

ТУ-23
22.10.15г.

15.10.15
Ю.П. Метусалов
Генеральный директор
ООО «ПКНМ-Урал»

Взамех ТУ 3665-004-26602587-2013

ТУ 3665-004-26602587-2015

Технические условия

И ОПОРЫ ЗАМКОВЫЕ К НИМ

НАСОСЫ СКВАЖИННЫЕ ШТАНГОВЫЕ

«20» 10
Генеральный директор
ООО «ПКНМ-Урал»
С.И.Игров
2015г.

УТВЕРЖДАЮ
Гр. Т 43

ОКП 36 6570
ОКП 36 6529

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@pkm.ru
Http://www.pkm.ru

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 Упаковка по эксплуатации.....21 23 8

7 Гарантии изготовителя.....23 24 8

Приложение А Коды ОКП насосов и замковых опор.....26 27 8

Приложение Б Соответствие обозначения насосов по

настоящему 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата.
3	14	4466-19	А.И.	07.19	3	14	4466-19	А.И.	07.19
Разраб.	Вуранова	15.10.15	15.10.15	15.10.15	Разраб.	Вуранова	15.10.15	15.10.15	15.10.15
Пров.	Клибучкова	15.10.15	15.10.15	15.10.15	Пров.	Клибучкова	15.10.15	15.10.15	15.10.15
Н.контр.	Вилинина	15.10.15	15.10.15	15.10.15	Н.контр.	Вилинина	15.10.15	15.10.15	15.10.15
Утв.	Киселев	15.10.15	15.10.15	15.10.15	Утв.	Киселев	15.10.15	15.10.15	15.10.15
Насосы скважинные штанговые					Насосы скважинные штанговые				
и опоры замковые к ним					и опоры замковые к ним				
Технические условия					Технические условия				
ООО «ПКНМ-Урал»					ООО «ПКНМ-Урал»				
Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
35	36	35	36	35	35	36	35	36	35
ТУ 3665-004-26602587-2015					ТУ 3665-004-26602587-2015				

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	3	44/66-15	РФ	07.19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
	3			

ТУ 3665-004-26602587-2015

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 2.
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 4.

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

1.2 Основные параметры и характеристики

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

1 Технические требования

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

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

Насос скважинный штанговый НБ1Б – 32-30-15-2 ТУ 3665-004-26602587-2015.

- вставной с замком наверху;
- цельный толстостенный цилиндр;
- условный размер - 32;
- ход плунжера – 300 мм;
- напор - 1500 м;
- группа посадки – 2

Пример записи при заказе насоса с характеристиками:

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.

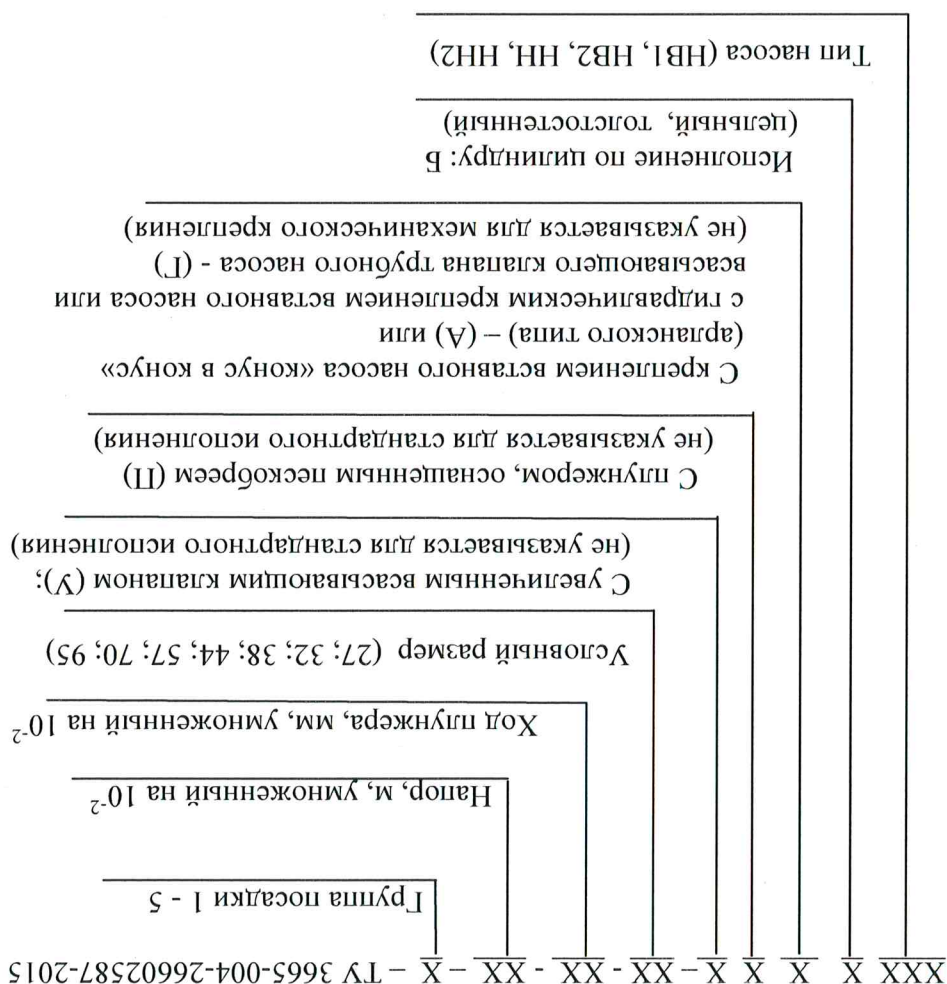
Настоящие технические условия распространяются на насосы скважинные штанговые и опоры замковые к ним, предназначенные для добычи нефти из скважин при обводненности продукции до 99%, максимальной плотности жидкости 1500 кг/м³, содержания газа на приеме насоса до 10%, температуре до 403 К (130 °С), содержании механических примесей до 1,3 г/л (до 1,5 г/л¹ и выше²), CO₂ до 200 мг/л (до 300 мг/л¹ и выше³), H₂S 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 «ПКНМ-Урал».

