МИНИСТЕРСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ
(ВНИИТнефть)

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ
РД 39-013-90

КУЙБЫШЕВ— 1990

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной и газовой промышленности

СОГЛАСОВАНО

Начальник отдела научно-технического прогресса
Е.М.Довжок
"04" 04 1990г.

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Отдела бурения
В.А.Акатьев
"26" 04 1990г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

по эксплуатации бурильных труб

РД 39-013-90

Настоящий документ разработан: Всесоюзным научно-исследовательским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб ВНИИТнефть

Зам.директора ВНИИТнефть С.А.Сабирянов
"19" 02 1990г.

Ответственные исполнители:

Ст.научн.сотр. В.П.Игошин
"19" 02 1990г.

Зав.лабораторией Б.С.Баркан
"19" 02 1990г.

Руководящий документ разработан Всесоюзным научно-исследова - тельским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб (Куйбышев).

Составители : В.П.Игошин, Б.С.Баркан

Согласовано с начальником отдела научно-технического прогресса МНГП СССР Е.М.Довжоком 20.04.90г.

Утверждено начальником отдела бурения МНГП СССР В.А.Акатьевым 26.04.90г.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб,1990

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

РД 39-013-90

Вводится взамен РД 39-2-961-83
и РД 39-2-162-79

Срок введения установлен с
Срок действия до

Настоящая инструкция содержит технические характеристики стальных и алюминиевых бурильных труб отечественного и зарубежного производства.

В инструкции регламентированы вопросы эксплуатации бурильных труб, а также даны сведения по их изготовлению и ремонту, хранению, транспортировке, учету и списанию.

I. КОНСТРУКЦИИ И ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, ЗАМКОВ И ПЕРЕВОДНИКОВ

I.I. Трубы бурильные ведущие (ВБТ)

В верхней части бурильной колонны находится ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода бурового станка через ротор бурильной колонне. В отличие от бурильных труб, сечение тела ведущей трубы, как правило, имеет форму квадрата.

В практике бурения применяют ведущие трубы как сборной конструкции, состоящей из собственно трубы, верхнего (ПШВ) и нижнего (ПШН) переводников, так и цельной конструкции.

Ведущие трубы сборной конструкции

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. I.I и на рис. I. На концах ведущей трубы нарезают трубную

Таблица I.I

Размеры и масса бурильных труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата a, мм	Диагональ квадрата, мм, не более	Радиус при вершине квадрата R, мм, не более	Диаметр канала d, мм	Диаметр проточки под элеватор D_1, мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2, мм	Длина резьбы ℓ (включая сбег), мм	Длина трубы, м			Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286-75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
								Рабочей части $L_р$, не менее	Общая						1 м трубы без переводников	переводника	
									не менее	не более	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего		верхнего	нижнего
ТУ 14-3-126-73																	
112	112^{+5}_{-1}	-	$20^{\pm3}$	$74^{\pm4}$	114	$110^{\pm0,5}$	96	-	$13_{-2,5}$	-	-	-	-	-	65,6	-	-
140	$140^{\pm2}$	-	$20^{\pm3}$	$85^{\pm5}$	141	$136^{\pm0,5}$	105	-	$14^{+2,5}$	-	-	-	-	-	$106,6_1$	-	-
155	155^{+3}_{-3}	-	$20^{\pm3}$	$100^{\pm5}$	168	$150^{\pm0,5}$	120	-	$14^{+2,5}$	-	-	-	-	-	124,3	-	-
ТУ 14-3-755-78																	
65	65	87	8	32	73	63	65	9,3	10,0	12,5	3-76Н	3-76	95	95	27	10	9
80	80	105	8	40	89	75	75	9,3	10,0	12,5	3-88Н	3-88	108	108	38	12	12

Таблица I.2

Размеры и масса нижних переводников ПШН, мм

Условный размер ВБТ	Обозначение замковой *резьбы по* ГОСТ 5286-75	Наружный диаметр *переводника* $D_н \pm 0,5$	Длина переводника $\mathcal{L}^{+20}_{-10}$	Диаметр проходного отверстия $d \pm 0,6$	Диаметр цилиндрической выточки $d_в \pm 0,5$	Внутренний диаметр *резьбы в* плоскости торца d_1	Расстояние от *торца до* конца резьбы с полным профилем ℓ_1	Длина конуса *под* резьбу $\ell_2+в$	Масса, кг, не *более*
65	3-76	95	260	32	65,3	59,9	90	95	9,0
80	3-88	I08	275	38	77,3	7I,9	I00	I05	I2,0
	3-II7	I40	305	58					I8,3
II2	3-I2I	I46	330	80	II2,3	I06,9	I20	I25	22,0
	3-I33	I55	335	95					24,0
	3-I40	I72	340	70					30,0
I40					I37,3	I3I,9	I30	I40	
	3-I47	I78	350	I0I					35,0
	3-I52	I97	375	89					50,0
I55					I52,3	I46,9	I45	I55	
	3-I7I	203	375	I27					39,0

1*-2350

коническую резьбу (ГОСТ 631-75): правую - на нижнем и левую - на верхнем. На концы трубы навинчивают (горячим способом на прессовой посадке) переводник ПШН (рис. 2,а, табл. I.2) на нижний и переводник ПШВ (рис. 2,б, табл. I.3) на верхний. Для защиты замковой резьбы переводника ПШН от износа на него навинчивают переводник типа ПП или ППВШ.

