

Республика Татарстан

ОАО «ТАТНЕФТЬ»

Нормативно-исследовательская станция

**СПРАВОЧНИК
МАСТЕРА ПО ДОБЫЧЕ
НЕФТИ**

Альметьевск, 2000

Республика Татарстан
ОАО «Татнефть»
Нормативно-исследовательская станция

СПРАВОЧНИК МАСТЕРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Альметьевск, 2000

Справочник мастера по добыче нефти.
Под общей редакцией Боярова А.И.
Исполнители: Ишемгузин С.Б., отделы НИС АО "Татнефть",
управления "ТатАСУнефть", 2000, 334 с.

В справочнике описаны основные свойства нефти месторождений Татарстана. Представлена характеристика обсадных, бурильных, насосно-компрессорных, водонефтегазопроводных труб, насосных штанг, оборудования для механизированной добычи нефти и поддержания пластового давления, системы сбора и подготовки нефти и оборудования, применяемого при текущем и капитальном ремонте скважин.

Даны нормативы численности цеха добычи нефти и газа, плановая себестоимость, сведения о средней заработной плате работников нефтепромыслов, использование информационно-вычислительных систем в управлении добычей нефти и газа, сведения по охране и безопасности труда.

Справочник предназначен для мастеров по добыче нефти и газа и инженерно-технических работников нефтедобывающих предприятий.

Табл. 192, ил. 60, список лит. – 24 назв.

Компьютерный набор и верстка - Иванова В.А.

- При перепечатке ссылки на сборник обязательны.
- Копирование только с письменного разрешения.
- Настоящий сборник не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения исполнителя (НИС ОАО "Татнефть").

1. Пористость и проницаемость

Пористость различных пород изменяется в широких пределах (табл. 1).

Пористость некоторых горных пород

Таблица 1

Породы	Пористость, %	
	от	До
Изверженные	0,05	1,25
Глинистые сланцы	0,54	1,4
Глины	6,0	50,0
Пески	6,0	52,0
Песчаники	3,5	19-25
Известняки и доломиты	0,6	10-12

За единицу проницаемости принимается проницаемость пористой среды, при фильтрации через участок которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Коэффициент проницаемости k имеет размерность площади (м^2). Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей – дарси (Д), которая в 10^{12} раз меньше проницаемости в 1 м^2 . Большая часть нефтеносных и газоносных пластов имеет проницаемость от $0,1$ до $2,0$ Д.

2. Физические свойства нефти, газа и воды

Плотность пластовой нефти всегда ниже плотности сепарированной (табл. 3).

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей, при широком изменении минерализации может быть различной (табл. 2).

Зависимость плотности воды нефтяных месторождений от содержания в ней минеральных веществ

Таблица 2

Плотность воды при $15,5^\circ\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	Количество растворенного минерального вещества, $\text{мг}/\text{л}$	Плотность воды при $15,5^\circ\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	Количество растворенного минерального вещества, $\text{мг}/\text{л}$
1000	-	1080	113200
1020	27500	1100	143500
1040	55400	1120	175800
1060	83700	1140	210000

Нижес приведены относительные плотности некоторых попутных газов (при нормальных условиях):

Воздух	1
N ₂	0.9673
CO ₂	1.5291
H ₂ S	1.1906

CH ₄	0.553
C ₂ H ₆	1.038
C ₃ H ₈	1.523
C ₄ H ₁₀	2.007

Параметры нефти в пластовых условиях
(средние по месторождениям и площадям)

Таблица 3

Горизонт, ярус	Температура опыта, °С	Давление опыта, МПа	Давление насыщения, МПа	Объемный коэффициент	Пластовый газовый фактор, м³/г	Плотность нефти		Вязкость пластовой нефти, МПа·с	Коэффициент сжимаемости нефти, 10⁻⁴ 1/МПа
						пластовой, кг/м³	сепарированной, кг/м³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ромашкинское месторождение									
лешинский	40	17.50	8.69	1.1606	62.11	807.70	867.13	6.01	10.53
кыновский	40	17.50	8.77	1.1626	62.87	807.91	868.99	5.73	10.83
староскопский	40	17.50	8.90	1.1149	67.73	834.36	859.50	4.40	9.48
воробьевский	40	17.50	3.80	1.0736	29.45	847.39	877.80	10.90	7.39
кизловский	25	10.00	2.88	1.0391	12.61	885.24	902.20	16.60	5.45
заволжский	25	10.00	3.30	1.0514	12.28	879.37	908.20	31.13	6.21
фаменский	40	17.50	7.80	1.1630	65.48	821.66	879.50	7.35	9.73
тульский	25	10.00	4.20	1.0405	12.84	881.15	893.48	26.75	7.96
елешский	25	10.00	3.95	1.0527	18.42	870.38	892.40	16.45	7.78
бобринковский	25	10.00	4.81	1.0476	17.26	889.32	908.18	40.80	6.08
турнейский	25	10.00	5.26	1.0370	22.85	883.15	897.30	17.44	6.66
башкирский	23	8.00	1.80	1.0208	7.76	895.41	904.90	37.74	6.11
серпуховский	25	10.00	1.58	1.0364	7.68	897.07	910.50	27.04	6.80
данково-лебедянский	25	10.00	3.28	1.0460	12.74	889.93	913.40	15.25	10.32
верейский	23	8.00	2.08	1.0283	7.37	908.92	924.85	59.98	5.96
Акубаево-Мокшинское месторождение									
башкирский	23	8.00	2.15	1.0205	3.46	922.18	936.70	100.25	5.23
Актанинское месторождение									
бобринковский	25	10.00	5.64	1.0325	11.39	888.66	903.90	31.57	5.64
кизловский	25	10.00	4.70	1.0579	20.93	883.71	909.10	19.28	7.88
Ново-Елховское месторождение									
кыновский	40	17.50	8.34	1.1620	60.81	807.91	870.98	5.66	8.50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
пашинский	40	17,50	8,84	1,3220	54,52	839,13	886,10	8,63	9,15
тульский	25	10,00	4,50	1,0590	22,72	883,77	905,70	22,22	6,66
турнейский	25	10,00	4,92	1,0571	23,03	891,44	912,43	28,20	7,12
бобриковский	25	10,00	5,18	1,0643	25,17	877,06	901,60	17,99	6,00
башкирский	25	8,00	2,43	1,0323	3,32	916,25	922,60	82,57	4,60
Архангельское месторождение									
тульский	25	10,00	5,18	1,0510	14,66	900,43	925,80	39,62	5,43
верейский	23	8,00	2,02	1,0190	6,45	900,04	907,50	52,19	5,29
тульский	25	10,00	4,80	1,0521	21,81	881,91	900,20	23,20	6,25
башкирский	23	8,00	2,57	1,0165	4,86	901,62	910,30	45,60	5,69
Ашальчинское месторождение									
верейский	23	8,00	2,60	1,0195	4,38	906,26	917,30	49,88	5,24
турнейский	25	10,00	4,28	1,0456	13,95	897,44	921,24	58,10	7,24
бобриковский	25	10,00	3,80	1,0387	13,36	899,50	917,70	58,70	7,34
пашинский	40	17,50	8,93	1,1573	62,04	820,13	875,20	6,53	10,99
кыновский	40	17,50	7,90	1,0786	28,40	839,73	871,10	5,20	9,38
Бавлинское месторождение									
старооскольский	35	17,50	6,68	1,1750	54,11	774,64	846,90	4,39	7,45
турнейский	25	10,00	5,52	1,0630	25,05	878,09	903,10	13,65	7,59
кизильовский	25	10,00	3,25	1,0692	26,91	870,34	893,80	12,29	6,58
бобриковский	25	10,00	3,25	1,0501	22,45	864,33	879,34	13,03	6,71
Бастрыкское месторождение									
турнейский	25	10,00	5,05	1,0560	20,60	853,93	873,40	10,69	7,60
тульский	25	10,00	3,60	1,0550	18,54	848,83	868,90	10,53	7,86
Бахчисарайское месторождение									
башкирский	25	10,00	3,20	1,0278	2,62	925,14	942,50	137,01	4,56
тульский	25	10,00	3,30	1,0206	4,47	896,84	909,30	41,43	7,79
Березовское месторождение									
башкирский	23	8,00	1,90	1,0410	8,91	896,60	903,60	29,60	4,70
бобриковский	25	10,00	5,18	1,0593	24,91	879,89	903,90	17,72	6,06
Бондожское месторождение									
кыновский	40	17,50	9,90	1,1259	47,72	831,22	880,50	6,40	8,10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурейкинское месторождение									
бобриковский	25	10,00	5,40	1,0460	11,72	889,45	915,20	59,68	7,60
Бухарское месторождение									
кыновский	40	17,50	9,15	1,1596	66,17	814,71	872,25	5,03	8,89
Вишнево-Полянское месторождение									
бобриковский	25	10,00	4,30	1,0295	7,73	921,20	928,50	195,50	4,92
Елабужское месторождение									
пашийский	40	17,50	9,50	1,1039	37,30	821,26	872,40	7,48	7,66
Елгинское месторождение									
кыновский	40	17,50	7,90	1,0953	43,64	835,15	865,10	5,92	9,88
Ерсубайкинское месторождение									
пашийский	40	17,50	8,06	1,1133	45,67	833,11	873,15	6,26	10,58
Зачебашское месторождение									
кыновский	40	17,50	7,93	1,0987	35,40	843,12	884,55	7,57	10,34
Кадыровское месторождение									
тульский	25	10,00	5,56	1,0463	15,84	895,44	917,30	29,36	6,70
Красногорское месторождение									
турнейский	25	10,00	4,95	1,0352	15,76	892,26	903,70	25,56	7,02
Крым-Сарайское месторождение									
бобриковский	25	10,00	3,47	1,0471	18,94	867,91	886,10	14,73	5,82
Кутушское месторождение									
бобриковский	25	10,00	5,25	1,0652	16,46	862,98	896,25	19,41	6,60
Лангуевское месторождение									
верейский	23	8,00	2,40	1,0317	4,14	886,66	909,10	41,76	5,21
Макаровское месторождение									
башкирский	23	8,00	2,95	1,0261	2,90	934,53	942,50	134,53	4,12
бобриковский	25	10,00	4,81	1,0334	14,44	901,04	907,10	21,86	5,16
Матросовское месторождение									
воробьевский	40	17,50	10,40	1,2256	79,85	760,29	833,50	3,89	19,14
Ново-Шешинское месторождение									
башкирский	23	8,00	2,38	1,0237	5,63	917,41	931,57	115,94	6,83
Онбийское месторождение									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
турнейский	25	10,00	5,80	1,0620	11,75	867,41	906,20	24,42	5,62
Пионерское месторождение									
бобриковский	25	10,00	5,48	1,0449	15,07	907,64	928,17	38,47	5,56
верейский	23	8,00	3,05	1,0170	7,22	957,68	963,10	201,96	6,14
Сабанчическое месторождение									
пашийский	40	17,50	8,16	1,0680	37,70	874,33	890,50	7,68	9,55
бобриковский	25	10,00	5,14	1,0464	17,35	888,27	907,74	19,53	6,62
Сараплинское месторождение									
кыновский	40	17,50	9,00	1,0910	34,60	858,41	891,00	13,94	8,79
тульский	25	10,00	3,35	1,0268	4,63	887,22	904,80	45,25	7,05
Сотниковское месторождение									
кыновский	40	17,50	6,80	1,1091	36,61	824,77	873,30	7,03	10,20
Соколкино-Сарапалинское месторождение									
кыновский	40	17,50	8,06	1,1100	40,28	851,36	903,30	10,15	8,08
турнейский	25	10,00	5,60	1,0446	17,33	887,78	905,20	24,30	6,67
башкирский	23	8,00	2,80	1,0369	9,78	915,84	922,30	71,86	5,63
Старо-Кадеевское месторождение									
бобриковский	25	10,00	4,30	1,0376	12,93	928,05	947,10	79,64	7,13
Тат-Кандызское месторождение									
бобриковский	25	10,00	4,39	1,0658	30,07	861,20	897,90	13,37	6,42
Урмышлинское месторождение									
бобриковский	25	10,00	4,37	1,0646	25,38	866,36	892,10	15,89	7,01
Урустамское месторождение									
бобриковский	40	17,50	8,06	1,1100	40,28	851,36	903,30	10,15	8,08
Черемуховское месторождение									
верейский	23	8,00	2,53	1,0235	3,27	907,63	925,00	196,00	6,69
Чегодайнское месторождение									
верейский	23	8,00	2,32	1,0329	4,28	897,84	921,60	86,32	6,23
бобриковский	25	10,00	3,80	1,0358	14,72	911,97	926,20	79,87	7,40
Шегуринское месторождение									
башкирский	23	8,00	3,20	1,0263	9,27	904,53	916,40	59,90	5,95
бобриковский	25	10,00	5,60	1,0450	15,34	890,45	909,30	26,84	7,47

Физико-химические свойства нефти и газа продуктивных отложений Татарстана

Попутный нефтяной газ состоит из:

метана – 41,4 – 45 %
этана – 19,5 – 20,8 %
пропана – 18,0 – 20,0 %
бутана – 7,5 %
изобутана – 3,3 %
пентана – 4,9 %
углекислого газа – 0,1 %
азота – 10 %

С уменьшением глубины залегания нефти снижается газосодержание от 60-65 м³/м³ до 3-4 м³/м³, объемное содержание метана от 40-42 % до 7-8 %, пропана от 16-18 % до 12 %.

Физико-химические свойства нефти и газа, продуктивных отложений Татарстана, приведены в таблице 4.

Таблица 4

Параметры	Средние значения параметров, свойств, состава нефти		
	Пашийский горизонт	Турнейский ярус	Верейский горизонт
параметры пластовой нефти			
Плотность, кг/м ³	803	879	876
Газосодержание, м ³ /м ³	63,4	15,5	4,1
молярное содержание компонентов нефтяного газа при дифференциальном разгазировании, %			
H ₂ S	0,01	0,20	0,80
CO ₂	1,01	2,00	0,50
N ₂	10,22	32,04	27,80
CH ₄	40,99	23,10	8,19
C ₂ H ₆	24,11	21,10	38,43
C ₃ H ₈	16,48	15,00	12,06

Свойства компонентов, входящих в состав нефтяных газов и нефти

Таблица 5

Компонент	Химическая формула	Относительная молекулярная масса	Критические постоянные		Плотность газа при 0°C и атмосферном давлении	
			давление, МПа	температура, 0°C	кг/м³	относит. по воздуху
Метан	CH ₄	16,04	4,49	-82,1	0,7168	0,5545
Этан	C ₂ H ₆	30,07	4,73	32,3	1,356	1,049
Пропан	C ₃ H ₈	44,09	4,12	96,8	2,019	1,562
Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	58,12	3,57	134,9	2,668	2,066
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,12	3,67	152,0	2,703	2,091
Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	72,15	3,22	187,7	3,216	2,48
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,15	3,24	197,2	3,22	2,49
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,17	2,93	234,7	3,86	2,97
Гептан	C ₇ H ₁₆	100,2	2,65	267,0	4,47	3,46
Октан	C ₈ H ₁₈	114,23	2,42	296,2	5,10	3,94
Нонан	C ₉ H ₂₀	128,25	2,21	322,1	5,71	4,43
Декан	C ₁₀ H ₂₂	142,28	2,03	345,2	6,34	4,9
Сероводород	H ₂ S	34,9	8,71	100,4	1,539	1,19
Азот	N ₂	28,02	3,28	147,1	1,25	0,97
Кислород	O ₂	32,0	4,87	118,8	1,43	1,1
Углекислый газ	CO ₂	44,0	7,14	31,1	1,976	1,53
Водород	H ₂	2,016	1,25	239,9	0,09	0,07
Гелий	He	4,0	2,21	268,0	0,1785	0,138

Теплота сгорания некоторых компонентов нефтяного газа, Дж/кг

Таблица 6

Компонент	Высшая теплота сгорания	Низшая теплота сгорания	Компонент	Высшая теплота сгорания	Низшая теплота сгорания
Водород	141835·10 ³	119950·10 ³	Пропан	50410·10 ³	46348·10 ³
Сероводород	16506·10 ³	15236·10 ³	Бутан	49572·10 ³	45720·10 ³
Метан	39600·10 ³	34949·10 ³	Пентан	49195·10 ³	45385·10 ³
Этан	51960·10 ³	47436·10 ³	Гексан	48720·10 ³	45104·10 ³

Высшая теплота сгорания отличается от низшей на такое количество тепла, которое выделяется при конденсации водяных паров, образовавшихся при сгорании, а также находившихся в анализируемом газе.

3. Оборудование и материалы при добыче нефти и газа

а. Трубы обсадные

ГОСТ 632-80 предусматривает изготовление труб и муфт к ним:

- По конструкции:
 - с короткой треугольной резьбой
 - с удлиненной треугольной резьбой (У)
 - с трапецидальной резьбой (ОТТМ, ОТТГ)
 - безмуфтовые трубы с трапецидальной резьбой (ТБО)
- По качеству и точности:
 - исполнение А
 - исполнение Б

Трубы с трапецидальной резьбой и муфты к ним – ОТТМ

Таблица 7

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	наружный диаметр (D), мм	толщина стенки (S), мм	внутренний диаметр (d), мм	масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина, L, м	Масса, кг	
					D _н	D _с		D _н	D _с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127 (133)	123,8	170	4 (5,6)	3,0
		7,4	99,5	19,4					
		8,6	97,1	22,3					
127	127,0	10,2	93,9	26,7	141,3 (146)	136,5	174	4,8 (в.6)	3,3
		6,4	114,2	19,1					
		7,5	112,0	22,1					
140	139,7	9,2	108,6	26,7	153,7 (159)	149,2	182	5,3 (7,3)	4,1
		10,7	105,6	30,7					
		6,2	127,3	20,4					
146	146,1	7,0	125,7	22,9	166	156	182	7,9	4,4
		7,7	124,3	25,1					
		9,2	121,3	29,5					
168	168,3	10,5	118,7	33,6	187,7	177,8	190	9,5	4,8
		6,5	133,1	22,3					
		7,0	132,1	24,0					
178	177,8	7,7	130,7	26,2	194,5 (118,0)	187,3	198	8,6 (10,5)	5,3
		8,5	129,1	28,8					
		9,5	127,1	32,0					
		10,7	124,7	35,7					
		7,3	153,7	29,0					
		8,0	152,3	31,6					
		8,9	150,5	35,1					
		10,6	147,1	41,2					
		12,1	144,1	46,5					
		6,9	164	29,1					
		8,1	161,6	33,7					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
194	193,7	9,2	159,4	38,2	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		10,4	157,0	42,8					
		11,5	154,8	47,2					
		12,7	152,4	51,5					
		13,7	150,4	55,5					
219	219,1	15,0	147,8	60,8	244,5	231,8	218	18	9,6
		7,6	178,5	35,0					
		8,3	177,1	38,1					
		9,5	174,7	43,3					
		10,9	171,9	49,2					
245	244,5	12,7	168,3	56,7	269,9	257,2	218	19,9	10,7
		15,1	163,5	66,5					
		7,7	203,7	40,2					
		8,9	201,3	46,3					
		10,2	198,7	52,3					
273	273,1	11,4	196,3	58,5	298,5	285,8	218	22,2	12
		12,7	193,7	64,6					
		14,2	190,7	71,5					
		7,9	228,7	46,2					
		8,9	226,7	51,9					
299	298,5	10	224,5	58	323,9	218	24,1	25,1	
		11,1	222,3	63,6					
		12	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
		15,9	212,7	89,5					
324	323,9	8,9	255,3	57,9	351	218	25,1		
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	60,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					
		9,5	279,5	67,9					
		11,1	276,3	78,3					
		12,4	273,7	87,6					
		14,8	268,9	103,5					
		8,5	306,9	66,1					
		9,5	304,9	73,6					
		11	301,9	84,8					
		12,4	299,1	95,2					
		14	295,9	106,9					

Примечание: Муфты специальные с уменьшенным наружным диаметром, Dc изготавливаются только в исполнении А.

Трубы с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним

Таблица 8

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	наружный диаметр (D), мм	толщина стенки (S), мм	внутренний диаметр (d), мм	масса 1м, кг	наружный диаметр (Dн), мм	Длина L, м	Масса, кг
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
127	127	7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
		10,2	93,9	26,7			
		6,4	114,2	19,1			
140	139,7	7,5	112	22,1	141,3 (146,0)	196	5,7 (7,0)
		9,2	108,6	26,7			
		10,7	105,6	30,7			
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
146	146,1	9,2	121,3	29,5	153,7 (159)	203	6,4 (8,5)
		10,5	118,7	33,6			
		7,0	132,1	24			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
168	168,3	9,5	127,1	32	166	215	9,7
		10,7	124,7	35,7			
		7,3	153,7	29			
		8	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
178	177,8	10,6	147,1	41,2	187,7	222	11,3
		12,1	144,1	46,5			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157	42,8			
194	193,7	11,5	154,8	47,2	194,5 (198,0)	228	10,7 (12,4)
		12,7	152,4	51,5			
		13,7	150,4	55,5			
		15	148	60,8			
		8,3	177,1	88,1			
219	219,1	9,5	174,7	43,3	215,9	235	15,5
		10,9	171,9	49,2			
		12,7	168,3	56,7			
		15,1	163,5	66,5			
		8,9	201,3	46,3			
245	244,5	10,2	198,7	52,3	244,5	254	21,6
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	71,5			
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0	269,9	266	25,3
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
		15,9	212,7	89,5			

Трубы с короткой треугольной резьбой

Таблица 9

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр (D), мм	Толщина стенки (S), мм	Внутренний диаметр (d), мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр (Dн), мм	Длина L, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
114	114,3	5,2	103,9	14	127 (133)	158	3,7
		5,7	102,9	15,2			(5,2)
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
127	127	8,6	97,1	22,3	141,3 (146)	165	4,6
		5,6	115,8	16,7			(6,3)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112	22,1			
140	139,7	9,2	108,6	26,7	153,7 (159)	171	5,2
		6,2	127,3	20,4			(7)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
146	146,1	9,2	121,3	29,5	166	177	8
		10,5	118,7	33,6			
		6,5	133,1	22,3			
		7	132,1	24			
168	168,3	7,7	130,7	26,2	187,7	184	9,1
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32			
		10,7	124,7	35,7			
178	177,8	7,3	153,7	29	194,5 (198)	184	8,3
		8,9	150,5	35,1			(10)
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			
194	193,7	5,9	166,5	24,9	215,9	190	12,2
		6,9	164	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
219	219,1	10,4	157	42,8	244,5	196	16,2
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
		7,6	178,5	35			
245	244,5	8,3	177,1	38,1	269,9	196	17,9
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
		12,7	168,3	56,7			
		6,7	205,7	35,1			
		7,7	203,7	40,2			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	71,5			
		7,9	228,7	46,2			
		8,9	226,7	51,9			

1	2	3	4	5	6	7	8
273	273,1	10	224,5	58	298,5	203	20,7
		11,1	223,5	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
		7,1	258,9	46,5			
		8,9	255,3	57,9			
		10,2	252,7	65,9			
		11,4	250,3	73,7			
		12,6	247,9	80,8			
		13,8	245,5	88,5			
299	298,5	15,1	242,9	96,1	323,9	203	22,5
		16,5	240,1	104,5			
		8,5	281,5	60,5			
		9,5	279,5	67,9			
		11,1	276,3	78,3			
		12,4	273,7	87,6			
324	323,9	14,8	268,9	103,5	351	203	23,4
		8,5	306,9	66,1			
		9,5	304,9	73,6			
		11	301,9	84,8			
		12,4	299,1	95,2			
		14	295,9	106,9			

Трубы с высокогерметичными соединениями и муфты к ним – ОТГ

Таблица 10

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр (D), мм	Толщина стенки (s), мм	Внутренний диаметр (d), мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L, мм	Масса 1 м, кг	
					Dн	Dс		Dн	Dс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	114,3	8,6	97,3	22,3	127 (133)	123,8	265	4,8 (6,8)	3,9
127	127	10,2	93,9	26,7	141,3 (146)	136,5	210	5,8 (7,9)	4,4
140	139,7	9,2	108,6	26,7	153,7 (159)	149,2	218	7 (9,1)	5
146	146,1	10,7	105,6	30,7	166	156	218	9,5	5,2
		9,2	121,3	29,5					
		10,5	118,7	33,6					
		8,5	129,1	28,8					
		9,5	127,1	32					
		10,7	124,7	35,7					
168	168,3	8,9	150,5	35,1	187,7	177,8	225	11,3	6,2
		10,6	147,1	41,2					
		12,1	144,1	46,5					
178	177,8	9,2	159,4	38,2	194,5 (198)	187,3	234	10,6 (13,9)	6,8
		10,4	157	42,8					
		11,5	154,8	47,2					
		12,7	152,4	51,5					
		13,7	150,4	55,5					
		15	148	60,8					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
194	193,7	9,5	174,7	43,3	215,9	205,4	242	15,7	9,4
		10,9	171,9	49,2					
		12,7	168,3	56,7					
		15,1	163,5	66,5					
219	219,1	8,9	201,3	46,3	244,5	231,8	254	21,6	11,9
		10,2	198,7	52,3					
		11,4	196,3	58,5					
		12,7	193,7	64,6					
		14,2	190,7	71,5					
245	244,5	8,9	226,7	51,9	269,9	257,2	254	23,9	13,2
		10	224,5	58					
		11,1	223,5	63,6					
		12	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
		15,9	212,7	89,5					
273	273,1	8,9	255,3	57,9	298,5	285,8	254	26,7	14,8
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					

Примечание. Если значения наружного диаметра и массы муфт для исполнений А и Б отличаются, то для исполнения Б значения проставлены в скобках.

Импортные муфтовые обсадные трубы с резьбой округленного профиля, изготовленные по стандарту АНИ

Таблица 11

Наружный диаметр		Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м колонны, кг
дюймы	мм			
1	2	3	4	5
4 1/2	114,3	5,2	103,9	14,14
		6,35	101,6	17,26
		7,37	99,56	20,09
5	127	5,59	115,82	17,11
		6,43	114,14	19,35
		7,52	111,96	22,32
		9,68	108,64	26,79
5 1/2	139,7	6,2	137,3	20,83
		6,98	125,73	23,06
		7,72	124,26	25,3
		9,17	121,36	28,76
		10,54	118,62	34,22
6	152,4	7,31	127,78	26,79
		8,23	135,94	29,76
		9,65	133,1	34,22
6 5/8	168,27	7,31	153,65	29,76

1	2	3	4	5
		7,32	153,63	30,2
		8,94	150,39	35,71
		10,59	147,09	41,6
		12,07	144,14	47,62
7	177,8	8,05	161,7	34,22
		9,2	159,4	38,69
		10,36	157,08	43,09
		11,51	154,78	47,62
		12,65	152,5	52,09
		13,72	150,36	56,55
7 5/8	193,67	8,33	177,01	39,28
		9,52	174,63	44,13
		10,92	171,83	50,15
		12,7	168,27	58,04
8 5/8	219,07	8,94	201,19	47,62
		10,16	198,75	53,57
		11,43	196,21	59,83
		12,7	193,67	65,43
		14,15	190,77	72,92
9 5/8	244,47	8,94	226,59	53,57
		10,03	224,41	59,53
		11,05	222,37	64,74
		11,99	220,49	69,94
		13,84	216,79	79,61
10 3/4	273,05	8,89	255,27	60,27
		10,16	252,73	67,71
		11,47	250,19	75,9
		12,57	247,9	82,59
		13,84	245,4	90,33
		15,11	242,8	97,77

б. Трубы бурильные

ГОСТ 631-75 предусматривает изготовление следующих стальных бесшовных бурильных труб и соединительных муфт к ним:

- тип 1 – с высаженными внутрь концами и муфтами к ним
- тип 2 – с высаженными наружу концами и муфтами к ним
- тип 3 – с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками
- тип 4 – с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Трубы всех четырех типов изготавливаются длиной:

6,8 и 11,5 м – при условном диаметре от 60 до 102 мм;

11,5 м – при условном диаметре от 114 до 168 мм.

В партии может быть поставлено до 25% труб длиной 8 м и до 8% длиной 6 м.

Трубы типов 1 и 2 изготавливаются с левой и правой резьбой, а 3 и 4 типов – с правой резьбой.

Трубы буровые с высаженными внутрь концами (тип 1)

Таблица 12

Условный диаметр трубы, мм	Труба			Масса, кг		
	наружный диаметр (D), мм	Толщина стенки (S), мм	Внутренний диаметр (d), мм	1 м гладкой трубы	Двух высадок (для одной трубы)	муфты
60	60,3	7,0	46,3	9,15	1,2	2,7
		9,0	42,3	11,3	1,4	
73	73,0	7,0	59,0	11,4	1,6	4,2
		9,0	55,0	14,2	2,4	
		11,0	51,0	16,8	2,2	4,4
89	89,0	7,0	75,0	14,2	2,4	
		9,0	71,0	17,8	3,4	7,0
		11,0	67,0	21,2	3,2	
102	101,6	7,0	87,6	16,4	3,0	9,0
		8,0	85,6	18,5	3,4	
		9,0	83,6	20,4	3,8	9,0
		10,0	81,6	22,4	4,0	
114	114,3	7,0	100,3	18,5	4,6	9,0
		8,0	98,3	20,9	5,8	
		9,0	96,3	23,3	6,0	9,0
		10,0	94,3	25,7	6,6	
		11,0	92,3	28,0	6,4	

Условные обозначения: Труба буровая типа I обычной точности изготовления с условным диаметром 114 мм, толщиной стенки 9мм, из стали группы прочности Д

Высадка внутрь: Труба В -114х9 - Д ГОСТ 631-75.

Тоже повышенной точности (дополнительно пишется буква П)

Труба ВП - 114 х 9 - Д ГОСТ 631-75.

Муфта к трубе типа I с условным диаметром 114 мм из стали группы прочности Д:

Муфта В -114 - Д ГОСТ 631 -75.

Трубы буровые с высаженными наружу концами (тип 2)

Таблица 13

Условный диаметр трубы, мм	Труба			Масса, кг		
	наружный диаметр (D), мм	Толщина стенки (s), мм	Внутренний диаметр (d), мм	1 м гладкой трубы	Двух высадок (для одной трубы)	муфты
60	60,3	7,3	46,3	9,15	1,5	2,7
		9,0	42,3	11,3		
73	73,0	7,0	59,0	11,4		4,7
		9,0	55,0	14,2	2,5	
		11,0	51,0	16,8		
89	89	7,0	75,0	14,2		
		9,0	71,0	17,8	3,5	5,2
		11,0	67,0	21,2		
102	101,6	8,0	85,6	18,5		
		9,0	83,6	20,4	4,5	9,0
		10,0	81,6	22,4		
114	114,3	8,0	98,3	20,9		
		9,0	96,3	23,3		
		10,0	94,3	25,7	5,0	11,0
		11,0	92,3	28,0		

Условные обозначения: Труба буровая типа 2 обычной точности изготовления с условным диаметром 114мм, толщиной стенки 9мм из стали группы прочности Д (высадка наружу): Труба Н -114х9 ГОСТ 631-75

Тоже повышенной точности: труба Ш - 114 х 9 Д ГОСТ 631-75

Трубы буровые с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясами (тип 3)

Таблица 14

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы (D), мм	Толщина стенки (s), мм	Внутренний диаметр (d), мм	Высаженная часть				Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
				Диаметр прохода (d ₁), мм	Наружный диаметр (D _{с.вн.}), мм	Длина механической обработки (l _{мех.}), мм	Длина до переходной части (l _{пер.}), мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
73	73	9	71	57	89,9	150	145	17,8	3,9
		11	67	54				21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	20,4	5,1
		10	81,6	66				22,4	5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	114,3	9	96,3	78	115,2	160	155	23,3	7,3
		10	94,3	76				25,7	7,1
		11	92,3	74				28	6,9
127	127	9	109	92	130,2	160	155	26,2	7,8
		10	107	90				28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	29	11
		10	119,7	100				32	10,2
		11	117,7	100				35	9,2

Трубы бурильные с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (тип 4)

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы (D), мм	Толщина стенки (s), мм	Внутренний диаметр (d), мм	Высаженная часть				Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы од- ной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
				Диаметр прохода (d _п), мм	Наружный диа- метр (D _{в.выс.}), мм	Длина механиче- ской обработки (L _{мех.}), мм	Длина высадки (l), мм		
73	73	9	55	52	85,9	150	155	14,2	3,7
		11	51	48				16,8	
89	89	9	71	68	101,9	150	155	17,8	4,5
		11	67	64				21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	165	20,4	5,7
		11	81,6	78,6				22,4	
114	114,3	9	96,3	93,3	130,2	160	165	23,3	7,9
		10	94,3	91,3				25,7	
		11	92,3	89,3				28,0	

Таблица 15

Технические характеристики ЛБТ сборной конструкции

Таблица 16

Наруж- ный диаметр, толщина стенки трубы, мм	Марка сплава	Масса 1 м трубы, кг		Растягивающая нагрузка, кН			Внутреннее давле- ние, МПа		Внешнее давле- ние, МПа		Вращающий момент, кН·м	
		с учетом утолщений (без массы замка)	с учетом массы замка	допусти- мая	предель- ная (в аварийных ситуациях)	разру- шающая (по пре- делу прочно- сти)	допус- тимое	предель- ное (в аварийных ситуациях)	допус- тимое	смина- ющее	допус- тимый	предельный (в аварий- ных ситуа- циях)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
64x8	Д16Т	4,0	6,0	370	465	635	66,0	82,5	61,5	77,0	4,5	5,5
	АК4-1Т1	4,0	6,0	405	505	690	72,0	90,0	67,0	83,5	4,5	6,0
	1953Т1	4,0	6,5	475	590	760	98,0	122,5	89,0	115,5	6,5	8,0
73x9	Д16Т	4,0	7,0	480	595	815	65,0	81,0	60,5	75,5	6,5	8,0
	АК4-1Т1	4,0	7,0	520	650	760	71,0	88,5	66,0	82,5	7,0	8,5
	1953Т1	4,0	7,0	710	885	975	96,5	120,5	87,5	109,5	9,5	11,5
90x9	Д16Т	8,0	9,0	605	755	1030	53,0	66,0	46,0	57,5	10,5	13,0
	АК4-1Т1	8,0	9,0	660	825	960	57,5	72,0	50,0	62,5	11,0	14,0
	1953Т1	8,0	9,5	900	1120	1235	78,5	98,0	64,5	80,5	15,5	19,0
90x10	Д16Т	8,5	9,5	650	815	1150	57,5	72,0	48,0	60,0	11,0	14,0
	АК4-1Т1	8,5	9,5	710	890	1075	63,0	79,0	53,0	66,0	12,0	15,0
	1953Т1	8,5	10,0	965	1205	1355	85,5	107,0	71,0	89,0	16,5	20,5
103x9	Д16Т	8,5	9,0	700	875	1195	46,0	57,5	38,0	47,5	14,0	17,5
	АК4-1Т1	8,5	9,5	765	955	1115	50,0	62,5	40,5	51,0	15,5	19,0
	1953Т1	8,5	9,5	1040	1300	1435	68,0	85,5	51,0	64,0	21,0	26,0
108x10	Д16Т	9,0	10,5	740	925	1260	49,0	61,5	41,5	51,5	17,0	21,0
	АК4-1Т1	9,5	10,5	805	1010	1175	53,5	67,0	44,5	55,5	18,5	23,0
	1953Т1	9,5	10,5	1100	1370	1510	73,0	91,0	56,5	71,0	25,0	31,0
114x10	Д16Т	10,0	11,5	860	1075	1465	46,5	58,0	38,0	47,5	19,0	24,0
	АК4-1Т1	10,0	11,5	940	1175	1370	50,5	63,5	41,0	51,0	21,0	26,0

Таблица 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
114x11	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	10,0 11,0 11,0	11,5 12,5 12,5	1280 925 1010	1595 1155 1260	1760 1635 1535	69,0 50,5 55,0	86,0 63,0 69,0	51,5 42,0 45,0	64,0 52,5 57,9	28,5 20,5 22,0	36,5 26,0 28,0
114x13	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	11,0 12,0 12,0	12,5 13,5 13,5	1390 1070 1165	1740 1340 1460	1921 1895 1770	74,5 60,0 65,5	93,0 75,0 82,0	62,0 49,5 54,0	77,5 62,0 67,5	30,0 23,0 24,5	38,0 29,0 31,0
114x15	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	12,0 13,0 13,0	13,5 14,5 14,5	1580 1210 1320	1980 1515 1655	2225 2145 2005	88,0 69,5 76,0	110,0 87,0 95,0	73,0 57,0 62,0	91,5 71,5 78,0	34,0 24,5 27,5	42,5 31,0 34,5
129x9	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	13,5 10,5 10,5	15,0 12,5 12,5	1785 895 975	2235 1120 1220	2515 1525 1425	102,0 37,0 40,0	128,0 46,0 50,0	84,0 25,5 27,0	105,5 32,0 34,0	37,0 23,0 25,5	46,5 29,0 31,5
129x11	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	11,0 12,5 12,5	13,0 14,5 14,5	1330 1075 1175	1660 1345 1470	1830 1839 1715	54,5 45,0 49,5	68,0 56,5 61,5	31,5 36,5 39,0	39,5 45,5 49,0	34,5 27,0 29,5	43,0 34,0 37,0
129x13	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	12,5 15,0 15,0	14,5 22,0 22,5	1600 1240 1355	1200 1550 1695	2205 2115 1975	67,0 53,0 58,0	84,0 66,5 99,0	48,5 46,5 50,5	61,0 58,5 63,0	40,0 30,5 33,5	50,0 38,0 41,5
129x15	193Т1 Д16Т АК4-1Т1	15,5 16,5 16,0	22,5 23,0 23,0	1840 1420 1545	2305 1770 1935	2540 2415 2255	79,0 61,5 67,0	99,0 76,5 84,0	65,5 56,5 50,5	81,5 70,5 63,0	45,5 33,5 36,5	56,5 42,0 46,0
	193Т1	16,0	23,5	2105	2630	2900	99,0	114,5	65,6	81,5	50,0	62,5

в. Насосно-компрессорные трубы

Технические требования

По ГОСТ 633-80 насосно-компрессорные трубы изготавливаются:

- гладкие
- с высаженными наружу концами
- гладкие высокогерметичные
- безмуфтовые с высаженными наружу концами.

Стандартом предусмотрено изготовление труб по точности и качеству двух исполнений (А и Б).

Сортамент труб

Таблица 17

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба			
		гладкая	с высаженными наружу концами	гладкая высокогерметичная НКМ	безмуфтовая с высаженными наружу концами НКБ
27	3		ДКЕ		
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ		
42	3,5	ДКЕ	ДКЕ		
48	4	ДКЕ	ДКЕ		
60	5	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	8		ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Трубы всех типов исполнения А изготавливаются длиной 10 м, допускаются отклонения в пределах $\pm 5\%$.

Трубы всех типов исполнения Б должны изготавливаться двух групп длин:

1-ая группа – от 5,5 до 8,5 м;

2-ая группа – свыше 8,5 до 10 м.

Механическая характеристика насосно-компрессорных труб

Таблица 18

Показатели	Норма механических свойств для стали группы прочности						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	исполнение						
	А	Б					
1	2	3	4	5	6	7	8
Временное сопротивление σ_B , МПа:							
не менее	665	638	687	689	758	823	1000

1	2	3	4	5	6	7	8
Предел текучести σ_T , МПа:							
не менее	379	373	491	552	654	724	930
не более	552			758	862	921	1137
Относительное удлинение, %:							
не менее	14,3	16	12	13	12,3	11,3	9,5

Поставщики труб и освоенный ими сортамент

Завод-изготовитель	Условный диаметр труб, мм	Тип труб	Группа прочности
Первоуральский новотрубный завод	60, 73, 89	гладкие	Д, К
Синарский трубный завод	60, 73	гладкие	Е
	73	гладкие, НКМ	Д, К
Нижегородский трубоброкатный завод	73	гладкие	Д
Никопольский трубный завод	89	гладкие	Д

Таблица 19

Условное обозначение труб включает: тип трубы (кроме гладких), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности и название стандарта.

Условное обозначение муфт включает: тип трубы (кроме муфт к гладким трубам), условный диаметр, группу прочности и название стандарта.

Примеры условных обозначений (по ГОСТ 633-80).

Трубы из стали группы прочности Е, с условным диаметром 60 мм, толщиной стенки 5 мм и муфты к ним:

60х5-Е – для гладких труб;

60-Е – для муфт к гладким трубам;

В-60х5-Е – для труб с высаженными наружу концами;

60х5-ТУК-Е – для гладких труб с термопрочненными концами;

НКБ-60х5-Е – для безмуфтовых труб с высаженными наружу концами.

Для труб и муфт исполнения А после обозначения стандарта ставится буква А.

Трубы гладкие и с высаженными наружу концами и муфты к ним

Таблица 20

Условный диаметр трубы, мм	Труба							Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр высаженной части, мм	Длина высаженной части, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие высадки обоих концов	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
Трубы гладкие и муфты к ним										
33	33,4	3,5	26,4	-	-	2,6	-	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	36,2	-	-	3,3	-	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	-	-	4,4	-	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	-	-	6,8	-	73	110	1,3
73	73,0	5,5	62	-	-	9,2	-	88,9	132	2,4
73	73,0	7,0	59	-	-	11,4	-	88,9	132	2,4
89	88,9	6,5	75,9	-	-	13,2	-	108	146	3,6
102	101,6	6,5	88,6	-	-	15,2	-	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	-	-	18,5	-	132,1	156	5,1
Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним										
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	36,2	46	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
73	73,0	7,0	59	78,6	95	11,4	0,9	93,2	134	2,8
89	88,9	6,5	75,9	96,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
89	88,9	8,0	72,9	96,2	102	16	1,3	114,3	146	4,2
102	101,6	6,5	88,6	108	102	15,2	1,4	127	154	5
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

Допускается увеличение предельного плюсового отклонения наружного диаметра трубы до 1 мм за высаженными концами по длине не более:

100 мм – для труб с муфтами В;

150 мм – для труб НКБ.

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	масса 1 м, кг	наружный диаметр, мм	Длина, мм	масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	155	4,1
102	101,6	8,0	86,6	16,0	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	205	7,4

Таблица 21

Трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами НКБ

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр высаженной части, мм	Внутренний диаметр в плоскости торца ниппельного конца, мм	Внутренний диаметр конца высаженной части, мм	Длина высаженной части, мм	Масса 1 м гладкой части трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие высадки обоих концов, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
102	101,6	8,0	86,6	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	104,0	98,3	100	18,5	4,8

Таблица 22

Геометрические размеры и масса отечественных насосно-компрессорных труб

Таблица 23

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, см ²		Объем жидкости, л			Приведенная масса 1 м трубы с муфтой (муфтовой частью) по ГОСТ 633-80, кг			
			тела гладкой части трубы	канала трубы	вмещаемой 1 м трубы	вытесняемой 1 м тела трубы		гладкой	с высаженными концами	типа НКМ	типа НКБ
						гладкой	с высаженными концами				
33	3,5	26,4	3,29	5,47	0,55	0,33	0,34	2,46	2,67	-	-
42	3,5	35,2	4,25	9,73	0,97	0,43	0,44	3,37	3,40	-	-
48	4	40,3	5,56	12,75	1,28	0,56	0,58	4,46	4,54	-	-
60	5	50,3	8,68	19,86	1,99	0,87	0,90	6,95	7,06	7,01	7,01
73	5,5	62	11,66	30,18	3,02	1,17	1,22	9,48	9,64	9,49	9,46
73	7	59	14,51	27,33	2,73	1,45	1,51	11,68	11,84	11,69	11,70
89	6,5	75,9	16,70	45,34	4,52	1,67	1,76	13,62	13,85	13,68	13,58
89	8	72,9	20,21	41,83	4,17	2,02	2,12	-	16,65	16,48	16,43
102	6,5	88,6	19,41	61,62	6,16	1,94	2,03	15,73	15,95	15,80	15,67
114	7	100,3	23,58	78,97	7,90	2,36	2,47	19,10	19,43	19,37	19,06

Внутреннее и наружное давление (МПа), при котором напряжения в теле труб (исполнение Б) достигают предела текучести

Таблица 24

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление по группе прочности					Наружное давление по группе прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	68,5	90	99	117	135	54,2	66,5	72,6	84,8	96,7
42	3,5	54,2	71,2	78,3	92,5	107	39,7	50,7	55,2	63,8	72
48	4	54	71	78,2	92,4	107	41,1	52,7	57,5	66,5	75,1
60	5	54	71	78,2	92,4	107	39	50	54,6	63,1	71,4
73	5,5	49	64,7	71	84	97	36,2	46,5	50,5	58	65,2
	7	62,6	82,2	90,5	107	123,3	51	66	72,3	84,1	95,8
89	6,5	47,6	62,7	69	81,6	94,1	36,6	46,5	50,6	58	65
	8	58,6	77,2	85	100	116	48,7	63,1	69	80,4	91
102	6,5	41,6	55	60,4	71,4	82,4	29,6	37,6	40,5	45,9	50,8
114	7	40	52,5	57,7	68,9	78,9	28,9	36,2	38,8	43,9	48,3

Испытательное гидравлическое давление для НКТ, МПа

Таблица 25

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Давление для труб из стали группы прочности						
		Д		К	Е	Л	М	Р
		Исполнение						
		А	В					
27	3,0	67,2	66,2	87,2	98,1	-	-	-
33	3,5	64,3	63,3	83,4	93,7	-	-	-
42	3,5	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
48	4,0	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
60	5,0	50,5	49,5	65,2	73,6	87,3	96,6	122,6
73	5,5	45,6	45,1	59,4	66,7	79,0	87,3	112,6
	7,0	57,9	57,4	75,0	84,9	100,6	110,9	112,6
89	6,5	44,1	43,7	57,4	64,7	76,5	84,4	108,9
	8,0	54,4	53,5	70,6	79,5	94,2	104,0	122,6
102	6,5	38,7	38,3	50,0	56,4	66,7	73,6	95,2
114	7,0	37,3	36,8	48,1	54,4	64,3	71,1	91,2

Рекомендуемые моменты свинчивания НКТ (группа прочности Д)

Таблица 26

Условный диаметр, мм	Момент свинчивания, Н·м		Условный диаметр, мм	Момент свинчивания, Н·м	
	минималь- ный	максималь- ный		минималь- ный	максималь- ный
Трубы гладкие					
48	500	750	102	1600	2500
60	800	1100	114	2000	3200
73	1000	1500	73 _в	-	2700
89	1300	2200			

73_в – труба с высаженными концами

Размеры оправок для НКТ по ГОСТ 633-80

Таблица 27

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр оправки, мм
33	3,5	24
42	3,5	32,8
48	4	37,7
60	5	47,9
73	5,5	59,6
73	7	56,6
89	6,5	72,7
89	8	69,7
102	6,5	85,4
114	7	97,1

Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны НКТ, м

Таблица 28

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
Трубы гладкие						
48	4,0	1986	2614	2874	3397	3920
60	5,0	2207	2904	3194	3775	4355
73	5,5	2308	3037	3341	3948	4555
73	7,0	2484	3266	3593	4246	4899
89	6,5	2381	3138	3446	4073	4700
102	6,5	2192	2885	3173	3750	4327
114	7,0	2237	2944	3238	3827	4416
Трубы с высаженными наружу концами						
33	3,5	3612	4751	5226	6177	7128
42	3,5	3593	4729	5200	6147	7092
48	4,0	3582	4714	5185	6128	7070
60	5,0	3564	4690	5159	6097	7035
73	5,5	3535	4651	5116	6046	6976
73	7,0	3573	4700	5171	6110	7051
89	6,5	3504	4610	5072	5994	6916
89	8,0	3539	4657	5122	6054	6985
102	6,5	3535	4651	5117	6047	6977
114	7,0	3537	4654	5119	6050	6981
Трубы типа НКБ						
60	5,0	3589	4723	5195	6140	7085
73	5,5	3610	4750	5224	6174	7124
73	7,0	3615	4756	5232	6183	7135
89	6,5	3581	4712	5183	6126	7068
89	8,0	3589	4722	5194	6138	7083
102	6,5	3605	4743	5217	6166	7115
114	7,0	3611	4752	5227	6177	7127
Трубы типа НКМ						
60	5,0	2933	3860	4247	5018	5790
73	5,5	3001	3948	4343	5133	5923
73	7,0	3141	4132	4546	5372	6198
89	6,5	3076	4047	4451	5261	6070
102	6,5	3078	4050	4455	5265	6075
114	7,0	3094	4071	4478	5293	6107

Характеристика гладких насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ

Таблица 29

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Привесленная масса 1 м трубы и муфты, кг	Шаг резьбы	Средний диаметр резьбы в основной плоскости, мм	Общая длина резьбы, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Длина муфты, мм	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг), мм	Длина торцевой плоскости, мм	Диаметр расточки и муфты, мм	Диаметр торцевой плоскости со скосами 20°, мм
26,7	2,87	20,96	1,70	2,54	25,334	27,8	33,4	81	5,08	1,6	28,3	30
33,4	3,38	26,64	2,53	2,54	32,065	28,6	42,2	82,6	5,08	2,4	35	37,8
42,2	3,56	35,08	3,44	2,54	40,828	31,8	52,2	88,9	5,08	3,2	43,8	47,2
48,3	3,68	40,94	4,09	2,54	46,924	34,9	55,9	95,2	5,08	1,6	49,9	52,1
60,3	4,24	51,82	5,98	2,54	58,989	41,3	73	108	5,08	4,9	61,9	66,7
	4,83	50,64	6,71	2,54	58,989	41,3	73	108	5,08	4,8	61,9	66,7
	6,45	47,40	8,66	2,54	58,989	41,3	73	108	5,08	4,8	61,9	66,7
73	5,51	62,0	9,41	2,54	71,689	52,4	88,9	130,2	5,08	4,8	74,6	81
	7,82	57,36	12,68	2,54	71,689	52,4	88,9	130,2	5,08	4,8	74,6	81
	5,49	77,92	11,68	2,54	87,564	58,8	108	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
88,9	6,45	76,0	13,48	2,54	87,564	58,8	108	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
	7,34	74,22	15,11	2,54	87,564	58,8	108	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
	9,52	69,86	18,93	2,54	87,564	58,8	108	142,9	5,08	4,8	90,5	98,4
101,6	5,74	90,12	14,02	3,175	99,866	60,3	126	146	6,35	4,8	103,2	111,1
114,3	6,88	100,54	18,66	3,175	112,56	65,1	132,1	155	6,35	4,8	115,9	123,2

**Геометрическая характеристика насосно-компрессорных труб
по стандартам АНИ**

Таблица 31

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь, см ²		Объем жидкости, л		
			проходного канала трубы	поперечного сечения тела трубы	вместаемой 1 м трубы	вытесняемой 1 м тела трубы	
						гладких	с высаженными концами
26,7	2,87	20,96	3,45	2,15	0,35	0,22	0,23
33,4	3,38	26,64	5,57	3,19	0,56	0,32	0,34*
42,2	3,18	35,84	10,07	3,91	1,01	-	0,40*
	3,56	35,08	9,64	4,34	0,97	0,43	0,45*
48,3	3,18	41,91	13,79	4,52	1,38	-	0,45*
	3,68	40,94	13,13	5,18	1,31	0,52	0,55*
52,4	3,96	44,48	15,53	6,02	1,55	-	0,62*
60,3	4,24	51,82	21,09	7,45	2,11	0,76	-
	4,83	50,64	20,15	8,39	2,02	0,87	0,89
	6,45	47,40	17,65	10,89	1,77	1,1	1,13
73	5,51	62	30,17	11,66	3,02	1,2	1,23
	7,82	57,36	25,84	15,99	2,58	1,63	1,65
	5,49	77,92	47,67	14,37	4,77	1,46	-
88,9	6,45	76	45,34	16,70	4,53	1,74	1,76
	7,34	74,22	43,24	18,80	4,32	1,93	-
	9,52	69,86	38,30	23,74	3,83	2,41	2,45
101,6	5,74	90,12	63,75	17,28	6,38	1,8	-
	6,65	88,30	61,19	19,84	6,12	-	2,09
114,3	6,88	100,54	79,33	23,23	7,93	2,39	2,42

* - параметры относятся и к трубам с безмуфтовым соединением

**Механические свойства сталей насосно-компрессорных труб
по стандарту АНИ**

Таблица 32

Показатели	Сталь марки						
	Н-40	1-55	Н-80	P-105	C-75	L-80	C-95
Предел текучести σ_t , МПа							
наименьший	275	379	552	723	516	552	654
наибольший	-	552	758	930	620	654	758
Временное сопротивление разрыву σ_b , МПа							
не менее	413	516	689	827	654	654	723

Характеристика насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами по стандартам АНИ

Таблица 30

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Приведенная масса 1 м трубы и муфты, кг		Шаг резьбы	Средний диаметр резьбы в основной плоскости, мм	Общая длина резьбы, мм	Наружный диаметр высадки, мм	Длина до переходной части, мм	Наружный диаметр муфты, мм		Диаметр расточки муфты, мм	Длина муфты, мм	Ширина торцевой плоскости муфты, мм		Диаметр торцевой плоскости у муфты со скосами 20°, мм
			нормальная	уменьшенная						нормальный	уменьшенный					
26,7	2,87	20,96	1,79	-	2,54	32,065	28,6	33,4	60,3	42,4	-	35	82,6	2,4	37,8	-
33,4	3,36	26,64	2,60	-	2,54	39,970	31,8	37,3	63,5	48,3	-	38,9	88,9	2,4	42,8	-
42,2	3,56	35,08	3,50	-	2,54	44,701	34,9	46	66,7	55,9	-	47,6	95,2	3,2	51,0	-
48,3	3,68	40,94	4,20	-	2,54	51,845	36,5	53,2	68,3	63,5	-	54,8	98,4	3,2	58,3	-
60,3	4,83	50,64	6,89	6,81	3,175	64,148	49,2	65,9	101,6	77,8	73,9	67,5	123,8	4,0	71,8	69,9
	6,45	47,40	8,83	8,75	3,175	64,148										
	5,51	62,0	9,58	9,44	3,175	76,848										
73	7,82	57,36	12,93	12,8	3,175	76,848	54	78,6	108	93,2	87,9	80,2	133,4	5,6	85,9	83,2
	6,45	76,0	13,81	13,5	3,175	93,516										
	9,52	69,86	19,24	18,9	3,175	93,516										
88,9	6,45	76,0	13,81	13,5	3,175	93,516	60,3	95,2	114,3	114,3	106,2	98,6	146,0	6,4	104,8	100
101,6	6,65	88,30	16,36	-	3,175	102,216	60,5	108,0	114,3	127,0	-	109,6	152,4	6,4	117,5	-
114,3	6,88	100,54	19,20	-	3,175	118,916	66,7	120,6	120,6	141,3	-	-	-	6,4	131,0	-

Размеры оправок для НКТ по стандарту АНИ

Таблица 33

Условный (дюйм) и наружный (мм) диаметр труб	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр оправки, мм
1,050 (26,7)	2,87	18,5
1,315 (33,4)	3,38	24,3
1,660 (42,2)	3,56	32,7
1,900 (48,3)	3,68	38,5
2 3/8 (60,3)	4,83	48,3
	6,45	45
2 7/8 (73)	5,51	59,6
	7,82	55
3 1/2 (88,9)	6,45	72,8
	9,52	66,7
4 (101,6)	6,65	85,1
4 1/2 (114,3)	6,88	97,4

Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны НКТ, изготавливаемой по стандартам АНИ (м)

Таблица 34

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Сталь марки				
		Н-40	1-55 (К-55)	С-75	Н-80 (L-80)	Р-105
1	2	3	4	5	6	7
Трубы гладкие						
26,7	2,87	1312	1809	2443	2624	-
33,4	3,38	1520	2067	2828	3010	-
42,2	3,56	1565	2169	2952	3153	-
48,3	3,68	1636	2238	3047	3254	-
60,3	4,24	1762	2418	3293	3512	-
	4,83	1869	2568	3508	3737	4907
	6,45	-	-	3891	4148	5446
73	5,51	1954	2689	3670	3916	5134
	7,82	-	-	4107	4386	5751
88,9	5,49	1943	2674	3642	3886	-
	6,45	2060	2836	3858	4120	5404
	7,34	2138	2937	4006	4276	-
	9,52	-	-	4258	4543	5961
101,6	5,74	1794	2463	3357	3582	-
114,3	6,88	1937	2679	3668	3916	-
Трубы высаженные с муфтами нормального диаметра						
26,7	2,87	2578	3566	4856	5199	-
33,4	3,38	2662	3639	4970	5295	-
42,2	3,56	2659	3670	5010	5340	-
48,3	3,68	2655	3663	4981	5311	-
60,3	4,83	2634	3628	4912	5247	6921
	6,45	-	-	5052	5314	7056

1	2	3	4	5	6	7
73	5,51	2633	3629	4978	5299	6905
	7,82	-	-	4997	5354	7020
88,9	6,45	2617	3620	4901	5235	6851
	9,52	-	-	4997	5357	6996
101,6	6,65	2633	3620	4936	5266	-
114,3	6,88	2604	3605	4887	5248	-
Безмуфтовые соединения НКТ						
33,4	3,38	2163	3004	4086	4356	-
42,2	3,18	2484	3391	-	-	-
	3,56	2238	3059	4189	4455	-
48,3	3,18	2636	3630	-	-	-
	3,68	2283	3144	4285	4566	-
52,4	3,96	2574	3544	4815	5149	-

4. Трубы для водогазонефтепроводов, нефтепродуктопроводов, технологических и промышленных трубопроводов

Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов ГОСТ 20295-85

Изготавливаются стальные сварные прямошовные и спиральношовные трубы диаметром 159-820 мм, длиной от 10,6 до 11,6 м при плотности стали 7,85 г/см³. Применяются для сооружения магистральных газонефтепроводов, нефтепродуктов технологических и промышленных трубопроводов.

Таблица 35

9С Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м труб, кг при толщине стенки, мм															
	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	10,0	11,0	12,0
159	11,54	13,38	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64									
168	12,21	14,20	16,18	18,15	20,10	22,04	23,97									
219	15,98	18,60	21,21	23,81	26,39	28,96	31,52	34,06	36,60	39,12	41,63					
245			23,77	26,69	29,59	32,49	35,37	38,23	41,09	43,93	46,76					
273			26,54	29,80	33,05	36,28	39,51	42,72	45,92	49,11	52,28					
325			31,67	35,57	39,46	43,34	47,20	51,05	54,90	58,73	62,54	66,35	70,14			
377				41,34	45,87	50,39	54,90	59,39	63,87	68,34	72,80	77,25	81,68			
426					51,91	57,04	62,15	67,25	72,33	77,41	82,47	87,52	92,56	102,59		
530					64,74	71,14	77,54	83,92	90,29	96,64	102,99	109,32	115,84	128,24	140,79	153,30
630					77,07	84,71	92,33	99,95	107,55	115,14	122,72	130,28	137,83	152,90	167,92	182,89
720					88,17	96,91	105,65	114,37	123,09	131,79	140,47	149,15	157,81	175,10	192,34	209,52
820					100,50	110,48	120,45	130,40	140,35	150,28	160,20	170,11	180,00	199,76	219,46	239,12

Трубы стальные электросварные холоднодеформируемые ГОСТ 10707-80

Таблица 36

37 Наружный диаметр, мм	Масса 1 м, кг при толщине стенки, мм																				
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2	3,5	4,0	4,5	5,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
5	0,055	0,065	0,074	0,083	0,091	0,099															
6	0,068	0,080	0,092	0,103	0,113	0,123															
7	0,080	0,095	0,109	0,122	0,135	0,148															
8	0,092	0,110	0,126	0,142	0,158	0,173	0,201														
9	0,105	0,124	0,143	0,162	0,180	0,197	0,231														
10	0,117	0,139	0,161	0,182	0,202	0,22	0,260	0,297	0,31												
11	0,129	0,154	0,178	0,201	0,224	0,247	0,290	0,331	0,35	0,37	0,40	0,44	0,47	0,52							
12	0,142	0,169	0,195	0,221	0,246	0,271	0,320	0,336	0,38	0,41	0,45	0,49	0,53	0,58	0,64						
13		0,184	0,212	0,241	0,269	0,296	0,349	0,401	0,43	0,45	0,50	0,54	0,58	0,64							
14			0,230	0,260	0,291	0,321	0,378	0,435	0,46	0,49	0,54	0,59	0,64	0,70							
15			0,247	0,280	0,313	0,345	0,408	0,470	0,49	0,53	0,58	0,64	0,69	0,77							
16			0,264	0,300	0,335	0,370	0,438	0,504	0,53	0,57	0,63	0,69	0,74	0,88							
17						0,395	0,468	0,532	0,57	0,61	0,67	0,74	0,80	0,89							
18						0,419	0,497	0,573	0,61	0,65	0,71	0,78	0,86	0,95							
19						0,444	0,527	0,608	0,65	0,69	0,76	0,83	0,91	1,02							
20						0,469	0,556	0,642	0,68	0,73	0,80	0,88	0,96	1,08							
21						0,493	0,586	0,677	0,72	0,77	0,85	0,93	1,02	1,14							
22						0,518	0,616	0,711	0,76	0,81	0,89	0,98	1,07	1,20	1,38	1,41					
23						0,543	0,645	0,746	0,79	0,85	0,94	1,04	1,13	1,26	1,40	1,43					
24						0,567	0,675	0,780	0,83	0,89	0,98	1,09	1,18	1,35	1,46	1,55					
25						0,592	0,704	0,815	0,87	0,92	1,03	1,13	1,24	1,39	1,53	1,63					
26						0,617	0,734	0,849	0,90	0,96	1,07	1,18	1,29	1,45	1,60	1,70					
27						0,641	0,764	0,884	0,94	1,0	1,12	1,23	1,35	1,51	1,67	1,78					
28						0,666	0,793	0,918	0,98	1,04	1,18	1,28	1,40	1,57	1,74	1,85	1,96	2,11	2,37	2,61	2,84
(29)						0,691	0,823	0,953	1,02	1,08	1,21	1,33	1,45	1,63	1,81	1,92	2,04	2,20	2,47	2,72	2,96
30						0,715	0,852	0,987	1,05	1,12	1,25	1,38	1,51	1,70	1,88	2,00	2,12	2,29	2,57	2,83	3,08
32						0,704	0,911	1,06	1,13	1,20	1,34	1,48	1,62	1,82	2,02	2,15	2,27	2,46	2,76	3,05	3,33
(33)						0,789	0,941	1,09	1,17	1,24	1,39	1,53	1,67	1,88	2,09	2,22	2,35	2,55	2,86	3,16	3,45
34						0,814	0,971	1,13	1,20	1,23	1,43	1,58	1,73	1,94	2,09	2,29	2,43	2,63	2,96	3,27	3,58
35						0,838	1,00	1,16	1,24	1,32	1,47	1,63	1,78	2,00	2,15	2,37	2,51	2,72	3,06	3,39	3,70
36						0,863	1,03	1,20	1,28	1,36	1,52	1,68	1,83	2,07	2,22	2,44	2,59	2,81	3,16	3,50	3,82
38						0,912	1,09	1,26	1,35	1,44	1,61	1,78	1,94	2,19	2,43	2,59	2,75	2,98	3,35	3,72	4,07

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
						0,962	1,15	1,33	1,42	1,52	1,70	1,87	2,05	2,31	2,57	2,74	2,91				
40						0,999	1,19	1,37	1,46	1,56	1,741	1,92	2,11	2,37	2,64	2,81	3,02	3,15	3,55	3,94	4,32
(41,5)						1,010	1,21	1,40	1,50	1,59	1,79	1,97	2,16	2,44	2,71	2,89	3,07	3,32	3,70	4,11	4,50
42						1,04	1,24	1,44	1,54	1,63	1,83	2,02	2,21	2,50	2,78	2,96	3,14	3,41	3,85	4,27	4,69
43						1,08	1,30	1,51	1,61	1,71	1,92	2,12	2,32	2,62	2,91	3,12	3,30	3,58	4,04	4,50	4,93
45						1,11	1,33	1,54	1,64	1,75	1,96	2,17	2,38	2,68	2,98	3,18	3,38	3,67	4,14	4,61	5,06
(46)						1,16	1,39	1,61	1,72	1,83	2,05	2,27	2,48	2,81	3,12	3,33	3,54	3,84	4,34	4,83	5,30
48						1,18	1,41	1,64	1,76	1,87	2,10	2,32	2,54	2,87	3,19	3,40	3,61	3,93	4,44	4,94	5,43
(49)						1,21	1,44	1,63	1,79	1,91	2,14	2,37	2,59	2,93	3,26	3,48	3,70	4,01	4,54	5,05	5,55
50								1,71	1,83	1,95	2,18	2,42	2,65	2,99	3,33	3,55	3,77	4,10	4,64	5,16	5,67
(51)								1,78	1,91	2,03	2,27	2,52	2,76	3,11	3,47	3,70	3,94	4,27	4,83	5,38	5,92
53								1,82	1,94	2,07	2,32	2,57	2,81	3,18	3,54	3,77	4,01	4,35	4,93	5,49	6,04
54								1,85	1,98	2,11	2,36	2,61	2,86	3,24	3,60	3,85	4,09	4,44	5,03	5,60	6,17
55								1,89	2,02	2,15	2,41	2,66	2,92	3,30	3,67	3,92	4,17	4,53	5,13	5,72	6,29
57								1,92	2,05	2,19	2,45	2,71	2,97	3,36	3,74	4,00	4,25	4,62	5,23	5,83	6,41
(59)									2,13	2,27	2,54	2,81	3,08	3,48	3,88	4,14	4,40	4,79	5,43	6,05	6,66
60									2,16	2,30	2,58	2,86	3,14	3,55	3,95	4,22	4,48	4,88	5,52	6,16	6,78
63									2,28	2,42	2,72	3,01	3,30	3,73	4,16	4,44	4,72	5,14	5,82	6,49	7,15
65									2,35	2,50	2,81	3,11	3,41	3,85	4,30	4,59	4,96	5,31	6,02	6,71	7,40
68									2,46	2,62	2,94	3,26	3,57	4,04	4,50	4,81	5,11	5,57	6,31	7,05	7,77
70									2,53	2,70	3,03	3,35	3,68	4,16	4,64	4,96	5,27	5,74	6,51	7,27	8,02
73									2,65	2,82	3,16	3,50	3,84	4,35	4,85	5,18	5,50	6,00	6,81	7,60	8,39
75									2,72	2,90	3,25	3,60	3,95	4,47	4,99	5,33	5,67	6,17	7,00	7,82	8,63
76									2,76	2,94	3,29	3,65	4,00	4,53	5,06	5,40	5,74	6,26	7,10	7,94	8,76
77														4,59	5,12	5,48	5,82	6,34	7,20	8,05	8,88
80														4,78	5,33	5,70	6,06	6,60	7,50	8,38	9,25
83														4,96	5,53	5,92	6,30	6,86	7,79	8,71	9,62
(87)														5,21	5,81	6,21	6,61	7,20	8,19	9,16	10,11
89														5,33	5,95	6,36	6,77	7,38	8,39	9,38	10,36
90																		7,47	8,48	9,49	10,48
100																		8,33	9,47	10,60	11,71
(101)																			9,57	10,71	11,84
102																			9,67	10,82	11,96
110																			10,46	11,71	12,95

Прессованные трубы с наружным диаметром от 30 до 280 мм

Таблица 37

Наружный диаметр		Теоретическая масса 1 м трубы, кг при толщине стенки, мм															
номинальный	пред. отклонение	5,0±0,5	6,0±0,6	7,0±0,7	7,5±0,75	8,0±0,8	8,5±0,85	10,0±1,0	12,5±1,2	15,0±1,4	17,6±1,6	20,0±1,8	22,5±1,8	25,0±2,0	27,5±2,2	30,0±2,4	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
30	±0,35	3,493															
32		3,772	4,359														
34			4,695					6,707									
36		4,331		5,673													
38	±0,4		5,365														
40		4,890		6,465	6,811		7,48	8,383									
42			5,036			7,601											
44		5,452		7,242													
45		5,589															
46	±0,5					8,495		10,06									
50		6,287			8,907			11,18	13,10	14,67							
55	±0,6	6,986			9,955			12,58	14,85	16,77							
60		7,685			11,00			13,97	16,59	18,86							
65	±0,7	9,383			12,05			15,37	18,34	20,96							
70		9,082			13,10			16,77	20,09	23,05							
75	±0,8				14,15			18,16	21,83	25,15	28,12						
80								19,56	23,58	27,25	30,56	33,53					
85	±0,9							20,90	25,32	29,34	33,01	36,33	39,30				
90					17,29			22,36	27,07	31,44	35,45	39,12	42,44	45,41			
95	±1,0				18,34			23,75	28,85	33,53	37,90	41,92	45,58	48,90	51,87		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
100								25,15	30,56	35,63	40,34	44,71	48,73	52,40	55,71	58,68
105									32,31	37,72	42,79	47,52	51,87	55,89	59,56	62,87
110	±1,1							27,94	34,06	39,82	45,23	50,30	55,02	59,38	63,40	67,07
115	±1,2								35,80	41,92	47,68	53,09	58,16	62,87	67,24	71,26
120								30,74		44,01	50,13	55,89	61,30	66,37	71,08	73,45
125	±1,3								39,30		52,57	58,68	64,45	69,66	74,99	79,64
130								33,53	42,79	48,20	57,46	61,48	67,69	73,35	78,77	83,83
135	±1,4							36,33					70,73	76,85	82,61	88,02
140	±1,5								46,28		62,35		77,02		90,29	96,41
145								39,12		56,59		72,65		87,33		100,6
150	±1,6								49,78		67,24		83,31		97,98	
155								41,92		60,78		78,24		94,31		109,0
160	±1,7							44,71		64,97		83,83		100,3		117,4
165	±1,8								56,76		77,02		95,88		113,4	
170								47,51		69,16		89,42		108,3		125,8
175	±1,9							50,30		73,25		95,01		115,3		134,1
180	±2,0								68,75		86,80		108,5		128,7	
185								53,09		77,65		100,6		122,0		142,5
190	±2,2							55,89		81,74		106,2		129,0		150,9
195								58,68		85,93		111,8		136,2		159,3
200	±2,5							61,48		90,12		117,4		143,2		167,7
210								64,27		94,31		123,0		150,0		176,1
220										98,50		128,5		157,2		184,4
230	±2,8							69,86				134,1		164,2		192,8
240										106,9				171,2		201,2
250								75,45				145,3				209,6
260																
270																
280																

Трубы стальные водогазопроводные ГОСТ 3262-75

Применяются для водопроводов и газопроводов, систем отопления, а также для деталей водопроводных и газопроводных конструкций.