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

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

- исполнение пиллгера (п. 1.2.8);
- исполнение пунжера (п. 1.2.9);
- исполнение пары «серио-шарик» (п. 1.2.12);
- для вставных насосов - штифт и условный размер замковой опоры (п. 1.2.7).

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



1.2.3 Структура обозначения насосов

- 1.2.2 Насосы изготавливаются следующих типов:
- НВ1 - вставные с замком навеску;
 - НВ2 – вставные с замком вниз;
 - НН – вставные (трубные) с неизвлекаемым всасывающим клапаном (со сбивным штифтом);
 - НН2 – невставные с ловителем.

1.2.6 Замковые опоры изготавливаются следующих типов:
 - ОМ – с цапговым якорем;
 - НМ – под цапговый якорь, установленный на насосе.
 - ОЛ – для гидравлического крепления насоса.
 - ОА – «конус в конус» (аплианского типа).

1.2.7 В условное обозначение замковой опоры входят:
 XX - XX TV 3665-004-26602587-2015

Условный размер опоры (наружный диаметр НКТ): 60; 73; 89.
 Шифр опоры: ОМ; ОЛ; ОА(27-32); ОА(38-44)

Таблица 1

Характеристика насоса	Шифр	Условный размер	Хол пун- жера, м	Напор, м	Присоединительные резьбы		к фланцам ГОСТ 6111	Шифр замковой опоры	Наружный диаметр, мм	
					к	к				
с верхней частью насоса	НВ1Б 27-Х-Х	27	до 3,5	до 2500	Ш-19	К 1"	ОМ-60; НМ-60; ОА(27-32)-73	48,2	59,7	
		до 2200				К 1 ¼"	ОМ-73; НМ-73; ОА(38-44)-73			
						до 3500	Ш-19	К 1 ½"		ОМ-89; НМ-89; ОА(38-44)-73
								до 3000		К 1 ¼"
с нижней частью насоса	НВ2Б 57-Х-Х	57	до 3,5	до 2500	Ш-22	К 1 ½"	ОМ-89	72,9		
		до 3500				Ш-19	К 1"	ОМ-60; НМ-60; ОА(27-32)-73		
							до 3000	К 1 ¼"	ОМ-73; НМ-73; ОА(38-44)-73	
										до 2500

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	304	66-79 117	Р	01.19

TV 3665-004-26602587-2015

Таблица 2

Характеристика насоса	Шифр	Условный размер	Ход шупа, мм	Напор, м	Присоединительные резьбы			Наружный диаметр, мм
Трубы	ННБ 32-Х-Х	32	до 3,5	до 1500	Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	ННБ 44-Х-Х	44				60	К 1 ¼"	73
	ННБ 57-Х-Х	57			Ш-22	73	К 1 ½"	89
	ННБ 70-Х-Х	70				89	К 2"	108
	ННБ 95-Х-Х	95		до 1000	Ш-25	114	К 2 ½"	130
	ННБ 32-Х-Х	32				60	К 1 ¼"	73
	ННБ 44-Х-Х	44			Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	ННБ 57-Х-Х	57				73	К 1 ½"	89
Трубы со сближенным шрифтом	ННБ 44-Х-Х	44	до 3,5	до 1500	Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	ННБ 57-Х-Х	57				73	К 1 ½"	89
	ННБ 70-Х-Х	70			Ш-22	89	К 2"	108
	ННБ 95-Х-Х	95				114	К 2 ½"	130
	ННБ 32-Х-Х	32		до 1000	Ш-25	114	К 2 ½"	130
	ННБ 44-Х-Х	44				60	К 1 ¼"	73
	ННБ 57-Х-Х	57			Ш-19	60	К 1 ¼"	73
	ННБ 70-Х-Х	70				73	К 1 ½"	89

Примечания к таблицам 1 и 2:

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

1.2.8 Цилиндры насосов изготавливаются следующими исполнениями:

- НН – цилиндр цельный, толстостенный с упрочнением
- внутренняя поверхность азотированием;
- ИВА – цилиндр цельный, толстостенный с упрочнением
- внутренняя поверхность азотированием по технологии ИВА;
- СР – цилиндр цельный, толстостенный с твердым хромовым покрытием

внутренней поверхности.

1.2.9 Шупы насосов изготавливаются следующими исполнениями:

- ИН – гладкий, с азотированной наружной поверхностью;
- НН – с кольцевыми канавками, с азотированной наружной поверхностью;
- ИТ – гладкий, с упрочнением наружной поверхности шупом из износостойкого сплава;
- Т – с кольцевыми канавками и с упрочнением наружной поверхности шупом из износостойкого сплава.

1.2.10 По конструкции шупы выпускаются:

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

1.2.11 Примеры записи шупа в технической документации:

- а) шупер гладкий, с азотированной наружной поверхностью, ниппельный шупер ИН-Н;

- б) шупер с кольцевыми канавками и с упрочнением наружной поверхности шупер Т-МП.

шупер Т-МП.