Ведущие трубы сборной конструкции (горячекатаные) изготавливают из сталей групп прочности Д и К, переводники ПШН и ПШВ - из стали 40ХН (ГОСТ 4543-71). Механические свойства горячекатаной трубы приведены в табл. I.4.

Переводники ПШВ и ПШН. Технические требования к переводникам предусмотрены ТУ 26-02-652-75. Технические свойства, правила приемки и методы контроля механических свойств после термической обработки, параметры и предельные отклонения резьб и резьбовых соединений переводников - ГОСТ 631-75 и ГОСТ 5286-75.

Трубная резьба, нарезаемая на концах тела трубы, кроме профиля, не стандартизована (Нормаль 293-49).

Размеры резьбового соединения приведены в табл. I.5 и на рис. 3.

Таблица I.3

Размеры и масса верхних переводников ПШВ, мм

Условный размер ВБТ	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286-75	Наружный диаметр переводника $D \pm 0,5$	Длина переводника l + 20 - I0	Диаметр проходного отверстия $d \pm 0,6$	Масса, кг не более
65	3-76Л	95	260	38	I0,0
80	3-88Л	I08	275	45	I2,5
II2	3-I2IЛ	I46	330	80	22,9
II2	3-I52Л	I97	350	89	60,0
II2	3-I7IЛ	203	375	I0I	48,0
I40	3-I47Л	I78	350	I0I	35,8
I40	3-I52Л	I97	350	89	55,0
I55	3-I52Л	I97	375	89	54,0

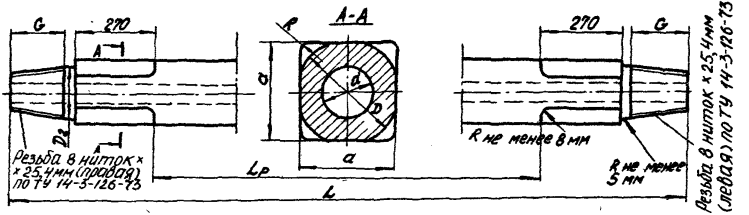


Рис.1. Ведущая труба сборной конструкции

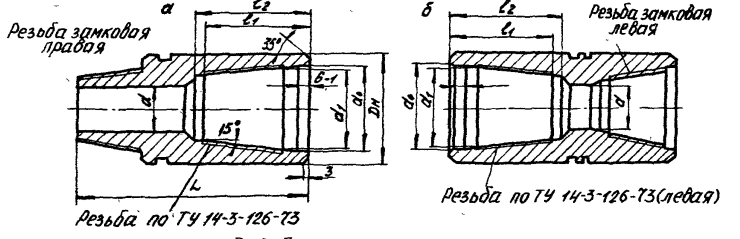


Рис.2. Переводники ведущей трубы:

