870 кгс/мм²) и минимальную микротвердость на глубине 0,127 мм не ниже H_ц 4,46 ГПа (446 кгс/мм²) с общей толщиной азотированного слоя от 0,2 до 0,5 мм (не менее 0,35^{1) 2)} мм); цилиндры, упрочненные гальваническим твердым хромом, должны иметь поверхностную твердость в канале HV 0,9-1,16 ГПа (900-1160 кгс/мм²), и толщину хромового покрытия не менее 0,076 мм (0,003") (не менее 0,152 мм)⁴⁾. Шероховатость азотированного и хромового покрытий цилиндра не более Ra 0,32⁵⁾. Открытая пористость хромового покрытия 0,1³⁾ пор/см² (0,05⁴⁾ пор/см²).

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 1.

²⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 2.

³⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 3.

⁴⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 4.

⁵⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00.

1.5 Требования к плунжерам

1.5.1 Плунжеры насосов выполняются из металлов различных марок в зависимости от геолого-технических условий добычи. В случае использования сталей их предел текучести σ_t должен быть не менее 350 МПа, относительное удлинение не менее 20%.

1.5.2 Стальные плунжеры изготавливаются с твердосплавным покрытием или азотированными, в зависимости от геолого-технических условий добычи.

1.5.3 Наружная рабочая поверхность плунжеров Т и 1Т должна иметь напыленное покрытие толщиной не менее 0,203 мм (не менее 0,3¹⁾ мм, не менее 0,254²⁾ мм) и твердостью не менее 595 HV, со стойкостью к коррозии и абразивному износу, а также с триботехническими характеристиками не хуже покрытия из сплава DELORO alloy № 56М в соответствии с ТУ, приведенными в приложении Д.

1.5.4 Плунжеры с упрочненным азотированным слоем должны иметь поверхностную твердость не менее 58 HRC с общей толщиной азотированного слоя от 0,2 до 0,5 мм.

1.5.5 Номинальный наружный диаметр плунжера выполняется в соответствии с требуемой группой посадки. Предельные отклонения наружного диаметра для всех типоразмеров плунжеров и любой группы посадки равны: верхнее - 0, нижнее - минус 0,013 мм. Максимальная разность размеров наружного диаметра одного плунжера 0,01 мм.³⁾

Значение действительного минимального диаметра плунжера записывается в паспорт насоса.

1.5.6 Длина рабочей части плунжера в зависимости от напора указана в таблице 8.

Таблица 8

Напор, м	до 1500	от 1500 до 2000	свыше 2000
Длина плунжера, мм	1295	1600	1905

1.5.7 Допуск прямолинейности плунжеров с диаметром 27-38 мм - 0,05 мм на длине 1200 мм, а для плунжеров диаметром 44-95 мм - 0,03 мм на длине 1200 мм.

1.6 Требования к клапанным парам «седло-шарик» и «седло конуса -клапан».

1.6.1 Для пар «седло-шарик» исполнения SS должны использоваться шарики по ГОСТ 3722 из нержавеющей стали, например, 95X18 или 95X18Ш ГОСТ 5632. Седла должны изготавливаться из нержавеющей стали, например, 95X18 ГОСТ 5632 или 95X18Ш ГОСТ 5632.

Для пар «седло-шарик» исполнения ST должны использоваться шарики и седла из стеллита, а для исполнения TC1 или TC3 - из твердого сплава.

Твердость материалов должна соответствовать указанной в таблице 9.

Размер спекаемых зерен металла для пар из стеллита - 30 мкм, для пар из твердого сплава - 3 мкм.³⁾

Таблица 9

Материал пары «седло-шарик»	Твердость	
	Шарик	Седло
SS (нержавеющая сталь)	58...65 HRC	52...56 HRC
ST (стеллит)	56...63 HRC	50...56 HRC
TC1 (карбид вольфрама)	88...89 HRA	88...89,5 HRA
TC3 (карбид титана)	89...90,5 HRA	89...90,5 HRA

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для групп 1, 2, 4.

²⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 3.

³⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00.

1.6.2 Точность шариков должна соответствовать таблице 10.

Таблица 10

Номинальный диаметр шарика, мм	Степень точности шариков по ГОСТ 3722
до 38	20
от 38 до 50	40
более 50	60

1.6.3 Якорь пары «седло конуса-клапан» должен изготавливаться из стали 40Х ГОСТ 4543 и иметь твердость от 28 до 38 HRC. Остаточная деформация перьев якоря после трехкратного сжатия их на величину рабочего хода не должна превышать 0,3 мм.

Минимальное усилие срыва якоря с седла конуса должно соответствовать таблице 11.

Таблица 11

Условный размер насоса	Минимальное усилие срыва якоря с седла конуса, кН
27 и 32	0,57
38 и 44	2,10
57	2,76
70	4,28
95	4,50

1.6.4 Сопрягаемые поверхности пар «седло-шарик», «седло конуса-клапан» должны быть притерты для обеспечения герметичности. Притертые пары должны поступать на сборку и в ЗИП комплектно. Ширина зоны притира седла клапанных пар от 0,75 мм.¹⁾

1.6.5 Допускается для пар «седло-шарик» и «седло конуса-клапан» применять другие материалы, не ухудшающие технические характеристики изделий.

1.7 Требования к деталям замка и опор

1.7.1 Допуски параллельности должны соответствовать 8-й, торцового биения -9-й, соосности деталей замка и опоры - 10-й степени точности по ГОСТ 24643, а на угол конуса - 13-й степени точности по ГОСТ 8908.

1.7.2 Якорь замка вставного насоса, адаптированного к опоре типа НМ, и якорь опоры типа ОМ должны изготавливаться из стали 40ХН ГОСТ 4543 или другой хромоникелевой стали, не уступающей ей по прочностным характеристикам, с твердостью 40...45 HRC.

1.7.3 Остаточная деформация перьев якоря более 0,3 мм после трехкратного сжатия (разжатия) их на величину рабочего хода не допускается. Усилие срыва замка указано в таблице 6.

1.7.4 Манжеты замков насосов с гидравлическим креплением должны изготавливаться из полиамида-6 (капролона) ТУ6-05-988-87.

1.7.5 Корпуса опор типа ОА должны изготавливаться из стали 40Х ГОСТ 4543 или хромоникелевой стали, не уступающей ей по прочностным характеристикам, с твердостью НВ 293...352.

1.7.6 Конусы опор типа ОА должны изготавливаться из стали 40Х13 ГОСТ 5632 с твердостью от 43 до 53 HRC.

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00.

1.7.7 Седла уплотнительных устройств должны изготавливаться из ст.30X13 с термообработкой HRC 32-38, а уплотнительные кольца – из коррозионно-стойкой стали с термообработкой HRC 40-45.¹⁾

1.8 Требования к исполнению насосных штоков (укороченных штанг)

1.8.1 Насосные штока (укороченные штанги) должны изготавливаться из стали класса прочности D по стандарту API Spec 11 B с пределом текучести σ_T не менее 586 МПа и пределом прочности на растяжение σ_B не менее 793 МПа.

1.8.2 Конструкция укороченных штанг должна быть выполнена по ГОСТ 13877.

1.8.3 Длина укороченных штанг и штока зависит от длины насоса.

1.8.4 Соединения штока с плунжером и штока со штангой должны оснащаться контргайками.

1.8.5 При поставке насоса шток должен быть соединен с плунжером.

1.9 Требования к присоединительным резьбам

1.9.1 Присоединительные резьбы деталей насоса, в зависимости от требований заказчика, выполняются согласно Российским стандартам или API Spec.11AX, API Spec. 5B.