1.2.12 Пары «седло-шарик» клапанов насосов изготавливаются следующими:

- SS - с цилиндрическим седлом и шариком из нержавеющей стали;
- ST - с цилиндрическим седлом и шариком из кобальтового сплава (стелит);
- TC1 - с цилиндрическим седлом и шариком из карбид вольфрама;
- TC3 - с цилиндрическим седлом и шариком из карбид 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-	V11-	V11-	V11-	V11-	V11-	V11-
Диаметр шарика	15,88	19,05	23,83	28,58	31,75	34,93	42,88
Наружный диаметр седла	20,14	23,32	29,67	35,26	37,54	43,69	51,05
Высота седла	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
	106	125	150	175	200	225	250
	V11-	V11-	V11-	V11-	V11-	V11-	V11-
							375
							57,15
							78,03
							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 следующими:

а) по применяемости:

- для всасывающих клапанов насосов HB2;
- для всасывающих клапанов со сбивным штифтом насосов HH;

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 материалу исполнения пары «седло-шарик»:

SS, ST, TC1 или TC3 (п.1.2.12);

д) по условному размеру насоса:

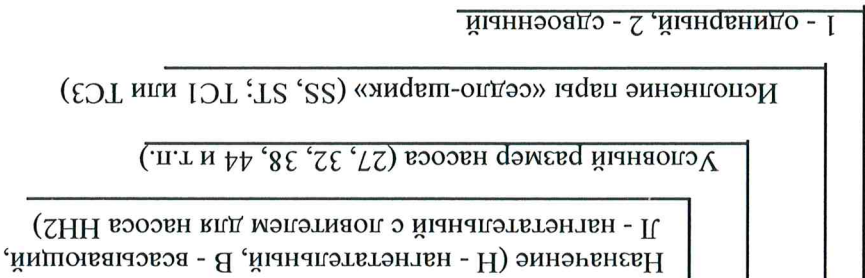
- 27; 32; 38; 44; 57; 70; 95.

е) по назначению:

- магнетальный;
- всасывающий;
- магнетальный с ловителем для насоса HH2

В обозначение клапанного узла входит:

X X X X X X X X X X



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 индексов отсутствует

Примеры записи в технической документации:
а) клапан закрытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения SS, к насосу НВ2 с условным размером 32: клапан IC1SS-32B;
б) клапан закрытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения ST, к насосу НН2 с условным размером 44, нагнетательный с ловителем: клапан C1ST-44Л;
в) клапан открытый, одинарный, с парой «седло-шарик» исполнения SS, к насосу НН2 с условным размером 57, всасывающий: клапан T1SS-57B;
г) клапан закрытый, одинарный с парой «седло-шарик» исполнения TC1, к насосу НН с условным размером 44, всасывающий со сбивным штифтом: клапан 2C1TC1-44B.

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 посадок	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

Тип опоры	Условный размер опоры (присоединительный размер резьбы гладких труб по ГОСТ Р 52203)	Условный размер насоса	Рабочее давление, МПа	Минимальное усилие срыва замка, кН	Габаритные размеры, мм, не более	
					Диаметр	Длина
OM	60	27; 32	35	3,0	73	370
	73	38; 44	30	3,5	89	385
	89	57	25	3,5	108	455
HM	60	27;32	35	3,0	73	210
	73	38;44	30	3,5	89	235
	89	57	25	3,5	108	265
OT	60	27; 32	35	60,3	73	160
	73	38; 44	30	-	-	-
	73	27; 32	35	-	-	-
OA	73	27; 32	35	-	73	160
	73	38; 44	30	-	73	200
	73	27; 32	35	-	73	2,4

Таблица 6

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

Диапазон числа двойных ходов плунжера в мин. 1-12

Условный размер насоса.	Идеальная подача насоса, м³/сут, при ходе плунжера в мм			
	1500	1800	2500	3000
27	13,3	15,9	22,2	26,5
32	17,4	20,5	28,5	34,2
38	24,5	29,5	41,0	49,2
44	32,8	40,2	55,8	67,0
57	55,1	66,4	92,3	110,7
70	83,1	99,7	138,4	166,1
95	153,0	183,6	255,0	305,9

Таблица 5

где d - условный размер насоса, мм;
S - ход плунжера, м.

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

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:

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.

1.4.3 Максимальная разность размеров внутреннего диаметра 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 удлинитель расчитывается из условия обеспечения максимального хода плунжера с выходом в удлинитель примерно на 1/4 часть его длины плунж запас не менее 150 мм. Длина цилиндра должна быть кратной величине 304,8 мм (1 фут). Допускается увеличение длины цилиндра (кратно 304,8 мм) при сохранении общей длины сборки (цилиндр плюс удлинитель).

1.4.6 Методы и степень упрочнения канала цилиндра определяются условиями эксплуатации насосов и применяемыми материалами. Например цилиндры из стали 38Х2МЮА, упрочненные азотированием, должны иметь поверхностную твердость в канале не менее НВ 8,7 ГПа (870 кгс/мм²) и минимальную микротвердость на глубине 0,127 мм не ниже Н_и 4,46 ГПа (446 кгс/мм²) с общей толщиной азотированного слоя от 0,2 до 0,5 мм (не менее 0,35¹⁾²⁾ мм); цилиндры, упрочненные гальваническим твердым хромом, должны иметь поверхностную твердость в канале НВ 0,9-1,16 ГПа (900-1160 кгс/мм²), и толщину хромового покрытия не менее 0,076 мм (0,003") (не менее 0,152 мм⁴⁾). Шероховатость хромового покрытия 0,1³⁾ мкм (0,05⁴⁾ мкм).

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

Таблица 7

насоса.

таблица 7. Значение действительного максимального диаметра цилиндра заносится в паспорт насоса.

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

1.4.1 Цилиндры насосов выполняются из металлов различных марок в зависимости от геолого-технических условий добычи (38Х2МЮА^{1) 2)}, Ст.30-40³⁾⁴⁾). В случае использования сталей их предел текучести σ_т должен быть не менее 480 МПа, относительное удлинение не менее 14%. Материал удлинитель (Ст.45, Ст.32Т2, Ст17ТС^{1) 3)4)}, (Ст.32Т2, Ст17ТС²⁾).