Таблица 38

Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм			Масса 1 м труб, кг		
		легких	обыкновенных	усиленных	легких	обыкновенных	усиленных
6	10,2	1,8	2,0	2,5	0,37	0,40	0,47
10	13,5	2,0	2,2	2,8	0,57	0,61	0,74
10	17,0	2,0	2,2	2,8	0,74	0,80	0,98
15	21,3	2,35			1,10		
15	21,3	2,5	2,8	3,2	1,16	1,28	1,43
20	26,8	2,35			1,42		
20	26,8	2,5	2,8	3,2	1,50	1,66	1,86
25	33,5	2,8	3,2	4,0	2,12	2,39	2,91
32	42,3	2,8	3,2	4,0	2,73	3,09	3,78
40	48,0	3,0	3,5	4,0	3,33	3,84	4,34
50	60,0	3,0	3,5	4,5	4,22	4,88	6,16
65	75,5	3,2	4,0	4,5	5,71	7,05	7,88
80	88,5	3,5	4,0	4,5	7,34	8,34	9,32
90	101,3	3,5	4,0	4,5	8,44	9,60	10,74
100	114,0	4,0	4,5	5,0	10,85	12,15	13,44
125	140,0	4,0	4,5	5,0	13,42	15,04	18,24
150	165,0	4,0	4,5	5,0	15,88	17,81	21,63

Пропускная способность трубопроводов по жидкости

Таблица 39

Диаметр трубопровода, мм	Пропускная способность, м³/сут при скорости жидкости, м/с					
	0,5	0,6	0,8	1,0	1,25	1,5
50	85	100	135	170	210	253
70	166	198	266	332	415	498
100	340	406	545	680	850	1018
125	530	635	846	1060	1320	1590
150	763	915	1220	1526	1910	2290
200	1356	1625	2170	2712	3380	4070
250	2118	2540	3385	4240	5300	6360
300	3050	3660	4880	6100	7625	9150
400	5430	6500	8700	10860	13560	16300
500	8450	10130	13550	16900	21600	25400
600	12150	14600	19500	24300	30400	36450
700	16550	19900	26500	33100	41400	49650
800	21660	26000	34700	43320	54000	65000
1000	33800	40600	54200	67600	84500	101400
1200	48800	58510	78000	97600	122000	146400

Расход жидкости в трубопроводах

Таблица 40

Диаметр трубы, мм	Расход жидкости, л/с при скорости, м/с							
	0,5	0,6	0,8	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0
50	0,98	1,18	1,57	1,96	2,45	2,95	3,44	3,93
60	1,41	1,70	2,26	2,83	3,54	4,24	4,95	5,65
70	1,92	2,30	3,08	3,85	4,81	5,77	6,73	7,70
80	2,51	3,07	4,10	5,03	6,28	7,54	8,80	10,05
90	3,18	3,82	5,10	6,36	7,95	9,54	11,1	12,7
100	3,93	4,71	6,30	7,85	9,80	11,8	13,7	15,7
125	6,13	7,35	9,82	12,3	15,4	18,4	21,5	24,5
150	8,83	10,6	14,1	17,7	22,1	26,5	30,9	35,4
175	12,0	14,4	19,2	24,0	30,0	36,0	42,1	48,0
200	15,7	18,8	25,2	31,4	39,2	47,1	55,0	62,8
250	24,5	29,5	39,3	49,0	61,3	73,5	85,9	98,2
300	35,3	42,4	56,5	70,6	88,4	106,0	123,7	141,2
400	62,8	75,4	100	126	157	189	220	252
500	98,1	118	157	196	245	294	344	392
600	141	170	226	282	352	424	495	565
700	192	230	308	385	481	577	673	770
800	251	301	402	502	628	754	880	1005
1000	392	470	628	785	980	1178	1374	1570
1200	565	675	905	1130	1410	1696	1979	2260

Гидравлический расчет трубопроводов

Характер движения жидкости в трубопроводе определяется безразмерным параметром Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_{cp} d}{\nu}$$

где v_{cp} – средняя скорость движения жидкости в см/сек; d – внутренний диаметр трубопровода в см; ν – кинематическая вязкость в см²/сек.

При $Re < 2320$ режим движения жидкости ламинарный, при $Re > 2800$ – режим турбулентный.

Потери на трение при движении жидкости в трубопроводе

$$h_{mp} = \lambda \frac{l v^2}{d 2g} \text{ м столба перекачиваемой жидкости.}$$

Здесь λ – коэффициент трения; l – длина трубопровода в м; d – внутренний диаметр трубопровода в м; v – скорость движения жидкости в м/сек; g – ускорение силы тяжести (равно 9,81 м/сек²).

Гидравлический уклон

$$i = \frac{h_{mp}}{l}$$

Для жидкости большей вязкости:

$$\text{при ламинарном режиме } \lambda = \frac{64}{Re};$$

$$\text{при турбулентном режиме } \lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}$$

Отдельные параметры при расчетах движения жидкости по трубопроводам определяются по следующим формулам.

Для ламинарного режима

$$i = \alpha \frac{vQ}{d^4};$$

$$Q = \frac{id^4}{\alpha v};$$

$$d = \sqrt[4]{\alpha \frac{Qv}{i}} \text{ см;}$$

$$v = \frac{id^4}{\alpha Q} \text{ см}^2/\text{сек;}$$

Для турбулентного режима

$$i = \beta \frac{v^{0.25} Q^{1.75}}{d^{4.75}};$$

$$Q = \left(\frac{id^{4.75}}{\beta v^{0.25}} \right)^{\frac{1}{1.75}};$$

$$d = \left(\beta \frac{Q^{1.75} v^{0.25}}{i} \right)^{\frac{1}{4.75}} \text{ см;}$$

$$v = \left(\frac{id^{4.75}}{\beta Q^{1.75}} \right)^4 \text{ см}^2/\text{сек.}$$

где Q – объемный расход жидкости

Значение коэффициентов α и β

Коэффициент	Размерность		
	л/сек	м ³ /час	м ³ /сутки
α	41,533	11,537	0,481
β	43,765	4,652	0,0179

5. Устьевое оборудование фонтанных, компрессорных и газовых скважин

Фонтанная арматура для нефтяных и газовых скважин

В шифре фонтанной арматуры приняты следующие обозначения: АФ—арматура фонтанная, конструктивное исполнение по схемам ГОСТ 13846-84; а—двухрядная концентричная подвеска подъемных труб; К—подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки (на муфтовой подвеске буква не пишется); Э—для эксплуатации скважин с погружными центробежными электронасосами, В—способ управления задвижками (дистанционный и автоматический), первое число—диаметр условного прохода по стволу и боковым струнам в мм, второе число—рабочее давление; ХЛ—климатическое исполнение для холодного района, исполнение по коррозионной стойкости К1 - для сред, содержащих CO_2 до 6 %; К2—для сред, содержащих CO_2 и H_2S до 6%; К3—то же, H_2S и CO_2 до 25%; К2И—для фонтанной арматуры, изготовленной из легированной и низкоуглеродистой стали, с применением ингибитора в скважине.

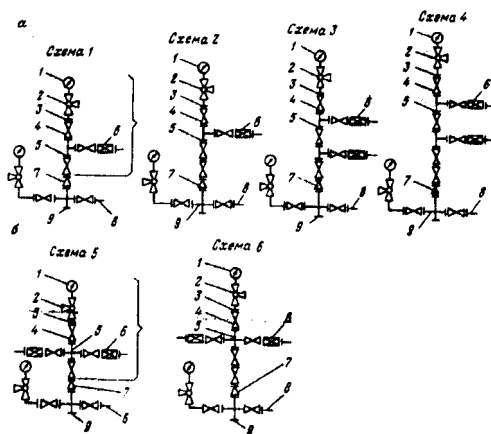


Рис. 1. Схемы фонтанной арматуры тройникового (а) и крестового (б) типов:

а) 1-манометр; 2-запорное устройство к манометру; 3-фланец под манометр; 4-запорное устройство; 5-тройник; 6-дроссель; 7-переводник трубной головки; 8-ответный фланец; 9-трубная головка; б) обозначения те же, кроме 5-крестовина.

Например, арматура фонтанная с подвеской подъемных труб на резьбе переводника трубной головки, по схеме 6 ГОСТ 13846—84, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом 100мм,

рассчитанная на рабочее давление 21 МПа для не коррозионной среды и холодной климатической зоны — АФК6В-100х21ХЛ; арматура фонтанная с двухрядной концентричной подвеской подъемных труб на муфте для скважины, содержащей в продукции до 25 % H_2S и CO_2 —АФ6аВ-80/65х70КЗ (80—проход по стволу, 65—по боковым струнам в мм).

В качестве запорных устройств фонтанной арматуры применяют проходные пробковые краны и прямооточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки. Для регулирования режима эксплуатации на боковых струнах елки установлены регулируемые или нерегулируемые дроссели со сменной втулкой из огнестойкого материала. Основные параметры фонтанной арматуры по ГОСТу 13846—84 приведены в табл. 41.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 14 МПа, (табл. 42) изготавливают по схемам 1, 3 и 5 ГОСТ 13846—84. В качестве запорного устройства арматуры применяется проходной пробковый кран типа КППС, герметизируемый уплотнительной смазкой ЛЗ-162, а регулирующее устройство - быстросменный дроссель.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 21 и 35 МПа, изготавливают с прямооточными задвижками типа ЗМС1 и принудительной подачей смазки, с условным проходом 65 мм—по схемам 1—6, с условным проходом 80 мм—по схемам 1, 5 и 6, с условным проходом 100 и 150 мм—по схеме 6 ГОСТ 13846—84.

Таблица 41

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105, 140
65	50, 65	50, 65	14, 21, 35, 70, 105
80	50, 65, 80		21, 35, 70
100	65, 80, 100	65	21
150	100		

Таблица 42

Фонтанная арматура с проходными пробковыми каналами	Габаритные размеры		Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина L	высота H	
АФК1-65х14	1710	1750	660
АФК1-65х14	1300	1755	660
АФК1Э-65х14	1350	1765	625
АФК1Э-65х14	945	1810	625
АФК3-65х14	1710	2445	870
АФК3-65х14	1300	2465	870
АФК5-65х14	1720	1770	762
АФК5-65х14	1300	1755	762

Примечание: Ширина В для всей арматуры составляет 430 мм.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 70, изготовляют с прямоточными задвижками и автоматической подачей смазки (рис. 2) по схеме 6 ГОСТ 13846—84. Запорное устройство — прямоточная задвижка типа ЗМАД и ЗМАДП с двухпластинчатым шибером, уплотнением «металл по металлу», автоматической подачей смазки в затвор и ЗМС, ЗМСП с однопластинчатым шибером, двухсторонней принудительной подачи смазки. Арматура в зависимости от типа комплектуется задвижками с ручным и пневматическим управлением.

Задвижки с дистанционным и автоматическим управлением пневмоприводные (типа ЗМАДП) имеют дублирующее ручное управление. Регулирующим устройством арматуры служит угловой регулируемый дроссель (рис. 4а).

Таблица 43

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина	ширина	высота	
АФК1-65х21	1360	790	1560	807
АФК2-65х21	1360	790	1920	880
АФК3-65х21	1360	790	2050	1023
АФК3а-65х21	1360	790	2545	1287
АФК1-65х35	1350	760	1875	1060
АФК3-65х35	1350	760	2585	1322
АФК3а-65х35	1350	760	3135	1670
АФК6-80/65х35ХЛ	2510	885	2620	1810
АФК6В-80/65х35К2	2315	1180	2755	2537
АФК6-100х21ХЛ	3570	1120	3120	2926
АФК6В-100х21К2И	3570	1120	3120	2926
АФК6-100х35ХЛ	3540	1130	2945	3645
АФК6-100х35К1	3540	1130	2945	3645
АФК6В-100х35К2	3540	1400	2945	4955
АФК6В-100х35К2И	3540	1400	2945	4955
АФК6-150/100х21ХЛ	3650	1485	2900	3555

Таблица 44

Фонтанная арматура	Запорное устройство	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
		длина L	ширина В	высота Н	
АФ6М-50х70	Прямоточные задвижки типа ЗМАД, ЗМАДП и ЗМ	2500	890	2950	2200
АФ6В-80/50х70		3040	1280	4410	4600
АФ6А-80/50х70К2		3275	1280	3700	4100

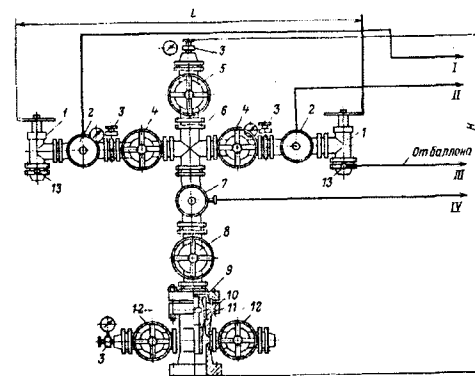


Рис. 2 Фонтанная арматура АФВ-80/50х700К2:

1—дроссель регулируемый; 2 — задвижка с автоматическим управлением ЗМАДП; 3— вентиль; 4, 5, 8 и 12—задвижки с ручным управлением ЗМАД; 6 и 10—крестовины; 7 — задвижка с дистанционным управлением ЗМАДП; 9 — фланец переводной; 11 — подвеска; 13— распределитель; I, II, III и IV — импульсные трубки к станции управления

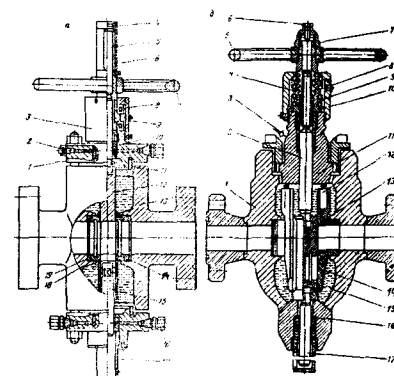


Рис. 3. Прямоточные задвижки типов ЗМС1 (а) и ЗМАД (б)

с ручным управлением:

а) 1- крышка; 2 - разрядная пробка; 3 - крышка подшипника; 4 - регулировочная шайба; 5 - шпindel; 6 - верхний кожух; 7 - маховик; 8 - упорный шарикоподшипник; 9 - ходовая гайка; 10 - узел сальника; 11 - прокладка; 12 - шибер; 13 - корпус; 14 - выходное седло; 15 - шток; 16 — нагнетательный клапан; 17 - нижний кожух; 18 - входное седло; 19 - тарельчатая пружина;

б) 1 – корпус; 2 – шпindelь; 3 – обратный клапан для смазки узла сальника; 4 – ходовая гайка; 5 – маховик; 6 – винт; 7 – кожух; 8 – масленка; 9 – упорный шариковый подшипник; 10 – крышка подшипников; 11 – корпус сальника; 12 – поршень; 13 – плашка; 14 – направляющие; 15 – фторопластовая втулка; 16 – манжеты; 17 – уравнивающий шток.

Особенность задвижки – наличие системы автоматической подачи смазки в затвор, состоящей из полости, поршней и системы каналов, которые связывают полость с кольцевой канавкой на уплотнительной поверхности щеки и обратными клапанами, расположенными снаружи корпуса и предназначенными для периодического (через каждые 10–15 циклов работы задвижки) нагнетания смазки в полость. Рабочее давление среды внутри корпуса через поршень передается на смазку, которая заполняет канавку.

Задвижка типа ЗМАДП с пневмоприводом отличается от задвижки с ручным управлением наличием приводной части.

Регулирующие устройства

Регулируемый дроссель (рис. 4а), рассчитанный на давление 35 МПа, состоит из корпуса, в котором происходит поворот струи под прямым углом, втулки с корпусом насадки. Во втулку вставляется сменная насадка.

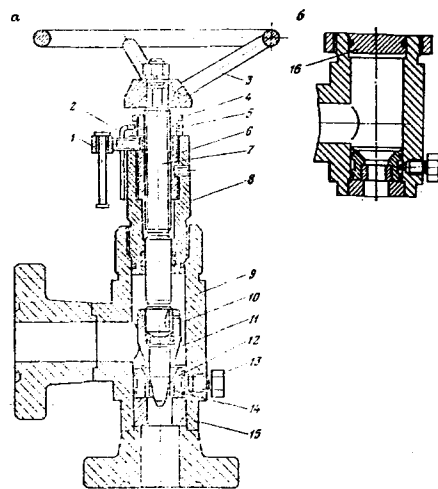


Рис. 4. Регулируемый (а) и нерегулируемый (б) дроссель:

1 – стопор; 2 – стопорная шайба; 3 – маховик; 4 – упорная гайка; 5 – указатель; 6 – резьбовая втулка; 7 – шпindelь; 8 – крышка; 9 – корпус; 10 – гайка; 11 – наконечник; 12 – корпус насадки; 13 – пробки; 14 – насадка; 15 – втулка; 16 – заглушка.

Оборудование обвязки обсадных колонн

Предназначено для подвешивания обсадных колонн, герметизации и разобщения межколонных пространств, проведения ряда технологических операций, установки противовыбросового оборудования (в процессе бурения) и фонтанной арматуры (в процессе эксплуатации).

По условиям эксплуатации оборудование подразделяется на три группы: для умеренного макроклиматического района:

- 1) не коррозионной
- 2) коррозионной сред;
- 3) для холодного макроклиматического района и не коррозионной среды.

В шифре колонных обвязок приняты следующие обозначения:

О – обвязка, К – колонна, К или М – способ подвешивания колонн (соответственно на клиньях или на муфте), 1, 2, 3 и т. д. – число подвешиваемых колонн (без учета колонны кондуктора), первое число – рабочее давление, второе число – диаметр эксплуатационной колонны в мм, третье число – диаметр технической колонны, четвертое число – диаметр колонны кондуктора в мм, ХЛ – климатическое исполнение для холодного района, исполнение по коррозионной стойкости:

К2 – для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6%;

К3 – для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 25%;

К2И – для колонных обвязок, изготовленных из малолегированной и низкоуглеродистой стали с применением ингибитора в скважине.

Например, оборудование обвязки обсадных колонн с клиневой подвеской двух колонн (без учета колонны кондуктора) диаметром 140 и 219 мм на рабочее давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6%: ОКК2-350-140 X 219 X 426К2.

Различают следующие типы оборудования обвязки обсадных колонн:

ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб;

ОКК с клиневой подвеской обсадных труб;

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ (рис.5.) рассчитано на давление 14 МПа.

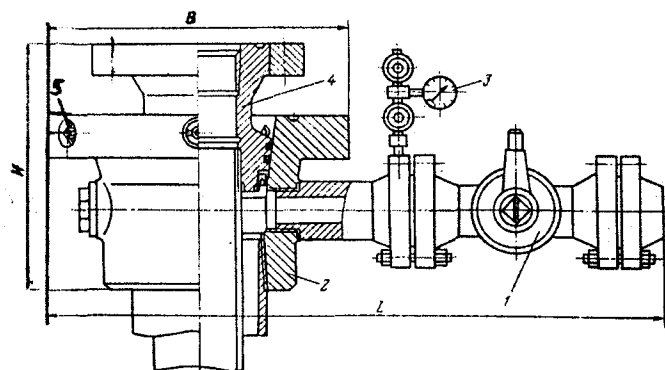


Рис. 5. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ, рассчитанное на давление 14 МПа

1 – кран пробковый проходной типа КППС; 2 – корпус; 3 – манометр; 4 – муфтовая подвеска; 5 – стопорный винт

Обвязка эксплуатационной колонны осуществляется с помощью муфтовой подвески.

Техническая характеристика оборудования типа ОКМ приведена ниже.

Оборудование обвязки	ОК1-140-140X219 ОКМ1-140-146X219 ОКМ1-140-140X245 ОКМ1-140-146X245 ОКМ1-140-186X245
Запорное устройство	Кран пробковый со смазкой КППС-65X 140
Габаритные размеры, мм:	
длина	1050
ширина	510
высота	450
Масса, кг:	
в собранном виде	320—345
полного комплекта	355—380

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технической и эксплуатационной колонн, а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

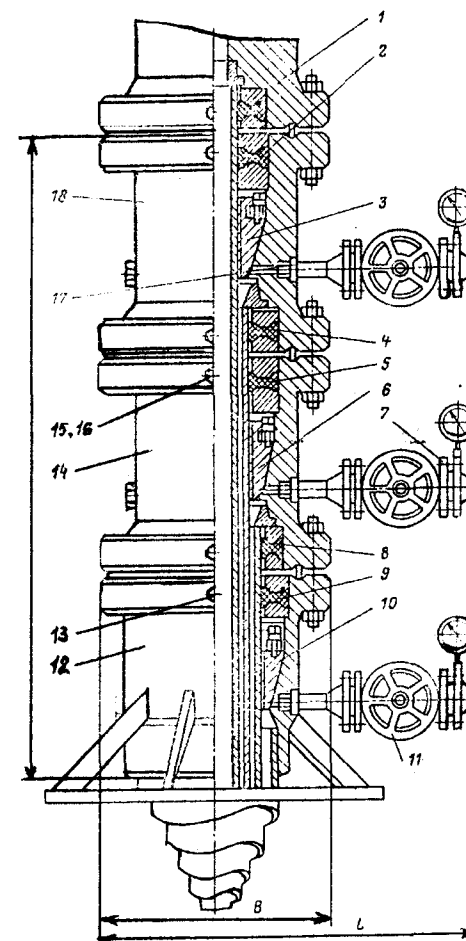


Рис. 6. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК, рассчитанное на рабочие давления 21 и 35 МПа.

1 – крестовина; 2, 4, 5, 8 и 9 – пакеры; 3, 6 и 10 – подвески; 7 – манифольд нижней промежуточной (средней) колонной головки; 11 – манифольд нижней колонной головки; 12 – нижняя колонная головка; 13, 15 и 16 – нагнетательные клапаны; 14 – промежуточная (средняя) колонная головка; 17 – манифольд промежуточной (верхней) колонной головки; 18 – промежуточная (верхняя) колонная головка.

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК

Таблица 45

Оборудование обвязки	Рабочее давление, МПа	Диаметр обвязываемых обсадных колонн, мм					Длина, мм	Масса, кг
		1-я колонна	2-я колонна	3-я колонна	4-я колонна	5-я колонна		
ОКК1	21	140, 146, 168, 178, 219	219, 245, 273, 324	-	-	-	1020-1365	465-530
ОКК2	21	140, 146, 168, 178	219, 245	299, 324	-	-	1065-1635	935-1585
ОКК1	35	140, 146, 168	219, 245, 273	-	-	-	1340	575-585
ОКК2	35	140, 146, 168, 178	219, 245, 273, 299	299, 324, 377, 426	-	-	1365-1450	1650-1925
ОКК3	35	140, 146, 168	219, 245	299, 273, 324	351, 377, 426	-	1450	3300
ОКК2	70	168, 178	245	324	-	-	1190	1750
ОКК3	70	168	245	324	426	-	1190	2700
ОКК4	70	140, 168	219, 245, 273	299, 324, 340	426, 508	630, 720	1380-1190	6150-7820

Примечания: 1. Оборудование обвязки обсадных колонн, рассчитанное на 21, 25 и 70 МПа, изготавливают в исполнении К2 и К2И.

2. Нумерация обсадных колонн принята от центра скважины.

Оборудование типа ОКК выпускается в трех исполнениях:

исполнение 1—присоединение к обсадной колонне с помощью внутренней резьбы на корпусе головки;

исполнение 2—присоединение к обсадной колонне с помощью наружной резьбы;

исполнение 3—присоединение к обсадной колонне посредством сварки.

Техническая характеристика оборудования типа ОКК приведена в табл.45.

6. Устьевое оборудование скважин, эксплуатируемых штанговой насосной установкой

Для оборудования устья скважин разработаны и выпускаются:

ОУ140-146/168-65А — оборудование устья насосных скважин, периодически фонтанирующих, с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб относительно оси скважины.

ОУ140-146/168Б — то же для скважин с эксцентрической подвеской труб.

В ОАО "Татнефть" разработана конструкция устьевой арматуры АУ140-50 (рис. 7), которая нашла повсеместное применение.

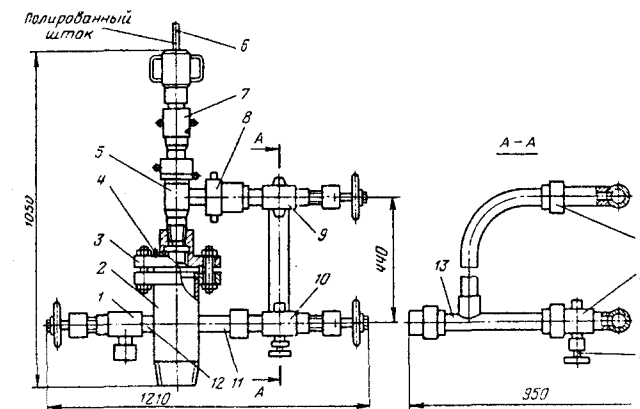


Рис. 7. Устьевая арматура АУ140-50.

1, 9, 10 — угловой вентиль; 2 — корпус; 3 — планшайба; 4 — пробка; 5 — тройник; 6 — устьевой шток; 7 — устьевой сальник; 8 — быстросъемное соединение; 11 — газоотводная линия; 12 — затрубная линия; 13 — выкидная линия; 14 — переводник; 15 — обратный клапан; 16 — шток

Техническая характеристика устьевой арматуры АУ140-50:

Рабочее давление, МПа	14
Условный проход, мм	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	1210
ширина	950
высота	1050
Масса, кг	275

Техническая характеристика сальников:

Устьевой сальник	СУС1-73-31	СУС2А-73-31
Рабочее давление, МПа:		
при подвижном устьевом штоке	4	4
при неподвижном устьевом штоке с затянутой сальниковой набивкой	7	14
Присоединительная резьба по ГОСТ 633—80, мм	73	73
Диаметр сальникового устьевого штока, мм.....	31	31
Габариты, мм:		
длина	350	350
ширина	182	182
высота	407	528
Масса, кг	21	24

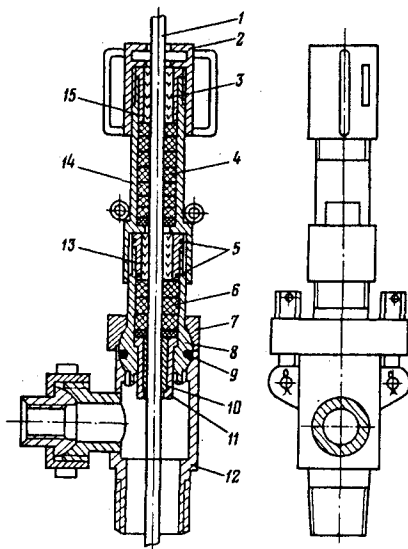


Рис. 8. Устьевой сальник СУС2А-73-31

1 — устьевой шток; 2 — крышка головки; 3 — вкладыш; 4 — верхнее уплотнение; 5 — уплотнительное кольцо; 6 — нижнее уплотнение; 7 — шаровая крышка; 8 — шаровая головка; 9 — кольцо уплотнительное; 10 — втулка; 11 — нижняя втулка; 12 — тройник; 13 — промежуточная втулка; 14 — корпус; 15 — верхняя втулка

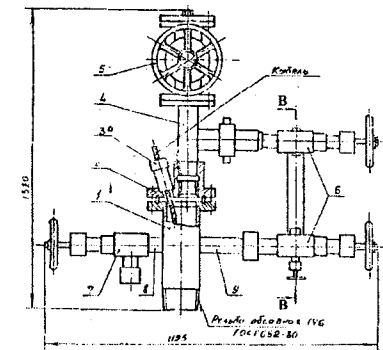
Устьевой сальник СУС1 в отличие от СУС2А имеет одинарное уплотнение и две направляющие втулки.

7. Устьевое оборудование скважин, эксплуатируемых УЭЦН

Для оборудования устья скважин, эксплуатируемых УЭЦН, применяется фонтанная арматура АФК1Э-65х140, АУЭ-140-50, ОУЭ-65/50х140 (для районов с умеренным климатом) ОУЭ-65/50х140ХЛ (для районов с холодным климатом)

Техническая характеристика

№	Наименование	Тип арматуры	
1	Шифр	АУЭ-140-50	ОУЭ-65/50х140
2	Рабочее давление, МПа	14	14
3	Условный проход, мм	50	50
4	Габаритные размеры, мм		
	длина	1125	1100
	ширина	950	680
	высота	1380	920
5	Масса, кг	280	252



В-В

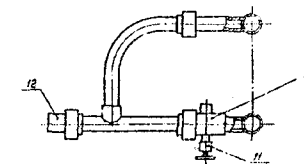


Рис. 9. Арматура устьевая АУЭ-140-50

1-корпус; 2-трубодержатель; 3-узел уплотнения кабеля; 4-тройник; 5-задвижка клиновная; 6-вентиль угловой; 7-запорный орган; 8, 9-патрубки; 10-обратный клапан; 11-резьбовой шток; 12-присоединительный ниппель.

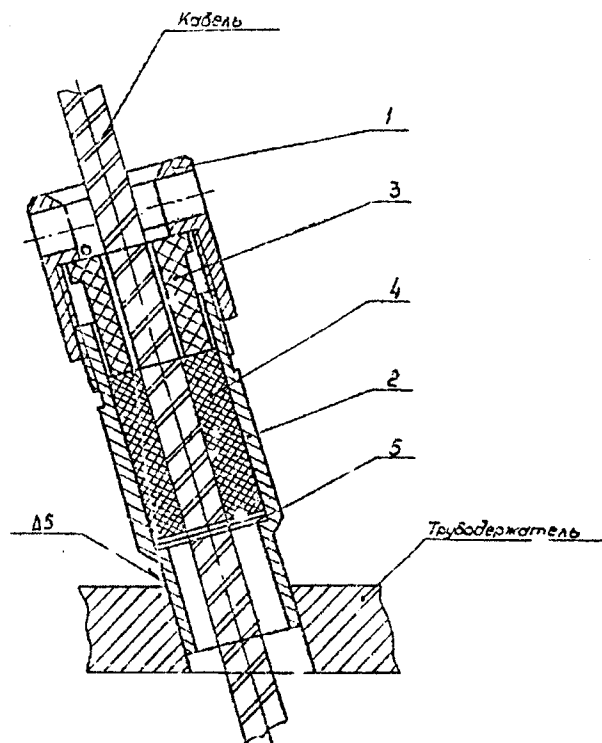


Рис. 10. Узел уплотнения кабеля.

1-гайка накидная; 2-корпус; 3-втулка нажимная; 4-втулка резиновая; 5-шайба.

8. Станки-качалки

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для соединения с верхним концом устьевого штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте скважины.

На рис. 11 показан станок-качалка типа СКД, широко применяемая на промыслах ОАО "Татнефть".

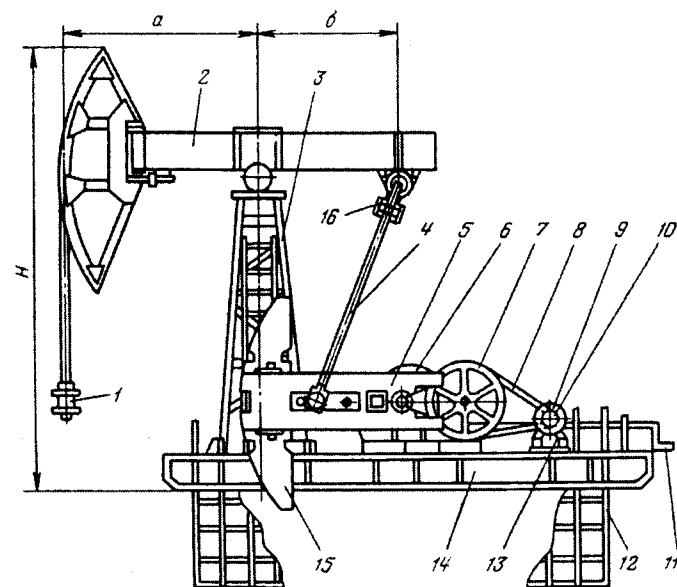


Рис.11. Станок-качалка типа СКД

1-подвеска устьевого штока; 2-баланси́р с опорой; 3-стойка; 4-шатун; 5-кривошип; 6-редуктор; 7-шків ведомый; 8-ремень; 9-электродвигатель; 10-шків ведущий; 11-тормоз; 12-ограждение; 13-плита поворотная; 14-рама; 15-противовес; 16-траверса; а - переднее плечо балансира; б - заднее плечо балансира.

Отечественные станки-качалки выпускались в аксиальном и дезаксиальном исполнении.

У станков-качалок с аксиальным исполнением одинаковое время хода штанг вверх и вниз.

В дезаксиальных станках-качалках средняя скорость движения точки подвеса штанг в каждом полуцикле (ходах вверх и вниз) в зависимости от направления вращения кривошипа изменяется. Например, для механизма с положительным дезаксиалом при одинаковых направлениях вращения кривошипа и балансира ход штанг вверх происходит быстрее хода вниз; при разных направлениях вращения кривошипа и балансира ход вверх происходит медленнее хода вниз.

Техническая характеристика станков-качалок по ОСТ 26-16-08-87

Таблица 46

Типоразмер станка-качалки	Номинальная нагрузка на устьевой шток, кН	Длина хода устьевого штока (м) при порядковом номере отверстия на кривошипе					Номинальный крутящий момент на выходном валу редуктора, кН·м	Число качаний балансира в минуту	Система уравновешивания	Редуктор	Ремни клиновые		Электродвигатель		Габаритные размеры, мм			Масса комплекта, т
		1	2	3	4	5					Тип	Число	Тип	Мощность, кВт	Длина	Ширина без ограждения	Высота	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СКДЗ-1,5-710	30	0,9	1,05	1,25	1,5	-	7,1	5-15	Комбинированная	Ц2НШ-315	A-2240	3	4A132M642 или 4A1326Y2	7,5	4050	1360	2785	3,27
СКД4-2,1-1400	40	0,9	1,2	1,6	2,1	-	14			Ц2НШ-355	B-2500	4	4AP1606Y2 или 4AP1604Y2	11 15	5100	1700	3650	6,23
СКД6-2,5-2800	60	0,9	1,2	1,6	2	2,5	28	5-14		Ц2НШ-450		4	4AP180M6Y2 или 4AP160M4Y2	20-22 14-17	6085	1880	4230	7,62

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СКД8-3-4000	80	1,6	2	2,5	3	-	40		Кривошипная	Ц2НШ-750Б	B-4000	6	4AP2006Y2 или 4AMP2006Y2 или 4AP180M4Y2	30 30 20-22	6900	2250	4910	11,6
СКД10-3,5-5600	100	1,8	2,4	3	3,5	-	56	5-12		Ц2НШ-550		6	4AP225M6Y2 или 4AP200M4Y2 или 4AMP200M4Y2	37	7280	2250	5318	12,17
СКД12-3-5600	120	1,6	2	2,5	3	-	56	5-12						37	6900	2250	4910	12,065

Ряд румынских станков-качалок, выпускаемых заводом "Вулкан"

Таблица 47

Типоразмер станка-качалки	Максимальная нагрузка на головку балансира, кН	Длина хода полированного штока, м	Число качаний балансира в минуту	Максимальный крутящий момент, кН·м	Длина переднего плеча балансира, мм	Длина заднего плеча балансира, мм	Длина шатуна, мм	Радиус кривошипа, мм	Габаритные размеры, мм			Масса без электродвигателя, кг
									длина	ширина	высота	
ИР-7Т	70	0,9;1,2;1,5;2	6,3-15	$\frac{20}{35}$	2200	2200	2400	1700	7892	$\frac{1850}{1950}$	5486	$\frac{9800}{10800}$
ИР-9Т	90	0,9;1,2;1,5;2;2,5	6-15	$\frac{35}{55}$	2500	2500	3000	2000	8752	$\frac{1950}{2400}$	6580	$\frac{12692}{15108}$
ИР-12Т	120	1,5;2;2,5;3	6,2-12	$\frac{55}{75}$	3000	2800	3300	2200	9700	2400	7360	$\frac{19130}{19840}$
ИР-15Т	150	1,5;2;2,5;3;3,5;4	6,2-12	$\frac{75}{100}$	4000	3200	3770	2500	11105	2750	8650	$\frac{25940}{26560}$

Примечание: В числителе – минимальное, в знаменателе – максимальное значение крутящего момента для различных модификаций СК

Конструирование СК в дезаксиальном исполнении позволяет уменьшить высоту, сократив размеры и массу отдельных элементов, снизить их металлоемкость.

В нашей стране в основном выпускались аксиальные станки-качалки по ГОСТ 5866-56; ГОСТ 5866-66; и ГОСТ 5866-76. Выпуск дезаксиальных станков-качалок СКД с небольшим положительным дезаксиалом начался в 1987 году по ОСТ 26-16-08-87 (табл.46).

По ОСТ 26-16-08-87 изготавливаются дезаксиальные станки-качалки шести типоразмеров. Станки-качалки СКД8-3-4000 и СКД12-3-5600 отличаются друг от друга типоразмером редуктора и мощностью электродвигателя, а станка-качалки СКД10-3,5-5600 и СКД12-3-5600 – длиной тела балансира и головкой балансира.

Условное обозначение СКД10-3,5-5600 расшифровывается следующим образом: станок-качалка дезаксиальная, номинальная нагрузка на устьевой шток - 100 кН, максимальная длина хода устьевого штока - 3,5 м, номинальный крутящий момент на выходном валу редуктора - 56 кН·м.

На нефтяных промыслах эксплуатируется значительное количество румынских станков-качалок, из которых наиболее распространены UP-7Г, UP-9Г и UP-12Г (табл.47). Расшифровка обозначения СК 9Г-2500-3500: максимальная нагрузка на головку балансира - 9 т; наибольшая длина хода штанг - 2500 мм; допускаемый крутящий момент на выходном валу редуктора - 35 кН·м.

Все СК в соответствии с ТУ 26-16-54-77 поставляются с подвесками устьевого штока ПСШ (подвеска скважинная штанговая) (табл.50).

Электропривод станков-качалок

Станки-качалки типа СКД комплектуются трехфазными короткозамкнутыми асинхронными электродвигателями с повышенным пусковым моментом (АОП) во влагоморозостойком исполнении, а также закрытыми обдуваемыми электродвигателями усовершенствованной серии АО2 и модификации АОП2 (табл.48).

Электродвигатели для станков-качалок

Таблица 48

Электродвигатели серии АО2 и АОП2		
Тип	Номинальная мощность, кВт	Cos φ
1	2	3
1500 об/мин		
АОП2-51-4	7,5	0,83
АОП2-52-4	10	0,83
АОП2-61-4; АО2-61-4	13	0,84
АОП2-62-4; АО2-62-4	17	0,84

1	2	3
АОП2-71-4; АО2-71-4	22	0,85
АОП2-72-4; АО2-72-4	30	0,85
АОП2-81-4; АО2-81-4	40	0,88
АОП2-81-4; АО2-81-4	40	0,89
АОП2-82-4; АО2-82-4	55	0,89
1000 об/мин		
АОП2-5	7,5	0,80
АОП2-61-6; АО2-61-6	10	0,83
АОП2-62-6; АО2-62-6	13	0,84
АОП2-71-6; АО2-71-6	17	0,84
АОП2-72-6; АО2-72-6	22	0,89
АОП2-81-6; АО2-81-6	30	0,89
АОП2-82-6; АО2-82-6	40	0,89
АОП2-82-6; АО2-82-6	40	0,89
АОП2-91-6; АО2-91-6	55	0,89
750 об/мин		
АОП2-61-8; АО2-61-8	7,5	0,81
АОП2-62-8; АО2-62-8	10	0,81
АОП2-71-8; АО2-71-8	13	0,83
АОП2-72-8; АО2-72-8	17	0,83
АОП2-81-8; АО2-81-8	22	0,84
АОП2-82-8; АО2-82-8	30	0,88
АОП2-91-8; АО2-91-8	40	0,88
АОП2-91-8; АО2-91-8	40	0,88
АОП2-92-8; АО2-92-8	55	0,86

Примечание: Здесь после обозначения марки двигателя цифра 2 означает категорию размещения, а цифра 4, 6, 8 – число пар полюсов.

Румынские станки-качалки комплектуются асинхронными трехфазными электродвигателями с короткозамкнутым ротором типа ASJ и с фазным ротором типа AFJ во влагостойком исполнении. Техническая характеристика электродвигателей типа ASJ приведена ниже.

Условное обозначение	ASJ E280S75-8 EXET3	ASJE-28M75-8 EXET3
Мощность, кВт	36	50
Частота вращения, об/мин	735	
$I_{пуск}/I_{ном}$	6,5	
Cos φ	0,825	0,835
Частота, Гц	50	
Параметры при ΔУ:		
напряжение, В	220/380	
сила тока, А	125,5/72,5	171/99

Редукторы

Редукторы всех станков-качалок цилиндрические двухступенчатые. Они представляют собой совокупность двух пар цилиндрических шевронных зубчатых передач, выполненных с зацеплением Новикова (табл.49),

работающих в масляном картере редуктора. Каждый редуктор снабжен специальным тормозом, позволяющим застопорить балансир в любом его положении.

Техническая характеристика редукторов

Таблица 49

Типоразмер	Номинальный крутящий момент (на выходном валу), кН·м (кгс·м)	Межосевое расстояние, мм			Общее передаточное число	Масса (сухая), кг
		суммарное	быстроходной ступени	тихоходной ступени		
Ц2НШ-315	7,1 (710)	515	200	315	39,868	680
Ц2НШ-355	14 (1400)	580	225	355	40,3	1090
Ц2НШ-450	28 (2800)	730	280	450	39,924	2090
Ц2НШ-750Б	40 (4000)	750	300	450	37,18	2735
Ц2НШ-560	56 (5600)	915	355	560	40,315	3200

Основные размеры подвески устьевого штока (мм)

Таблица 50

Станок-качалка	Типоразмер подвески устьевого штока	Канат		Диаметр устьевого штока	Длина	Ширина	Высота
		диаметр, мм	длина, м				
СКДЗ-1,5-710	ПСШЗ	16	4,3	31	250	86	195
СКДТЗ-1,5-710					285	100	210
СКД4-2,1-1400	ПСШ6	22,5	5,7	31	285	100	210
СКДТ4-2,1-1400					285	100	210
СКД6-2,5-2800	ПСШ6	22,5	6,6	31	285	100	210
СКДТ6-2,5-2800					285	100	210
СКД8-3-4000	ПСШ15	25,5	7,7	36	300	108	245
СКДТ8-3-4000			7,7				
СКД10-3,5-5600			8,8				
СКДТ10-3,5-5600			8,8				
СКД12-3-5600			7,7				
СКДТ12-3-5600			7,7				

Техническая характеристика ШСУ

Таблица 51

Параметры	ШСУЗ1-2600	ШСУЗ1-4600	ШСУЗ6-5600
Наибольшая нагрузка на шток, кН	65	65	100
Присоединительная резьба насосных штанг по ГОСТ 13877-80Е, мм	ШН22	ШН22	ШН22
Габариты, мм:			
диаметр	31	31	36
длина	2600	4600	5600
Масса, кг	15	27	46

Типоразмер подшипников для станков-качалок типа СКД

Таблица 52

Наименование сборочных единиц	Типоразмер станка-качалки						Кол-во подшипников		
	СКДЗ-1,5-710	СКДУ-2,1-1400	СКД6-2,5-2800	СКД8-3-4000	СКД10-3,5-5600	СКД112-3-5600			
	Подшипники								
	Типораз- мер	дхДхВ, мм	Типораз- мер	дхДхВ, мм	Типоразмер	дхДхВ, мм			
1 Преобразующий механизм	Головка балансира	-	8112 ГОСТ 6874-75	60х85х17	8114 ГОСТ 6874-75	70х95х18	8118 ГОСТ 6874-75	90х120х22	1
	Опора балансира	3610 ГОСТ 5721-75	3616 ГОСТ 5721-75	80х170х58	3616 ГОСТ 5721-75	80х170х58	3620 ГОСТ 5721-75	100х215х73	2
	Опора траверсы	3616 ГОСТ 5721-75	3616 ГОСТ 5721-75	80х170х58	3620 ГОСТ 5721-75	100х215х73	3626 ГОСТ 5721-75	130х280х93	1
	Нижняя головка шатуна	3610 ГОСТ 5721-75	3612 ГОСТ 5721-75	60х130х46	3612 ГОСТ 5721-75	60х130х46	53615 ГОСТ 24696-81	75х160х55	2
	Верхняя головка шатуна	-	ШСЛ60К* ГОСТ 3635-78	60х90х44	ШСЛ60К* ГОСТ 3635-78	60х90х44	ШСЛ60К* ГОСТ 3635-78	60х90х44	2
Редуктор	Вал ведущий	36612 ГОСТ 8328-75	2614 ГОСТ 8328-75	70х150х51	32616 ГОСТ 8328-75	80х170х58	2619 или 32619 ГОСТ 8328-75	110х240х80	2
	Вал промежуточный	2614КМ ГОСТ 8328-75	32616 ГОСТ 8328-75	80х170х58	32619 ГОСТ 8328-75	95х200х67	3622 или 32622 ГОСТ 8328-75	120х260х86	2
	Вал ведомый	3520 ГОСТ 5721-75	100х180х46	120х215х8	3630 ГОСТ 5721-75	150х270х73	3534 ГОСТ 5721-75	170х310х86	2

Примечание: * - в подшипниках наружная обойма ломаная, из двух половин.

Рекомендуемые числа качаний балансира в зависимости от частоты вращения вала электродвигателя и диаметра его шкива

Таблица 53

Станок-качалка	Диаметр сменного шкива электродвигателя, мм	Число качаний в минуту при синхронной частоте вращения вала электродвигателя, об/мин		
		750	1000	1500
СКДЗ-1,5-710	125	-	5,4	8,1
СКД4-2,1-1400	160	-	6,95	10,4
	180	-	7,8	11,7
	200	-	8,7	13
	224	-	9,7	14,6
СКД6-2,5-2800	200	5,2	6,8	10,3
	224	5,8	7,7	11,6
	250	6,5	8,5	12,9
	280	7,2	9,6	14,5
	315	8,2	10,8	-
СКД8-3-4000	200	4,4	5,8	8,7
	224	4,9	6,5	9,8
	250	5,5	7,3	10,9
	280	6,1	8,1	12,2
	315	6,9	9,2	13,8
СКД10-3,5-5600	200	4	5,4	8,1
	224	4,5	6	9
	250	5,1	6,7	10,1
	280	5,7	7,5	11,3
	315	6,4	8,5	12,8

Карта смазки узлов станка-качалки

Таблица 54

Узел	Период добавки	Период замены	Время года	Район по ГОСТ 16350-80			
				холодный	умеренно холодный	умеренно теплый	жаркий
1. Зубчатое зацепление и подшипники валов редуктора	по мере необх.	Через 6 мес.	Летом	И-30А	И-40А	И-40А	И-50А
			ГОСТ 20799-75				
			Зимой	Освое	Освое	И-20А	И-30А
				С	З		
2. Шарнир с упорным подшипником и защелка головки балансира	1 раз в 3 месяца		ГОСТ 610-72 ГОСТ 20799-75				
			Летом и зимой	Пресс-солидол С (ГОСТ 4366-76)			

3. Подшипник опоры балансира				
4. Подшипник опоры траверсы				
5. Подшипники верхних головок шатунов				
6. Подшипники нижних головок шатунов				
7. Ходовые винты тормоза и поворотной плиты под электродвигатель	По мере необх.			

9. Станции управления работой станка-качалки

Для управления работой штанговой насосной установки, контроля и защиты электрооборудования применяются блоки управления БУС-3М и станции управления СУС-01.

Станции управления обеспечивают ручной, дистанционный пуск и остановку электродвигателя; автоматический пуск (самозапуск), пуск и остановку по заданной программе; защитное отключение электродвигателя с задержкой в зависимости от перегрузки в установившемся режиме работы при возникновении аварийных ситуаций (обрыве фаз, ремней, штанг, перегрузках по току, неисправности насоса, заклинивании редуктора, повышении или понижении давления в выкидном трубопроводе за заданные уставки).

Техническая характеристика блока управления БУС-3М приведена ниже

Габаритные размеры, мм	1370×940×330
Масса, кг	140
Срок службы (лет), не менее	8
Параметры питающей сети:	
напряжение, В	380
частота, Гц	50
Диапазон рабочих температур, К	213-323 (-60 - +50°C)
Коммутируемая мощность нагрузки, кВт	
не более	55

Техническая характеристика СУС-01

Габаритные размеры, мм	835×690×330
Масса, кг	56
Средний срок службы (лет), не менее	10
Питание станции осуществляется от сети переменного тока с параметрами:	
напряжение, В	380
частота, Гц	50±1
Диапазон рабочих температур, К	213-323
Температура, поддерживаемая нагревателем в станции СУС-01, К	
не ниже	243
Потребляемая мощность (без нагревателя), В·А	
не более	50
Мощность нагревателя, кВт	
не более	0.4
Время задержки самозапуска СК, с	10-150
Время работы и остановки СК, управляемого по программе в автоматическом режиме, ч	2-30

В качестве силовых элементов, выполняющих функцию включения/отключения тока от двигателя на станциях, применяются полупроводниковые элементы – симметричные тиристоры (симисторы) - станция БМС-1П.

Базовый вариант станции БМС-1М состоит из двух основных блоков: силового блока и плановой ремонтной службы (ПРС).

10. Электропровода

На нефтяных месторождениях для передачи электроэнергии от источников тока до нефтепромысловых объектов используются электропровода алюминиевые марки А и сталеалюминиевые марки АС.

Конструкции указанных проводов приведены в табл. 56, 57.

Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80

Таблица 55

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюм./сталь), мм ²	Ток (А) для проводов марок			
		АС		А	
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений	внутри помещений
50	50/8	210	165	215	165
70	70/11	265	210	265	210
95	95/16	330	260	320	255
120	120/19	390	313	375	300
	120/27	375			

Таблица 56

S _л /S _с , мм ²	Число и диаметр проволок, мм		Отношение сечения алюминия к сечению стальной проволоки	Диаметр D, мм	Вес g, кг/км	Электрическое сопротивление при ±20°C, Ом/км не более	Разрывное усилие Н, не менее		Длина провода м, не менее
	стальной	алюминиевой					из проволоки АТ	из проволоки АТ _п	
50/8,0	1x3,20	6x3,20	6,00	9,6	194	0,592	15990	16420	3000
70/11	1x3,80	6x3,80	6,00	11,4	274	0,420	22520	22830	2000
70/72	19x2,20	18x2,20	0,95	15,4	755	0,420	91380	92730	2000
95/16	1x4,50	6x4,50	6,00	13,5	384	0,299	31210	32050	1500
95/15	7x1,65	26x2,212	6,13	13,5	370	0,314	31380	33170	1500
95/141	37x2,20	24x2,20	0,65	19,8	1357	0,316	171600	173190	1500
120/19	7x1,85	26x2,40	6,25	15,2	471	0,245	39830	40980	2000
120/27	7x2,20	30x2,22	4,36	15,5	528	0,249	47870	50150	2000

Таблица 57

Сечение S, мм ²	Число и диаметр проволок, мм	Диаметр D, мм	Вес g, кг/км	Электрическое сопротивление при ±20°C, Ом/км не более	Разрывное усилие Н, не менее		Длина провода м, не менее
					из проволоки АТ	из проволоки АТ _п	
50	7x3,00	9,0	135	0,576	7585	8291	3500
70	7x3,55	10,7	189	0,412	10633	11270	2500
95	7x4,10	12,3	252	0,308	13769	14602	2000
120	19x2,80	14,0	321	0,246	17973	19610	1500

11. Электробезопасность при добыче нефти

Заземление

В качестве заземлителя для электрооборудования глубинно-насосной установки должны использоваться кондуктор или техническая колонна скважины.

Кондуктор (техническая колонна) должен быть связан с рамой станка-качалки не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками, приваренными в разных местах к кондуктору (технической колонне) и раме. Сечение каждого проводника должно быть не менее 48 мм².

Заземляющие проводники, соединяющие раму станка-качалки с кондуктором (технической колонной), должны быть заглублены в землю не менее чем на 0,5 м.

В качестве заземляющих проводников может применяться сталь: круглая, полосовая, угловая или другого профиля. Применение для этих целей стального каната не допускается.

При установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечения надежного контакта, дополнительного заземления электродвигателя не требуется.

При установке электродвигателя на поворотных салазках он заземляется гибким стальным проводником сечения не менее 35 мм².

В качестве заземлителя для электрооборудования погружного центробежного электронасоса используется кондуктор или техническая колонна скважины.

Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 мм², привариваться к кондуктору (технической колонне) не менее чем в двух местах и заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.

Если наземное электрооборудование погружных центробежных электронасосов установлено в будке, станция управления должна быть расположена таким образом, чтобы при открытых дверцах ее обеспечивался свободный выход наружу. Дверь будки должна открываться наружу.

Дверца станции управления должна иметь замок, ключ от которого должен находиться у лица электротехнического персонала, обслуживающего установку.

Бронированный кабель, идущий к устью скважины, должен быть проложен по специальным опорам. Через каждые 50 м трассы должны быть установлены предупредительные знаки.

Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки трактора-подъемника, запрещается.

Во время спуско-подъемных операций производить какие-либо работы на кабеле запрещается.

При длительных перерывах в эксплуатации скважины напряжение должно быть полностью снято со всей установки погружного центробежного электронасоса.

Для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна устраиваться молниезащита в соответствии с "Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и промышленных сооружений" СН 305-69.

Запрещается во время грозы производить работы на станке-качалке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств грозозащиты.

Воздушные линии электропередачи должны находиться от поверхности автомобильных дорог на расстоянии, указанном в табл. 58.

Номинальные расстояния при пересечении и сближении ВЛ с автомобильными дорогами

Таблица 58

Пересечение или сближение	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ					
	до 20	35-110	150	220	330	500
Расстояние по вертикали:						
а) от провода до полотна дороги:						
в нормальном режиме ВЛ	7	7	7,5	8	8,5	9
при обрыве провода в соседнем пролете	5	5	5,5	5,5	6	-
б) от провода до транспортных средств в нормальном режиме ВЛ	2,5	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5

Охранные зоны

Для охраны электрических сетей напряжением до 1000 В устанавливаются охранные зоны:

а) вдоль воздушных линий электропередачи в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими от проекций крайних проводов на поверхность земли (при неотключенном их положении) на 2 м с каждой стороны;

б) вдоль подземных кабельных линий электропередачи в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими от крайних кабелей на 1 м с каждой стороны.

Охранные зоны электрических сетей напряжением свыше 1000 В устанавливаются:

а) вдоль воздушных линий электропередачи в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотключенном их положении на расстоянии, м:

Для линий напряжением, кВ:

до 20	10
35	15
110	20
150, 220	25

Рыть траншеи и котлованы в местах нахождения кабельных линий электропередачи и подземных сооружений следует с особой осторожностью, на глубине 0,4 м и более – только лопатами.

Зимой раскопки на глубину более 0,4 м в местах прохождения кабелей должны выполняться с обогревом грунта. При этом от поверхности обогреваемого слоя до кабелей следует сохранить слой грунта толщиной не менее 0,3 м. Оттаявший грунт отбрасывается лопатами.

12. Молниезащита I категории

Рис.12. Отдельно стоящий стержневой молниеотвод:

1-защищаемый объект; 2-металлические коммуникации

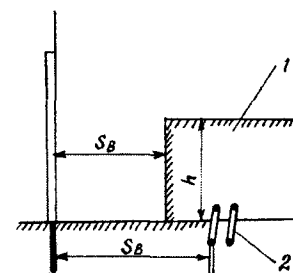
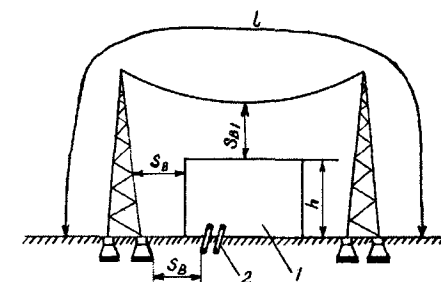


Рис.13. Отдельно стоящий тросовой молниеотвод.



Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми (рис.12) или тросовыми (рис.13) молниеотводами.

При этом для стоящих молниеотводов приемлемыми являются следующие конструкции заземлителей:

а) один и более железобетонный подножник длиной не менее 2 м или одна и более железобетонная свая длиной не менее 5 м;

б) одна и более заглубленная в землю не менее чем на 5 м стойка железобетонной опоры диаметром не менее 0,25 м;

в) железобетонный фундамент произвольной формы с площадью поверхности контакта с землей не менее 10 м²;

г) искусственный заземлитель, состоящий из трех и более вертикальных электродов длиной не менее 3 м, объединенных горизонтальным электродом, при расстоянии между вертикальными электродами не менее 5 м. Минимальные сечения (диаметры) электродов определяются по табл.59.

Таблица 59

Форма токоотвода и заземлителя	Сечение (диаметр) токоотвода и заземлителя, проложенных	
	снаружи здания на воздухе	в земле
Круглые токоотводы и перемычки диаметром, мм	6	-
Круглые вертикальные электроды диаметром, мм	-	10
Круглые горизонтальные* электроды диаметром, мм	-	10
Прямоугольные электроды:		
сечением, мм ²	48	160
толщиной, мм	4	4

* - только для выравнивания потенциалов внутри зданий и прокладки наружных контуров на дне котлована по периметру здания.

Наименьшее допустимое расстояние S_b по воздуху от защищаемого объекта до опоры (токоотвода) стержневого или тросового молниеотводов определяется в зависимости от высоты здания, конструкции заземлителя и эквивалентного удельного электрического сопротивления грунта ρ , Ом·м.

Для зданий и сооружений высотой не более 30 м наименьшее допустимое расстояние S_b , м, равно:

при $\rho \leq 100$ Ом·м для заземлителей любой конструкции $S_b = 3$ м;

при $100 < \rho \leq 1000$ Ом·м для заземлителей, состоящих из одной железобетонной сваи, одного железобетонного подножника или заглубленной стойки железобетонной опоры $S_b = 3 + 10^{-2} (\rho - 100)$.

Наименьшее допустимое значение S_{b1} от защищаемого объекта до троса в середине пролета определяется в зависимости от конструкции заземлителя, эквивалентного удельного сопротивления грунта ρ , Ом·м и суммарной длины L молниеприемников и токоотводов.

При длине $L < 200$ м наименьшее допустимое расстояние S_{b1} , м, равно:

при $\rho \leq 100$ Ом·м для заземлителей любой конструкции $S_{b1} = 3,5$ м

при $100 < \rho \leq 1000$ Ом·м:

для заземлителей, состоящих из одной ж.б. сваи, одного ж.б. подножника или заглубленной стойки ж.б. опоры, $S_{b1} = 3,5 + 3 \cdot 10^{-3} (\rho - 100)$;

для заземлителей, состоящих из 4-х ж.б. свай или подножников, расположенных на расстоянии 3-8 м один от другого, или искусственных заземлителей, $S_{b1} = 4$.

К I категории отнесены производственные помещения, в которых в нормальных технологических режимах могут находиться и образовываться взрывоопасные концентрации газов, паров, пыли, волокон. Любое поражение молнией вызывает взрыв, создает повышенную опасность разрушений и

жертв не только для данного объекта, но и для близ расположенных.

Все нефтепромысловые объекты, здания и сооружения, находящиеся на нефтегазовых месторождениях, относятся к I категории.

В качестве заземлителей молниезащиты допускается использовать все рекомендуемые ПУЭ заземлители электроустановок, за исключением нулевых проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ.

На зданиях и сооружениях с металлической кровлей в качестве молниеприемника должна использоваться сама кровля. При этом все выступающие неметаллические элементы должны быть оборудованы молниеприемниками, присоединенными к металлу кровли, а также соблюдены условия токоотвода от металлической кровли или молниеприемной сетки должны быть проложены к заземлителям не реже чем через 25 м по периметру здания.

В качестве заземлительной защиты от прямых ударов молнии во всех возможных случаях следует использовать железобетонные фундаменты зданий и сооружений.

Токоотводы, прокладываемые по наружным стенам зданий, следует располагать не ближе чем в 3 м от входов или в местах, недоступных для прикосновения людей.

Металлические корпуса установок и отдельных резервуаров при толщине металла крыши 4 мм и более, а также отдельные резервуары вместимостью менее 200 м³ независимо от толщины металла крыши, а металлические кожухи теплоизолированных установок достаточно присоединить к заземлителю.

Корпуса установок из железобетона, металлические корпуса установок и отдельных резервуаров при толщине металла крыши менее 4 мм должны быть оборудованы молниеотводами, установленными на защищаемом объекте или отдельно стоящими.

Защита от прямых ударов молнии неметаллических труб, башен, вышек высотой более 15 м должна быть выполнена путем установки на эти сооружения при их высоте:

до 50 м – одного стержневого молниеприемника высотой не менее 1 м;

от 50 до 150 м – двухстержневых молниеприемников высотой не менее 1 м, соединенных на верхнем конце трубы;

более 150 м – не менее 3-х стержневых молниеприемников высотой 0,2 - 0,5 м или по верхнему торцу трубы должно быть уложено стальное кольцо сечением не менее 160 мм².

Все соединения молниеприемников с токоотводами должны быть выполнены сваркой.

Для металлических труб, башен, вышек установка молниеприемников и прокладка токоотводов не требуется. В качестве заземлителей защиты от

прямых ударов молнии металлических и неметаллических труб, башен, вышек следует использовать их железобетонные фундаменты.

13. Скважинные штанговые насосы

Общие сведения

Изготавливают штанговые насосы следующих типов:

- НВ1 – вставной с замком наверху;
- НВ2 – вставной с замком внизу;
- НН – не вставной без ловителя;
- НН1 – не вставной с захватным штоком;
- НН2 – не вставной с ловителем.

Предусмотрены следующие исполнения насосов, различающиеся следующим образом.

1. По конструкции (исполнению) цилиндра:

- Б – с толстостенным цельным (безвтулочным) цилиндром;
- С – с составным (втулочным) цилиндром.

2. По конструктивным особенностям, определяемым функциональным назначением (область применения):

- Т – с полым (трубчатым) штоком, обеспечивающим подъем жидкости по каналу колонны трубчатых штанг;
- А – со сцепляющим устройством (только для насосов типа НН) для сцепления колонны насосных штанг с плунжером насоса;
- Д₁ – одноступенчатые двухплунжерные, обеспечивающие откачку высоковязкой жидкости;
- Д₂ – одноступенчатые двухплунжерные с двухступенчатым сжатием откачиваемой жидкости;
- У – с разгруженным цилиндром (только для насосов типа НН2), снимающим циклическую нагрузку при работе.

3. По стойкости к среде:

без обозначения — нормальные, т. е. стойкие к среде с содержанием механических примесей до 1,3 г/л;

И – абразивостойкие, т. е. стойкие к среде с содержанием механических примесей более 1,3 г/л.

Рекомендуемые области применения штанговых насосов приведены в табл.60.

Все насосы, кроме исполнения Д₁ и Д₂, одноступенчатые одноплунжерные.

Насосы имеют четыре группы посадки в зависимости от размера зазора между плунжером и цилиндром (табл. 61).

Область применения насосов в зависимости от параметров откачиваемой жидкости

Таблица 60

Параметры жидкости	НВ1Б, НВ2Б, НВ1С, НН2С, НН2Б, НН1С, НН2БУ, ННБА	НВ1Б...И, НН2Б...И, НВ1БТ...И, НН2БТ...И	НВ1БД1, ННБД1	НВ1БД2
Содержание механических примесей, г/л	≤ 1,3	≥ 1,3	≤ 1,3	≤ 1,3
Вязкость жидкости (Па*с), не более	0,025	0,025	0,3	0,025
Минерализация воды (г/л), не более		10		
Объемное содержание свободного газа (%), не более		10		25
Содержание сероводорода (мг/л), не более		50		
рН	4,2-6,8	6-8	4,2-6,8	

Размеры зазора между плунжером и цилиндром в зависимости от группы посадки насоса, мм

Таблица 61

Группа посадки насоса	Исполнение цилиндра	
	Б	С
0	≤ 0,045	≥ 0,045
1	0,01-0,07	0,02-0,07
2	0,06-0,12	0,07-0,12
3	0,11-0,17	0,12-0,17

Условные обозначения насосов расшифровываются следующим образом.

Первая группа букв и цифра указывают тип насоса, следующие буквы - исполнение по цилиндру и специальное исполнение; далее следует условный размер насоса d (мм), для двухплунжерных насосов условный размер указывается дробью: в числителе - верхнего плунжера, в знаменателе - нижнего. Следующие цифры означают: длина хода плунжера S (мм), уменьшенная в 100 раз; напор H (м), уменьшенный в 100 раз, и группу посадки; номер отраслевого стандарта (ОСТ 26-16-06—86).

Примеры условных обозначений насосов.

Насос типа НВ1, исполнение по цилиндру Б, условный размер 44 длина хода плунжера 3500 мм, напор 1500 м, группа посадки 0, нормальное исполнение по стойкости к среде: насос НВ1Б-44-35-15 ОСТ 26-16-06—86.

Тот же насос специального исполнения Т и абразивостойкого исполнения: насос НВ1БТ-44-35-15-0-И ОСТ 26-16-06-86.

Насос типа НВ1, исполнение по цилиндру Б, специальное исполнение Д₁, условный размер 38/57, длина хода плунжера 2500 мм, напор 1200м, 2-я

группа посадки, нормальное исполнение по стойкости к среде: насос НВ1БД1-38/57-25-12-2 ОСТ 26-16-06-86 и т. д.

В условное обозначение замковой опоры входят тип опоры, условный размер опоры, номер отраслевого стандарта. Например, опора типа ОМ условным размером 60 мм обозначается: опора ОМ-60 ОСТ 26-16-06-86

Цилиндры насосов изготавливают в двух исполнениях: ЦБ - цельный (без-штулочный) толстостенный; ЦС - составной (штулочный) из набора втулок, стянутых внутри кожуха переводниками.

Плунжеры насосов изготавливают в четырех исполнениях:

П1Х - с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и хромовым покрытием наружной поверхности;

П2Х - то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце;

П1И - с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и упрочнением наружной поверхности напылением износостойкого порошка;

П2И - то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце.

Пары седло-шарик клапанов насосов выпускают в трех исполнениях:

К - с цилиндрическим седлом и шариком из коррозионно-стойкой стали; КБ - с цилиндрическим седлом с буртом и шариком из коррозионно-стойкой стали; КИ - с цилиндрическим седлом из твердого сплава и шариком из коррозионно-стойкой стали.

Штанговые насосы нормального исполнения по стойкости к среде комплектуют плунжерами П1Х и П2Х и парами седло-шарик исполнений К и КБ, а штанговые насосы абразивостойкого исполнения - плунжерами П1И и П2И и парами седло-шарик исполнения КИ.

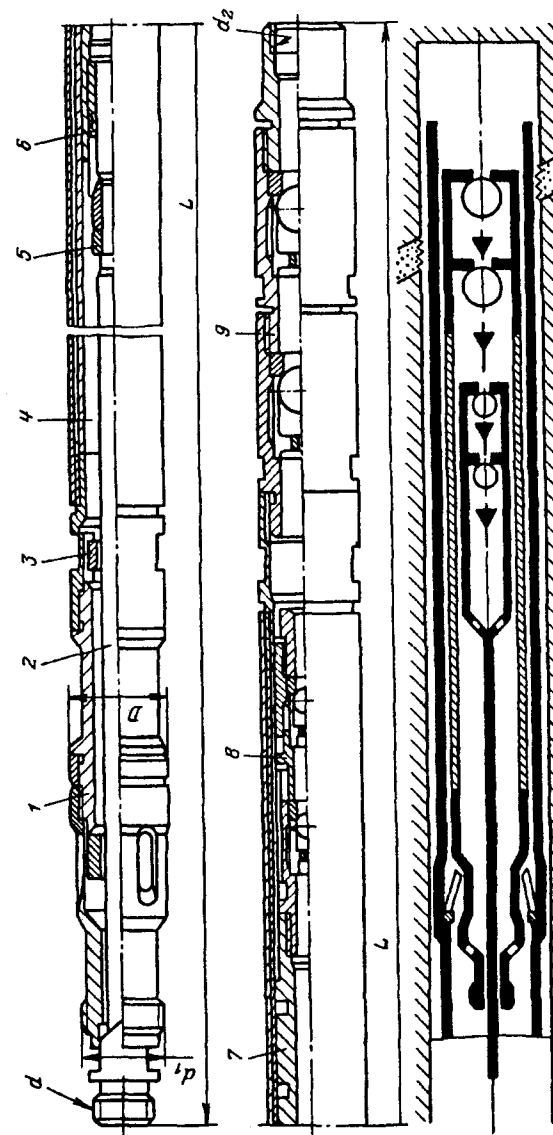


Рис. 14. Штанговый насос исполнения НВ1С.

1 – замок; 2 – шток; 3 – упор; 4 – цилиндр; 5 – контргайка; 6 – клетка плунжера; 7 – плунжер; 8 – нагнетательный клапан; 9 – всасывающий клапан.

Техническая характеристика штанговых насосов исполнения НВ1С

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Замковая опора	d, (К аварийному ловителю)	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
НВ1С-29-12-15	29	1200	11,4	1500	1200	ОМ-60	М42х3	48,2	4000	36
НВ1С-29-18-15		1800	17,1	2500	1800				4600	42
НВ1С-29-18-25									5200	48
НВ1С-29-25-15		2500	23,8	1500	1200				5800	54
НВ1С-29-25-25				2500	1800				6400	60
НВ1С-29-30-15		3000	28,5	1500	1200				6400	60
НВ1С-29-30-25				2500	1800				4000	33
НВ1С-32-12-15	32	1200	14	1500	1200	ОМ-60	М42х3	48,2	4000	33
НВ1С-32-18-15		1800	21	2200	1800				4600	39
НВ1С-32-18-22									5200	45
НВ1С-32-25-15		2500	29	1500	1200				5800	49
НВ1С-32-25-22				2200	1800				6400	54
НВ1С-32-30-15		3000	35	1500	1200				6400	54
НВ1С-32-30-22				2200	1800					
НВ1С-38-12-15	38	1200	20	1500	1200	ОМ-73	М52	59,7	4100	52
НВ1С-38-18-15		1800	29,5	2000	1500				4700	63
НВ1С-38-18-20									5000	65
НВ1С-38-25-15		2500	41	1500	1200				5300	70
НВ1С-38-25-20				2000	1500				5600	73
НВ1С-38-30-15		3000	49	1500	1200				5900	78
НВ1С-38-30-20				2000	1500				6200	82
НВ1С-38-35-15		3500	57,5	1500	1200				6500	86
НВ1С-38-35-20				2000	1500				6800	89
НВ1С-44-12-15	44	1200	26,3	1500	1200				4100	48
НВ1С-44-18-15		1800	39,4						4700	55
НВ1С-44-25-15		2500	54,7						5300	62
НВ1С-44-30-15		3000	65,6						5900	68
НВ1С-44-35-15		3500	76,6						6500	74
НВ1С-57-18-12	57	1800	66,1	1200		ОМ-89	М56	72,9	4750	73
НВ1С-57-25-12		2500	91,8						5350	80
НВ1С-57-30-12		3000	110,2						5950	89
НВ1С-57-35-12		3500	128,5						6510	97

Примечание. Присоединительная резьба: d (к штангам) - у насосов НВ1С-29, 32, 38, 44 - Ш19; НВ1С-57-Ш22; d2 (к фильтрам) - у насосов НВ1С-29, 32-Г1В; НВ1С-38, 44-Г1 1/4В; НВ1С-57-Г1 1/2В.

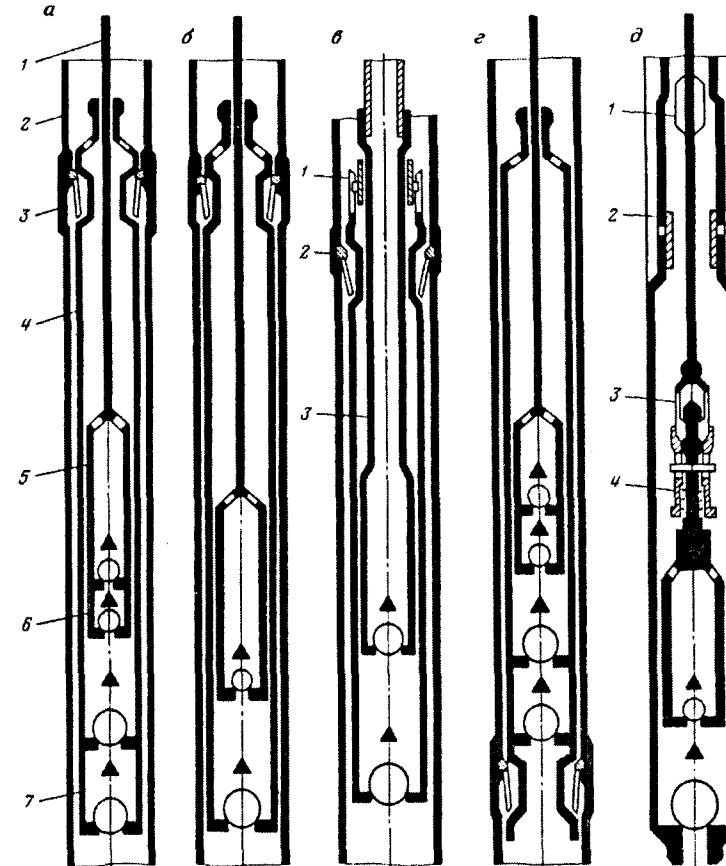


Рис. 15. Штанговые насосы.