а – нижний ПШН, б – верхний ПШВ

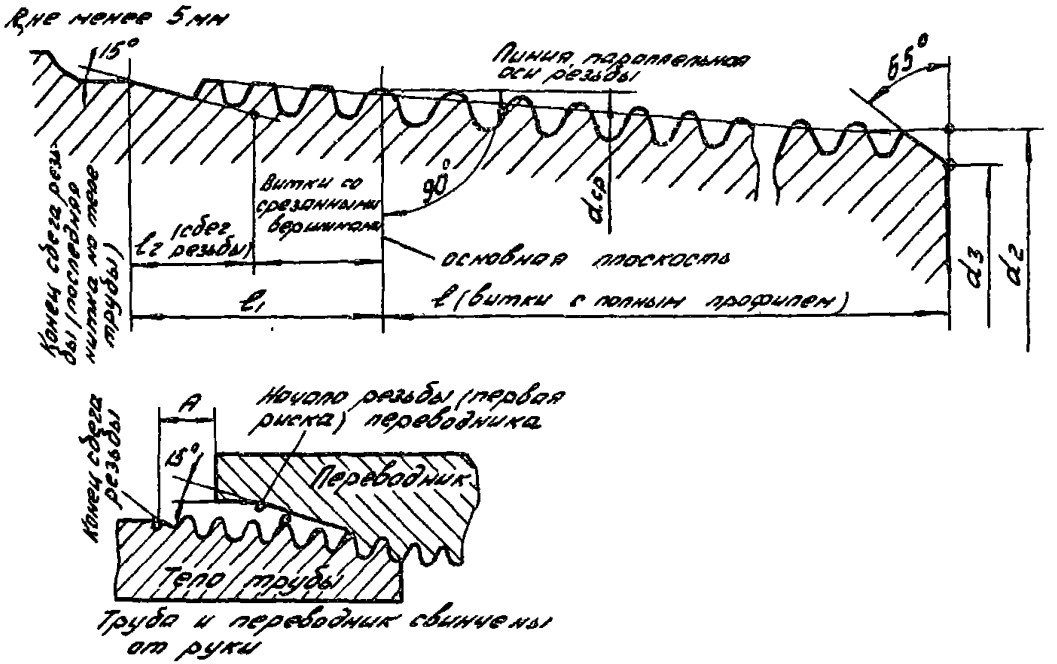


Рис.3. Резьбовое соединение ВБТ

Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631-75, за исключением отклонений по конусности на длине 100 мм - $^{+0,36}_{-0,22}$ и по общей резьбе ± 1 нитка (3,175 мм), допускается изготовление резьбы без сбега под углом 15°.

Контроль трубной резьбы. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг - расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбега резьбы трубы должен быть 9 ± 3,175 мм.

Примечание: все данные по трубной резьбе приведены для случая нарезки резьб в условиях трубных баз буровых предприятий.

На наружной поверхности ВБТ не допускается наличие трещин, закатов, расслоений и других дефектов, ухудшающих их качество. Возможны отдельные дефекты в пределах установленных допусков. Для определения глубины дефектов допускается их подрубка, при этом ее глубина не должна превышать 18% от номинальной толщины стенки. Подрубка не допускается на расстоянии 500 мм от концов трубы. При этом запиловка дефектных мест должна быть на глубину не более 12,5% от номинальной толщины стенки.

Таблица 1.4

Механические свойства горячекатаных труб

Изделие	Группа прочности стали	Марка стали	Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, Мпа	Относительное удлинение δ_5	Относительное сужение ψ	Ударная вязкость KCV кДж/м^2
Ведущие трубы	Д	-	637	373	16	38	392
	К	-	686	441	12	35	392
Переводники		40ХН	По ГОСТ 5286-75				

Маркировка ВБТ сборной конструкции. После соединения с трубой на поясках переводников (ПШВ и ПШН) методом клеймения наносят:

- товарный знак изготовителя трубы;
- размер ВБТ (сторона квадрата в мм);
- размер замковой резьбы;
- дата выпуска (год, месяц).

В последние годы вместо стандартного соединения ВБТ с переводниками для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений разработаны и применяют их новые конструкции. К ним относится конструкция резьбового соединения ВБТ с переводниками, разработанная ВНИИБТ - ТВКП (табл. I.6). Прочность и герметичность соединения обеспечивается конической резьбой трапецеидального профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631-75) и коническим стабилизирующим поясом конусностью I:32 (табл. I.7 и рис. 4). Ведущие трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276-86 (ранее по ТУ 39-01-04-392-78) в сборе с верхним левым переводником ПВВК и нижним переводником ПВНК. Переводники изготавливают из стали марок 40ХН или 40ХН2МА (ГОСТ 4543-71) с механическими свойствами после термообработки по ГОСТ 5286-75. Сборка переводников с трубой по резьбе ТТ и коническому стабилизирующему поясу должна быть произведена горячим способом с нагревом приблизительно до 400-420° С.

После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей.

Ведущие трубы цельной конструкции

В 1988 году в Сумском МНПО освоен в соответствии со стандартом 7 АНИ выпуск опытных партий ВБТ, термообработанных по всей длине.

Сортамент ВБТ, который будет выпускаться по 6328.000-00.00.00ТУ, указан в табл. I.8, общий вид - на рис. 5,а,б.

ВБТ изготавливают двух типов (по сечению рабочей части): К - квадратного сечения, Ш - шестигранного сечения.

Разностенность тела трубы не должна превышать 2 мм. Разностенность трубы на длине резьбовой части не должна превышать I мм.

ВБТ должны быть изготовлены из хромоникельмолибденовой стали, имеющей после термической обработки механические свойства не ниже приведенных в табл. I.I0.

Таблица I.5

Размеры резьбового соединения ВБТ сборной конструкции, мм

Условный размер ВБТ	Конусность резьбы	Число витков на длине 25,4	Средний диаметр резьбы трубы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы (справочный)		Длина резьбы					Расстояние от торца переводника до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) А
				наружный d_2	внутренний d_3	общая (от торца) трубы до конца сбега резьбы, $\sigma=\ell+\ell_1$	до основной плоскости ℓ	от основной плоскости до конца сбега ℓ_1	со срезанными вершинами и полными впадинами $\ell_1-\ell_2$	сбег резьбы ℓ_2	
65	I:I6	8	6I,266	59,87I	56,25I	65	50,065	I4,935	8,585	6,35	9
80			73,266	7I,246	67,626	75	60,065				
II2			I08,266	I04,996	I0I,376	95	80,065				
I40			I33,266	I29,37I	I25,75I	I05	90,055				
I55			I48,266	I43,433	I39,8I3	I20	I05,065				