1.9.2 Резьбы на штоках и в сопрягаемых с ними резьбовых соединениях выполняются метрическими по ГОСТ 9150 или дюймовыми по API Spec.11AX (LP модифицированная).

1.9.3 Резьбы на муфтах трубных насосов, сопрягаемых с НКТ, выполняются по ГОСТ Р 52203 (резьба гладких труб).

1.9.4 Резьбы на деталях, сопрягаемых с насосными штангами, выполняются по ГОСТ 13877.

1.9.5 Резьбы к фильтрам выполняются по ГОСТ Р 52203 (резьба гладких труб) или по ГОСТ 6111. По требованию заказчика выполняются резьбы по ГОСТ 6357.

1.9.6 Упрочнение резьб осуществляется фосфатированием²⁾ или азотированием²⁾ (оцинкованием³⁾).

1.10 Требования ко всем деталям, подвергаемым механической обработке

1.10.1 Заусенцы на кромках деталей должны быть удалены, острые кромки притуплены с шероховатостью не ниже прилегающих поверхностей, если на чертеже нет других указаний.

1.10.2 Детали насоса и опоры, за исключением особо точных и обеспечивающих герметичность (шарик, седло клапана и т.п.), должны иметь антикоррозионное покрытие. Допускается применение комбинации нескольких видов покрытия, например: лакокрасочное – для цилиндра, муфт, удлинителей; фосфатирование – для деталей замка, фильтра, корпуса клапана.

1.11 Требования к сборке

1.11.1 Узлы и детали, поступающие на сборку, должны быть тщательно очищены от стружки, загрязнений, не иметь следов ржавчины, окалины и иметь клеймо ОТК, удостоверяющее их соответствие требованиям КД.

1.11.2 Пара «цилиндр-плунжер» должна иметь группу посадки насоса в соответствии с требованием заказчика.

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00.

²⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для групп 1, 3, 4.

³⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для группы 2.

1.11.3 Плунжер, смазанный маслом, должен без заеданий перемещаться по всей длине цилиндра с усилиями, не превышающими указанные в таблице 12.

Таблица 12

Условный размер насоса	Усилие перемещения плунжера в цилиндре, Н, не более	
	1 группа посадки	группы посадки от 2 до 5 включ.
27	200	100
32	200	100
38	200	100
44	200	100
57	300	200
70	300	200
95	400	300

1.11.4 В насосах типа НН2, оснащенных парой «седло конуса-клапан», всасывающий клапан должен безотказно залавливаться в крайнем нижнем положении плунжера при повороте его на пол-оборота по часовой стрелке.

1.11.5 Величина моментов силы (моментов кручения) при свинчивании деталей цилиндров указана в таблице 13.

Таблица 13

Тип насоса	Условный размер насоса	Момент кручения, Н·м ($\pm 5\%$)
Вставной	27	305
	32	305
	38	365
	44	490
	57	730
Трубный	32	405
	44	730
	57	1355
	70	1900
	95	2500

1.11.6 Величина моментов кручения при затяжке резьбового соединения штоков с сопрягаемыми деталями указана в таблице 14.

Таблица 14

Условный диаметр насоса	Резьба на штоке		Момент кручения, Н·м ($\pm 5\%$)
	метрическая	LP модифицированная	
27 и 32	M18 x 1,5	LP-3/8"mod	100
38 и 44	M22 x 1,5	LP-1/2"mod	155
57	M26 x 1,5	LP-3/4"mod	265

1.11.7 Моменты кручения при свинчивании всех остальных цилиндрических резьбовых соединений указаны в таблице 15.

Таблица 15

Диапазоны наружных диаметров резьб		Момент кручения, Н·м (±5%)
дюймы	мм	
от ¾ до 1 включ.	От 19,05 до 25,40 включ.	100
св.1 “ 1¼ “	св.25,40 “ 31,75 “	155
“ 1¼ “ 1½ “	“ 31,75 “ 38,10 “	265
“ 1½ “ 1¾ “	“ 38,10 “ 44,45 “	305
“ 1¾ “ 2 “	“ 44,45 “ 50,80 “	365
“ 2 “ 2¼ “	“ 50,80 “ 57,15 “	490
“ 2¼ “ 2¾ “	“ 57,15 “ 69,85 “	730
“ 2¾ “ 3 ¼ “	“ 69,85 “ 82,55 “	950
“ 3 ¼ “ 4 ¼ “	“ 82,55 “ 107,95 “	1400

1.11.8 Цилиндр в сборе с всасывающим клапаном, плунжер в сборе с нагнетательным клапаном и опора с зафиксированным в ней технологическим заглушенным замком должны быть герметичны.

1.11.9 Свинчивание всех резьбовых соединений с шагом резьбы до 2 мм включительно (плунжера и штока с сопрягаемыми с ними деталями, нагнетательных и всасывающих клапанов и деталей замка вставных насосов) производить на Анатерме 505 ТУ 2257-331-00208947-2002. Допускается применение герметиков других марок с аналогичными свойствами, обеспечивающих герметичность и контровку резьбовых соединений при температуре до 200 °С.

1.11.10 Сборка конических и цилиндрических резьбовых соединений, не включенных в п. 1.10.9, производить на сурике железном ГОСТ 8135 или сурике свинцовом ГОСТ 19151 на основе лака МС-080 ТУ 6-10-937-75. Для герметизации конических резьб допускается использование других материалов. Моменты силы при свинчивании резьбовых соединений и соответствие применяемых контровочных материалов требованиям КД должны контролироваться в процессе сборки контролерами ОТК.

1.11.11 Все материалы, используемые для контровки резьбовых соединений, должны разрушаться (терять контровочные свойства) при нагреве от 200 до 250 °С.

1.11.12 Качество лакокрасочного покрытия должно соответствовать по внешнему виду - V классу по ГОСТ 9.032, а по условиям эксплуатации - группе У2 по ГОСТ 9.104. Внешний вид покрытия - гладкий, однотонный. Цвет окраски - любой, кроме белого и черного. Фосфатное покрытие должно иметь серый цвет, кристаллическую структуру и быть промасленным, толщина от 6 до 21 мкм. Максимальный наружный диаметр цилиндра с удлинителями и всасывающего клапана после нанесения лакокрасочного покрытия зависит от конструкции замковой опоры, в которой устанавливается вставной насос, и должен соответствовать размерам, указанным в таблице 16.

Таблица 16

Условный размер насоса	Максимальный наружный диаметр цилиндра в сборе с удлинителями, мм	
	при установке в замковой опоре ОМ	при установке в замковой опоре НМ
27 и 32	46,5	44,7
38 и 44	57,4	57,4
57	70,5	70,5

1.12 Комплектность

1.12.1 В комплект поставки насоса входят:

- насос в собранном виде, шт. - 1
- фильтр (Фильтр щелевой, ширина каждой прорези не более 3 мм. Соотношение суммарной пропускной способности щелей к площади отверстия всасывающего седла должно быть не менее 24. Концы фильтра резьбовые (муфта ниппель), на нижнем конце должна быть резьбовая заглушка.)¹⁾, шт. - 1
- паспорт насоса, экз. - 1

1.12.2 В комплект поставки опоры входят:

- замковая опора в собранном виде, шт. - 1
- паспорт, экз. - 1

1.12.3 По заявкам потребителей могут дополнительно поставляться любые детали и сборочные единицы насосов и опор и руководство по эксплуатации.