а - НВ1Б: 1 - шток; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - замок; 4 - цилиндр; 5 - плунжер; 6 - нагнетательный клапан; 7 - всасывающий клапан; б - НВ1Б...И; в - НВ1БТ...И: 1 - сливное устройство; 2 - замок; 3 - полый шток; г - НВ2Б; д - ННБА: 1 - центратор; 2 - сливное устройство; 3 - цанговый клапан; 4 - сцепляющее устройство

Таблица 63

Техническая характеристика штанговых насосов исполнения НВ1Б

Шифр насоса	Усл. разм ер насо са, мм	Длин а хода плун жера, мм	Теорет ическа я подача при n=10, м3/сут	На-пор, м	Дли-на плун-же-ра, мм	Замко-вая опора	d, (К ава-рий-ному лови-телю)	На-руж-ный диа-метр, мм	Дли-на, мм	Мас-са, кг					
НВ1Б-29-12-15	29	1200	11,4	1500	1200	ОМ-60	М42х3	48,2	4050	33					
НВ1Б-29-18-15		1800	17,1						4650	38					
НВ1Б-29-18-25		2500	23,8						5250	43					
НВ1Б-29-25-15									5850	47					
НВ1Б-29-25-25															
НВ1Б-29-30-15		3000	28,5						6450	52					
НВ1Б-29-30-25									4050	33					
НВ1Б-32-12-15	32	1200	14	1500	1200				4650	40,5					
НВ1Б-32-18-15		1800	21						5250	46					
НВ1Б-32-18-22															
НВ1Б-32-25-15			29						5850	49					
НВ1Б-32-25-22									6450	53,5					
НВ1Б-32-30-15		3000	35						4100	45					
НВ1Б-32-30-22															
НВ1Б-38-12-15	38	1200	20	1500	1200	ОМ-73	М52	59,7	4700	51					
НВ1Б-38-18-15		1800	29,5						5000	54,5					
НВ1Б-38-18-20									5300	57,5					
НВ1Б-38-25-15		2500	41						5600	61,5					
НВ1Б-38-25-20									5900	63,5					
НВ1Б-38-30-15		3000	49						6200	67					
НВ1С-38-30-20									6500	70					
НВ1Б-38-35-15		3500	57,5						6800	73,5					
НВ1Б-38-35-20									7400	77,5					
НВ1Б-38-45-15		4500	73,5						7700	82,5					
НВ1Б-38-45-20									8900	95,5					
НВ1Б-38-60-15		6000	98						9200	99					
НВ1Б-38-60-20									4100	48					
НВ1Б-44-12-15	44	1200	26,3	1500	1200				4700	55					
НВ1Б-44-18-15		1800	39,4						5300	63					
НВ1Б-44-25-15		2500	54,7						5900	68					
НВ1Б-44-30-15		3000	65,6						6500	74					
НВ1Б-44-35-15		3500	76,6						7400	88					
НВ1Б-44-45-15		4500	98,5						8900	105					
НВ1Б-44-60-15	57	6000	131,3	1200	1200	ОМ-89	М-56	72,9	4800	73					
НВ1Б-57-18-12		1800	66,1						5400	82,5					
НВ1Б-57-25-12		2500	91,8						6000	92					
НВ1Б-57-30-12		3000	110,2						6600	98					
НВ1Б-57-35-12		3500	128,5						7500	108					
НВ1Б-57-35-12		4500	165,3						9000	135					
НВ1Б-57-35-12		6000	220,4												

Примечание. Присоединительная резьба: d (к штангам) - у насосов НВ1Б-29, 32, 38, 44 - Ш19; НВ1Б-57-Ш22; d2 (к фильтрам) - у насосов НВ1Б-29-Г3/4В; НВ1Б-32, 38-Г1В; НВ1Б-44-Г1 1/4В; НВ1Б-57-Г1 1/2В.

Таблица 64

Техническая характеристика штанговых насосов исполнения НВ1Б...И

Шифр насоса	Усл. раз- мер на- со- са, мм	Дли- на хода плун- же- ра, мм	Теорет ическа я подача при n=10, м3/сут	На- пор, м	Дли- на плун- же- ра, мм	Замко- вая опора	d, (К ава- рийному лови- телю)	На- руж- ный диа- ме- тр, мм	Дли- на, мм	Мас- са, кг					
НВ1Б-29-12-15И	29	1200	11,4	1500	1200	ОМ-60	М42х3	48,2	3930	31,5					
НВ1Б-29-18-15И		1800	17,1						4530	36,5					
НВ1Б-29-18-25И		2500	23,8						5130	42					
НВ1Б-29-25-15И									5130	42					
НВ1Б-29-25-25И									5730	47					
НВ1Б-29-30-15И		3000	28,5						5730	47					
НВ1Б-29-30-25И									6330	52					
НВ1Б-32-12-15И	32	1200	14	1500	1200				3940	33					
НВ1Б-32-18-15И		1800	21						4540	39,5					
НВ1Б-32-18-22И									5240	44,5					
НВ1Б-32-25-15И			29						5240	44,5					
НВ1Б-32-25-22И									5740	49					
НВ1Б-32-30-15И		3000	35						5740	49					
НВ1Б-32-30-22И									6340	53,5					
НВ1Б-38-12-15И	38	1200	20	1500	1200	ОМ-73	М52	59,7	3950	43,5					
НВ1Б-38-18-15И		1800	29,5						4550	50,5					
НВ1Б-38-18-20И									4850	53					
НВ1Б-38-25-15И		2500	41						5150	56					
НВ1Б-38-25-20И									5450	59,5					
НВ1Б-38-30-15И		3000	49						5750	62					
НВ1С-38-30-20И									6050	66					
НВ1Б-38-35-15И		3500	57,5						6350	69,5					
НВ1Б-38-35-20И									6650	72					
НВ1Б-38-45-15И		4500	73,5						7250	78,5					
НВ1Б-38-45-20И									7550	81					
НВ1Б-38-60-15И		6000	98						8750	92,5					
НВ1Б-38-60-20И									9050	96,5					
НВ1Б-44-12-15И	44	1200	26,3	1500	1200				ОМ-89	М-56	72,9	3950	48		
НВ1Б-44-18-15И		1800	39,4									4550	55		
НВ1Б-44-25-15И		2500	54,7									5150	63		
НВ1Б-44-30-15И		3000	65,6									5750	68		
НВ1Б-44-35-15И		3500	76,6									6350	74		
НВ1Б-44-45-15И		4500	98,5									7250	85		
НВ1Б-44-60-15И	57	6000	131,3	1200	1200	8750	102								
НВ1Б-57-18-12И		1800	66,1			4650	73								
НВ1Б-57-25-12И		2500	91,8			5250	82,5								
НВ1Б-57-30-12И		3000	110,2			5850	90								
НВ1Б-57-35-12И		3500	128,5			6450	98								
НВ1Б-57-35-12И		4500	165,3			7350	108								
НВ1Б-57-35-12И		6000	220,4			8850	133								

Примечание. Присоединительная резьба: d (к штангам) - у насосов НВ1Б-29, 32, 38, 44...И - Ш19; НВ1Б-57...И-Ш22; d2 (к фильтрам) - у насосов НВ1Б-29-Г3/4В; НВ1Б-32, 38...И-Г1В; НВ1Б-44...И-Г1 1/4В; НВ1Б-57...И-Г1 1/2В.

Таблица 65

Техническая характеристика насосов исполнения ННБА

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при n=10, м3/сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб		Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						d (к трубам), мм	d1 (к штангам), мм			
ННБА-70-25-10	70	2500	138,5	1000	1200	73	Ш22	91	5350	135
ННБА-70-30-10		3000	166,2						5950	147
ННБА-70-35-10		3500	193,9						6550	160
ННБА-70-45-10		4500	249,3						7450	178
ННБА-95-25-08	95	2500	255	800	1200	89	Ш25	114	5400	200
ННБА-95-30-08		3000	306						6000	215
ННБА-95-35-08		3500	357						6600	231
ННБА-95-45-08		4500	459,1						7500	280
ННБА-102-25-07	102	2500	249	700	1200	89	Ш25	114	5500	174
ННБА-102-30-07		3000	352,3						6100	188
ННБА-102-35-07		3500	411,6						6700	203
ННБА-102-45-07		4500	529,2						7500	232

Примечание. Присоединительная резьба, d2 (к фильтрам), мм — у насосов

ННБА-70 — 73, ННБА-95-102 — 89

Таблица 66

Техническая характеристика насосов исполнения НН1С

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при n=10, м³/сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб			Наружный диаметр, мм	Длина, мм						
						d (к трубам), мм	d1 (к штангам), мм	d2 (к фильтрам), мм								
НН1С-29-09-12	29	900	8,8	1200	1200	48	Ш16	56	48	2600						
НН1С-32-09-12	32		10,4													
НН1С-44-09-15	44		19,7								1500	60	Ш19	70	60	2700
НН1С-57-09-12	57		33								1200			73	84	

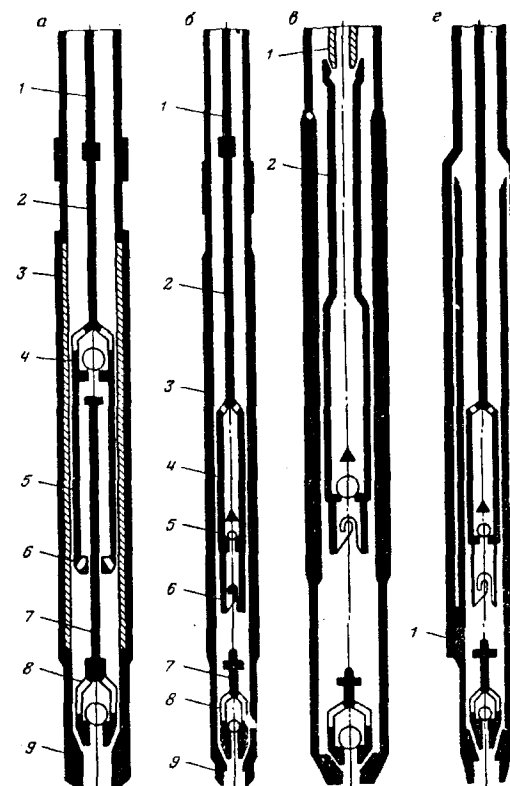


Рис. 16. Штанговые насосы.

а — НН1С: 1 — штанга; 2 — шток; 3 — цилиндр; 4 — нагнетательный клапан; 5 — плунжер; 6 — наконечник; 7 — захватный шток; 8 — всасывающий клапан; 9 — седло конуса. б — НН2Б и НН2Б...И: 1 — штанга; 2 — шток; 3 — цилиндр; 4 — плунжер; 5 — нагнетательный клапан; 6 — байонет; 7 — шток ловителя; 8 — всасывающий клапан; 9 — седло конуса. в — НН2БТ...И: 1 — полые штанги; 2 — полый шток. г — НН2БУ: 1 — патрубок.

Таблица 67

Техническая характеристика штанговых насосов НВ1БТ...И

Шифр насоса	Усл. раз- мер на- со- са, мм	Дли- на хода плун- же- ра, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	На- пор, м	Дли- на плун- же- ра, мм	Замко- вая опора	d, (К аварий- ному лови- телю)	На- руж- ный диа- метр, мм	Дли- на, мм	Мас- са, кг
НВ1БТ-44-18-10И	44	1800	39,4	1000	1200	ОМ-73	G1 1/4В	59,7	4550	55
НВ1БТ-44-25-10И		2500	54,7						5150	63
НВ1БТ-44-30-10И		3000	65,6						5750	68
НВ1БТ-57-18-08И	57	1800	66,1	800	1200	ОМ-89	G1 1/2В	72,9	4650	73
НВ1БТ-57-25-08И		2500	91,8						5250	82,5
НВ1БТ-57-30-08И		3000	110,2						5850	90

Примечание. Присоединительная резьба: d (к штангам) - у всех насосов 48 мм.

Таблица 68

Техническая характеристика штанговых насосов исполнения НВ2Б

Шифр насоса	Усл. раз- мер на- со- са, мм	Дли- на хода плун- же- ра, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	На- пор, м	Дли- на плун- же- ра, мм	Замко- вая опора	d, (К ава- рий- ному лови- телю)	На- руж- ный диа- метр, мм	Дли- на, мм	Мас- са, кг
НВ2Б-32-18-35	32	1800	21	3500	1800	ОМ-60	M42x3	48,2	5350	46
НВ2Б-32-25-35		2500	21						5950	52
НВ2Б-32-30-35		3000	29						6550	57
НВ2Б-38-25-35	38	2500	41	3000	1800	ОМ-73	M52	59,7	6000	61
НВ2Б-38-30-35		3000	49						6600	68
НВ2Б-38-35-35		3500	57,5						7200	75
НВ2Б-38-45-35	44	4500	73,5	2500	1800	ОМ-89	M-56	72,9	8100	86
НВ2Б-38-60-35		6000	98						9600	102
НВ2Б-44-25-30		2500	54,7						6000	70
НВ2Б-44-30-30	44	3000	65,6	3000	1800	ОМ-73	M52	59,7	6600	76,5
НВ2Б-44-35-30		3500	76,6						7200	82
НВ2Б-44-45-30		4500	98,5						8100	94
НВ2Б-44-60-30	57	6000	131,3	2500	1800	ОМ-89	M-56	72,9	8600	112
НВ2Б-57-30-25		3000	110,2						6680	98
НВ2Б-57-35-25		3500	128,5						7280	104
НВ2Б-57-45-25	57	4500	165,3	2500	1800	ОМ-89	M-56	72,9	9180	125
НВ2Б-57-60-25		6000	220,4						9680	147

Примечание. Присоединительная резьба: d (к штангам) - у насосов НВ2Б-32, 38, 44 - Ш19; НВ2Б-57 - Ш22; d2 (к фильтрам) - у насосов НВ2Б-32-Г1В; НВ2Б-38, 44 - G1 1/4В; НВ1Б-57 - G1 1/2В.

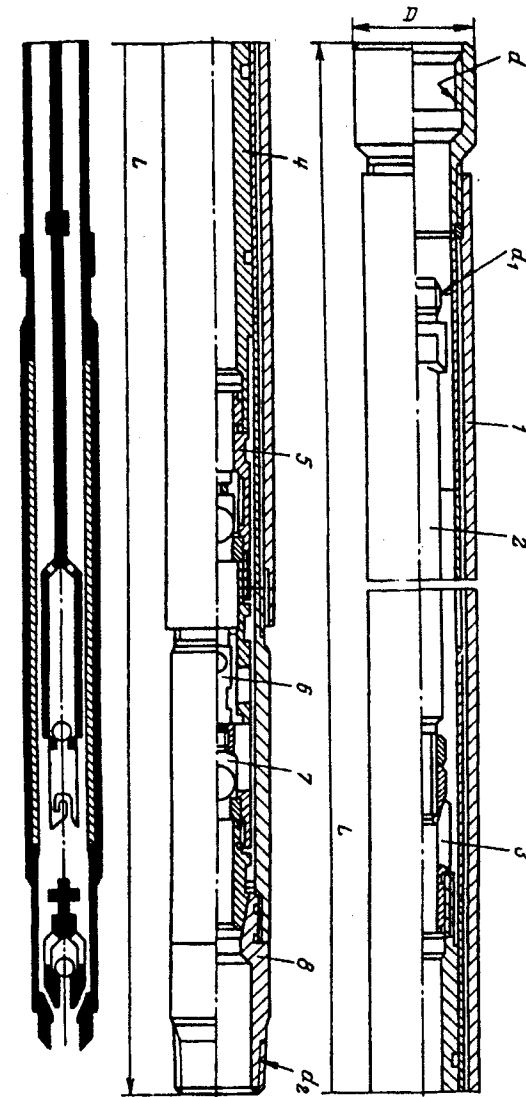


Рис. 17. Штанговый насос исполнения НН2С.

1-цилиндр; 2-шток; 3-клетка плунжера; 4-плунжер; 5-нагнетательный клапан; 6-шток ловителя; 7-всасывающий клапан; 8-седло.

Таблица 69

Техническая характеристика насосов исполнения НН2С

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб		Наружный диаметр, мм	Масса, кг
						d (к трубам), мм	d1 (к штангам), мм		
НН2С-32-12-12	32	1200	14	1200	48	Ш16	56	3200	29
НН2С-32-18-12		1800	21					3850	33
НН2С-32-25-12		2500	29					4400	38
НН2С-32-30-12		3000	35					5000	42
НН2С-44-12-15	44	1200	26,3	1500	60	Ш19	70	3050	60
НН2С-44-18-15		1800	39,4					3650	72
НН2С-44-25-15		2500	54,7					4250	83
НН2С-44-30-15		3000	65,6					4850	96
НН2С-44-35-15	57	3500	76,6	1200	73	Ш19	84	5450	107
НН2С-57-12-12		1200	44					3050	70
НН2С-57-18-12		1800	66,1					3650	80
НН2С-57-25-12		2500	91,8					4250	90
НН2С-57-30-12	70	3000	110,2	1000	89	Ш22	102	4850	98
НН2С-57-35-12		3500	128,5					5450	115
НН2С-70-25-10		2500	138,5					4250	116
НН2С-70-30-10		3000	166,2					4850	131
НН2С-70-35-10	95	3500	193,9	800	114	Ш25	130	5450	144
НН2С-95-25-08		2500	255					4550	166
НН2С-95-30-08		3000	306					5150	201
НН2С-95-35-08		3500	357					5750	221

Примечание. Присоединительная резьба: d2 (к фитингам) — у насосов

НН2С-70 — 89 мм, НН2С-95 — 114 мм, НН2С-57 — 73 мм,

НН2С-44 — 60 мм, НН2С-32 — 48 мм.

Таблица 70

Техническая характеристика насосов исполнения НН2Б

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб		Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						d (к трубам), мм	d1 (к штангам), мм			
НН2Б-32-12-12	32	1200	14	1200	48	Ш16	56	56	3200	29
НН2Б-32-18-12		1800	21						3800	34
НН2Б-32-25-12		2500	29						4400	39
НН2Б-32-30-12		3000	35						5000	43
НН2Б-44-12-15	44	1200	26,3	1500	60	Ш19	70	70	3050	40
НН2Б-44-18-15		1800	39,4						3650	55
НН2Б-44-25-15		2500	54,7						4200	64
НН2Б-44-30-15		3000	65,6						4850	71
НН2Б-44-35-15	57	3500	76,6	1200	73	Ш19	84	84	5450	78
НН2Б-44-45-15		4500	98,5						6350	92
НН2Б-57-12-12		1200	44						3150	57
НН2Б-57-18-12		1800	66,1						3750	65
НН2Б-57-25-12	70	2500	91,8	1000	89	Ш22	102	102	4350	75
НН2Б-57-30-12		3000	110,2						4950	81
НН2Б-57-35-12		3500	128,5						5550	87
НН2Б-57-45-12		4500	165,3						6450	100
НН2Б-70-25-10	95	2500	138,5	800	114	Ш25	130	130	4400	92
НН2Б-70-30-10		3000	166,2						5000	100
НН2Б-70-35-10		3500	193,9						5600	110
НН2Б-70-45-10		4500	249,3						6500	124
НН2Б-95-25-08	95	2500	255	800	114	Ш25	130	130	4500	140
НН2Б-95-30-08		3000	306						5100	153
НН2Б-95-35-08		3500	357						5700	165
НН2Б-95-45-08		4500	459,2						6600	183

Примечание. Присоединительная резьба: d2 (к фитингам) — у насосов

НН2Б-32 — 48 мм, НН2Б-44 — 60 мм, НН2Б-57 — 73 мм,

НН2Б-79 — 89 мм, НН2Б-95 — 114 мм.

Таблица 71

Техническая характеристика насосов исполнения НН2Б...И

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб			Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						d (к тру-бам), мм	d1 (к штан-гам), мм	d2 (к филь-трам), мм			
НН2Б-32.12.12.И	32	1200	14	1200		48	Ш16	48	56	3200	29
НН2Б-32.18.12.И		1800	21							3800	34
НН2Б-32.25.12.И		2500	29							4400	39
НН2Б-32.30.12.И		3000	35							5000	43
НН2Б-44.12.15.И	44	1200	26,3	1500		60		60	70	3050	40
НН2Б-44.18.15.И		1800	39,4							3650	55
НН2Б-44.25.15.И		2500	54,7							4250	64
НН2Б-44.30.15.И		3000	65,6							4850	71
НН2Б-44.35.15.И	57	3500	76,6	1200	1200	73	Ш19	73	84	5450	78
НН2Б-44.45.15.И		4500	98,5							6350	92
НН2Б-57.12.12.И		1200	44							3150	57
НН2Б-57.18.12.И		1800	66,1							3750	65
НН2Б-57.25.12.И	70	2500	91,8	1000		89	Ш22	89	102	4350	75
НН2Б-57.30.12.И		3000	110,2							4950	81
НН2Б-57.35.12.И		3500	128,5							5550	87
НН2Б-57.45.12.И		4500	165,3							6450	100
НН2Б-70.25.10.И	95	2500	138,5	800		114	Ш25	114	130	4400	92
НН2Б-70.30.10.И		3000	166,2							5000	100
НН2Б-70.35.10.И		3500	193,9							5600	110
НН2Б-70.45.10.И		4500	249,3							6500	124
НН2Б-95.25.08.И		2500	255							4500	140
НН2Б-95.30.08.И		3000	306							5100	153
НН2Б-95.35.08.И		3500	357							5700	165
НН2Б-95.45.08.И		4500	459,1							6600	183

Таблица 72

Техническая характеристика насосов исполнения НН2БТ...И

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб			Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						d (к тру-бам), мм	d1 (к штан-гам), мм	d2 (к филь-трам), мм			
НН2БТ-44-12-10И	44	1200	26,3	1000		73	48	60	84	3150	48
НН2БТ-44-18-10И		1800	39,4							3750	63
НН2БТ-44-25-10И		2500	54,7							4350	74
НН2БТ-44-30-10И		3000	65,6							4950	82
НН2БТ-57-12-08И	57	1200	44	800		73	48	73		3250	71
НН2БТ-57-18-08И		1800	66,1							3850	85
НН2БТ-57-25-08И		2500	91,8							4450	100
НН2БТ-57-30-08И		3000	110,2							5050	110

Таблица 73

Техническая характеристика штанговых насосов исполнения НН2БУ

Шифр насоса	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача при $n=10$, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительные размеры резьб			Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						d (к тру-бам), мм	d1 (к штан-гам), мм	d2 (к филь-трам), мм			
НН2БУ-44-18-22	44	1800	39,4	2200	1800	73		60	73	4300	56
НН2БУ-44-25-22		2500	54,7							4900	64
НН2БУ-44-30-22		3000	65,6							5500	70
НН2БУ-44-35-22		3500	76,6							6100	77
НН2БУ-44-45-22	57	4500	98,5	1800	1500	89	Ш19	73	89	7000	89
НН2БУ-57-18-18		1800	66,1							4000	64
НН2БУ-57-25-18		2500	91,8							4600	68
НН2БУ-57-30-18		3000	110,2							5200	75
НН2БУ-57-35-18		3500	128,5							5800	80
НН2БУ-57-45-18		4500	165,3							6700	90

Штанговые насосы, выпускаемые АО "Ижнефтемаш"

АО "Ижнефтемаш" с 1994 года выпускает глубинные штанговые насосы в соответствии со стандартами Американского нефтяного института (API).

По конструкции насосы выпускаются двух типов – вставные и трубные.

Цилиндры глубинных насосов выполняются двух конструктивных исполнений: толстостенные и тонкостенные.

Размеры и обозначения цилиндров приведены в табл. 74а.

Таблица 74а

Исполнение цилиндра	Тип насоса	Диаметр насоса, мм	Обозначение по API	Размеры, мм			
				внутр. диаметр		наружн. диаметр	
				номин.	пред. откл.	номин.	пред. откл.
Толстостенный	Вставной	106	B12-106	26,988	+0,05	34,13	
		125	B12-125	31,75		40,75	
		150	B12-150	38,10		48,42	
		175	B12-175	44,45		53,80	
	Трубный	125	B12-125	31,75	+0,05	40,75	+0,3 – 0,2
		175	B13-175	44,45		57,64	
		225	B13-225	57,15		70,34	
		275	B13-275	69,85		83,04	
		375	B13-375	95,25		108,44	
Тонкостенный	Вставной	125	B11-125	31,75	+0,05	38,10	+0,25 – 0,20
		150	B11-150	38,10		44,45	

Рекомендации API по выбору типа и размера насосов в зависимости от диаметра НКТ приведены в табл. 74б

Таблица 74б

Тип насоса	Диаметр НКТ, мм (дюйм)				
	48,3 (1,9")	60,3 (2 3/8")	73,0 (2 7/8")	88,9 (3 1/2")	114,3 (4 1/2")
	Размер насоса				
Вставной с толстостенным цилиндром (RH)	-	20-106	25-150	30-225	-
		20-125	25-175		
Вставной с тонкостенным цилиндром (RW)	15-125	20-125	-	-	-
		20-150	-	-	-
Трубный (TH)	-	20-125	25-225	30-275	40-375
		20-175			

Таблица соответствия глубинных штанговых насосов по стандарту API и OCT

Таблица 74в

Обозначение по API	Максимальный ход плунжера по сальниковому штоку, мм	Обозначение по OCT 26-16-06-86
Трубные (невставные) насосы		
20-125 THM 11-4-4	2861	HH2B 32-25-12
20-125 THM 11-4-5	3166	HH2B 32-30-12
25-125 THM 11-4-5		
20-175 THM 11-4-4	2781	HH2B 44-25-15
20-175 THM 11-4-5	3085	HH2B 44-30-15
25-175 THM 11-4-5		
20-175 THM 14-4-4	3695	HH2B 44-35-15
25-175 THM 14-4-4		
25-225 THM 11-4-5	3024	HH2B 57-30-12
30-275 THM 11-4-4	2654	HH2B 70-25-10
Вставные с верхним и нижним механическим креплением		
20-106 RHAM 12-4-3	2984	HB1B 29-25-15
20-106 RHAM 12-4-4	3288	HB1B 29-30-15
20-106 RHAM 14-4-3	3543	HB1B 29-35-15
20-106 RHBM 12-4-3	2994	HB2B 29-25-15
20-125 RHAM 12-4-3	2983	HB1B 32-25-15
20-125 RHAM 12-4-4	3288	HB1B 32-30-15
20-125 RHAM 14-4-3	3592	HB1B 32-35-15
20-125 RHBM 12-4-3	2994	HB2B 32-25-15
25-150 RHAM 12-4-3	2967	HB1B 38-25-15
25-150 RHAM 12-4-4	3272	HB1B 38-30-15
25-150 RHAM 14-4-3	3577	HB1B 38-35-15
25-150 RHBM 12-4-3	2960	HB2B 38-25-15
25-175 RHAM 12-4-3	2941	HB1B 44-25-15
25-175 RHAM 12-4-4	3246	HB1B 44-30-15
25-175 RHAM 14-4-3	3550	HB1B 44-35-15
25-175 RHBM 12-4-3	2934	HB2B 44-25-15

Трубный винтовой штанговый насос с верхним приводом

Насос выпускается Канадской фирмой КУДУ и эксплуатируется на скважинах ЗАО "Татойлгас". При этом разработаны два варианта привода насосной установки – с полым карданным валом и со сплошным карданным валом.

Полый карданный вал шестигранного сечения присоединяется к полированной штанге диаметром 1 1/4". Крутящий момент передается шестигранному карданному валу шестигранным отверстием полого карданного вала. Карданный вал фиксируется хомутом прямо на выходе из привода, таким образом вес колонны штанг передается приводу через хомут. Место установки хомута вдоль оси привода может варьироваться, что облегчает более точную установку винтового насоса в скважине.

Полый карданный вал позволяет извлекать полированную штангу через привод, таким образом скважина может ставиться на циркуляцию без разрушения герметизирующего уплотнения сальниковой коробки. При извлечении полированной штанги из статора винтового насоса извлекается ротор, позволяя промывать или глушить скважину.

Для систем с гидравлическим приводом возможен вариант установки со сплошным карданным валом. В таких установках привод может быть отсоединен от сальниковой коробки для возможности снятия привода и полированного штока для постановки скважины на циркуляцию.

Карданный вал закреплен с помощью трех мощных подшипниковых опор. Два нижних подшипника смазываются маслом, а верхний подшипник смазывается консистентной смазкой.

Точка для дыхания – (сапун) / заливки масла удобно расположена спереди. Отчетливо видимый уровнемер показывает требуемый уровень масла во время работы привода. Подъемные скобы с обеих сторон привода рассчитаны на полный вес колонны штанг. Два выреза в корпусе обеспечивают хороший доступ для обслуживания сальниковой коробки. Привод может легко устанавливаться с помощью трубы с высаженными наружу концами и резьбой 2 7/8", либо 3 1/2" присоединенной в тройник фонтанной арматуры.

Возможны два варианта крепления электродвигателя: боковая установка двигателя, при которой он крепится прямо к приводу, и двигатель крепится на опоре, прикрепляемой к фланцу фонтанной арматуры скважины. Оба варианта крепления пригодны для установки на наклонных скважинах без необходимости строительства дополнительных опор.

Для изменения высоты установки и натяжения приводного ремня электродвигателя применяются легкие в обращении регулировочные винты. Большой запас регулировочного хода позволяет применять приводные ремни различных длин. Опора передает реакцию от усилия крутящего момента фланцу фонтанной арматуры, таким образом привод не выкручивается из тройника фонтанной арматуры.

Техническая специфика

Допустимая осевая нагрузка	4500 кг
Номинальная скорость вращения	750 об/мин
Выходная мощность электродвигателя	30 кВт при 1160 об/мин
Номинальный срок службы упорного подшипника L10 при 500 об/мин	50000 час при нагрузке 4500 кг
Рабочие параметры	от -40° до +40°C
Емкость резервуара смазочного масла	1 литр
Посадка на фонтанную арматуру, выступающая резьба	2 7/8" или 3 1/2" с высаженными наружу концами

Фирмой КУДУ выпускается вставной винтовой штанговый насос с верхним приводом.

14. Насосные штанги

Штанги изготавливаются из стали марок: сталь 40, 20Н2М, 30ХМА, 15Н3МА и 15Х2НМФ по ГОСТ 1050-74 и ГОСТ 4543-71 с накатанной резьбой.

Сортамент для штанг – круглая горячекатаная сталь по ГОСТ 2590-71. Муфты к штангам изготавливаются двух типов:

соединительные – для соединения штанг одинаковых размеров;

переводные – для соединения штанг разных размеров.

Муфты каждого типа изготавливаются в исполнениях:

1 – с лысками под ключ;

2 – без лысок.

Муфты исполнения 1 изготавливаются:

а) из круглого калибровочного проката по ГОСТ 7417-75 из стали марок сталь 40 и сталь 45 по ГОСТ 1050-74;

б) из труб по ГОСТ 8734-75, а также из горячекатанного проката по ГОСТ 2590-88 из стали марок сталь 40 и сталь 45

Муфты исполнения 2 изготавливаются из труб по ГОСТ 8734-75 из сталь 45 по ГОСТ 1050-74, из круглого калибровочного проката по ГОСТ 7417-75 из сталь 40 и сталь 45 по ГОСТ 1050-74; 20Н2М и 20ХН2М – по ГОСТ 4543-71.

Резьба штанг должна быть накатанной, а поверхность на резьбовой канавке – обкатанной.

Насосные штанги выпускаются на Очерском, Мотовилихинском машиностроительных заводах и на заводе ЗАО "Белкам" Пермской области. Штанги маркируются по ГОСТ 13877-80 и ТУ 26-16-78, румынские штанги – по STAS 5329-65.

Маркировка насосных штанг наносится на двух противоположных сторонах каждого квадрата.

Марку стали маркируют буквами: У – сталь 40 и сталь 45; Н-20Н2М; Х-30ХМА; Р-15Н3МА; П-15Х2НМФ; С-36М17 (для румынских штанг).

Год выпуска маркируют одной последней цифрой календарного года. Квартала маркируют буквами: А-первый; Б-второй; Г-третий; И-четвертый.

Условный номер плавки маркируют тремя цифрами.

Пример маркировки штанг: Ш375Н9А, где Ш – условное обозначение завода им. лейтенанта Шмидта; 375 – номер плавки; Н – сталь марки 20Н2М; 9 – год изготовления (1989); А – первый квартал.

Штанги и насосные муфты к ним ГОСТ 13877-80

Таблица 75

Условный размер штанги	Масса штанги, кг, не более при длине L мм						
	1000	1200	1500	2000	3000	8000	9000
ШН 13	1,17	1,38	1,69	2,21	3,25	8,45	9,49
ШН 16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93	14,51
ШН 19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29	20,52
ШН 22	3,71	4,30	5,20	6,70	9,68	24,50	27,48
ШН 25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65	35,50
ШН 28	6,63	7,60	9,04	11,46	16,30	40,47	45,30

Пример условного обозначения штанги насосной установки условным диаметром 19 мм, длиной 8000 мм из стали марки 40:
штанга насосная Ш 19-8000-40 ГОСТ 13877-80

Размер и масса коротких штанг

Таблица 76

Условный диаметр штанги	Масса штанги, кг, не более при длине l, мм					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
ШН 13	1,17	1,38	1,69	2,21	3,25	8,45
ШН 16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
ШН 19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29
ШН 22	3,71	4,30	5,20	6,70	9,68	24,50
ШН 25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65
ШН 28	6,63	7,60	9,04	11,46	16,30	40,47

Размеры соединительных муфт, мм

Таблица 77

Условный размер муфты	Исполнение	D (пред. откл. +0,5)	D ₁ (пред. откл. +0,5)	L (пред. откл. ±1,0)	l (пред. откл. ±0,5)	Размер под ключ "S"		Масса, кг, не более
						но-мин.	пред. откл.	
МШ 13	2	26	19,48	70	10			0,15
МШ 16	1	36	24,28	80	10	32	-0,6	0,40
	2	34	24,26	80	10			0,32
МШ 19	1	42	27,43	82	12	36	-0,8	0,53
	2	40	27,43	82	12			0,47
МШ 22	1	46	30,50	90	12	41	-0,8	0,68
	2	45	30,50	90	12			0,65
МШ 25	2	53	35,38	102	14			1,04
МШ 28	2	60	40,13	116	14			1,54

Пример условного обозначения соединительной муфты диаметром 19 мм, исполнения 1, из стали 40:

- подвергнутой поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ:
Муфта МШ19 ГОСТ 13877-80;
- не подвергнутой поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ:
Муфта МШ19-С ГОСТ 13877-80.

Размеры переводных муфт, мм

Таблица 78

Условный размер муфты	Исполнение	D (пред. откл. -0,8)	D ₁ (пред. откл. +0,5)	D ₂ (пред. откл. +0,5)	L (пред. откл. ±1)	l (пред. откл. ±0,5)	I ₁	I ₂ (пред. откл. ±0,5)	I ₃	Размеры под ключ		Масса, кг, не более
										номин.	пред. откл.	
МШП-13x16	1	36	19,48	24,25	102	6	33	6	35	32	-0,6	0,56
	2	34	19,48	24,25	102	6	33	6	35			0,45
МШП-16x19	1	42	24,25	27,43	102	6	35	10	40	36	-0,8	0,70
	2	40	24,25	27,43	102	6	35	10	40			0,67
МШП-19x22	1	46	27,43	30,50	102	10	40	10	45	41	-0,8	0,83
	2	45	27,43	30,50	102	10	40	10	45			0,81
МШП-22x25	2	53	30,50	35,36	114	10	45	14	50			1,25
МШП-25x28	2	60	35,36	40,13	130	14	50	14	60			1,78

Диаметр резьбы, мм

Таблица 79

Условный размер штанги	соединительные муфты	Обозначение резьбы			Диаметр резьбы штанги, муфты		
		наружный d, D		средний d ₂ , D ₂	внутренний d ₁ , D ₁		
ШН 13	МШ 13	19,050	17,400	16,300			
ШН 16	МШ 16	23,825	22,175	21,075			
ШН 19	МШ 19	27,000	25,350	24,250			
ШН 22	МШ 22	30,175	28,525	27,425			
ШН 25	МШ 25	34,935	33,285	32,185			
ШН 28	МШ 28	39,700	38,050	36,950			

Пример условного обозначения резьбы штанги диаметром 19 мм: резьба Ш 19 ГОСТ 13877-80

Таблица 80

[illegible]

Примечания: глубины спуска рассчитаны для средних параметров: число ходов насоса в минуту $n=12$; длина хода полированного штока $S_0=1.80$ м.

Техническая характеристика румынских штанг

Таблица 81

Диаметр, мм	16	19	22	25	28
Диаметр муфты, мм	38	41,5	46	55,5	60,5
Площадь сечения штанг, см ²	2	2,82	3,78	4,91	6,15
Вес 1 м штанг в воздухе, кг	1,75	2,42	3,22	4,16	5,25
Механические свойства стали румынских штанг и муфт					
Изделие	Штанга			Муфта	
Сталь марки	36M17			15C07	
Сопротивление на разрыв	700-800			700-900	

Область применения насосных станг

Таблица 82

Сталь марки	Условия эксплуатации с учетом коррозионной активности продукции скважин	Диаметр насосов, мм	Допускаемое приведенное напряжение в штангах, МПа, не более
Сталь 40	Не коррозионные условия	29-95	70
		29-44	120
		57-95	
20H2M	Не коррозионные условия	29-95	90
	Коррозионные условия (с влиянием H ₂ S)		60
	Не коррозионные условия	29-44	130
		57-95	110
	Коррозионные условия (с влиянием H ₂ S)	29-95	100
	Не коррозионные условия	29-95	100
	Коррозионные условия		70
30XMA	Не коррозионные условия	29-44	130
		57-95	110
	Коррозионные условия	29-95	90
15H3MA	Не коррозионные условия	29-44	170
		57-95	150
	Коррозионные условия (с влиянием H ₂ S)	29-95	120
15X2HMФ	Не коррозионные условия	29-95	100
	Коррозионные условия (с влиянием H ₂ S)	29-95	90

Штанги насосные с центраторами типа ШНЦ 19, 22, 3/4" и 7/8"

В наклонно-направленных скважинах для предотвращения истирания штанг и НКТ от трения рекомендуется применять центраторы. Центраторы изготавливаются из полимерных материалов способом литья под давлением на тело штанги. Штанги с центраторами наклонного профиля могут оснащаться подвижными скребками, расположенными между неподвижными. Такие штанги имеют дополнительное назначение – производят очистку от парафина насосно-компрессорных труб и самих штанг. Для оснащения цен-

траторами используются штанги изготавливаемые по ТУ 26-0210-39-92, ГОСТ 13877-80 и спецификации АНИ.

Скребки-центраторы обеспечивают очистку насосно-компрессорных труб и штанг от парафиновых отложений. Скребки-центраторы изготавливаются из полимерных материалов. Часть скребков от продольного перемещения ограничиваются упорами, а между ними располагаются подвижные скребки. Подвижные скребки обеспечивают удаление АСПО с тела штанги, а неподвижные – с внутренней поверхности НКТ. Скребок-центратор имеет двойное назначение. Он выполняет функции скребка и предохраняет от износа систему "труба-штанга-муфта". При применении скребков-центраторов вместе со штанговращателем достигается предотвращение парафинизации и защиты от износа насосных штанг, муфт и НКТ.

Количество скребков-центраторов, устанавливаемых на одну насосную штангу, варьирует от 4 до 13 штук, т.е. интервал установки между двумя соседними скребками-центраторами составляет от 0,6 до 1,6 м. Длина колонны штанг, оборудованной скребками центраторами, колеблется от 100 до 900 м, в зависимости от интервала отложений парафина на стенках НКТ и участков искривления ствола скважины.

15. Эксплуатация скважин погружными электронасосами

Наземное и подземное оборудование

Установка погружного центробежного электронасоса для добычи нефти (УЭЦН) состоит из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой и насос), кабельной линии и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления или комплектного устройства. Параметры выпускаемых в настоящее время УЭЦН приведены в табл.83.

Расшифровка условных обозначений установок УЭЦНК5-80-1200; У1ЭЦН5А-160-1100; У2ЭЦНИ6-350-1100: У – установка; 1, 2 – номер модификации; Э – с приводом от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; К – повышенной коррозионной стойкости; И – повышенной износостойкости; 5-5А, 6 – группа установки; 80, 260-350 – подача в м³/сут; 1200-1100 – напор в метрах столба откачиваемой среды.

Установка УЭЦНК могут добывать пластовую жидкость с содержанием H₂S до 1,25 г/л, другие установки – с содержанием H₂S не более 0,01 г/л. Установки УЭЦНИ могут работать со средой, где содержание механических примесей достигает 0,5 г/л, другие установки – при содержании механических примесей менее 0,1 г/л.

Установки группы 5 предназначены для эксплуатации скважин с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм, группы 5А-

130 мм, группы 6-144,3 мм, а установки УЭЦН6-500-1100 и УЭЦН6-700-800 – с диаметром не менее 148,3 мм.

Погружные центробежные насосы являются насосами секционными, многоступенчатыми. Шифр насоса отличается от шифра установки лишь отсутствием первой буквы У.

Приводом погружных центробежных насосов служат маслonaполненные погружные асинхронные электродвигатели трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения. Расшифровка условного обозначения ПЭД45-117АВ5 – погружной электродвигатель мощностью 45 кВт, с наружным диаметром корпуса 117 мм, серии АВ5. Гидрозащита погружных электродвигателей типа 1Г51 или 1Г62 состоит из протектора и компенсатора.

Для подвода электроэнергии к электродвигателю в большинстве установок в качестве основного питающего кабеля используется кабель круглого сечения марки КПБК, по корпусу насоса и протектора прокладывается плоский кабель марки КПБП. В установках У1ЭЦН5А-500-800 и УЭЦН6-1000-900 в качестве основного используется плоский кабель марки КПБПС.

Таблица 83

Параметры установок центробежных электронасосов

№ п/п	Установка	Номинальная подача, м ³ /сут	На- пор, м	Рекомендуемая рабочая область		Насос	
				Подача, м ³ /сут	Напор, м	к.п.д., %	Число ступеней /секций
1	2	3	4	5	6	7	8
1	У2ЭЦН5-40-1400	40	1400	25-70	1425-1015	39,6	273/2
2	УЭЦН5-40-1750		1800	25—70	1850-1340	43,0	349/3
3	У2ЭЦН5-80-1200	80	1205	60-115	1285—715	51,5	274/2
4	УЭЦН5-80-1550		1600		1680—970		364/2
5	УЭЦН5-80-1800		1780		1905—1030		413/3
6	У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100-155	1330—870	58,5	283/2
7	УЭЦН5-130-1400		1460		1700—1100		348/3
8	У2ЭЦН5-200-800	200	795	145-250	960-545	50,0	225/2
9	УЭЦН5-80-1200	80	1170	60-115	1250—785	49,5	274/2
10	УЭЦН5-80-1550		1600		1680-970	51,5	364/2
11	УЭЦН5-130-1200	130	1165	100-155	1330—870	58,5	283/2
12	УЭЦН5-130-1400		1460		1700—1100		348/3
13	У1ЭЦН5А-100-1350	100	1380	80—140	3520—1090	51,0	264/2
14	У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125-205	1225—710	58,7	224/2
15	У2ЭЦН5А-160-1400		1425		1560—1040	61,0	274/2
16	УЭЦН5А-160-1750		1755		1920—1290		346/3
17	У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190-330	890—490	60,3	145/2
18	У1ЭЦН5А-250-1000		1000		1160—610	60,2	185/2
19	У1ЭЦН5А-250-1400		1400		1580-930	60,0	265/3
20	У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290-430	660—490	59,7	134/2
21	У2ЭЦН5А-360-700		700		810—550	60,0	161/2
22	У2ЭЦН5А-360-850		840		950—680	60,7	184/3
23	У2ЭЦН5А-360-1100		1120		1260—920	59,5	248/3
24	У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420-580	850—700		213/3
25	У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80-145	1610—1090	49,0	213/2
26	У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140-200	1715—1230	57,6	249/2
27	У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	190-340	1100—820	63,0	185/2
28	У2ЭЦН6-250-1400		1475		1590—1040	62,6	231/2
29	УЭЦН6-250-1600		1580		1700—1075		253/2
30	У2ЭЦН6-350-850	350	890	280-440	1035-560	65,0	127/2
31	УЭЦН6-350-1100		1120		1280—700		168/2
32	У2ЭЦН6-500-750	500	785	350-680	930-490	63,0	145/2
33	У1ЭЦН6-500-1100		1090		1350—600	59,0	217/3
34	У1ЭЦН6-700-800	700	800	550-900	850—550	58,0	152/3
35	УЭЦН6-700-1100		1130		1220—780	60,0	233/4
36	УЭЦН6-1000-900	1000	900	750-1300	1085-510		208/4
37	У2ЭЦН6-350-1100	350	1000	260—430	1170—710	62,1	154/2
38	У2ЭЦН6-500-750	500	740	420-650	860—480	61,5	157/2

Характеристика электрооборудования

Таблица 84

№ п/п	Электродвигатель				Кабель		Трансформатор
	Шифр	Номинальная мощность, кВт	Температура среды, °С	к.п.д., %	Число жилПлощадь сечения, мм ²	Длина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЭД28-103AB5	32	80	76	3x16	1600	ТМПН-63/1
2			70			1930	
3						1450	
4	ПЭД40-103AB5	45	80			1765	ТМПН-100/3
5			70			1930	
6			80			1400	
7			70			1650	
8			70			1100	
9	ПЭД28-103AB5	32			1450	ТМПН-63/1	
10	ПЭД40-103AB5	45	80		1765	ТМПН-100/3	
11				1400			
12			70	1650			
13	ПЭД45-117AB5		81	3x10	1600		
14	ПЭД40-103AB5		80	76	3x16		1300
15	ПЭД65-117AB5	63	70	81	3x10	1405	ТМПН-160/3
16		60	1980				
17	ПЭД45-117AB5	45	50			1000	
18	ПЭД65-117AB5	63	70			1250	
19	ПЭДС90-117AB5	90			3x16	1630	
20	ПЭД45-117AB5	45	50			900	ТМПН-100/3
21	ПЭД65-117AB5	63	70		3x10	950	
22			50		1100		
23	ПЭДС90-117AB5	90	60	3x16	1350	ТМПН-160/3	
24			50		1150		
25	ПЭД46-123AB5	45	80	82	3x25	1700	ТМПН-100/3
26	ПЭД55-123AB5	63			1750		
27	ПЭД100-123AB5	90	90			1350	ТМПН-160/3
28			80		3x35	1650	
29			70			1785	
30			90		3x25	1100	
31			60		1350		
32			80	3x35	950		
33	ПЭД125-138AB5	125	50	84	3x16	1350	ТМПН-200/6
34			950				
35	ПЭДС180-130B5	180	90		3x25	1550	ТМПН-400/6
36	ПЭДС250-130B5	250			1400		
37	ПЭД100-123AB5	90	70	82	3x35	1200	ТМПН-160/3
38							

16. Системы сбора нефти и газа

Групповые замерные установки

В качестве групповых замерных установок применяются Спутники типов А-16, А-40, АМ-40, Б-40 и Биус-40, рассчитанные на давление 1,6 и 4 МПа (Табл. 85, 87). Основные составные части замерных установок приведены в табл. 86, 88.

В Спутниках поочередное подключение скважин на замер осуществляется при помощи многоходового переключателя скважин ПСМ-1М.

Измерение дебита осуществляется путем кратковременных пропусков через турбинный счетчик Норд (табл. 89), накапливающийся в сепараторе жидкости и регистрации объемов на индивидуальном счетчике в БМА.

Жидкость из скважины, подключенной на замер, направляется из ПСМ в головку гидроциклонного сепаратора, в котором газ отделяется от жидкости. На выходе газа из гидроциклонного сепаратора установлены регулятор давления и турбинный счетчик АГАТ-1 (табл. 90).

Характеристика групповых замерных установок типа "Спутник А"

Таблица 85

Параметры	А-16-14-400	А-40-14-400	А-25-14-1500
1	2	3	4
Число подключаемых скважин	14	14	14
Рабочее давление, МПа	1,6	4,0	2,5
Пропускная способность, м³/сут	4000	4000	10000
Пределы измерения, м³/сут	10-400	10-400	10-1500
Погрешность измерения, %	±2,5	±2,5	±2,5
Параметры измеряемой продукции:			
а). вязкость нефти при 20°C, м²/с	80	80	80
б). содержание воды, %, не более	95	95	95
в). содержание парафина, %, не более	7	7	7
г). содержание серы, %, не более	3,5	3,5	3,5
д). плотность, кг/м³	1200	1200	1200
Параметры источника электроэнергии:			
напряжение, В	380	380	380
частота, Гц	50	50	50
потребляемая мощность, кВт·А	10	10	10
Рабочие климатические условия:			
температура окруж. среды, °С	±50	±50	±50
относительная влажность при температуре +20°C, не более	95	95	95

1	2	3	4
Исполнение приборов и устройств	взрывозаш.	взрывозаш.	взрывозаш.
Замерно-переключающей установки	В2ТЗ-В3Г	В2ТЗ-В3Г	В2ТЗ-В3Г
Класс помещений установки:			
замерно-переключающей блока управления	В.1а	В.1а	В.1а
Габаритные размеры, мм:			
а. замерно-переключающего блока:			
длина	6400	6400	8350
ширина	3200	3200	3200
высота	2650	2650	2500
б. блока управления:			
длина	3570	3570	3000
ширина	2180	2180	2200
высота	2500	2500	2500
Масса, кг:			
замерно-переключающего блока	7100	7600	10000
блока управления	1400	1400	2000
Срок службы, лет	6	6	6
Категория взрывоопасной смеси	2	2	2
Группа взрывоопасной смеси	T2	T2	T2

Основные элементы установок типа "Спутник А"

Таблица 86

Наименование	Шифр, тип	Число элементов, шт		
		А-16-14-400	А-40-14-400	А-25-14-1500
Многоходовой переключатель скважин	ПСМ-14-40	1	1	-
	ПСМ-25-10	-	-	-
	ПСМ-25-14	-	-	1
Клапан поршневой	КПР1-80-40	-	1	-
	КПР1-100-40	-	2	-
	КПР1-80-25	1	-	-
	КПР1-100-25	2	-	1
	КПР1-150-25	1	-	2
	КПР1-200-25	-	-	1
Счетчик нефти турбинный	ТОР1-50	1	1	-
	ТОР1-80	-	-	1
Замерный сепаратор с пневматическим регулятором уровня	-	1	1	1
Гидравлический привод переключателя и отсекателя	ГП-1	1	1	1
Вентилятор	Ц13-50	1	1	1
Электроконтактный манометр	ВЭ-16РБ	2	2	2
Блок управления и индикации	-	1	1	1
Блок питания	-	1	1	1

Характеристика групповых замерных установок типа "Спутник В"

Таблица 87

Параметры	Б-40-14-500	Б-40-24-400
1	2	3
Число подключаемых скважин	14	24
Рабочее давление, МПа	4	4
Пропускная способность, м³/сут	4000	4000
1	2	3
Пределы измерения, м³/сут	5-500	5-400
Относительная погрешность измерения, %:		
количество жидкости	±2,5	±2,5
количество нефти	±4	±4
количество газа	±6	±6
Параметры измеряемой продукции (до):		
вязкость нефти, м²/с	8·10 ⁻⁵	8·10 ⁻⁵
содержание воды в нефти, %	60	60
содержание парафина, %	7	7
содержание серы, %	3,5	3,5
плотность, кг/м³	1200	1200
Питание электрических сетей:		
напряжение, В	380	380
частота, Гц	50	50
потребляемая мощность, кВт·А	10	10
Габариты замерно-переключающего устройства, мм:		
длина	8350	8350
ширина	3200	3200
высота	2710	3000
Габариты блока управления, мм:		
длина	3000	3100
ширина	2200	2500
высота	2500	2500
Масса, кг:		
замерно-переключающего устройства	10000	10000
блока управления	2000	2000
Срок службы, лет	6	6
Категория взрывоопасной смеси	2	2
Группа взрывоопасной смеси	T2	T2
Исполнение приборов и устройств замерно-переключающей установки	Взрывобезопасное, искробезопасное	

Основные элементы установок типа "Спутник Б"

Таблица 88

Наименование	Шифр, тип	Число элементов, шт	
		Б-40-14-500	Б-40-24-400
1	2	3	4
Многоходовой переключатель скважин	ПСМ-14-40	1	-
	ПСМ-14-40-24	-	1

1	2	3	4
Гидравлический привод	ГП-1	1	1
Клапан поршневой разгруженный	КПР1-80-40	1	1
	КПР1-150-40	3	3
Замерный сепаратор с пневматическим регулятором уровня	-	1	1
Счетчик нефти турбинный	ТОР1-50	1	1
Система дозирования реагента	-	1	1
Вентилятор	Ц13-50	1	1
Датчик влагомера	УВН	1	1
Преобразователь расхода газа в комплекте с узкопределным манометром и датчиком температуры	АГАТ-100-500	1	1
Электроконтактный манометр	ВЭ-16РБ	2	2
Блок управления и индикации	-	1	1
Регистрирующее устройство	-	1	1
Перфоратор	ПЛ	1	1
Регистратор газового счетчика	АГАТ-Э	1	1
Блок электронный	НОРД-ЭЧ	1	1
Блок питания установки	-	1	1
Блок питания ТОР1	-	1	1
Измерительное устройство	УВН	1	1

Основные параметры турбинных преобразователей расхода

Таблица 89

Шифр	Максимальный расход, м³/ч	Разрешающая способность, л/имп	Длина, мм	Масса, кг
Норд-40-25*	35	0,0175	180	8,3
Норд-40-64	35	0,0175	180	10
Норд-40-160	35	0,0175	180	12
Норд-65-25	90	0,045	200	14
Норд-65-64	90	0,045	200	16
Норд-65-160	90	0,045	200	18
Норд-80-25	140	0,07	240	19,5
Норд-80-64	140	0,07	240	21,5
Норд-80-160	140	0,07	240	22
Норд-100-25	250	0,125	280	24,8
Норд-100-64	250	0,125	280	26
Норд-100-160	250	0,125	280	28
Норд-150-25	500	0,25	355	38
Норд-150-64	500	0,25	355	40
Норд-150-160	500	0,25	355	46
Норд-200-25	900	0,45	400	50
Норд-200-64	900	0,45	400	60
Норд-200-160	900	0,45	400	68

* - первая цифра обозначает условный проход (мм), вторая – допустимое давление (кгс/см²)

Технические данные турбинных преобразователей расхода газа АГАТ-1

Таблица 90

Параметры	Шифр				
	АГАТ1-50-60	АГАТ1-65-125	АГАТ1-80-250	АГАТ1-100-500	АГАТ1-150-1200
Условный проход, мм	50	65	80	100	150
Расход, м³/ч:					
максимальный	60	125	250	500	1200
минимальный	3	6	12	25	60
Условное давление, МПа	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Максимальная относит. погрешность измерения в диапазоне расходов, %					
10-100	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5
5-10	±4	±4	±4	±4	±4
Разрешающая способность, л/имп	0,026	0,046	0,093	0,163	0,247
Габаритные размеры, мм:					
длина	210	260	310	380	530
высота	130	155	175	215	258
ширина	176	200	220	264	306
Масса, кг	15	20	23	25	35

Замерный узел АГЗУ "Спутник" не обеспечивает требуемую точность определения производительности скважин. Во-первых, малodeбитные скважины с низким газовым фактором не могут обеспечить нормальную работу замерного узла. Во-вторых, количество жидкости определяется объемным турбинным расходомером. А это значит, что на точность показаний расходомера оказывают сильное влияние такие параметры измеряемой среды, как температура, плотность, вязкость, скорость протекания. Эти параметры жидкости у каждой скважины разные и стабильных результатов получить не удастся.

С целью решения вышеперечисленных проблем, научно-производственным обществом "Новые технологии эксплуатации скважин" разработаны групповые замерные установки ГЗУ-СКЖ-8х60х40 (табл. 91), которые предназначены для непрерывного измерения количества жидкости (массовым методом) одновременно всех подключенных скважин и оперативного контроля за работой нефтяных скважин по дебиту.

Групповая замерная установка ГЗУ-СКЖ-8х60х40

Установка включает в себя два блока: технологический блок и аппаратурный блок.

Технологический блок состоит из модуля блоков измерительных; основания для размещения и крепления оборудования; запорно-регулирующей трубопроводной арматуры; трубопроводной обвязки; фильтров грубой очистки на подводящих линиях; манометра с дистанционным входным сигналом; предохранительного клапана; площадок для обслуживания.

Аппаратурный блок состоит из многоканального вычислителя массы; контролера сбора, хранения и передачи информации; радиомодема с антенно-фидерным трактом; источников вторичного электропитания; шкафа для размещения аппаратуры с системой термостатирования.

Рабочая (измеряемая) жидкость-нефть и попутно добываемая пластовая вода со следующими параметрами:

температура	0° - +70°C
кинематическая вязкость	1x10 - 4 м²/с
содержание сернистых соединений	не более 35 мг/л
газовый фактор	0 - 50 нм³/т
Окружающая среда:	
температура для:	
технологического блока	-40° - +70°C
аппаратурного блока	0° - +70°C
относительная влажность для установки	95% при 35°C и более низких температур без конденсации влаги

Техническая характеристика групповой замерной установки ГЗУ-СКЖ-8х60-40

Таблица 91

№№ пп	Наименование параметра	Значение
1	2	3
1	Количество подключенных скважин, шт	8
2	Производительность скважин по жидкости, кг/с (т/сут)	от 1,2x10-5 до 0,696 (от 1,0x10-3 до 60)
3	Максимальное рабочее давление, МПа	40
4	Потеря давления в указанном диапазоне	0,05
5	Диаметр условного прохода подводящих трубопроводов, мм	50
6	Диаметр условного прохода выкидного коллектора, мм	100
7	Относительная погрешность в диапазоне расхода, в пределах, %	±2,5
8	Потребляемая мощность, ВА	1000

1	2	3
9	Питание аппаратного блока:	
	- напряжение, В	(220-33)
	- частота, Гц	(50±1)
10	Расстояние между технологическими и аппаратными блоками не менее, м	12
11	Габаритные размеры, мм	
	Технологического блока:	
	длина	4000
	ширина	2200
	высота	1900
	Аппаратного блока:	
	длина	320
	ширина	400
	высота	500
12	Масса, кг	
	технологического блока	2500
	аппаратного блока	30
13	Средняя наработка на отказ, час	10000
14	Средний срок службы, год	12

Дожимные насосные станции

Дожимные насосные станции (ДНС) являются основным звеном в напорной схеме сбора продукции скважин.

ДНС обеспечивает сбор нефти от группы скважин, отделение газа от нефти и дальнейшую перекачку нефти на установку по подготовке нефти. Отделившийся от нефти газ направляется на факел или газосборную сеть.

При сильно обводненной продукции скважин предварительный сброс пластовой воды осуществляется на ДНС, от которой вода специальными насосами подается в нагнетательные или поглощающие скважины.

Институтом "Татнефтепроект" разработаны и изготавливаются промышленным способом типовые блочные насосные станции производительностью 2000, 3000 и 5000 т/сут (табл. 92).

Блочная ДНС производительностью 5000 т/сут состоит из следующих блоков: насосной, буферных емкостей – сепараторов (2-3 шт) объемом 50-200 м³, щитовой КИП и автоматики, комплектной трансформаторной подстанции (2 шт), гидроциклонного сепаратора, турбинного счетчика газа и аварийной емкости.

В настоящее время на ДНС осуществляется предварительный сброс воды и строятся очистные сооружения.

На этих объектах в качестве отстойника используются вертикальные стальные резервуары РВС-2000 и РВС-5000, а также горизонтальные емкости объемом 200 м³.

Характеристика ДНС

Таблица 92

Показатели	ДНС-5000-17	ДНС-5000-22	ДНС-5000-31
Производительность, м ³ /ч	270	270	270
Давление, МПа	1,76	2,18	3,05
Насос:			
тип	5MC-10x4	5MC-10x5	5MC-10x7
частота вращения, об/мин	2950	2950	2950
Мощность электродвигателя, кВт	100	125	160
Число агрегатов:			
рабочих	3	3	3
резервных	-	1	1

На рис. 18 приведена технологическая схема ДНС-1 Урганчинского нефтяного месторождения, а на рис. 19 показана технологическая схема очистных сооружений при этой ДНС. Данная технология позволяет обеспечить предварительный сброс воды и снизить обводненность жидкости до 10-30 %.

В табл. 94, 95 приведены данные по ДНС-1 и экспликация оборудования и аппаратуры.

В табл. 93, 96, 97 помещены техническая характеристика сооружений для очистки сточной воды и эксплуатация оборудования и аппаратуры.

Условные обозначения (очистные сооружения)

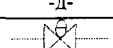
Таблица 93

Обозначение	Наименование
-В ₁ -	Сточная вода с УПС
-В ₂ -	Очищенная сточная вода
-Н-	Трубопровод отвода нефти
-Д-	Дренажный трубопровод
-Г-	Газопровод
-НК-	Напорная канализация
-Т91-	Трубопровод для подачи ингибитора коррозии
-ВЧ-	Пресная вода

Условные обозначения

Таблица 94

Обозначение	Наименование
1	2
	Клапан-отсекатель
	Задвижка шибберная
	Обратный клапан
	Предохранительный клапан
	Вентиль

1	2
	Манометр
-Н-	Нефтепровод
-Г-	Газопровод
-Г _г -	Газ на запальник
-Г _с -	Газ на свечу
-У-	Утечки от насосов
-д-	Дренаж
	Регулирующий шаровой кран

Экспликация оборудования и аппаратуры ДНС-1

Таблица 95

Позиционное обозначение	Наименование	Кол. шт.	Характеристика
1	Сепаратор нефтегазовый	2	НГС1-0,6-2000-1-1
2	Отстойник	1	ОГ-200П
3	Емкость технологическая	1	Аппарат 1-200-1,0-1-Т
4	Емкость буферная	1	Аппарат 1-50-1,0-1-Т
5	Насос	2	ЦНС-60-330
6	Газосепаратор вертикальный	1	ГС 2-1,0-1200-1-Т
7	Дренажная емкость с насосом АХП0-Е-45/54-к-2г	1	ЕП 25-2400-1-2-Т
8	Емкость для сбора утечек с насосом АХП0-Е-45/54-к-2г	1	ЕП 16-2000-1-2-Т
9	Площадка расходомеров	1	ТМ-520 Д _н =80 мм
10	Конденсаторосборник	1	
11	Факел, Н=3 м	1	
12	Вытяжная свеча, Н=5 м	1	
13	Узел учета газа "СВГ"	1	
14	Блок реагента Бр-2,5М-У1	2	

Техническая характеристика сооружений для очистки сточной воды

Таблица 96

Тип очистных сооружений	Производительность, м³/сут (max)	Содержание примесей в сточной воде			
		Примеси	Отстойник		Буферно-аварийный резервуар
			на входе в аппарат	на выходе из аппарата	
На базе ОГЖФ-50 с гидрозатвором (2 шт)	1500	Нефтепродукты, мг/л	1200	30	30
		Механические примеси, мг/л	100	25	25
		Сероводород, мг/л	125	125	125
		Углеродородный газ, мг/л	4	4	4

Экспликация оборудования и аппаратуры

Таблица 97

Поз. обозначение	Наименование	Кол. шт.	Характеристика
1	Отстойник ОГЖФ-50	2	V=50 м³
2	Буферно-аварийная емкость	1	V=200 м³
3	Гидрозатвор	2	
4	Емкость с насосом для откачки дренажных и промливневых вод	1	V=16 м³ с насосом

В настоящее время на ДНС вместо насосов типа 5МС применяются центробежные нефтяные секционные насосы (табл. 98).

Нефтяные центробежные насосы

Таблица 98

Тип насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
ЦНС 38-132	38	132	30	3000
ЦНС 38-176		176	30	3000
ЦНС 38-198		198	37	3000
ЦНС 38-220		220	45	3000
ЦНС 60-132	60	132	45	3000
ЦНС 60-198		198	55	3000
ЦНС 60-297		297	75	3000
ЦНС 60-330		330	110	3000
ЦНС 105-147	105	147	75	3000
ЦНС 105-196		196	110	3000
ЦНС 105-294		294	160	3000
ЦНС 105-343		343	160	3000
ЦНС 105-392	180	392	200	3000
ЦНС 180-128		128	110	1500
ЦНС 180-170		170	132	1500
ЦНС 180-212		212	160/200	1500
ЦНС 180-255	300	255	250	1500
ЦНС 180-297		297	250	1500
ЦНС 180-340		340	250	1500
ЦНС 300-240		240	315	1500
ЦНС 300-300	300	300	400	1500
ЦНС 300-360		360	500	1500

В системах сбора нефти, газа, воды и подготовки нефти используются различные типы стальных цилиндрических вертикальных (табл.99) и горизонтальных резервуаров (табл.100).

В табл. 101 приведен перечень обязательного к установке оборудования на вертикальных стальных резервуарах.

Основные данные по резервуарной арматуре помещены в табл. 102.

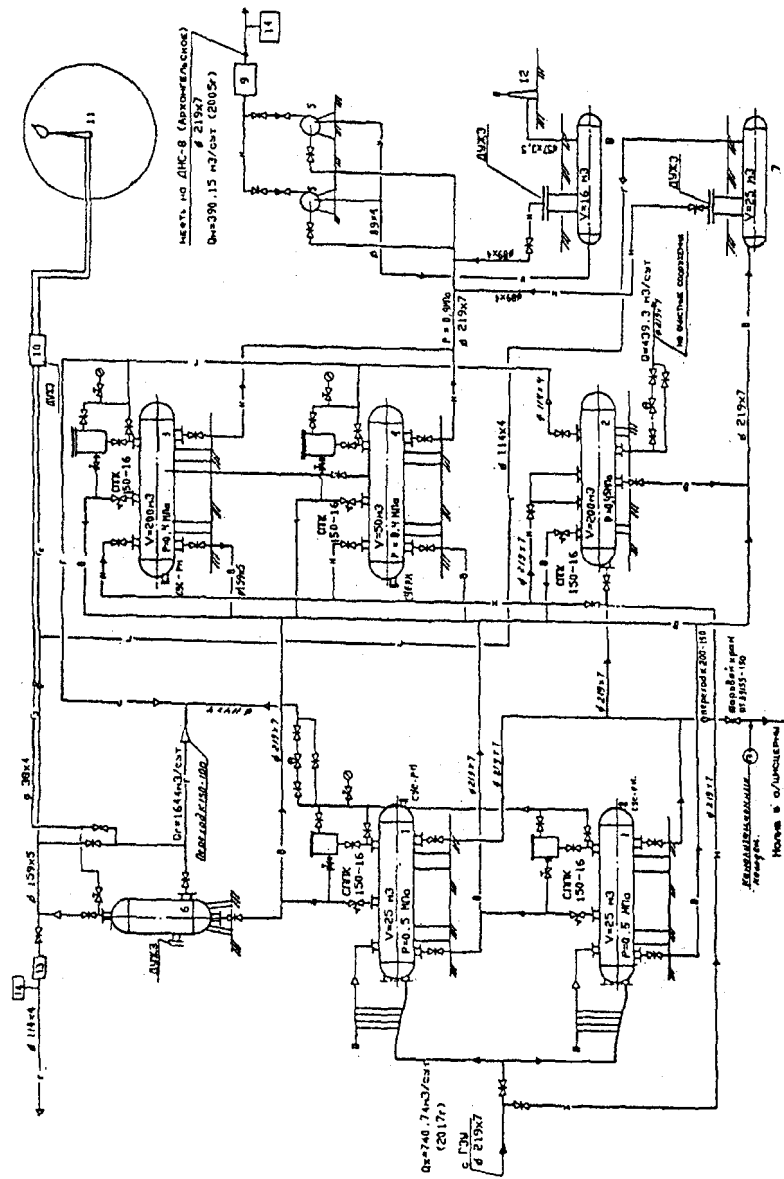


Рис. 18. Технологическая схема ДНС-1 Урганинского нефтяного месторождения

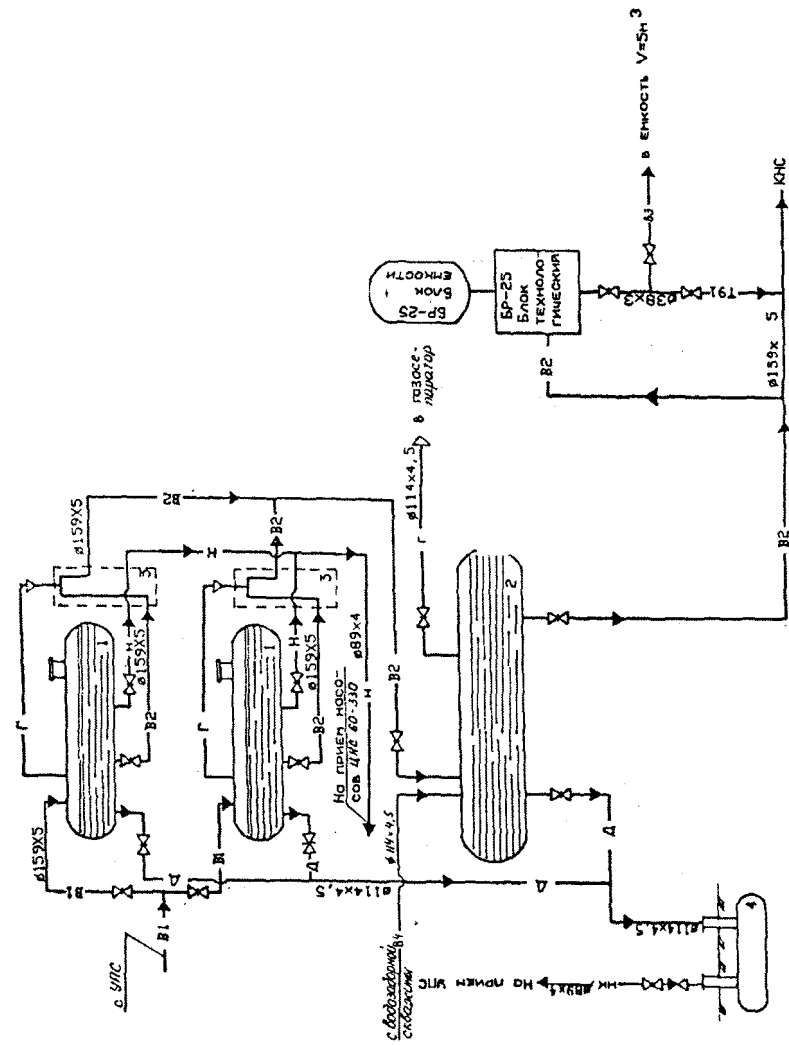


Рис. 19. Технологическая схема очистных сооружений при ДНС-1 Урганинского нефтяного месторождения

Основная характеристика типовых стальных цилиндрических вертикальных резервуаров

Таблица 99

Полезный объем, м ³		Диаметр, м	Высота корпуса, м	Число поясов	Масса, т
номинальный	фактический				
100	104	4,73	5,920	4	4,9
200	204	6,63	5,920	5	6,3
300	332	7,58	7,375	5	11,2
400	421	8,53	7,375	6	12,7
700	757	10,43	8,845	6	18,4
1000	1056	12,33	8,845	7	25,0
2000	2135	15,18	11,825	9	42,9
3000	3340	18,98	11,825	9	63,1
5000	4832	22,79	11,845	9	90,2

Характеристика цилиндрических горизонтальных емкостных аппаратов

Таблица 100

Объем, м ³	Внутренний диаметр, мм	Условное давление, кгс/см ²	Длина цилиндрической части, мм	Масса, т
4	1200	10,16,20,25	3000	1,4-2,5
5	1200	то же	4000	1,5-3,0
6,3	1200	то же	-	-
8	1600	8,10,16,20,25	3400	1,9-4,5
10	1600	то же	4500	2,2-5,3
12,5	1600	то же	5600	2,7-6,1
16	2000	6,10,16,20,25	4200	2,7-7,2
20	2000	то же	5500	3,4-8,5
25	2400	6,8,10,16,20,25	4500	4,3-11,2
32	2400	то же	6200	5,5-13,5
40	2400	то же	8000	6,8-17,1
50	2400	то же	10000	8,0-20,0
80	3000	6,8,10,16,20	10000	10,8-23,5
100	3000	то же	13000	13,0-31,5
200	3400	8	21000	28,7

Они изготавливаются по ОСТ 26-02-1496

Оборудование резервуаров

Для операций по приему, очистке и отпуску нефти стальные вертикальные и горизонтальные резервуары оборудуют специальной арматурой и гарнитурой.