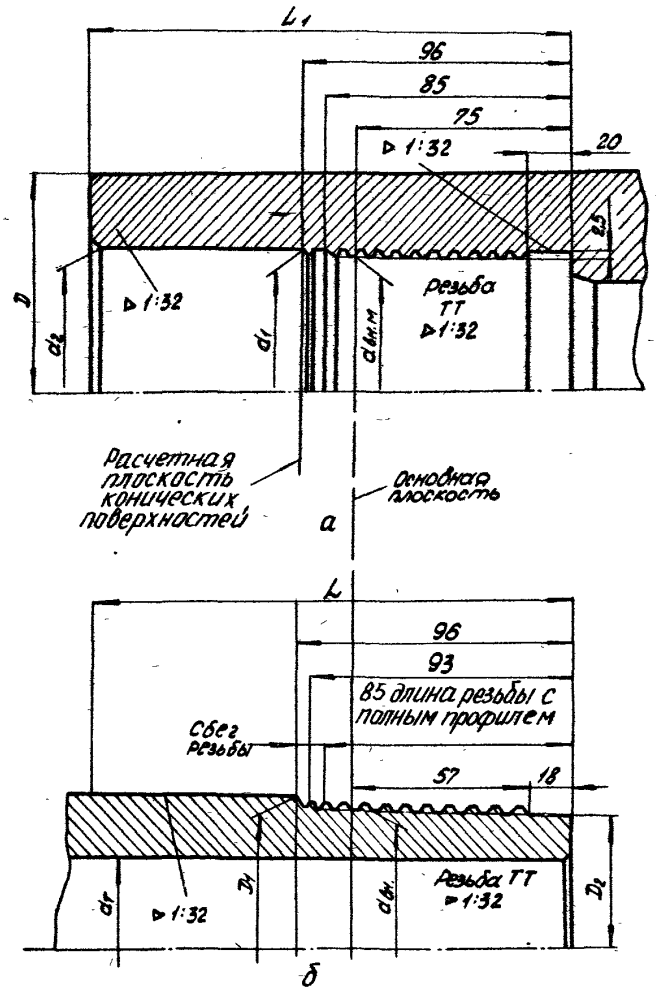
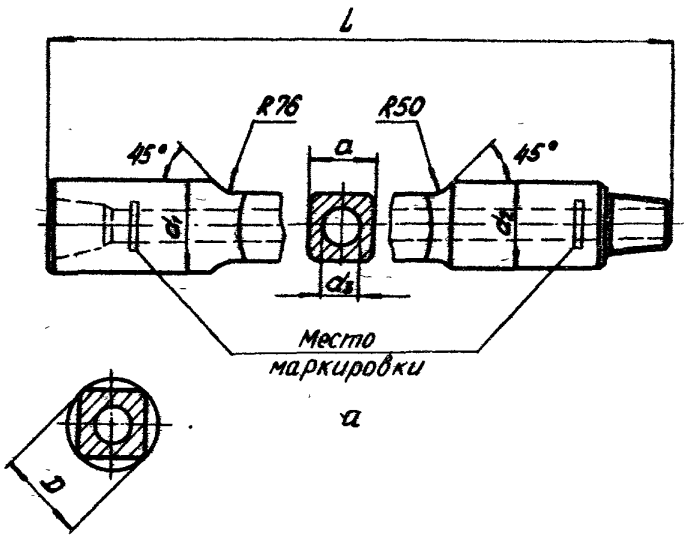
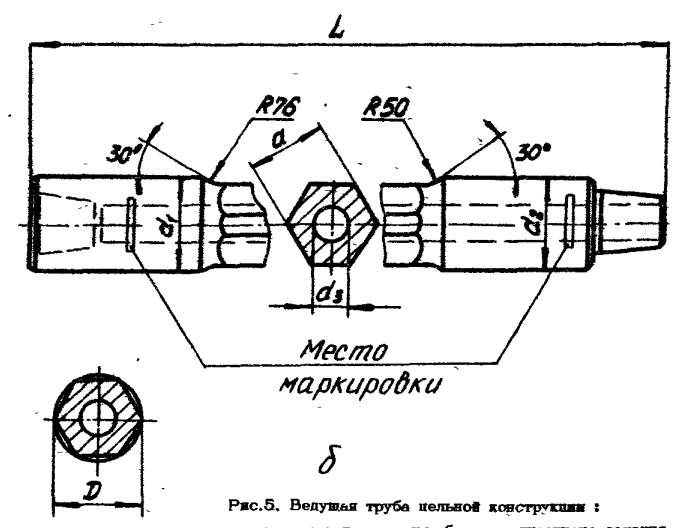


Рис.4. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП :
а – переводник, б – труба