1.13 Маркировка

1.13.1 На наружной поверхности цилиндра насоса краской контрастного цвета должны быть нанесены:

- товарный знак или наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение насоса.

Высота букв и цифр должна быть не менее 25 мм.

1.13.2 Для вставных насосов на ниппеле упорном на цилиндрической части между лысками под ключ, а для невставных насосов - на верхней муфте наносится ударным способом маркировка:

- заводской номер насоса;
- действительный внутренний диаметр цилиндра;
- дата изготовления (месяц и две последние цифры года).

1.13.3 По требованию заказчика в указанном им месте на насосе может наноситься иная маркировка для определения его исполнения (исполнение цилиндра, плунжера, пар «седло – шарик» и т. п.).

1.13.4 На наружной поверхности верхнего переводника опоры ударным способом наносится маркировка:

- товарный знак или наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение опоры;
- заводской номер опоры;
- дата изготовления (месяц и две последние цифры года).

1.13.5 По требованию заказчика содержание маркировки насоса и его компонентов может быть изменено.

1.14 Консервация и упаковка

1.14.1 Поверхности деталей насоса и опоры, не имеющие защитных покрытий, подвергаются консервации, предохраняющей изделие от коррозии при хранении и транспортировании. Консервация производится в соответствии с ГОСТ 9.014 для изделий группы П-2 с вариантами защиты ВЗ-1, ВЗ-2, ВЗ-4. При этом для наружных неокрашенных поверхностей применять вариант внутренней упаковки ВУ-0, а для внутренних обработанных - ВУ-9. Дата консервации и предельные сроки защиты без переконсервации должны указываться в паспорте насоса.

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для трубных насосов группы 2.

1.14.2 Запасные комплекты пар «седло-шарик», завернутые в парафинированную бумагу по ГОСТ 9569, упаковываются в коробку, на которой указывается их обозначение в соответствии с п. 1.2.12.

1.14.3 Все присоединительные резьбы, открытые отверстия и посадочные места насоса и опоры должны быть защищены от повреждений и загрязнений защитными колпаками.

1.14.4 Насосы должны упаковываться в пакеты или ящики не более чем в пять рядов по высоте с расстоянием между опорными точками не более 1,5 м и свисанием концов не более чем длина удлинителя. В опорных точках и между рядами над опорными точками должны устанавливаться деревянные прокладки. Конструкция пакетов или ящиков должна исключать возможность прогиба, падения или сдвига насосов в упаковке при транспортировании.

1.14.5 Опоры должны упаковываться в вертикальном положении в ящиках в один ряд по высоте. Конструкция ящиков должна исключать падение и соударение опор при транспортировке. В ящиках должен быть групповой паспорт и упаковочный лист.

1.14.6 Запасные части к насосам и опорам в законсервированном виде, а также документация, уложенная в пакет из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354, упаковываются в деревянные ящики. В ящиках должен быть упаковочный лист.

1.14.7 Паспорт на насос укладывается в защитный чехол в нижней части насоса.

2 Требования безопасности

2.1 Монтаж и демонтаж насоса на скважине, а также его эксплуатацию следует проводить в соответствии с документом «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

2.2 Монтажные приспособления для подъема насоса над скважиной должны обеспечивать надежный захват перемещаемого груза. На стропах должно быть клеймо с указанием грузоподъемности.

2.3 В ходе стендовых испытаний (в том числе на герметичность) должны быть приняты меры, обеспечивающие безопасность проведения работ в соответствии с ГОСТ 12.3.002.

2.4 В случае использования при монтаже-демонтаже насоса или его узлов инструментов и приспособлений, конструкция которых не предусмотрена документом «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», они должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к устройствам общемашиностроительного назначения по ГОСТ 12.3.002.

3 Экологические требования

3.1 Конструкция насоса должна исключать проникновение смазочных, технологических, рабочих и других жидкостей в окружающую среду в процессе монтажа-демонтажа и эксплуатации.

3.2 Узлы и детали насосов не должны содержать веществ, загрязняющих окружающую среду в процессе их уничтожения.

При необходимости использования в насосе агрессивных и едких веществ узлы, содержащие их, должны быть снабжены предупреждающими надписями, поясняющими особенности их обслуживания, замены и уничтожения.

4 Правила приемки и методы контроля

4.1 Для проверки соответствия насосов и опор требованиям КД и настоящих ТУ устанавливаются следующие виды испытаний:

- приемо-сдаточные испытания;
- периодические испытания;
- испытания на надежность;
- типовые испытания.

4.2 Приемо-сдаточным испытаниям должны подвергаться каждый насос и опора в следующем объеме:

- приемочный контроль;
- испытания на герметичность;
- определение группы посадки (насосы);
- проверка длины хода плунжера и усилия перемещения его в цилиндре (насосы);
- проверка надежности залавливания всасывающего клапана (трубные насосы типа НН2Б);
- испытания на определение минимального усилия срыва якоря с седла конуса всасывающего клапана и остаточной деформации перьев якоря (трубные насосы типа НН2Б);
- испытания на определение минимального усилия срыва замка с опоры и остаточной деформации перьев якоря опоры типа ОМ или перьев якоря замка под опору НМ;
- проверка диаметра насосов после нанесения лакокрасочного покрытия (вставные насосы);
- проверка качества окраски, маркировки, консервации, упаковки и комплектности.

4.2.1 Приемочный контроль осуществляется в процессе всего технологического цикла изготовления изделий и включает в себя:

- проверку запускаемых в производство материалов, заготовок и полуфабрикатов на соответствие требованиям ГОСТов и другой нормативно-технической документации (НТД). Контроль осуществляется по сертификатам на конкретный вид продукции, при отсутствии сертификатов производится химический анализ и механические испытания материала;

- входной контроль комплектующих изделий на соответствие требованиям КД осуществляется по сертификатам качества. При отсутствии документов определяются фактические размеры и параметры согласно КД;

- операционный контроль деталей и сборочных единиц на соответствие требованиям КД, включая проверку размеров, отклонения формы и взаимного расположения поверхностей, шероховатости обработки средствами, предусмотренными технологическими процессами (кроме оговоренных особо);

- прямолинейность оси канала цилиндра контролируется прохождением по всей длине канала скалки длиной 1219 мм диаметром $D_{-0,013}$, где размер D на 0,025 мм меньше номинального диаметра канала цилиндра. В процессе контроля цилиндр должен лежать на опорах, крайние из которых должны находиться на расстоянии 914 мм от его концов. Расстояние между другими опорами должно быть равным 2438 мм;

- величины моментов силы (моментов кручения) при свинчивании деталей насосов должны соответствовать, указанным в п. п. 1.10.5...1.10.7 и обеспечиваться усилием на рукоятке ключа в процессе сборки;

- контроль качества термообработки. Измерение твердости термообработанных деталей должно проводиться, как правило, на несопрягаемых поверхностях. На рабочих поверхностях возвышения металла в местах замера твердости должны быть удалены зачисткой. Контроль качества азотированного слоя цилиндров и плунжеров должен производиться измерением поверхностной твердости и общей или эффективной толщины азотированного слоя по методике предприятия-изготовителя.

Поверхностная твердость определяется на образцах-свидетелях или готовых деталях с помощью прибора «Виккерс» по ГОСТ 2999. Разрешается замер твердости производить прибором «Супер-Роквелл» по ГОСТ 22975 по шкале N15 с переводом на единицы Виккерса по Таблице 1 стандарта ASTM E140-12b¹. Полученные значения твердости должны соответствовать указанному в конструкторской документации.