Оборудование подразделяют на две группы:

I – оборудование для резервуаров со светлыми нефтепродуктами, нефтью и дизельным топливом;

II – оборудование для резервуаров с темными нефтепродуктами и маслами.

Перечень обязательного к установке оборудования

Таблица 101

Наименование оборудования	Количество на резервуар	
	I группы	II группы
Лестница	1	1
Замерная площадка	1	1
Ограждение площадки	1	1
Прибор для замера уровня	1	1
Блок роликовый	1	1
Гидравлический предохранитель		
Клапан	По проекту	По проекту
Дыхательный клапан	То же	То же
Кран сифонный	1	1
Перепускное устройство	По проекту	По проекту
Патрубок приемо-раздаточный	То же	То же
Хлопуша (на старых РВС)	То же	То же
Подъемная труба	То же	То же
Лебедка	То же	То же
Управление хлопушей	То же	То же
Огневой предохранительный клапан	То же	То же
Люк световой	1-2	1-2
Люк лазовый	1-2	1-2
Люк замерный	1	1
Вентиляционный патрубок	-	1
Подогреватель	По проекту	По проекту
Универсальная пенокамера	То же	То же

Таблица 102

Арматура	Условное обозначение, шифр	Производительность, м ³ /ч при диаметре условного прохода, мм											Материал основных деталей
		Масса, кг											
		50	100	150	200	250	300	350	400	500	600		
Дыхательный клапан	КД2	22 7	90 20	200 25	350 35	550 50	-	1000 70	-	-	-	Алюминий	
Предохранительный клапан	КПСА	-	50 21	100 62	200 92	300 137	-	600 320	2000 280	3000 420	-	Алюминий	
То же	КПР	-	600 35	1000 37	1500 38	2000 45	-	3000 52	4000 54	6000 57	-	Алюминий	
Хлопушка с управлением	ХП	3	8	28	41	52	71	92	162	224	324	Чугун	
Приемораздаточное устройство	ПРУ	-	325	-	367	-	411	-	505	1030	1181	Углеродистая сталь	
Огневой предохранитель	ОП	25 7	100 15	215 20	380 32	600 50	-	900 90	-	3000 145	-	Чугун, алюминий	
Вентиляционный патрубок	ВП	-	-	15	23	33	50	-	67	103	122	Углеродистая сталь	
Сифонный кран	СК	42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Чугун	

17. Нефтяные насосы

Нефтяные центробежные насосы, рассчитанные на работу в условиях возможного образования взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, применяют в промышленных системах сбора, подготовки и транспорта нефти, технологических установках нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств для перекачивания нефти, сжиженных углеводородных газов, нефтепродуктов и других жидкостей, сходных с указанными по физическим свойствам (плотности, вязкости и др.) и коррозионному воздействию на материалы деталей насосов. Максимальное содержание твердых взвешенных частиц в перекачиваемой жидкости не должно превышать 0,2% (по массе). Размеры частиц должны составлять не более 0,2 мм.

Изготавливают насосы следующих типов: К – консольные горизонтальные одно- и двухступенчатые; С – горизонтальные секционные межопорные с осевым разъемом корпуса; СД – горизонтальные секционные межопорные двухкорпусные; ВМ – вертикальные, встраиваемые в трубопровод.

В зависимости от температуры перекачиваемой среды для изготовления деталей проточной части насоса используют различные стали (табл.103).

Условное давление корпуса P_y – один из параметров, определяющий соответствие насоса конкретным условиям эксплуатации (табл. 104). При этом давление на входе в насос не должно превышать: для насосов типов К, С, СД – 2,5 МПа и для насосов типа ВМ – 1 МПа.

Таблица 103

Сталь	Температура перекачиваемой среды в °С для насосов типа			
	К	С	СД	ВМ
Углеродистая С	от -30 до +400	от -30 до +200	от -30 до +400	от -50 до +300
Малоникелевая М	от -70 до +30	-	-	-
Хромистая Х	от 0 до +400	от 0 до +200	от 0 до +400	от 0 до +300
Никельсодержащая Н	от -80 до +400	от -80 до +200	-	-

Таблица 104

Насос	Напор, м	Условное давление корпуса P_y , МПа, для насосов из стали			
		С	Х	М	Н
1	2	3	4	5	6
Горизонтальный консольный (К)	50	-	4	4	-
	80				
	125				
	200				
	240	-	5	5	-
	320				
	370				
	500	-	8	8	-

1	2	3	4	5	6
Горизонтальный, секционный межопорный с осевым разъемом корпуса (С)	500	6,4	-	-	6,4
	750	10	-	-	10
Горизонтальный, секционный межопорный двухкорпусной (СД)	500	8	-	-	-
	750	10	-	-	-

Насосы типа К, предназначенные для работы в системах промышленного сбора, подготовки и транспорта нефти, выпускаются в специальном исполнении с охлаждением узлов и деталей перекачиваемой жидкостью.

Основные технические характеристики насосов типа К для перекачиваемой среды плотностью 1000 кг/м³ и вязкостью 0,01 см²/с приведены в табл.105.

Таблица 105

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Кпд, %, не менее	Кавитационный запас, м (+0,5 м)	Мощность электро-двигателя привода, кВт	Число ступеней
НК35/50	35	50	55	2,8	4-13	1
НК35/80		80	52		5,5-22	
НК35/125		125	50		7,5-40	
НК35/240		240	47		13-75	2
НК65/50	65	50	63	3,1	5,5-47	1
НК65/80		80	60		7,5-30	
НК65/125		125	58		10-55	
НК65/240		240	55		17-110	2
НК120/50	120	50	72	4	7,5-30	1
НК120/80		80	70		10-55	
НК120/125		125	68		17-75	
НК120/200		200	66		22-110	2
НК120/370		370	65		40-200	
НК120/500	210	500	62	5	90-500	3
НК210/50		50	75		10-55	1
НК210/80		80	74		13-75	
НК210/125		125	73		22-110	
НК210/200		200	72		40-200	
НК210/370		370	72		75-400	2
НК210/500		500	65		132-800	
НК360/50	360	50	76	4,8	13-90	3
НК360/80		80	75		22-132	1
НК360/125		125	75		40-250	
НК360/200		200	72		75-400	2
НК360/320		320	72		110-500	
НК360/500	600	500	68	5,8	160-800	4
НК600/50		50	80		30-132	1
НК600/80		80	80		40-200	
НК600/125		125	80		55-315	
НК600/200		200	75		90-500	2
НК600/320		320	75		160-800	
НК600/500	1000	500	70	6	250-1250	3
НК1000/125		125	80		110-500	1
НК1000/200		200	80		160-800	2
НК1000/320		320	78		250-1250	
НК1000/50	1600	50	82	5	40-200	1
НК1000/80		80	82		75-315	
НК1600/50		50	84	6	75-315	
НК1600/80		80	84		110-500	

Примечание: Частота вращения вала насосов типов НК35/50-НК100/320 составляет 2950 1/мин, насосов типов НК1000/50-НК1600/80 - 1475 1/мин.

Одноступенчатые консольные насосы с подачей до 250 м³/ч имеют рабочее колесо одностороннего входа, насосы с подачей свыше 250 м³/ч - рабочее колесо двухстороннего входа.

Корпус насоса отливается заодно с опорными лапами, входным и выходными патрубками и устанавливается на стойках фундаментной плиты. Опорные поверхности лап расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось вала насоса. Корпус насоса может быть изготовлен со спиральным отводом (рис.20) или рассчитан на установку направляющего аппарата (рис.21).

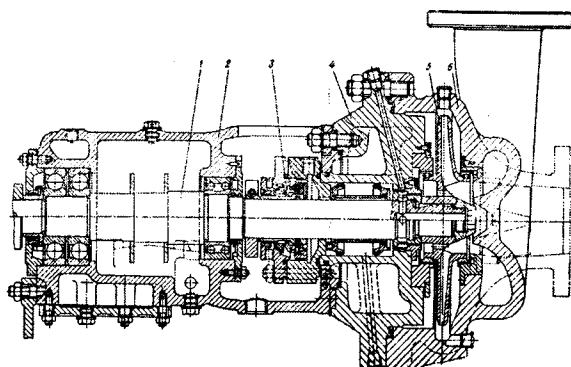


Рис. 20 Одноступенчатый насос типа К со спиральным корпусом:

1-вал; 2-подшипниковый кронштейн; 3-уплотнение вала; 4-крышка; 5-рабочее колесо; 6-корпус

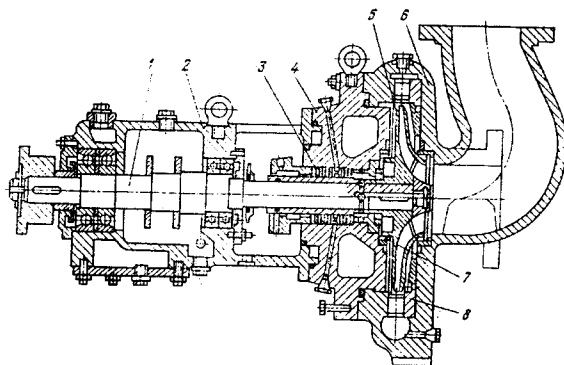


Рис. 21. Одноступенчатый насос типа К с направляющим аппаратом:

1 - вал; 2 - подшипниковый кронштейн; 3 - уплотнение вала; 4 - крышка; 5 - рабочее колесо; 6 - корпус; 7 - направляющий аппарат; 8 - уплотняющие кольца.

Насосы типа Н, предназначенные для работы при температуре жидкой среды 3—200 °С, изготавливают двух- и четырехступенчатыми. Конструкция насоса показана на рис. 22.

Основные технические характеристики насосов типа Н представлены в таблице 106.

Таблица 106

Насос	Подача, м3/час	Напор, м	Высота всасывания, м	К.п.д., %	Число ступеней	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин ⁻¹	Электро-двигатель		Масса, кг	
								Мощность, кВт	Напряжение, В	насоса	насосного агрегата (наибольшая)
4Н-5х2	55	106	3,5	62	2	220	2960	7,5-55	380	350	1170
	51,5	94				208					
	47	80				194					
	42	68				180					
4Н-5х4	36	220		53	4	220		4-75	380, 660	1155	1830
	40	180		54		208					
	35	155		53		194					
	36	125				180					
5Н-5х2	90	190		63	2	275		40-132		920	2060
	88	156				250					
	80	132		62		230					
	7	113				210					
5Н-5х4	90	338		60	4	265		125-200	380	1840	3858
	85	300				250					
	80	258				230					
	75	210				220					
6Н-7х2	140	180		70	2	290		55-125		1434	2206
	128	147		69		165					
	116	119				240					
6Н-10х1	170	270		73	4	259		22-250	380, 660	2424	3223
	162	246		72		245					
	155	225				235					
	148	206				225					
	141	187		71		215					

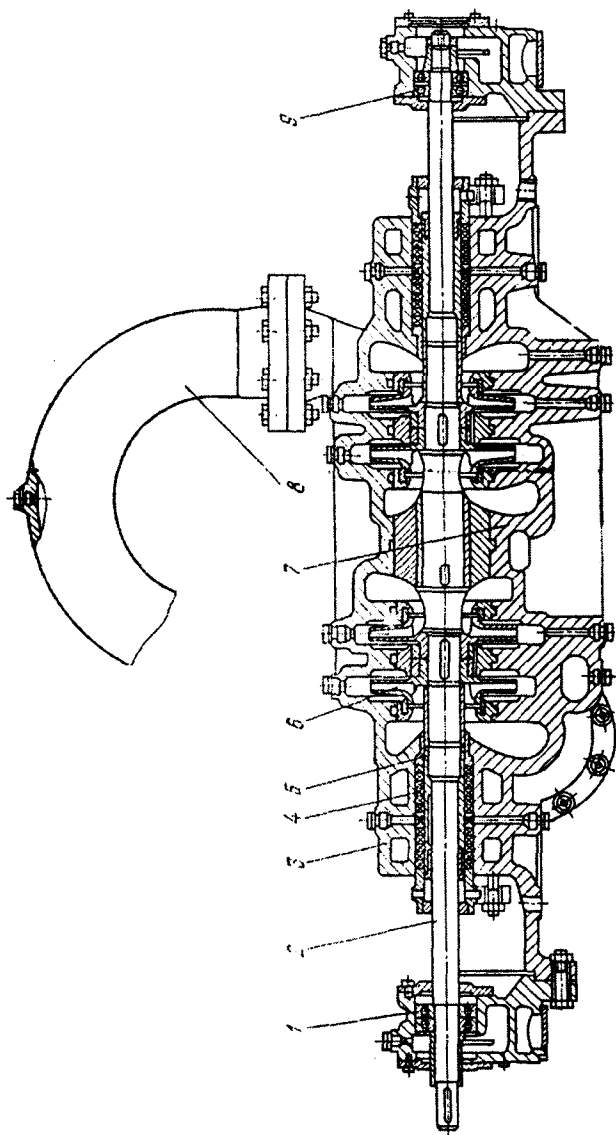


Рис. 22. Четырехступенчатый насос типа Н

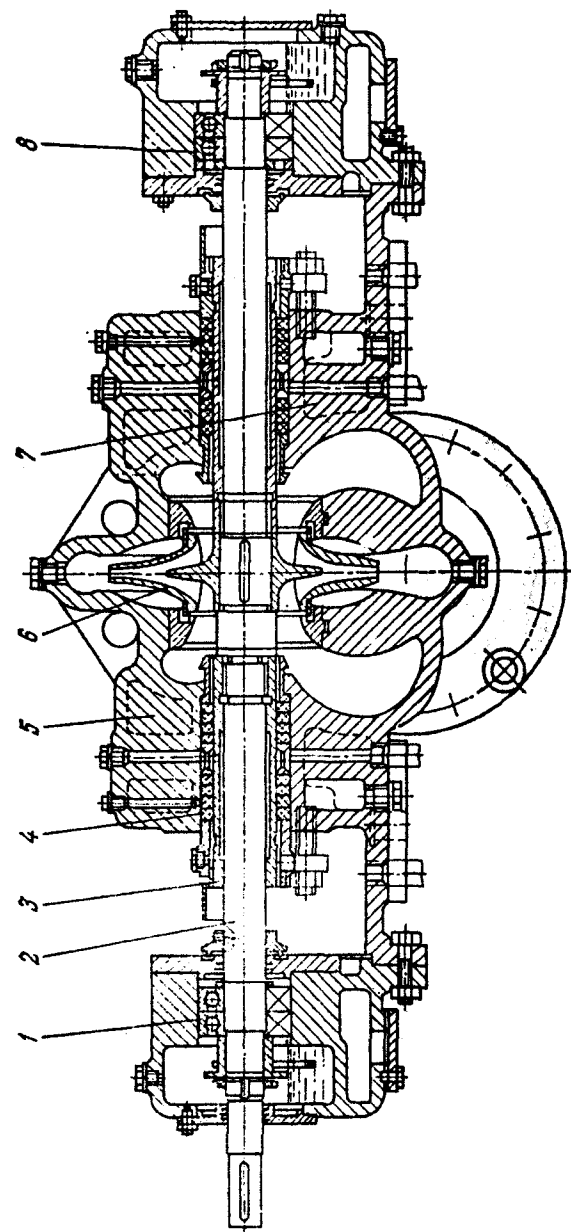


Рис. 23. Насос типа НД

Межопорные насосы типа НД с рабочими колесами двухстороннего входа предназначены для перекачивания жидкостей с температурой 3-200°С.

Насосы типа НД с осевым разъемом корпуса (рис. 23) состоят из опор вала 1 (радиальные шарикоподшипники) и 8 (радиально-упорные шарикоподшипники); вала 2, сменных защитных втулок 3, уплотнений 4, вала – сальниковых (с подводом или без отвода затворной жидкости) или торцовых (одинарных и двойных), верхней 5 и нижней 7 половин корпуса и рабочего колеса 6.

К группе насосов этого типа относятся также насосы типов НДВНМ, НДС-НМ, НДСН (табл. 107)

Таблица 107

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Высота всасывания, м	К.П.Д., %	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин ⁻¹	Электродвигатель		Масса, кг	
							Мощность, кВт	Напряжение, В	насоса	насосного агрегата
8НД-6х1	200	100	6,3	66	280	2950	55-100	380, 660	330	1680
	190	90	6,0	65	265					
	175	75	5,7	245						
	160	65	5,5	58	225					
8НД-9х2	240	132	5	74	235	2950	75-160	380, 660	878	2935
	230	120		70	225					
	220	110		69,5	215					
	210	94		67	200					
8НД-ВНМ	600-400	35-42	3,8-6,5	79-78	525	960	110		735	2150
	500-400	33-36	5,5-6,5	80-79	500	960	250		735	3438
	500-400	28-32	5,5-6,5	80-79	470	960	160	380, 660	750	
	720-540	89-94	1,4-4		525	1450	75	380, 660	750	
10НД-6х1	720-540	76-84	1,4-4		500	1450	55		750	
	720-540	67-74	1,4-4		470	1450	75		750	
	450	58	5,4	80,5	435	2950	40-132	380, 660	765	2325
	435	54	5,5		420					
12НДС-НМ	1000-650	24-30	5-6	88	460	960	55-250		1150	3858
	900-600	22-27	6	83	430	960				
	900-720	18-21	6	83	400	960				
	1260-900	64-70	3,6-5	88	460	1450				
14НД-СН	1260-900	44-51	3,6-5	89	400	1450				
	1260-900	54-60	3,6-5	88	430	1450				
	1260-900	37-42	5	87-85	540	960	110-160		1554	4742
	1260-900	32-37	5	85-85	500	960				
1080-800	32-33	5	88-64	480	960					

Насосы типа НК и НКЭ – консольные одноступенчатые предназначены для перекачивания нефтепродуктов температурой 0-200 °С (типа НК) и 0-80°С (типа НКЭ).

Насос типа НКЭ (рис. 24) состоит из взрывобезопасного электродвигателя с удлинненным валом, на котором смонтировано уплотнение 2 вала, рабочее колесо 4, корпус 3, переходник 1 и крышка насоса 5 с входным патрубком.

Уплотнения валов насосов НК и НКЭ - торцовые (одинарные и двойные; у насосов НКЭ только одинарные) и сальниковые (с подводом и без подвода затворной жидкости).

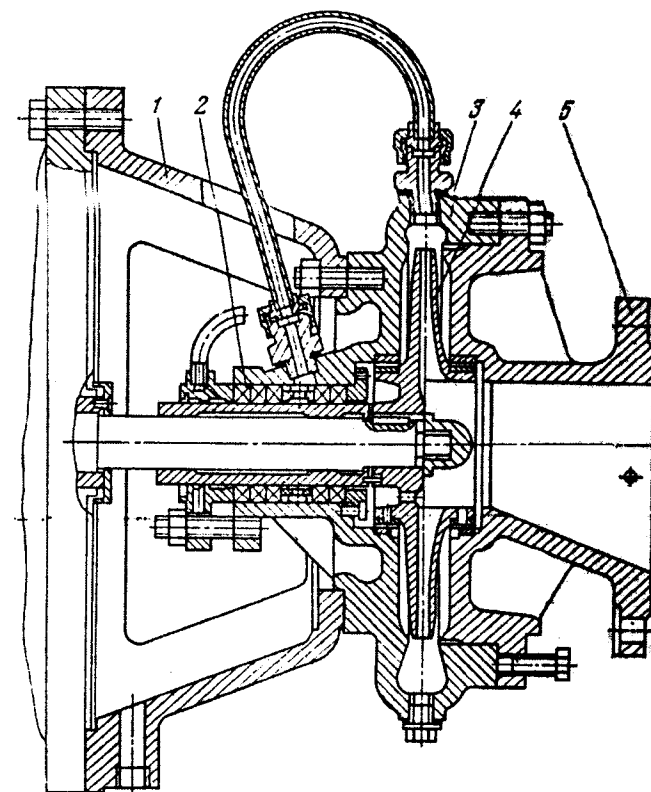


Рис. 24. Насос типа НКЭ

Основные технические характеристики насосов типов НК и НКЭ приведены в табл. 108.

В насосах типов Н, НД, НК и НКЭ шифр означает: первая цифра – диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, буква Н – нефтяной, Д – двухстороннего входа жидкости в рабочее колесо, К – консольный, Э – электронасос, цифры после букв – первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, вторая – число ступеней насоса. Например, в условном обозначении 6НКЭ-6х1:6 – диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, Н – нефтяной, К – консольный, Э – электронасос, 6 – коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, 1 – одноступенчатый.

Таблица 108

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Подпор, м	К.П.Д., %	Диаметр рабочего колеса, мм	Электродвигатель		Масса насосного агрегата, кг	
						Мощность, кВт	Напряжение, В	НК	НКЭ
4НК-5х1 (4НКЭ-5х1)	60	55	5	58	220	17	380	616	297
	50	52	7	58	208	17		616	297
	45	46	7	57	192	13-17		571	297
	45	38	7	57	180	17		571	297
5НК-5х1 (5НКЭ-5х1)	100	98	5	58	275	55	380	920	594
	90	80	5	58	250	40		880	554
	80	66	5	56	225	30		752	451
5НКЭ-5х1	95	45	5	64	210	22	380		400
	95	40	5	64	200	17			317
5НК-9х1	95	45	5	64	210	22	380	713	
	95	40	7	64	200	17		626	
	85	38	7	64	190	17		626	
	85	32	7	64	180	13		594	
	80	28	7	64	170	13		594	
5НКЭ-9х1	85	38	5	64	190	17	380		317
	85	32	5	64	180	17			
	80	28	5	64	170	18			
6НК-6х1 (6НКЭ-6х1)	120	115	5-7	59	305	75	380	1163	804
	75	83	5-7	58	250	40		942	562
	110	98	5-7	59	280	55		951	602
6НК-9х1 (6НКЭ-9х1)	120	65	5-7	69	240	40	380	892	545
	105	66	5-7	68	235	40		892	545
	105	59	5-7	68	225	30		750	447
	95	55	5-7	68	215	30		750	447
	95	48	5-7	68	205	22		720	413
	90	45	5-7	68	195	22		720	413

Примечание. Частота вращения вала насосов составляет 2950 мин⁻¹

Габаритные размеры и масса насосов типа НК и НКЭ приведены в табл. 109

Таблица 109

Насос	Диаметр патрубка, мм		Длина насоса, мм	Масса, кг
	выходного	входного		
4НК-5Х1	60	100	938	259
4НКЭ-5Х1	60	100	389	78
5НК-5Х1	75	125	944	272
5НКЭ-5Х1	75	125	427	109
5НК-9Х1	75	125	1004	264
5НКЭ-9Х1	75	125	390	93
6НК-6Х1	100	150	1040	343
6НКЭ-6Х1	100	150	444	114
6НК-9Х1	100	150	980	272
6НКЭ-9Х1	100	150	429	103

Насосы типов НА и НВ. К этим насосам относятся вертикальные насосы, предназначенные для откачки из заглубленных резервуаров нефтепродуктов (насосы типа НА) и дренажных жидкостей (насосы типа НВ) температурой не более 80 °С с плотностью не выше 1100 кг/м³.

Насосы типа НА (рис. 25) состоят из насосной части, включающей приемный патрубок 1, рабочие колеса 2, направляющие аппараты 3, вертикальный вал 4, напорную колонку 5, являющуюся напорным трубопроводом. В зависимости от глубины резервуара, из которого ведется откачка, изменяется число секций, составляющих напорную колонку; в стыках секций устанавливаются секционные крестовины со втулками 6, выполняющими роль подшипников промежуточного вала 7. Промежуточный вал состоит из нескольких частей, соединяемых резьбовыми муфтами 8.

Конструктивно насос типа НВ (рис. 26) отличается от насоса типа НА тем, что над насосной частью установлена напорная камера 6, к боковому фланцу которой подсоединен отдельный напорный трубопровод для транспортирования откачиваемой жидкости, что повышает надежность его работы.

Соответственно изменена конструкция опорной стойки, где отсутствует выходной патрубок.

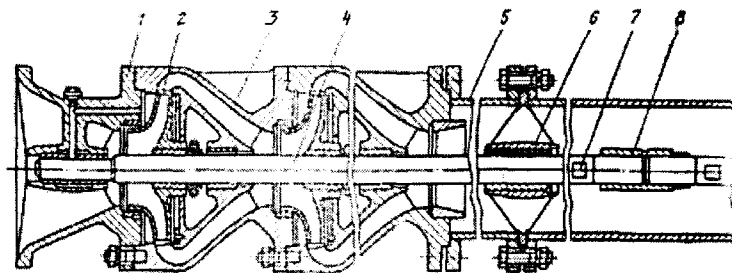


Рис. 25. Насос типа НА

Основные детали насоса типа НВ – насосная часть, напорная камера, промежуточный вал, поддерживающая колонка и опорная стойка.

Насосная часть состоит из приемного патрубка 1, вертикального вала 5, четырех рабочих колес 3 и четырех направляющих аппаратов 4.

Напорная камера 6 присоединяется к насосной части и поддерживающей колонке 8.

К фланцу патрубка напорной камеры присоединяется напорный трубопровод.

Промежуточный вал 10 насоса состоит из нескольких частей, соединяемый резьбовыми муфтами 9 с левой резьбой.

Поддерживающая колонка 8 состоит из нескольких трубных секций, число которых зависит от положения емкости, из которой должна откачиваться жидкость. В верхней секции расположена камера уплотнения вала. В середину камеры к уплотнению 12 подводится затворная жидкость. В каждом стыке трубных секций устанавливают направляющие подшипники 11 промежуточного вала.

Охлаждение и смазка подшипника 2, расположенного в приемном патрубке, и подшипника 7 – в стыке напорной камеры и поддерживающей колонки, а также направляющих подшипников 11 промежуточного вала осуществляются чистой водой или перекачиваемой жидкостью, прошедшей через фильтр, давлением 0,12-0,15 МПа.

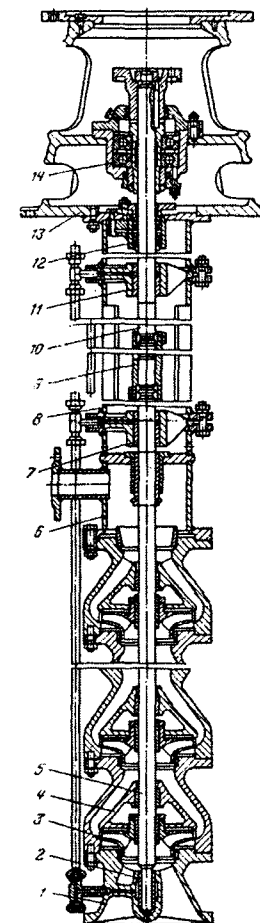


Рис. 26. Насос типа НВ

Поддерживающая колонка присоединяется к опорной стойке 13, на верхний фланец которой устанавливается фланцевый электродвигатель. В опорной стойке размещены два радиально-упорных подшипника 14. Смазка подшипников – консистентная.

Валы насоса и электродвигателя соединены втулочно-пальцевой муфтой.

Основные технические характеристики вертикальных насосов приведены в табл. 110.

Таблица 110

Насос	Подача, м³/ч	Напор, м	К.П.Д., %	Число ступеней
12НА-9х4	80	43	71-72	4
12НА-22х6	150	54	72-74	6
2НВ-9х4	40	46	48-49	4

Габаритные размеры и масса вертикальных насосов приведены в табл. 111

Таблица 111

Насос	Диаметр входного патрубка, мм	Длина насоса, мм		Масса насоса, кг	
		с напорной (поддерживающей) колонкой	с электродвигателем	с напорной колонкой	с электродвигателем
12НА-9х4	290	2260	3555	628	850
		3510	4805	729	950
		4760	6055	784	1010
		6010	7305	874	1100
		7260	8555	917	1140
		8510	9805	1032	1260
12НА-22х6	320	9760	11055	1080	1310
		3050	4590	790	1210
		4300	5840	893	1330
		5500	7090	948	1370
		6800	8340	1038	1460
		8050	9590	1079	1500
		9300	10840	1196	1620
		10550	12090	1241	1690
		2561	3586		670
		3352	4377		715
2НВ-9х4	350	3953	4978		750
		5725	6750		850

Шифр насосов типов НА и НВ означает: первые цифры (одна или две) – внутренний диаметр обсадной колонны (входного патрубка), уменьшенный в 25 раз; буквы Н – нефтяной, А – артезианский, В – вертикальный; цифры после букв – первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, вторая – число ступеней насоса.

Центробежные секционные насосы типа ЦНС

Центробежные секционные насосы типа ЦНС предназначены для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по химической активности и вязкости, и имеющие следующие характеристики.

Водородный показатель (рН) 7-8,5
 Массовое содержание механических примесей, %, не более 0,1
 Размер твердых частиц, мм, не более 0,1
 Микротвердость твердых частей, ГПа, не более 1,47
 Насосы типа ЦНС изготавливаются следующих модификаций:

ЦНС – для температуры перекачиваемой жидкости до 45 °С;

ЦНСГ – для перекачивания жидкости с температурой до 105 °С;

ЦНСМ – для перекачивания турбинного масла марки Л22 с температурой до 60 °С в масляной системе турбогенераторов.

Основные параметры насосов типа ЦНС

Таблица 112

Насос	Подача, м³/ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	К.П.Д., %	Частота вращения (синхронная), мин⁻¹	Число ступеней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
							длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦНС 38-44	38	44	3,6	67	3000	2	839	420	430	210
ЦНС 38-86		66				3	910			225
ЦНС 38-88		88				4	981			260
ЦНС 38-110		110				5	1052			285
ЦНС 38-132		132				6	1123			310
ЦНС 38-154		154	69			7	1194			335
ЦНС 38-176		176				8	1265			360
ЦНС 38-198		198				9	1336			385
ЦНС 38-220		220				10	1407			410
ЦНС 60-50	60	50	3	67	1500	2	1100	640	620	480
ЦНС 60-75		75				3	1195			540
ЦНС 60-100		100				4	1290			600
ЦНС 60-125		125				5	1385			660
ЦНС 60-150		150				6	1480			720
ЦНС 60-175		175				7	1575			780
ЦНС 60-200		200				8	1670			840
ЦНС 60-225		225				9	1765			900
ЦНС 60-250		250				10	1860			960
ЦНС 60-66	60	66	4,5	69	3000	2	870	500	500	230
ЦНС 60-99		99				3	950			260
ЦНС 60-132		132				4	1030			290
ЦНС 60-165		165				5	1110			320
ЦНС 60-198		198				6	1190			350
ЦНС 60-231		231	71			7	1270			380
ЦНС 60-264		264				8	1350			410
ЦНС 60-297		297				9	1430			440
ЦНС 60-330		330				10	1510			470

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦНС 105-98	105	98	5,5	73 74	3000	2	1220	600	600	510
ЦНС 105-147		147				3	1315			570
ЦНС 105-196		196				4	1410			630
ЦНС 105-245		245				5	1535			690
ЦНС 105-294		294				6	1630			750
ЦНС 105-343		343				7	1725			810
ЦНС 105-392		392				8	1820			870
ЦНС 105-441		441				9	1915			930
ЦНС 105-490		490				10	2010			990
ЦНС 180-85	180	85	4	73	1500	2	1125	690	715	735
ЦНС 180-128		128				3	1230			850
ЦНС 180-170		170				4	1335			965
ЦНС 180-212		212				5	1440			1080
ЦНС 180-255		255				6	1545			1215
ЦНС 180-297		297				7	1650			1340
ЦНС 180-340		340				8	1755			1465
ЦНС 180-383		383				9	1860			1590
ЦНС 180-425		425				10	1965			1715
ЦНС 180-500	180	500	7	72	3000	3	1510	640	710	1250
ЦНС 180-600		600				4	1613			1350
ЦНС 180-700		700				5	1720			1450
ЦНС 180-800		800				6	1825			1550
ЦНС 180-900		900				7	1930			1650
ЦНС 300-120	300	120	4,5	76	1500	2	1365	865	830	1225
ЦНС 300-180		180				3	1485			1390
ЦНС 300-240		240				4	1605			1550
ЦНС 300-300		300				5	1725			1775
ЦНС 300-360		360				6	1845			1940
ЦНС 300-420		420				7	1965			2115
ЦНС 300-480		480				8	2085			2340
ЦНС 300-540		540				9	2205			2500
ЦНС 300-600		600				10	2325			2675
ЦНС 300-650	300	650	12	76	3000	5	2295	760	790	2000
ЦНС 300-780		780				6	2420			2160
ЦНС 300-910		910				7	2545			2320
ЦНС 300-1040		1041				8	2670			2480
ЦНС 500-160	500	160	5	76	1500	2	1960	1070	1050	2550
ЦНС 500-240		240				3	2105			2870
ЦНС 500-320		320				4	2250			3190
ЦНС 500-400		400				5	2395			3510
ЦНС 500-480		480				6	2640			3980
ЦНС 500-560		560				7	2685			4315
ЦНС 500-640		640				8	2830			4650
ЦНС 500-720		720				9	2975			4985
ЦНС 500-800		800				10	3120			5320
ЦНС 500-1040	500	1040	16	79	3000	11	2500	1300	1500	6200

Горизонтальные центробежные консольные насосы

Горизонтальные центробежные консольные насосы типа К предназначены для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности, и имеющие следующие характеристики.

Температура, °С, не более 45

Водородный показатель, рН 6-8

Массовое содержание взвешенных частиц, % 0,3

Размер взвешенных частиц, мм 0,1

Содержание абразивной фазы во взвешенных частицах, % 2

Предусмотрено изготовление двух конструкций центробежных консольных насосов:

К – с горизонтальным валом и отдельной стойкой;

КМ – моноблочные, с горизонтальным валом.

Основные технические характеристики насосов типа К приведены в табл. 113.

Таблица 113

Насос	Подача, м³/ч	Напор, м	Высота всасывания, м	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин⁻¹	Потребляемая мощность, кВт	Электродвигатель			Габариты агрегата, мм			Масса агрегата, кг
								Мощность, кВт	Частота вращения, мин⁻¹	Напряжение, В	длина	ширина	высота	
1,5К-8/19	6	20,3	6	44	128	2900	0,7	1,1	2810	220, 380	752	240	317	47,7
2К-20/18	11	21	6		129	2900	1,2	1,5	3000	220,380	768	257	321	51,5
2К-20/30	10	34,5	6		162	2900	1,8	1,5	300	220, 380	788	257	321	58,2
3К-45/30	30	34,8	6		168	2900	4,6	4	2880	220,380	940	304	378	93,6
4К-90/20	6	25,7	5		148	2900	5,6	5	2880	380, 660	970	304	373	104,4
2К-20/20	10	34,9	6	52,6	162	2900	1,8	4	2900	240, 400	868	335	333	108
3К-6	45	54	6	63		2900	10,5	13	2920	380, 660	1340	535	495	310
3К-6а	40	41,5	6	56		2900	7,5	10	2920	220, 500	1310	535	495	295
4К-6	90	87	5	65		2900	32,9	45	2920	380, 660	1590	575	630	515
4К-6а	85	76	5	62		2900	28	37	2920	380, 660	1550	575	630	490
4К-8	90	55	5	73		2900	18,5	22	3000	380, 660	1360	515	525	350
4К-8а	90	48	5	67		2900	15,8	17	3000	220,380	1325	515	525	335
4К-12	90	34	5	77		2900	10,8	22	2900	380,660	1425	575	555	420
4К-12а	85	28,6	5	70		2900	9,2	10	2920	220, 500	1310	535	495	295
6К-12	162	20	6	81		1450	10,9	13	1500	380, 660	1350	515	525	365
6К-8	162	32,5	6	78		1450	18,4	30	1450	380, 660	1470	575	555	465
6К-8а	140	28,6	6	71		1450	15,1	18,5	1500	380, 660	1500	535	565	415
6К-8б	140	22	6			1450	12,1	22	1470	380, 660	1495	515	585	435
6К-12а	150	15	6	73		1450	8,1	10	1460	220, 380	1370	535	495	340
8К-18	288	17,5	6	83		1450	16,6	30	1450	380, 660	1565	575	555	510
8К-12	288	29	6	82		1450	27,7	37		220, 380	1640	575	630	560
8К-12а	250	24	6	78		1450	21,0	30	1450	380, 660	1490	575	555	485
8К-18а	260	15,5	6	80		1450	13,7	17	1500	380, 660	1445	515	525	410
1,5КМ-8/19	6	20,3	6	44	128	2900	0,7	1,5	2900	220, 380	532	225	267	50,5
2КМ-20/18	11	21	6	56	129	2900	0,6	2,2	2900	220, 380	560	230	267	58,4
2КМ-20/30	10	34,5	6	52,6	162	2900	1,8	4	2900	220, 380	588	257	290	77,4
3КМ-6	45	54	6	63		2900	10,5	17	3000	220, 380	777	454	413	196
3КМ-6а	40	41,5	6	56		2900	7,5	17	3000	220, 380	777	454	413	196
4КМ-8	90	55	5	73		2900	18,5	22	3000	380, 660	815	485	413	204
4КМ-8а	90	43	5	7		2900	15,8	17	3000	220, 380	777	485	413	197
4КМ-12	90	34	5	77		2900	10,8	17	3000	220,380	777	473	413	142
4КМ-12а	85	28,6	5	70		2900	9,2	17	3000	220,380	777	473	413	195
6КМ-12	162	20	6	81		1450	10,9	13	1500	380, 660	807	543	413	230
6КМ-12а	150	15	6	73		1450	8,1	13	1500	380, 660	807	543	413	230
3К-6И	43,2	50	4,4			2900	9,1	10	2920	220, 500	1310	535	495	285
3К-6И/2	43,2	50	3			2900	9,1	10	2900	220, 500	1310	535	495	285
3К-6И/1	41,2	45,5				2900	8,2	13	2920	380,660	1340	548	495	305

Погружные насосы

Погружные центробежные электронасосы типа ЭЦВ предназначены для перекачивания воды, имеющей следующие характеристики.

Температура, °С 25
 Водородный показатель (рН) 6,5-9,5
 Общая минерализация (сухой остаток), мг/л 1500
 Массовая доля твердых механических примесей, % 0,01

Содержание, мг/л:

хлоридов 350
 сульфатов 500
 сероводорода 1,5

Для перекачивания воды с характеристиками, отличающимися от предусмотренной области применения, насосные агрегаты изготавливаются в исполнениях:

Х – для химически активной воды;

Тр – для повышенной температуры;

Г – для повышенного содержания механических примесей.

Установка электронасосного агрегата состоит из центробежного электронасоса (насоса типа ЭЦВ и электродвигателя типа ПЭДП), токоподводящего кабеля, водоподъемного трубопровода, оборудования устья скважины и системы автоматического управления.

Насосные агрегаты выпускаются с различным поперечными размерами для установки в скважины с внутренним диаметром обсадных труб 100; 122; 150; 200; 250; 301; 353; 402 и 486 мм.

Центробежные насосы типа ЭЦВ – одно – или многоступенчатые с вертикальным расположением вала, ступенями насоса радиального или полусевого типа, со смазкой и охлаждением подшипников перекачиваемой водой (рис. 27), изготавливаются в четырех конструктивных исполнениях:

исполнение I – рабочие колеса зафиксированы на валу; штампованные обоймы лопастных отводов; осевое гидравлическое усилие воспринимается опорой, установленной в электродвигателе;

исполнение II – цилиндрические обоймы, фиксирующие отводы в осевом направлении и разделяющие межступенчатые полости с образованием шелевых уплотнений рабочих колес;

исполнение III – рабочие колеса зафиксированы на валу; обоймы лопастных отводов – литые; ступени насосов – полусевого; осевое гидравлическое усилие воспринимается опорой, смонтированной в электродвигателе;

исполнение IV – моноблочные электронасосные агрегаты; с общим валом насоса электродвигателя.

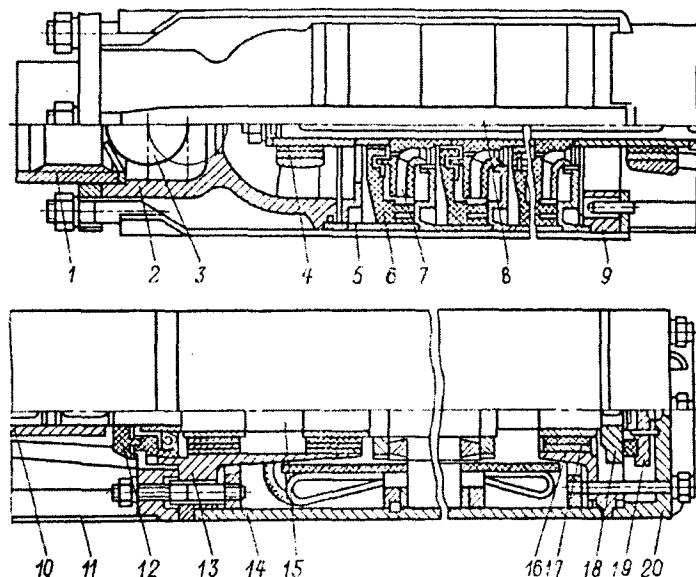


Рис. 27. Электронасос типа ЭЦВ (исполнение I):

1-напорный патрубок; 2-корпус радиального подшипника; 3-обратный клапан; 4-радиальный подшипник; 5-обойма лопаточного отвода; 6-лопаточный отвод; 7-рабочее колесо; 8-вал; 9-подвод; 10-муфта; 11-сетка; 12-пескосбрасыватель; 13, 16-подшипниковые щиты; 14-корпус статора; 15-ротор; 17-радиальный подшипник; 18-пятя; 19-подпятник; 20-корпус подпятника

Насосы типа ЭЦВ рассчитаны на работу с подпором, укомплектованы напорными патрубками для присоединения агрегата к водоподъемному трубопроводу и обратными клапанами.

Основные технические характеристики выпускаемых насосных агрегатов указаны в табл. 114.

Таблица 114

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Число ступеней насоса	Частота вращения, мин ⁻¹	К.П.Д. Насоса, %	К.П.Д. Агрегата, %	Мощность электродвигателя, кВт	Габариты электронасосного агрегата, мм		Масса, кг
								размер при виде сверху	длина	
ЭЦВ5-4-125	4	125	22	2850	51	34	2,8	114	1887	75
ЭЦВ5-4-80	4	80	14	2850	57	38	2,8	114	1640	75
ЭЦВ6-4-130	4	130	13	2850	57	41	2,8	145	1654	80
ЭЦВ6-4-190	4	190	18	2850	57	41	4,5	145	1991	100
ЭЦВ6-6,3-60	6,3	60	6	2850	60	39	2	145	1350	70
ЭЦВ6-6,3-85	6,3	85	9	2850	62	44	2,8	145	1540	70
ЭЦВ 6-6,3-125	6,3	125	13	2850	62	46	4,5	145	1910	82
ЭЦВ6-10-50	10	50	6	2850	66	45	2,8	145	1346	69
ЭЦВ6-10-80	10	80	9	2850	66	47	4,5	145	1560	85
ЭЦВ6-10-110	10	110	12	2850	67,5	59	5,5	145	1760	90
ЭЦВ6-10-140	10	140	15	2850	67	61	8	145	1950	110
ЭЦВ6-10-185	10	185	21	2850	67	51	8	145	2274	120
ЭЦВ6-10-235	10	235	27	2850	66	51	11	145	2684	160
ЭЦВ6-16-50	16	50	6	2850	66	47	4,5	145	1490	80
ЭЦВ6-16-75	16	75	9	2850	68	52	5,5	145	1600	86
ЭЦВ6-16-110	16	110	13	2850	65	52	8	145	1860	110
ЭЦВ6-16-160	16	160	17	2850	65	52	11	145	2678	115
ЭЦВ6-25-140	25	140	23	2850	66	56	16	186	3291	160
ЭЦВ6-25-100	25	100	7	2850	70	57	11	186	1832	143
ЭЦВ8-16-140	16	140	10	2850	70	56	11	186	1765	150
ЭЦВ8-25-150	25	150	10	2850	70	58	16	186	2101	185
ЭЦВ8-25-300	25	300	19	2900	68	58	32	186	3955	390
ЭЦВ8-40-60	40	60	5	2850	68	54	11	186	1630	175
ЭЦВ8-40-90	40	90	7	2850	68	55	16	186	1981	245
ЭЦВ8-40-180	40	180	15	2900	68	58	32	186	3105	375
ЭЦВ10-63-65	63	65	3	2920	71	59	22	235	1618	209
ЭЦВ10-63-110	63	110	5	2920	71	61	32	235	1971	260
ЭЦВ10-63-150	63	150	7	2920	71	60	45	235	2281	310
ЭЦВ10-63-180	63	180	9	2920	71	60	45	235	2500	410
ЭЦВ 10-63-270	63	270	13	2920	71	61	65	235	3235	730
ЭЦВ10-120-60	120	60	3	2920	71	60	32	235	2150	345
ЭЦВ10-160-15	160	15	1	2850	70	55	11	235	1778	180
ЭЦВ12-160-65	160	65	2	2920	70	60	45	281	2000	400
ЭЦВ12-160-100	160	100	3	2920	70	62	65	281	2175	490
ЭЦВ 12-210-25	210	25	1	2920	72	61	22	281	1416	250
ЭЦВ12-255-30	255	30	1	2920	72	60	32	281	1600	295
ЭЦВ12-375-30	375	30	1	2920	73	62	45	381	1755	365
ЭЦВ14-210-300	210	300	6	2920	73	63	250	281	5295	1820
ЭЦВ16-375-175	375	175	3	2920	73	64	250	378	5241	1720

Центробежные насосы типа Д

Горизонтальные центробежные насосы типа Д предназначены для перекачивания воды и жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности, и имеющие следующие характеристики.

Температура, °С 85

Массовое содержание твердых включений, % 0,05

Максимальный размер твердых включений, мм 0,2

Насосы типа Д подачи 180-1600 м³/ч можно использовать для перекачивания нефти и нефтепродуктов кинематической вязкостью до 10⁻⁴ м²/с (обозначение материалов деталей проточной части - Б); химически активных жидкостей (обозначение материала деталей проточной части - К); воды с массовым содержанием твердых включений до 1%, микротвердостью не более 6,5·10⁻² МПа (обозначение материала деталей проточной части - В).

Основные технические характеристики насосов типа Д приведены в табл. 115.

Таблица 115

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин ⁻¹	Мощность насоса, кВт	К.П.Д., %	Допускаемый кавитационный запас, м	Габаритные размеры насоса, мм			Масса насоса, кг, не более	Габаритные размеры насосного агрегата, мм			Масса насосного агрегата, кг
								длина	ширина	высота		длина	ширина	высота	
Д200-95	200	95	280	2950	85	70	6,5	830	640	520	210	1905	670	795	1063
Д320-70	320	70	242	2950	90	78	6	830	730	570	255	1905	799	845	1207
Д200-36	200	36	350	1450	35	72	5,5	830	800	620	270	1674	746	796	898
Д320-50	320	50	405	1450	76	76	4,5	1287	970	700	370	1905	966	892	1225
Д500-65	500	65	465	1450	135	76	4,5	1160	970	820	620	2545	1060	1130	2871
Д630-90	630	90	525	1450	265	75	6,5	1160	1260	870	730	2575	1328	1295	2967
Д800-57	800	57	432	1450	177	82	4	1160	1260	870	730	2575	1328	1295	2967
Д1250-65	1250	65	460	1450	314	86	6	1210	1390	1010	1160	2640	1450	1343	3613
Д1250-125	1250	125	625	1450	620	76	5	1440	1240	1110	1710	3163	1255	1229	4922
Д1600-90	1600	90	540	1450	500	87	7	1440	1850	1080	1520	2793	1418	1282	3066
Д2000-21	2000	21	460	980	150	86	5	1620	1350	1280	1630	2967	1350	1485	3595
Д2000-100	2000	100	856	980	760	75	6,5	2050	1550	1420	2480	3795	1550	1815	8542
Д2500-62	2500	62	700	980	500	87	7,5	2130	2080	1440	2870	3557	2080	1815	7872
Д3200-33	3200	33	550	980	400	88	7	2260	1760	1500	2940	3685	1760	1785	7154
Д3200-75	3200	75	765	980	800	87	7,5	2320	2300	1600	4150	3821	2300	1972	11308
Д4000-95	4000	95	825	980	1330	88	7	2450	2260	1760	4960	4360	2260	2455	12340
Д5000-32	5000	32	700	730	500	88	8	2360	2150	1895	5000	3880	2150	1900	11400
Д6300-80	6300	80	990	730	1750	88	7,5	2780	2700	2120	8700	6720	2700	2340	18700
Д12500-24	12500	24	985	485	950	88	7	3300	3100	3190	15800	4970	3100	3200	24500

Одноступенчатые горизонтальные насосы типа Д (рис. 28) с рабочим колесом двухстороннего входа и полуспиральным подводом жидкости выполнены с осевым разъемом в горизонтальной плоскости, тем самым обеспечиваются контроль, ремонт и замена деталей насоса без снятия его с фундамента, демонтажа трубопроводов и электродвигателя.

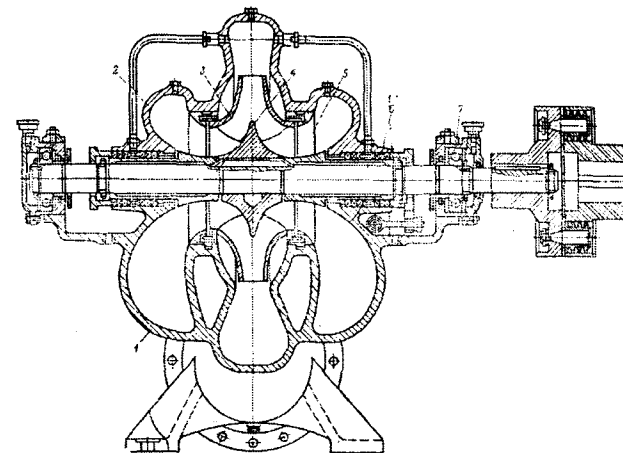


Рис. 28. Насос типа Д

Мультифазный насос АЗ 2ВВ 65/25 - 50/25

В целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, особенно при вводе в эксплуатацию новых залежей, разработан отечественный мультифазный насос АЗ 2ВВ 63/25 – 50/25 и А5 2ВВ 63/25 – 50/25 (с укороченными винтами). Оба насоса прошли промышленные испытания и применяются на нефтяных промыслах ОАО "Татнефть".

Мультифазный насос обеспечивает перекачку водонефтяных эмульсий с содержанием газа до 90%. Содержание сероводорода в газе до 2%, максимальное содержание механических частиц 0,02%, температура перекачиваемой среды от 5 до 80°С.

Подача ГЖС	63-100 м ³ /час
Давление нагнетания	до 20 кг/см ²
Максимальное давление на приеме	до 25 кг/см ²
Мощность электродвигателя	110 кВт
Частота вращения	1490 об/мин

Тип электродвигателя – АНМ 112 М4 У2,5 (ВА 132 5492)

Насос работает на базе двухвинтового насоса и оборудован сменными винтами, сменной обоймой из антифрикционного чугуна, торцевыми уплотнениями. Срок службы насоса до капитального ремонта 1,5 года при непрерывной 24 час/сут работе.

Области применения мультифазного насоса:

- увеличение отбора газожидкостной эмульсии из добывающих скважин за счет снижения давления в промысловой системе сбора;
- для перекачивания ГЖС продукции добывающих скважин до объектов подготовки нефти без предварительной сепарации газа, что позволяет отказаться от строительства новых ДНС;
- для ликвидации газовых факелов путем транспортировки газа вместе с жидкостью до УКПН с объектов, необустроенных системой газосбора.

На рис.29 приведены осредненные зависимости подачи газожидкостной смеси от давления нагнетания при различных содержания газа насосом АЗ 2ВВ 65/25.

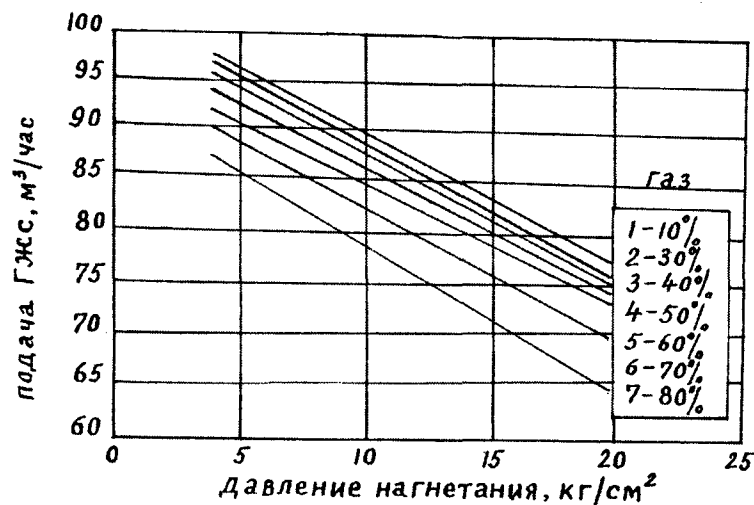


Рис. 29.

Многофазный винтовой насос (МВН)

МВН предназначены для перекачки газожидкостных и многофазных смесей. Транспортировка происходит по схеме: группа скважин – насос – установка подготовки нефти, что значительно упрощает схему сбора, уменьшает затраты на обустройство месторождений на первичном этапе, а также делает возможным утилизацию газа (особенно мелких месторождений) на центральном пункте сбора нефти и газа.

Многомодульная многофазная насосная станция (ММНС) имеет два отсека: отсек фильтров – для приема и распределения многофазной смеси по насосным отсекам; насосный отсек – содержит от 2 до 5 насосных модулей в зависимости от требуемой производительности станции. Все модули – однотипные и состоят из многофазного винтового насоса, электропривода, станции смазки и охлаждения, а также элементов общих систем. Один из модулей комплектуется системой регулирования производительности.

Ряд для модульных многофазных станций

Подача (м³/ч)	60	150	300	500
Перепад давлений (МПа)	2	2	3	3
Содержание газа (%)	95	95	97	98

По заказу ОАО Лукойл-Пермьнефть насосы выпускаются НПК "Турбонасос", г. Воронеж.

Техническая характеристика многофазных насосов фирмы "Борнеманн"

Марка насоса	MW 7,3 ZK-33
Производительность насоса	20-62,5 м³/час
Давление на приеме насоса	минимальное 0-0,3 МПа максимальное 1 МПа
Перепад давления	максимальный 2,5 МПа
Температура перекачиваемой среды	не более 80°C
Температура нагрева подшипников	не более 120°C
Число оборотов электродвигателя	минимальное 500 об/мин максимальное 1490 об/мин
Нагрузка электродвигателя	рабочая 60-70 ампер максимальная 100 ампер
Содержание газа	до 100%

Смазка:

Подшипники на ведущем конце вала смазываются косистентной смазкой каждые 800 часов работы через ниппеля для смазки.

Подшипники и шестерни на ведомом конце вала смазываются маслом, масло в коробке шестеренок меняется через 2000 часов работы.

В блоке управления многофазными насосами установлен монитор для регистрации параметров насосного агрегата (давление на приеме, числа оборотов электродвигателя, нагрузки и мощности, загрузки эл.двигателя в %), в нем предусмотрены следующие виды защит:

	Миним.	Максим.
Давление на приеме насоса, атм.	0	10
Давление на выкиде насоса, атм.	-	28
Перегрев подшипников, °C	-	120
Температура перекачиваемой среды, °C	-	80

Дозировочные электронасосные агрегаты

Дозировочные электронасосные агрегаты предназначены для дозирования нейтральных и агрессивных жидкостей, эмульсий и суспензий вязкостью до 8 МПа·с, температурой от -15 до $+200$ °С, массовой долей твердой неабразивной фазы до 10 %, размером зерен твердой неабразивной фазы не более 1 % от диаметра условного прохода присоединительных патрубков.

Основные параметры, характеризующие работу этого агрегата, - это категория точности дозирования, подача, давление нагнетания, допускаемая вакуумметрическая высота всасывания.

Дозировочный одноплунжерный электронасосный агрегат (рис. 30) состоит из редуктора с механизмом регулирования, гидроцилиндра и электродвигателя. Данные по дозировочным одноплунжерным насосам приведены в табл. 116.

Дозировочные одноплунжерные насосы

Таблица 116

Тип насоса	Подача, л/ч	Давление нагнетания, МПа	Число двойных ходов плунжера в минуту	Электродвигатель, тип	Мощность ЭД, кВт	Масса, кг
НД 1,0/63Д14А	1	6,3	30	4АА63А4	0,25	33
НД 1,6/63Д14А	1,6	6,3	30	4АА63А4	0,25	33
НДР 2,5/400Д13А	2,5	40,0	85	4АА(М)63А4	0,25	35
НД 1,0Р10/100Д13А	10	10,0	85	-	0,25	35
НД 2,5 40/25Д14А	40	2,5	100	4АА63А4	0,25	35
НД 2,5 63/63Д14А	63	6,3	100	4АА71А4	0,55	74
НД 2,5 160/25Д14А	160	2,5	100	4АА71А4	0,55	78
НД 2,5 400/16Д14А	400	1,6	100	4АХ80А4	1,1	102

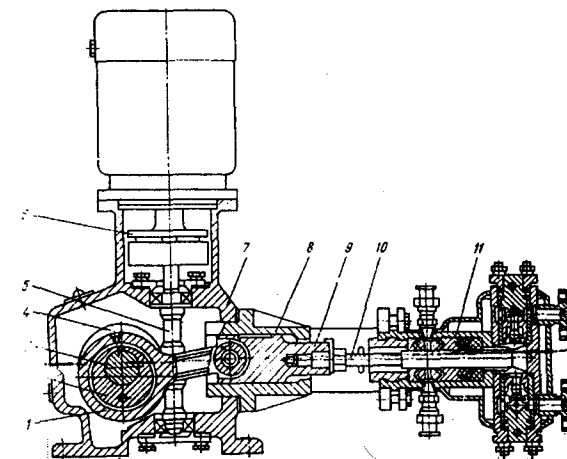


Рис. 30. Дозировочный электронасосный агрегат НД:

1-шатун; 2-эксцентрик; 3-вал; 4-червячное колесо; 5-червяк; 6-упругая муфта; 7-корпус редуктора; 8-кронштейн; 9-ползун; 10-плунжер; 11-корпус гидроцилиндра

Редуктор с регулирующим механизмом (рис. 31) предназначен для преобразования вращательного движения приводного вала двигателя в возвратно-поступательное движение плунжера.

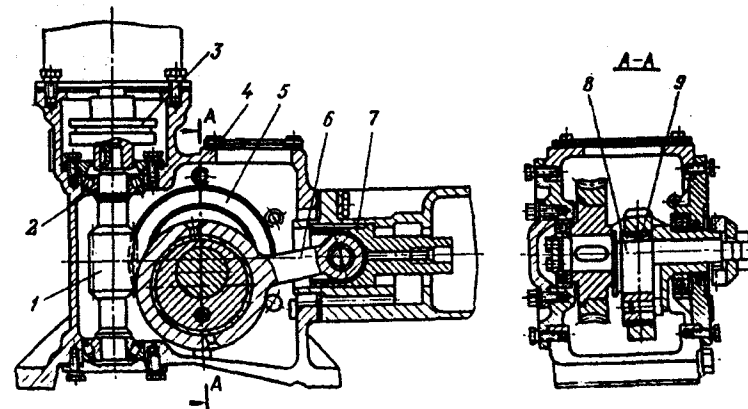


Рис. 31. Редуктор агрегата НД:

1-червяк; 2-подшипник; 3-муфта; 4- корпус; 5-червячное колесо; 6-шатун; 7- ползун; 8-вал; 9-эксцентрик.

В дозировочных агрегатах с предельным давлением до 10 МПа манжеты, уплотняющие плунжер и фонарь, поджимаются при помощи нажимного стакана, в агрегатах с предельным давлением свыше 10 МПа манжеты, уплотняющие плунжер, поджимаются при помощи нажимного стакана, а уплотняющий фонарь – нажимной втулкой.

В качестве промывочной и затворной жидкости используют чистую жидкость, нейтральную по отношению к окружающей среде и дозируемому продукту.

Область применения дозировочных электронасосных агрегатов определяется стойкостью материала, из которого изготовлена проточная часть насоса, а также стойкостью материала уплотнений.

Агрегаты выпускают в климатическом исполнении У. Они эксплуатируются также и вне помещений при температуре воздуха 40 - 45°C.

В состав дозировочного агрегата входят дозировочные насосы следующих типов:

НД – с регулированием подачи вручную при остановленном насосе;

НДЭ – с автоматическим и дистанционным регулированием подачи (с электрическим исполнительным механизмом).

Дозировочные насосы изготавливают в различных исполнениях:

- по категории точности дозирования - 0,5; 1 и 2,5 (индексы 0,5; 1; 2,5);
- по материалу деталей проточной части - из стали марки 20Х13 (индекс Д); из стали марки 12Х18НДТ (индекс К); из титана и его сплавов (индекс Т).

В зависимости от наличия рубашки для обогрева или охлаждения проточной части различают следующие насосы:

- без рубашки обогрева или охлаждения проточной части (индекс 1);
- с рубашкой обогрева и охлаждения (индекс 2).

В зависимости от конструкции уплотнительного узла проточной части различают следующие насосы:

- без подвода охлаждающей, промывочной или затворной жидкости (индекс 3);
- с подводом охлаждающей, промывочной или затворной жидкости (индекс 4).

Дозировочные электронасосные многоплунжерные агрегаты предназначены для одновременного дозирования нескольких различных жидких компонентов в технологических процессах. Такие агрегаты состоят из нескольких дозировочных насосов с общим приводным валом. Область их применения по роду дозируемой жидкости, параметрам, конструкции, а также материалу гидроцилиндра аналогична области применения дозировочных одноплунжерных агрегатов.

В состав агрегатов входят дозировочные насосы следующих типов: НДР и НДЭ. Эти насосы предусмотрены для дозирования трех или шести жидких компонентов.

В основу конструкции дозировочных насосных агрегатов заложен блочный принцип. На базе одного привода и семи типоразмеров гидроцилиндров может быть изготовлен дозировочный агрегат с различным (в пределах мощности мотор-редуктора) сочетанием гидроцилиндра для любых условий эксплуатации как по параметрам, так и по роду дозируемой жидкости.

Агрегаты типа 3НДР и 6НДР изготавливают в общепромышленном и взрывозащищенном исполнении, агрегаты типов 3НД...Э и 6НД...Э, смонтированные на общей раме, только в общепромышленном исполнении.

18. Трубопроводная арматура

Конструктивные разновидности

1. Задвижки. Задвижками называются конструкции арматуры с затвором в виде листа, диска или клина, перемещающиеся вдоль уплотнительных колец седла корпуса перпендикулярно оси потока среды.
2. Краны. Кранами называются конструкции арматуры с затвором в форме тела вращения, поворачивающиеся вокруг своей оси, перпендикулярной оси потока среды.
3. Вентили. К вентилям относят запорную арматуру с поступательным перемещением затвора в направлении, параллельном потоку транспортируемой среды. Затвор перемещается при помощи системы "винт-ходовая гайка".

Условные обозначения трубопроводной арматуры

В каталогах на арматуру, в номенклатуре арматурных заводов, в ведомостях для заказа арматуры и в прейскурантах применяют отраслевые условные обозначения. Они состоят из ряда цифр и букв (таблица/фигура), например 15с22нж1. Это обозначает: 15 - вентиль, с - стальной, 22 – порядковый номер модели (с ручным приводом – маховиком), нж – с уплотнительными кольцами из нержавеющей стали, 1 – конструктивное исполнение 1.

Ниже приводятся таблицы условного обозначения арматуры.

Отраслевые условные обозначения конструктивных типов арматуры

Арматура	Условное обозначение
Кран пробноспускной	10
Кран трубопроводный	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	13, 14, 15
Клапан обратный подъемный и приемный с сеткой	16
Клапан предохранительный	17
Клапан обратный поворотный	19
Регулятор давления	21
Клапан запорный и отсечной	22
Клапан регулирующий	25
Клапан смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Условные обозначения материала корпуса арматуры

Материал корпуса	Условные обозначения
Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Бронза, латунь	б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Керамика, фарфор	к
Титан	ти
Стекло	ск

Условные обозначения типа приводов

Привод	Условные обозначения
Механический с червячной передачей	3
Механический с цилиндрической зубчатой передачей	4
Механический с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электродвигательный	9

Условные обозначения материала деталей уплотнения

Материал деталей	Условные обозначения
Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Натрированная (азотированная) сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп

Условные обозначения внутреннего покрытия корпуса

Способ нанесения внутреннего покрытия	Условное обозначение
Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцевание	св
Футерование пластмассой	п
Футерование наиритом	н

В таблицах 117, 118, 119 приведены основные данные по задвижкам, кранам и вентилям.

Обслуживание запорной арматуры

Трубопроводная арматура имеет три вида соединения – фланцевое, сварное и муфтовое.

Персонал, обслуживающий трубопроводную арматуру, должен постоянно следить за герметичностью соединений и при обнаружении пропусков нефтегазовой смеси принять меры по восстановлению герметичности мест соединений запорной арматуры с трубой или с другим механизмом путем:

- полной замены запорной арматуры на новую;
- замены отдельных деталей арматуры на новые;
- замены уплотнительных элементов;
- замены или добавки смазок.

Необходимо следить за корпусами задвижек, чтобы не образовалась на них трещина и не появились следы коррозии. Корпуса задвижек с трещинами подлежат замене, а следы коррозии следует устранить путем покраски

корпусов стальных и чугунных запорных арматур кузбасс-лаком или другой краской.

Шпильки, крепящие верхнюю крышку задвижек, должны быть в полном комплекте.

Задвижки, краны и вентили должны легко открываться и закрываться. Шпиндели их должны плавно двигаться вверх и вниз.

Необходимо постоянно следить за состоянием уплотнительных элементов запорных устройств, сальниковым устройством и наличием смазки. При обнаружении недостатков необходимо принять срочные меры по их устранению.

Трубопроводная арматура по особому графику периодически должна подвергаться ревизии и ремонту.

Основные данные по задвижкам

Таблица 117

Задвижка	Условное обо- значение (шифр) или номер чер- тежа	Условное обозначение Р, кгс/см ²	Строительная длина, мм/масса, кг при условном проходе D _н , мм										
			50	80	100	150	200	250	300	400	500	600	700
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Задвижка из цветных металлов													
Клиновaя с выдвиг- ным шпинделем, фланцевaя	ЗФ	10	150/ 19,6	180/ 29,1	190/ 37,1	210/ 64,1	230/ 100						
Клиновaя	Тип А	6		180/ 21,2									
То же	Тип БГ	6			190/ 26,0								
То же	Тип Б	6				210/ 40,4							
То же	Тип В	6					230/ 73,4						
Задвижки чугунные													
Клиновaя двухдиско- вaя, с выдвигным шпинделем, фланцевaя	30ч706р	4	132/ 5,8	140/ 12,0									
Параллельная, с пере- движным шпинделем	30ч66к	10	180/ 18,4	210/ 29	230/ 39,5	280/ 77	330/ 125	450/ 179	500/ 253	600/ 460			
То же	30ч76к	4					330/ 115	450/ 167	500/ 240	600/ 431			
Клиновaя двухдиско- вaя, с невыдвигным шпинделем, фланцевaя	30ч176к	6	180/ 20,0	210/ 32,0	230/ 40,0	280/ 78,0							
Клиновaя с выдвиг- ным шпинделем, фланцевaя	30ч366к	2,5									350/ 590	390/ 917	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же с конической передачей	30ч536бк	1,6											
То же с электроприводом	30ч936бк	1,6										390/ 1021	
Клиновая двухдисковая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	30ч46бк	0,35											
То же с электроприводом	30ч946к	0,5											
Клиновая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	31ч6нж	10	180/ 17,4	210/ 25,0	230/ 36,1								
То же, с электроприводом	31ч906нж	10			230/ 76,1								
Клиновая, двухдисковая, с электроприводом, фланцевая	112сб	0,15											
То же	115сб	0,15											
Задвижки из углеродистой стали													
Клиновая, двухдисковая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	30с14нж	6					230/ 89,0		270/ 173	310/ 287	350/ 406	300/ 535	
Клиновая с конической передачей	30с514нж1	2,5											
То же	30с514нж1	1,6											
То же с электроприводом	30с914нж1	6							310/ 300	350/ 390	350/ 495	390/ 625	
То же	30с914нж1	2,5											
То же	30с914нж1	1,6											
То же с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	30с914нж1б	6					230/ 165			310/ 328	250/ 541	390/ 671	
То же	30с914нж1б	2,5											

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	30с914нж1б	1,6											
Клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая	30с64нж	25				400/ 230	400/ 210	450/ 230					
То же с концами под приварку	30с64нж	25					400/ 210		500/ 434		700/ 1241		
То же с конической передачей	30с564нж	25											
Клиновая с выдвижным шпинделем, с электроприводом, в нормальном исполнении	30с964нж	25					400/ 264		500/ 560				
То же с суженным проходом	То же	25									700/ 1434		
То же, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	30с964нжб	25											
Клиновая с выдвижным шпинделем, двухдисковая	30с72нж	25						450/ 255					
То же с конической передачей	30с572нж	25								600/ 640			
То же с электроприводом	30с972нж	25								600/ 730			
Клиновая, с невыдвижным шпинделем, фланцевая с червячной передачей	30с375нж	64									1150/ 3000		
То же с конической передачей	30с575нж	64							750/ 924				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Клиновая с выдвига- ным шпинделем, фланцевая	30с576нж	64	250/ 44,9	310/ 65,7	350/ 114	450/ 213	550/ 314						
То же с ручной кони- ческой передачей	30с576нж	64								950/ 2289			
То же с электроприво- дом	30с976нж	64					550/ 456						
Клиновая с выдвига- ным шпинделем, фланцевая	ЗКЛ2-16	16	180/ 25	210/ 38	230/ 52	280/ 100	330/ 140	450/ 230	500/ 350	600/ 575	700/ 1191	800/ 1861	
Клинов, с кониче- ской передачей	ЗКЛ2-40	40	250/ 34	310/ 48	350/ 95	450/ 139	550/ 293	650/ 323	750/ 685		/1800		
То же с шпиндрине- ской передачей	ЗКЛ2-64	64						650/ 615					
То же	ЗКЛ2-160	160	300/ 78	390/ 129	450/ 185	600/ 530							
То же с электроприво- дом во взрывозащи- щенном исполнении	ЗКЛПЗ-16	16	180/ 131	210/ 144	230/ 155	280/ 211	330/ 253	450/ 400	500/ 500	600/ 630	700/ 1485	800/ 1970	
То же	ЗКЛПЗ-40	40	250/ 137	310/ 153	350/ 208	450/ 255			750/ 844		1150/ 2000		
То же	ЗКЛПЗ-64	64							750/ 1397				
То же с концами под приварку	ЗКЛПЗ-75	75									1450/ 4311		
Клинов, с невы- движным шпинделем, ковано-сварная, флан- цевая	ЭВД-200/4	200											
Клинов, с выдвига- ным шпинделем, фланцевая	ПФ1101000	25	250/ 76		300/ 50,5								

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая	ЗКЛД-16	16	180/ 25	210/ 38	230/ 55	280/ 100	330/ 140						
То же	ЗКЛД-40	40	250/ 35	310/ 53	350/ 90	450/ 135							
То же	ЗКЛД-160	160	300/ 78	390/ 129	450/ 185	600/ 530							
То же	ЗКЛД-16	16	180/ 25	210/ 38	230/ 52	280/ 98	380/ 140	450/ 290	500/ 400	600/ 633		800/ 1861	
То же	ЗКЛД-40	40	250/ 35	310/ 53	350/ 90	450/ 135			750/ 688				
То же	ЗКЛД-160	160	300/ 78	400/ 126	450/ 185	600/ 530							
То же	ЗКЛД-16	16	180/ 25	210/ 38	230/ 52	150/ 98							
То же	ЗКЛД-40	40	250/ 35	310/ 53	350/ 90	490/ 135							
То же	ЗКЛД-160	160	300/ 80	390/ 130	450/ 186	600/ 530							
Клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с электроприводом, во вращающемся исполнении	ЗКЛПТ-16	16	180/ 140	210/ 155	230/ 170	280/ 225	330/ 300	450/ 385	500/ 500	600/ 778		800/ 2100	
То же	ЗКЛПТ-40	40	250/ 145	310/ 160	350/ 217	450/ 275			750/ 844				
Клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая	ЗЛП11025.07	25					400/ 230	450/ 249					
Клиновое с упругим клином, с выдвижным шпинделем, фланцевая	ДЛ11053.00	25				350/ 100	400/ 135						

Продолжение табл. 117.