а



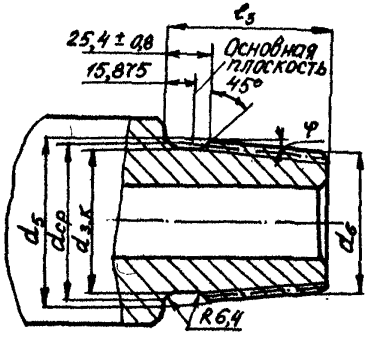
б

Рис.5. Ведущая труба цельной конструкции :
а - квадратного сечения, б - шестигранного сечения

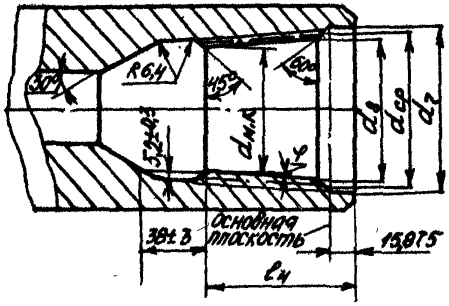
Таблица I.6

Размеры резьбовых соединений ТВКП, мм

Обозначение трубы	Ведущая труба					Переводники						
	D_1	D_2	d	$d_{вн.м}$	$\mathcal{L}$	Обозначение переводника	D	d_1	$d_{вн.м}$	$\mathcal{L}_1$	d_2	Направление резьбы
ТВКП-II2	I05,5	95,5	74	99,6	I66	ПВНК-II2	I46	I05,20	99,30	I64	I07,325	Правая
						ПВВК-II2						Левая
ТВКП-I40	I28,5	II8,5	85	I22,6	I90	ПВНК-I40	I78	I28,I5	I22,25	I88	I3I,025	Правая
						ПВВК-I40						Левая
ТВКП-I55	I46,5	I36,5	I00	I40,6	I90	ПВНК-I55	203	I46,II	I40,2I	I88	I48,975	Правая
						ПВВК-I55						Левая