1.4.2 Внутренний диаметр цилиндра должен соответствовать указанному в

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.

Материал пары «седло-шарик»	Твердость	
	Шарик	Седло
SS (нержавеющая сталь)	58...65 HRC	52...56 HRC
ST (стелит)	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

Таблица 9

сплав – 3 мкм.³⁾

Размер снимаемых зерен металла для пар из стелита – 30 мкм, для пар из твердого

Твердость материалов должна соответствовать указанной в таблице 9.

стелита, а для исполнения TC1 или TC3 - из твердого сплава.

Для пар «седло-шарик» исполнения ST должны использоваться шарики и седла из 3722 из нержавеющей стали, например, 95X18 ГОСТ 5632 или 95X18Ш ГОСТ 5632. Изготовляться из нержавеющей стали, например, 95X18 ГОСТ 5632 или 95X18Ш ГОСТ 5632.

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

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

мм, а для плунжеров диаметром 44-95 мм - 0,03 мм на длине 1200 мм.

1.5.7 Допуск прямолинейности плунжеров с диаметром 27-38 мм - 0,05 мм на длине 1200

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

Таблица 8

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

насоса.

Значение действительного минимального диаметра плунжера записывается в паспорт

мм. Максимальная разность размеров наружного диаметра одного плунжера 0,01 мм.³⁾

типоразмеров плунжеров и любой группы посадки равны: верхнее - 0, нижнее – минус 0,013

требуемой группой посадки. Предельные отклонения наружного диаметра для всех

1.5.5 Номинальный наружный диаметр плунжера выполняется в соответствии с

твердость не менее 58 HRC с общей толщиной азотированного слоя от 0,2 до 0,5 мм.

1.5.4 Плунжеры с упрочненным азотированным слоем должны иметь поверхность

приведенными в приложении Д.

характеристиками не хуже покрытия из сплава DELORO alloy № 56M в соответствии с TV,

менее 595 НВ, со стойкостью к коррозии и абразивному износу, а также с триботехническими

покрытие толщиной не менее 0,203 мм (не менее 0,3¹⁾ мм, не менее 0,254²⁾ мм) и твердость не

1.5.3 Наружная рабочая поверхность плунжеров Т и IT должна иметь напыленное

азотированными, в зависимости от геолого-технических условий добычи.

1.5.2 Стальные плунжеры изготавливаются с твердосплавным покрытием или

должен быть не менее 350 МПа, относительное удлинение не менее 20%.

геолого-технических условий добычи. В случае использования сталей их предел текучести σ_T

1.5.1 Плунжеры насосов выполняются из металлов различных марок в зависимости от

1.5 Требования к плунжерам

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.

твёрдостью от 43 до 53 НРС.

1.7.6 Конусы опор типа ОА должны изготавливаться из стали 40Х13 ГОСТ 5632 с 293...352.

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

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

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

1.7.2 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 твёрдостью 40...45 НРС.

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 Требования к деталям замка и опор

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.

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

Таблица 11

1.6.3 Якорь пары «седло конуса-клапан» должен изготавливаться из стали 40Х ГОСТ 4543 и иметь твёрдость от 28 до 38 НРС. Остаточная деформация первья 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.

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

Таблица 10

1.6.2 Точность шариков должна соответствовать таблице 10.

Изм.	№ докум.	Лист	Изм.
	67-69	19	8
Полн.	Дат.		
	07/19		
ТУ 3665-004-26602587-2015			
Лист			
13			

1.7.7 Седла уплотнительных устройств должны изготавливаться из ст.30Х13 с термообработкой НРС 32-38, а уплотнительные кольца – из коррозийно-стойкой стали с термообработкой НРС 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 В 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 контряками.

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 трюбных насосов, сопрягаемых с НКТ, выполняются по ГОСТ Р 52203 (резьба гладких трюб).

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 трюб) или по ГОСТ 6111. По требованию заказчика выполняются резьбы по ГОСТ 6357.

1.9.6 Упрочнение резьб осуществляется фосфатированием²⁾ или азотированием³⁾ (опционально).

1.10 Требования ко всем деталям, подвергаемым механической обработке

1.10.1 Заусеницы на кромокках 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 покрытий, например: лакокрасочное – для цилиндров, муфт, удлинительей; 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, окалинны и иметь клеймо ОТК, удовлетворяющее 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 для группы 2.

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.

Условный диаметр насоса	метрическая	LP модифицированная	LP-3/4"mod	265
	Резьба на штоке		LP-1/2"mod	155
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	

Таблица 14

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

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

Таблица 13

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

1.11.4 В насосах типа NH2, оснащенных парой «седло конуса-клапан», всасывающий клапан должен безотказно закрываться в крайнем нижнем положении при повороте его на пол-оборота по часовой стрелке.

Условный размер насоса	1 группа посадки	группы посадки от 2 до 5 вклю.
27	200	100
32	200	100
38	200	100
44	200	100
57	300	200
70	300	200
95	400	300

Таблица 12

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

Таблица 16

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

1.11.8 Цилиндр в сборе с всасывающим клапаном, пунжер 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 (пунжера и потока с сопрягаемыми с ними деталями, нагнетательных и всасывающих клапанов и деталей замка всасывающих насосов) производить на Анаерме 505 TV 2257-331-00208947-2002. Допускается применение герметиков других марок с аналогичными свойствами, обеспечивающих герметичность и контроль 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 сушке железом ГОСТ 8135 или сушке свинцовом ГОСТ 19151 на основе лака МС-080 TV 6-10-937-75. Для герметизации конических резьб допускается использование других материалов. Моменты силы при свинчивании резьбовых соединений и соответствия применяемых контрольных материалов требованиям КД должны контролироваться в процессе сборки контролемами ОТК.