Задвижка	Условное обозначение (шифр) или номер чертежа	Условное обозначение P_{Σ} кг/см ²	Строительная длина, мм / масса, кг при условном проходе Д, мм								Температура рабочей среды, не более, °С	Среда	Материал основных деталей и футеровки
			4	5	6	7	8	9	10	11			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Задвижки из цветных металлов													
Клиновое, с выдвижным шпинделем, фланцевая	ЗФ	10								+200	Агрессивные среды	Бронза	
Клиновое	Тип А	6								+250	Масла, воздух, пар, светлые нефтепродукты	Латунь	
То же	Тип БТ	6								+250	То же	То же	
То же	Тип Б	6								+250	То же	То же	
То же	Тип В	6								+250	То же	То же	
Задвижки чугунные													
Клиновое, двухдисковое, с выдвижным шпинделем, фланцевая	З0кч706р	4								+100	Керосин, бензин	Ковкий чугун	
Параллельное, с выдвижным шпинделем, фланцевая	З0ч66к	10								+90	Нефть, маслянистые жидкости	Серый чугун	
То же	З0ч76к	4								+100	Топливный газ	То же	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Клиновая, двухдисковая, с невыдвижным шпинделем, фланцевая	30ч176к	6								+100	То же	То же
Клиновая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	30ч36бк	2,5								+250	Коксовый, топливный газ	То же
То же, с конической передачей	30ч536бк	1,6	470/ 1747	550/ 2482	770/ 4703					+250	То же	То же
То же, с электроприводом	30ч936бк	1,6	470/ 1887	550/ 2556	700/ 4412					+250	То же	То же
Клиновая, двухдисковая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	30ч46бк	0,35		520/ 1990	550/ 2600					+85	То же	То же
То же, с электроприводом	30ч946бк	0,5					/6130			+84	То же	То же
Клиновая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	31ч6нж	10								+225	Щелочи, каменно угольные смолы, феноляты	То же
То же, с электроприводом	31ч906нж	10								+225	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Клиновая, двухдисковая, с электроприводом, фланцевая	112сб	0,15						850/ 9970		+130	Топливный газ	Серый чугун
То же	115сб	0,15							/14190	+130	То же	То же
Задвижки из углеродистой стали												
Клиновая, двухдисковая, с выдвижным шпинделем, фланцевая	30с14нж	6								+200	Вода, пар коксовый доменный, топливный и нейтральные газы	Сталь
Клиновая с конической передачей	30с514нж1	2,5	470/ 991	550/ 1252	630/ 1800					+200	Вода, пар коксовый, доменный, топливный и нейтральный газы	Сталь
То же	30с514нж1	1,6				710/ 2264	750/ 4575			+200	То же	То же
То же, с электроприводом	30с914нж1	6								+200	То же	То же
То же	30с914нж1	2,5	470/ 1049	550/ 1310	630/ 2000					+200	То же	То же
То же	30с914нж1	1,6				710/ 2445	750/ 4775			+200	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
То же	30с914нж1Б	2,5	470/ 1098	550/ 1360	630/ 2020					+200	То же	То же
То же	30с914нж1Б	1,6				710/ 2430	750/ 4775			+200	То же	То же
Клиновaя с выдвижным шпинделем, фланцевaя	30с64нж	25								+300	Вода, пар, нефть	Сталь
То же, с концами под при- варку	30с64нж	25								+300	То же	То же
То же, с конической передачей	30с564нж	25								+300	То же	То же
Клиновaя, с выдвижным шпинделем, с электро- приводом, в нормаль- ном испол- нении	30с964нж	25								+300	То же	То же
То же, с суженным проходом	30с964нж	25								+300	То же	То же
То же, с электро- приводом во взрыво- защит. исполнении	30с964нжБ	25		1000/ 3820						+300	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Клиновaя с выдвижным шпинделем, двухдиско- вaя	30с72нж	25		1000/ 3820						+300	То же	То же
То же, с конической передачей	30с572нж	25								+300	То же	То же
То же, с электро- приводом	30с972нж	25								+300	То же	То же
Клиновaя, с невывож- ным шпин- делем, фланцевaя с червячной передачей	30с375нж									+300	То же	То же
То же, с конической передачей	30с575нж									+300	То же	То же
Клиновaя, с выдвижным шпинделем, фланцевaя	30с76нж	64								+300	То же	То же
То же, с ручной конической передачей	30с576нж	64								+300	То же	То же
То же, с электро- приводом	30с976нж	64								+300	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Клиновaя, с выдвигным шпинделем, фланцевaя	ЗКЛ2-16									+450	Неагрессивные жидкие и газообразные нефтепродукты	Сталь
Клиновaя, с конической передачи	ЗКЛ2-40	40								+450	То же	То же
То же, с цилиндрической передачи	ЗКЛ2-64	64								+450	То же	То же
То же	ЗКЛ2-160	160								+450	То же	То же
То же, с электроприв., во взрывозащ. исполнении	ЗКЛПЭ-16	16		1200/ 7173	1400/ 8026					+450	То же	То же
То же	ЗКЛПЭ-40	40								+450	То же	То же
То же	ЗКЛПЭ-64	64			2100/ 9762					-30 - +80	Сернистая нефть, светлые нефтепродукты	То же
То же, с концами под приварку	ЗКЛПЭ-75	75		2500/ 11600						-40 - +90	нефтепродукты	То же
Клиновaя с невыедвигным шпинделем, кованосварная, фланцевaя	ЭВД-200/4	200								-40 - +90	Трубопроводы буровых установок	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Клиновaя, с выдвигным шпинделем, фланцевaя	ПФ11010.00	25								+450	Вода, пар, масла, нефтепродукты	То же
То же, с ручным управлением	ЗЛ11025.01	25								+300	То же	То же
То же, с электроприводом	ЗЛ11025.02	25								+300	Вода, пар	То же
То же, с патрубками под приварку	ПФ11053.17									+300	Вода, пар, нефть, масла	То же
Задвижки из коррозионно-стойких сталей												
Клиновaя, с выдвигным шпинделем, фланцевaя	30нж20бк	16								+200	Агрессивные среды	10x18 Н4Г4Л
То же	30нж76бк2									+300	То же	X18Н9ТЛ
Клиновaя двухдисковaя, с выдвигным шпинделем, фланцевaя	31нж4бк	1								+200	То же	X18Н9ТЛ
То же, штампованная	31нж14нж1	6								+200	Нитрозные газы	То же
То же, с конической передачи	31нж514нж1	2,5	470/ 991		630/ 1800					+200	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
То же, с электроприводом	31нж914нж	1,6				710/ 3275				+200	То же	X17H12M 2T
Клиновaя, двухдиско- вая, с вы- движным шпинделем, фланцевaя с электро- приводом в нормаль- ном испол- нении	31нж914нж 1	6								+200	То же	То же
То же	31нж914нж 1	2,5		470/ 1049	550/ 1707					+200	То же	То же
То же с электро- приводом во взрыво- защищ. исполнении	31нж914нж б	6								+200	То же	То же
То же	31нж914нж Б	2,5			630/ 2800					+200	То же	То же

Основные данные по кранам

Таблица 118

Краны	Условное обо- значение (шифр) или номер чер- тежа	Условное обозначение Р _у , кгс/см ²	Строительная длина, мм/масса, кг при условном проходе D _у , мм										
			15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Краны из цветных металлов													
Натяжной муфтовый	11Б16к	6	55/ 0,24	65/ 0,36	80/ 0,63	95/ 0,92	110/ 1,65						
Сальниковый муфто- вый	11Б66к	10	55/ 0,36	65/ 0,66	80/ 1,0	95/ 1,6	110/ 2,77	130/ 4,3					
Сальниковый фланце- вый	11Б76к	10			90/ 2,8		116/ 6,6	150/ 9,5	184/ 19,6				
Натяжной муфтовый	11Б106к-1	0,1	55/ 0,21	65/ 0,37									
Четырехходовой муф- товый	11Б236к	10	70/ 0,94										
Натяжной муфтовый с фланцем для кон- трольного манометра	КТК-25	25	55/ 0,32										
Шаровой фланцевый	ПТ	10						140/ 8,4		180/ 14,1	190/ 19	210/ 24,1	350/ 60
Краны чугунные													
Газовый натяжной, муфтовый	11ч36к	1			80/ 0,87	95/ 1,35	110/ 2,0	130/ 3,38	160/ 5,67	180/ 8,57			
Сальниковый муфто- вый	11ч66к	10	80/ 0,65	90/ 1,1	110/ 1,85	130/ 2,95	150/ 3,6	170/ 6,5	220/ 12,2	250/ 17,7			
Сальниковый фланце- вый	11ч86к	10			110/ 3,4		150/ 7,3	170/ 10,6	220/ 16,7	250/ 22,9	300/ 28,6		
То же	11ч15п	4			110/ 3,54		150/ 6,74	170/ 9,56	220/ 14,5				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Трехходовый сальниковый фланцевый	11ч18бк	6			145/ 4,4		180/ 10,4	200/ 11,3	230/ 16,0	260/ 27,0	310/ 47,2		
То же	11ч25бк	16						250/ 16,3	290/ 44,8		350/ 82,3		
Шаровый фланцевый	11ч37п	10					/8,1	/10,5	/15	/19,6			
То же, муфтовый	11ч37п	10					/8,1						
Сальниковый с паровым обогревателем, фланцевый	КПО-6	6			160/ 8,0	180/ 10,5		230/ 19,8		280/ 35,5			
Самосмазывающийся	КС	6							210/ 24,0		230/ 28,5		350/ 85,5
Шаровый фланцевый с электромагнитным приводом	ЗЛ2135	16			160/ 9,3			230/ 15,2	290/ 20,2				
Краны стальные													
Сальниковый с паровым обогревом фланцевый	11с7бк	10						230/ 18,3		370/ 40,0			
Сальниковый с паровым обогревом трехходовый	11с17бк	10						270/ 25,2		330/ 50,4			
Со смазкой фланцевый	11с20бк	64						250/ 33,0		310/ 61,0	350/ 50,4		
То же, с червячной передачей	11с320бк	64											450/ 197
Со смазкой с червячным редуктором с концами под приварку	11с32бк1	64											500/ 190
То же (для бесколодезной установки)	11с321бк	64											
Со смазкой фланц. с пневмоприв. (для безколодезной установки)	11с722бк	64						250/ 58,5		350/ 90,0	350/ 192		

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	КТС-40	40						280/ 50			370/ 149		
С паровым обогревом фланцевый	КЦО-16	16						250/ 20,5		280/ 36,5	300/ 58,4		350/ 117
То же с пневмоприво- дом	КЦОП-16	16						250/ 57		280/ 76	300/ 105		350/ 160
Четырехходовой	КЧК-64												420/ 850

Продолжение табл. 118

Краны	Условное обозначение (шифр) или номер чертежа	Условное обозначение P_y , кг/см ²	Строительная длина, мм / масса, кг при условном проходе D_y , мм							Температура рабочей среды, не более, °C	Среда	Материал основных деталей и футеровки
			200	250	300	400	500	1000	1200			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Краны из цветных металлов												
Натяжной муфтовый сальниковый	11Б16к	6								+100	Жидкая	Латунь
муфтовый	11Б66к	10								+100	То же	То же
Сальниковый фланцевый	11Б76к	10								+100	То же	То же
Натяжной муфтовый	11Б106к-1	0,1								+50	Топливный газ	То же
Четырехходовой сальниковый муфтовый	11Б236к	10								+100	Жидкая	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра	КТК-25	25								+225	Жидкость, газ	То же
Шаровой фланцевый	ПТ	10	350/ 87,4	550/ 136	550/ 142					+100	Коррозионная	Титан
Краны чугунные												
Газовый натяжной муфтовый	11ч36к	1								+50	Топливный газ	Серый чугун
Сальниковый муфтовый	11ч66к	10								+100	Вода, нефть, масла	То же
Сальниковый фланцевый	11ч86к	10								+100	То же	То же
То же	11ч15П	4								-15 +100	Коррозионная	Серый чугун, футер.-фаолит
Трехходовой сальниковый фланцевый	11ч186к	6								+100	Вода, нефть, масла	Серый чугун
То же	11ч256к	16								+120	Латекс, полимеризующая среда	То же
Шаровой фланцевый	11ч37п	10								+100	Вода-нефть, масло	То же
То же, муфтовый	11ч37П	10								+100	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сальнико- вый с паро- вым обог- ревом, фланцевый	КПО-6	6								+150	Фенол, фенол- формальдегид- ные смолы	То же
Самосма- зывающий- ся	КС	6								+20	Неагрессивные газы	То же
Шаровой, фланцевый, с электро- магнитным приводом	ЗЛ2135	16								-30 - +40	Воздух, ней- тральные газы	Ковкий чугун
Краны стальные												
Сальников ый с паро- вым обог- ревом фланцевый	11с76к	10								+400	Каменноуголь- ная смола, пек	Сталь
Сальнико- вый с паро- вым обог- ревом трех- ходовой	11с176к	10								+400	То же	То же
Со смазкой фланцевый	11с206к	64								-40 - +70	Природный топливный газ	То же
То же с червячной передачей	11с3206к	64	550/ 900	750/ 605						+70	То же	То же
То же (для бесколо- дезной установки)	11с3216к	64				1200/ 2184	1300/ 2830			+70	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Со смазкой фланцевый с пневмо- приводом для (беско- лодезной установки)	11с7226к	64								+70	То же	То же
Со смазкой с концами под при- варку (для колодезной установки)	11с7236к	64	600/ 748			1200/ 2787	1300/ 3776			+70	То же	То же
Шаровый с пневмогид- роприво- дом, с кон- цами под приварку с суженным проходом (для беско- лодезной установки)	МК3000500	64						1245/ 6551		+70	Природный топливный газ	То же
То же, для колодезной установки	МК3000500	64						1245/ 5518		+70	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Шаровый полнопроходный, с концами под приварку (для бесколодезной установки)	M33500800	64						2360/ 1720 0	2500/ 26114	-40 - +80	Природный топливный газ	Сталь
Шаровый с пневмоприводом фланцевый (для бесколодезной установки)	MA3000700	80								+80	То же	То же
То же	MA3000802	80				1200/ 2250				+80	То же	То же
То же, для колодезной установки	MA39002	80								+80	То же	То же
То же, для бесколодезной установки	MA39002	80	650/ 607							+80	То же	То же
То же	MA3900301	80			850/ 1520					+80	То же	Сталь
Со смазкой фланцевый с пневмоприводом	КСР-16	16	400/ 255							-40 - +100	Газообразные и жидкие среды	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
То же, с ручным управлением через червячный редуктор	КСР-16	16								+100	То же	То же
Трехходовой со смазкой фланцевый	КТРП-25	25								+100	То же	То же
То же	КТС-16	16								+100	Сжиженные газы, нефтепродукты	То же
То же	КТС-40	40								+100	То же	То же
С паровым обогревом фланцевый	КЦО-16	16								+280	Вязкие застывающие нефтепродукты	То же
То же с пневмоприводом	КЦОП-16	16								+280	То же	Сталь
Четырехходовой	КЧК-64	64								+500	Коксующиеся нефтепродукты	20х5мп

Основные данные по вентилям

Таблица 119

Вентили	Условное обозначение (шифр) или номер чертежа	Условное обозначение P_v , кгс/см ²	Строительная длина, мм/масса, кг при условном проходе D_v , мм										
			6	10	15	20	25	32	40	50	65	80	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вентили из цветных металлов и неметаллических материалов													
Запорный муфтовый	15Б16к.бр	16			55/ 0,39	65/ 0,48	80/ 0,81	95/ 1,08	110/ 1,81	130/ 2,65			
То же	15Б3кр	10			55/ 0,36	65/ 0,45	85/ 0,78	95/ 1,06	110/ 1,67	130/ 2,56			
То же	15Б1П	16			55/ 0,36	65/ 0,45	85/ 0,78		110/ 1,67	130/ 2,56			
Фланцевый для гидро- лизного производства	15Б126к	16					160/ 10,7		190/ 17,1	230/ 26		290/ 42,6	330/ 56,8
Угловой цапковый	15МН136к	10	30/ 0,47										
Мембранный, цапко- вый, проходной	15Б346к-1	16	80/ 0,79	85/ 0,91									
То же, угловой	15Б356к-1	16	40/ 0,69	42/ 0,77									
Безсальниковый с электромагнитным приводом переменного тока, цапковый	15Б831РСВФ	13		72/ 3,4									
Пережимной	M26223	6					160/ 2,2	180/ 2,89	200/ 3,74	230/ 3,83	250/ 6,11	290/ 9,15	320/ 22,0 8
Запорный фланцевый из пластмассы МКФ	15ВП3П	6					155/ 0,72			235/ 1,94			
Бронированный флап- цевый	15к136к	6					180/ 81	200/ 9,3	230/ 18	230/ 19,7			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	15к126к	4										350/ 37,2	400/ 49,5
Штампосварной флан- цевый	ПТ	25								230/ 12		310/ 20,5	
То же	ПТ	16											350/ 26
Вентили чугунные													
Муфтовый	15ч8бр	16			90/ 0,75	100/ 1,1	120/ 1,75	140/ 2,7	170/ 4,15	200/ 5,8	260/ 14,0	290/ 17,0	
Фланцевый	15ч9П2	16					100/ 3,6	140/ 5,5	170/ 7,6	200/ 10,3			
То же	15ч14бр	16									290/ 22	310/ 29	350/ 39,7
Угловой нижнего спуска фланцевый	15ч47ЭМ	6								125/ 10,6	145/ 14,1		260/ 31,9
Прямоточный фланце- вый	15ч63ГМ	6											
Диафрагмовый гумми- рованный, фланцевый	15ч73ГМ	6										240/ 15,8	270/ 25,1
То же	15ч74М1	16			110/ 2,2								
То же	15ч75ГМ1	10					150/ 5,2		190/ 11,1	200/ 13,1			
Прямоточный фланце- вый	15ч64П	6					180/ 6,6			230/ 12,5		300/ 27,1	350/ 39,8
Диафрагмовый флан- цевый	15ч74П1	16	70/ 0,5	90/ 1,2	110/ 2,3	130/ 3,5							
То же	15ч75п1	10					150/ 5,1	170/ 6,7	190/ 9,5	200/ 11,2			
То же	15ч76п1	6										240/ 22,8	300/ 34,8
То же	15ч74п2	16	70/ 0,49	90/ 1,19	110/ 2,4	130/ 4,3							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	15ч75п2	10					150/ 6,1	170/ 8,0	190/ 12,4	200/ 14,2			
То же	15ч76п2	6										240/ 23,1	300/ 35,1
То же	14ч74п2	16	70/ 0,49	90/ 1,19	110/ 2,4	130/ 4,3							
То же	15ч75п2	10					150/ 6,1	170/ 8,0	190/ 12	200/ 14,2			
То же	15ч76п2	6										240/ 23,1	300/ 35,1
То же	15ч74ЭМ1	16		90/ 1,2	110/ 2,1	130/ 3,6							
То же	15ч75ЭМ1	10					150/ 5,5	170/ 7,2	190/ 9,3	200/ 11,0			
То же	15ч76ЭМ1	6									210/ 10,2	240/ 14,6	270/ 21,3
Прямоточный поршне- вой футерованный фланцевый	BE-1644Б BE-1645Б BE-1646Б	6					180/ 5,4			230/ 13,6	330/ 29,1		
Диафрагмовый с руч- ным управлением	M26037	6											
Запор сильфонный с ручным управлением	PX26058	6					190/ 17,5			230/ 2,8		270/ 54	
Фланцевый	12КЧ12П	25				120/ 3,5	120/ 4,0						
Угловой	СЗ	25				120/ 3,5							
Фланцевый	15кч16бт	25						180/ 8,0	200/ 11,0	230/ 14,0	280/ 24,5	310/ 30,5	
То же	15кч16п2	25						180/ 8,0	200/ 11,0	230/ 13,5			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	15кч21бт	25				/3,5	120/ 4,0						
Угловой	АБА	25						140/ 5,8					
Фланцевый с колпа- ком, запорный с фто- ропластовым уплотне- нием	15кч32п	16				120/ 3,3	120/ 3,7						
То же, регулирующий	15кч32п1	16				120/ 3,4	120/ 3,75						
То же угловой	15кч37п	16				70/ 3,4	70/ 3,8						
Фланцевый	1кч80п	16						180/ 7,85	200/ 10,1	230/ 12,2			350/ 47,1
Фланцевый с электро- магнитным клапаном	15кч877 бр	16					160/ 19			230/ 26	290/ 36		
Мембранный с элек- тромагнитным клапа- ном	15кч885бр	1					/7,8		170/ 10,5	230/ 14,2			
То же	15кч888р	16					160/ 7,5		170/ 9,0	200/ 13,1	290/ 27,1		
Вентили из углеродистой стали													
Фланцевый	13С7ИМ	16			/5,4	/7,2	/9,4		/14,5	230/ 12,9			
Сильфонный	14с17ст	10							200/ 15,3	230/ 18,1	290/ 28,6	310/ 32,8	350/ 69,6
Сильфонный с беспро- кладочным соединени- ем крышки с корпу- сом, с ручным управ- лением	14с17ст3	10				150/ 7,0	160/ 7,1	180/ 14,7					
То же с электроприво- дом	14с917ст9	10				150/ 18,8	160/ 18,9	180/ 54					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сильфонный цапковый	14с17п30-1	10				150/ 7,0	160/ 7,1	180/ 14,7					
То же с электроприводом	14с917п36-1	10				150/ 18,8	160/ 18,9	180/ 54,0					
Фланцевый с колпаком	14с20п1	25					160/ 7,2	180/ 7,6	200/ 15,2	230/ 17,0	290/ 37,0	350/ 53,0	
То же	14с20п2	25							200/ 15,2	230/ 17,0	290/ 37,0	350/ 59,0	350/ 53,0
Цапковый с колпаком	14с26п1	25	74/ 1,1	94/ 1,7	110/ 2,1	116/ 3,0							
То же угловой	14с27п1	25	37/ 1,1	47/ 1,6	55/ 2,1	58/ 3,0							
Регулирующий с колпаком цапковый	14с98п1	25	74/ 1,05		110/ 2,1	116/ 3,55							
То же фланцевый	14с99п1	25					160/ 7,2	180/ 7,2	200/ 14,7				
Цапковый	15с96к	100		95/ 1,5	116/ 2,1								
То же	15с106т	25			120/ 3,1								
То же	15с116к1	25		75/ 1,1									
Фланцевый	15с18п	25							200/ 15,1	230/ 17,9	290/ 34,3	310/ 39,3	350/ 54,7
То же	15с186т1	25											350/ 52,8
С патрубками под приварку	15с38МН	8			175/ 5,4	190/ 7,2	224/ 9,4		225/ 14,5				
Регулирующий угловой	15с396к1	100					90/ 10						
Прямоточный фланцевый	15с58нк1	16								230/ 13,8		310/ 27,7	350/ 41,3
Угловой фланцевый	15с76нжМ	320	60/ 4,2	85/ 7,8	95/ 8,8		110/ 12,7						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	ПЗ32003	320						120/ 16,0					
То же	15с76нжУ	320							150/ 37,8		200/ 103	200/ 109	235/ 244
То же с червячным редуктором	15с379нж	400											
То же с электроприводом	15с979нжм	320		85/ 74,3	95/ 75,5		110/ 70,6	120/ 84					
То же	15с979нжу	320							150/ 104		170/ 233	200/ 264	235/ 586
Регулирующий цапковый	15с906к1	25		86/ 1,7	120/ 3,2								
То же, фланцевый	15с916к1	25				80/ 9,0	100/ 14,0	125/ 25,0					
То же	К327002	25				150/ 6,32	160/ 6,6	180/ 11,0					
Регулирующий угловой фланцевый	15с97нжМ	320	60/ 4,3	85/ 7,9	95/ 9,0		110/ 130	120/ 17,0					
То же	15с97нжУ	320							150/ 40,0		200/ 109	200/ 109	235/ 245
То же, с электроприводом	15с997нжМ	320		85/ 84,2	95	84,8	110/ 90,9	120/ 93,6					
То же	15с997нжу	320							150/ 104		170/ 233	200/ 264	235/ 586
Регулирующий угловой фланцевый	15ЛС84нжМ	800	85/ 6,4	85/ 9,3	95/ 12,5		120/ 22,8	150/ 46,0					
Запорный бессальниковый с электроприводом	15с831рсва	13		72/ 3,6	84/ 4,8								
Запорный игольчатый муфтовый	ВИ-160	160	64/ 0,65		64/ 0,65	85/ 1,7	110/ 2,0						
Кованный, муфтовый	АКС 32-50	160						160/ 12,9	190/ 15,0	200/ 18,6			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Муфтовый	ВПД	40	62/ 0,45		64/ 0,55								
То же	ВЗИ	160	64/ 0,57		640/ 0,55								
То же	ВВД	160	64/ 0,8		64/ 0,7								
Регулирующий	ВР-1-40	40					160/ 7,49						
То же	ВР-1-100	100					184/ 13,4						
Угловой муфтовый	ВУ	160				55/ 3,8							
Запорный муфтовый	ВВДМ	160			90/ 2,9	110/ 4,6	130/ 6,3						
То же фланцевый	ВВДФ	160			148/ 6,7	178/ 11,3	198/ 14,1						
Запорный угловой с пневматическим приводом	ВЗ-4	16										120/ 38,2	
Фланцевый	23102	400									200/ 150		
Регулирующий угловой с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	К28059	350											
Вентили из коррозионностойких сталей													
Сильфонный фланцевый	14нж17ст 14нж17п	10							200/ 15,3	230/ 18,1	290/ 28,6	310/ 32,8	350/ 69,6
То же, с патрубками под приварку для дистанционного управ.	14нж17ст1 14нж17ст2	410				150/ 7,0	160/ 7,1	180/ 4,7					
То же, с ручным управлением	14нж17ст1 14нж17ст2	10				150/ 7,0	160/ 7,1	180/ 4,7					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Запорный с колпаком фланцевый	14нж20п4						160/ 7,1	180/ 11,8	209/ 19,0	230/ 19,8	290/ 46,7	310/ 59,3	350/ 56,1
То же угловой	14нж22п4	25					80/ 7,1						
Запорный с колпаком цапковый проходной	14нж26п2	25		96/ 1,7	110/ 2,1								
То же угловой	14нж27п2	25	37/ 1,1	55/ 2,1									
Угловой с электроприводом	14нж930бк13	16											
Регулирующий с колпаком цапковый	14нж98п2	25	74/ 1,25										
То же фланцевый	14нж99п4	25					160/ 7,2	180/ 7,5					
Фланцевый	15нж22бк	40			7/ 1,7	9,5/ 1,7	11,5/ 1,7						
То же	15нж22бк	40			9,5/ 1,7	9,5/ 1,7	11,5/ 1,7						
Регулирующий угловой фланцевый	15нж42бк2	100	85/ 5,5	85/ 6,3	105/ 10,9		120/ 18,1		130/ 34,2				
С ручным управлением	15нж66бк	200			140/ 3,7								
То же с электроприводом	15нж95бк	200			140/ 4,7								
Прямоточный фланцевый	15нж58бк14	16						180/ 7,8	200/ 10,7	230/ 13,8		310/ 27,7	350/ 41,3
То же	15нж58бк16	16					160/ 6,9	180/ 8,0		230/ 13,2			
То же	15нж58бк15	16								230/ 13,7		310/ 27,7	350/ 41,3
Фланцевый	15нж64бк	16			95/ 7,0	95/ 7,0	100/ 7,6						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	15нж64бк	16			95/ 5,9	100/ 11							
То же	15нж64бк	16			95/ 9,5	95/ 9,5	100/ 11,0						
То же	15нж65бк1	16						180/ 8,4	200/ 11,5	270/ 13,2		310/ 27,3	350/ 42
То же	15нж65бк17	16							200/ 11,5	230/ 13,2		310/ 27,3	350/ 42
То же	15нж65бк45	16							200/ 11,5	230/ 13,2		310/ 27,3	350/ 42
То же	15нж65бк59	16						180/ 8,4	200/ 11,5	230/ 13,2	290/ 24,1	310/ 27,3	350/ 42
То же	15нж65ж69	16						180/ 8,4	200/ 11,5	230/ 13,2	290/ 24,1	310/ 24,3	350/ 42,0
Игольчатый регулирующий	15нж71бк	16					100/ 7,1						
Муфтовый	ВВДМ	160			90/ 2,9	110/ 4,6	130/ 6,3						
Игольчатый регулирующий муфтовый	11ДМ	160			90/ 2,9	110/ 4,6	130/ 6,3						
Фланцевый с выносным сальником	ВХФ-40	40							200/ 12,0	230/ 16,8			
Кованный, муфтовый	ВКС	160							190/ 15,0	200/ 20,0			
То же	ВКС	160							190/ 15,0	200/ 20,0			
Угловой фланцевый с ручным управлением	ЗЛ-2419	16											
То же, с электроприводом	2421	16											
С ручным управлением, с рубашкой обогрева, фланцевый	ЗЛ21036,02	16					160/ 7,4		200/ 13,4	230/ 16,0		310/ 37,5	350/ 51,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
То же	ЗЛ21036,01	16					160/ 7,4		200/ 13,4	200/ 16,0		310/ 37,5	350/ 51,0
Прямоточный фланцевый с пневмоприводом	ЗЛ21201,02	16								230/ 35,0		310/ 90,0	350/ 118
То же, с электроприводом	21105	16											
Трехходовой	Е25006,01	40											350/ 53,0

Продолжение табл. 119

Вентили	Условное обозначение (шифр) или номер чертежа	Условное обозначение Р _у кгс/см ²	Строительная длина, мм / масса, кг при условном проходе Д, мм					Температура рабочей среды не более, °С	Среда	Материал основных деталей и футеровки
			125	150	200	250	300			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вентили из цветных и неметаллических материалов										
Запор муфтовый	15Б1бкбр	16						+225	Жидкие и паробразные среды	Латунь
То же	15Б3кр	10						+50	То же	То же
То же	15Б1П	16						+225	То же	То же
Фланцевый для гидролизного производства	15Б12бк	16						+200	Агрессивная	Бронза
Угловой, цапковый	15МН13бк	10						+500	То же	Монель-металл
Мембранный, цапковый проходной	15Б34бк-1	16						-35 - +120	Фреон	Латунь
То же, угловой	15Б35бк-1	16						+120	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бессальниковый с электромагнитным приводом переменного тока, цапковый	15Б831пСВФ	13						-40 - +35	То же	То же
Пережимной	M26223	6	360/ 26,3	400/ 34,6	450/ 59,6		560/ 90	+120	Агрессивная	Алюминий
Запорный фланцевый пластмассы МХФ	15ВП3П	6						+50	То же	Пластмасса
Бронированный фланцевый	15К13бк	6						+120	То же	Твердый фарфор
То же	15К12бк	4	480/ 118	600/ 136				+120	То же	То же
Штампованной фланцевый	ПТ	25						+150	То же	Титан
То же	ПТ	16		480/ 51,3	600/ 73,5			+150	То же	То же
Вентили чугунные										
Муфтовый	15ч8бр	16						+225	Вода, пар, воздух	Серый чугун
Фланцевый	15ч9п2	16						+225	То же	То же
То же	15ч14бр	16	400/ 60	480/ 87	600/ 142			+225	То же	То же
Угловой нижнего спуска фланцевый	15ч47эм	6						+200	Агрессивная	Серый чугун футеровка эмаль кислотостойкая
Прямоточный фланцевый	15ч63км	6	400/ 52	480/ 72	600/ 130	730/ 219	850/ 264	-15 - +65	То же	Серый чугун футеровка резина
Диафрагмовый гуммированный, фланцевый	15ч73пм	6						+65	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
То же	15ч74пм1	16						+65	То же	То же
То же	15ч75пм1	10						+65	То же	То же
Прямоточный фланцевый	15ч64п	6						-15 - +100		Серый чугун, футеровка-фаолит
Диафрагмовый фланцевый	15ч74п1	16						-15 - +60		Серый чугун, футеровка-полиэтилен
То же	15ч75п1	10						+60		То же
То же	15ч76п1	6						+60		То же
То же	15ч74п2	16						-15 - +110		Серый чугун, футеровка фторопласт 42П
То же	15ч75п2	10						-15 - +110	Агрессивная	То же
То же	15ч76п2	6						-15 - +110	То же	То же
То же	15ч74эм1	16						-15 - +120	То же	Серый чугун, футеровка-эмаль кислотостойкая
То же	15ч75эм1	10						-15 - +121	То же	То же
То же	15ч76эм1	6		410/ 120				-15 - +122	То же	То же
Прямоточный поршневой футерованный фланцевый	BE-1644Б	6						-15 - +100	То же	Серый чугун, футеровка-фаолит
	BE-1654Б									
	BE-1646Б									
Диафрагмовый с ручным управлением	M26037	6			500/ 138			+90	То же	Серый чугун, футеровка-эмаль кислотостойкая
Запорный сильфонный с ручным управлением	PX26058	6						+110	То же	Серый чугун, футеровка-фторопласт 42П

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фланцевый	12КЧ12П	25						-30 - +150	Газообр. аммиак	Ковкий чугун
Угловой	Сз	25						+150		То же
Фланцевый	15КЧ16бг	25						+150		То же
То же	15КЧ16П12	25						+150		То же
То же	15КЧ21бг	25						+150		То же
Угловой	АБА	25						+150		То же
Фланцевый с колпаком, запорный с фторопластовым уплотнителем	15КЧ32П	16						-30 - +120	Фреон	То же
То же регулирующий	15КЧ32П1	16						+120	То же	То же
То же, угловой	15КЧ37П	16						+120	То же	То же
Фланцевый	15КЧ80П	16						+120		
Фланцевый с электромагнитным приводом	15КЧ877бр	16						+150	Вода, пар, нейтральный газ	Ковкий чугун
Мембранный с электромагнитным приводом	15КЧ885р	1						-15 - +40	Природный газ	То же
То же	15КЧ888р	16						-40 - +40	Аммиак, фреон	То же
Вентили из углеродистой стали										
Фланцевый	13с7мм	16						+50	Фтористый водород	Сталь
Сильфонный	14с17ст	10						+350	Неагрессивные жидкие и газообразные среды	Уплотнения-степлит или Фторопласт-4
Сильфонный с беспрокладочным соединением крышки с корпусом, с ручным управлением	14с17ст3	10						+350	Агрессивные жидкие и газообразные среды	Уплотнение степлит

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
То же, с электроприводом	14с917ст9	10						+350	То же	То же
Сильфонный цапковый	14С17ПЗО-1	10						+200	Жидкие и газообразные среды	Уплотнение Фторопласт-4
То же, с электроприводом	14с917п36-1	10						+200	То же	То же
Фланцевый, с колпаком	14с20п1	25						-40 - +150	Фреон	То же
То же	14с20п2	25						+150	То же	То же
Цапковый с колпаком	14с26п1	25						+150	То же	То же
То же угловой	14С27П	25						+150	То же	То же
Регулирующий с колпаком, цапковый	14с98п1	25						+150	То же	Сталь
То же, фланцевый	14с99П1	25						+150	То же	То же
Цапковый	15с9бк	100						-80 - +150	Жидкая и газообразная углекислота	То же
То же	15с10бг	25						-70 - +150	Жидкий и газообразный аммиак	
То же	15с11бк1	25						-40 - +150	То же	То же
Фланцевый	15с18п							-40 - +150	То же	Сталь
То же	15с18бг1		400/75	480/100	600/188.5			+150	То же	То же
С патрубками под приварку	15с38МП1	8						+300	Фтористый водород	
Регулирующий угловой фланцевый	15с39бк1	100						-80 - +100	Жидкие и газообразные среды	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Прямоточный фланцевый	15с58нж1	16						+425	Вода, пар, жидкие и газообразные среды	
Угловой фланцевый	15с76нжМ	320						-30 - +200	Жидкие и газообразные среды	
То же	ПЗ23003	320						+200	То же	Сталь
То же	15с76нжУ	320	290/437					+200	То же	То же
То же, с электроприводом	15с979нжМ	320						-30 - +200	То же	То же
Регулирующий цапковый	15с906к1	25						-40 - +150	Жидкий и газообразный аммиак	То же
То же, фланцевый	К321002	25						+150	То же	То же
Запорный бес-сальниковый, с электроприводом	15с831РСВА	13						-40 - +35	Жидкий и газообразный аммиак	То же
Запорный игольчатый муфтовый	ВП-160	160						+120	Неагрессивные среды	То же
Кованный муфтовый	АКС32-50	160						+450	Нефтепродукты	Сталь 25
Муфтовый	ВПД	40						+200	Неагрессивные нефтяные среды	Сталь
То же	ВЗИ	160						+200	То же	То же
То же	ВВД	160						+450	То же	То же
Регулирующий	ВР-1-40	40						+120	То же	То же
То же	ВР-1-100	100						+120	То же	То же
Угловой муфтовый	ВУ	160						+300	То же	То же
Запорный муфтовый	ВВДМ	160						+300	То же	То же
То же, фланцевый	ВВДФ	160						+300	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Запорный угловой фланцевый с пневматическим приводом	ВЗ-4	16						-25 - +50	Вода, нефть, газ	
Фланцевый	23102	400						+200	Азото-водо-аммиачная смесь	
Регулирующий угловой с электроприводом во взрывозащ. исполнении	К28059	350	290/869					-40 - +200	То же	
Вентили из коррозионно-стойких сталей										
Фланцевый	14нж17п	10						+350	Агрессивные жидкости и газообразные среды	Уплотнение стелит или фторопласт-4
То же, с патрубками под приварку для дистанционного управления	14нж17ст14	10							То же	10Х18Н9Е
То же, с ручным управлением	14ж17ст1 14ж17ст2	10							То же	10Х18Н12М3Т
Запорный с колпаком, фланцевый	14нж20п4	25	400/90.0					-100 - +150	Жидкий и газообразный фреон	10Х18Н9Т
То же, угловой	14нж22п4	25								Х14Г14Н3Т
Запорный с колпаком, цапковый, проходной	14нж26п2	25								Х14Г14Н3Т
То же, угловой	14нж27п2	25								Х14Г14Н3Т
Угловой с электроприводом	14нж9306к13	16		225/153				+429	Агрессивные среды	10Х18Н12М2ТЛ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Регулирующий с колпаком цапковый	14нж98П2	25						-100 - +150	Фреон	X14Г14НЗТ
То же, фланцевый	14нж99П4	25							То же	X14Г14НЗТ
Фланцевый	15нж22бк	40						+420	Агрессивные среды	X18Н9Т
То же	15нж22бк	40						+420	То же	18Н12МЗТ
Регулирующий угловой фланцевый	15нж42бк2	100						+100	Агрессивные среды кислород, нитрозные газы	X18Н9Т
С ручным управлением	15нж56бк	200						+200	Агрессивные жидкости и газообразные среды	X18Н9Т
То же, с электроприводом	15нж956бк	200						+200	То же	X18Н9Т
Прямоточный фланцевый	14нж58бк14	16	480/56	480/89				+420	Агрессивные среды	10Х18Н12М2ТЛ
То же	15нж58бк16	16						+300	То же	10Х18Н4Г4Л
То же	15нж58бк15	16						+420	То же	10Х18Н9ТЛ
Прямоточный фланцевый с электроприводом	15нж958бк14	16		480/162				+420	То же	10Х18Н12М2ТЛ

Тройники бесшовные приварные, мм

Таблица 120

Условный про- ход		Наружный диа- метр		L	H	S	S ₁	S ₀	г, не более	Условное давление P _y , МПа не более			Масса, кг, не более
										Транспортируемые вещества			
D _y	d _y	D _n	d _n							неагрес- сивные	средне агрес- сивные	пар и горячая вода	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
40	-	45	-	40	40	2,5	-	2,5	12,5	10	2,5	6,3	0,5
						4	-	4		10	10	10	0,7
50	-	57	-	50	45	3	-	3		10	4	6,3	0,8
						5	-	5		10	10	10	1,0
						3	2,5	3		10	6,3	6,3	0,7
						5	4	5		10	10	10	1,0
65	-	76	-	65	60	3,5	-	3,5	17	6,3	4	4	1,5
						6	-	6		10	10	10	2,3
						3,5	3	3,5		6,3	4	4	1,6
						6	5	6		10	10	10	2,4
						3,5	2,5	3,5		6,3	4	4	1,5
						6	4	6		10	10	10	2,3
80	-	89	-	80	70	3,5	-	3,5		6,3	2,5	4	2,6
						6	-	6		10	10	10	3,7
						3,5	3,5	3,5		6,3	2,5	4	2,2
						6	6	6		10	10	10	3,2
						3,5	3	3,5		6,3	4	4	1,9
						6	4	6		10	10	10	2,8
100	-	108	-	100	80	4	-	4	20	6,3	4	4	3,2
						6	-	6		10	6,3	6,3	5,5
						8	-	8		10	10	10	7,3
						4	4	4		6,3	4	4	3,1
						6	6	6		10	6,3	6,3	4,7
						6	6	6		10	6,3	6,3	4,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
100	80	108	89	100	80	8	8	8	20	10	10	10	6,3
	65		76			4	3,5	4		6,3	4	4	3,1
						6	5	6		10	6,3	6,3	4,5
						8	8	8		10	10	10	6
125	-	133	-	110	95	4	-	4		6,3	2,5	2,5	4,3
	100		108			6	-	6		8	6,3	4	7
						8	-	9		10	10	10	9,4
						4	4	4		6,3	2,5	2,5	4,1
						6	5	6		8	6,3	4	7,1
						8	6	9		10	10	10	9,4
						4	3,5	4		6,3	2,5	2,5	3,8
	80		89			6	5	6		8	6,3	4	7,2
8		6		9	10	10	10	9,6					
150	-	159	-	130	110	4,5	-	4,5	25	4	2,5	2,5	6,5
	125		133			6	-	6		6,3	4	4	9
						8	-	9		10	8	6,3	11,9
						4,5	4	4,5		4	2,5	2,5	6,1
						6	5	6		6,3	4	4	9,3
						8	6	9		10	8	6,3	12,2
						4,5	4	4,5		4	2,5	2,5	6
	100		108			6	4	6		6,3	4	4	9,5
8		5		9	10	8	6,3	14,2					
200	-	219	-	160	140	6	-	6		4	2,5	2,5	13,5
	150		159			8	-	8		6,3	4	4	16,4
						10	-	12		10	8	6,3	21,2
						6	4,5	6	4	2,5	2,5	13,2	
						8	6	8	6,3	4	4	18,7	
						10	8	12	10	8	6,3	20,3	
						6	4	6	4	2,5	2,5	13,7	
	125		133			8	5	8	6,3	4	4	20	
10		8		12	10	8	6,3	23,7					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
250	-	273	-	190	175	8	-	8	30	4	4	2,5	31,3			
						10	-	10		6,3	6,3	4	36			
						12	-	15		10	10	6,3	40,9			
						200		219			8	6	8	6,3	4	2,5
	10		8								10	8	6,3	4	32,9	
	12		10								15	10	10	6,3	43,3	
	8		4,5								8	6,3	4	2,5	23,1	
	150		159			10	6	10		8	6,3	4	28,5			
12						8	15	10		10	6,3	44,8				
8						-	8	4		2,5	2,5	40,1				
10						-	12	6,3		6,3	4	46				
300	-	325	-	220	200	12	-	16		10	8	6,3	53			
						8	7	8		4	4	2,5	35,6			
						10	10	12		6,3	6,3	4	45,7			
						12	10	16		10	8	6,3	55,9			
	250		219			8	6	8		4	4	2,5	38			
						10	8	12		8	6,3	4	45,2			
						12	8	16		10	10	6,3	59,7			
						9	-	9		4	2,5	2,5	53,5			
350	-	377	-	240	225	12	-	18		10	8	6,3	73,3			
						9	8	9		4	4	2,5	53,9			
						12	10	18		10	8	6,3	79,5			
						9	8	9		4	4	2,5	55,5			
	-		-			12	10	18		10	8	6,3	82			
						10	-	12		4	4	2,5	75,5			
						16	-	20		10	8	4	105,9			
						10	9	12		4	4	2,5	67,7			
400	-	426	-	270	250	16	12	20		10	8	4	111			
						10	8	12		4	4	2,5	70,7			
						16	10	20		10	8	4	114,7			
						10	-	12		4	4	2,5	75,5			

Примечание: индекс I – для условий эксплуатации, указанных в п.1.1г ГОСТ 17380-83; радиус r должен быть не менее S. Конструкция тройника изображена на рис. 32.

Пример условного обозначения равнопроходного тройника $D_n=325$ мм, $S=10$ из стали 20:
Тройник 325х10 ГОСТ 17376-83

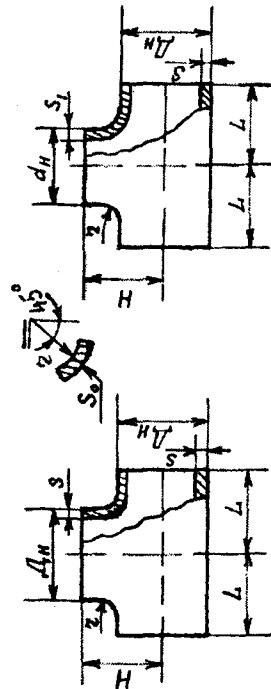


Рис. 32. Тройники бесшовные приварные.

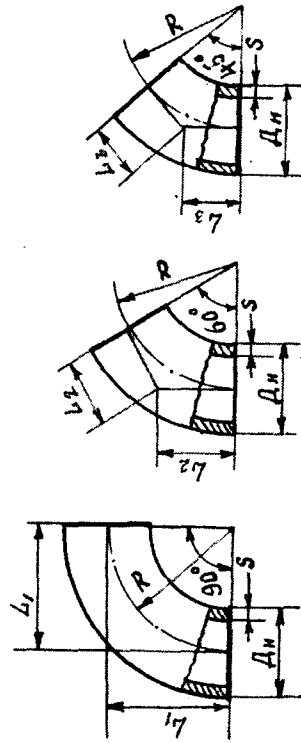


Рис. 33. Отводы стальные бесшовные приварные с углами 90, 60 и 45°.

Стальные бесшовные приварные отводы с углами 90, 60 и 45°, мм

Таблица 121

Условный проход D_s	Наружный диаметр D_n	$L_1=R$	L_2	L_3	S	Условное давление P_y , МПа, не более				Масса, кг, не более, отвода с углом		
						Транспортируемые вещества						
						неагрес- сивные	среднеагрес- сивные	пар, горя- чая вода		90°	60°	45°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
40	45	60	35	25	2,5	10	2,5	10	0,3	0,2	0,2	
					4,0	10 ¹	10	10 ¹	0,5	0,3	0,3	
50	57	75 (100)	43 (57)	30 (41)	3,0	10	4	10	0,5	0,3	0,3	
					5,0	10 ¹	10	10 ¹	0,8	0,5	0,4	
					(5,0)	10	10	10	1,1	0,7	0,6	
					3,5	10	4	10	1,0	0,7	0,5	
65	76	100	57	41	5,0 ³	10 ¹	8	10 ¹	1,5	1,0	0,8	
					6,0	10 ¹	10	10 ¹	1,7	1,1	0,9	
80	89	120	69	50	3,5	10	4	6,3	1,4	0,9	0,7	
					5,0 ³	10 ¹	8	8	2,0	1,4	1,0	
					6,0	10 ¹	10	10	2,4	1,6	1,2	
					4,0	10	4	6,3	2,5	1,7	1,3	
100	108	150	87	62	5,0 ³	10 ¹	6,3	6,3 ¹	3,2	2,1	1,6	
					6,0	10 ¹	10	10	3,8	2,5	1,9	
					8,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	4,7	3,1	2,4	
	(114)				(6,0)	10 ¹	10	10	3,8	2,5	1,9	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
125	133	190	110	79	4,0	6,3	4	4	3,8	2,5	1,9			
					3,5 ³	4,0	1,6	2,5	3,4	2,3	1,7			
					5,0	10	4 ¹	6,3	4,8	3,2	2,4			
					6,0 ³	10 ¹	6,3	8	5,8	3,9	2,9			
					8,0	10 ¹	10	10	8,2	5,5	4,1			
					10,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	10,3	6,9	5,2			
					4,0	4	2,5	2,5	5,5	3,7	2,8			
150	150	225	130	93	4,5	6,3	4	4	6,1	4,1	3,1			
					5,0 ³	6,3 ¹	4 ¹	4 ¹	7,0	4,7	3,5			
					6,0	10	6,3	6,3	8,4	5,6	4,2			
					7,0 ³	10 ¹	6,3 ¹	8	9,8	6,5	4,9			
					8,0	10 ¹	10	10	10,5	7,0	5,3			
	(168)				9,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	11,8	7,9	5,9			
					10,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	13,1	8,7	6,6			
					(6,0)	10	6,3	6,3	9,7	6,5	4,9			
					(8,0)	10 ¹	10	10	13,3	8,9	6,7			
					5,0 ³	4	2,5	2,5	12,4	8,3	6,2			
200	219	300	173	124	6,0	6,3	4	4	14,9	10,0	7,5			
					7,0 ³	6,3 ¹	4 ¹	4 ¹	17,4	11,6	8,7			
					8,0	10	6,3	6,3	19,9	13,3	10,0			
					9,0 ³	10 ¹	6,3 ¹	8	22,8	15,2	11,4			
					10,0	10 ¹	10	10	25,3	16,9	12,7			
					12,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	28,9	19,3	14,5			
					6,0 ³	4	2,5	2,5	26,4	17,6	13,2			
250	273	375	217	155	7,0	6,3	4	4	30,8	20,5	15,4			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
250	273	375	217	155	9,0 ³	8	4 ¹	4 ¹	35,5	23,7	17,8
					10,0	10	6,3	6,3	39,4	26,3	19,7
					12,0	10 ¹	10	10	46,7	31,1	23,4
					16,0	10 ¹	10 ¹	10 ¹	62,0	41,3	31,0
					7 ¹	4	2,5	2,5	38,5	25,7	19,3
					8	6,3	4	4	43,9	29,3	22,0
					9 ¹	6,3 ¹	4 ¹	4 ¹	49,4	33,0	24,7
300	325	450	260	186	10	8	6,3	6,3	54,9	36,6	27,5
					12	10	8	8	65,9	43,9	33,0
					14 ³	10 ¹	8 ¹	8 ¹	76,9	51,3	38,5
					16	10 ¹	10	10 ¹	87,3	58,2	43,7
					9 ³	4	2,5	2,5	67,2	44,8	33,6
					10	6,3	4	4	74,6	49,7	37,3
					12	8	6,3	6,3	89,0	59,3	44,5
350	377	525	303	217	16	10	10	8	117,5	78,3	58,5
					9 ³	4	2,5	2,5	109,0	72,7	54,5
					10	6,3	4	4	121,0	80,7	60,5
					12 ²	8	6,3	6,3	145,2	96,8	72,6
					14	8	6,3	6,3	169,4	112,9	84,7
					16	10	8	8	173,5	115,7	86,8
					9 ³	2,5	1,6	1,6	108	72	54
400	426	600	346	248	10	4	2,5	2,5	120	80	60
					12	4 ¹	4	4	130	86,7	65
					14 ³	4 ¹	4 ¹	4 ¹	151,7	101,2	75,9
					16	6,3	4 ¹	4 ¹	173,3	115,5	86,7
500	530	500	289	207	10	4	2,5	2,5	120	80	60
					12	4 ¹	4	4	130	86,7	65
					14 ³	4 ¹	4 ¹	4 ¹	151,7	101,2	75,9
					16	6,3	4 ¹	4 ¹	173,3	115,5	86,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
500	530	500	289	207	16 ²	8	6,3	6,3	173,3	115,5	86,7
					18	8	6,3	6,3	195	130	97,5
					20 ²	10	8	8	216,7	144,5	108,4
					9 ³	1,6	1,6	1,6	147,2	98,2	73,6
					10	2,5	2,5	2,5	163,5	109	81,8
					12	4	2,5 ¹	2,5	195,5	130,3	97,8
					14 ³	4 ¹	2,5 ¹	2,5 ¹	228,1	152,1	114,1
					16 ³	4 ¹	4	4	260,6	173,8	130,3
					18 ³	6,3	4 ¹	4 ¹	293,3	195,6	146,7
					20 ³	8	6,3	6,3	325,8	217,2	162,9

Примечание: отводы с индексом 1 – для условий эксплуатации, указанных в п.1.1г ГОСТ 17380-83;
с индексом 2 – изготавливаются только из стали 09Г2С;
с индексом 3 – изготавливаются по согласованию между изготовителем и потребителем.

Конструкция отводов приведена на рис. 33.
Пример условного обозначения отвода с углом 90°, $D_H=159$ мм, $S=6$ мм из стали 10Г2:

Отвод 90° 159х6-10Г2 ГОСТ 17375-83

Фланцы литые стальные, мм

Таблица 122

Проход условный D_y	Давление условное, МПа							
	1,6		2,5		4,0		6,3	
	b	D_m	b	D_m	b	D_m	b	D_m
15	12	39	14	39	14	39	16	45
20		44		44		44	18	52
25		49		49		49	20	61
32	14	56	16	62	16	62	22	68
40		64		70		70		80
50		74		80		80		90
65	15	100	19	106	19	106	25	114
80	17	110		116		116	27	128
100		130	21	136	21	140	29	152
125	19	161	25	169	25	169	33	181
150	21	186	27	198	27	198	35	210
(175)	23	215	29	223	31	231	39	239
200		240	31	252	35	256	41	268
(225)		269	33	281	37	285	43	301
250	27	298		306	39	314	45	326
300		348		360	42	368	50	384
350	30	402	40	418	48	430	56	442
400	32	456	44	472	54	488	62	500
(450)	36	510	46	522	56	542	-	-
500	40	564	48	580	58	592	66	610
600	43	672	51	684		696	71	720
(700)	45	776	55	792		804		
800	47	880	59	896	71	920		
(900)	49	984	61	1000				
1000	51	1084	63	1104				
1200	53	1288	67	1308				
1400	55	1492	73	1516				
1600	63	1704						

Пример условного обозначения фланца литого стального $D_y=50$ мм на $P_y=1,6$ МПа (16 кг/см²) из стали 20Л:

Фланец 50-16 сталь 20Л ГОСТ 12819-80

Продолжение табл. 122

Проход условный D_y	Давление условное, МПа					
	10,0		16,0		20,0	
	b	D_m	b	D_m	b	D_m
1	2	3	4	5	6	7
15	18	45	18	45	24	51
20	20	54	20	54	26	60
25	22	61	22	61	28	67
32		68		68	30	78
40	23	80	25	80	31	90
50	25	94	27	94	37	108
65	29	118	31	118	45	140

1	2	3	4	5	6	7
80	31	132	33	132	51	160
100	35	160	37	160	63	204
125	39	189	41	189	73	237
150	43	222	47	222	79	270
(175)	45	251	51	251	81	301
200	51	284	57	284	89	340
(225)	53	313	60	313	97	377
250	57	346	65	346	107	448
300	66	408	74	408		
350	72	466				
400	76	520				

Примечание: Фланцы с условными проходами, указанными в скобках, не допускаются применять для арматуры общего назначения.

Фланцы литые стальные изготавливаются по ГОСТ 12819-80 из стали 20Л и 25Л; из стали 20Х5МЛ; из стали 16Х18Н12С4ТЮЛ и 08ГДНФЛ.

На рис. 34 показана конструкция фланца литого стального, а на рис.35 – фланца стального приварного встык.

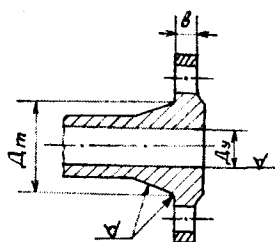


Рис. 34. Фланцы литые стальные

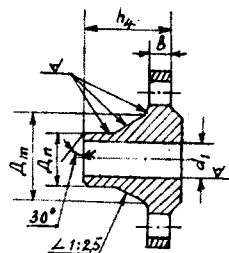


Рис. 35. Фланцы стальные приварные встык

Фланцы стальные приварные встык $P_f=0,6$ МПа, мм

Таблица 123

Проход условный, D_y	d_1	b	h_4	D_m	D_n	Масса, кг, не более				
						с соединительным выступом	с выступом	с впадиной	с шипом	с пазом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	8	10	27	22	15	0,34	0,34	0,32	0,34	0,33
15	12		28	28	19	0,40	0,40	0,38	0,40	0,40
20	18		30	36	26	0,53	0,53	0,50	0,53	0,52
25	25	12	42	33	33	0,76	0,77	0,72	0,75	0,75
32	31		33	50	39	1,10	1,08	1,04	1,08	1,08
40	38		35	60	46	1,36	1,37	1,28	1,30	1,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
50	49	12	35	70	58	1,53	1,51	1,44	1,46	1,47
65	66		37	88	77	1,97	2,06	1,83	1,72	1,75
80	78		38	102	90	2,76	2,76	2,80	2,65	2,72
100	96	13	40	122	110	3,35	3,04	3,03	3,03	3,04
125	121		43	148	135	4,66	4,24	3,66	4,50	4,55
150	146		47	172	161	5,37	5,85	4,93	5,29	5,35
(175)	177	15	210	196	7,32	8,10	6,92	7,11	7,16	7,16
200	202		235	222	8,37	9,35	7,75	7,98	8,05	8,05
(225)	226		260	248	9,45	9,25	8,72	8,98	9,06	9,06
250	254	17	288	278	10,99	10,69	10,14	12,20	12,30	12,30
300	303		340	330	14,82	14,28	14,10	13,80	14,11	14,11
350	351		390	382	17,69	18,65	17,64	16,35	16,72	16,72
400	398	18	440	432	20,55	19,69	19,30	18,83	19,31	19,31
(450)	450		494	484	23,63	23,60	21,90	21,62	22,24	22,24
500	501		545	535	26,63	29,10	25,90	24,44	25,10	25,10
600	602	19	650	636	35,79	35,60	33,40	37,49	33,67	33,67
(700)	692		740	726	44,31	44,10	41,10	40,60	41,86	41,86
800	792		844	826	56,17	55,20	52,20	51,67	63,36	63,36
(900)	892	21	944	926	66,79					
1000	992		1044	1028	73,51					
1200	1192		1248	1228	111,43					
1400	1392	27	85	1456	1428	156,58				
1600	1592	32	95	1660	1628	218,57				

Фланцы стальные приварные встык изготавливаются по ГОСТ 12821-80 из стали 20,25; из стали 15ХМ; из стали 09Г2С и стали 15Х18Н12С4ТЮ.

$P_f=1,6$ МПа, мм

Таблица 124

Проход условный, D_y	d_1	b	h_4	D_m	D_n	Масса, кг, не более				
						с соединительным выступом	с выступом	с впадиной	с шипом	с пазом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	8	12	33	26	15	0,59	0,60	0,58	0,59	0,58
15	12		36	30	19	0,68	0,68	0,65	0,67	0,66
20	18		38	38	26	0,87	0,87	0,82	0,85	0,81
25	25	13	40	45	33	1,05	1,05	0,99	1,03	1,02
32	31		42	55	39	1,54	1,54	1,48	1,50	1,50
40	38		45	64	46	1,85	1,81	1,77	1,77	1,81
50	49	15	47	76	58	2,28	2,24	2,16	2,17	2,23
65	66		50	94	77	3,19	3,17	3,05	3,06	3,14
80	78		57	110	90	4,21	4,15	4,04	4,06	4,17
100	96	17	57	130	110	4,90	4,80	4,65	4,72	4,78
125	121		57	156	135	6,75	6,76	6,47	6,55	6,66
150	146		57	180	161	8,30	8,28	7,88	7,96	8,08

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(175)	177	21	57	210	196	10,37	9,79	9,32	10,05	10,17
200	202		58	240	222	11,79	11,72	11,28	11,04	11,20
(225)	226		63	268	248	14,12	14,48	13,55	13,60	13,70
250	254	23	66	292	278	17,36	15,00	14,30	16,67	16,86
300	303	24	66	346	330	22,76	22,65	20,83	21,60	22,10
350	351	28	70	400	382	32,01	32,00	29,43	30,60	33,10
400	398	32	75	450	432	43,00	42,64	41,10	41,00	41,70
(450)	450	34	85	506	481	54,00	53,50	52,20	51,40	52,40
500	501	38	90	559	535	70,97	70,32	69,00	68,00	69,90
600	602	41		660	636	99,30	97,81	96,73	94,50	96,60
(700)	692	43		750	726	105,90	105,97	102,00	100,70	101,10
800	792	45	95	850	826	130,57	118,79	115,00	124,80	127,6
(900)	892	47		958	926	157,83				
1000	992	49		1060	1028	203,39				
1200	1192	51	125	1268	1228	284,94				

Примечание: Фланцы с условными проходами, указанными в скобках, не допускается применять для арматуры общего назначения.

$P_y=4,0$ МПа, мм

Таблица 125

Прход условный, D_y	d_1	b	h_4	D_m	D_n	Масса, кг, не более				
						с соединительным выступом	с выступом	с впадиной	с ши-пом	с пазом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	8	14	33	26	15	0,68	0,69	0,66	0,68	0,67
15	12			30	19	0,79	0,78	0,75	0,80	0,78
20	18			34	26	0,97	0,99	0,93	0,97	0,95
25	25	16	36	45	33	1,18	1,19	1,13	1,16	1,15
32	31			56	39	1,83	1,85	1,78	1,81	1,80
40	38			64	46	2,19	2,16	2,10	2,11	2,15
50	48	17	45	76	58	2,81	2,79	2,68	2,72	2,78
65	66			96	77	3,71	3,72	3,59	3,60	3,68
80	78			112	90	4,80	4,81	4,60	4,69	4,80
100	96	23	65	138	110	7,40	7,06	6,82	7,20	7,28
125	120			160	135	10,00	10,17	9,48	9,97	10,08
150	145			186	161	13,03	13,20	12,60	12,86	13,03
(175)	177	33	85	226	196	20,75	21,26	21,10	19,70	20,00
200	200	35		250	222	24,44	24,00	23,57	24,20	24,00
(225)	226	37		280	248	31,33	31,10	30,50	31,20	31,60
250	252	39	98	310	278	37,59	37,30	36,50	36,90	37,40
300	301	42	112	368	330	57,10	50,60	50,30	51,10	52,20
350	351	48	116	418	382	70,34	69,60	68,00	68,10	68,80
400	398	54	135	480	432	106,76	105,50	105,00	103,80	106,00
(450)	448	56		530	484	107,00	106,00	104,80	103,80	105,00
500	495	58		580	535	132,33	128,00	126,00	128,00	130,00
600	595	58	140	686	636	180,95	195,08	165,78	182,02	179,81

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(700)	695	63	160	790	726	228,25	246,86	209,59	229,47	226,93
800	795	71	190	908	826	343,69	367,40	319,93	345,08	342,20
(900)	895	74	215	1024	926	436,54				
1000	995	77	235	1140	1028	540,75				
1200	1195	80	250	1350	1228	690,59				

Пример условного обозначения при заказе круглого стального приварного встык фланца $D_y=50$ мм на $P_y=1,6$ МПа (16 кгс/см^2), из стали 25 исполнения 1 (с соединительным выступом):
Фланец 1-50-16 Ст25 ГОСТ 12821-80

Клапаны обратные фланцевые и под приварку

Таблица 126

Прход условный, мм	Строительная длина, мм				
	Материал				
	Серый чугун				
	Сталь				
	Присоединение к трубопроводу				
	Фланцевое				
	Под приварку				
	Давление условное, МПа				
	0,63-1,6	2,5-4	6,3-16	2,5-4	6,3-16
40	200	200	260		
50	230	230	300	230	300
65	290	290	340	290	
80	310	310	380	310	380
100	350	350	430	350	430
125	400	400	500	400	
150	460	480	550	480	550
200	500	550	650	550	650
250	600	650	775	650	
300		750	900	750	900
350		850	1025	850	
400		950	1150	950	1150
500		1150	1140	1150	1400
600		1350		1350	
700				1450	
800		1850		1850	
1000		2250		2250	
1200				2500	
1400				2800	

Клапаны предохранительные прямого действия

Таблица 127

Условное давление во входном патрубке, МПа	Условное давление в выходном патрубке, МПа	Условный проход входного патрубка, мм	Условный проход выходного патрубка, мм	Диаметр седла, мм	Коэффициент пропускной способности, не менее		Масса, кг, не более
					для газообразных сред	для жидких сред	
1	2	3	4	5	6	7	8
0.6	0.25	50	80	33	34	17	
		80	100	48	72	36	40
		100	150	63	124	62	70
		150	200	95	280	140	125
		200	300	146	660	330	230
1.6	0.6	15	25	9	2.5	1.25	10
		25	40	12	4.5	2.25	18
				16	8	4	
		40	65	20	12.5	6.25	29
		50	80	25	19.5	9.75	
				33	34	17	41
		80	100	40	50	25	
				48	72	36	80
		100	150	56	95.5	47.75	
				63	124	62	130
		150	200	75	175	87.5	
				95	280	140	245
		200	300	125	500	250	
				142	630	315	
				146	660	330	
4.0	1.6	15	25	7	1.5	0.75	12
				9	2.6	1.25	
		25	40	12	4.5	2.25	20
				16	8	4	
		40	65	20	12.5	6.25	31
		50	80	25	19.5	9.75	
				33	34	17	44
		80	100	40	50	25	
				48	72	36	64
		100	150	56	95.5	47.75	
6.3	2.5	15	25	7	1.5	0.75	14
				9	2.5	1.25	
		25	40	12	4.5	2.25	20
				16	8	4	
		40	65	20	12.5	6.25	48
		50	80	25	19.5	9.75	
				33	34	17	58
		80	100	40	50	25	
				48	72	36	90
		100	150				

1	2	3	4	5	6	7	8
10 16	4.0	15	25	7	1.5	0.75	15
		25	40	9	2.5	1.25	22
				12	4.5	2.25	
		40	65	16	8	4	
				20	12.5	6.25	
		50	80	25	19.5	9.75	56
				30	28	14	
		80	100	33	34	17	68
				40	50	25	

Примечание: неуказанная масса будет установлена по мере освоения клапанов.

Таблица 128

Клапан	Шифр	Условное давление, кгс/см ²	Строительная длина, мм								Температура среды, не более, °С	Среда	Материал основных деталей
			Масса, кг										
			при диаметре условного прохода D _у , мм										
			25	40	50	80	100	150	200				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Пружинный предохранительный с рычагом для контрольной продувки	ППК4	16	-	100 25	110 34	130 49	200 110	-	350	Неагрессивная нефтяная	Сталь 25Л		
			100 21,5	105 27	115 38,7	134 50	206 120	-				То же	
Специальный пружинный предохранительный	СППК4	16	-	100 24,5	110 38,5	130 56	200 124	280 215	450	То же	То же		
			105 26	115 38,2	134 62	206 130	-	То же					
То же	СППК4	40	-	150 45	160 56	200 80	-	-	350	То же	То же		
			150 52	160 69	-	-	-	То же					
То же	СППК4	160	-	100 24	110 35	130 56	200 120	-	350	То же	То же		
			105 26	115 36	134 62	206 125	-	Агрессивная нефтяная					
То же	СППК4	40	-	150 45,6	-	-	-	-	600	То же	То же		
			150 52	160 69	-	-	-	То же					
То же	СППК4	64	-	150 52	-	-	-	-	600	То же	То же		
			150 52	160 69	-	-	-	То же					
То же	СППК4	160	-	150 52	-	-	-	-	600	То же	То же		
			150 52	160 69	-	-	-	То же					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Специальный пружинный предохранительный с рычагом для контрольной продувки	СППКР4	16	-	100 26,5	110 38,5	130 56	200 142	280 215	600	То же	То же
То же	СППКР4	40	-	105 28	115 39,5	134 58	206 153	-	600	То же	1X18H9T
То же	СППКР4	16	100 20	100 26	110 38,5	-	200 147	-	600	Агрессивная	То же
Пружинный предохранительный клапан с диафрагмой и мягким уплотнением	ППКДМ	16	-	-	-	130 51	-	-	100	Неагрессивная нефтяная	Ст25Л
Специальный пружинный предохранительный с муфтовым присоединением	СППКМ	100	148 9	-	-	-	-	-	450	То же	То же
Специальный пружинный предохранительный с муфтовым присоединением и рычагом для контрольной продувки	СППКМР	100	148 14	-	-	-	-	-	450	Нефтяная	То же
Рычажный предохранительный	17ч36р	16	85 4,6	-	-	-	-	-	225	Пар. вода	Серый чугун
То же	17ч36р1	16	-	125 15,2	155 27	175 43	-	-	225	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
То же	17ч5бр1	16	-	-	$\frac{140}{34}$	-	$\frac{200}{95}$	-	225	То же	То же
Рычажный предохранительный	17ч3нж	25	-	$\frac{125}{18}$	$\frac{155}{30}$	-	-	-	425	Пар, вода	Углеродистая
То же	17ч5нж	25	-	-	$\frac{140}{40}$	-	-	-	425	То же	То же
Пружинный предохранительный малоподъемный	17с11нж	16	$\frac{52}{2,6}$	-	-	-	-	-	225	То же	То же
То же	17с12нж	16	-	$\frac{115}{15,6}$	-	-	-	-	225	Пар, вода	То же
Пружинный предохранительный полноподъемный	17с22нж	16	-	$\frac{135}{19,5}$	$\frac{145}{31,2}$	-	-	-	400	То же	Углеродистая сталь
То же	17с24нж	40	-	$\frac{115,1}{20,6}$	$\frac{150}{40}$	-	-	-	400	То же	То же
Пружинный предохранительный малоподъемный с коллаком	17с52нж	320	$\frac{150}{47,7}$	-	-	-	-	-	200	То же	То же

**Регуляторы давления прямого действия "после себя"
фланцевые пружинные**

Таблица 129

Исполнение	Условный проход D_y , мм	Условное обозначение	Строительная длина, мм	Условная пропускная способность, $m^3/час$	Масса, кг
УФ63014-050	50	21ч13нж	230	25	26
УФ63014-050-01		21ч13нж1			32
-02		21ч13нжЭ			26
-03		21ч13нж1Э			32
-04		21ч13нжТ			26
-05		21ч13нж1Т			32
УФ63014-080	80	21ч13нж	310	64	32
УФ63014-080-01		21ч13нж1			42
-02		21ч13нжЭ			32
-03		21ч13нж1Э			42
-04		21ч13нжТ			32
-05		21ч13нж1Т			42
УФ63014-100	100	21ч13нж	350	100	45,2
УФ63014-100-01		21ч13нж1			56,3
-02		21ч13нжЭ			45,2
-03		21ч13нж1Э			56,3
-04		21ч13нжТ			45,2
-05		21ч13нж1Т			56,3
УФ63014-150	150	21ч13нж	480	250	72
УФ63014-150-01		21ч13нж1			86
-02		21ч13нжЭ			72
-03		21ч13нж1Э			86
-04		21ч13нжТ			72
-05		21ч13нж1Т			86

Температура рабочей среды от -15 до $+200^{\circ}C$, P_y -1,6 МПа, P_{np} -2,4 МПа.
Присоединение к трубопроводу – фланцевое. Материал основных деталей:
корпус, стойка, крышка-чугун СЧ20; опора, толкатель, клапан-сталь 20Х13.