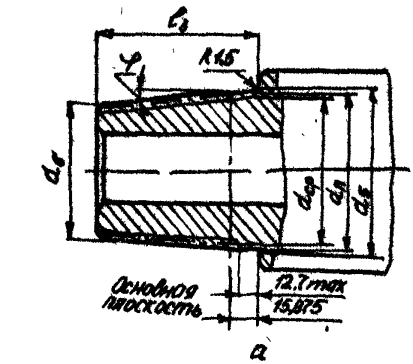


а

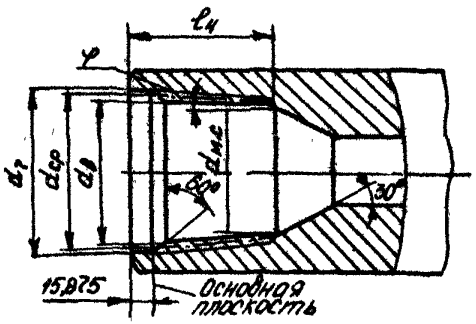


б

Рис.6. Резьбовое соединение ВБТ:
а - ниппель С - 28 , б - муфта З - 117



а



б

Рис.7. Резьбовое соединение ВБТ для остальных размеров : а – ниппель, б – муфта

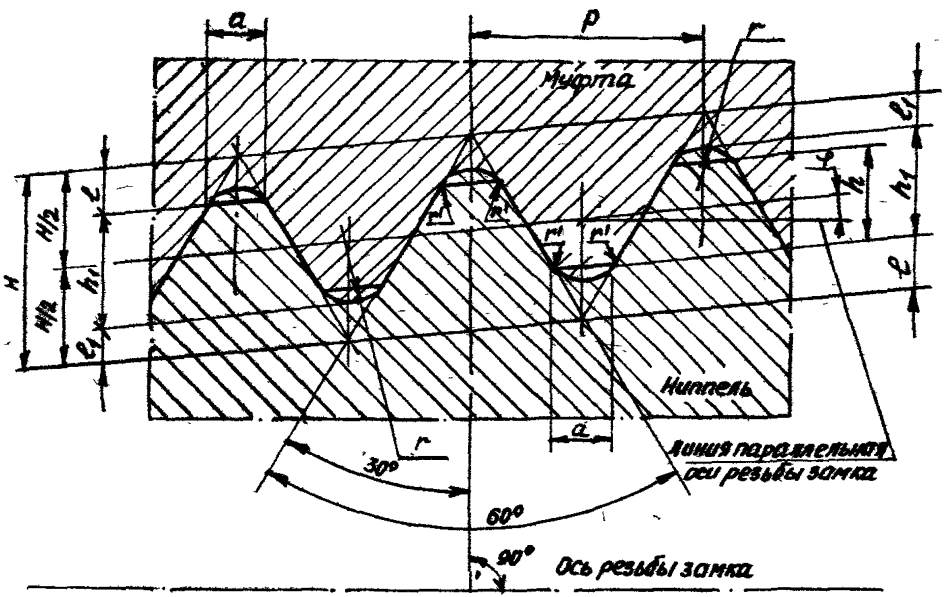


Рис.8. Форма замковой резьбы ВБТ

Таблица I.7

Размер ведущих бурильных труб ТВКП, мм

Шифр ВБТ	Сторона квадрата	Внутренний диаметр	Длина с переводниками	Обозначение резьбы, предназначенной для соединения переводников с ведущей трубой		Наружный диаметр переводника		Длина переводника		Обозначение замковой резьбы переводника	
				нижним переводником	верхним переводником	нижнего	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	верхнего
ТВКП-II2	II2	74	II500-I3500	ТТ99х5,08х I:32	ТТ99х5,08х I:32Л	I46	I46	400	400	З-I2I	З-I2IЛ
ТВКП-I40	I40	85	I4500-I7000	ТТI27х5,08х I:32	ТТI27х5,08х I:32Л	I78	203	450	450	З-I47	З-I7IЛ
ТВКП-I55	I55	I00	I4500-I7000	ТТI40х5,08х I:32	ТТI40х5,08х I:32Л	203	203	450	450	З-I7I	З-I7IЛ

Основные размеры и масса ВБТ, изготавливаемых по 5328.000-00.00.00. ТУ
(опытно-промышленная партия)

Условное обозначение	Сторона квадрата, мм a	Расстояние между гранями, мм	Диаметр, мм: наружный D	Диаметр, мм: внутренний d_2	Общая длина, L, мм	Диаметр, мм: верхнего муфтового соединения: станд.	Диаметр, мм: верхнего муфтового соединения: факуль. d_1	Диаметр, мм: нижнего ниппельного соединения d_4	Типоразмер резьбы: верх. муфта: стандартный	Типоразмер резьбы: верх. муфта: факультативный	Типоразмер резьбы: низ. ниппель	Масса, т (расчетная)
ВБТ квадратного сечения												
ВБТ-63к	63	-	82,6	32				86	3-152(6 5/8"Reg)	3-117 (4 1/2" Reg)	3-73 (МС-26)	0,378
ВБТ-76к	76	-	98,4	44				108				0,477
ВБТ-89к	89	-	112,7	57	12190		146	121			3-102 (МС-38)	0,569
ВБТ-108к	108	-	139,7	71		197		152			3-122 (МС-46)	1,085
								155			3-133 (МС-50)	1,090
ВБТ-133к	133	-	171,4	80	16460			178			3-147 (5 1/2"	) 1,649
ВБТ-152к	152	-	196,8	80				203			3-171 (6 5/8"	) 2,326
ВБТ шестигранного сечения												
ВБТ-89ш		89	100,0	44	12190		146	108	3-152(6 5/8"Reg)	3-117 (4 1/2" Reg)	3-86 (МС-37)	0,570
ВБТ-108ш		108	121,4	57		197	146	121			3-102(МС-38)	1,030
ВБТ-133ш		133	150	80	16460			155			3-133(МС-50)	1,365
ВБТ-152ш		152	173	80				178			3-147(5 1/2"FH)	1,986
											3-149(МС-56)	1,986

Таблица I.9

Допускаемые отклонения размеров труб, форма и расположения их поверхностей

Наименование параметров		Предельные отклонения для номинальных размеров труб					
		63	76	89	I08	I33	I52
Общая длина					+I52 0		
Наружные диаметры					±0,8		
Внутренний диаметр					+I,6 -0		
Диагонали					0 -0,4		
Расстояние между гранями	квадратное сечение	+2,0 0			+2,4 0		
	шестигранное сечение				+0,8 0		
Прямолинейность		Не более I/2000					
Угол скручивания, градусы		5^0 на длине рабочей части					

На наружной и внутренней поверхности труб не должно быть плен, закатов, расслоений, трещин и песочин, неметаллических включений и незаполнений металлом. Допускается удаление незначительных наружных дефектов путем зачистки с плавным переходом, глубина зачистки не должна превышать значений, указанных в табл. I.II.

Протяженность зачищенных мест не должна превышать I00 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном направлении. Количество зачищенных мест не должно быть более 2-х в одном сечении. Не допускается зачистка на участке менее 400 мм от торца трубы.

Шероховатость упорных поверхностей ниппельного и муфтового концов должна быть не более I,6 мкм. Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин,

забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них знаки маркировки.

Таблица I.IO

Механические свойства цельнометаллических ВБТ

Номинальный размер диаметра, мм	Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение δ, %	Ударная вязкость KCV, кдж/м^2	Твердость, НВ
≤ I7I	I000	760	I3	800	285÷34I
≥ I7I	950	690	I3	700	

Таблица I.II

Максимальные значения наружных дефектов ВБТ, мм

Наименование показателя	от 63,5 до 88,5	от 88,5 до II4,3	от II4,3 до I39,7	от I39,7 до I65	от I7I до 2I0	от 2I9 до 24I	более 24I
Максимальная глубина зачистки	I,8	2,3	2,8	3,2	3,9	5,2	I2,2

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. С целью устранения шероховатостей и повышения износостойкости витки резьбы упрочняются виброналепом.