1.11.11 Все материалы, используемые для контроля резьбовых соединений, должны разгружаться (герметизирующие 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 V2 по ГОСТ 9.104.

Внешний вид покрытия - гладкий, однородный. 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 удлинителем 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 15

Диапазоны наружных диаметров резьбы	Дюймы	мм	Момент кручения, Н·м (±5%)
от 3/4 до 1 включ.	от 19,05 до 25,40 включ.	100	155
1/4	31,75	265	155
1/2	38,10	305	265
3/4	44,45	365	305
2	50,80	490	365
2 1/4	57,15	730	490
2 3/4	69,85	950	730
3 1/4	82,55	1400	950
3 1/4	82,55		1400

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

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

1.14.3 Все присоединительные резоры, 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 грузовой 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.

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 захват перемещаемого груза. На стропках 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.

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 Конструктивная 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,

особенности их положения, а также их потребности в помощи и поддержке.

4 Правильна приемки и методы контроля

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	301	51-66-177	Р/Р	02.10

TV 3665-004-26602587-2015

Лист 18

4.2 Прием-сдаточным испытанием 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 закрывающего клапана (трубные насосы типа HH2B);
- испытания на определение минимального усилия срыва якоря с седла конуса всасывающего клапана и остаточной деформации перьев якоря (трубные насосы типа HH2B);
- испытания на определение минимального усилия срыва замка с опоры и остаточной деформации перьев якоря типа OM или перьев якоря замка под опору HM;
- 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 закупаемых 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
- 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 сечениями, предусматриваемыми 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 цилиндра должен лежать на опорах, крайние из которых должны находиться на расстоянии 914 мм от его концов. Расстояние между опорами должно быть равным 2438 мм;
- величина моментов (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 несоприкасаемых поверхностях. На рабочих поверхностях возвышения металла в местах замера твердости должны быть удалены зачисткой. Контроль качества азотированного слоя цилиндра и плунжера должен производиться измерением твердости азотированного слоя плунжера и общей или эффективной азотированного слоя по методике предприятия-изготовителя.
- Поверхностная твердость определяется на образцах-свидетелях или готовых деталях с помощью прибора «Викерс» по ГОСТ 2999. Разрешается замер твердости производить прибором «Супер-Роквелл» по ГОСТ 22975 по шкале N15 с переводом на единицы Викерса по таблице 1 стандарта ASTM E140-12b¹. Полученные значения твердости должны соответствовать указанным в конструкторской документации.
- Общая толщина слоя определяется замерами микротвердости на поперечном шлифе (микрометрический метод). Допускается использование металлографического метода с

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	19
3	301	УЛ 66-19	Р	07/19	Лист
TV 3665-004-26602587-2015					19
применением к полученной величине поправочного коэффициента 1,2 (для стали 38Х2МЮА). При использовании стальной, 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 поружения, наложения фильтровальной бумаги, паст или электрохимическим методом контроля пористости и наличия микропористых покрытий. Пористость 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 магнитотониндукционным методом. 4.2.2 Испытания на герметичность подвигаются пары «седло-шарик» нагнетательного и всасывающего клапанов, опора, плунжер с нагнетательным клапаном, цилиндр с всасывающим клапаном, пара «седло конуса – клапан» трибных насосов. 4.2.2.1 Опоры и составные части насосов испытываются на гидравлическом стенде при установившемся давлении масла, не содержащим присадок, вызывающих коррозию, кинематической вязкостью от 10 до 30 мм²/с при 40 °С и степенно очистки по классу не ниже 12 по ГОСТ 17216. 4.2.2.2 Клапаны всех типов насосов, 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 $P_n = 1,25 \cdot H \cdot 0,01 \text{ МПа, где } H - \text{напор, м, указанный в технических требованиях заказчика. При его отсутствии напор принимается в зависимости от длины плунжера: 1500 м при длине 1295 мм, 2000 м при 1600 мм, 2200 м при 1900 мм. (Для опор } P_n \text{ равно рабочему давлению, указанному в таблице 6).}$ Плунжеры в сборе с нагнетательным клапаном и цилиндр в сборе с всасывающим клапаном испытываются давлением P_n 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 трибных 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 показаний 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, ПКНТ 818-111) При испытании 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 Пробы посадки пары «цилиндр-плунжер» определяется по действительным значениям диаметров цилиндров и плунжеров расчетом величин зазора. 4.2.4 Усилие перемещения плунжера в цилиндре проверяется без нагнетания 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					

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

3 3-м 4466-19 07.19

Изм. Лист

20

ТВ 3665-004-26602587-2015

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

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

4.2.7 Минимальное усилие срыва якоря с седла конуса всасывающего клапана трубоного насоса типа НН2Б проверяется с помощью специального приспособления (например, ПКНТ 819-010) приложенным усилием, 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 шейки 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 шейки якоря замка насоса, адаптированного к опоре типа НМ, после срыва не допускается. Остаточная деформация шейки 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	ОМ	Внутренний диаметр кольца при установке насоса в замковой опоре, мм
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 нагревательным клапаном, а также группа посадки плунжера в цилиндре должны быть указаны в паспорте насоса.

Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	УУ 66-19	А.А.	07.10
Лист	TV 3665-004-26602587-2015		
21			

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 перевозок грузов автомобильным транспортом» (Москва, «Транспорт», 1984г).
- Поручка, крепление и транспортирование грузов железнодорожным транспортом должно производиться в соответствии с требованиями «Правил перевозок грузов» (Москва, «Транспорт», 1977г) и «Технических условий поручки и крепления грузов» (Москва, «Транспорт», 1990г).
- Транспортирование грузов водным транспортом (на открытых палубах, в трюмах) должно производиться в соответствии с «Общими и специальными правилами перевозок грузов» (Москва, ЦРПА, «Морфлот», 1979г) и «Правилами перевозки грузов», утвержденными Министерством Речного флота 14.08.78г. № 114.
- 5.2 Группы условий транспортирования насосов и опор:
- 5.2.1 В части воздействия климатических факторов по ГОСТ 15150:
- 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 испытанием подвергаются не менее трех насосов и опор, 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 покрытия 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 проверки 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 испытание 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, заглавливание 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	3414	44466-19	РП	07.19

Лист	22
------	----

TV 3665-004-26602587-2015

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

салифеткой.

организмических растворов, и подвержены противостоят сухой чистой хлопчатобумажной

разбавляются. Из всех насосов извлекается пульт, старая смазка удаляется с помощью

или кистка направляющая (для насосов с нижним креплением). Трубы насосы не

из верхнего цилиндра вывинчивается замок (для насосов с верхним креплением)

переконсервации. Для удаления старой смазки вставные насосы подлежат частичной разборке:

5.9 Насосы и опоры с истекшим сроком консервации (по паспорту) должны подвергаться

упаковке или в упакованном виде в таре, исключающей их повреждение.

5.8 Транспортирование опор с баз хранения на промыслах осуществляется в заводской

атмосферных осадков.

вертикальном положении в закрытом помещении или под навесом, защищающим от

5.7 Упакованные опоры должны храниться без снятия защитных приспособлений в

непосредственно перед спуском в скважину.

насосов. Снимать защитные колпачки, пробки с насосов и опор разрешается только

концов. При этом не допускаются удары, падения и скользящие повреждения

осуществляться с обхватом тросами пакета, ящика на расстоянии одной четверти длины от его

5.6 Подъемка и разгрузка насосов в пакетах, ящиках и прочей таре должна

допускается.

Укладывать насосы навалом, а также перевозить их со свисающими более 0,8 м концами не

средств на специальных прокладках, расстояние между которыми должно быть не более 1,5 м.

насосов. Упакованные насосы должны перевозиться закрепленными к транспортному

приспособленным средствам, исключающим возможность прогиба, падения и скользящие

промыслах осуществляется в заводской упаковке или в упакованном виде на специально

5.5 Транспортирование насосов с баз хранения и ремонтных баз (мастерских) на

устанавливаются специальные деревянные прокладки.

концов не более 0,8 м, не более пяти рядов по высоте. Между рядами, над опорными точками,

только одного типа: между опорными точками не более 1,5 м и свисанием

под навесом, защищающим от атмосферных осадков. На каждый стеллаж укладываются насосы

(колпачки, пробки и т.п.) на стеллажах в горизонтальном положении в закрытом помещении или

5.4 Упакованные насосы должны храниться без снятия защитных приспособлений

0,5 м. не допускается.

насосов - 6 по ГОСТ 15150. Свисание пакета или ящика с транспортным средством более чем на

не более чем в два яруса и не менее чем с тремя опорными точками. Группы условий хранения

5.3 Насосы, упакованные в пакеты или ящики, должны транспортироваться и храниться

- при перевозках морем - жесткая (Ж).

- при перевозках любым путем, кроме моря - легкая (Л);

5.2 В части воздействия механических факторов по ГОСТ 23170:

- при морских перевозках - 9.

- при транспортировании по суше - 8;

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 дезараторами (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 проходимость 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 zenithный 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 сгущения плунжера с колонной насосных штанг (автосцеппом). Автосцеппы рекомендуются 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	344	44/66-19	А.Г.	07.19

Лист

24

TV 3665-004-26602587-2015

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

6.12 Спуск трубопровода насоса, оснащенного автоцепом и с установочными в нем плунжером и всасывающим клапаном, производится совместно с НКТ.

Трубы насосы, не оснащенные автоцепом, 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 автоцепов 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 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 документацию 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 работы (Т_г) насосов и опор (12 месяцев)¹⁾ зависит от условий эксплуатации и определяется по формуле:

$$T_g = 400 \cdot K_r, \text{ где}$$

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

K_r – коэффициент снижения гарантийного срока работы, определяется по формуле:

$$K_r = A_1 \cdot B_1 \cdot C_1 \cdot D_1 \cdot E_1 \cdot F_1 \cdot G_1 \cdot H_1 \cdot I_1 \cdot J_1 \cdot K_1 \cdot L_1, \text{ где}$$

A₁, B₁, C₁, D₁, E₁, F₁, G₁, H₁, I₁, J₁, K₁, L₁ – величина осложняющего фактора, определяется по таблице 20.

¹⁾ В соответствии с требованиями к оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 версия 6.00 для групп 1, 3, 4.

Таблица 20

Группа	№	Наименование фактора	Численная величина фактора	Обозначение фактора	Исполнения насоса	
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 1,0 0,95 0,85	1,0 0,97 0,90 0,92
Факторы, влияющие на износостойкость	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	T1 T2 T3	1,0 0,9 0,8	1,0 0,98 0,95
Факторы, влияющие на износостойкость	5.	Бактериологическая зараженность	отсутствие наличие	D1 D2	1,0 0,7	1,0 0,75
	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
Факторы, влияющие на износостойкость	7.	Солеотложение	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
Факторы, влияющие на износостойкость	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 створа 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 (НН или ИВА);
- пара "седло-шар" – из стали 95Х18М.