**Регуляторы давления прямого действия "до себя"
фланцевые пружинные**

Таблица 130

Исполнение	Условный проход D _у , мм	Условное обозначение	Строительная длина, мм	Условная пропускная способность, м ³ /час	Масса, кг
УФ63015-050	50	21ч14нж	230	25	26
УФ63015-050-01		21ч14нж1			32
-02		21ч14нжЭ			26
-03		21ч14нж1Э			32
-04		21ч14нжТ			26
-05		21ч14нж1Т			32
УФ63015-080	80	21ч14нж	310	64	32
УФ63015-080-01		21ч14нж1			42
-02		21ч14нжЭ			32
-03		21ч14нж1Э			42
-04		21ч14нжТ			32
-05		21ч14нж1Т			42
УФ63015-100	100	21ч14нж	350	100	45,2
УФ63015-100-01		21ч14нж1			56,3
-02		21ч14нжЭ			45,2
-03		21ч14нж1Э			56,3
-04		21ч14нжТ			45,2
-05		21ч14нж1Т			56,3
УФ63015-150	150	21ч14нж	480	250	72
УФ63015-150-01		21ч14нж1			86
-02		21ч14нжЭ			72
-03		21ч14нж1Э			86
-04		21ч14нжТ			72
-05		21ч14нж1Т			86

Температура рабочей среды от -15 до +200°C, P_у-1,6 МПа, p_{пр}-2,4 МПа. Присоединение к трубопроводу – фланцевое. Материал основных деталей: корпус, стойка, крышка-чугун СЧ20; опора, толкатель, клапан-сталь 20Х13.

Маркировка трубопроводной арматуры

Таблица 131

Тип арматуры	Направление потока среды	Маркировка условным давлением		Маркировка рабочим давлением	
		Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3	Исполнение 4
Прямая	в любом направлении	P _у 25 50	P _у 25/50	P _р 125 ± 510 50	P _р 125 ± 510/50
	на золотник	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$
	под золотник	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$
Угловая	на золотник	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$
	под золотник	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 2 \cdot 10^3 \pm 100 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 2 \cdot 10^3 \pm 100 / 50}$
Трехходовая	в два направления	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$ или $\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 25 / 50}$ или $\overrightarrow{P_y 25 / 50}$	$\overrightarrow{P_r 125 \pm 510 / 50}$ или $\overrightarrow{P_r 125 \pm 150 / 50}$	$\overrightarrow{P_y 16 / 50}$ или $\overrightarrow{P_y 16}$

Прокладки (материал)	ГОСТ, нормаль, ТУ	Предельная температура, °С		Предель давления, МПа, при уплотнительной поверхности фланцев				Среда
		от	до	гладкой	выступившая	шип-паз	под кольцевую прокладку овального сечения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пластины резиновые и резиноктаневые маслостойкие	7338-90 классы: М, С, П, М, С, П,	-30 -40	+80 +80	0,1	1,0	1,0	-	Масла, эмульсии, масла нефтяные, жидкие углеводороды, бензин, газы и пары
Паронит общего назначения	481-80	-	+250	2,5	6,4	-	-	Пресная перегретая вода
		-	+450	2,5	6,4	-	-	Насыщенный и перегретый пар
		-50	+100	1,0	-	-	-	Воздух
		-50	+450	2,5	6,4	-	-	Сухие нейтральные и инертные газы
		-15	+100	2,5	-	-	-	Водные р-ры солей
		-40	+150	1,6	2,5	-	-	Жидкий, газообразный аммиак
		-	+150	1,6	-	-	-	Спирт
		-	+250	2,5	6,4	-	Вакуум от 50 до 99%	Тяж. нефтепродукты (соляровое масло, диз. топливо, мазут)
		-	+150	2,5	-	-	-	Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
		-182	-	0,25	-	-	-	Жидкий кислород

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Паронит общего назначения (ПОН-1)		-	+300	2,0	-	-	-	Тяж. нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
		-	+250	4,5	-	-	-	Пресная перегретая вода
		-	+450	4,5	-	-	-	Насыщенный и перегретый пар
		-	+120	2,3	-	-	-	Тяж. нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
Паронит маслостойкий (ПМБ-1)		-40	+250	2,5	16	16	-	Тяж. нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
		-40	+250	2,5	16	16	-	Масла (дизельное, автомобильное, авиационное, индустр., турбинное, трансформаторное)
		-40	+250	2,5	16	16	-	Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
Паронит армированный сеткой (ПА)	481-80	-	+450	4	10	-	-	Пар водяной насыщенный и перегретый
		-	+250	4	7,5	-	-	Сухие газы, воздух
		-	+400	2,5	7,5	Вакуум от 50 до 99%	-	Тяж. нефтепродукты (соляровое масло, дизтопливо)
		-	+200	2,5	7,5	То же	-	Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
Картон прокладочный пропитанный марки А	9347-74						-	Вода

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Картон асбестовый	2850-80	-15	+450	0,30	-	-	-	Углеводороды жидкие и газообразные (в т.ч. мазут, масла, смолы)
Фибра листовая техническая	14613-83Е	-15	+80	1,0	1,6	Вакуум от 50 до 99%	-	Нейтральные газовые среды
Листы из алюминиевого сплава марки АМц	21631-76	-196	+250	1,6	4	То же	-	Углеводороды жидкие и газообразные (в т.ч. мазут, масла, смолы)
Алюминий марки А ₃	11069-74	-	+425	1,6	4	То же	-	То же
Медь листовая мягкая марки М ₂	495-92	-196	+250	2,5	10	Вакуум от 50 до 99%	-	Вода перегретая, пар водяной, жидкие и газообразные нефтепродукты
Свинец марки С ₂	3778-77	-15	+50	0,6	-	То же	-	Морская вода, растворы кислот
Прокладки асболоминиевые гофрированные и плоские	ОСТ 26-844-73	-70	+425	2,5	6,4	-	-	Легкие и тяжелые нефтепродукты, содержащие сероводород и меркаптаны, сухой водяной пар

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Прокладки специально навитые	ТУ 38114233-81 Тип I	-	400	2,5	2,5	-	-	Пар, вода и другие неагрессивные среды
	Тип II	-	+250	1,6	1,6	-	-	Кислоты, щелочи и другие агрессивные среды
	Тип III	-	+600	2,5	2,5	-	-	Пар, сухие газы и тяжелые нефтепродукты
Прокладки кольцевые овального сечения из низкоуглеродистой стали 08КП	ОСТ 26-845-73	-40	+475	-	-	-	16	Углеводороды жидкие и газообразные, водяной пар, газы и пары нейтральные

Правила установки трубопроводной арматуры

Арматуру устанавливают в местах, доступных для ее обслуживания, ремонта, а также для разборки и сборки без вырезки из трубопровода (табл. 133). Ручной привод следует располагать на высоте не более 1,8 м, а при частом использовании — на высоте не более 1,6 м от пола обслуживающей площадки или пола цеха.

Таблица 133

Арматура	Условный проход D _y , мм	Место установки арматуры на трубопроводе
Задвижка клиновая с выдвинутым шпинделем фланцевая	50-200	В любом положении. На конденсатопроводах — только маховиком вверх
Кран пробковый проходной сальниковый фланцевый	25-100	В любом положении

Перечень инструментов и приспособлений для монтажных работ

Таблица 134

№№ пп	Наименование	Количество, шт
1	Резак кислородный РГС-58	1
2	Редуктор кислородный ДКИ-1-65	1
3	Редуктор пропановый ДПИ-1-65	1
4	Домкрат гидравлический ДГ-15	4
5	Ключи гаечные с зеом от 8 до 22 мм	по 4 шт каждого размера
6	Ключи гаечные с зеом 24-55 мм	по 2 шт каждого размера
7	Ключи гаечные разводные 19-30 мм	2
8	Ключи газовые № 1, 2, 3	3
9	Набор торцевых головок	1 комплект
10	Отвертка слесарно-монтажная	2
11	Пассатижи комбинированные	1
12	Тиски слесарные, параллельные, тип П	1
13	Зубило слесарное 20х60°	3
14	Щетка стальная прямоугольная	3
15	Молоток слесарный 500 гр. А-5	2
16	Напильник драчевый плоский А-250	2
17	Напильник драчевый круглый	2
18	Напильник круглый личневый	2
19	Напильник плоский личневый	2
20	Напильник 3-х гранный драчевый	2
21	Ножницы по металлу	1
22	Топор плотничный А-2	1
23	Уровень рамный 0,05 мм/м	1
24	Уровень брусковый 0,08 мм/м	1
25	Штангенциркуль ШЦ-1, 125 мм	1
26	Рулетка металлическая, РС-20	1
27	Метр складной металлический	1
28	Очки газосварочные	1
29	Очки защитные	1
30	Лампа переносная в комплекте со шнуром напряжением 12 В	1
31	Ножовка по дереву	1

Оборудование, инвентарь, инструмент и приспособления для оснащения ремонтных бригад

Таблица 135

№№ пп	Наименование	Марка (тип)	Число	Техническая характеристика
1	2	3	4	5
1	Электродрель		1	Напряжение 220В
2	Электрошлифовальная машина	Ш-230 (Ш-178)	2	Напряжение 220 В
3	Лебедка рычажная ручная Л-1,5		2	1,5 т
	Л-3		2	3 т

1	2	3	4	5
4	Домкрат реечный	ДР-5	1	5 т
5	Домкрат реечный	ДР-10	1	10 т
6	Домкрат гидравлический	МГД-25	1	25 т
7	Электродержатель	ЭД-2	18	ГОСТ 14651-78
8	Кабель сварочный		900 м	
9	Щиток электросварщика		18	
10	Термокарандаш		5	
11	Пенал для электродов		18	
12	Щуп для определения величины зазора при сборке труб		6	ГОСТ 882-75
13	Коврик резиновый		8	
14	Станок ножовочный с комплектом полотен		2	ГОСТ 17270-71
15	Полотна ножовочные		30	

19. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт.

Системы заводнения.

Нефтяные месторождения разрабатываются высокими темпами, достигающими 6-8% отбора нефти в год от промышленных запасов. Однако, если при этом не восполнять израсходованный запас пластовой энергии, происходит быстрое падение пластового давления. При падении этого давления ниже давления насыщения из нефти выделяется газ, увеличивается газовый фактор, напорный режим работы залежей переходит в режим растворенного газа, дебиты скважин резко снижаются. В результате не обеспечивается полнота отбора нефти из залежи и на многие годы затягивается ее разработка.

Наиболее эффективное мероприятие по обеспечению высоких коэффициентов нефтеотдачи при высоких темпах отбора нефти и газа из залежей – искусственное поддержание пластовой энергии путем закачки воды или газа в продуктивные пласты.

Чтобы не допустить падения пластового давления ниже давления насыщения, с самого начала разработки залежа следует применять методы поддержания давления.

Поддержание пластового давления производят путем законтурного или внутриконтурного заводнения при различных комбинациях этих процессов.

Законтурное заводнение применяют на сравнительно небольших по размерам залежах с литологическими однородными коллекторами и хорошей проницаемостью их в законтурных частях. Нагнетательные скважины

располагают за контуром нефтеносности на расстоянии 200-500 м от внешнего ряда добывающих скважин.

Добывающие скважины располагают внутри контура нефтеносности параллельно внешнему контуру нефтеносности. Одновременно можно эксплуатировать 2-3 ряда добывающих скважин. Если эксплуатировать одновременно большее число рядов таких скважин, энергия напора краевых и нагнетаемых вод будет экранироваться первыми рядами добывающих скважин, а скважины, расположенные во внутренних рядах, будут эксплуатироваться при режиме растворенного газа.

При низкой проницаемости пород продуктивного пласта нагнетательные скважины размещают на небольшом расстоянии от контура нефтеносности или непосредственно на этом контуре в более проницаемых частях залежи. Такой вариант называется приконтурным заводнением.

При разработке значительных по размерам нефтяных залежей применяют внутриконтурное заводнение, сущность которого заключается в том, что площадь залежи разрезается рядами нагнетательных скважин на отдельные участки, которые затем разрабатываются как самостоятельные залежи.

При закачке воды на линии нагнетательных скважин образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. Очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, со временем увеличивается, в результате чего они сливаются, образуя единый вал воды, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении.

Добывающие скважины располагают рядами параллельными рядам нагнетательных скважин. Расстояние между рядами, а также между отдельными скважинами определяют в зависимости от геолого-физической характеристики залежи.

В результате этого используют различные комбинации метода поддержания пластового давления: центрального, осевого, кольцевого, очагового, блокового, избирательного.

Оборудование устья скважины

Скважинная арматура типа 1АНЛ-60-200 с проходным сечением фонтанной елки 60 мм, рассчитанная на рабочее давление 20 МПа, предназначена для нагнетания воды в пласт.

На рис. 36 указана схема обвязки устья нагнетательной скважины при спущенных насосно-компрессорных трубах.

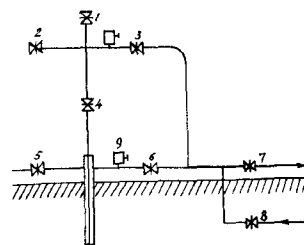


Рис. 36. Схема обвязки устья нагнетательной скважины, оборудованной НКТ.

Блочные кустовые насосные станции

Блочные кустовые насосные станции (БКНС) предназначены для за-
качки очищенной воды в продуктивные пласты.

В зависимости от числа скважин на этих станциях устанавливают от двух до восьми центробежных насосов с давлением нагнетания от 4 до 20 МПа (один или два из них резервные). Каждая БКНС обслуживает 15-20 нагнетательных скважин. В зависимости от числа установленных насосных агрегатов БКНС могут обеспечивать подачу воды 3600, 7200, 10800 м³/сут.

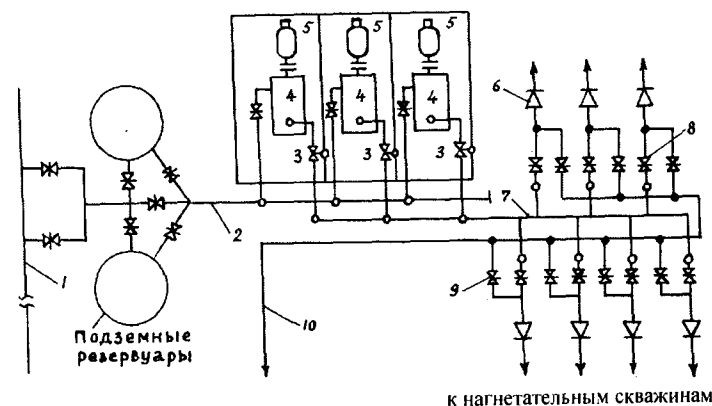


Рис. 37. Схема блочной кустовой насосной станции.

Принцип действия БКНС следующий (Рис. 37). Из магистрального водовода 1 вода поступает в приемный коллектор 2, откуда попадает в центробежные насосы 4, приводимые в движение электродвигателями 5. Пройдя насосы и дистанционно управляемые задвижки 3, вода попадает в высоконапорный коллектор-распределитель 7, где давление доходит до 9,5-19 МПа. Из этого коллектора через задвижки 8 и 9 и расходомеры 6 вода направляется в нагнетательные скважины.

На случай вынужденного прекращения подачи воды из магистральных водоводов в системе БКНС предусмотрены металлические резервуары

емкостью 400 м³, обеспечивающие работу насосных агрегатов в течение 2 ч.

В схеме БКНС предусмотрена возможность промывки скважин и разводящих водоводов изливом, а также дренажем призабойной зоны для очистки ее от закупоривающего материала. Для этого задвижки 9 закрывают, грязную воду отводят в пруды-испарители через коллектор 10.

Современные КНС полностью автоматизированы и работают без обслуживающего персонала.

Насосный агрегат ЦНС-180

В нагнетательные скважины для поддержания пластового давления закачивают воду центробежными насосными агрегатами на базе насосов ЦНС-180 и ЦНС-500.

Конструкция насоса ЦНС-180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе четырех модификаций с давлением нагнетания от 10,5 до 19 МПа (табл. 136).

Насосный агрегат ЦНС-500-1900 (табл. 137) применяется, когда для поддержания пластового давления необходима закачка большого количества воды в нагнетательные скважины. Он включает в себя электродвигатель СТД-4000-2, маслоустановку и систему автоматики и КИП.

Техническая характеристика насосных агрегатов ЦНС-180

Таблица 136

№№ пп	Характеристика	ЦНС- 180- 1050	ЦНС- 180-1185	ЦНС- 180-1422	ЦНС-180- 1900
1	2	3	4	5	6
1	Подача, м ³ /ч	180	180	180	180
2	Напор, м	1050	1185	1422	1900
3	Допускаемая вакууметрическая высота всасывания, м	4	4	4	4
4	Допускаемое давление на входе, МПа	0,6-3,1	0,6-3,1	0,6-3,1	0,6-3,1
5	Температура перекачиваемой жидкости, °С	8-40	8-40	8-40	8-40
6	Число секций	8	9	11	15
7	Диаметр рабочих колес, мм	308	300	300	300
8	Частота вращения, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000
9	Потребляемая мощность, кВт	716	800	950	1280
10	К.П.Д., %	72	72	72	72
11	Двигатель:				
	мощность, кВт	800	1000	1200	1600
	напряжение, В	6000	6000	6000	6000
	частота вращения, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000

1	2	3	4	5	6
12	Габаритные размеры насоса, мм:				
	длина	2263	2610	2545	2927
	ширина	1396	1120	1510	1431
	высота	1434	1425	1290	1270
13	Масса, кг	3570	4275	4185	4960
14	Габаритные размеры агрегата с двигателем СТД – разомкнутый цикл вентиляции, мм:				
	длина	5232	5270	5795	5277
	ширина	1396	1130	1990	1990
	высота	1434	1425	1505	1505
15	Масса, кг	8580	9275	11800	12790
16	Габаритные размеры агрегата с двигателем СТД – замкнутый цикл вентиляции, мм:				
	длина	5232	5720	5795	6277
	ширина	1840	1840	1990	1990
	высота	1434	1425	1510	1505
17	Масса, кг	9260	9835	12290	13670

Техническая характеристика насосного агрегата ЦНС-500-1900

Таблица 137

Характеристика	Показатели
Подача, м ³ /ч	300, 500, 720
Напор, м	2020, 1875, 1600
Мощность привода, кВт	4000
Частота вращения вала, мин ⁻¹	3000
Напряжение, В	6000, 10000
Габаритные размеры, мм:	
длина	2809
ширина	1340
высота	1477
Масса насоса, кг	6300
Масса электродвигателя, кг	21000
Привод	Синхронный электродвигатель с замкнутым циклом вентиляции

В табл. 138 приведена характеристика насосных агрегатов для закачки воды в пласт ЦНС-63-1400, выпускаемого Воткинским машиностроительным заводом, ПЭ-90-1800 - Сумским машиностроительным заводом Украины и пять типов насосных установок американской фирмы РЭДА. Все эти насосы широко применяются на нефтяных месторождениях Татарстана.

Характеристика насосных агрегатов для ППД ЦНС-63, ПЭ-90 и фирмы РЭДА

Таблица 138

№ пп	Тип насоса	По- дача, м³/ч	На- пор, м	Частота враще- ния, мин⁻¹	Потреб- ляемая мощ- ность, кВт	К.П.Д., %	Двигатель мощ- ность, кВт	Напря- жение, В	Частота враще- ния, мин⁻¹	Масса, кг	Габаритные разме- ры, мм
1	ЦНС-63-1400	63	1400	3000	540	0,54	800	6000	3000	2725	2528x1006x1136
2	ПЭ-90-1800	90	1800	3000	690	0,60	725	6000	3000	6200	2850x1900x1240
3	РЭДА- 1000x1400	42	1400	3000	360	0,70	500	6000	3000	6100	5049x1009x1046
4	РЭДА- 1000x1820	42	1820	3000	360	0,70	500	6000	3000	6100	5049x1009x1046
5	РЭДА- 1500x1400	65	1400	3000	450	0,70	600	6000	3000	6200	6007x1009x1053
6	РЭДА- 1500x1820	65	1820	3000	450	0,70	600	6000	3000	6200	6007x1009x1053
7	РЭДА-500-1820	21	1820	3000	200	0,65	250	6000	3000	3900	5092x1009x1046

Техническая характеристика УЭЦП

Таблица 139

Таблица 139									
Установка	Рекомендуемая рабо- чая область		Номи- нальный К.П.Д. %	Основные узлы					
	Подача, м³/сут	Напор, м		Электродвигатель	Круглый кабель			Трансформатор	Станция управления
					число жил х площадь сече- ния, мм²	длина, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
УЭЦП16-3000- 1000хЛ1	2600- 3800	980-730	62	ПЭДП500-375В5	3х35	500	ТМЭ 1000/10- ХЛ1 6/3,15	КУПНА500- 68ХЛ1	
УЭЦП16-2000- 1400ХЛ1	1500- 2500	1500-1140	59	То же	3х35	35	То же	То же	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
У1ЭЦП14-1000- 1200	650- 1100	1500-1100	53,5	ПЭДВ250-320В5	3x35	35	ТМЭ 630/6/3,15	КУПНА 79- 29А2У1
УЭЦП16-3000- 1300ХЛ1	2620- 3870	1340-1000	58	ПЭДП700-375В5	3x50	500	ТМЭ 1000/10- ХЛ1 6/3,15	КУПНА 500- 68ХЛ1
УЭЦПК16-3000- 1000ХЛ1	2600- 3800	1100-830	54	То же	3x50	35	То же	То же
УЭЦПК16-2000- 1400ХЛ1	1500- 2600	1500-1100	53	То же	3x50	35	То же	То же
УЭЦПК16-1000- 1800/1400	600- 1300	4010-2450	51	2(ПЭДП1500- 375В5)	2(2x35)	70	ТМЭ 1000/10-У1 6/3,15	2(КУПНА79- 39А2У1)
УЭЦПК16-1000- 1400	600- 1300	1675-1050	53	ПЭДП1500-375В5	3x35	35	То же	КУПНА79- 39А2У1
УЭЦПК16-1000- 1800	600- 1300	2235-1400	52	То же	3x35	35	То же	То же
УЭЦП16-1000- 1800/1400	600- 1300	4125-2250	53	2(ПЭДП500- 375В5)	2(3x35)	70	То же	2(КУПНА79- 39А2У1)

Примечание: Все установки предназначены для откачки жидкости с температурой 40°С, а У1ЭЦП14-1000-1200-25°С.

Пример условного обозначения установки УЭЦПК16-2000-1400ХЛ15, где У – установка; П – для поддержания пластового давления; К – коррозионно-стойкое исполнение; 16 – группа насоса (диаметр обсадной колонны в мм, уменьшенной в 25 раз и округленной); 2000 – подача, м³/сут; 1400 – напор, м; ХЛ1 – для районов с холодным климатом; 5 – категория электронасоса при эксплуатации.

Установки УЭЦП для поддержания пластового давления

Установки погружных центробежных электронасосов УЭЦП предназначены для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Установки выпускаются в климатическом исполнении ХЛ и У и В пяти категориях исполнения.

Техническая характеристика УЭЦП и их габаритные размеры даны в табл. 139, 140.

Установка УЭЦП состоит из погружного электронасоса, кабеля, оборудования устья скважины, КИП, трансформатора и комплектного устройства для управления и защиты электродвигателя.

В состав погружного оборудования УЭЦП входят погружной центробежный насос ЭЦП или ЭЦПК, погружной асинхронный электродвигатель ПЭДП или ПЭДВ и токоотводящий кабель КПБК.

К наземному оборудованию относятся силовой трехфазный масляный трансформатор ТМЭ (табл.144), комплектное устройство для управления и защиты электродвигателя КУПНА и оборудование устья шурфа.

Габаритные размеры установок типа УЭЦП

Таблица 140

Установка	Габаритные размеры		Масса, кг (погружного агрегата)
	Поперечный, мм	Длина, мм	
УЭЦП14-1000-1200	320	8660	3165
УЭЦП16-2000-1400	375	9133	4325
УЭЦП16-3000-1000	375	7382	3173
УЭЦП16-3000-1300	375	7878	3765
УЭЦП16-1000-1800/1490	375	11610 9810	4060 3520
УЭЦПК16-1000-1800	375	11425	3514
УЭЦПК16-1000-1400	375	9680	4052
УЭЦПК16-2000-1800/1400	375	11425 9680	4052 3514
УЭЦПК16-2000-1400	375	8324	4870
УЭЦПК16-3000-1000	375	6600	3200

Насос ЭЦП (табл. 141) – погружной центробежный многоступенчатый в зависимости от типоразмера имеет от двух до четырех секций.

Таблица 141

Насос	Номинальные		Мощность насоса, кВт	Число		Масса, кг	Длина, мм
	подача, м³/сут	напор, м		ступеней	секций		
1ЭЦП16-3000-1000	3000	930	465	16	2	1248	3058
ЭЦП16-2000-1400	2000	1400	465	30	3	2400	4979
1ЭЦП14-1000-1200	1000	1200	225	51	3	1940	5470
ЭЦП16-3000-1000	3000	1270	630	30	3	1845	4444
ЭЦПК16-3000-1000	3000	930	505	20	2	1280	2450
ЭЦПК16-2000-1400	2000	1400	505	30	3	2950	5065
ЭЦПК16-1000-1400	1000	1400	275	54	3	1594	5655
ЭЦПК16-1000-1800	1000	1800	355	72	4	2132	7455
ЭЦП16-1000-1800	1000	1800	350	72	4	2132	7455

Электродвигатели ПЭДВ и ПЭДП (табл. 142) трехфазные, асинхронные с короткозамкнутым ротором, погружные, вертикальные.

Таблица 142

Электродвигатель	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	К.П.Д., %	Частота вращения, мин⁻¹	Длина, мм	Масса, кг
ПЭДП500-375В5	500	3000	88	2870	4147	1925
ПЭДВ250-320В5	250	3000	88	2970	3186	1120
ПЭДП700-375В5	700	3000	89	2920	4147	1920

Подвод электроэнергии к обмотке погружного электродвигателя осуществляется с помощью кабеля типа КПБК – кабель полиэтиленовый бронированный круглый (табл. 143).

Кабель рассчитан на напряжение 3 кВ переменного тока, может работать под абсолютным давлением 14,7 МПа при температуре не выше 70°C.

Техническая характеристика КПБК

Таблица 143

Показатели	КПБК	КПБК
Число жил x площадь сечения, мм	3x35	3x50
Номинальная толщина изоляции, мм	35,7	44
Номинальный наружный диаметр жилы, мм	13,73	15,25
Строительная длина, мм	1000-1300	800-1000

Трансформатор силовой ТМЭ трехфазный двухмоточный мощностью 630 и 1000 кВт с естественным масляным охлаждением предназначен для работы с номинальной нагрузкой в условиях наружной установки на высоте до 1000 м над уровнем моря при температуре окружающей среды от +40 до -55 °С (табл. 144).

Техническая характеристика трансформаторов

Таблица 144

Показатели	ТМ 630/6/3,15	ТМЭ 1000/10; 6/3,15
Номинальная мощность, кВА	630	1000
Напряжение кВ, первичное	6	6
Напряжение кВ, вторичное	3,15	3,15
Ток, А:		
первичный	61	96,3
вторичный	122	193
Габаритные размеры (не более), мм:		
длина	2130	2700
ширина	1256	1700
высота	2070	2700
Масса, кг	4000	4700

Управление и защита погружных электродвигателей осуществляется с помощью комплектных устройств КУПНА.

Для районов с холодным климатом применяется КУПНА500-68М, с умеренным – КУПНА79.

Техническая характеристика комплектных устройств КУПНА дана в табл. 145.

Техническая характеристика КУПНА к установкам УЭЦП

Таблица 145

Комплектное устройство	Напряжение главной цепи, В	Ток главной цепи, А	Напряжение цепи управления, В	Габаритные размеры			Масса, кг	Двигатель
				Длина	Высота	Ширина		
КУПНА500-68М	6000	150	220	4330	3140	2500	6000	ПЭДП500-375
КУПНА500-68М	6000	300	220	4330	3140	2500	6000	ПЭДП500-375
КУПНА79-29А2У1	3000	100	220	900	2250	2100	1100	ПЭДВ250-320
КУПНА79-39А2У1	3000	160	220	900	2250	2100	1100	ПЭДП500-375
КУПНА79-49А2У1	3000	250	220	900	2250	2100	1100	ПЭДП700-375

Требования к качеству воды, нагнетаемой в пласты

Для заводнения пластов используются грунтовые, сточные и поверхностные воды открытых водоемов: рек, озер, водохранилищ и морей.

Воды поверхностных источников по качеству значительно уступают грунтовым. К существенным недостаткам поверхностных вод следует отнести резкое изменение их качества в периоды весенних и осенних паводков.

На нефтяных месторождениях ОАО "Татнефть" в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления используются в основном поверхностные воды рек.

Природные воды обычно содержат растворенные минеральные соли, различные газы, взвешенные твердые и коллоидные частицы. В поверхностных и подземных водах встречаются также микроорганизмы, а в сточных водах нефтедобывающих предприятий всегда находится некоторое количество эмульгированной нефти.

Согласно существующим правилам вода, предназначенная для закачки в пласты, не должна содержать нефти и нефтепродуктов, а взвешенных твердых частиц в ней допускается не более 2 мг/л и окисного железа – 0,3 мг/л.

Практика показывает возможность закачки в пласты вод с повышенным содержанием механических примесей, железа и нефти в воде. Так, в пласты горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения в течение продолжительного времени закачивается предварительно очищенная речная вода с содержанием 5-8 мг/л взвешенных частиц, 0,3-0,8 мг/л окисного железа и существенного снижения приемистости нагнетательных скважин этих месторождений пока не замечено.

Сточная вода, закачиваемая в продуктивный горизонт, должна быть подготовлена и иметь такое качество, чтобы обеспечить вытеснение нефти, длительную и устойчивую приемистость нагнетательных скважин в заданных объемах при оптимальном давлении закачки воды.

1. Водородный показатель (рН)

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

2. Фильтрационная характеристика

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны.

3. Совместимость с пластовой водой и природой

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемости свыше $0,1 \text{ мкм}^2$ должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей

Допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице:

Примеси	Допустимое содержание в воде, мг/л	
	предельное	средневзвешенное за месяц
Нефть	150	60
Механические примеси	-	50

6. Содержание растворенного кислорода

Содержание растворенного кислорода в воде не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в своей пластовой воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

9. Показатели по содержанию сероводорода и сульфатовсоставляющих бактерий в закачиваемой воде устанавливаются НГДУ по отдельному регламенту (с учетом физико-химических характеристик пластовой нефти, газа и воды эксплуатируемого горизонта).

Технология подготовки воды

Подготовка поверхностных вод для заводнения пластов осуществляется на специальных водоочистных станциях. Технологическая схема и состав сооружений станции определяются физико-химическими свойствами и загрязненностью поступающей на очистку воды.

На рис. 39 изображена принципиальная схема современной станции очистки пресной воды. Вода из открытых источников насосами первого подъема 1 подается в нижнюю часть вертикального смесителя 3. При этом в воду добавляют из емкости 2 необходимое количество коагулянта, который способствует укрупнению взвешенных частиц в воде. В смесителе коагулянт равномерно распределяется во всем объеме воды. Обработанная коагулянт-ом вода поступает в суспензионные осветители 4, где образуются хлопья и оседают в шахте осветителей. Отсюда вода выходит с небольшим содержанием механических примесей, которые задерживаются на песчаных фильтрах 5. Очищенная вода собирается в резервуарах 6, откуда насосами второго подъема 7 перекачивается на кустовые станции для нагнетания в пласты. На некоторых водоочистных станциях для осветления воды, обработанной коа-

гулянт-ом, вместо суспензионных осветителей применяются горизонтальные отстойники.

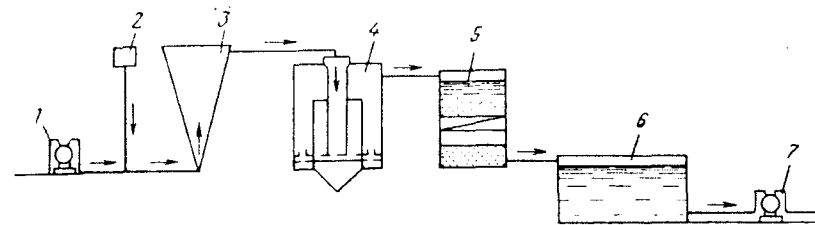


Рис. 39. Принципиальная схема современной станции очистки поверхностных вод.

Процесс подготовки воды

В воде открытых источников содержатся взвешенные вещества: частицы глины, песка, ила, планктона, продуктов разложения растений и т.п. Хотя удельный вес частиц преимущественно больше единицы, они очень медленно осаждаются под действием одной лишь силы тяжести. Для ускорения их осаждения применяются различные коагулянты. Наиболее часто в качестве коагулянта используют сернокислый алюминий $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ и хлорное железо FeCl_3 .

Гидрат окиси алюминия укрупняется в хлопья, которые осаждаются, увлекая с собой частицы взвешенных частиц.

Для интенсификации процесса коагуляции взвешенных частиц и быстрого образования хлопьев пользуются флокулянтами (активаторами).

В качестве флокулянта широко применяется полиакриламид (ПАА). Использование его в концентрации 0,5-1 мг/л при подготовке воды удлиняет продолжительность фильтроцикла, улучшает работу осветителей и снижает расход коагулянта в 2-3 раза.

Реагенты в очищаемую воду добавляют в виде измельченных порошков. На практике воду обычно обрабатывают растворами реагентов. Растворы сернокислого алюминия готовят механизированным способом при помощи сжатого воздуха. Для этого устраивают совмещенные затворно-растворные баки. Для приготовления раствора хлорного железа FeCl_3 применяют растворные баки с мешалками.

Для бесперебойного приготовления и дозирования раствора коагулянта на водоочистных станциях должно быть не менее двух растворных и расходных баков.

Для равномерного распределения дозируемого реагента во всем объеме обрабатываемой воды применяются смесители. В практике водоподготовки применяют вертикальные, перегородчатые и дырчатые смесители.

Для образования хлопьев и удаления их из воды применяются специальные сооружения-осветлители со взвешенным осадком. Они могут быть круглыми или квадратными в плане.

Для удаления коагулированной взвеси из воды наряду с осветлителями могут применяться вертикальные, радиальные и горизонтальные отстойники. На нефтяных месторождениях, где приходится подготавливать для закачки в пласт сотни тысяч м³ воды в сутки, преимущественно сооружаются горизонтальные отстойники с перегородчатой камерой хлопьеобразования.

Горизонтальные отстойники успешно эксплуатируются на водоочистой станции в Набережных Челнах, где подготавливается ежедневно более 300 тыс.м³ воды из р. Камы для заводнения нефтяных месторождений Республики Татарстан. В пяти отстойниках емкостью 10 тыс.м³ каждый осаждается около 94-98 % коагулированной взвеси, содержащейся в воде. Из отстойников вода с содержанием 12-32 мг/л взвешенных твердых частиц отводится на фильтры.

Фильтры служат для завершения процесса очистки воды, закачиваемой в пласты. Они представляют собой резервуары с зернистой загрузкой, через которую с определенной скоростью пропускают очищаемую воду. Высота фильтрующего слоя принимается от 700 до 2000 мм в зависимости от фракционного состава загружаемого в фильтр зернистого материала.

На очистных сооружениях ОАО "Татнефть" применяются преимущественно скоростные гравийно-песчаные фильтры открытого типа, удобные в эксплуатации.

Сточные нефтепромысловые воды образуются в результате обезвоживания и обессоливания обводненной нефти на установках комплексной подготовки нефти. Методы очистки сточных вод не отличаются от методов очистки поверхностных вод, но дополнительно предусматривается извлечение из них нефти.

В последние годы разработаны новые методы очистки сточных вод от нефти и взвешенных твердых частиц: экстракционный, адгезионно-каскадный, с применением коалесцирующих фильтров и др.

В настоящее время на промыслах ОАО "Татнефть" вся вода, поступающая вместе с нефтью в ЦКПН, после очистки и обработки химическими реагентами закачивается в продуктивные пласты.

20. Агрегаты для текущего и капитального ремонта скважин.

В ОАО "Татнефть" для текущего и капитального ремонта скважин применяются следующие подъемные агрегаты:

А2-32 и А4-52 – выпускаются АО "Красный пролетарий", г. Стерлитамак, Башкортостан;

АР-32 – выпускается АО "Кунгурский машиностроительный завод" Пермской области;

АПРС-32 и АПРС-40 – выпускаются АО "Нижегородский машиностроительный завод", г. Нижний Новгород;

УПТ-32 и АЗИНМАШ-37А выпускаются Кишлинским машиностроительным заводом, г. Баку, Азербайджан;

А-50М – выпускается машиностроительными заводами г.г. Санкт-Петербург и Ишимбай;

На основании базовой модели агрегата А-50М изготавливается модификация подъемной установки типа А-50 МБ.

УПТ-1-50 – выпускаются машиностроительным заводом им. лейтенанта Шмидта, г. Баку, Азербайджан;

А60/80 – выпускается АО "Кунгурский машиностроительный завод", г. Кунгур, Пермская обл.;

ЛПТ-8 – выпускается Кишлинским машиностроительным заводом, г. Баку, Азербайджан;

Ай-Эр-Ай – выпускается фирмой IRI, г. Хьюстон, штат Техас, США;

Кардвелл – выпускается фирмой Cardwell, г. Хьюстон, штат Техас, США.

Американская фирма "Стюарт и Стивенсон" выпускает установки с непрерывной гибкой трубой для проведения в скважинах капитальных ремонтов (промывка забоя, ОПЗ, геофизическое исследование, установка и бурение цементных мостов).

Техническая характеристика установки с непрерывной гибкой трубой

Таблица 146

1	Установка на трейлере	длина – 12,8 м ширина – 2,6 м вес – 27,2 тонн
2	Силовая установка: дизельный двигатель	360 л.с. (279 кВт) 2100 об/мин
3	Вместимость барабана	2800 м
4	Диаметр гибкой трубы	38 мм
5	Рабочее давление	68 МПа (680 атм)
6	Механический глубиномер (шкала в метрах)	
7	Трехцилиндровый плунжерный насос: расход макс. давление	5-6 л/сек 37 МПа (370 атм)
8	Противовыбросовый превентор с рабочим давлением	68 МПа (680 атм)
9	Уплотняющий узел стриппера рассчитан на	68 МПа (680 атм)
10	Головка инжектора: макс. тяговое усилие макс. скорость	18150 кв. 61 м/мин

Техническая характеристика подъемных агрегатов для текущего и капитального ремонта скважин

Таблица 147

№ пп	Показатели	А2-32* А4-32	АР-32	АПРС-32	АПРС-40	А60/80	АР32/40М	АэИМАНШ-37А	УПТ-32	А-50М	УПТ-1-50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Номинальная грузоподъемность, т	32	32	32	40	60/80	32	32	32	60	50
2	Привод от двигателя автомобиля	Урал 4320 КрАЗ-260Г	КрАЗ-260Г	КрАЗ-255Б1	КрАЗ-260	Шасси БАЗ-695071 КрАЗ-260Г	Урал-4320	КрАЗ-255Б	Трактор Т-130-1Г	КрАЗ-250 или КрАЗ-65101	Трактор Т-130МГ-1
3	Мощность двигателя, кВт	220	165,4	176,5	165,4	220	176,5	176,5	117,6	176,5	117,6
4	Мачта, тип	Телескопическая				2-х секц. телескоп.	Телескопическая				
	Высота от земли до оси кронблора, м	18,1	17	18	18	22,0	17,7	18	18	22,4	19
	Максимальная длина поднимаемой трубы, м	12	10,5	12	14	16,0	12	12,5	12,5	16	12,5
	Оснастка	2x3	3x4	2x3	2x3	3x4	2x3 (3x4)	2x3	2x3	3x4	3x4
	Диаметр талевого каната, мм	22	18	22	22	25	22 (25)	22,5	22,5	25	25
	Расстояние от оси домкратов задней опоры мачты до оси скважин, мм	1500	1000	1200	1200	1050	1200	1500 (1200)	1500	1040	1475
	Угол наклона мачты к вертикали в рабочем положении, град	4°36'	5°	5°45'	5°45'	6°	5°	5°45' (4°36')	5°45'	6°	5°30'

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Количество оттяжек, всего	4	4	4	4	6	4	6 (4)	4	6	6
	в т.ч. силовых	2	2	2	2	2	2	2 (2)	2	2	2
	ветровых	-	2	-	-	4	2	2 (-)	2	2	2
	установочных	2	-	2	2	-	-	2 (2)	-	2	2
5	Ротор, тип					P-410	A50M.04			Буровой 2-х скоростной	
	Диаметр проходного отверстия, мм					142				142	
	Нагрузка на стол, кН					800	320			500	
	Масса, кг									485	
6	Насос, тип									9МГР	
	Максимальное давление, МПа					16				16	
	Максимальная подача, л/с					22				9,95	
	Масса, кг					4620				4123	
7	Габаритные размеры (в транспортном положении), мм:										
	длина	11000	15400	10050	10050	14000	15400	10050	10050	14060	11100
	ширина	2750	2724	2750	2750	3120	2500	2700	2700	2320	2475
	высота	4300	3800	4300	4100	4450	3750	4060	4135	4300	4090
8	Масса, кг	21000	22500	20650	20200	34000	2100	20400	23048	24000	24530

Примечание: * Отличие А2-32 от А4-32 только в шасси, на котором монтируется верхнее оборудование.

А2-32 – шасси Урал-4320-1912-30

А4-32 – шасси КрАЗ-260Г

Техническая характеристика установок для бурения и капитального ремонта.

Таблица 148

№№ ПП	Параметры	Тип установок	
		(АЙ-ЭР-АЙ)	(Кардвелл)
1	Грузоподъемность, т -испытание на нагрузку, т	80 100	80 100
2	Мачта: -высота, м	29,26	29,26
3	Вместимость НКТ диаметром 73 мм, м	3800	3800
4	Лебедка	Гидравлическая 2,5 т.	Гидравлическая
5	Подъем мачты	Дистанционный	Дистанционный
6	Ходовая часть	Четырехосное самоходное	Четырехосное самоходное
7	Двигатель -мощность, кВт (л.с.) при об/мин	Дизель Детройт 8У-92ТА 334(445)/2100	Дизель Детройт 8У-92ТА 334(445)/2100
8	Трансмиссия: -модель -число скоростей прямых -число скоростей обратных	«Аллисон» HT-750DRD 5 1	«Аллисон» CLT-754DB 5 1
9	Буровой насос: -модель -максимальное давление -максимальная подача	EWCO-250-B 241 15	Cardner Denver PАН 241 16
10	Двигатель насоса: -модель -мощность, кВт (л.с.)	Дизель «Детройт 6-71-Т» 210(280)/2100	Дизель «Детройт 6-71-Т» 210(280)/2100
11	Трансмиссия	«Аллисон» HT-750 DR	«Аллисон» HT-750 DR
12	Роторный стол: -модель -вращающий момент КНМ(КГМ)	«Айдеко» 12,0(1200)	«Айдеко» LR 12 12,0(1200)
13	Силовой вертикаль: -модель -вращающий момент, КНМ(КГМ)	IRI v/s 85 9,1 (910)	Bowen S-120 11,2 (1120)
14	Габаритные размеры подъемного блока в транспортном положении, мм: -длина -ширина -высота	17400 2740 4320	16500 2740 4420

21. Спецтехника

1. Насосные агрегаты для ГРП

Таблица 149

Параметры	СИНЗ1-02	СИНЗ1-01
Монтажная база	Урал-4320	КрАЗ-65101
Двигатель	Дизель В2-800ТК-С3	
Коробка передач	Гидравлическая 5-ти скорост.	
Полезная мощность, кВт	452,0	452,0
Диаметр плунжеров, мм	100	100
Наибольшее давление, кгс/см ²	700	700
Подача при наибольшем давлении, дм ³ /с	6,3	6,3
Наибольшая подача, дм ³ /с	22,0	22,0
Давление при наибольшей подаче, кгс/см ²	210	210
Габаритные размеры, мм	9550x2900x3700	9800x2900x3710

2. Цементировочные агрегаты

№№ ПП	Параметры	Тип насосных установок			
		УНБ1-400x40	УНБ1-160x40	АНЦ-320	СИН-34
1	2	3	4	5	6
1.	Монтажная база	КрАЗ-250	КрАЗ-250	КрАЗ-250	Урал-4320-
2.	Модель тягового двигателя	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238	КрАЗ-65101	-1112-31
3.	Насос	14Т1	9ТМ	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238М2
4.	Привод насоса	Двиг. силовой установки В2-500АВ-С3		НЦ-320	СИН32.04
5.	Наибольшая идеальная подача, дм ³ /с	37,0	21,8	26	17,4

1	2	3	4	5	6
6.	Максимальное давление нагнетания, МПа	40,0	40,0	40,0	16
7.	Насос вспомогательный	ЦНС60-198	ЦНС38-154	ЦНС38-154	-
8.	Привод вспомогательного насоса		ГАЗ-52А	ГАЗ-53	-
9.	Условный диаметр манифольда, мм -напорного -всасывающего	50 100	50 100	50 100	50 100
10.	Объем мерной емкости, м³	5,5	6	6	0,5
11.	Габаритные размеры, мм -длина -ширина -высота	10550 2500 3500	10150 2700 3225	10150 2700 3225	7995 2500 2715
12.	Масса установки с автомобилем, кг	20750	16000	16000	11737

3. Агрегаты для кислотных обработок скважин

№№ ПП	Параметры	Тип установок			
		УНЦ-160х70к УНЦ-160х50к УНЦ-160х32к	СИН-32	УНЦ-160х500к	АКПП-500
1.	2	3	4	5	6
1.	Монтажная база	КрАЗ-250	КрАЗ-65101	КрАЗ-257Б1А	КрАЗ-255Б
2.	Модель тягового двигателя	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238
3.	Насос высокого давления	1 УНЦ	Трехплунжерный горизонтальный СИН32	5НК-500	5НК-500
4.	Привод насоса		От тягового двигателя автомобиля		
5.	Вместимость цистерны, м³	7,5	6	6 на раме авто 6 на раме прицепа	3
6.	Условный проход трубопроводов манифольда, мм -всасывающего -нагнетательного	100 50	100 50	100 50	100 50

1	2	3	4	5	6
7.	Габаритные размеры, мм -длина -ширина -высота	9520 2500 3300	9520 2700 3300	9850 2630 3000	8645 2750 3760
8.	Масса установки без груза, кг	15540	14339	16630	16050

Примечание.

Основные отличия СИН-32 от установки УНЦ-160х50к:

1. Применено полимерное кислотостойкое покрытие.
2. Применены электронные датчики уровня и давления с выводом их показаний в кабину водителя.

4. Технологические автоцистерны

№№ ПП	Параметры	Тип автоцистерн		
		АЦН-12с-250	АЦН-14с-65101	АЦ-10
1	2	3	4	5
1.	Монтажная база шасси автомобиля	КрАЗ-250	КрАЗ-65101	КаМАЗ 53212
2.	Вместимость цистерны автомобиля, м³	12,0	13,0	10,0
3.	Набольшая масса транспортируемой жидкости, кг	12000	14000	9000
4.	Насос для заполнения цистерны и отбора жидкости из нее: -тип -номинальная подача, дм³/с -напор, МПа -время заполнения цистерны, мин -условный проход всасывающей линии, мм -условный проход напорной линии, мм	Вихревой 28 0,28 7-8 100 65	Вихревой 28 0,3 8-9 100 63-65	Центробежной К45/55 12,5 0,55 13-14 100 50
5.	Привод насоса	Тяговой двигатель автомобиля		
6.	Всасывающее устройство -тип -рабочий агент	Эжекторный Сжатый воздух пневмосистемы автомобиля		

7.	Указатель уровня жидкости в цистерне	Поплавковый		
1	2	3	4	5
8.	Габаритные размеры автоцистерн, мм	9640х2500х2750	9950х2500х2750	8300х2500х2820
9.	Полная масса (с грузом, заправкой и экипажем), кг	24000	26000	18420

№№ ПП	П а р а м е т р ы	Тип автоцистерн		
		АЛЦ-15 автопоезд	АП-15-5320/8350ПС автопоезд	АЛЦ-8с-5337
1	2	3	4	5
1.	Монтажная база -шасси автомобиля -шасси прицепа	КАМАЗ-5320 СЗАП-8352-01	КАМАЗ-5320 ГКБ-8350	МАЗ-5337 -
2.	Вместимость цистерн, автопоезда, м ³ в т.ч. автоцистерн прицепа-цистерны	15,0 7,5 7,5	15,0 7,5 7,5	- 8,0 -
3.	Набольшая масса транспортируемой жидкости, кг автоцистерной -прицепом-цистерной	6500 6500	6500 6500	8000 -
4.	Насос для заполнения цистерны и отбора жидкости из нее	Центробежный самовсасывающий одноступенчатый АНС-60Д	Центробежный самовсасывающий НПС-4	Вихревой
5.	Характеристики насоса: -номинальная подача, дм ³ /с -напор, Мпа -время заполнения цистерны, мин -условный проход всасывающей линии, мм -условный проход напорной линии, мм	2,2-17 0,217-0,043 7-8 65 65	2,2-17 0,217-0,043 7-8 75/65 65	28 0,28 5 100 63

6.	Привод насоса	Тяговый двигатель автомобиля	Бензиновый двигатель УД-2 или УД-25	Тяговый двигатель автомобиля
1	2	3	4	5
7.	Всасывающее устройство: -тип -рабочий агент -время самовсасывания жидкости (заполнение всасывающей линии с высоты 5 метров, мин)	- - до 6	- - до 5	Эжекторный, сжатый воздух пнев-мат. автомобили 1-2
8.	Указатель уровня жидкости в цистерне	Поплавковый		
9.	Габаритные размеры, мм автоцистерны -прицепа-цистерны	7400х2500х3000 8290х2500х3000	7540х2500х3000 8290х2500х2800	6830х2500х3000 -
10.	Полная масса (с грузом, заправкой и экипажем), кг автоцистерны, не более -прицепа-цистерны, не более	15305 11500	15375 11500	16000 -

5. Цементосмесительные машины.

№№ ПП	П а р а м е т р ы	Тип установок				
		ЗАС-30С	УС6-30	УС5-30	СМ-4М	УС-4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Монтажная база	КраАЗ-255 Б1А	КраАЗ-250	КраАЗ-250	ЗИЛ-131А	КАМАЗ-43101
2.	Вместимость бункера (цистерны), м ³	13	14,5	4,2	3,2	4,0
3.	Наибольшая масса транспортируемого цемента, т	6	11	8	4	4,5
4.	Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 т/см ³ , дм ³ /с	30	27	30	6,8-10	10

5.	Плотность приотплавиваемого тапмоняжного раствора, г/см ³	1.3-2.4	1.3-2.4	1.3-2.4	1.7-2	1.85
6.	Тип смесительного устройства	Гидрооструйный	гидровакуумный	Гидрооструйный	Гидрооструйный	
1	Габаритный размеры, мм	3	4	5	6	7
7.	-длина -ширина -высота	9360 2500 3635	8860 2500 3430	9500 2500 3150	7200 2380 2520	8500 2500 3500
8.	Масса установки, кг	13675	11675	12700	7275	10480

6. Пескосмесительные агрегаты

№№ ПП	П а р а м е т р ы	Тип установок	
		УСП-50	4ПАМ
1	2	3	4
1.	Монтажная база		
2.	Тяговой двигатель	КраЗ-257Б1А	КраЗ-257
3.	Вместимость бункера, м ³	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238
4.	Наибольшая масса транспортируемого песка, т	6.83	6.5
5.	Подача винтовых конвейеров (шнеков), т/ч -рабочего -загрузочного	50 25	50 12-15
6.	Песковой насос	5ПС-10	4ПС-9
7.	Привод пескового насоса	Тяговой двигатель автомобиля	
8.	Напор пескового насоса, м	22	22-30
9.	Подача (при приотворении песчано-жидкостной смеси), дм ³ /с	40	50-16
10.	Условный проход трубопроводов, мм -подачи жидкости (песконосителя) -раздающего трубопровода	50 127	50 100

11.	Габаритные размеры, мм	9530х2630х3750	8700х2625х3650
12.	Масса установки без груза, кг	13735	14000

7. Передвижные парогенераторные установки

№№ ПП	П а р а м е т р ы	Тип установок	
		ППУА-1200/100	ППУА-1600/100
1	2	3	4
1.	Производительность по пару, кг/час	1200	1600
2.	Максимальная температура пара, °С	310	310
3.	Максимальное давление пара, МПа	9.81	9.81
4.	Расход топлива паровым котлом, кг/ч	83	110
5.	Время, необходимое для получения пара с момента пуска установки, мин	15-20	15-20
6.	Топливо для котла	Дизельное	
7.	Вместимость бака топлива, м ³	0.5	0.5
8.	Максимальное давление в топливной магистрали, МПа	1.5	1.5
9.	Насос питательный водной	ПГ-1-1/400	ПГ-1-1.6/250
10.	Насос топливный	ПФ04-25Б	ПФ04-25Б
11.	Вместимость цистерны питательной воды, л	4200	5200
12.	Привод всех механизмов установки	Тяговой двигатель автомобиля	
13.	Габаритные размеры, мм на шасси -КраЗ-257 -КраЗ-255Б -КраЗ-250 -КраЗ-260	9050х2700х3560 8588х2700х3440 - -	9520х2500х3452 9080х2724х3540
14.	Масса установки, кг, на шасси -КраЗ-250(257Б) без заправки водой и топливом -с полной заправкой -КраЗ-260(255Б) без заправки водой и топливом -с полной заправкой	13700 19200 19700 21400	15300 21000 16000 21700

8. **Передвижные компрессорные установки** СД-9/101 – для подачи сжатого воздуха в нефтяные скважины. Монтажная база – КрАЗ-255Б. Давление нагнетания 101 кгс/см², компрессор – 213М4 – 9/101, подача компрессора – 9 м³/мин.

9. **Исследовательские агрегаты ЛС-4, ЛС-6, ЛСВ-6** предназначены для спуска и подъема различных инструментов и приборов при исследовании нефтяных и газовых скважин.

Показатели	ЛС-4	ЛС-6	ЛСВ-6
Монтажная база	УАЗ-3741	ГАЗ-66	ГАЗ-71
Мощность привода, кВт	10	16	16
Глубина обслуживания, м	4000	6300	6300
Номинальное тяговое усилие, кН	4	6,3	6,3
Скорость подъема, м/с	0,25-0,5	0,4-5,3	0,4-5,3
Вместимость (м) барабана лебедки для проволоки D 1,8 мм	8000	8000	8000
D 2,0 мм		7200	7200

10. Агрегаты для механизации работ.

10.1. Промысловые самопогрузчики

Параметры	ПС-0,5к	ПС-6,5м
Монтажная база	КаМАЗ-4310	КрАЗ-260
Грузоподъемность, т	3,9	6,5
Максимальная масса одновременно натаскиваемого груза, кг	-	6500
Грузоподъемное устройство	Кран гидравлический 4030П	-
Грузоподъемность крана, кг	500	

10.2. АНР-1 – агрегат наземного ремонта. Монтажная база КрАЗ-255Б.

Вылет стрелы, м	Грузоподъемность, тонн
3,5	2
2,5	2,6
2	3

10.3. 2АОП – агрегат для обслуживания подъемных агрегатов, монтажная база УРАЛ-375А. Гидравлический кран: грузоподъемность – 500 кг. Наибольший вылет стрел – 3,6 м.

10.4. АРОК – для ремонта и техобслуживания станков-качалок. Монтажная база УРАЛ-375Д. Гидравлический кран: грузоподъемная сила (при максимальном вылете стрелы – 3,6 м) – 500 кг.

10.5. 2АРПТ – агрегат для ремонта промышленных трубопроводов. Грузоподъемность – 1,05 тонн при максимальном вылете стрелы – 7,5 м:

а) оборудование для откачки разлитой жидкости на грунт. Производительность – 16 м³/ч, напор – 16 м.

б) транспортируемые трубы: длина – 10 м,

грузоподъемность – 4 тонны.

10.6. АПШ – агрегат предназначен для перевозки глубинно-насосных штанг с механизированной погрузкой и разгрузкой. Монтажная база – седельный тягач ЗИЛ-130. Грузоподъемность крана – 500 кг, при максимальном вылете стрелы – 3,6 м.

10.7. АТЭ-6 – агрегат для погрузки и разгрузки установок ЭЦН. Монтажная база КрАЗ-255Б. Грузоподъемность – 6,5 тонн, грузоподъемность гидрокрана – 0,75 тонн, при максимальном вылете стрелы – 2,5 м.

10.8. АЗА-3 – агрегат для заглубления винтовых анкеров. Монтажная база ЗИЛ-130. Максимальная глубина погружения анкера – 3 м. Глубина бурения шурфа – 2 м, диаметр бурения – 350 мм, максимальное рабочее давление – 100 кгс/см².

10.9. 2АРВ – агрегат для ремонта водоводов. Монтажная база ГАЗ-66, грузоподъемность подъемного устройства – 500 кг.

10.10. АОЭ-1 – агрегат для обслуживания промысловых электроустановок. Монтажная база УРАЛ-43203.

Гидравлический подъемник: максимальная грузоподъемность люльки подъемника – 250 кг, максимальная высота подъема люльки – 6 м. Грузоподъемность кранового устройства – 300 кг. Максимальная грузоподъемность площадки для перевозки оборудования – 1500 кг.

10.11. АК-6 – агрегат сборки конденсата. Монтажная база КрАЗ-255Б, вместимость цистерны – 6 м³, максимальная подача – 45 м³/ч.

11. Агрегат для свабирования скважин УСС-1

Монтажная база КаМАЗ-43118, кратковременное натяжение каната не более – 80 кН, наибольшая глубина обслуживания – 2500 м, мощность двигателя – 190(260) кВт(л.с.).

22. Вентиляторы

Вентиляторы очень широко, чаще чем какие-либо другие нагнетатели применяются в системах теплогазоснабжения и вентиляции, широко используются практически и во всех других областях, потребляя в общей сложности до 10% всей вырабатываемой у нас в стране электроэнергии.

Вентиляторы используются при давлениях до 20000 и даже 30000 Па.

Помимо наиболее распространенных радиальных (центробежных) вентиляторов все заметнее применяются осевые, а в настоящее время полу-

чают признание прямоточные, смерчевые, дисковые, вихревые, диаметрально-ные вентиляторы.

В нефтегазовой промышленности вентиляторы устанавливаются на объектах сбора, хранения, подготовки и перекачки нефти и газа.

Радиальные вентиляторы

Обычный радиальный (центробежный) вентилятор (рис. 40) представляет собой лопастное рабочее колесо турбинного типа, расположенное в спиральном корпусе. При вращении колеса воздух, поступающий через входное отверстие, попадает в каналы между лопастями колеса, под действием возникающей центробежной силы он перемещается по этим каналам, собирается спиральным корпусом и направляется в его выпускное отверстие.

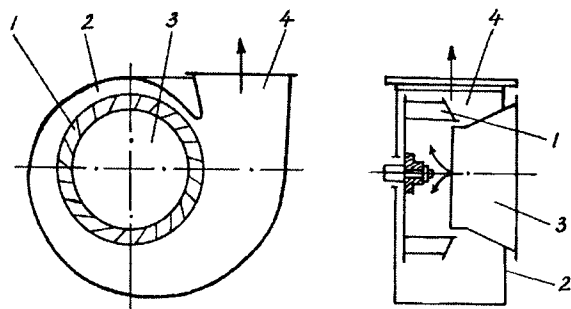


Рис. 40. Радиальный вентилятор:

1-лопастное колесо; 2-спиральный корпус; 3-входное отверстие; 4-выходное отверстие.

Вентиляторы, у которых колеса правильно вращаются по часовой стрелке при наблюдении со стороны всасывания, называют правыми, а против часовой стрелки – левыми (рис. 41).

Правильным является вращение колес по ходу разворота спиральных корпусов. При обратном же вращении колес производительность вентиляторов резко уменьшается, но реверсирования, т.е. изменения направления подачи воздуха не происходит.

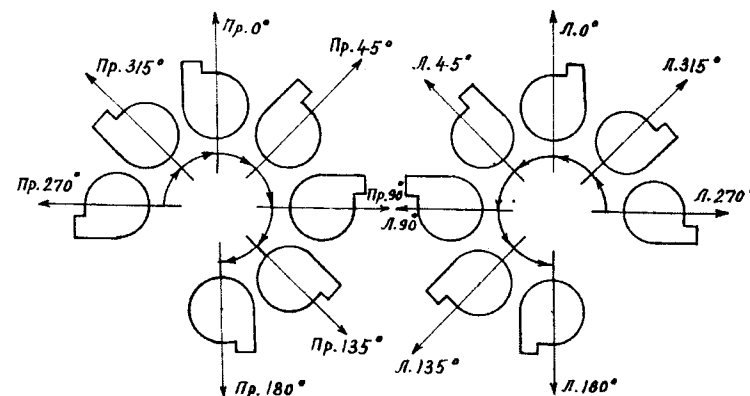


Рис. 41. Расположение спиральных корпусов

Вентиляторы, приспособленные для перемещения дымовых газов, принято называть дымососами, а для перемещения воздуха, засоренного механическими примесями, пылевыми вентиляторами.

Номер вентилятора определяется наружным диаметром колеса, измеренным в дециметрах.

Рекомендуются следующие номера вентиляторов: 1; 2,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15 (3,2); 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50.

Установлена определенная маркировка вентиляторов. Тип вентилятора обозначают индексом, который для радиальных (центробежных) вентиляторов состоит из буквы Ц (для пылевых – ЦП) и округленных при оптимальном режиме чисел пятикратной величины коэффициента полного давления (в мм.вод.столба), а после дефиса – удельная быстроходность. Например, радиальный вентилятор с коэффициентом полного давления 0,86 и удельной быстроходностью 70 обозначается Ц4-70.

Для обозначения типоразмера вентилятора к указанному индексу после дефиса приписывается номер вентилятора (например, Ц4-70-4). Для осевых вентиляторов применяют такую же систему обозначения, но без буквы. За индексом (перед номером) может быть указано в числителе число лопастей, а в знаменателе – угол их установки (например, 0,6-320-6/25-6,3).

Осевые вентиляторы

Простейший осевой вентилятор представляет собой расположенное в цилиндрическом корпусе лопастное рабочее колесо пропеллерного типа. При вращении колеса поступающий через входное отверстие воздух под воздействием лопастей перемещается между ними в осевом направлении,

причем давление увеличивается. Далее воздух поступает в выпускное отверстие. Осевые колеса состоят из втулок и прикрепленных к ним лопастей. В зависимости от профиля лопастей колеса называют нереверсивными и реверсивными.

23. Оборудование и механизмы для производства такелажных и ремонтных работ

Канаты

Для комплектования такелажных устройств, изготовления монтажных строп и чалочных приспособлений применяются стальные канаты:

типа ТК с органическим сердечником конструкции 6х37 по ГОСТ 3071-88 (табл. 150);

типа ТК с металлическим сердечником конструкции 6х19 по ГОСТ 3067-88 (табл. 151);

типа ТК с металлическим сердечником конструкции 6х37 по ГОСТ 3068-88 (табл. 152);

типа ТК с органическим сердечником конструкции 6х19 по ГОСТ 3070-88 (табл. 153).

Канат стальной двойной свивки с точечным касанием проволок в прядях типа ТК с органическим сердечником конструкции 6х37 (1+6+12+18)+1 о.с. по ГОСТ 3071-88

Таблица 150

Диаметр, мм			Расчетная площадь сечения всех проволок в канате, мм ²	Ориентировочная масса 1000 м смазанного каната, кг
каната	проволоки			
	центральной	в слоях		
	6 проволок	216 проволок		
5	0,24	0,22	8,48	82,5
5,4	0,26	0,24	10,08	98,1
5,8	0,28	0,26	11,84	115,5
6,3	0,30	0,28	13,73	134,0
6,7	0,32	0,30	15,75	153,5
7,6	0,36	0,34	20,22	197,0
8,5	0,40	0,38	25,25	246,0
9,0	0,45	0,40	28,10	273,5
11,5	0,55	0,50	43,85	427,0
13,5	0,65	0,60	63,05	613,5
13,5	0,75	0,70	85,77	834,5

Канат стальной двойной свивки типа ТК с металлическим сердечником конструкции 6х19 (1+6+12) + 1х19 (1+6+12) по ГОСТ 3067-88

Таблица 151

Диаметр, мм			Расчетная площадь сече- ния всех про- волоков в канате, мм ²	Ориентировочная мас- са 1000 м смазанного каната, кг
каната	проволоки			
	центральной	в слоях		
	7 проволок	126 проволок		
3,1	0,22	0,2	4,22	37,8
3,4	0,24	0,22	5,1	45,7
3,7	0,26	0,24	6,07	54,4
4,0	0,28	0,26	7,12	63,9
4,3	0,3	0,28	8,26	74,1
4,6	0,32	0,3	9,47	85
5,2	0,36	0,34	12,15	109
5,8	0,4	0,38	15,17	136,5
6,2	0,45	0,4	16,95	152
7,6	0,55	0,5	26,41	237
8,4	0,6	0,55	31,92	286,5
9,2	0,65	0,6	37,94	340,5
9,9	0,7	0,65	44,50	399,5
10,5	0,75	0,7	51,80	465
12,0	0,85	0,8	67,31	604
13,5	0,95	0,9	85,12	763,5
15,0	1,05	1,0	105,02	942
16,5	1,15	1,1	127,01	1140
18,5	1,3	1,2	151,80	1365

Канат стальной двойной свивки с точечным касанием в прядях типа ТК с металлическим сердечником конструкции 6х37 (1+6+12+18) + 1х37 (1+6+12+18) по ГОСТ 3068-88

Таблица 152

Диаметр, мм			Расчетная площадь сечения всех проволок в канате, мм ²	Ориентировочная мас- са 1000 м смазанного каната, кг
каната	проволоки			
	центральной	в слоях		
	7 проволок	252 проволок		
4,7	0,24	0,22	9,89	87,7
5,1	0,26	0,24	11,76	104,5
5,5	0,28	0,26	13,81	122,5
5,9	0,30	0,28	16,02	142,5
6,4	0,32	0,30	18,38	163,0
7,2	0,36	0,34	23,59	209,5
8,0	0,40	0,38	29,46	261,5
8,6	0,45	0,40	32,70	291,0
10,5	0,55	0,50	51,16	454,0
13,0	0,65	0,60	73,56	652,5

Канат стальной двойной свивки с точечным касанием проволок в прядях типа ТК с органическим сердечником конструкции 6×19 (1+6+12) + 1 о.с. по ГОСТ 3070-88

Таблица 153

Диаметр, мм			Расчетная площадь сечения всех проволок в канате, мм ²	Ориентировочная масса 1000 м смазанного каната, кг
каната	проволоки			
	центральной	в слоях		
	6 проволок	108 проволок		
3,3	0,22	0,20	3,62	35,5
3,6	0,24	0,22	4,38	42,9
3,9	0,26	0,24	5,20	51,0
4,2	0,28	0,26	6,10	59,8
4,5	0,30	0,28	7,07	69,3
4,8	0,32	0,30	8,12	79,6
5,5	0,36	0,34	10,42	102,6
5,8	0,38	0,36	11,67	114,5
6,5	0,45	0,40	14,53	142,5
8,1	0,55	0,50	22,64	222,0
9,7	0,65	0,60	32,52	319,0
13,0	0,85	0,80	57,70	565,5

Пеньковый канат

Таблица 154

Диаметр каната, мм	Допустимая нагрузка, кг	Масса 1 м, кг	Диаметр каната, мм	Допускаемая нагрузка, кг	Масса 1 м, кг
13	130	0,13	29	660	0,65
16	200	0,2	33	855	0,78
18	255	0,24	36	1020	0,93
20	315	0,3	39	1200	1,1
23	415	0,38	46	1660	1,45
26	530	0,5	52	2125	1,9
55	2225	2,15	65	2700	2,8
60	2475	2,5	70	2890	3,3

Стальной канат типа ЛКР 6×19(1+6+6/6) + 1 о.с. по ГОСТ 2688-80

Таблица 155

Диаметр, мм					Расчетная площадь сечения всех прово- лок в кана- те, мм ²	Ориентировочная масса 1000 м смазан- ного каната, кг
каната	проволоки					
	Цен-ой	Первого слоя (внутрен- него)	Второго слоя (наружного)			
			36 про- волоков	36 про- волоков		
1	2	3	4	5	6	7
3,8	0,28	0,26	0,20	0,28	5,63	55,1
4,1	0,30	0,28	0,22	0,30	6,55	64,1
4,5	0,32	0,30	0,24	0,32	7,55	73,9

1	2	3	4	5	6	7
4,8	0,34	0,32	0,26	0,34	8,62	84,4
5,1	0,36	0,34	0,28	0,36	9,76	95,5
5,6	0,40	0,38	0,30	0,40	11,90	116,5
6,2	0,45	0,40	0,34	0,45	14,47	141,6
6,9	0,50	0,45	0,38	0,50	18,05	176,6
8,3	0,60	0,55	0,45	0,60	26,15	256,0
9,1	0,65	0,60	0,50	0,65	31,18	305,0
9,9	0,70	0,65	0,55	0,70	36,66	358,6
11,0	0,80	0,75	0,60	0,80	47,19	461,6
12,0	0,85	0,80	0,65	0,85	53,87	527,0
13,0	0,90	0,85	0,70	0,90	61,00	596,6
14,0	1,00	0,95	0,75	1,00	74,40	728,0
15,0	1,10	1,00	0,80	1,10	86,28	844,0
16,5	1,20	1,10	0,90	1,20	104,61	11025,0
18,0	1,30	1,20	1,00	1,30	124,73	1220,0
19,5	1,40	1,30	1,05	1,40	143,61	1405,0
21,0	1,50	1,40	1,15	1,50	167,03	1635,0
22,5	1,60	1,50	1,20	1,60	188,78	1850,0
24,0	1,70	1,60	1,30	1,70	215,49	2110,0
27,0	1,90	1,80	1,50	1,90	274,31	2685,0
30,5	2,20	2,10	1,60	2,20	356,72	3490,0
32,0	2,30	2,20	1,70	2,30	393,06	3845,0

Нормы отбраковки используемых канатов по числу оборванных проволок

Таблица 156

Первоначальный коэффициент запаса прочности при установленном правиле соотношении D/d	Конструкция каната					
	6х19 и один органический сердечник		6х37 и один органический сердечник		6х61 и один органический сердечник	
	Число обрывов проволок на длине одного шага свивки каната, при котором канат должен быть забракован					
	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка
До 6	12	6	22	11	36	18
Свыше 6	14	7	26	13	38	19
Свыше 7	16	8	30	15	40	20

D – диаметр барабана лебедки или ролика блока, мм;

d – диаметр каната, мм.