Общая толщина слоя определяется замерами микротвердости на поперечном шлифе (диорометрический метод). Допускается использование металлографического метода с

применением к полученной величине поправочного коэффициента 1,2 (для стали 38Х2МЮА). При использовании сталей, отличных от 38Х2МЮА, величина поправочного коэффициента должна быть уточнена экспериментально. Микротвердость определяется по ГОСТ 9450 при помощи прибора ПМТ-3;

- качество хромового покрытия должно контролироваться неразрушающими методами по ГОСТ 9.302. Внешний вид проверяют визуально на расстоянии 0,25 м от контролируемой поверхности при освещенности не менее 300 лк. Толщину слоя хрома определяют по разности размеров до и после хромирования. Пористость определяют методами погружения, наложения фильтровальной бумаги, паст или электрохимическим методом контроля пористости и наличия микротрещин хромовых покрытий. Прочность сцепления хромового покрытия определяют одним из методов: полирования, нагрева или изменения температур по ГОСТ 9.302;

- качество лакокрасочного и фосфатного покрытий проверяется путем визуального осмотра при освещенности не менее 300 лк на расстоянии 0,25 м от контролируемой поверхности. Толщина измеряется магнитоиндукционным методом.

4.2.2 Испытаниям на герметичность подвергаются пары «седло-шарик» нагнетательного и всасывающего клапанов, опора, плунжер с нагнетательным клапаном, цилиндр с всасывающим клапаном, пара «седло конуса – клапан» трубных насосов.

4.2.2.1 Опоры и составные части насосов испытываются на гидравлическом стенде при установившемся давлении маслом, не содержащим присадок, вызывающих коррозию, кинематической вязкостью от 10 до 30 мм²/с при 40 °С и степенью очистки по классу не ниже 12 по ГОСТ 17216.

4.2.2.2 Клапаны всех типоразмеров, пара «седло конуса–клапан» и опоры испытываются в течение 1 мин, не считая времени осмотра, давлением 2 МПа. При отсутствии утечек проводится второй этап испытаний в течение 2 мин давлением

$P_{\text{н}} = 1,25 \cdot H \cdot 0,01$ МПа, где H – напор, м, указанный в технических требованиях заказчика. При его отсутствии напор принимается в зависимости от длины плунжера: 1500 м при длине 1295 мм, 2000 м при 1600 мм, 2200 м при 1900 мм. (Для опор $P_{\text{н}}$ равно рабочему давлению, указанному в таблице 6).

Плунжеры в сборе с нагнетательным клапаном и цилиндры в сборе с всасывающим клапаном испытываются давлением $P_{\text{н}}$ в течение 3 мин.

Время осмотра не входит в длительность испытания сборок. Перечисленные сборки считаются годными при отсутствии утечек в местах соединений и по уплотняемым поверхностям.

4.2.2.3 Цилиндры трубных насосов в сборе с всасывающим клапаном и вставных насосов без замковой части в сборе с всасывающим клапаном опрессовываются гидравлическим давлением 19 МПа в течение 10 минут. Падение показания манометра, после отключения источника давления, свыше 0,5 МПа не допускается.

4.2.2.4 Пара «седло-шарик» клапана испытывается с двух сторон седла на вакуумном стенде (например, ПКНГ 818-111) При испытаниях вакуум (показание вакуумметра) должен быть не менее 0,656 кгс/см²; утечки в течение не более 3 секунд не допускаются. Пары, прошедшие испытания, должны быть дополнительно проверены вакуумом 0,1 кгс/см² в течение 1 мин., при этом падение вакуума ниже 0,097 кгс/см² не допускается.

По требованию заказчика испытания могут производиться на вакуумных приборах иной конструкции (например, описанном в приложении Г).

4.2.3 Группа посадки пары «цилиндр-плунжер» определяется по действительным значениям диаметров цилиндров и плунжеров расчетом величины зазора.

4.2.4 Усилие перемещения плунжера в цилиндре проверяется без нагнетающего и всасывающего клапанов динамометром.

4.2.5 Длина хода плунжера проверяется перемещением штока из крайнего нижнего в крайнее верхнее положение. Для вставного насоса замеренная величина должна превышать

регламентированный ход плунжера не менее чем на 150 мм. Для трубного насоса крайние положения плунжера определяются при выходе его рабочей поверхности в удлинители на 1/4 его длины.

4.2.6 Надежность залавливания всасывающего клапана трубного насоса типа НН2Б проверяется поворотом плунжера, находящегося в крайнем нижнем положении в цилиндре, на пол- оборота по часовой стрелке. Не допускается отказов залавливания при трехкратном повторении операции.

4.2.7 Минимальное усилие срыва якоря с седла конуса всасывающего клапана трубного насоса типа НН2Б проверяется с помощью специального приспособления (например, ПКНГ 819-010) приложением усилия, превышающего на 5% указанное в таблице 11.Срыв при этом не должен происходить.

Остаточная деформация якоря проверяется перед сборкой по разности размеров максимального диаметра его перьев после трехкратной посадки в технологическую втулку с отверстием равным диаметру отверстия сопрягаемого седла конуса. Величина остаточной деформации не должна превышать 0,3 мм.

4.2.8 Минимальное усилие срыва замка насоса с опоры типа ОМ или НМ проверяется путем трехкратной посадки замка в опору и срыва его, при этом усилие срыва замка должно быть не менее указанного в таблице 6.

Остаточная деформация перьев якоря замка насоса, адаптированного к опоре типа НМ, после срыва не допускается. Остаточная деформация перьев якоря опоры типа ОМ не должна превышать 0,3 мм и проверяется по разности размеров минимального диаметра отверстия перед сборкой опоры после трехкратной посадки в него оправки размером, соответствующим таблице 17. При испытаниях на усилие срыва допускается использовать технологический замок (для опоры ОМ) или технологическую опору НМ.

Таблица 17.

Условный размер опоры	Наружный диаметр оправки, мм
60	46-0,25
73	57- 0,30
89	70-0,30

4.2.9 Диаметр цилиндров вставных насосов после лакокрасочного покрытия проверяется кольцом с размерами, соответствующими таблице 18.

Таблица 18.

Условный размер насоса	Внутренний диаметр кольца при установке насоса в замковой опоре, мм	
	ОМ	НМ
27 и 32	46,4 ^{+0,1}	44,6 ^{+0,1}
38 и 44	57,4 ^{+0,1}	57,4 ^{+0,1}
57	70,5 ^{+0,1}	70,5 ^{+0,1}

4.2.10 Проверка маркировки, консервации, упаковки и комплектности производится внешним осмотром.

4.2.11 Все детали, сборочные единицы и насосы в собранном виде, а также опоры, не принятые при приемо-сдаточных испытаниях, после устранения дефектов должны подвергаться повторным испытаниям.

4.2.12 Результаты испытаний на герметичность цилиндра с всасывающим клапаном, плунжера с нагнетательным клапаном, а также группа посадки плунжера в цилиндре должны быть указаны в паспорте насоса.

4.3 Периодические испытания проводятся не реже одного раза в год с целью контроля стабильности качества продукции и возможности продолжения ее выпуска.

4.3.1 Периодическим испытаниям подвергаются не менее **трех** насосов и опоры, успешно выдержавшие приемо-сдаточные испытания и подготовленные к отправке потребителю.