Таблица I.I2

Размеры ниппеля ВБТ (аналогично стандарту 7 АНИ), мм

Обозначение резьбы	Профиль резьбы	Число ниток на дюйм	Шаг резьбы, P	Конусность $2tg\varphi$	Диаметр меньшего основания конуса d_6	Диаметр большого основания конуса d_5	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр зарезьбовой канавки (проточки) $d_{зк(а)}$	Длина ниппельной части ℓ_3
3-73 (NC-26)	V-0,038R	4	6,35	I:6	60,350	73,050	67,7672	69,9	76,2
3-86 (NC-3I)	V-0,038R	4	6,35	I:6	7I,323	86,I40	80,8482	73,4	88,9
3-I02(NC-38)	V-0,038R	4	6,35	I:6	85,065	I0I,998	96,7232	89,3	I0I,6
3-I22(NC-46)	V-0,038R	4	6,35	I:6	I03,734	I22,784	II7,5004	I09,9	II4,3
3-I33(NC-50)	V-0,038R	4	6,35	I:6	II4,300	I33,350	I28,0592	I20,6	II4,3
3-I49(NC-56)	V-0,038R	4	6,35	I:4	II7,5	I49,250	I42,6464	I34,5	I27,0
3-I47(5 I/2FH)	V-0,050	4	6,35	I:6	I26,797	I47,964	I42,0II4	-	I27,0
3-I7I(6.5/8FH)	V-0,050	4	6,35	I:6	I50,368	I7I,535	I65,5978	-	I27,0

Резьба ВБТ имеет износостойкое фосфатированное покрытие, толщиной 12-15 мкм, или марганцовисто-железистое на базе соли "Мажеф".

Размеры резьбовых соединений всех типов ВБТ, а также размеры расточек ниппеля и муфты приведены в табл. I.I2, I.I3 и на рисунках 6,а,б,7,а,б. Профиль резьб, форма и размеры приведены в табл. I.I4 и на рис. 8.

Требования к надежности ВБТ. Полный усредненный ресурс - 22000 ч, средний ресурс до капитального ремонта - 3500 ч.

ВБТ поставляются в следующем комплекте: труба ведущая бурильная; упаковка индивидуальная стальная; паспорт; сертификат; 6328.000-00.00.00ТУ.

Маркировка. ВБТ со стороны ниппеля на расстоянии от 300 до 350 мм должна иметь маркировку с указанием размера трубы и типоразмера нижней замковой резьбы.

ВБТ со стороны муфты на расстоянии 300+390 мм от упорного уступа должна иметь маркировку, содержащую типоразмер верхней замковой резьбы, год изготовления, товарный знак изготовителя, номер трубы.

Маркировка должна быть произведена клеймами шрифтом:

ПО-3 по ГОСТ 2962 для резьб 3-65+3-94 (*NC* 23+ *NC*- 35);

ПО-6 по ГОСТ 2930-62 для резьб 3-I02+3-I7I (*NC*-38+6 5/8*FH*).

Глубина маркировки для шрифта ПО-3 должна быть не более 0,3 мм; для ПО-6 - не более 0,5 мм.

Упаковка. ВБТ поставляется в специальном индивидуальном футляре, выполненном из стальной трубы и предназначенном для защиты бурильной трубы от механических повреждений. С целью предохранения трубы от коррозии наружная поверхность ВБТ окрашивается.

Резьба и упорные поверхности ВБТ защищаются предохранительными колпачками с прокладками.

Консервация резьбы и упорных поверхностей должна производиться по ГОСТ 9.014-78 пластичными смазками. Срок действия консервации - 3 года.

Транспортировка и хранение ВБТ должны соответствовать требованиям ГОСТ I0692-80. Условия транспортировки в части воздействия климатических факторов должны соответствовать группе 8 ГОСТ I5I50-69. Условия транспортировки в части воздействия механических факторов должны соответствовать группам: средние (С) и жесткие (Ж) (ГОСТ 23I70-78). Хранение в части воздействия климатических условий должны соответствовать группе 5 (ОЖ4)

Таблица I.I3

Размеры муфты ВБТ (аналогично стандарту 7 АНИ), мм

Обозначение резьбы	Профиль резьбы	Число ниток на дюйм	Шаг резьбы, P	Конусность $2tg\varphi$	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр конической выточки в плоскости торца d_7	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца (справочный) d_3	Внутренний диаметр резьбы на меньшем основании конуса $d_{м.к}$	Длина резьбы l_7
З-II7(4 I/2 Reg)	V-0,040	5	5,08	I:4	II0,8677	II9,063	II2,2II	8I,26I	I23,8
З-I52	V-0,050	4	6,35	I:6	I46,248I	I53,988	I45,602	I26,I02	II7