Нормы браковки каната в зависимости от поверхностного износа или коррозии:

Таблица 157

Уменьшение диаметра проволок в результате поверхностного износа или коррозии, %	Коэффициент А уменьшения допускаемого числа обрывов
10	0.85
15	0.75
20	0.70
25	0.60
30	0.50
40 и более	Канат бракуется

Стропы

На монтажных и ремонтных работах используются стропы трех типов: универсальные, двухпетлевые, канатная ветвь (варианты I-IV) (рис. 42). Стропы изготавливаются из стальных канатов, свитых из тонкой проволоки с маркировочной группой 1568 и 1764 Н/мм². Характеристика строп приведена в табл. 158, 159.

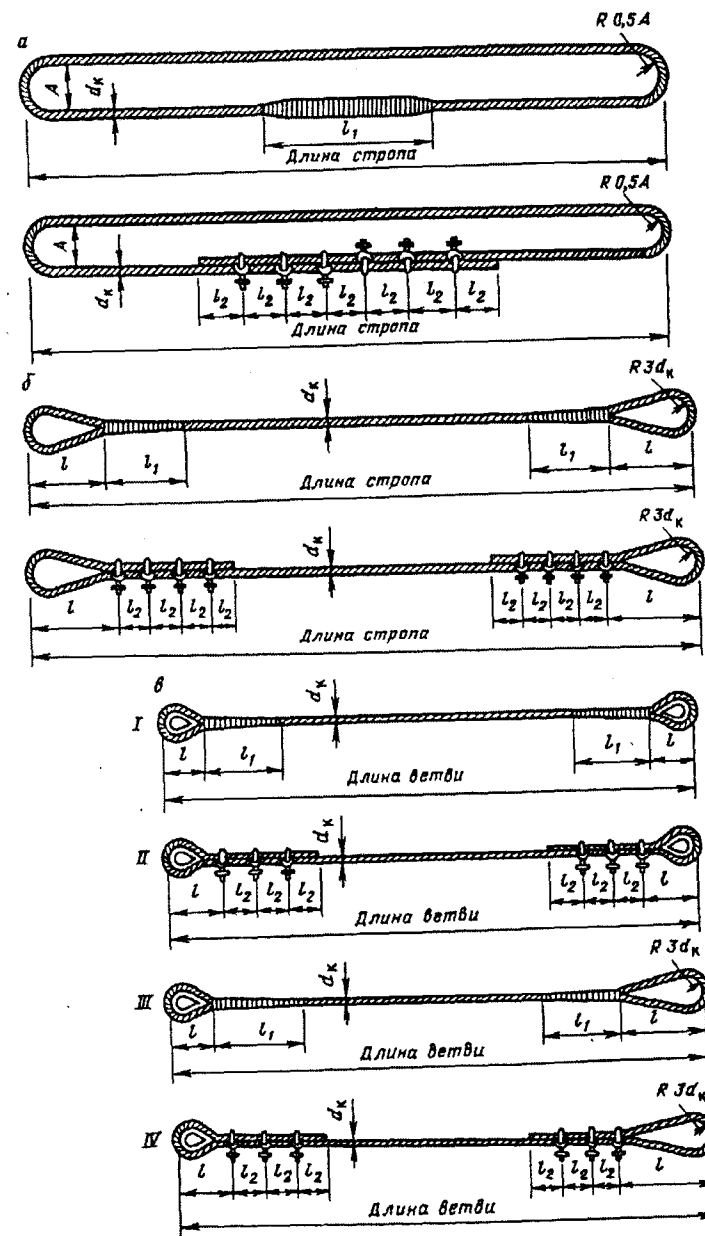


Рис. 42. Конструкция и размеры стропов:

а – универсальная; б – двухпетлевая; в – канатная ветвь (варианты I-IV).

Основные параметры и размеры универсальных строп

Таблица 158

Обозначение строп	Грузоподъемность строп, т	Расчетное разрывное усилие ветви каната, Н	Длина строп, мм	А	I ₁	I ₂	Диаметр каната, d _к , мм						Проволока 01	Зажим			
							1568 МПа							1764 МПа		Длина развртки, мм	Число на одно соединение
							ГОСТ 3071-88	ГОСТ 3079-80	ГОСТ 7668-80	ГОСТ 3071-88	ГОСТ 3079-80	ГОСТ 7668-80					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
УСК-0,32-2	0,22	9400	800-30000	50	250	60	-	-	-	-	6,5	6,3	7400	8	6		
	0,25	10600		50	250	60	-	-	-	-	6,5	6,3	7400	8	6		
	У-0,4-2	0,28		11800	50	250	60	-	-	-	5	6,5	6,3	7400	8	6	
0,32		13200		50	250	60	-	-	-	5,4	6,5	6,3	7400	8	6		
УСК-0,5-2	0,35	14700	1500-30000	50	250	60	-	-	-	5,8	6,5	6,3	7400	8	6		
УСК-0,63-2	0,45	18500		50	250	60	-	-	-	6,3	6,5	6,3	7400	8	6		
УСК-0,8-2	0,56	23500		50	300	60	7,6	-	-	7,6	-	6,7	12000	10	6		
УСК-1,0-2	0,7	29400		50	300	60	8,5	-	-	-	-	-	8,1	12000	10	6	
УСК-1,25-2	0,88	36800	2000-30000	50	300	60	-	-	-	9	-	8,1	17400	10	6		
УСК-1,6-2	1,1	47000		150	400	105	11,5	-	9,7	-	-	-	22000	13	6		
УСК-2,0-2	1,4	59000		150	400	105	-	-	11,5	11,5	-	-	22000	13	6		
УСК-2,5-2	1,8	74000		150	500	105	13,5	-	-	-	-	-	11,5	34000	16	6	
УСК-3,2-2	2,3	94000	2000-30000	150	500	105	15,5	-	-	-	13,5	13,5	34000	16	6		
УСК-4,0-2	2,8	118000		150	600	105	-	-	-	15,5	15,5	15	51000	19	6		
УСК-5,0-2	3,55	147000		200	600	105	-	-	-	-	17,0	16,5	51000	19	6		
УСК-6,3-2	4,45	185000		200	700	165	-	-	-	20	-	19,5	-	85000	22	6	
УСК-8,0-2	5,65	235000	2000-30000	200	800	165	-	-	22	22,5	21,5	-	104000	22	6		
УСК-10,0-2	7,1	294000		200	900	165	-	25	-	24,5	-	-	23,5	127000	25	6	
УСК-12,5-2	8,5	368000		200	1000	165	29	-	-	-	-	27	27	150000	28	6	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
УСК-16-2	11,3	470000	2500-30000	2500	1100	210	33,5	-	31	-	30,5	-	181600	32	6
УСК-20-2	20	588600		2500	1200	210	-	-	-	-	35	34,5	214000	36	6
УСК-25-2	25	735750		2500	1250	260	-	-	-	-	39	39	262000	40	6
УСК-32-2	32	941760		2500	1250	260	-	-	-	-	43	43	288000	45	6

Основные параметры и размеры двухпетлевых грузовых канатных строп

Таблица 159

Обозначение стропы	Грузоподъемность, т	Длина стропа, мм	Расчетное разрывное усилие ветви каната, Н	Длина петли стропа, мм	Проволока 01	Диаметр каната, мм								Зажим	
						1568 МПа				1764 МПа				Диа-метр, мм	Число на одно соеди-нение
						ГОСТ 3071-88	ГОСТ 3079-80	ГОСТ 7668-80	ГОСТ 3071-88	ГОСТ 3079-80	ГОСТ 7668-80				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
УСК-0,32-1	0,22	1000-15000	18800		5580	-	-	-	6,3	-	-	8	3		
	0,25		21200		-	-	6,7	-	6,3	10	3				
	0,28		23500		7,6	-	-	-	6,7	10	3				
	0,32		26500		7,6	-	7,6	-	8,1	10	3				
УСК-0,5-1	0,35	2000-20000	29400	240	7650	8,5	-	-	-	-	8,1	10	3		
	0,4		32900		11,5	-	8	-	8,1	10	3				
	0,45		37100		11,5	-	9	-	9	10	3				
	0,5		41200		11,5	-	9,7	-	9,7	13	3				
УСК-0,8-1	0,56	2000-20000	47100		14300	11,5	-	-	9,7	-	9,7	13	3		
	0,63		52900		11,5	-	-	-	9,7	13	3				
	0,7		58900		13,5	-	11,5	-	9,7	13	3				
	0,78		64800		13,5	-	-	-	-	16	3				
УСК-1,25-1	0,88	2000-20000	73600	320	14300	13,5	-	-	-	-	11,5	16	3		
	1		82400		13,5	13,5	13,5	-	16	3					
	1,3		94200		15,5	-	-	13,5	16	3					
			106000		15,6	15	-	-	-	19	4				
УСК-2-1	1,4		118000		37000	-	-	-	15,5	15,5	15	19	4		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	1,6	3000-25000	132000		37000	-	-	-	15,5	15,5	15	19	4
УСК-2,5-1	1,8		147000		37000	22,5	-	-	-	17	16,5	19	4
УСК-3,2-1	2		165000		37000	22,5	19,5	-	-	-	18	22	4
УСК-4-1	2,3		188000		39800	22,5	-	20	-	19,5	-	22	4
УСК-5-1	2,55	4000-30000	212000		39800	-	21,5	-	-	-	20	22	4
УСК-6,3-1	2,8		235000	400	54500	-	-	-	22	22,5	21,5	22	4
УСК-8-1	3,2		265000		54500	24,5	-	23,5	-	23	-	22	4
УСК-10-1	3,55		294000		59200	-	25	-	24,5	-	23,5	25	5
УСК-12,5-1	4	4000-30000	329000		59200	-	27	-	27	-	25,5	28	5
УСК-16-1	4,45		412000		65200	29	-	-	-	27	27	28	5
УСК-20-1	5		471000		11100	-	-	29	29	29	-	28	5
УСК-25-1	5,65		529000	500	11100	33,5	-	31	-	30,5	-	32	5
УСК-32-1	6,36	30000	589000		15600	-	-	33	33,5	33	-	36	5
	7,1		647000		15600	38	-	35	36,5	-	33	36	5
	7,8		736000	500	21200	-	-	38,5	-	35	-	36	5
	8,5		942000	500	21200	-	-	39,5	39,5	39	-	40	5
	16	4000-	1177600	600	258000	-	-	-	-	43	43	45	6
	20		1471500	600	258000	-	-	-	-	50	50,5	56	6
	25		1883520	600	316000	-	-	-	-	54	53,5	56	6
	32					-	-	-	-	62	60,5	63	6

Грузоподъемные механизмы

Тали с червячной передачей

Таблица 160

Грузо-подъемность, т	Высота подъема груза, м	Размеры, мм			Усилие тяговой цепи, кгс	Масса, кг
		Длина (в стянутом виде)	Ширина	Ширина сбоку		
1	3	570	240	270	35	32
3,2	3	860	360	340	65	75
5	3	1060	460	440	75	145
8	3	1200	570	500	75	270
12,5	3	1900	700	670	75	410

Тали ручные шестеренные

Таблица 161

Тип	Грузо-подъемность, т	Высота подъема груза, м	Размеры			Усилие тяговой цепи, кгс	Масса, кг
			Длина (в стянутом виде)	Ширина	Ширина сбоку		
А	0,25	3; 6	280	160	150	25	15
	0,50		320	180	210	32	20
	1,0	9; 12	360	220	250	32	30
	2,0		470	250	280	50	50
Б	3,2	3; 6; 12	680	280	330	50	70
	5,0		800	280	350	50	125

Для подъема грузов на небольшую высоту применяются ручные тали (табл. 160, 161).

При необходимости совмещения подъема и горизонтального перемещения грузов тали используются совместно с кошками (табл. 162, 163).

Тали с червячной передачей передвижные

Таблица 162

Грузо-подъемность, т	Высота подъема груза, м	Тяговое усилие на цепях, кгс		Размеры, мм				Двухтавровые балки	Радиус закругления пути, м	Масса, кг
		подъема	передвижения	Н	Л	В	В ₁			
1,0	3	35	10	460	260	140	200	16-33	1,2	52
3,2	3	65	18	700	310	180	230	22-45	2,0	120
5,0	3	75	20	860	380	210	260	30-45	2,5	200
8,0	3	75	25	1100	460	250	300	40-50	3,0	410

Таблица 163

Тип кошек	Грузо- подъем- ность, т	Тяговое уси- лие на цепи механизма передвиже- ния, кгс	Размеры, мм				Двухта- вровые балки	Радиус закруг- ления пути, м	Масса, кг
			h	L	B	B ₁			
А	0,25	-	50	190	85	-	12, 14, 16	0,8	5
	0,50	-	60	230	90	-	14, 16, 18	1,0	9
	1,0	-	80	260	110	-	16, 18, 20	1,0	13
Б	1,0	10	80	260	110	180	16, 18, 20	1,0	20
	2,0	15	100	370	120	200	20, 22, 24	1,6	30
	3,2	18	120	310	130	220	22, 24, 27	2,0	40

Оборудование для газосварочных работ

Удельные расходы газов для производства сварочных работ приведе-
ны в табл. 164. Техническая характеристика стальных баллонов для газа по-
мещена в табл. 165.

Удельные расходы газа для сварки и резки металла

Таблица 164

Газ	Удельный расход газа на монтаж 1 т		Расход газа на 1 м ³ кислорода
	тепломеханического оборудования	металло- конструкций	
Кислород, м ³	10,0	3,0	-
Пропан-бутан:			
газообразный, м ³	3,0	4,0	0,3
жидкий, л	12,0	4,0	1,2
Природный газ, м ³	10,0	3,0	1,0
Ацетилен, м ³	5,0	1,5	0,5

Техническая характеристика стальных баллонов для газов

Таблица 165

Наименование	Тип	Предель- ное дав- ление, МПа	Испыта- тельное давление, МПа	Состояние газа	Количество газа, см ³	Жидкостная емкость, л
Кислородный баллон	А	15	22,5	сжатый	6000	40
Ацетиленовый баллон	Б	1,6	3	растворен- ный	5520	40

Продолжение таблицы 165

Наименование	Цвет окраски	Надпись	Цвет надписи	Размеры: высота х диаметр х толщина стенки, мм	Масса без газа, кг
Кислородный баллон	голубой	"Кисло- род"	черный	1390х219х8	67
Ацетиленовый баллон	белый	"Ацети- лен"	красный	1390х219х7	52

24. Пожаробезопасность

Скорость выгорания нефти

Сырая нефть способна при горении прогреваться в глубину, образуя
всевозрастающий гомотермический слой. Скорость ее выгорания 9-12 см/ч;
скорость нарастания прогретого слоя 24-36 см/ч; температура прогретого
слоя 130-160°C; температура пламени - 1100°C.

Средняя скорость выгорания жидкостей в резервуарах без влияния ветра

Таблица 166

Жидкость	Скорость		Теплота		
	выгорания		прогрев слоя, см/мин	сгорания, кДж/кг	пожара, кДж (м ³ .мин)
	кг/м ³ , мин.	см/мин.			
Нефть	1,20	0,23	0,50	41900	42800
Мазут	2,10	0,17	0,50	39800	67700
Дизтопливо	3,30	0,33	-	43000	120600

Огнетушители

Огнетушители углекислотные (ОУ) (табл. 167) предназначены для
тушения загорания различных горючих веществ, горение которых не может
происходить без доступа воздуха (в т.ч. электроустановок до 1000В).

Эксплуатируются при температуре от -40 до +50°C. Перезарядка -
один раз в 5 лет.

Таблица 167

Марка огне- туши- теля	Вмести- мость, л	Масса заряда, кг	Время выхода заряда, с	Огнетушащая способность	Габариты, мм	Масса с зарядом, кг
ОУ-2	2	1,4	8	10В	440х220	6,5
ОУ-3	3	2,1	8	13В	500х220	6,8
ОУ-5	5	3,5	9	34В	570х270	14
ОУ-6	6	4,2	10	34В	850х520	14,5
ОУ-8	8	5,6	12	55В	1000х570	15,8
ОУ-10	10	7	15	55В	1200х370	30
ОУ-20	2х10	14	15	55В	1250х415х280	50
ОУ-40	40	28	15	89В	700х1650х400	160,5
ОУ-80	2х40	56	15	144В	800х1700х760	239

Порошковые огнетушители (ОП) (табл. 168) заряжены огнетушащим порошком и закачены газом (воздух, азот, углекислый газ) до давления 16 атм.

Предназначены для тушения пожаров класса А, В, С или ВС, в зависимости от типа применяемого порошка, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В. Снабжены запорными устройствами, обеспечивающими свободное открывание и закрывание простым движением руки.

Эксплуатируются при температуре от -40 до +50°C. Перезарядка – один раз в 5 лет.

Таблица 168

Марка огнетушителя	Масса заряда, кг	Длина вы-броса, м	Время выхода заряда, с	Огнетуша-щая способ-ность	Габариты, мм	Масса с зарядом, кг
ОП-1 (З)	1,0	3	5	1А 13В	280х90	2,2
ОП-2 (З)	2,0	3	6	1А 21В	300х120	3,7
ОП-3 (З)	3,0	3	8	2А 34В	435х120	5,2
ОП-5 (З)	5,0	3,5	10	2А 55В	530х150	8,2
ОП-10 (З)	10,0	4,5	13	4А 144В	620х180	16
ОП-50 (З)	42,5	6	20	10А 233В	1050х700х550	85

Огнетушители унифицированные (ОПУ) (табл. 169) отличаются от закачных механизмом создания избыточного давления в корпусе огнетушителя (баллон со сжатым газом или газогенератор).

Огнетушители ОПА-100 и МАУПТ являются системами автоматического порошкового пожаротушения модульного типа.

Таблица 169

Марка огнетушителя	Масса заряда, кг	Время выхода заряда, с	Длина вы-броса, м	Габариты, мм	Масса с зарядом, кг
ОПУ-5	4	6	3,0	460х225х198	9,5
ОП-10 (Г)	9	13	4,5	600х220	16
ОП-50	45	9	25	450х480х1100	100
ОП-100	90	12	45	630х800х1170	167
ОПА-100	90	12	45	630х800х1170	167

Эксплуатируется при температуре от -40 до +50°C. Перезарядка – один раз в 5 лет.

Огнетушители воздушно-пенные (ОВП) (табл. 170) используются при тушении пожаров классов А и В (дерево, бумага, краски и ГСМ). Огнетушащий состав – раствор пенообразователя. Применение для тушения электроустановок, находящихся под напряжением, не допускается.

Эксплуатируется при температуре от +5 до +50°C. Перезарядка – один раз в год.

Таблица 170

Марка огнетушителя	Вместимость, л	Время выхода заряда, с	Дальность выброса, м	Габариты, мм	Масса с зарядом, кг
ОВП-10	10	45	4	690х350х175	16
ОВП-50	50	40	3,5	1040х450х420	80
ОВП-100	100	65	6,5	1170х630х630	148
ОВП-250	250	45	9	1800х900х1000	480

Нормы первичных средств пожаротушения на объектах добычи нефти

Таблица 171

Объекты	Огнетушители		Ящики с песком объемом, м ³		Лопаты	Ломы	Багры	Ведра пожарные	Кошмы размером 2х2 м
	пенные	углекислотные и порошковые	0,5	1,0					
100 м ² площади нефтепромыслов	2	-	-	1	2	1	2	2	-
Насосные перекачки нефти на 50 м ²	2	1	3	-	3	-	-	2	2
Водонасосная станция	1	1	-	-	-	-	-	-	-

25. Техническое диагностирование и экспертное обследование нефтепромыслового оборудования и трубопроводов методами неразрушающего контроля.

Методы неразрушающего контроля и технические средства, необходимые для проведения работ

- Нахождение трассы и мест повреждения изоляции трубопроводов
 - Искатель повреждений изоляции подземных трубопроводов типа УКИ-1, АНПИ, ИПИГ-2 или система обследования трубопроводов "С-SCAN"
 - Искровой дефектоскоп для контроля сплошности изоляции типа Крона
 - Толщиномер изоляционных покрытий типа МТ-0,1, МТ-30Н, МТ-33Н
 - Адгезиметр типа АР-2
 - Прибор СМ-1 для покрытий на основе битума
- Визуальный и измерительный контроль
- Ультразвуковая толщинометрия

- Толщиномер ультразвуковой типа УТ-93П
- 4. Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений
 - Ультразвуковой дефектоскоп типа УД2-12 или приборы типа "Авиур", "Скаруч"
- 5. Неразрушающий контроль временного сопротивления разрыву основного металла (твердометрия)
 - Переносной твердометр типа 54-369М или переносной твердометр типа ТЭМП-2
- 6. Метод акустической эмиссии
 - Акустико-эмиссионный прибор типа ЛОКУС-3080 или комплекс "Спартан"
- 7. Цветная дефектоскопия сварного шва
- 8. Вихревой метод
 - Вихретоковый дефектоскоп 54-245М
- 9. Магнитный метод

26. Нормы расхода материально-технических ресурсов

Таблица 172

№	Наименование МТР	Единицы измерения	Норма расхода
1	2	3	4
1	Насосно-компрессорные трубы		
1.1	Оборудование новых скважин, вводимых в эксплуатацию - фонтанных - насосных - нагнетательных	т/скв т/скв т/скв	13,8 14,1 18,0
1.2	Замена изношенных труб в эксплуатационных скважинах	% от экспл. парка труб	7,0
1.3	Дооборудование скважин, переводимых с глубинно-насосного способа эксплуатации под нагнетание	т/скв	4,5
1.4	Капитальный ремонт скважин	т/действ.скв	0,06
2	Стальной канат		
2.1	Добыча нефти - эксплуатационные нужды промыслов - подземный и капитальный ремонт	т/млн.т.доб.нефти кг/действ.скв. кг/действ.скв.	23,0 5,2 17,0
3	Тампонажный цемент		
3.1	Капитальный ремонт скважин	т/действ.скв	1,7
4	Сода кальцинированная		
4.1	Прочая продукция	т/млн.т.доб.нефти	1,5
5	Дезмульгаторы для промысловой подготовки нефти	г/т доб.нефти	137,0
6	Штанги глубинно-насосные		
6.1	Для ввода новых скважин	шт/скв	160
6.2	На замену изношенных	% от действ.парка штанг	7,0
6.3	Для перевода с других способов эксплуатации	шт/скв	178

1	2	3	4
7	Штанговые глубинные насосы		
7.1	На замену изношенных	шт/скв	0,3
8	Индустриальные масла		
8.1	станки-качалки АКЗП-10 И-40А	кг/на станок в год	137,3
8.2	центробежные насосы Ц-20А	кг/на насос в год	883,3
9	Солидол	кг/на 1 насос тех.ремонт	0,4
10	Ремни для станков-качалок	шт/ск	5,7
11	Масляная краска	кг/действ.скв.	2,5
12	Олифа	кг/действ.скв.	0,8
13	Вода пресная		
13.1	промывка промысловых водоводов	м3/т добытой нефти	0,003
14	Ключ накидной		
	- 30 мм	шт/на бригаду	3
	-32 мм	шт/на бригаду	3
15	Ключ Халилова		
	- 2"	шт/на бригаду	2
	-2,5"	шт/на бригаду	2
16	Ключ газовый	шт/на бригаду	1
17	Ключ гаечный		
	10х12	шт/на бригаду	3
	14х17	шт/на бригаду	3
	17х19	шт/на бригаду	4
	22х24	шт/на бригаду	5
	24х27	шт/на бригаду	5
	27х30	шт/на бригаду	5
	30х32	шт/на бригаду	5
18	Динамограф	шт/на бригаду	1

27. Нормативная часть

Нормативы численности рабочих цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ)

Таблица 173

№№ пп	Виды работ	Ед.изм.	Норм.числ., чел
1	Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, связанного технологически со скв., нефтепроводов, ГЗУ, ГЗНУ, ДНС, ловушек и др. (с переходами)	1 нефт. скв. экспл. фонда	0,07
2	Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) при круглосуточной работе	1 ЦДНГ	4,88
3	Дежурный оператор по добыче нефти в 2-3 смены	1 ЦДНГ	6,51
4	Круглосуточное обслуживание ДНС		
	при одном операторе в смену	1 ДНС	4,88
	при двух операторах в смену	1 ДНС	9,76
5	Общепромысловые хозяйственные работы (кладовщик, уборщик произв. помещений, распределитель работ)	Цех	3

Дополнительно предусматривается:

На основании аттестации рабочих мест по условиям труда при обслуживании нефтепромысловых объектов (нефтяных скважин, ГУ, ГЗНУ), выделяющих свободный сероводород, к нормативам численности и нормам обслуживания, предусматривающим обслуживание одним человеком в смену, применяется $k=1,6$ (согласно общим требованиям техники безопасности).

**Нормативы численности руководителей и
специалистов цеха добычи нефти и газа**

*Наименование должностей:
начальник цеха (нефтепромысла), инженер, инженер-технолог, геолог,
инженер по нормированию труда и планированию, техник.*

Таблица 174

Среднегодовой эксплуатационный фонд добывающих скважин (Фэ), ед	Нормативы численности при годовом объеме добычи нефти (Дц), млн.т.						
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
300	5	5	6	6	6	7	7
350	5	6	6	6	7	7	7
400	6	6	6	7	7	7	8
450	6	6	7	7	7	8	8
500	6	7	7	7	8	8	8
550	7	7	7	8	8	8	9
600	7	7	8	8	8	9	9
650	7	8	8	8	9	9	9
700	8	8	8	8	9	9	9
750	8	8	8	9	9	9	10
800	8	8	9	9	9	10	10
850	8	9	9	9	10	10	10
900	9	9	9	10	10	10	11
1000	9	9	10	10	10	11	11

Дополнительно предусматривается:

- на каждую бригаду по добыче нефти при обслуживании 100 скважин или 12-15 типовых кустов (по 8 скважин) с находящимися на них нефтепромысловыми объектами – 1 ед. (мастер по добыче нефти);
- при обслуживании нефтепромыслового оборудования в условиях речной эксплуатации применять $k=1,2$

28. Цены
Ориентировочная сметная стоимость
строительства трубопроводов по АО
"Татнефть"

Таблица 175

№№ пп	Наименование показателей	Диаметр, толщина стенки, мм	Цены за 1 м по 1991 г., руб.	Рыночный коэф- фициент 1998 года К _{рын} *	Цены за 1м на 1998 год, руб
1	2	3	4	5	6
1	Водоводы				
1.1	Высоконапорные				
	-стальные (с битумно- резиновой наружной изо- ляцией)	89х6,5	14,2	5,853/5,879	83,1/83,5
		89,7	15,0		87,8/88,2
		114х4	13,6		79,6/80
		114х4,5	14,6		85,5/85,8
		114х9	24,0		140,5/141,1
		114х10	25,0		146,3/147
		152х12	26,3		153,9/154,6
		159х6,5	22,0		128,8/129,3
		159х9	28,0		163,9/164,6
		159х12	30,0		175,6/176,4
		219х16	53,0		310,2/311,6
	-МПП (с наружной поли- этиленовой изоляцией)	89х6,5	24,0		140,5/141,1
		89х7	24,5		143,4/144,0
		114х9	28,3		165,6/166,4
1.2	Низконапорные				
	-стальные (с битумно- резиновой наружной изо- ляцией)	159х12	33,0		
		219х6	27,5		161,0/161,7
		219х10	39,0		228,3/229,3
		219х16	53,0		228,3/229,3
		219х20	60,0		351,2/352,7

1	2	3	4	5	6
2	Трубопроводы системы нефтесбора	273x8	37,9		221,8/222,8
		273x9	41,0		240,0/241,0
		273x14	60,0		351,2/352,7
		273x20	78,0		456,5/458,6
		325x8	44,0		257,5/258,7
		325x9	47,0		275,1/276,3
		377x9	55,0		321,9/323,3
		377x12	74,0		433,1/435,0
		426x7	56,0		327,8/329,2
		426x8	60,0		351,2/352,7
		426x9	64,0		374,6/376,2
		530x10	102,0		597/599,7
		- МПТ (с наружной полиэтиленовой изоляцией)	273x9	57,4	336/337,5
		- остеклованные	273x9	96,0	561,9/564,4
2.1	Выкидные				
2.2	Сборные и напорные	- МПТ (с наружной полиэтиленовой изоляцией)	114x4,5	24,0	140,5/141,1
		- стальные (с полиэтиленовой наружной изоляцией)	89x7	22,0	128,8/129,3
			114x4	13,3	77,8/78,2
			114x9	20,7	121,2/121,7
		- покрытые другими композициями (с битумной и битумно-резиновой наружной изоляцией)	114x4,5	14,6	85,5/85,8
			114x5	15,3	89,6/89,9
		- МПТ	114x4,5	25,6	149,8/150,5
			159x5,5	28,1	164,5/165,2

1	2	3	4	5	6
2.3	Товарные нефти	- стальные (с полиэтиленовой наружной изоляцией)	114x4,5	14,5	84,9/85,2
			159x6	23,6	138,1/138,7
			219x8	30,0	175,6/176,4
		- покрытые другими композициями (с битумной и битумно-резиновой наружной изоляцией)	159x5	20,3	118,8/119,3
			159x6	21,8	127,6/128,2
			159x7	23,5	137,5/138,2
			219x7	29,7	173,8/174,6
			219x8	32,6	190,8/191,7
			219x20	60,0	351,2/352,7
			273x9	40,9	239,4/240,5
			325x8	44,0	256,5/258,7
			325x9	47,0	275,1/276,3
2.4	Технологические (разные)	- покрытые другими композициями (с битумной и битумно-резиновой наружной изоляцией)	377x9	55,0	321,9/323,3
		- покрытые другими композициями	325x9	47,0	275,1/276,3

Примечания:

1. Стоимость 1 м строительства (СМР) трубопроводов колеблется в зависимости от условий СМР.

2. * $K_{\text{рын}}$ -числитель; $K_{\text{рын}}$ средний за 1998 г. = 5,853
знаменатель - $K_{\text{рын}}$ на декабрь м-ц = 5,879

Цены на нефтепромысловое оборудование

Таблица 176

1	2	3
Стоимость устьевой арматуры по заводам на сентябрь 1999 г. (руб)		
г. Волгоград, "Баррикада", государственное предприятие		
Арматура фонтанная:	АФК1-62х21	48732
	АФК1-65х35	51168
	АФК3-65х21	68330
	АФК3-65х35	72257
	АФК6-65х21	78314
	АФК3-65х35	82994
Арматура нагнетательная:	АНК1-65х21	45900
	АНК1-65х35	48195
Тюменская область, г.Ноябрьск, ЗАО "Нефтемашвнедрение"		
Арматура нагнетательная	АНК1 (5 задвижек)-65х21 СУ-6	47500
ТУ 3665-001-12503692-93	АНК1 (5 задвижек)-65х21 СУ-10	50200
Арматура нагнетательная малогабаритная	АНК 65х21-М (центральная задвижка 3М-65х21)	42000
	АНК2-65х21-М (задвижки ЗМС-65х21)	39000
Арматура нагнетательная малогабаритная с колонным фланцем	АНК 65х21-МФ (центральной задвижка 3М-65х21)	43000
Арматура универсальная малогабаритная	АФК1-65х21-ДСУ-6 (центральной задвижка 3М-65х21)	49800
	АФК1-65х21-УМФ с колонным фланцем	49000

1	2	3
Арматура фонтанная	АФК1-65х21-СУ-6 (5 задвижек)	48500
ТУ 3665-001-12503692-93	АФК1-65х21-СУ-10 (5 задвижек)	52000
	АФК1Э-65х14-ХЛ (4 крана)	27000
	АФК1Э2-65х14-ХЛ (5 кранов)	30000
Арматура фонтанная малогабаритная	АФК1-65х21ЭМ (4 задвижки ЗМС-65х21)	48500
Арматура устьевая для штанговых насосов	АУШ-40х14	36000
Оборудование для обвязки устья	ООУС2-21-146(168)х245-6(10)	27000
ТУ 3665-002-12503692-92 (2 - колонной конструкции)	ООУС2-21-146х219-6(10)	25000
	КГК1-21-146(168)х245-6(10)	37000
Оборудование для обвязки устья		
ТУ 3665-002-12503692-92 (3 - колонной конструкции)	ООУС3-21-146(168)х245х324-6(10)	38000
	КГК-350-146(168)х245х324-10	75000
Арматура фонтанная для гидро- разрыва пласта	АФМ 89х700	109600
	АФМ 89х700	69500
Арматура водяных скважин	АВС-1.6(4)-426(324)	32000

1	2	3
Тюмень, Сибнефтегазмаш завод, ОАО		
Арматура нагнетательная с шиберной задвижкой	АН 21х65А (4 задвижки)	36996
Арматура нагнетательная	АЦН 65х21 (4 задвижки)	36996
Арматура фонтанная	АФК 165х65-21ХЛ	66822
	АФК 365х65-21ХЛ специальная	85207
	АФК6 100х100-21ХЛ	199157
	АФК150х100-21ХЛ	221239
	АФК6 100х100-35ХЛ	253793
Пермь, Синергия, ЗАО		
Арматура устьевая	СИНОО.99.007.000	76660
Челябинск, Станкомаш, ОАО		
Арматура фонтанная	АФК-65х140	10800
ТУ 26-02-1145-93	АФК1-65х21	61800
	АФКЭ1-65х21	65220
	АФК1-65х35	101400
	АФК1-65х35К2	140400
	АФК3-65х21	75300
	АФК1-65х35	132600
	АФК3-65х35К2	171600
	АФК6-65х35	168240
Арматура фонтанная		
ТУ АФ21.00.000	АФ 6-80/50х70	256200
Арматура нагнетательная		
ТУ 26-02-1145-93	АНК1-65х21 (3 задвижки)	51360

1	2	3
Киев, Тяжмашимпекс, Укр.национ.внешнеэконом.корпорация		
Арматура фонтанная	АФК 6-65х35	18460\$
	АФК 6-65х21	17970\$
	АФК 6-80/50х70	46300\$
	АФК 3-65х35	19160\$
	АФК 6-65х21	18680\$
Москва, Инструмент-импекс, Торг.-пром. Компания, ОАО		
Фонтанная арматура	АФК 1, АФК 3, АФК 6	55000
Обвязка колонны	ОКК-1, ОКК-2	180000
Свердловская обл., комбинат Электрхимприбор, гос.предприятие		
Арматура нагнетательная	АН-65х210 (МР 48.00.00.000)	58800
Арматура фонтанная	АФК 6-100х350 ХЛ	268800
	АФК 6-65х210 ХЛ (Ж 83-Р1194)	234000
Пермь, Мотовилихинский завод нефтепромышленного оборудования, ОАО		
Станки-качалки	ОМ-200	10300\$
Ижевский завод нефт. Машиностроения		
Станки-качалки	ПНШ 60-2, 1-25	190440
	ПНШ 80-30-40	203580
Ижевск, ОАО "Редуктор"		
Станки-качалки	СКДР 3-1,5	75400
	СКР-2,1	123250
	СКДР 4-2,1	123250
	СКР5-3	153700
	СКДР 5-3,5	153700
	СКР 6-2,1	153700

1	2	3
	СКДР 6-2,5	153700
	СКДР 6-3	153700
	СКМР 6-2,5	153700
	СКДР 8-3	174000
	СКДР 10-3,5	200100
	СКДР 12-3	200100
Екатеринбург, Уралтрансаш, гос.объединение		
Станки-качалки	ПШГНТ 4-1,5	57675
	ПШГНТ 6-3500	165710
	ПШГН 6-3,0-5500	159812
	ПШГН 06-2,5	119622
	ПШГН 8-3,0-5500	160913
	ПШГНТ 8-3,0-5500	166706
	ПШГН 08-3,0-5500	186154
	ПШГНТ 10-3,0-5500	175258
	ПШГНТ 12-3,0-5500	202437
Станок-качалка передвижная, буксируемая	ПШГНТ-ПБ	расчетная
Станок-качалка с газосиловой установкой	ПШГНТ ГСУ 8-3	расчетная
Сумская обл., Ахторка, Нефтепромаш, АО		
Станок-качалка	СК 3-1,5 710	7532\$
	СК 12-3,0-5500	22643\$
	СК 6-2,5-2800	договор
	СК 8-3,0-4000	договор
	СК 9-3,5-5500	договор
	СК 15-5-9500	договор

1	2	3
Стоимость насосных штанг (руб)		
Пермь, Мотовилихинский завод предприятие спец. машиностроения, ОАО		
Штанга насосная	ШН-19-8000 (Д 19, 22 мм; L 8000-10000 мм)	20\$
	ШН-22-8000 (Д 19, 22 мм; L 8000-10000 мм)	24\$
Пермь, Мотовилихинский завод нефтепромыслового оборудования, ЗАО		
Штанга глубинно-насосная	ШН-19-8000	415
Штанга короткая	ШН-19-1000	268
Штанга короткая	ШН-19-1200	292
Штанга короткая	ШН-19-1500	302
Штанга короткая	ШН-19-2000	309
Штанга короткая	ШН-19-3000	345
Штанга глубинно-насосная	ШН-22-8000	444
Штанга короткая	ШН-22-1000	299
Штанга короткая	ШН-22-1200	312
Штанга короткая	ШН-22-1500	326
Штанга короткая	ШН-22-2000	350
Штанга короткая	ШН-22-3000	398
Киев, Тяжмашинпекс, Укр.национ.внешнеэконом.корпорация		
Штанги бур.квадратные, т	140x140 мм	900\$
НКТ	Д 73x5,5	814\$
Тюмень, ЗАО Нефтегазсервис		
Кран шаровой для НКТ (устьевой)	КШН-89Н	9577
Кран шаровой для НКТ (скважинный)	КШН-73	8569

1	2	3
Тюмень, Сиббурмаш		
Кран шаровой для НКТ (устьевой)	КШН-89Н	7981
Стоимость наиболее распространенных труб по заводам (руб)		
Альметьевский трубный завод		
Трубы электросварные прямошовные "сортамент" ГОСТ 10704-91 "Тех.усл." ГОСТ 10705-80, т	Д 76х1,5-4 мм	7699
	Д 89х2,5-4,5 мм	7658
	Д 114х3-4,5 мм	7561
г.Волгоград, Волжский трубный завод		
Трубы электросварные прямошовные "сортамент" ГОСТ 10704-91 "Тех.усл." ГОСТ 10705-80, т	Д 76х1,5-4 мм	6224
	Д 89х2,5-4,5 мм	6162
Северский трубный завод (Свердловская обл.)		
Трубы электросварные прямошовные "сортамент" ГОСТ 10704-91 "Тех.усл." ГОСТ 10705-80, т	Д 114х3-4,5 мм	8502 без термообр. 9264 с термообр.

1	2	3
Нижегородская область, Выхунский металлообрабатывающий завод		
Трубы электросварные прямошовные "сортамент" ГОСТ 10704-91 "Тех.усл." ГОСТ 10705-80, т	Д 76х1,5-4 мм	6287
	Д 89х2,5-4,5 мм	6162
	Д 114х3-4,5 мм	8494
г. Таганрог Тагмет (Ростовской обл.)		
Трубы электросварные прямошовные "сортамент" ГОСТ 10704-91 "Тех.усл." ГОСТ 10705-80, т	Д 76х1,5-4 мм	10453-неоцинков. 14695-оцинкован.
	Д 89х2,5-4,5 мм	
	Д 114х3-4,5 мм	
Альметьевский трубный завод		
Трубы электросварные водогазопроводные ГОСТ 3262-75 (легкие, обыкновенные, усиленные), т	Д 100 мм	7020
Северский трубный завод, Свердл.обл.		
Трубы электросварные водогазопроводные ГОСТ 3262-75 (легкие, обыкновенные, усиленные), т	Д 100 мм	7254-черные 10482-оцинк.

1	2	3
Первоуральск (г.Свердловск)		
Трубы электросварные водогазо-проводные ГОСТ 3262-75 (легкие, обыкновенные, усиленные), т	Д 100 мм	по договору
Тагмет (г. Таганрок, Ростовская обл.)		
Трубы электросварные водогазо-проводные ГОСТ 3262-75 (легкие, обыкновенные, усиленные), т	Д 100 мм	14695-оцинк. 10453-неоцинк.
Альметьевский трубный завод		
Трубы электросварные спиральношовные ГОСТ 8696-74 для газопроводов, т	Д 159х4-5 мм	6977
	Д 219х4-5 мм	6904
	Д 273х5-6 мм	6826
	Д 325х6 мм	7057

29. Общетеchnические сведения

Таблица плотности материалов Р в г/см³ (кг/дм³)

Таблица 177

Наименование материала, марка	Р	Наименование материала, марка	Р
1	2	1	2
Автол	0,93	Бурый уголь	1,2-1,5
Агат	2,5-2,8	Булыжник	1,85-2,2
Азотная кислота	1,4-1,5	Вата шлаковая	0,25
Алмаз	3,47-3,56	Висмут	9,8
Алебастр	2,2-2,9	Ванадий	6,5-7,1
Асбест	2,5	Вода сточная	1,04
Асфальт	0,90-1,5	Вода при 4 С	1,0
Асбоцемент	2,0	Вода морская	1,02-1,03
Асбестовая бумага		Вольфрам	19,3
изоляционная	0,70-0,90	Воск	0,96
Асбестовая набивка		Войлок для фильтров	0,2-0,24
сухая	1,1	Войлок строительный	1,7
Амальгама	13,7-14,1	Войлок минеральный	2,4
Антраценовое масло	1,08-1,12	Войлок технический	0,37
Антрацит	1,4-1,7	Вуда сплав	9,7
Ангидрид	2,9-3	Галлий	5,91
Ацетон	0,79	Гафний	13,09
Барий	3,6	Германий	5,33
Барит хлористый	3,5-3,7	Глицерин	1,25
Базальт	2,7-3,2	Глина сухая	1,5-1,6
Бензин	0,70-0,78	Глина свежая	1,67-1,9
Бензол	0,88	Гравий	1,8-2,0
Бериллий	1,84	Графит	2,10-2,52
Бетон цементный	2,7-3,0	Гранит	2,6-2,9
Бетон строительный	1,2-2,4	Гипс обожженный	1,81
Бор аморфный	2,3	Гудрон	1,02
Бор кристаллический	3,3	Дерево при 15% влажности:	
Бром	3,14	бук, береза	0,65
Битум	0,90-1,2	Дуб	0,72
Бумага чертежная		Ель	0,46
плотная	1,5	Липа, сосна	0,51
Бумага писчая	0,70-1,2	Доломит	2,8-2,9
Бура безводная	2,37		
Бура кристаллическая	1,73		

1	2	1	2
Железо (литье)	7,85	Известь гашеная	1,15-1,25
Железо сварочное	7,86	Латунь	8,5-8,6
Железо (прокат)	7,6-7,3	Линолеум	1,15-1,30
Золото	19,32	Литий	0,53
Земля свежая	2,2	Лед при 0°C	0,917
Земля сухая	1,6-1,9	Магний	1,74
Индий	7,36	Магнезит	0,91-3,1
Иридий	22,4	Мазут	0,90-0,98
Кадмий	8,64	Малахит	4,0
Калий	0,86	Манганин	8,14
Кальций	1,55	Марганец	7,2-7,4
Канифоль	0,07	Масло машинное	0,89-0,91
Каолин	2,20	Медь	8,94
Карбид кальция	2,22	Мел	1,8-2,6
Картон прокладочный	0,70-0,75	Мельхиор	8,9
Картон электроизоляционный	0,95-1,15	Миканит	2,2
Каучук	0,92-0,96	Молибден	10,3
Кобальт	8,9	Мрамор	2,65-2,90
Кварц	2,65	Мышьяк	5,74
Керосин	0,82-0,84	Наждак	4,0
Керамзит	0,38-0,4	Натрий	0,97
Кожа жирная	1,02	Нафталин	1,15
Кожа сухая	0,86	Нашатырь	1,5-1,6
Кокс (в кусках)	1,4	Нефть сырая	0,843-0,97
Корунд	4,0	Нигрол	0,91-0,95
Константан	8,9	Никель	8,9
Креозот (масло)	1,04-1,1	Нихром	8,2
Кремний	2,55	Олово	7,3
Киноварь	8,15	Палладий	12,0
Киперная лента	0,584	Парафин	0,9
Кирпич динасовый	2,3-2,4	Паронит	2,0
Кирпич магнезитовый	3,4-3,6	Пеностекло	2,8
Кирпич строительный	2,6-2,7	Песчаник	2,2-2,5
Кирпич хромистый	3,8-4,2	Пек каменноугольный	1,2-1,3
Кирпич шамотный	2,5-2,7	Песок сырой	2,0
Кирпич красный	1,8	Песок сухой	1,4-1,6
Известь обоженая	0,9-1,3	Песок кварцевый	2,65

1	2	1	2
Платина	21,2-21,5	15	8,60
Победит	14,0	18	8,90
Поваренная соль	2,15	Стеарин	0,92-1,0
Полиэтилен кабельный-3	2,1-2,3	Стронций	2,63
Полевой шпат	2,55-2,6	Стекло жидкое	1,32-1,38
Портландцемент	3,0-3,1	Стекло кварцевое	2,2
Припой ПОС-90	7,6	Стекло оконное	2,4-2,6
ПОС-40	9,3	Стекло "флинт"	3,86
ПОС-30	9,7	Стружка	
ПОС-18	10,2	-алюминиевая мелкая	
ПОСС-4-8	10,7	дробленая	1,70
Пробка	0,22-0,26	-стальная:	
Резина	1,3-1,8	мелкий вьюн	0,55
Родий	12,48	крупный вьюн	0,25
Ртуть	13,6	-чугунная	2,00
Рубидий	1,52	Сурик	8,6-9,1
Рутений	12,45	Сурьма	6,62
Свинец	11,37	Таллий	11,85
Сера кристаллическая	1,93-2,07	Тальк	2,70
Серная кислота	1,65	Тантал	16,6
Селен	4,80	Теллур	6,25
Серебро	10,5	Титан	4,5
Скипидар	0,85-0,88	Толуол	0,56
Слюда	2,65-3,20	Топаз	3,54
Смола	1,07-1,10	Торий	11,5
Соляная кислота 10%	1,05	Текстолит	1,3-1,4
Соляная кислота		Уголь древесный	0,30-0,50
концентрированная	1,19	Уголь каменный	1,4
Соляровое масло	0,875	Угольная пыль	0,75
(дизельное топливо)		Уксусная кислота	1,049
Спирт	0,79	Фанера	0,60-0,85
Сталь конструкционная	7,85	Фарфор	2,3-2,5
Стальное литье	7,80	Фольга алюминиевая	2,73
Сталь быстрорежущая		Фольга медная	8,90
с содержанием вольфрама, %		Фольга оловянная	7,30
5	8,10	Фольга свинцовая	11,4
10	8,35		

1	2	1	2
Фосфор	1,82	АЛ 19	2,78
Хром	7,14	АЛ 21	2,83
Хромель	7,13	АЛ22	2,50
Цемент	2,30-3,20	АЛ 24	2,74
Церий	1,87	АЛ 25	2,72
Цинк	7,13		
Цирконий	6,53	Алюминиевые сплавы	
Цинковые белила	6,90	деформируемые	
Целлулоид	1,4		
Чугун :		АД-АД	2,71
серый	7,0-7,2	АМц	2,73
ковкий и высокопрочный	7,2-7,4	Амг	2,67
антифрикционный	7,4-7,6		
Шамотный камень	1,85	Дюралюмин:	
Шифер	2,70		
Шлак	2,70	Д1	2,8
Шлакобетон	2,15	Д6	2,8
Штукатурка	1,70	ДЗП, Д18П, АК-2, АК-4,	
Эбонит	1,25	Д-16,АК-6	2,8
Эфир этиловый	0,74		
Янтарь	1,00-1,10	Баббиты оловянные	
Янтарное масло	0,80	и свинцовые	
Сплавы из цветных металлов		Б88	7,35
Алюминиевые сплавы		Б83	7,38
литейные		Б83 С	7,40
		БН	9,50
		Б16	9,29
АЛ 1	2,75	БС6	10,05
АЛ 2	2,65	БК	10,5
АЛ 3	2,70	БК-2	10,5
АЛ 4	2,65	Б-6	10,0
АЛ 5	2,68	БТ	9,7
АЛ 7	2,80		
АЛ 8	2,55	Бронзы , безоловянные,	
АЛ 9	2,66	литейные	
АЛ 11	2,94		
АЛ 13	2,60	Бр АМЦ 9-2л	7,6

1	2	1	2
Бр-АЖ 9-4Л	7,6	Бронзы бериллиевые	
Бр- АМЖ 10-4-4Л	7,6		
Бр С-30	9,4	Бр Б2	8,2
		Бр БНТ 1,9	8,2
Бронзы безоловянные,		Бр БНТ 1,7	8,2
обрабатываемые давлением			
		Латуни (медно-цинковые	
Бр А5	8,2	сплавы) литейные	
Бр А7	7,8		
Бр АМц 9-2	7,6	ЛК 80-3Л	8,3
Бр АЖ 9-4	7,6	ЛКС 80-3-3	8,6
Бр АЖ Мц 10-3-1,5	7,5	ЛАЖМц-66-6-3-2	8,5
Бр АЖН 10-4-4	7,5	ЛА67-2,5	8,5
Бр Б2	8,2	ЛАЖ 60-1-1 л	8,5
Бр БНТ 1.7	8,2	ЛМц С 58-2-2	8,5
Бр БНТ 1,9	8,2	ЛМц НЖА60-2-1-1-1	8,4
Бр КМц 3-1	8,4	ЛС 59-1 ЛД	8,5
Бр КН 1-3	8,6	ЛС 59-1Л	8,5
Бр Мц 5	8,6	ЛМц ОС 58-2-2-2	8,5
Бронзы оловянные		ЛМц Ж 55-3-1	8,5
деформируемые		ЛВОС	8,5
		Латуни (медно-цинковые	
Бр 0 Ф8-0,3	8,6	- сплавы), обрабаты-	
Бр 0 Ф7-0,2	8,6	ваемые давлением	
Бр 0 Ф6,5-0,4	8,7		
Бр 0 Ф 6,5-0,15	8,8	Л 96	8,85
Бр 0 Ф 4 -0,25	8,9	Л 90	8,78
Бр ОЦ 4-3	8,8	Л 85	8,75
Бр ОЦС 4-4-2,5	8,9	Л 80	8,66
Бр ОЦС 4-4-4	9,1	Л 70	8,61
Бронзы оловянные		Л 68	8,60
литейные		Л 63	8,44
		Л 60	8,40
Бр ОЦСН 3-7-5-1	8,84	ЛА 77-2	8,60
Бр ОЦС 3-12-5	8,69	ЛАЖ 60-1-1	8,20
Бр ОЦС 5-5-5	8,84	ЛАН 59-3-2	8,40
Бр ОЦС 4-4-17	9,0	ЛЖМц 59-1-1	8,50
Бр ОЦС 3,5-7-5	8,7	АН 65-5	8,60
		АМц 58-2	8,40
		АМц А57-3-1	8,10

1	2	1	2
Латунные прутки прессованные и тянутые		Сплав ТБ МН 16	9,02
		Нейзильбер МНЦ 15-20	8,7
		Куниоль А МНА 13-3	8,5
	8,4	Куниоль Б МНА 6-1,5	8,7
	8,45	Манганин МНМЦ 3-12	8,4
Л 60,63			
ЛС 59-1			
ЛЖС 58-1-1			
Л663-3, ЛМЦ 58-2			
ЛЖМЦ 59-1-1	8,50	Никелевые сплавы	
ЛАЖ 60-1-1	8,20	НК 0,2	8,9
		НМЦ 2,5	8,9
		НМЦ 5	8,8
Магниеые сплавы литейные		Алюмель НМЦ АК 2-2-1	8,5
		Хромель Т НХ 9,5	8,7
МЛ 2	1,80	Монель НМЖМЦ 28-2,5-1,5	8,8
МЛ 3	1,78		
МЛ 4	1,88	Цинковые сплавы антифрикционные	
МЛ 5	1,81		
МЛ 6			
МЛ 9	1,76	ЦАМ 9-1,5 Л	6,2
МЛ 10		ЦАМ 9-1,5	6,2
МЛ 11	1,78	ЦАМ 10-5 Л	6,3
МЛ 12	1,80	ЦАМ 10-5	6,3
Магниеые сплавы деформируемые		Пластмассы конструкционные	
МА 1	1,76	Асботекстолит	1,70-1,80
МА 2	1,78	Винипласт листовой	1,38-1,43
МА 2-1	1,79	Волокнит	1,35-1,45
МА 5	1,82	Гетинакс листовой	1,3-1,4
МА 8	1,78	Капролон	1,16
МА 14	1,80	Капрон первичный	1,13-1,15
		Капрон вторичный	1,20
Медно-никелевые сплавы, обрабатываемые давлением		Древеснослоистый пластик	1,25
Конель МНМЦ 43-0,5	8,9	Паронит	
Константан МНМЦ 40-1,5	8,9	ПОН	1,6-2,0
Мельхиор МнЖМЦ 30-1-1	8,9		
Сплав МНЖ 5-1	8,7		
Мельхиор МН 19	8,9		

**Средние тепловые эквиваленты для перевода
натурального топлива в условное**

Таблица 178

№ № п/п	Наименование видов топлива	Единица измерения	Тепловой эквивалент
1	2	3	4
	Уголь для энергетических целей (без брикетов), в том числе		
1	Донецкий	на тонну	0,877
2	Кузнецкий	на тонну	0,894
3	Карагандинский	на тонну	0,727
4	Подмосковный	на тонну	0,358
5	Воркутинский	на тонну	0,823
6	Челябинский	на тонну	0,564
7	Свердловский	на тонну	0,595
8	Башкирский	на тонну	0,329
	Брикеты угольные, в том числе:		
9	Донецкие	на тонну	0,880
10	Башкирские	на тонну	0,630
11	Дрова для отопления	на плотный м ³	0,266
12	Газ горючий природный (естественный)	на тыс. м ³	1,15
13	Газ подземной газификации угля	на тыс. м ³	0,11
14	Нефть, включая газовый конденсат	на тонну	1,43
15	Мазут топочный	на тонну	1,37
16	Мазут флотский	на тонну	1,43
17	Топливо для тихоходных дизелей (моторное)	на тонну	1,43
18	Топливо дизельное	на тонну	1,45
19	Топливо газотурбинное	на тонну	1,45
20	Топливо печное бытовое	на тонну	1,45
21	Бензин автомобильный	на тонну	1,49
22	Бензин авиационный	на тонну	1,49
23	Керосин для технических целей (тракторный)	на тонну	1,47
24	Керосин осветительный	на тонну	1,47
25	Нефтебитум	на тонну	1,35
26	Газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой	на тонну	1,50

1	2	3	4
27	Газ сжиженный	на тонну	1,57
28	Древесные обрезки, стружка, опилки	на тонну	0,36
29	Древесные опилки	на склад- ской м ³	0,11
30	Сучья, хвоя, щепа	на склад- ской м ³	0,05
31	Пни	на склад- ской м ³	0,12
32	Шпалы и рудничная стойка, пришедшие в негодность	на плотный м ³	0,266
33	Уголь древесный	на тонну	0,93
34	Смолы	на тонну	1,30
35	Мазут каменноугольный	на тонну	1,30

Плотность газов и паров
(при 0° и 760 мм ртутного столба)

Таблица 179

Наименование газов и паров	Молекулярная масса	Плотность относительно воздуха	Плотность кг/м ³
Азот	28,02	0,968	1,25
Аммиак	17,03	0,588	0,76
Ацетилен	26,02	0,809	1,162
Бензол	78,05	2,696	3,484
Водород	2,016	0,07	0,09
Водяной газ	15,66	0,541	0,699
Водяной пар	18,02	0,622	0,804
Воздух сухой	28,95	1,00	1,293
Генераторный газ	24,25	0,838	1,083
Заись азота	44,02	1,521	1,965
Кислород	32	1,105	1,429
Колошниковый газ	28,48	0,984	1,271
Метан	16,03	0,554	0,716
Окись азота	30,01	1,07	1,339
Окись углерода	28	0,967	1,25
Сернистая кислота	64,06	2,213	31,8
Сероводород	34,09	1,178	1,522
Двуокись углерода	44	1,52	1,964
Хлористый водород	36,47	1,26	18,09
Хлор	70,92	2,45	35,18
Этилен	28,03	0,968	1,251

Состав воздуха :

по объему: кислорода - 21,33%, азота - 78,67%

по массе: кислорода - 23,58%, азота - 78,42%

ТАБЛИЦА
перевода некоторых англо-американских мер в метрические

Таблица 180

	Английское наименование		Русский перевод	Значение в метрических единицах
	развернутое	сокращенное		
Длина	inch	in	Дюйм	25,4 мм
	foot	ft	фут	0,3048 м
	yard	yd	Ярд (3 фута)	0,9144 м
Площадь	acre	ac	акр	0,4047 га
	sgnare inch	sg. in	кв. дюйм	6,4516 см ²
Масса	pound	ebf	фунт	0,45359 кг
Объем	barrel (USA)	brl	Баррель	0,158988 м ³
	gallon (USA)	gal	Галлон США	3,785442 л
Момент силы	pound foot	ebf ft	Фунто-фут	0,138255 кгс м
				1,356 Нм
Давление	pound per sgnarefoot	ebf/sgft	Фунт на кв. фут	488,2x10 ⁻⁶ кгс/см ²
				47,880 Па
	pound per sgnare inch	ebf/sg in psi	Фунт на кв. дюйм	0,07031 кгс/см ² 6,8949 кПа

30. Рекомендации по охране оборудования и коммуникаций на объектах добычи нефти, содержащей сероводород

Для отличия объектов, нефть которых содержит сероводород, от аналогичных объектов для девонской нефти, а также для привлечения внимания работающих к потенциальной опасности, связанной с высокосернистой нефтью и создания безопасных условий труда, необходимо производить окраску оборудования и коммуникаций следующим образом (рис. 43):

1. Резервуары и емкости для хранения высокосернистой нефти – предупреждающую окраску следует наносить в виде полосы желтого цвета шириной 50-150 мм в зависимости от размеров емкости (ГОСТ 12.4.026-76).

Кроме цветового сигнального пояса на резервуар наносятся предупреждающие знаки № ОСТ-39-8-9-1-72 (рис. 44).

Предупреждающие знаки следует располагать на уровне половины резервуара таким образом, чтобы обеспечивалась их отчетливая видимость при приближении к резервуару.

2. Трубопроводы, по которым транспортируется нефть, содержащая сероводород, окрашиваются в светло-серый цвет с нанесением цветных предупреждающих колец (ГОСТ 14202-69).

Цветные предупреждающие кольца на трубопроводах состоят из следующих друг за другом колец желтого цвета. При этом таких колец должно быть два, отстоящих друг от друга на ширину одного кольца (а) на расстоянии (L).

*Размеры предупреждающих колец принимаются в соответствии с
нижеприведенной таблицей:*

Наружный диаметр (с изоляцией) трубопровода, мм	Размеры, мм	
	Расстояние (L)	ширина (а)
до 80	2000	40
от 81 до 160	3000	50
от 160 до 300	4000	70
свыше 300	6000	100

Для удобства ориентировки предупреждающие кольца должны наноситься перед входом и после выхода трубопровода из стены, а также по обе стороны изгибов, задвижек, вентилей.

При покрытии поверхности изоляции трубопровода металлической обшивкой окраска обшивки по всей длине может не производиться. В этом случае на прямых участках трубопровода наносятся цветные предупреждающие кольца на расстоянии не более 50 мм друг от друга.

Кроме отличительной окраски и предупреждающих колец на трубопроводах выполняются соответствующие надписи или устанавливаются маркировочные шитки по ГОСТ 14302-69. Насосы и другое технологическое оборудование окрашиваются в светло-серый цвет с нанесением с обеих сторон знаков безопасности по ОСТ-39-8-9-1-72 (рис.44).

3. Окраска эксплуатационных скважин остается прежней, как и окраска скважин девонской нефти, при этом скважины, работающие фонтанным способом, и скважины, оборудованные электропогружными насосами, должны быть оснащены знаками безопасности по ОСТ-39-8-9-1-72.

Знак безопасности вывешивается на перильном ограждении арматурной площадки;

- скважины, оборудованные станком-качалкой, должны быть оснащены знаками безопасности по ОСТ-39-8-9-1-72 в количестве 2 шт., вывешенными на ограждении кривошипно-шатунного механизма (с обеих сторон).

4. Вся поверхность «Спутника» окрашивается в светло-серый цвет, а предупреждающая окраска наносится в виде полосы желтого цвета шириной 100 мм, над входом в замерную установку располагается предупреждающий знак безопасности.

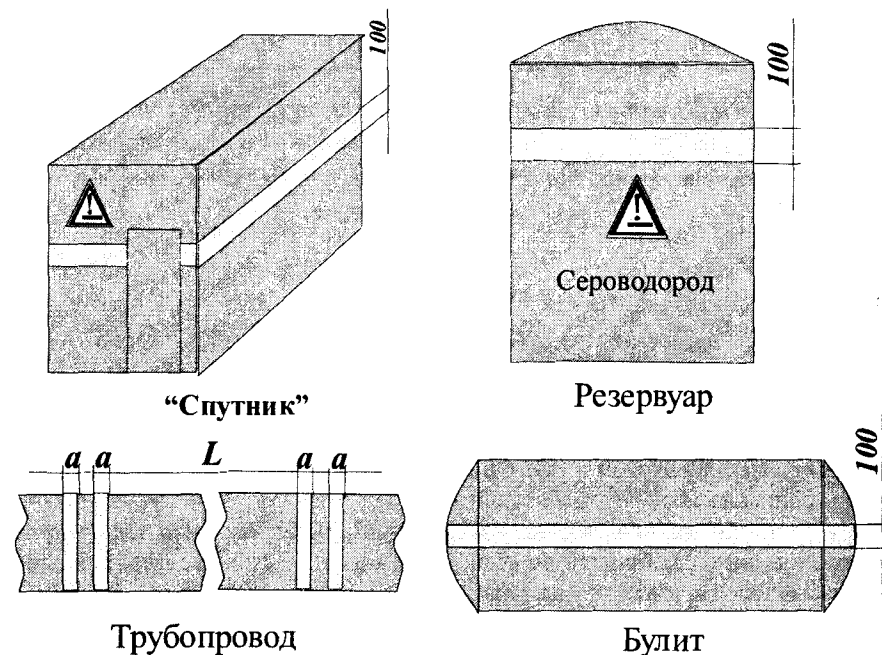


Рис. 43

31. Знаки безопасности для предприятий нефтяной промышленности по ОСТ 39-8-9-1-72

Осторожно! (прочие опасности)		Укреплять вблизи опасных зон, не обозначенных символом. Требуется обязательная поясняющая надпись.
Осторожно! Отравляющий газ		Укреплять на буровых, где бурение ведется с использованием газообразных агентов, где ожидается при бурении и эксплуатации скважин проявление сероводорода; при вскрытии газоносных горизонтов, у входа в колодцы нефтегазопроводов и др.
Осторожно! Воспламеняющиеся вещества		Укреплять на подступах к складам и участкам работ с легковоспламеняющимися материалами и веществами.
Осторожно! Взрывоопасные вещества		Укреплять на наружной стороне дверей и складов со взрывоопасными веществами и материалами, внутри этих складов, на участках работ со взрывоопасными веществами.

Рис. 44

32. Перечень возможных вредных производственных факторов на рабочих местах в нефтяной промышленности

Таблица 181

№	Наименование фактора	ПДК допустимый уровень	Класс, категория
1	2	3	4
I. Вредные вещества (мг/м³)			
1	Нефть	10	3
2	Аэрозоль трансформаторных масел	5	3
3	Аэрозоль промышленных масел	5	3
4	Аэрозоль ПАВ	5	3
5	Растворитель (бензин)	100	4
6	Хлор	1	2
7	Пары серной кислоты	1	2
8	Сероводород	10	2
9	Метан	300	4
10	Бутан	300	4
11	Аммиак	20	4
12	Бензин	100	4
13	Пары соляной кислоты	1	2
14	Пары дизтоплива	300	4
15	Метанол	5	3
16	Ацетон	200	4
17	Пыль цементная	6	3
18	Сажа	4	3
19	Пыль ПАВ	5	3
II. Шум			
1	Эквивалентный уровень звука, дБА	60, 75, 80	
III. Вибрация (дБ)			
1	Локальная	112	
2	Общая	116	
IV. Звук			
1	Инfrasound (дБли)	110	
2	Ультразвук воздушный (дБ)	80	
3	Ультразвук контактный (м/с)	105	
V. Электростатическое поле (кВ/м)			
1	Промышленной частоты (В/м)	5000	
VI. Температура воздуха на территории (С)			
		-30	Клим. зона 1а
		-38	Клим. зона 1б
		-23	Клим. зона 2
		-15,9	Клим. зона 3

1	2	3	4
	VII. Скорость движения воздуха (м/с)	0,1 0,2	1а-2а 2б-3
	VIII. Относительная влажность воздуха (%)	15-75	
	IX. Тепловые излучения (Вт/м²)	35, 70, 100	
	X. Естественное освещение (КЕО, %)	1,2; 1,5	
	XI. Освещенность (лк)	2,5, 10, 20 600, 750, 1000	
1	Слепящая блескость источника света (Р, отн.ед.)	20	
2	Отражающая слепящая блескость	отсутствие наличия	
3	Пульсация освещенности (КП, %)	5, 10, 15, 20	1-2; 4-8
	XII. Тяжесть и напряженность трудового процесса (кг.м)		
1	Физическая динамическая нагрузка при перемещении груза на расстоянии до 1 м	2500	
	от 1 до 5 м	12500	
	более 5 м	24000	
	XIII. Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг)		
1	Подъем и перемещение тяжестей при чередовании с другой работой	15	
2	постоянно в течение рабочей смены	5	
	XIV. Стереотипное рабочее движение (количество за смену)		
1	при локальной нагрузке	20000	
2	при региональной нагрузке	10000	
	XV. Статическая нагрузка		
1	при удержании груза одной рукой	18000	
2	при удержании груза двумя руками	36000	
3	при удержании груза с участием мышц корпуса и ног	43000	
	XVI. Рабочая поза	свободная и удобная	
1	Наклоны корпуса	50 раз в смену	
2	Перемещение в пространстве	до 4	
	XVII. Режим работы		
1	Продолжительность рабочего дня, час	6-7	
2	Сменность работы	1-сменная работа (без ночной смены)	

33. Аттестация рабочих мест по условиям труда (АРМ по УТ)

1. Общие положения

Аттестация РМ по УТ – это система анализа и оценки мест для проведения оздоровительных мероприятий и сертификации производственных объектов на соответствие требованиям охраны труда, для подтверждения или отмены права предоставления компенсаций и льгот работникам, занятых на тяжелых работах и работах с вредными и опасными условиями труда.

Аттестация рабочих мест по условиям труда включает гигиеническую оценку существующих условий и характера труда, оценку существующих условий и характер труда, оценку травмобезопасности рабочих мест и учет обеспеченности работников средствами индивидуальной защиты.

На основании действующего Положения о порядке проведения аттестации рабочих мест по условиям труда, утвержденного Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 14 марта 1997 года №12, аттестации подлежат все имеющиеся в организации рабочие места.

Сроки проведения АРМ по УТ устанавливаются организацией, исходя из изменения условий и характера труда, но не реже одного раза в 5 лет с момента проведения последних измерений уровней вредных и опасных факторов производственной среды на рабочих местах.

2. Подготовка и проведение аттестации рабочих мест по условиям труда

Подготовка к аттестации РМ и УТ заключается в составлении перечня всех рабочих мест и выявления имеющихся опасных и вредных факторов производственной среды, подлежащих инструментальной оценке, с целью определения фактических значений их параметров.

На каждое рабочее место или группу аналогичных по характеру выполняемых работ и по условиям труда рабочих мест составляется Карта аттестации, которая является документом, содержащим сведения о фактических условиях труда на рабочем месте, применяемых льготах, компенсациях и доплатах работникам, нормам выдачи спецодежды и защитных средств, а

также рекомендации по улучшению условий труда на данном рабочем месте и др.

При аттестации РМ и УТ оценке подлежат все имеющиеся на рабочем месте опасные и вредные производственные факторы (физические, химические, биологические), тяжесть и напряженность труда.

Уровни этих факторов определяются на основе инструментальных измерений. Оценка фактического состояния условий труда на рабочем месте производится путем составления результатов измерений с установленными гигиеническими нормативами. На базе таких сопоставлений определяется класс условий труда как для каждого фактора, так и для их комбинации и сочетания, а также для рабочего места в целом.

По результатам проведения инструментальных замеров фактических уровней вредных производственных факторов определяются четыре класса условий труда на рабочих местах, которые представлены схемой (рис. 45):



Рис. 45. Схема условий труда

1-й класс – Оптимальные условия труда – такие условия, при которых работающие сохраняют свое здоровье, имеют предпосылки для поддержания высокого уровня трудоспособности. Этот класс установлен только для оценки параметров микроклимата и фактов трудового процесса. При оптимальных условиях неблагоприятные факторы отсутствуют, либо не превышают безопасных пределов для населения.

2-й класс – допустимые условия труда характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса, которые не превышают установленных гигиенических нормативов для рабочих мест, а возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не должны оказывать неблагоприятного действия в ближайшем и отдаленном периоде на состояние здоровья работающих и их потомство. Допустимые условия труда относят к безопасным.

3-й класс – вредные условия труда характеризуются наличием вредных производственных факторов, превышающих гигиенические нормативы и оказывающих неблагоприятное действие на организм работающего или его потомство. В зависимости от уровня превышения нормативов факторы этого класса подразделяются на четыре степени вредности:

1-ая степень, 3-го класса (3.1.) – условия труда, характеризующиеся такими отклонениями от гигиенических нормативов, которые вызывают функциональные изменения, восстанавливающиеся к началу следующей смены и увеличивают риск повреждения здоровья;

2-ая степень, 3-го класса (3.2.) – условия труда с такими уровнями производственных факторов, которые могут вызывать стойкие функциональные нарушения, приводящие к росту заболеваемости, с временной утратой трудоспособности, появлению начальных признаков профессиональной патологии после 15 и более лет;

3-ья степень, 3-го класса (3.3.) – условия труда, характеризующиеся такими уровнями вредных факторов, воздействие которых приводит к развитию профессиональных болезней легкой и средней степени тяжести в период трудовой деятельности, росту хронических патологий, включая повышенные уровни заболеваемости с временной утратой работоспособности;

4-ая степень, 3-го класса (3.4.) – условия труда, при которых могут возникать тяжелые формы профессиональных заболеваний, отмечается зна-

чительный рост числа хронических заболеваний и высокие уровни заболеваемости с временной утратой трудоспособности;

4-й класс – опасные (экстремальные) условия труда характеризуются уровнями производственных факторов, воздействие которых в течение смены или ее части создает угрозу для жизни, высокий риск развития острых профессиональных поражений.

Классы условий труда устанавливаются в соответствии с таблицами Гигиенических критериев оценки и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса (Руководство Р2.2.755-99).

**Классы условий труда в зависимости от содержания
в воздухе рабочей зоны вредных веществ
химической природы (превышение ПДК, раз).**

Таблица 182

Вредные вещества (ГОСТ 12.1.005)	Класс условий труда					
	Допустимый 2	Вредный - 3				Опасный (экстремальный) 4
		1 степень 3.1	2 степень 3.2	3 степень 3.3	4 степень 3.4	
Вредные вещества, за исключением перечисленных ниже.	≤ ПДК	1,1 – 3	3,1 – 6	6,1-10	10,1-20	>20
Вещества с острым направленным механизмом действия, вещества раздражающего действия.	≤ ПДК	1,1-2	2,1 – 4	4,1-6	6,1-10	>10 Превышение может привести к острому смертельному отравлению
Аллергены.	≤ ПДК		1,1 – 3	3,1-10	>10	
Канцерогены.	≤ ПДК	1,1 – 3	3,1 – 6	6,1-10	>10	
Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.	≤ ПДК	1,1 – 2	2,1 – 5	5,1-10	>10	
Противоопухолевые лекарственные средства, гормоны (эстрогены)						
Наркотические анальгетики						
Металлы, оксиды металлов.	≤ ПДК	1,1 – 3	3,1-10	10,1-20	>20	

**Классы условий труда при работе с биологическим фактором
(превышение ПДК, раз).**

Таблица 183

Вредные вещества (ГН 2.2.6.709-98)		Класс условий труда					
		Допустимый 2	Вредный - 3				Опасный (экстремальный) 4
			1 степени 3.1	2 степени 3.2	3 степени 3.3	4 степени 3.4	
Микроорганизмы- продукты, препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов		≤ ПДК	1,1-3	3,1-10	>10		+
Патогенные микроорганизмы (на предприятии)	Особо опасные инфекции.	≤ ПДК	1,1 - 2	2,1 - 4	4,1-6	6,1-10	>10
	Возбудители других инфекций, заболеваний				+		

Классы условий труда в зависимости от уровня шума, локальной и общей вибрации, инфра- и ультразвука на рабочих местах.