При периодических испытаниях насосы и опоры подвергаются разборке и проверке по следующим параметрам:

- правильность сборки на соответствие п.п. 1.4.5, 1.5.7, 1.9.1;
- соответствие применяемых материалов и комплектующих изделий требованиям КД;
- проверка цилиндров насосов на соответствие п.п. 1.4.2, 1.4.4, 1.4.3;
- проверка качества изготовления плунжеров на соответствие п.п. 1.5.3 - 1.5.6, 1.5.8;
- проверка качества покрытий на соответствие п.п. 1.9.2, 1.10.12.

4.3.2 При обнаружении дефектов приемка изделий должна быть остановлена до выявления причин и разработки мероприятий по устранению недостатков.

4.3.3 По окончании проверок насосы и опоры должны быть собраны и испытаны в объеме программы приемо-сдаточных испытаний.

4.4 Испытания насосов на надежность должны проводиться не реже одного раза в 3 года, а опор – не реже одного раза в 5 лет методом подконтрольной эксплуатации. Испытаниям подвергается партия насосов и опор в количестве не менее трех штук каждого типа. Допускается испытания на надежность проводить методом сбора и обработки информации с мест эксплуатации изделий в соответствии с ГОСТ Р 27.403.

4.5 Типовые испытания проводятся при внесении в конструкцию изделий изменений, влияющих на их выходные параметры. Типовые испытания проводятся по специальной программе, учитывающей специфику предполагаемых изменений, при этом внесение изменений в КД производится только при положительных результатах испытаний.

4.6 Результаты испытаний периодических, типовых и на надежность оформляются актом.

4.7 Заказчик проводит входной контроль насоса в следующем объеме: комплектность, внешний вид, отсутствие внешних дефектов, величина и плавность хода плунжера, залавливание всасывающего клапана (у трубных насосов типа НН2Б), функционирование насоса (способность качать жидкость). При желании провести углубленный входной контроль Заказчик обязан объем его и правила проведения согласовать с Изготовителем в соответствии с требованиями ГОСТ 24297.

5 Транспортирование и хранение

5.1 Насосы и опоры могут транспортироваться любым видом транспорта при соблюдении всех требований и правил, действующих на этих видах транспорта.

- Транспортирование грузов автомобильным транспортом должно производиться в соответствии с требованиями «Правил перевозки грузов автомобильным транспортом» (Москва, «Транспорт», 1984г).

- Погрузка, крепление и транспортирование грузов железнодорожным транспортом должно производиться в соответствии с требованиями «Правил перевозки грузов» (Москва, «Транспорт», 1977г) и «Технических условий погрузки и крепления грузов» (Москва, «Транспорт», 1990г).

- Транспортирование грузов водным транспортом (на открытых палубах, в трюмах) должно производиться в соответствии с «Общими и специальными правилами перевозки грузов» (Москва, ЦРИА, «Морфлот», 1979г) и «Правилами перевозки грузов», утвержденными Министерством Речного флота 14.08.78г. N 114.

5.2 Группы условий транспортирования насосов и опор:

5.2.1 В части воздействия климатических факторов по ГОСТ 15150:

- при транспортировании по суше - 8;
- при морских перевозках - 9.

5.2.2 В части воздействия механических факторов по ГОСТ 23170:

- при перевозках любым путем, кроме моря - легкая (Л);
- при перевозках морем - жесткая (Ж).

5.3 Насосы, упакованные в пакеты или ящики, должны транспортироваться и храниться не более чем в два яруса и не менее чем с тремя опорными точками. Группа условий хранения насосов - 6 по ГОСТ 15150. Свисание пакета или ящика с транспортного средства более чем на 0,5 м. не допускается.

5.4 Распакованные насосы должны храниться без снятия защитных приспособлений (колпаки, пробки и т.п.) на стеллажах в горизонтальном положении в закрытом помещении или под навесом, защищающим от атмосферных осадков. На каждый стеллаж укладываются насосы только одного типоразмера с расстоянием между опорными точками не более 1,5 м и свисанием концов не более 0,8 м, не более пяти рядов по высоте. Между рядами, над опорными точками, устанавливаются специальные деревянные прокладки.

5.5 Транспортирование насосов с баз хранения и ремонтных баз (мастерских) на промыслы осуществляется в заводской упаковке или в распакованном виде на специально приспособленных средствах, исключающих возможность прогиба, падения и скольжения насосов. Распакованные насосы должны перевозиться закрепленными к транспортному средству на специальных прокладках, расстояние между которыми должно быть не более 1,5 м. Укладывать насосы навалом, а также перевозить их со свисающими более 0,8 м концами не допускается.

5.6 Погрузка и разгрузка насосов в пакетах, ящиках и прочей таре должна осуществляться с обхватом тросами пакета, ящика на расстоянии одной четверти длины от его концов. При этом не допускаются удары, падения и скольжения, вызывающие повреждения насосов. Снимать защитные колпаки, пробки с насосов и опор разрешается только непосредственно перед спуском в скважину.

5.7 Распакованные опоры должны храниться без снятия защитных приспособлений в вертикальном положении в закрытом помещении или под навесом, защищающим от атмосферных осадков.

5.8 Транспортирование опор с баз хранения на промыслы осуществляется в заводской упаковке или в распакованном виде в таре, исключающей их повреждение.

5.9 Насосы и опоры с истекшим сроком консервации (по паспорту) должны подвергаться переконсервации. Для удаления старой смазки вставные насосы подлежат частичной разборке: из верхнего удлинителя цилиндра вывинчивается замок (для насосов с верхним креплением) или клетка направляющая (для насосов с нижним креплением). Трубные насосы не разбираются. Из всех насосов извлекается плунжер, старая смазка удаляется с помощью органических растворителей, и поверхности протираются сухой чистой хлопчатобумажной салфеткой.

Повторную консервацию производить согласно п.п. 1.13.1 и 1.13.3 настоящих ТУ.

6 Указания по эксплуатации

6.1 Работоспособность насосов зависит главным образом от начального зазора пары «плунжер-цилиндр». Выбор начального зазора производится в соответствии с условиями эксплуатации насоса.

6.2 Запрещается опускать в скважину насосы с просроченным сроком консервации. Такие насосы подлежат переконсервации согласно п.5.9 настоящих ТУ.

6.3 Насосы перед спуском в скважину должны проверяться на функционирование (перемещение плунжера по всей длине цилиндра и способность всасывать и подавать жидкость).

6.4 Насосы должны спускаться только в чистую скважину, призабойная зона и НКТ которой промыты от песчаных пробок, глинистого раствора и т.п. В скважины, обработанные кислотными растворами, насосы разрешается опускать только после полной нейтрализации (потери активности) кислоты. Работы по нейтрализации кислоты, промывке призабойной зоны и НКТ должны вестись в соответствии с действующими технологическими картами и регламентами.

6.5 Вода, закачиваемая для поддержания пластового давления и других целей, которая в дальнейшем станет составной частью пластовой жидкости, должна быть подготовлена согласно действующим отраслевым нормативным документам, т.е. обработана деаэраторами (поглотителями кислорода), бактерицидами для уменьшения коррозионного воздействия на глубиннонасосное оборудование.

6.6 При эксплуатации скважин с коррозионной пластовой жидкостью необходимо использование соответствующих ингибиторов коррозии и бактерицидов согласно рекомендациям отраслевых нормативных документов.

6.7 При каждом спуске внутренняя полость НКТ согласно ГОСТ Р 52203 должна проверяться на прохождение металлической скалки длиной 1250 мм, диаметр которой указан в таблице 19.

Таблица 19

Условный размер НКТ	Толщина стенки, мм	Диаметр скалки, мм
60	5,0	47,9
73	5,5	59,6
89	6,5	72,7

6.8 При работе в наклонно-направленных скважинах не допускается:

- установка насоса на участке, имеющем интенсивность набора кривизны более 1° на 10 м и зенитный угол равный или более 40°;
- спуск насоса без наружного кожуха для защиты СШН от механических повреждений при спуске.