КН – износостойкое:

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

* Коррозионная активность пластовой жидкости зависит также от ионного состава растворенных солей, водородного показателя (pH), 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
3	384	УЛ-66-15	М-15	07.15

TV 3665-004-26602587-2015

25

Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	31	УЛ 66 - 99/77	Р/	07/15

Лист

26

ТВ 3665-004-26602587-2015

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

- описание сути отказа насоса (опоры) и условий, при которых он был обнаружен. В случае коррозионных поражений (сплошная, пятная, 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 предвартельно насос эксплуатировался в других скважинах);
- технологический режим скважины на момент отказа оборудования (дебит жидкости и нефти, величинны давления в пласте, на забое, затрубное, буферное, инфорация 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 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 загрязненности;

7.5.3 динамометры 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 приложением на предприятие-изготовитель последнее направляет в двухнедельный срок на предприятие-потребитель своего представителя. При участии в слелке 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 отсуствии 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 А

(обязательное)

Коды ОКП насосов и замковых опор

А.1 Коды ОКП насосов приведены в таблице А.1

Таблица А.1

Шифр насоса	Код ОКП
НВ1Б-27; НВ1БТ-27	36 6571 1000
НВ1Б-32; НВ1БТ-32	36 6571 2000
НВ1Б-38; НВ1БТ-38	36 6571 3000
НВ1Б-44; НВ1БТ-44	36 6571 4000
НВ1Б-57; НВ1БТ-57	36 6571 5000
НВ2Б-27; НВ2БТ-27	36 6571 1000
НВ2Б-32; НВ2БТ-32	36 6571 2000
НВ2Б-38; НВ2БТ-38	36 6571 3000
НВ2Б-44; НВ2БТ-44	36 6571 4000
НВ2Б-57; НВ2БТ-57	36 6571 5000
НН2Б-32; НН2БТ-32; ННБ-32	36 6572 2000
НН2Б-44; НН2БТ-44; ННБ-44	36 6572 3000
НН2Б-57; НН2БТ-57; ННБ-57	36 6572 4000
НН2Б-70; НН2БТ-70; ННБ-70	36 6572 5000
НН2Б-95	36 6572 6000

А.2 Коды ОКП замковых опор приведены в таблице А.2

Таблица А.2

Шифр опоры	Код ОКП
ОМ-60	36 6529
ОМ-73	36 6529
ОМ-89	36 6529
НМ-60	36 6529
НМ-73	36 6529
НМ-89	36 6529

Соответствие обозначения типоразмеров насосов по настоящему ТУ

Стандарты API Spec. 11AX

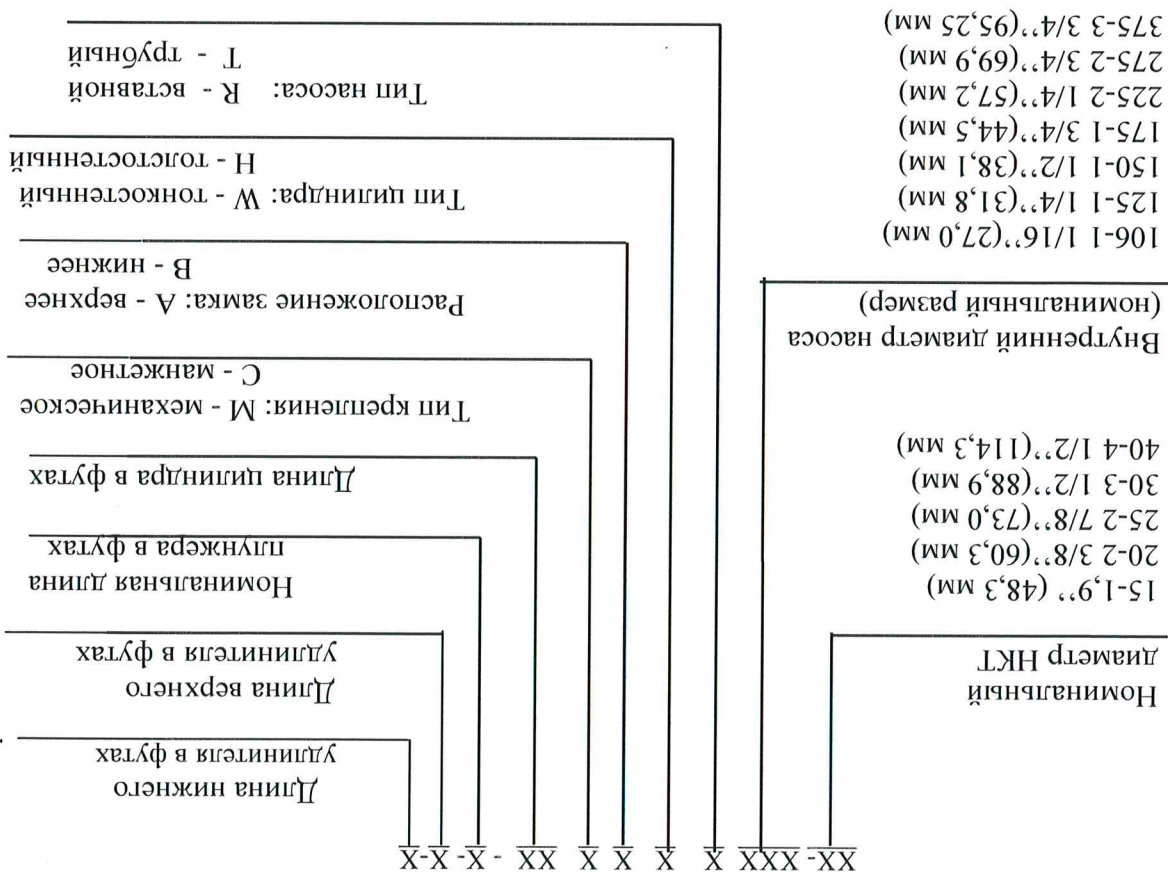
Б.1 Соответствие обозначения типоразмеров насосов по настоящим TV стандарту API

spec. IAX приведено в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Обозначение	
TV	HB1B-27; HB1Bf-27 HB1B-32; HB1Bf-32 HB1B-38; HB1Bf-38 HB1B-44; HB1Bf-44 HB1B-57; HB1Bf-57
API	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
	HB2B-27; HB2Bf-27 HB2B-32; HB2Bf-32 HB2B-38; HB2Bf-38 HB2B-44; HB2Bf-44 HB2B-57; HB2Bf-57
	HH2B-32; HH2Bf-32 HH2B-44; HH2Bf-44 HH2B-57; HH2Bf-57 HH2B-70; HH2Bf-70
	40-375-THM 20-125-THM; 20-125-THC 20-175-THM; 20-175-THC 25-225-THM; 25-225-THC 30-275-THM; 30-275-THC