Таблица 184

таблица 184

Название фактора, показатель, единица измерения	Класс условий труда					
	Допустимый 2	Вредный - 3				Опасный (экстремальный) 4
		1 степе- ни 3.1	2 степе- ни 3.2	3 степе- ни 3.3	4 степе- ни 3.4	
		Превышение ПДУ до ...				
Шум (СН 2.2.4 / 2.1.8.562-96) Эквивалентный уровень звука, дБА	≤ ПДУ	5	15	25	35	>35
Вибрация локальная (СН 2.2.4 / 2.1.8.566-96). Эквивалентный скорректированный уровень виброскорости, дБ	≤ ПДУ	3	6	9	12	>12
Вибрация общая (СН 2.2.4 / 2.1.8.566-96). Эквивалентный скорректированный уровень виброскорости, дБ	≤ ПДУ	6	12	18	24	>24
Инfrasound (Сан ПИН 2.2.4 / 2.1.8.583-96). Общий уровень звукового давления, дБ Лин	≤ ПДУ	5	10	15	20	>20
Ультразвук воздушный (Сан ПИН 2.2.4 / 2.1.8.582-96). Уровни звукового давления в 1/3 октавных полосах частот, дБ	≤ ПДУ	10	20	30	40	>40
Ультразвук контактный (Сан ПИН 2.2.4 / 2.1.8.582-96). Уровень виброскорости, дБ	≤ ПДУ	5	10	15	20	>20

Классы условий труда при действии электромагнитных излучений (превышение ПДУ, раз)

Таблица 185

Названий фактора.	Класс условий труда					
	Допустимый 2	Вредный - 3				Опасный (экстремальный) 4
		1 степени 3.1	2 степени 3.2	3 степени 3.3	4 степени 3.4	
Постоянное магнитное поле при работе с магнитными устройствами и материалами (СНиП 1742-77)	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10	
Электростатическое поле (ГОСТ 12.1.045-84)	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10	
Электрические поля промышленной частоты (50 Гц) (СНиП 5802-91)	≤ ПДУ для всего рабочего дня	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10	
Магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) (СанПиН 2.2.4.723-98)	≤ ПДУ для всего рабочего дня	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10	
Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона 0,01-3 МГц 3-30 МГц 30-300 МГц 300 МГц-300 ГГц	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10	
	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-10	>10 8.1-	
	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-8	10 8.1-	>10
	≤ ПДУ	1,1-3	3,1-5	5,1-8	10	>10
Лазерное излучение (СниП устройства и эксплуатация лазеров)	≤ ПДУ (для хронического воздействия)	> ПДУ (для однократного воздействия)	1.1-3 ≤ ПДУ	3.1-6 ≤ ПДУ	6.1-10 ≤ ПДУ	>10 ≤ ПДУ

Классы условий труда по показателям микроклимата для производственных помещений и открытых территорий в теплый период года

Таблица 186

Показатель	Классы условий труда						
	Оптималный 1	Допустимый 2	Вредный 3				Опасный (экстремальный) 4
			1 степени 3.1.	2 степени 3.2.	3 степени 3.3.	4 степени 3.4.	
Температура воздуха, (°C)	по СанПиН 2.2.4.548 -96	по СанПиН	- по показателю ТНС - индекса (см. табл. 187). - по температуре воздуха для помещений с охлаждающим микроклиматом (см. табл. 188)				
Скорость движения воздуха, м/с	по СанПиН	по СанПиН	- учтена в показателях табл. 187 - при оценке охлаждающего микроклимата учитывается в качестве температурной поправки (см. табл. 188)				
Влажность воздуха, %	по СанПиН	по СанПиН	по показателю ТНС - индекса (см. табл. 187)				
			14-10	< 10			
ТНС - индекс, °C	по таблице 186						
Тепловое облучение, Вт/м², по ТНС - индексу	по СанПиН	по СанПиН	1001-1500	1500-2000	2001-2500	2501-2800	> 2800

Классы условий труда по показателю ТНС – индекса (°C) для производственных помещений и открытых территорий в теплый период года

Таблица 187

Категория работ ГОСТ ССБТ (общие требования к воздуху рабочей зоны)	Общие энергозатраты, Вт/м²	Классы условий труда					
		оптимальный	допустимый	Вредный 3			
		1	2	1 степени 3.1.	2 степени 3.2.	3 степени 3.3.	4 степени 3.4.
I	2	3	4	5	6	7	8
Ia	68 (58-77)	22,2-26,4	26,5-26,6	26,7-27,4	27,5-28,6	28,7-31	>31,0

1	2	3	4	5	6	7	8
I б	88 (78-97)	21,5-25,8	25,9-26,1	26,2-26,9	27,0-27,9	28-30,3	>33,3
II а	113 (98-129)	20,5-25,8	25,2-25,5	25,6-26,2	26,3-27,3	27,4-29,9	>29,9
II б	145 (130-160)	19,5-23,9	24-24,2	24,3-25	25,1-26,4	26,5-29,1	>29,1
III	177 (161-193)	18,0-21,8	21,9-22,2	22,3-23,4	23,5-25,7	25,8-27,9	>27,9

Классы условий труда по показателям температуры воздуха (°C) при работе в производственных помещениях в холодный период года

Таблица 188

Категория работ по СанПиН 2.2.4.54 8-96	Общие энергозатраты, Вт/м²	Классы условий труда					
		оптимальный	допустимый	Вредный 3			
		1	2	1 степени 3.1.	2 степени 3.2.	3 степени 3.3.	4 степени 3.4.
I а	68 (58-77)	по СанПиН	18	16	14	12	
I б	88 (78-97)	по СанПиН	17	15	13	11	
II а	113 (98-129)	по СанПиН	14	12	10	8	
II б	145 (130-160)	по СанПиН	13	11	9	7	
III	177 (161-193)	по СанПиН	12	10	8	6	

Классы условий труда по показателю температуры воздуха (°C) для открытых территорий в холодный период года (зима) и в холодных (неотапливаемых) помещениях

Таблица 189

Климатическая зона	Теплоизоляция одежды, (°C, Вт/м)	Классы условий труда					
		Допустимый 2	Вредный - 3				Опасный (экстрем.) 4
			1 степени 3.1.	2 степени 3.2.	3 степени 3.3.	4 степени 3.4.	
IA	0,71	-30	-36	-38,5	-40,8	-60	< -60
IB	0,82	-38	-46,2	-48,9	-54,4	-70	< -70
II	0,61	-23	-29,4	-31,5	-35,7	-48	< -48
III	0,51	-15,9	-21,3	-23	-26	-37	< -37

**Классы условий труда в зависимости от параметров световой среды
производственных помещений (для постоянных рабочих мест)**

Таблица 190

Фактор, показатель	Классы условий труда				
	Допустимый 2	Вредный - 3			
		1 степени 3.1.	2 степени 3.2.	3 степени 3.3.	4 степени 3.4.
Естественное освещение (коэфф. естеств. освещ. – КЕО, %) (СниП 23-05-95, часть II)	$\geq 0,6$	0,1-0,6	$< 0,1$		
Освещенность рабочей поверхности (Е, лк)	Норма по СНИП 11-4 Е _н	$0,5 E_n < E_n$	$< 0,5 E_n$		
Показатель ослепленности, Р, отн.ед.	Норма, Р _н	$> P_n$			
Ультрафиолетовая радиация (облученность, Е _{уф} , Вт/м ²)	Норма	$E_{уф} > E_{уфн}$			

Нормы предельно допустимых нагрузок для женщин при подъеме и перемещении тяжестей вручную

Утверждены постановлением
Совета Министров – Правительства
РФ от 6.02.1993 г. №105

Таблица 191

Характер работы	Предельно допустимая масса груза (кг)
Подъем и перемещение тяжестей при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	10
Подъем и перемещение тяжестей постоянно в течение рабочей смены	7
Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, не должна превышать:	
с рабочей поверхности (кГм)	1750
с пола (кГм)	875

Примечание: 1. В массу поднимаемого и перемещаемого груза включается масса тары и упаковки.

2. При перемещении грузов на тележках или контейнерах прилагаемое усилие не должно превышать 10 кг.

Нормы предельно допустимых нагрузок для лиц моложе 18 лет при подъеме и перемещении тяжестей вручную (Приложение к Постановлению Минтруда и социального развития РФ от 7.04.1999 г. №7)

Таблица 192

Характер работы, показатели тяжести труда	Предельно допустимая масса груза, кг							
	юноши				девушки			
	14 лет	15 лет	16 лет	17 лет	14 лет	15 лет	16 лет	17 лет
1. Подъем и перемещение вручную груза постоянно в течение рабочей смены	3	3	4	4	2	2	3	3
2. Подъем и перемещение груза вручную в течение не более 1/3 рабочей смены:								
постоянно (более 2-х раз в час)	6	7	11	13	3	4	5	6
при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	12	15	20	24	4	5	7	8
3. Суммарная масса груза, перемещаемого в течение смены:								
подъем с рабочей поверхности	400	500	1000	1500	180	200	400	500
подъем с пола	200	250	500	700	90	100	200	250

Примечания: 1. Подъем и перемещение тяжестей в пределах указанных норм допускаются, если это непосредственно связано с выполнением профессиональной работы.

2. В массу поднимаемого и перемещаемого груза включается масса тары и упаковки.

3. При перемещении грузов на тележках или в контейнерах прилагаемое усилие не должно превышать:

- для юношей 14 лет – 12 кг, 15 лет – 15 кг, 16 лет – 20 кг, 17 лет – 24 кг
- для девушек 14 лет – 4 кг, 15 лет – 5 кг, 16 лет – 7 кг, 17 лет – 8 кг.

34. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ В УПРАВЛЕНИИ НЕФТЕДОБЫЧЕЙ

Развитие вычислительной техники, а особенно появление персональных компьютеров привело к созданию нового типа информационно-вычислительных систем под названием вычислительные сети, которые эффективно используются в управлении производством.

В АО "Татнефть" информационно-вычислительные системы обеспечивают достаточно полное решение задач учетно-отчетного и аналитического характера, обеспечивая линейные подсистемы управления информационным пространством для принятия решений.

Во всех цехах ЦДНГ, ЦППД, ЦНИПР, ЦПРС, ПРЦЭиЭ эксплуатируются комплексы программ ввода, контроля, накопления первичной информации об измерениях и событиях на объектах нефтедобычи, ведения баз данных и АРМы инженерно-технологической службы, АРМ геолога цеха, АРМ геолога НГДУ «Лазурит» и другие по решению возложенных на специалистов задач управления производством.

Базы данных содержат около 3000 различных показателей и реквизитов за последние 15 лет, более 700 из которых относятся к скважине.

В управлении ТатАСУнефть" информация производственных подсистем накапливаются и интегрируются в базы данных АО «Татнефть» и решаются десятки комплексов задач управления на уровне АО, такие как определение эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов, расчет добычи нефти для льготного налогообложения, анализ показателей текущего состояния разработки месторождений, анализ работоспособности технологического оборудования и скважин, анализ производственной деятельности служб ремонта скважин, расчет МРП работы нефтяных скважин и другие.

В институте ТатНИПИнефть созданы геологические и гидродинамические модели объектов разработки.

Во всех предприятиях функционируют компьютерные сети, созданные на единой технологической платформе и по единой идеологии. Используемое программно-техническое и связанное оборудование позволяет обеспечить

сбор информации с объектов нефтедобычи до нефтегазодобывающих управлений без промежуточных бумажных носителей, что позволяет гарантированно обеспечить высокую достоверность информации о состоянии технологических процессов.

Создана корпоративная информационно-вычислительная сеть, объединяющая в единое информационное пространство более 4000 компьютеров структурных подразделений и дочерних предприятий АО «Татнефть». Используемые технические решения позволяют клиентам сети обеспечить доступ к вычислительным ресурсам со скоростью от 33 кбит/сек до 10 мегабит/сек. Общая пропускная способность магистрали до 622 мегabit/сек.

Основными средствами автоматизации управления являются компьютеры и их системное, прикладное и специальное программное обеспечение.

Назначение компьютеров

В настоящее время широко распространены такие слова как "компьютер думает", "компьютер принимает решение", "компьютер пишет стихи и сочиняет музыку". Однако основное назначение компьютера - облегчение человеческого труда. Именно для этой прозаической задачи он и используется чаще всего. С помощью компьютера за несколько минут можно проделать такую работу, на которую обычно требуется несколько недель или которая вообще не может быть выполнена без компьютера.

Приведем перечень некоторых работ, которые можно сделать с помощью компьютера.

Подготовка текстовых документов, графических изображений, электронная почта, обучение, создание информационно-поисковых систем, подготовка к изданию рекламных листов, журналов, газет и книг, организация бухгалтерского учета и учета материальных ценностей, подготовка рекламных роликов и демонстрационных программ, автоматизированное проектирование, моделирование физических процессов, математические расчеты, создание и исполнение музыкальных произведений, управление технологическими процессами, решение задач, создание автоматизированных измерительных лабораторий, игры и развлечения.

Компьютер и его внешние устройства

Любой компьютер (даже самый большой) состоит из четырех частей: устройства ввода информации, обработки информации, хранения и вывода информации. Конструктивно эти части могут быть объединены в одном

корпусе размером с книгу (компьютеры класса Notebook - записная книжка) или же каждая часть может состоять из нескольких достаточно громоздких устройств.

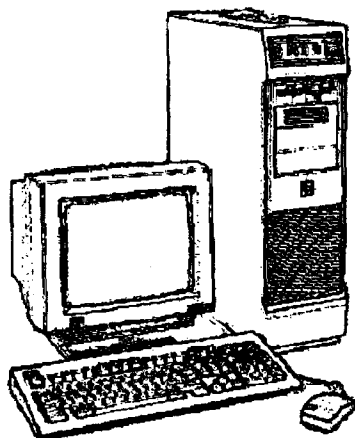


Рис. 46. Настольный персональный компьютер.

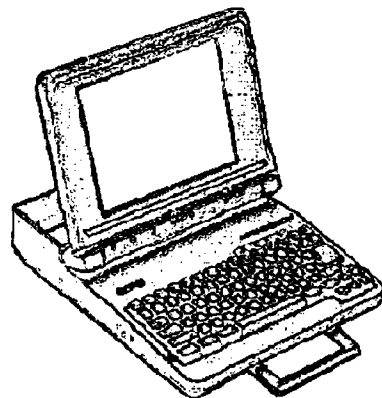


Рис. 47. Блокнотный персональный компьютер.

Чаще всего персональный компьютер состоит из системного блока (показан справа от видеомонитора на рис. 46), видеомонитора (рис. 48), клавиатуры (рис. 49), принтера (рис. 50), мыши (рис. 51). Иногда к компьютеру дополнительно подключаются звуковые колонки, головные телефоны и микрофон, а также другие устройства ввода и вывода информации, например, устройство ввода графической информации, которое называется сканер (рис. 52). Системный блок объединяет устройства обработки и хранения информации.

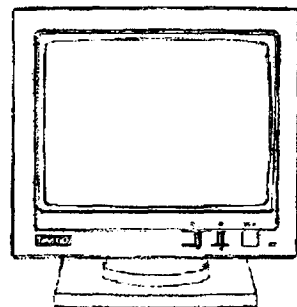


Рис. 48. Видеомонитор

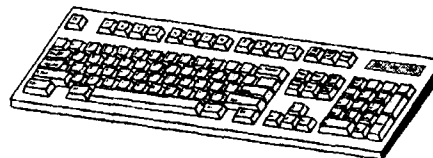


Рис. 49. Клавиатура.

Видеомонитор напоминает бытовой телевизор, однако обычно он обладает более высоким разрешением. Нетрудно догадаться, что монитор предназначен для вывода информации. Компьютер может выводить на экран монитора как текстовую, так и графическую информацию. С помощью специального оборудования к компьютеру можно подключить бытовой видеомаягнитофон и одновременно с обычной работой просматривать в небольшом окне экрана монитора (или на всем экране) видеофильмы.

Клавиатура компьютера напоминает клавиатуру пишущей машинки. Ее назначение - набирать текст. В компьютере набираемый текст не печатается сразу на бумаге, а запоминается на диске. Кроме набора текста клавиатура используется для управления компьютером и решения других задач.

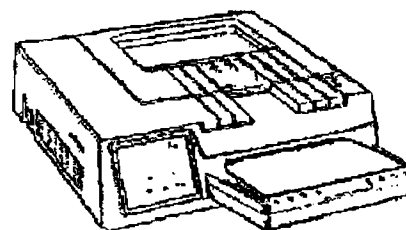


Рис. 50. Принтер.

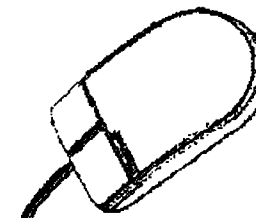


Рис. 51. Мышь.

Принтер предназначен для печати информации, хранящейся в основном блоке компьютера. Это может быть текст, графическое изображение, таблицы и т. п. Промышленность выпускает принтеры на любой вкус - от самых дешевых, которые печатают медленно и не очень качественно, до дорогих лазерных и цветных струйных принтеров, которые обеспечивают качество, обычно достижимое лишь в типографии.

Мышь - это небольшая коробочка, с одной, двумя или тремя кнопками на верхней крышке. Для работы с мышью ее надо передвигать по поверхности стола. Компьютер следит за перемещениями мыши и передвигает на экране монитора изображение специального указателя - курсора. Таким образом, передвигая мышь по поверхности стола, передвигается по экрану курсор монитора.

С помощью мыши можно указывать компьютеру на те элементы изображения, с которыми он должен что-либо сделать. Установив курсор на объект, следует нажать одну из кнопок. При этом компьютер узнает, что вы установили курсор на нужный объект.

Для выполнения на компьютере некоторых задач, таких как создание графических изображений, мышь нужна больше чем клавиатура, так как является графическим устройством ввода компьютера.

С помощью звуковых колонок, головных телефонов и микрофона компьютер может общаться с человеком естественным для человека способом.



Рис. 52. Сканер.

Сканер предназначен для ввода в компьютер графических изображений, таких как черно-белые или цветные фотографии. С помощью сканера можно ввести в компьютер графическое изображение страницы книги с текстом. Компьютер сможет "прочитать" это изображение и преобразовать его в обычный текст. Этот текст впоследствии можно будет отредактировать или отформатировать. Однако чаще всего сканер используется для ввода фотографий и карт.

С помощью плоттера компьютер может выполнить чертежи деталей, географические карты или другие подобные изображения. Плоттер рисует специальными цветными фломастерами. Качество обычно хуже, чем достижимое на лазерном принтере, однако есть плоттеры, способные работать с бумагой очень большого размера, например, формата A0 (33,11" x 46,81" или 841 мм x 1189 мм). Лазерные принтеры обычно используют формат бумаги A4 (8,27" x 11,69" или 210 мм x 297 мм) и только некоторые из них - A3 (11,69" x 16,54" или 297 мм x 420 мм).

К компьютеру можно подключить и другие устройства, например, устройство для чтения штрихового кода, используемого для маркировки товара в магазинах, или модем.

Итак, компьютер состоит из четырех частей, в которых могут быть использованы описанные выше устройства. Как эти части соединяются и как взаимодействуют между собой?

На рис. 53 изображены те действия над информацией, которые может выполнять компьютер.

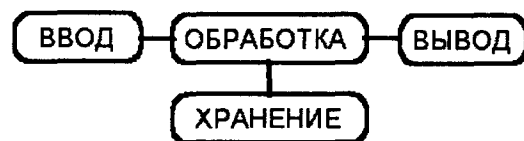


Рис. 53. Действия, выполняемые компьютером.

Компьютер может вводить информацию, обрабатывать, выводить, а также накапливать. Вся информация хранится в компьютере в виде чисел, даже текстовая, звуковая или графическая.

Устройства ввода преобразуют вводимую информацию в числа. Например, когда вы нажимаете клавиши на клавиатуре, из нее в основной блок передаются числа, соответствующие нажимаемой клавише. Если вводится звуковая информация, она также преобразуется в поток чисел, каждое из которых соответствует амплитуде звукового сигнала в данный момент времени. При вводе изображения при помощи сканера полученный образ хранится в виде чисел, описывающих цвет и интенсивность отдельных точек изображения. При передвижении мыши по поверхности стола направление перемещения мыши и расстояние преобразуются в цифровую форму и передаются в компьютер.

Человеку неудобно работать с цифровой информацией, он предпочитает аналоговую. Например, многие люди привыкли к механическим часам и не покупают электронные с цифровой индикацией, так как им легче определять время по положению стрелок. Компьютер, вернее, устройство обработки информации, входящее в состав компьютера, работает с числами.

Поэтому, получив от человека информацию, компьютер после обработки должен преобразовать ее из цифровой формы в форму, удобную для человека. Устройства вывода дают готовый результат обработки в виде изображения, звука и т. д.

Что же касается хранения информации, то она находится в цифровом виде. Это удобно для обработки информации компьютером. Обычный пользователь никогда не имеет непосредственного доступа к информации, хранящейся в устройствах памяти компьютера, поэтому для него не имеет значения формат записанных там данных.

Помимо введенной для обработки информации в компьютере хранится и другой вид данных - программы для работы с информацией. Программы хранятся в виде чисел и представляют собой ничто иное, как инструкции компьютеру по работе с информацией. Программы предписывают компьютеру, какие следует выполнять операции в ответ на действия человека, работающего с компьютером. Как правило, для решения каждой задачи требуется иметь отдельную программу, хотя бывают и универсальные программы, способные выполнять несколько разных задач.

Программы составляются людьми, чья профессия - программисты. Составление программ - сложная задача, требующая значительной специальной подготовки, больших затрат труда и времени. Программирование на хорошем уровне доступно лишь профессионалам высокого класса. Однако пользователям компьютеров не стоит волноваться по этому поводу. В настоящий момент можно купить программу, подходящую для решения практически любой задачи. Для использования компьютера от вас не требуется

умения составлять программы, как не требуется и детального знакомства с устройством и принципами работы компьютера.

Единицы измерения и количество информации

Наименьшая единица информации, принятая в вычислительной технике, называется бит (bit). Бит может принимать два численных значения: 0 или 1. Действительно, один бит несет в себе минимальную информацию. Как можно себе представить бит? Обычно его сравнивают с лампочкой (рис. 54), которая может быть включена (состояние 1) или выключена (состояние 0). Иногда проводят аналогию с выключателем: состояние "включено" соответствует 1, состояние выключено - 0.

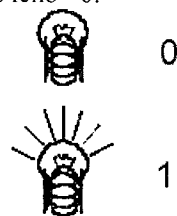


Рис. 54. Один бит.

Если взять 8 лампочек и поставить их рядом, объединив в группу, получим наглядное представление о более крупной единице измерения количества информации - байте (byte). Каждая лампочка в группе соответствует одному биту. Таким образом, байт состоит из 8 бит (рис. 55).

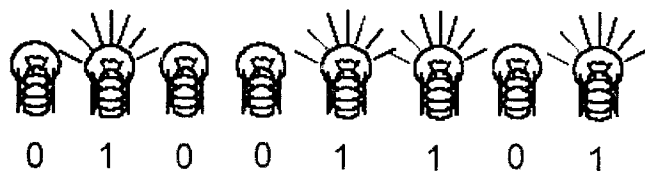


Рис. 55. Один байт.

Много ли информации можно представить одним байтом? Не очень. Всего возможны 256 комбинаций из включенных и выключенных лампочек или из установленных в 1, либо сброшенных в 0 бит.

Обычно каждую комбинацию обозначают определенным числом. Например, когда все биты в байте сброшены в ноль, этой комбинации соответствует число 0. При этом говорят, что значение байта равно 0. Когда все биты в байте установлены в 1, значение байта равно 255. Есть и другие, промежуточные значения, от 1 до 254 включительно.

Данные, вводимые при помощи клавиатуры или буквы (символы), отображаемые на экране видеомонитора, могут быть представлены байтами. Восьми бит оказывается достаточно для представления всех букв и символов. При этом каждой букве или символу ставится в соответствие байт с определенным значением, т. е. с определенной комбинацией установленных в 1 и сброшенных в 0 бит. Говорят также, что каждая буква или символ имеет свой код. Приведем пример кодов для некоторых цифр, латинских и русских букв (используется в операционной системе Microsoft Windows):

Символ	Код символа
0	00110000
1	00110001
2	00110010
A	01000001
B	01000010
C	01000011
a	01100001
b	01100010
c	01100011
A	11000000
Б	11000001

Количество возможных комбинаций бит в байте достаточно для представления всех латинских и русских букв, а также символов, таких как точка, запятая и двоеточие. Однако с помощью одного байта можно представить только одну букву. Текст состоит из многих букв. Когда вы набираете текст на клавиатуре, нажимая одну клавишу за другой, компьютер (под управлением соответствующей программы) получает байты, соответствующие буквам последовательно, один за другим, и записывает их в свою память. Когда вы распечатываете текст на принтере, байты из памяти компьютера (опять же под управлением программы) посылаются в принтер, который и распечатывает ранее введенный вами текст.

Одна стандартная машинописная страница текста содержит примерно 2000 букв. Можно сказать, что одна страница текста содержит 2000 байт информации.

Более крупная единица измерения количества информации называется килобайт (сокращенная запись - Кбайт). Один килобайт содержит 1024 байт. Одна страница машинописного текста содержит примерно 2 килобайта информации или, другими словами, два килобайта данных.

Используются и еще более крупные единицы измерения - мегабайт и гигабайт. Один мегабайт равен 1024 килобайтам, а один гигабайт (Гбайт) -

1024 мегабайтам. Книга, состоящая из 500 страниц текста без рисунков, содержит примерно 1 мегабайт (Мбайт) информации.

Современные компьютеры могут хранить от десятков и сотен мегабайт до тысяч гигабайт данных. Обычно персональные компьютеры оснащаются памятью размером более 1000 мегабайт, что позволяет запомнить примерно 500 тысяч страниц текста.

Системный блок компьютера

Внутри системного блока компьютера (рис. 56) находится устройство обработки информации, устройство хранения информации и другие узлы: блок питания (Power Supply), большая печатная плата с микросхемами, называемая материнской платой (Motherboard), в которую вставлены платы размером поменьше - контроллеры, а также устройства внешней памяти - накопители на гибких магнитных дисках (FDD или НГМД) и накопители на магнитных (жестких) дисках (HDD или НМД). Внутри корпуса есть также маленький громкоговоритель и много соединительных кабелей.

Устройства ввода/вывода, такие как мышь (Mouse), клавиатура (Keyboard), видеомонитор и принтер (Printer) подключаются непосредственно к материнской плате либо к контроллерам (Controller) - маленьким платам, вставленным в материнскую плату. Аналогично подключаются к материнской плате НГМД, НМД и громкоговоритель, а также кнопки и светодиоды, расположенные на лицевой панели корпуса основного блока.

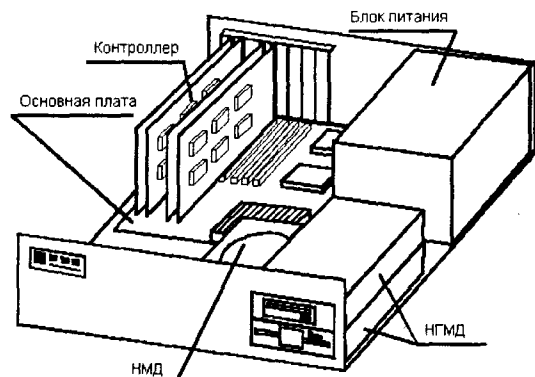


Рис. 56. Системный блок компьютера.

На материнской плате есть большая микросхема - центральный процессор (CPU или ЦП). Это мозг компьютера. Процессор выполняет всю обработку данных, поступающих в компьютер и хранящихся в памяти компьютера. Обработка выполняется под управлением программы, которая хра-

нится в памяти компьютера. Персональные компьютеры оснащаются центральными процессорами разной мощности (производительности). В зависимости от решаемой задачи может потребоваться тот или иной процессор.

Кроме центрального процессора на материнской плате расположено еще одно важнейшее устройство - оперативная память или оперативное запоминающее устройство (RAM или ОЗУ). ОЗУ имеет относительно небольшой объем - обычно от 4 до 64 мегабайт, центральный процессор имеет оперативный (быстрый) доступ к данным, записанным в ОЗУ (на извлечение данных из ОЗУ требуется не более 60-100 наносекунд). Данные в ОЗУ имеют малое время доступа.

Вся память компьютера не работает, как ОЗУ. Тому есть две причины. Во-первых, быстродействующая память дорогая. Во-вторых, все данные, хранящиеся в ОЗУ, пропадают при выключении питания компьютера. Устройства памяти типа НМД или НГМД сохраняют данные, даже если компьютер не работает, и могут использоваться для долговременного хранения информации, время доступа к данным НМД составляет 5-10 миллисекунд, а для НГМД больше.

Память компьютера

ОЗУ и ПЗУ

На материнской плате компьютера есть оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) емкостью несколько мегабайт с малым временем доступа. Эта память используется для временного хранения данных, обрабатываемых центральным процессором. Однако в ОЗУ хранятся не только данные, туда перед запуском должна быть записана программа.

Кроме ОЗУ на материнской плате есть микросхема постоянного запоминающего устройства (ROM или ПЗУ). Данные записываются в ПЗУ один раз при изготовлении микросхемы на заводе и обычно не могут быть изменены впоследствии. В ПЗУ хранятся программы, которые компьютер запускает автоматически при включении питания. Эти программы предназначены для проверки исправности и обслуживания аппаратуры самого компьютера. Они также выполняют первоначальную загрузку главной обслуживающей программы компьютера, так называемой операционной системы.

Наглядно ОЗУ и ПЗУ можно представить себе в виде массива ячеек, в которые записаны отдельные байты информации. Каждая ячейка имеет свой номер, причем нумерация начинается с нуля. Номер ячейки является адресом (Address) байта.

Центральный процессор при работе с ОЗУ должен указать адрес байта, который он желает прочитать из памяти или записать в память (рис. 57).

Разумеется, из ПЗУ можно только читать данные. Прочитанные из ОЗУ или ПЗУ данные процессор записывает в свою внутреннюю память, устроенную аналогично ОЗУ, но работающую значительно быстрее и имеющую емкость не более десятков байт.

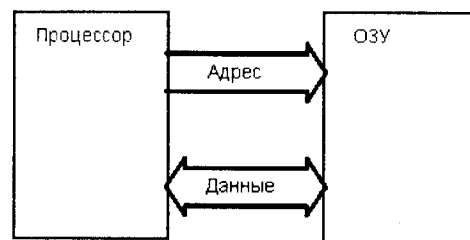


Рис. 57. Работа процессора с ОЗУ.

Процессор может обрабатывать только те данные, которые находятся в его внутренней памяти, в ОЗУ или в ПЗУ. Все эти виды устройства памяти называются устройствами внутренней памяти, они обычно располагаются непосредственно на материнской плате компьютера (внутренняя память процессора находится в самом процессоре).

Память на магнитных дисках

Любой компьютер (предназначенный для серьезной работы) оснащен так называемыми устройствами внешней памяти. К этим устройствам относятся в первую очередь накопители на гибких магнитных дисках (НГМД) и накопители на жестких магнитных дисках (НМД).

Устройства внешней памяти предназначены для долговременного хранения информации. НГМД и НМД относятся к дисковым магнитным устройствам памяти, так как информация в этих устройствах записывается на вращающихся дисках, покрытых магнитным материалом, напоминающим покрытие лент обычных аудио- и видеокассет. И хотя по своему составу магнитное покрытие, используемое в дисковых накопителях, отличается от покрытия обычных бытовых магнитных лент, в них используется аналогичный принцип записи информации.

В обычных бытовых магнитофонах на магнитную ленту записывается аналоговый сигнал непосредственно с микрофона, проигрывателя пластинок, компакт-дисков или другого источника. Компьютер записывает на магнитные диски биты информации. Если надо записать несколько байт данных, все биты этих байтов записываются последовательно на одну дорожку.

Дорожки образуют на магнитных дисках концентрические круги. Блок специальных магнитных головок перемещается по радиальной оси к

центру или от центра диска, прочерчивая по поверхности диска воображаемые круги. Эти круги и называются дорожками или цилиндрами (рис. 58).

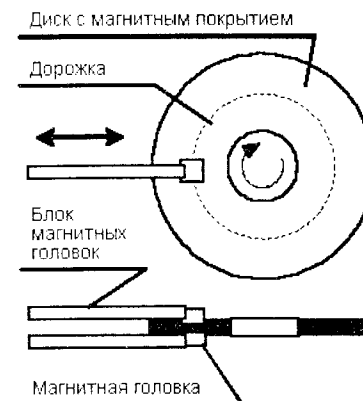


Рис. 58. Магнитный диск.

Компьютер может произвольно устанавливать блок магнитных головок на любую дорожку диска, однако сами данные на дорожке просматриваются компьютером последовательно по мере вращения диска.

Конструктивно НГМД выполнен таким образом, что можно менять установленные в нем магнитные диски. Такие сменные магнитные диски называются дискетами.

На верхнюю поверхность дискеты обычно наклеивается этикетка, на которой вы можете отметить, какие программы или данные находятся на дискете.

В настоящее время используются флоппи-дискеты 3,5" (рис. 59). В зависимости от конструкции диска и материала магнитного покрытия можно записать на дискету до 2,88 Мбайт данных. Больше всего распространены флоппи-дискеты диаметром 3,5" и емкостью 1,44 Мбайт.

Данные, записанные на дискете, можно защитить от случайного стирания или перезаписи. В дискете диаметром 3,5" для защиты от записи есть специальная крышечка. С ее помощью можно закрыть отверстие, защитив таким образом записанные на дискете данные.

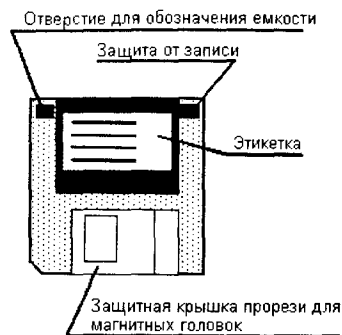


Рис. 59. Флоппи-диск диаметром 3,5".

Дискеты надо вставлять в прорезь НГМД осторожно, при этом они должны вставляться таким образом, чтобы прорезь для магнитных головок была направлена внутрь НГМД, а прорезь защиты от записи (или отверстие защиты от записи в дискетах диаметром 3,5") находилась слева. При этом этикетка должна быть наклеена сверху. Если вставить дискету неправильно, это может привести к повреждению НГМД.

На рис. 60 показано, как правильно вставлять дискету диаметром 3,5". Дискета вставляется до щелчка без приложения усилий. Для извлечения дискеты нажимается кнопка, указанная на рисунке.

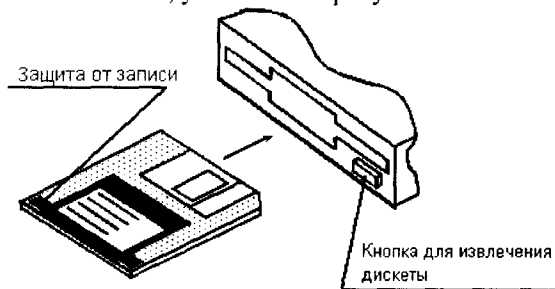


Рис. 60. Работа с дискетой диаметром 3,5".

В накопителях НМД используется сразу несколько дисков с магнитным покрытием, вращающихся на общем валу. Так же как и в НГМД, для записи данных на диски используется блок магнитных головок, причем данные записываются на обе поверхности дисков. Однако в НГМД магнитные головки касаются поверхности флоппи-дисков, а в НМД парят очень близко над поверхностью. А потому, что сами диски более жесткие механически, емкость НМД существенно выше и составляет тысячи Мбайт.

По сравнению с НГМД время доступа к данным в НМД существенно меньше. Это связано с тем, что скорость вращения дисков в НМД выше, чем скорость вращения флоппи-диска в НГМД.

Накопители НМД есть практически в каждом персональном компьютере. В настоящее время это самое распространенное устройство, предназначенное для долговременного хранения данных.

Лазерные дисковые накопители

Все шире используются лазерные дисковые накопители. Лазерные накопители отличаются значительной емкостью (650 Мбайт и более), однако обычно обладают худшим быстродействием по сравнению с НМД. Как и в НГМД можно менять диски с информацией, так емкость такого диска значительно больше, не говоря уже о значительно большей надежности хранения данных. Размеры лазерного и флоппи-диска примерно одинаковы.

Накопители на магнитной ленте

Еще существует такой тип внешних устройств памяти, как накопители на магнитной ленте или стримеры. По своему принципу действия эти устройства напоминают бытовые кассетные магнитофоны. Чаше всего стримеры используют для резервного копирования содержимого НМД, что позволяет избежать потери данных при выходе НМД из строя. Самые хорошие стримеры позволяют записать на одну кассету с магнитной лентой до 5 Гбайт информации.

Программное обеспечение компьютеров

Все, что компьютер делает, он делает в соответствии с инструкциями, составленными человеком - программами.

В компьютере под управлением программы центральный процессор может выполнять пересылку данных между своей внутренней памятью, ОЗУ и ПЗУ, а также инициировать передачу данных из внешней памяти в ОЗУ или из ОЗУ во внешнюю память. Процессор может также (под управлением программы) выполнять передачу данных из таких устройств ввода данных, как клавиатура или мышь, в ОЗУ и обратную передачу - из ОЗУ в устройства вывода данных, такие как принтер или плоттер.

Кроме того процессор может выполнять арифметические или логические операции над числами, хранящимися во внутренней памяти процессора, в ОЗУ или ПЗУ.

Самая первая программа, которую начинает выполнять компьютер после включения питания, записана в ПЗУ. Ее назначение - проверить работоспособность устройств компьютера и загрузить основную управляющую программу - операционную систему.

Операционная система при помощи видеомонитора и клавиатуры компьютера помогает пользователю запускать другие программы, необходимые для выполнения тех или иных прикладных задач. Сама операционная система поставляется на дискетах. С дискет записывается на НМД, в этом случае после включения питания и проверки работоспособности систем компьютер автоматически загрузит операционную систему.

Можно сделать так, чтобы сразу после загрузки операционной системы она автоматически запускала какую-то пользовательскую программу.

Программы можно разделить на три категории. Во-первых, бывают программы, записанные в ПЗУ компьютера. Эти программы запускаются при включении питания и выполняют служебные функции, касающиеся самого компьютера. Во-вторых, есть главная управляющая программа - операционная система, предназначенная для запуска других программ, выполняющих полезную работу. В-третьих, есть прикладные программы, которые и нужны для того, чтобы затраты на приобретение компьютера оправдались.

Пользователь персонального компьютера для начала должен освоить работу с программой, записанной в ПЗУ, научиться выполнять основные действия по управлению программами с помощью команд операционной системы, и освоить несколько полезных прикладных программ, в частности, программы, предназначенные для редактирования и печати текстов. Это и будет первым шагом в освоении компьютерной техники и компьютерных технологий.

Прикладные программы общего назначения

Вам, должно быть, интересно, какие прикладные программы созданы для персонального компьютера и что они могут делать. Есть несколько групп программ, с которыми чаще всего работают пользователи:

- текстовые процессоры;
- графические редакторы;
- электронные таблицы;
- почтовые и телекоммуникационные программы.

Текстовые процессоры

Текстовые процессоры предназначены для обработки текстов. Однако возможности современных текстовых процессоров выходят далеко за рамки простого набора и печати текста.

С помощью современного текстового процессора можно работать одновременно с несколькими документами, включать в текст графические изображения, которые будут автоматически "обтекаться" текстом. Можно в автоматическом режиме расставить знаки переноса слов с одной строки на

другую и проверить правильность написания слов. Для того чтобы перенести или скопировать несколько слов или любую часть документа в другое место, достаточно выделить ее несколькими движениями мыши по столу, перенести в нужное место документа и положить там. Можно запомнить фрагменты текста или сложные последовательности операций над текстом и вызывать их при необходимости, нажимая заданную комбинацию клавиш.

Особо следует отметить возможность редактирования документов в таком виде, в котором они появятся на бумаге после печати. Очень удобно, когда сразу редактируется текст, как он получится после печати на принтере. Такая возможность позволяет сэкономить много времени на печати черновиков документа.

Что же касается возможностей внешнего оформления документов, то они ограничены только представлениями пользователя выбрать любые шрифты из многих сотен, задать любой размер букв, сделать их наклонными, выделенными или подчеркнутыми, задать любой цвет (что иногда имеет смысл, даже если принтер черно-белый). Можно добавить в различные места документа звуковые комментарии, введенные при помощи микрофона. Эти комментарии, разумеется, нельзя распечатать на принтере, однако их можно прослушать при помощи звуковых колонок или головных телефонов, если компьютер оборудован соответствующим образом.

Можно легко задать одноколоночное или многоколоночное расположение текста на листе, формат, расположение и размер листов бумаги, на которых будет распечатан текст.

Одинаково оформленные параграфы текста можно связать с так называемым стилем оформления параграфа, имеющего в качестве одного из атрибутов имя. Если один раз определить оформление какого-либо параграфа и присвоить ему стиль, то все похожие параграфы можно оформить аналогично, просто указав имя стиля. При изменении оформления, связанного со стилем, все соответствующие параграфы автоматически изменяют свое оформление. Это означает что, если надо изменить оформление всех заголовков в книге, не надо менять его вручную для каждого отдельного заголовка. Можно изменить стиль, связанный с этим заголовком, оформление всех остальных заголовков изменится автоматически. Вместо часов утомительного труда изменение оформления за одну минуту.

Для больших документов и книг текстовый процессор автоматически создаст оглавление и предметный указатель, пронумерует страницы и расположит колонтитулы (строки, которые расположены в самой верхней и самой нижней части страницы и которые повторяются в пределах главы или всей книги).

Текстовые процессоры позволяют организовать поиск нужного документа среди сотен по названию, ключевым словам или другой аналогичной информацией.

Особенно следует отметить удобство работы с таблицами. Вы видите на экране видеомонитора, что таблица видна в таком виде, в каком она будет напечатана на принтере. В клетках таблицы можно расположить не только текст, но и графические изображения. Изменения размеров колонок можно сделать простым движением мыши, растягивая или сжимая нужную колонку. Высота строки таблицы устанавливается автоматически в соответствии с ее содержанием. Когда набирается текст в клетке таблицы, происходит автоматическое добавление строк, если набираемый текст не помещается в клетке на одной строке.

Словом, известная шутка о том, что современные текстовые процессоры могут делать все, кроме прогуливания собак, не так далека от истины. И это понятно, если учесть, что подавляющее большинство персональных компьютеров используется для подготовки текстов. Один из мощнейших текстовых процессоров - Microsoft Word for Windows, или просто Word, который удачно сочетает богатство возможностей и простоту использования.

Графические редакторы

Несмотря на то, что текстовые процессоры могут содержать в себе средства подготовки графических иллюстраций, если нужно готовить действительно качественные и сложные графические изображения, следует использовать программу, специально предназначенную для создания и редактирования графических изображений. Полученное с помощью этих редакторов изображение можно без труда включить в текст, созданный текстовым процессором.

Графические редакторы позволяют создавать сложные трехмерные изображения с теневыми эффектами, плавными переходами тонов. Можно осветить объект несколькими источниками света и подбирать их расположение до тех пор, пока не получится необходимая выразительность создаваемого образа.

Если ввели в компьютер фотографию, пользуясь сканером, графические редакторы позволят выполнить ретуширование и разнообразную сложную обработку фотографий, монтаж и другие виды работ, знакомые и незнакомые профессиональным фотографам.

Даже не обладая способностями художника, можно создавать достаточно сложные изображения. Можно воспользоваться готовыми библиотеками рисунков и фотографий, которые продаются на компакт-дисках и флоппи-дисках, как в составе графических редакторов, так и отдельно.

Есть графические редакторы, значительно облегчающие процесс создания чертежей и схем. Эти редакторы незаменимы при подготовке чертежей деталей, полезны при вычерчивании электрических и других схем, а также географических карт.

Многие редакторы позволяют создавать многослойные изображения. Например, в качестве первого слоя нарисовать карту мира, в качестве второго - нанести границы стран, в качестве третьего - обозначения, названия городов и т. д. Можно распечатывать и просматривать как все слои изображения сразу, так и отдельные слои.

Используются такие современные графические редакторы, как Corel Draw, Designer, Photofinish.

Электронные таблицы

Программы электронных таблиц позволяют работать с информацией, которую удобно представлять в табличном виде. В клетках электронной таблицы может быть текст, числа, графические изображения. Можно поместить в клетки электронной таблицы формулы, по которым численное значение, хранящееся в клетке, будет вычисляться исходя из содержания других клеток. Например, подсчитать сумму всех чисел в столбце и эта сумма автоматически будет пересчитываться каждый раз, когда изменяется содержание любой клетки данного столбца.

Основное применение электронных таблиц - бухгалтерские и коммерческие расчеты, организация баз данных, представление табличных данных в виде графических диаграмм.

Мощнейшее средство для работы с электронными таблицами - программа Microsoft Excel.

Почта и телекоммуникация

Вряд ли стоит говорить о том, что без удобных и быстрых средств передачи информации невозможна успешная деятельность никакой фирмы. Однако обычное письмо из России в Америку может идти неделями. За это время ваше предложение, изложенное в письме, перестанет быть актуальным. Конечно, можно позвонить по телефону, однако как передать по телефону спецификацию персонального компьютера и фотографию его внешнего вида? Словесное описание может не устроить потенциального покупателя. Конечно, можно воспользоваться факсом, однако для этого необходимо дозвониться до своего зарубежного партнера, что может оказаться нелегкой задачей.

К счастью, если имеется персональный компьютер, из этой ситуации есть простой выход. С помощью специального устройства - модема - можно подключить компьютер к телефонной линии. Если партнер сделает то же самое, можно обмениваться любой информацией, которую можно ввести в компьютер. При помощи цветного сканера ввести, например, цветное изображение предлагаемого к продаже компьютера, позвонить партнеру и пе-

редать это изображение через телефонную линию. Партнер может распечатать изображение на цветном принтере и вы оба останетесь довольны.

Имеются программы, которые специально предназначены для передачи информации из одного компьютера в другой. С помощью этих программ можно также посылать и принимать факсы, если подключен к компьютеру не обычный модем, а факс-модем. С помощью факс-модема и соответствующей программы можно посылать факсы также просто, как распечатывать документы на принтере.

Есть программы, которые работают в режиме электронной почты. В этом случае необязательно дозваниваться до своего партнера, чтобы передать ему данные. Можно позвонить на выделенный для электронной почты телефонный узел и оставить свою почту там. Почта будет доставлена адресату автоматически, причем достаточно быстро.

Специальные программы решения задач в цехах НГДУ

Оптимизация режима работы скважин, оборудованных УЭЦН

Назначение

В общем виде задача подбора ЭЦН к нефтяным скважинам состоит в определении оптимального технологического режима работы погружных центробежных насосов (ЭЦН). Под этим определением понимается выбор рационального типоразмера, глубины подвески насоса и других параметров установки, которые обеспечивают необходимую норму отбора жидкости при наибольшем ожидаемом ресурсе работы и минимальных затратах.

Входная информация

- оперативная информация по каждой скважине, состоящая из 27 параметров;

- 5 справочных файлов:

- а) справочник типа ЭЦН;
- б) справочник коэффициента аппроксимации;
- в) справочник производительности насоса;
- г) справочник о напорах насоса;
- д) справочник коэффициента полезного действия насоса.

Выход

В результате работы программы формируется выходной файл в виде таблицы, который делится на две условные части: левую и правую. В левой части первой строки печатаются исходные данные по скважине, которые не изменяются во время расчета. В правой части строки печатаются исходные

данные (параметры) фактического насоса. Далее в правой части всех следующих строк печатаются расчетные величины подобранных ЭЦН.

При отрицательном результате работы программы выдается сообщение: "ЭЦН не может быть подобран оптимально".

Методика решения

Задача выбора погружного центробежного электронасоса с помощью данной программы формируется следующим образом.

Пользователь задает программе необходимые исходные данные по скважине и несколько вариантов типоразмеров ЭЦН с глубинами спусков. Программа определяет параметры работы заданных ЭЦН на заданных глубинах спуска и выдает на печать расчетные параметры тех вариантов, которые могут работать в данной скважине. Далее пользователь самостоятельно выбирает наиболее приемлемый ему вариант типоразмера ЭЦН с глубиной спуска для данной скважины.

При решении задачи система Пласт-Колонна-ЭЦН-Лифт рассматривается как единая. В этой системе для работы насоса на установившемся режиме можно записать приближенное уравнение:

$$P_H = H_{СП} \cdot 10 \cdot GЖ \cdot ПЛ + РБ + РТР - РГ - РПР, \text{ где}$$

P_H , $PБ$, $PПР$ – давление, развиваемое насосом буферное и на приеме насоса;

$H_{СП}$ – глубина спуска насоса;

$GЖ$, $ПЛ$ – плотность пластовой жидкости;

$РТР$ – гидравлическое сопротивление подъемника;

$РГ$ – эквивалент работы газа по подъему жидкости.

Уравнение дает связь основных параметров режима работы насосов скважине: давления, развиваемого насосом, производительности насоса, давления на приеме насоса. Таким образом, решив уравнение можно определить необходимый напор, который должен развить насос, чтобы поднять на поверхность жидкость из данной скважины.

Оптимизация режима работы скважин, оборудованных штанговыми насосами

Назначение

Задача оптимизации выбора оборудования с помощью ЭВМ при эксплуатации скважин глубинными штанговыми насосами заключается в подборе глубинно-насосного оборудования, обеспечивающего заданный дебит

скважины при минимальной нагрузке на штанговую колонну. Этот комплекс позволяет оптимизировать режим работы как вертикальных, так и наклонных скважин.

Пользователями задачи являются технологи производства по добыче нефти и газа.

Вход

Коэффициент продуктивности, глубина кровли пласта, давление на устье, забойное давление, пластовое давление, свойства пластовой жидкости и газа и т.д., всего 35 показателей.

Выход

Результатом работы программы является выходной документ "Оптимизация скважин оборудованных СШН". По каждой скважине выдается:

- расчетный рекомендуемый режим работы скважины.
- рекомендуемый режим работы скважины, рассчитанный с ограничениями, задаваемыми в исходных данных на тип станка-качалки, диаметр насоса и число качаний по усмотрению заказчика.
- анализ работы фактического оборудования.

АРМ ГЕОЛОГА ЦДНГ (Учет и анализ добычи нефти)

Назначение

Комплекс задач по оперативному учету и отчетности в добыче нефти предназначен для решения на ПЭВМ широкого круга взаимосвязанных задач по обработке информации с первичных документов ЦДНГ, НГДУ, расчета показателей за сутки, месяцы, квартала, годы и с начала эксплуатации.

Вход

Исходной информацией для комплекса являются:

1) сведения по скважине:

- дебит жидкости;
- процент обводненности;
- простой;
- движение фонда;

2) сведения по горизонтам, пластам:

Нормативно-справочная информация по скважине по горизонтам пластам, объектам.

Выход

В результате решения задачи создаются информационные базы комплекса, которые могут быть использованы другими комплексами (исследование, ПРС, закачка) и для передачи на верхний уровень управления (СОИ, ТатАСУнефть). На уровне ТатАСУнефть формируется единый банк данных по объединению. На уровне СОИ составляются интегрированные показатели по НГДУ.

Формируются выходные формы для пользователей уровня цеха, НГДУ:

- сведения о состоянии скважин, добыче нефти, воды и коэффициента эксплуатации;
- сведения об эксплуатации нефтяных скважин бригадой добычи;
- распределение простоев эксплуатационных, действующих скважин и недоборов нефти по бригадам, структурным подразделениям;
- недоборы нефти из-за простоев по эксплуатационному фонду;
- распечатка простоев;
- предварительный отчет по скважинам;
- итоги предварительного отчета;
- месячный отчет по эксплуатации скважин;
- итоги месячного отчета.

АРМ ДИСПЕТЧЕРА И ТЕХНОЛОГА ЦДНГ

Назначение

Комплекс задач эксплуатируется на РС, установленных на нефтепромыслах. Пользователи – диспетчера, геологи и технологи нефтепромысла.

Вход

Исходной информацией для комплекса являются сведения:

- движение фонда скважин;
- простои
- замеры дебита жидкости с ГЗУ или других устройств;
- гидродинамические исследования;
- анализ проб продукции скважин.

Выход

В результате решения задачи формируются:

- протокол контроля и анализ полученной информации;

- форма учета и отчетности о простоях скважин;
- сводка для передачи в ЦИТС, СОИ;
- протокол отбраковки замеров.

Производятся расчеты, выполняемые технологом ЦДНГ:

- вывод скважин в режим после откачки;
- расчет режима откачки;
- расчет объемов и плотности жидкости глушения;
- расчет солеотложения;
- расчет ЦИРКУЛЯЦИИ скважины после дистиллятной обработки;
- диагностика работы ГЗУ по значениям замеров ОПОРНЫХ скважин;
- слежение за отклонением от режима.

Для геолога ЦДНГ выполняются:

- составление технологического режима;
- составление месячных отчетов;
- учет ГТМ и расчет эффекта от их применения;
- расшифровка фонда скважин

АРМ ТЕХНОЛОГА ЦППД (учет и анализ закачки воды)

Назначение

Комплекс учет закачки эксплуатируется на персональных компьютерах, установленных в цехах ППД.

Пользователи - геологи и технологи ЦППД.

Информационная база формируется из данных по движению фонда скважин, простоям, замерам жидкости с системы телемеханики.

АРМ технолога решает следующие задачи:

- контроль и анализ полученной информации;
- отбраковка измерений;
- формирование форм учета и отчетности о простоях скважин;
- формирование данных о простоях и замерах для передачи в ЦДНГ.

АРМ геолога предусматривает:

- составление технологического режима работы нагнетательных скважин;
- формирование сводки по площадям и блокам.
- сведения об установленном оборудовании;
- установка штуцеров.

Комплекс разработан для эксплуатации в цехах ППД объединения «Татнефть». Использование в других нефтедобывающих регионах потребует адаптирования на применяемую технику и технологию добычи нефти.

Вход

Исходная информация для решения задачи: ежесуточные замеры по нагнетательным скважинам, сведения о простоях по КНС, водоводам, скважинам, сведения о работе агрегатов, геолого-промысловой информации, нагнетательным скважинам:

- по пластам
- по оборудованию.

Справочная информация - сведения о нагнетательных скважинах, относящихся к отдельным объектам воздействия.

Выход

Результатом решения задачи является:

- учет простоев нагнетательных скважин, водоводов, КНС;
- регистрация и анализ результатов измерений приемистости скважин;
- расчет объемов закачки по структурным подразделениям;
- расчет времени работы скважин;
- формирование технологического режима работы нагнетательных скважин;
- формирование сводки по площадям и блокам.

АРМ ИНЖЕНЕРА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Назначение

Автоматизированная обработка информации по исследованию скважин и пластов.

Исходная информация для решения задачи по исследованию замеры, глубинным манометрам, КВУ (КВД), индикаторным кривым.

Исходной информацией являются также существующие базы данных автоматизированной системы учета и отчетности по добыче нефти и справочная информация по скважинам и пластам.

Результатом решения задачи являются таблицы, выдаваемые ежесуточно по заказу:

- результаты обработки скважин глубинным манометром;
- результаты обработки скважин в межтрубном пространстве;
- результаты обработки КВУ (КВД);
- результаты обработки скважин методом установившихся отборов (индикаторные кривые).

Разработаны также следующие месячные выходные ФОРМЫ:

- отчет по результатам исследований глубинными манометрами;
- отчет по замерам уровней;

- отчет по результатам обработки КВУ (КВД)
- отчет по результатам обработки скважин методом установившихся отборов.

Результаты обработки КВУ (КВД) по желанию пользователя выдаются в виде графика.

УЧЕТ И АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЛУЖБЫ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НГДУ

Назначение

Автоматизированная обработка информации в составе АРН специалиста ЦПРС (экономиста, технолога). Комплекс разработан в соответствии с действующими бригадными нормами организации, оплаты и стимулирования труда при подземном ремонте скважин.

Исходные данные возникают в результате выполненного подземного ремонта скважин.

Ввод данных, приведенных в наряде на подземный ремонт скважины, осуществляется с клавиатуры ПЭВМ и проверкой на достоверность.

Методика

Комплекс программ реализует методику расчета данных по службе подземного ремонта, сложившуюся в АО "Татнефть".

При необходимости методика может быть изменена путем небольших корректировок программ.

Выход

По требованию пользователя выдает следующие выходные формы:

- выполненные ремонты по способам эксплуатации;
- повторные ремонты по причинам и способам эксплуатации;
- баланс рабочего времени;
- расшифровка технологически необходимых работ и нетехнологических работ;
- расшифровка технологических мероприятий и перерывов;
- расшифровка простоев;
- средняя продолжительность и время пребывания скважин в ремонте по бригадам;
- количество и продолжительность видов работ;
- режим работы и состав бригад ПРС;
- трудозатраты на ПРС по скважинам бригад ПРС.

УЧЕТ И АНАЛИЗ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН

Назначение

Автоматизированная обработка информации в составе АРН специалиста-технолога ЦПРС и в составе АРИ технолога ЦДНГ НГДУ с целью организации централизованного учета установленного технологического оборудования скважин и анализа его работоспособности. Комплекс также формирует фонд скважин с установленным оборудованием и проведенными геолого-техническими мероприятиями, корректирует их после каждого проведенного ремонта, создает архив по выполненным ремонтам, осуществляет расчет выходных документов, связанных с учетом и надежности работы оборудования и скважины.

Вход

Исходные данные возникают в результате выполненного подземного ремонта скважин. Ввод данных, приведенных в акте на подземный ремонт скважины, осуществляется с клавиатуры ПЭВМ с проверкой на достоверность.

Методика

Комплекс программ реализует методику расчета данных по службе подземного ремонта скважин, сложившуюся в АО «Татнефть». При необходимости методика может быть изменена путем небольших корректировок программ.

Выход

По требованию Пользователя выдаются следующие выходные данные:

- состояние скважин до ремонта;
- перечень предшествующих ремонтов по скважинам;
- частоту ПРС по каждому ЦДНГ и по НГДУ в целом;
- причины ремонтов по каждому ЦДНГ и по НГДУ;
- установленное технологическое оборудование по скважинам каждого ЦДНГ, ЦППД и НГДУ;
- средняя глубина подвески НКТ по способам эксплуатации по ЦДНГ, ЦППД и НГДУ;
- отчет о выполненных ремонтах по способам эксплуатации по ЦДНГ, ЦППД и НГДУ

УЧЕТ И ОПЕРАТИВНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Назначение

Решение задачи направлено на упорядочение ведения учета по трубопроводам. Оно даст возможность оперативно анализировать работу и состояние трубопроводов, планировать и проводить мероприятия по защите трубопроводов от коррозии для решения различного рода инженерных задач по выдаче рекомендаций на эффективность применения того или иного ингибитора, видов покрытий внутренней поверхности трубопроводов и оборудования, а также для формирования отчетных документов месячной, квартальной и годовой периодичности.

Кроме того задача позволяет получить схему расположения объектов (скважина, КС, ГЗУ и т.д.) и соединяющих их трубопроводов.

Графическая часть задачи позволит пользователю наглядно увидеть участки с наиболее часто случающимися порывами, которые будут отмечены на схеме другим цветом.

Задача поможет сделать ваш труд более эффективным.

Периодичность решения

Сбор и ввод информации осуществляется по мере появления новой или изменяющейся информации о состоянии сети трубопроводов (Т/П). Получение выходной информации полностью зависит от вашего желания.

Информационная схема решения

Всю появляющуюся информацию мастер по добыче вводит в ПЭВМ с клавиатуры.

Управление вводом и решение задачи осуществляется посредством меню и соответствующих команд - подсказок, отображаемых на экране ПЭВМ.

Для хранения информации предусмотрены следующие файлы:

- включающие в себя паспортные данные т/п;
- содержащие сведения о порывах т/п;
- содержащие сведения о применяемых ингибиторах и дезмульгаторах;
- содержащие сведения о защитных покрытиях т/п;
- содержащие сведения о транспортируемой среде;
- содержащие сведения о применяемой катодной защите.

Выходная информация

В качестве выходной информации можно получить на видео экране, сохранить в файле или распечатать на принтере всю необходимую для вашей работы информацию о состоянии т/п.

Вместе с тем вы можете получить рекомендации об участках т/п, требующих срочной замены.

Всей нормативно - справочной информацией вы занимаетесь по мере необходимости.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Назначение

Основным назначением данного комплекса программ является выбор оптимального механизированного способа эксплуатации для нефтяных скважин и оптимизация режима работы выбранного насосного оборудования. При этом основными критериями оптимизации являются:

- 1) обеспечение необходимого отбора жидкости из нефтяной скважины;
- 2) минимизация совокупности всех экономических затрат;
- 3) обеспечение необходимого ресурса работы.

Комплекс состоит из 4-х отдельных программ по каждому виду насосов: «Погружные центробежные электронасосы (ЭЦН)», «Штанговые глубинные насосы (ШГН)», «Диафрагменные насосы (ЭДН)», «Винтовые насосы» (ВНТ). Все четыре программы могут работать в зависимости от желания пользователя как в одном комплексе, так и совершенно независимо друг от друга.

Функциональные возможности

Данный комплекс программ имеет удобный и широкий интерфейс, позволяющий пользователю быстро и качественно провести все необходимые расчеты по оптимизации работы механизированного фонда нефтяных скважин в диалоговом режиме со следующими основными возможностями:

- 1) минимум необходимых знаний по работе с персональными компьютерами;
- 2) контекстно-зависимая подсказка пользователю (Help);
- 3) оперативное изменение условий подбора и критериев оптимизации;
- 4) различные альтернативные способы подготовки и анализа всей необходимой входной информации;

5) хранение и анализ проведенных расчетов по подбору насосного оборудования для конкретных скважин в специальном историческом файле.

Управление работой всех программ комплекса пользователь осуществляет через ввод в действие выбранных пунктов меню или используя различные функциональные клавиши. При этом для ведения основного диалога достаточно использование 3-х общепринятых функциональных клавиш: «Enter», «Esc», «F1». Для удобства работы пользователя на экран автоматически выводятся три вида подсказок: описание необходимых функциональных клавиш, расшифровка активных пунктов меню, сообщения о ходе выполнения программы.

Вход

Входной информацией для данного комплекса являются обычные промысловые данные, используемые для составления режима работы скважины:

- оперативная информация: пластовое, забойное, устьевое и затрубное давления, коэффициент продуктивности, обводненность и удельный вес попутной воды и др;
- условно-постоянная информация: данные по конструкции скважины и сведения по составу и свойствам добываемой нефти;
- Справочная информация: наименования и характеристики насосного оборудования.

Выход

Результатом работы программ комплекса является выходной документ «Оптимизация режима работы насосного оборудования». По каждой скважине в выходной форме имеется три вида информации:

- исходные данные по скважине, фактическому насосному оборудованию и режиму его работы;
- наиболее оптимальное насосное оборудование и режим его работы, рекомендуемое для данной скважины;
- оптимальное насосное оборудование и режим его работы, рассчитанный с условием ограничений, указанных пользователем.

Литература

1. А.С. Аберков, Л.В. Ильин. Монтаж оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов. Справочник пособие. Москва, "Недра", 1989.
2. Е.И. Бухаленко, Ю.И. Абдуллаев. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. Москва, "Недра", 1985.
3. В.А. Еронин и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. Москва, 1973.
4. Ишемгузин С.Б. Инструкция по эксплуатации глубинно-насосных скважин. Альметьевск, ЦНИЛ объединения "Татнефть", 1970.
5. Ишемгузин С.Б., Грайфер В.И. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань, Таткнигоиздат, 1973.
6. Ишемгузин С.Б. Руководство по эксплуатации скважин штанговыми насосами. Альметьевск, 1992.
7. Ишемгузин С.Б. и др. Добыча нефти штанговыми насосами. Москва, "Недра", 1993.
8. Ишемгузин С.Б. и др. Текущий и капитальный ремонт скважин. Альметьевск. 1998.
9. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. Москва, Энергоатомиздат. 1989.
10. Ю.М. Котелевский и др. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа. Москва, "Недра", 1976.
11. М.П. Калинушкин. Насосы и вентиляторы. Москва, "Высшая школа", 1987.
12. В.И. Лапшин. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт. Москва, "Недра", 1986.
13. В.М. Муравьев. Справочник мастера по добыче нефти. Москва, "Недра", 1975.
14. Номенклатурный каталог на освоенные и серийно выпускаемые изделия насосостроения на 1985 г. Москва, ЦИНТИхимнефтемаш, 1985.
15. Н.В. Никитин, Ю.Ф. Гаршин, С.Х. Меллер. Краткий справочник монтажника и ремонтника. Москва, Энергоатомиздат, 1990.
16. Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности. Справочник. Издательство "Химия". Москва, 1970.
17. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковки нефтепромысловых трубопроводов. Москва, НПО ОБТ, 1994.

18. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Москва, ПИО ОБТ, 1996.
19. Правила устройства электроустановок. Госгорэнергонадзор России. Москва, 1998.
20. Приказ по ОАО "Татнефть" № 243 от 11.05.1999 "О введении в действие "Положения о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД АО "Татнефть".
21. М.Г. Рудин, А.Е. Драбкин. Краткий справочник нефтелереработчика. Ленинград, "Химия", 1980.
22. К.М. Савельев. Нефтепромысловое хозяйство. Москва, Гостоптехиздат, 1963.
23. Справочная книга по добыче нефти. Москва, "Недра", 1974.
24. Справочник. Физико-химические свойства и составы пластовых нефтей при дифференциальном разгазировании нефтяных месторождений Республики Татарстан. ТатНИПИнефть, Бугульма, 1998.

Оглавление

1. Пористость и проницаемость	3
2. Физические свойства нефти, газа и воды	3
Физико-химические свойства нефти и газа	
Продуктивных отложений Татарстана	9
3. Оборудование и материалы при добыче нефти и газа	11
а. Трубы обсадные ГОСТ 632-80	11
б. Трубы бурильные	17
в. Насосно-компрессорные трубы	23
4. Трубы для водогазонефтепроводов	36
Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов ...	36
Трубы стальные водогазопроводные	41
Гидравлический расчет трубопроводов	42
5. Устьевое оборудование фонтанных, компрессорных и газовых скважин	44
Фонтанная арматура для нефтяных и газовых скважин	44
Регулирующие устройства	48
Оборудование обвязки обсадных колонн	49
6. Устьевое оборудование скважин, эксплуатируемых	
штанговой насосной установкой	53
7. Устьевое оборудование скважин, эксплуатируемых УЭЦН	55
8. Станки-качалки	56
Электропривод станков-качалок	60
Редукторы	61
Карта смазки узлов станка-качалки	65
9. Станции управления работой станка-качалки	66
10. Электропровода	67
11. Электробезопасность при добыче нефти	69
Заземление	69
Охранные зоны	70
12. Молниезащита I категории	71
13. Скважинные штанговые насосы	74
Общие сведения	74
Виды исполнения штанговых насосов	77
Штанговые насосы, выпускаемые АО "Ижнефтемаш"	90
Трубный винтовой штанговый насос с верхним приводом	91

14. Насосные штанги	93
Штанги насосные и муфты к ним ГОСТ 13877-80	94
Размеры и масса коротких штанг	94
Размеры соединительных муфт	94
Размеры переводных муфт	95
Техническая характеристика румынских штанг	97
Штанги насосные с центраторами типа ШНЦ 19, 22, 3/4" и 7/8"	97
15. Эксплуатация скважин погружными электронасосами	98
Наземное и подземное оборудование	98
Характеристика электрооборудования	101
16. Система сбора нефти и газа	102
Групповые замерные установки	102
Групповая замерная установка ГЗУ-СКЖ-8х60х40	107
Дожимные насосные станции	108
Техническая характеристика сооружений для очистки сточной воды	110
Основная характеристика типовых стальных цилиндрических вертикальных резервуаров	114
Оборудование резервуаров	114
17. Нефтяные насосы	117
Насосы типа К	118
Насосы типа Н	121
Насосы типа НД	123
Насосы типа НА и НВ	127
Центробежные секционные насосы типа ЦНС	130
Горизонтальные центробежные консольные насосы	133
Погружные насосы	134
Центробежные насосы типа Д	138
Мультифазный насос АЗ 2ВВ 65/25-50/25	139
Многофазный винтовой насос (МВН)	140
Дозировочные электронасосные агрегаты	142
18. Трубопроводная арматура	145
Конструктивные разновидности	145
Условные обозначения трубопроводной арматуры	145
Основные данные по задвижкам	149
Основные данные по кранам	163

Основные данные по вентилям	172
Тройники бесшовные приварные	189
Отводы стальные бесшовные приварные	193
Фланцы стальные приварные встык	198
Клапаны предохранительные прямого действия	202
Характеристика предохранительных клапанов	204
Регуляторы давления прямого действия	207
Маркировка трубопроводной арматуры	209
Материалы для прокладок	210
Правила установки трубопроводной арматуры	213
19. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт	215
Системы заводнения	215
Оборудование устья скважины	216
Блочные кустовые насосные станции	217
Насосный агрегат ЦНС-180	218
Установка УЭЦП для поддержания пластового давления	220
Требования к качеству воды, нагнетаемой в пласты	225
Технология подготовки воды	226
Процессы подготовки воды	227
20. Агрегаты для текущего и капитального ремонта скважин	228
21. Спецтехника	233
22. Вентиляторы	241
Радиальные вентиляторы	242
Осевые вентиляторы	243
23. Оборудование и механизмы для производства такелажных и ремонтных работ	244
Канаты	244
Стропы	248
Грузоподъемные механизмы	253
Оборудование для газосварочных работ	254
24. Пожаробезопасность	255
Огнетушители	255
25. Техническое диагностирование и экспертное обследование нефтепромыслового оборудования и трубопроводов методами нераз- рушающего контроля	257
26. Нормы расхода материально-технических ресурсов	259

27. Нормативная часть	261
28. Цены	263
Ориентировочная сметная стоимость строительства	
трубопроводов по АО "Татнефть"	263
Цены на нефтепромысловое оборудование	266
29. Общетехнические сведения	275
Таблицы плотности материалов P в $г/см^3$ ($кг/дм^3$)	275
Средние тепловые эквиваленты для перевода натурального	
топлива в условное	281
Плотность газов и паров при $0^{\circ}C$ и 760 мм ртутного столба	283
Таблица перевода некоторых англо-американских мер	
в метрические	284
30. Рекомендации по охране оборудования и коммуникаций	
на объектах добычи нефти, содержащей сероводород.....	284
31. Знаки безопасности для предприятий нефтяной промышленности	
по ОСТ 39-8-9-1-72	287
32. Перечень возможных вредных производственных факторов на	
рабочих местах в нефтяной промышленности	288
33. Аттестация рабочих мест по условиям труда (АР по УТ).....	290
34. Использование информационно-вычислительных систем	
в управлении нефтедобычей	300
Литература	329
Оглавление	331

Справочник мастера по добыче нефти.

Заказ П-17
Формат 60x84/16. Объем 19,53 усл. п. л.
Печать офсетная.
Издательская лицензия №0252 от 23.03.99.
Отпечатано в типографии ООО **ТАТПОЛИГРАФ**
420111, г. Казань, ул. Миславского, 9.