6.9 При спуске насоса необходимо тщательно следить за его чистотой и исключить возможность занесения с устья в скважину грунта, посторонних предметов, а также шлама из НКТ. Для сохранения чистоты невставного насоса типа НН2Б его следует оснащать ловителем механических примесей (шламоуловителем), который защищает насос со стороны трубного пространства НКТ, и устройством для автоматического сцепления плунжера с колонной насосных штанг (автосцепом). Автосцепы рекомендуется применять как для трубных, так и для вставных насосов.

6.10 Прием насосов должен быть снабжен фильтром и (или) другими защитными приспособлениями (газовые, песочные сепараторы и др). При содержании механических примесей в пластовой жидкости более 0,2 г/л обязательно применение песочных сепараторов.

6.11 Применение наружного кожуха рекомендуется не только в наклонно-направленных, но и в вертикальных скважинах для разгрузки цилиндра СШН от веса дополнительных устройств, устанавливаемых на приеме.

6.12 Спуск трубного насоса, оснащенного автосцепом и с установленными в нем плунжером и всасывающим клапаном, производится совместно с НКТ.

Трубные насосы, не оснащенные автосцепом, спускаются совместно с НКТ без плунжера. Опускание плунжера производится на насосных штангах.

6.13 Перед спуском в скважину последних двух-трех насосных штанг при отсутствии автосцепа необходимо прокачать в НКТ воду для промывки насоса от шлама, после чего произвести плавную посадку насоса (плунжера) в замковую опору (цилиндр).

6.14 При установке нижнего положения устьевого штока он должен быть поднят не более величины возможного удлинения колонны насосных штанг плюс запас хода насоса (от 150 до 300 мм). Подъем устьевого штока на высоту больше указанной приводит к уменьшению КПД насоса, а также к чрезмерному выходу плунжера из цилиндра трубного насоса или срыву вставного насоса с замковой опоры.

6.15 Правильность монтажа насоса, а также его работа в процессе эксплуатации контролируются динамометрированием. Динамометрирование проводится непосредственно после завершения монтажа насоса, а также при изменении его производительности, перед подъемом скважинного оборудования и периодически в процессе эксплуатации не реже одного раза в месяц. Одновременно с динамометрированием замеряется производительность насоса и динамический уровень жидкости.

6.16 Данные о работе насосов и их номера в обязательном порядке заносятся в книгу документации на каждую скважину.

6.17 Монтаж и демонтаж штанговых насосов должен производиться в соответствии с документом «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

7 Гарантии изготовителя

7.1 Изготовитель гарантирует соответствие насосов и опор требованиям настоящих ТУ.

7.2 Срок гарантийной наработки (T_g) насосов и опор (12 месяцев)¹⁾ зависит от условий эксплуатации и определяется по формуле:

$$T_g = 400 \cdot K_g, \text{ где}$$

400 – гарантийный срок наработки в сутках для неосложненных условий эксплуатации.

K_g – коэффициент снижения гарантийного срока наработки, определяется по формуле:

$$K_g = A_i \cdot B_i \cdot V_i \cdot G_i \cdot D_i \cdot E_i \cdot J_i \cdot I_i \cdot K_i \cdot L_i, \text{ где}$$

$A_i, B_i, V_i, G_i, D_i, E_i, J_i, I_i, K_i, L_i$ – величина осложняющего фактора, определяется по таблице 20.

¹⁾ В соответствии с требованиями методических указаний ПАО «НК Роснефть» «ЕТТ к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для групп 1, 3, 4.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Таблица 20

Группа факторов	№ п/п	Наименование фактора	Численная величина фактора	Обозначение фактора	К _г	
					Исполнения насоса	
					К	КИ
Факторы, влияющие на коррозионную стойкость*	1.	Обводненность, %	от 0 до 45 свыше 45 до 75 свыше 75 до 99	A1 A2 A3	1,0 0,95 0,85	1,0 0,98 0,95
	2.	Минерализация, г./л.	до 10 свыше 10 до 50 свыше 50 до 80 свыше 80	B1 B2 B3 B4	1,0 0,95 0,90 0,85	1,0 0,97 0,95 0,92
	3.	Содержание растворенных газов (H ₂ S, CO ₂), г./л.	отсутствие наличие	B1 B2	1,0 0,5	1,0 0,6
	4.	Температура пластовой жидкости, °С	до 30 свыше 30 до 60 свыше 60	Г1 Г2 Г3	1,0 0,9 0,8	1,0 0,98 0,95
	5.	Бактериологическая зараженность	отсутствие наличие	Д1 Д2	1,0 0,7	1,0 0,75
Факторы влияющие на износостойкость	6.	Мех. примеси, г./л.	до 0,1 свыше 0,1 до 0,5 свыше 0,5 до 1,2 свыше 1,2	E1 E2 E3 E4	1,0 0,85 0,45 0,4	1,0 0,9 0,6 0,5
	7.	Солеотложения	отсутствие наличие	Ж1 Ж2	1,0 0,85	1,0 0,9
	8.	АСПО, %	до 0,5 1,5...6 свыше	И1 И2 И3	1,0 0,7 0,6	1,0 0,75 0,7
	9.	Зенитный угол в точке подвеса насоса, градус	до 0,5 свыше 0,5 до 15 свыше 15 до 40	K1 K2 K3	1,0 0,95 0,8	1,0 0,98 0,85
	10.	Интенсивность набора кривизны ствола скважины на длине 10 м в точке подвеса СШН, градус	до 0,3 свыше 0,3	Л1 Л2	1,0 0,6	1,0 0,65

Исполнения насоса:

К – обычное (стандартное):

- плунжер – напыленный твердым сплавом (Т);
- цилиндр – азотированный (HN или ИВА);
- пара "седло-шар" – из стали 95Х18Ш.

КИ – износостойкое:

- цилиндр – хромированный (CR);
- пара "седло-шар" – из сплава "стеллит" (ST) или из твердого сплава (ТС1 и ТС3).

* Коррозионная активность пластовой жидкости зависит также от ионного состава растворенных солей, водородного показателя (рН), содержания сернистых соединений и др.

7.3 Гарантийную наработку следует исчислять со дня ввода насоса или опоры в эксплуатацию, но не позднее 6 месяцев со дня поступления их потребителю.

7.4 Срок службы насоса 5,5 лет.

7.5 При преждевременном выходе насоса из строя потребитель складировать насосы с извлеченным плунжером в помещении, защищенном от атмосферных осадков, и направляет на предприятие-изготовитель односторонний акт, содержащий:

- описание сути отказа насоса (опоры) и условий, при которых он был обнаружен. В случае коррозионных поражений описать тип коррозии (сплошная, пятнами, точечная, язвенная и т.д.). При обнаружении несоответствия конструкции требованиям нормативно-технической документации указать применяемые приборы и инструменты, а также методики выявления несоответствия;
- номер скважины, в которую был спущен насос;
- текущую наработку насоса (в сутках) в данной скважине, а также его общую наработку (если предварительно насос эксплуатировался в других скважинах);
- технологический режим скважины на момент отказа оборудования (дебит жидкости и нефти, величины давления в пласте, на забое, затрубное, буферное, информация о простоях или применении периодического режима работы).