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



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	39M	УУ 66 - 19	В.И.	07.10

TV 3665-004-26602587-2015

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

Изм.	Илст.	№ докум.	Подп.	Дата
8	304	УЛ66-19	РФ	07/19
Илст.				

TV 3665-004-26602587-2015

ПРИЛОЖЕНИЕ Г (рекомендуемое)

Вакуум-прибор

Вакуум-прибор предназначен для контроля герметичности пары "седло-шарик" клапанов штатных насосов.

Прибор состоит из корпуса 3, на верхней части которого навёрнута 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 патрубков 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 перетоняют из гофрированного патрубков 5 в стеклянную трубку 9, после чего на седло необходимо наложить притертый к нему шарик.

Надавливаемой 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 отпущения кнопки.

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

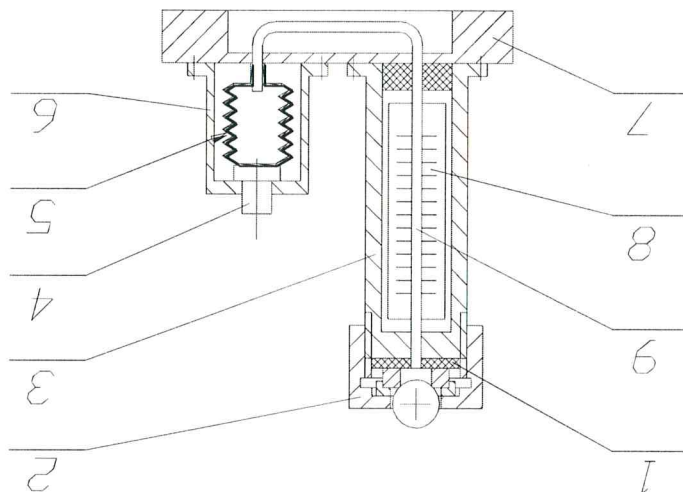


Рисунок Г.1

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
8	301	УЛ 66-19	В.В.	07.19

TV 3665-004-26602587-2015

ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное)

Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Наименование, содержание	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта TV, 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. Шариковые 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	Сурпик Железные. 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 Сунпер-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 насосо-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	Анаترم 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 безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 12 января 2015 года)	П. п 2.1; 2.4; 6.17

Изм. Инст	№ докум.	Подп.	Дата	Изм. Инст	№ докум.	Подп.	Дата
34	34	34	34	34	34	34	34
34	34	34	34	34	34	34	34

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

Продолжение приложения Д

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:	ТУ гармонизированы в части:
- обозначения типовых насосов; - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа ОМ; - присоединительных размеров вставных насосов в селле конуса (в якорном башмаке) - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа НМ; - крепления вставных насосов с нижним замком и всасывающего клапана трубных насосов в селле конуса (в якорном башмаке) - 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 селле конуса (в якорном башмаке) - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа НМ; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа ОМ; - невставные (трубные) насосы с неизвлекаемым всасывающим клапаном (с обивным штифтом); - вставные насосы и замковые опоры с креплением «конус в конус».	- обозначения типовых насосов; - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа ОМ; - присоединительных размеров вставных насосов в селле конуса (в якорном башмаке) - присоединительных резьб к насосно-компрессорным трубам и штангам; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа НМ; - присоединительных размеров вставных насосов к замковым опорам типа ОМ; - невставные (трубные) насосы с неизвлекаемым всасывающим клапаном (с обивным штифтом); - вставные насосы и замковые опоры с креплением «конус в конус».

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Лист регистрации изменений

Изменение	Номера листов (стр.)					Всего листов (стр.)	В докум.	№ документа	Входящий № сопроводительного документа и дата	Подпись	Дата
	Изм.	Новых	Изыятых	Замененных	Изм.						
Изм. 1	9,15	-	-	-	35	31-16	Метусалло	17.03.16	08.02.18	29.03.18	Изм. 3
Изм. 2	3	-	-	-	35	22-18	Метусалло	08.02.18	11.07.18	24.07.18	Изм. 4
Изм. 3	18	18-23	-	-	35	52-18	Метусалло	29.03.18	11.07.18	24.07.18	Изм. 5
Изм. 4	18	18	-	-	35	93-18	Буранова	11.07.18	01.11.18	05.07.19	Изм. 6
Изм. 5	12	12	-	-	35	103-18	Буранова	24.07.18	01.11.18	05.07.19	Изм. 7
Изм. 6	3;12;14;17;18;20;31;32;34	-	-	-	35	116-18	Шляпин	01.11.18	31.07.19	31.07.19	Изм. 8
Изм. 7	10, 33	10, 33	-	-	35	58-19	Шляпин	05.07.19	31.07.19	31.07.19	Изм. 8
Изм. 8	2	3-5, 9-35	36	-	36	66-19	Шляпин	31.07.19	31.07.19	31.07.19	Изм. 8

Изм. лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм. 8	Изм. 8	Изм. 8	Изм. 8

TY 3665-004-26602587-2015