К акту должны прилагаться следующие документы:

7.5.1 копия паспорта на насос;

7.5.2 физико-химический анализ пластовой жидкости на момент выявления отказа и на момент сдачи скважины в эксплуатацию, в т.ч. плотность, pH, общая минерализация, содержание H_2S , CO_2 , O_2 , данные о бактериальной зараженности;

7.5.3 динамограммы от вывода насоса на режим до отказа оборудования;

7.5.4 акты о проведении геолого-технических мероприятий на данной скважине в предпусковой период.

7.6 При поступлении акта с приложениями на предприятие-изготовитель последнее направляет в двухнедельный срок на предприятие-потребитель своего представителя. При участии в сделке посредника вызывается также его представитель.

7.7 Комиссия на месте исследует причину отказа и принимает соответствующее решение, о чем составляет двух- (трех-)сторонний акт.

7.8 При отсутствии консенсуса проводится независимая экспертиза в организации, выбранной членами комиссии. Расходы по проведению независимой экспертизы несет сторона, виновная по итогам независимой экспертизы в отказе оборудования.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

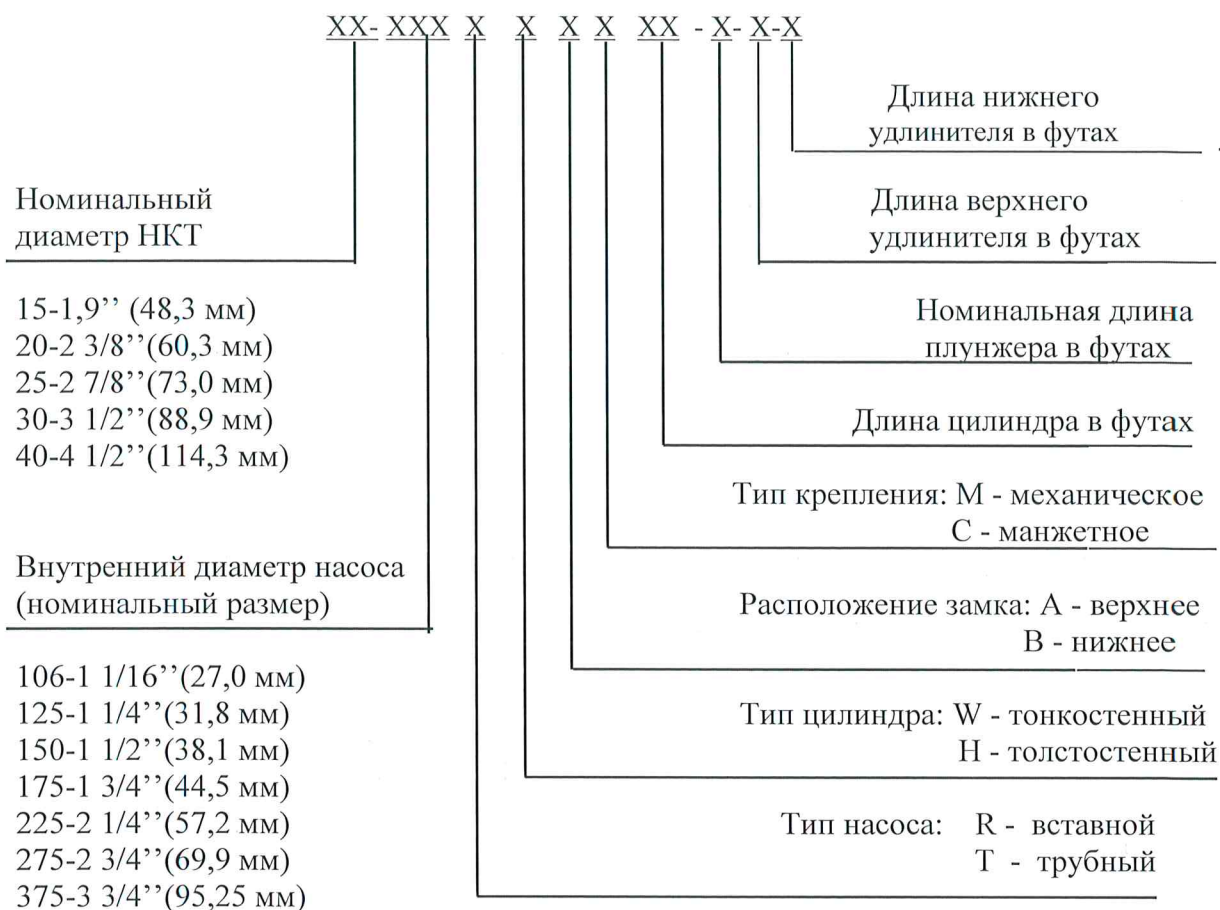
Соответствие обозначения типоразмеров насосов по настоящим ТУ
стандарту API Spec.11AX

Б.1 Соответствие обозначения типоразмеров насосов по настоящим ТУ стандарту API
спес.11AX приведено в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Обозначение	
ТУ	API
HB1Б-27; HB1БГ-27 HB1Б-32; HB1БГ-32 HB1Б-38; HB1БГ-38 HB1Б-44; HB1БГ-44 HB1Б-57; HB1БГ-57	20-106-RHAM; 20-106-RHAC 20-125-RHAM; 20-125-RHAC 25-150-RHAM; 25-150-RHAC 25-175-RHAM; 25-175-RHAC 30-225-RHAM; 30-225-RHAC
HB2Б-27; HB2БГ-27 HB2Б-32; HB2БГ-32 HB2Б-38; HB2БГ-38 HB2Б-44; HB2БГ-44 HB2Б-57; HB2БГ-57	20-106-RHBM; 20-106-RHBC 20-125-RHBM; 20-125-RHBC 25-150-RHBM; 25-150-RHBC 25-175-RHBM; 25-175-RHBC 30-225-RHBM; 30-225-RHBC
HH2Б-32; HH2БГ-32 HH2Б-44; HH2БГ-44 HH2Б-57; HH2БГ-57 HH2Б-70; HH2БГ-70 HH2Б-95	20-125-THM; 20-125-THC 20-175-THM; 20-175-THC 25-225-THM; 25-225-THC 30-275-THM; 30-275-THC 40-375-THM

Б.2 Структура обозначения насосов по стандарту API Spec.11AX



ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Моменты кручения при сборке насосов

В.1 Моменты кручения при сборке насосов приведены в таблице В.1.

Таблица В.1

Применяемость	Величины моментов кручения, Н·м (± 5%)
1. Цилиндры вставных насосов в сборе, условный диаметр:	
27	305
32	305
38	365
44	490
57	730
2. Цилиндры трубных насосов в сборе с удлинителями с цилиндрическими и коническими резьбами, условный диаметр:	
32	405
44	730
57	1355
70	1900
95	2500
3 Резьбы штока в сборе	
M18x1,5	100
M22x1,5	155
M26x1,5	265
4. Все остальные цилиндрические резьбы диаметром, мм	
от 19,05 до 25,40 вкл	100
св. 25,40 до 31,75 “	155
“ 31,75 “ 38,10 “	265
“ 38,10 “ 44,45 “	305
“ 44,45 “ 50,80 “	365
“ 50,80 “ 57,15 “	490
“ 57,15 “ 69,85 “	730
“ 69,85 “ 82,55 “	950
“ 82,55 “ 107,95 “	1400

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(рекомендуемое)

Вакуум-прибор

Вакуум-прибор предназначен для контроля герметичности пары “седло-шарик” клапанов штанговых насосов.

Прибор состоит из корпуса 3, на верхней части которого навернута гайка 2 и установлена резиновая подложка 1. Внутри корпуса размещены стеклянная трубка 9 со шкалой 8. Стеклянная трубка сообщена с гофрированным патрубком 5 на который опирается кнопка 4.

Корпус 3 и крышка 6 установлены на плите 7, а полости гофрированного патрубка и стеклянной трубки заполнены окрашенной жидкостью.

Для контроля герметичности пары “седло-шарик” седло необходимо установить в корпус 3 на резиновую подложку 1 и зажать гайкой 2. Нажимая рукой на кнопку 4, окрашенную жидкость перегоняют из гофрированного патрубка 5 в стеклянную трубку 9, после чего на седло необходимо наложить притертый к нему шарик.

Надавливаемый рукой с усилием 50...100 г притертый шарик поворачивают в седле и фиксируют по шкале 8 изменение уровня окрашенной жидкости в стеклянной трубке после скачка его в начальный момент отпускания кнопки.

Пара “седло-шарик” считается герметичной, если после скачка уровня жидкости в течение 10 с падения его не наблюдается.

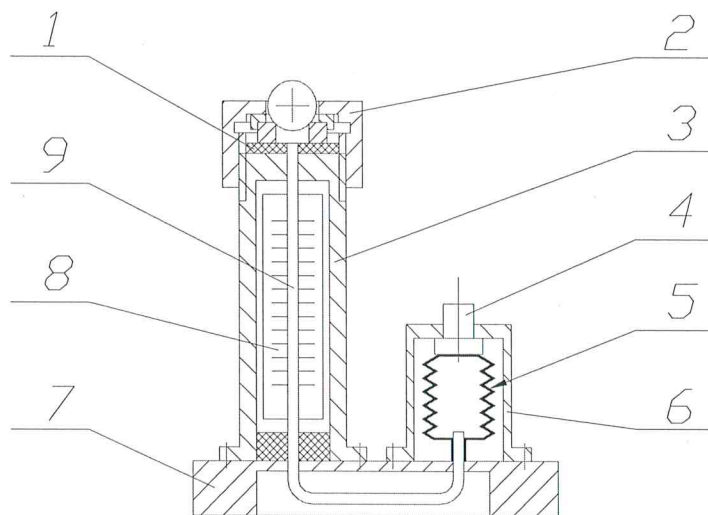


Рисунок Г.1

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)

Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Наименование, содержание	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта ТУ, в котором дана ссылка
ГОСТ 9.014-78	Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.	П.1.14.1
ГОСТ 9.032-74	Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения.	П.1.11.12
ГОСТ 9.104-79	Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации.	П.1.11.12
ГОСТ 9.301-86	Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования.	П.1.5.3
ГОСТ 9.302-88	Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Методы контроля.	П.4.2.1
ГОСТ 12.3.002	СБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности	П. 2.3
ГОСТ Р 27.403-2009	Надежность в технике (ССНТ). Планы испытаний для контроля вероятности безотказной работы	П.4.4
ГОСТ 2999-75	Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу	П.4.2.1
ГОСТ 3722-2014	Подшипники качения. Шарикоподшипники стальные. Технические условия.	П.1.6.1; Таблица 10
ГОСТ 4543-2016	Металлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия	П.п.1.6.3, 1.7.2
ГОСТ 5632-2014	Легированные нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки	П.1.6.1
ГОСТ 6111-52	Резьба коническая дюймовая	Таблицы 1 и 2, п.1.9.5
ГОСТ 6357-81	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба трубная цилиндрическая.	П. 1.9.5
ГОСТ 8135-74	Сурик Железный. Технические условия.	П.1.11.10

Продолжение приложения Д

ГОСТ 9150-2002	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Профиль.	П.1.9.2
ГОСТ 9450-76	Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников.	П.4.2.1
ГОСТ 9569-2006	Бумага парафинированная. Технические условия.	П.1.14.2
ГОСТ 10354-82	Пленка полиэтиленовая. Технические условия.	П.1.14.6
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов	П.п.5.2.1, 5.3
ГОСТ 17216-2001	Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей	П.4.2.2.1
ГОСТ 19151-73	Сурик свинцовый. Технические условия.	П.1.11.10
ГОСТ 22975-78	Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Роквеллу при малых нагрузках (по Супер-Роквеллу).	П.4.2.1
ГОСТ 23170-78Е	Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования.	П.5.2.2
ГОСТ 24643-81	Основные нормы взаимозаменяемости. Допуски формы и расположения поверхностей. Числовые значения.	П.п.1.4.4, 1.7.1
ГОСТ 24297-2013	Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля	П.4.7
ГОСТ 13877-96	Штанги насосные и муфты к ним. Технические условия.	Таблицы 1 и 2, п.1.8.2; 1.9.4
ГОСТ 31835-2012	Насосы скважинные штанговые	Вводная часть
ГОСТ Р 52203-2004	Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.	Таблицы 2 и 6, п.1.9.3; 1.9.5; 6.7
ГОСТ 8908-81	Основные нормы взаимозаменяемости. Нормальные углы и допуски углов.	П.1.7.1
ТУ 2257-331-00208947-2002	Анатерм 505. Технические условия.	П.1.11.9
ТУ 6-10-937-75	Лак МС-080. Технические условия	П.1.11.10
"Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года)	П. п 2.1; 2.4; 6.17

Продолжение приложения Д

ТУ на сплав DELORO №60 M Pouder (Германия)	Порошок износостойкого сплава	П.1.5.3
ТУ 6-05-988-87	Полиамид 6 блочный (капролон)	П.1.7.4
ГОСТ 6111-52	Резьба коническая дюймовая	П.1.9.5
API Spec.11AX	Стандарт Американского нефтяного института на насосы скважинные штанговые	Вводная часть 1.2.5; 1.2.12; 1.9.1: 1.9.2
API Spec. 5B	Стандарт Американского нефтяного института на присоединительные резьбы	П.1.9.1
Таблица 1 стандарта ASTM E140-12b ¹	Стандартные таблицы пересчета величин твердости металлов (Standard Hardness Conversion Tables for Metals)	П. 4.2.1
API Spec 11 B	Спецификация для насосных штанг, полированных штоков, хвостовиков, муфт, ударных штанг, зажимов для полированных штоков, набивочных сальников и нагнетательных тройников. Издание №27, май 2010 г.	П.1.8.1

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(обязательное)

Сведения о гармонизации настоящих ТУ с ГОСТ 31835
и стандартом API Spec 11AX

Объем гармонизации	
ГОСТ 31835	стандарт API Spec 11AX
ТУ гармонизированы в части: - обозначения типоразмеров насосов; - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа ОМ. Дополнительно включены: - вставные насосы с присоединительными размерами к замковым опорам типа НМ; - невставные (трубные) насосы с неизвлекаемым всасывающим клапаном (со сбивным штифтом); - вставные насосы и замковые опоры с креплением «конус в конус».	ТУ гармонизированы в части: - присоединительных резьб деталей насосов; - номинальных размеров и допусков диаметра плунжера и цилиндра; - групп посадок пары «цилиндр-плунжер»; - крепления вставных насосов с нижним замком и всасывающего клапана трубных насосов в седле конуса (в якорном башмаке) - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа НМ; Дополнительно включены: - вставные насосы с присоединительными размерами к замковым опорам типа ОМ; - невставные (трубные) насосы с неизвлекаемым всасывающим клапаном (со сбивным штифтом); - вставные насосы и замковые опоры с креплением «конус в конус».

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ТУ 3665-004-26602587-2015

Лист

35

Лист регистрации изменений

③	нов.	ЛИ/66-19	84-	07.19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Лист