Таблица I.I4

Размеры профилей замковой резьбы ВБТ (аналогично стандарту 7 АНИ), мм

Элементы профиля резьбы	Профиль резьбы				
	V -0,038R		V -0,040	V -0,050	
Конусность, $2tg\varphi$	I : 6	I : 4	I : 4	I : 6	I : 4
Шаг P	6,35	6,35	5,08	6,35	6,35
Высота остроугольного профиля (теоретическая) H	5,487	5,471	4,3765	5,487	5,471
Высота профиля резьбы, h_1	3,095	3,083	2,993	3,754	3,741
Высота среза вершины h	I,428	I,422	0,875	I,097	I,094
Рабочая высота профиля t	2,634	2,627	2,626	3,293	3,283
Размер t_1	0,965	0,965	0,508	0,635	0,635
Ширина площадки вершины a	I,65	I,65	I,02	I,27	I,37
Радиус закругления впадины r	0,965	0,965	0,508	0,635	0,635
Радиус закругления площадок r_1	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Угол наклона φ	$4^0 45' 48''$	$7^0 7' 30''$	$7^0 7' 30''$	$4^0 45' 48''$	$7^0 7' 30''$

ГОСТ 15150-69. При хранении на открытом воздухе трубы должны быть расположены на стеллажах. Расстояние стеллажей от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м.

Гарантии. Изготовитель гарантирует соответствие ВБТ требованиям ТУ при соблюдении условий хранения, транспортировки. Гарантийный срок - 2 года со дня поступления к потребителю.

I.2. Трубы бурильные

Трубы бурильные в составе бурильных колонн предназначены для проведения работ по строительству и освоению нефтяных и газовых скважин.

По данным на начало 1989 года в нефтегазовой промышленности используются следующие типы бурильных труб:

Стальные бурильные трубы (СТБ): трубы бурильные сборной конструкции (ГОСТ 631-75)* с бурильными замками (ГОСТ 5286-75); трубы бурильные с приваренными замками (ТУ 14-3-1571-88); трубы бурильные для бурения электробуром (ТУ 14-3-397-75 и ТУ 14-3-715-87.

Алюминиевые бурильные трубы (АБТ): трубы бурильные алюминиевые сборной конструкции (ГОСТ 23786-79); трубы бурильные алюминиевые безамковой конструкции (ТУ 1-2-331-86, ТУ 1-1-365-81 и ГОСТ 23786-79).

* Согласно Постановлению НТК Госстандарта СССР от 17.05.89 № 1246, срок действия ГОСТ 631-75 продлен до 01.01.93г. ИУС № 8 1989г.).

Кроме того, используют импортные бурильные трубы. Эти трубы изготовлены согласно стандартам АНИ и в данной инструкции не рассматриваются.

Конструкция стальной бурильной трубы включает, как правило, собственно трубу (или трубную заготовку) и замок, муфта и ниппель которого неразъемно присоединены к торцам трубы. По способу соединения тела трубы с замковыми деталями различают трубы сборной конструкции (где соединение производится на резьбе) и трубы с приваренными замками.

Для увеличения прочности соединения труба-замок концы бурильных труб высаживают, т.е. увеличивают толщину стенки.

Трубы бурильные сборной конструкции (ГОСТ 631-75)

Сортамент. По высадке трубы нарезают наружную трубную резьбу треугольного или трапецеидального профиля, на которую навинчивают муфту или ниппель замка.

Трубы сборной конструкции в зависимости от типа высадки делят на четыре группы:

- с высаженными внутрь концами - В (тип I);
- с высаженными наружу концами - Н (тип 2);
- с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками - ВК (тип 3);
- трубы с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками - НК (тип 4, в настоящее время не производят)

Все трубы и замки направляются непосредственно в трубные подразделения производственных объединений (ПО) Миннефтегазпрома, где производится их сборка в готовые бурильные трубы.

Форма и основные параметры высаженных концов бурильных труб по ГОСТ 731-75 (под сборку с замками) приведена на рис. 9 и в табл. I,I5, на рис. I0, табл. I.I6, на рис. II и табл. I.I7.

Трубы сборной конструкции изготавливают с правым или левым направлением резьбы.

Трубы всех типов изготавливают длиной 6,8 и II,5 м при условном диаметре от 60 до I02 мм; II,5 м при условном диаметре от II4 до I40 мм.

Предельные отклонения по размерам и массе труб:

а) по наружному диаметру: ± I% при обычной точности изготовления труб I-3 типов; ± 0,75% при повышенной точности изготовления труб I-2 типов;

б) по толщине стенки: - I2,5% - обычной точности изготовления труб I-3 типов; - I0% - повышенной точности изготовления труб I-2 типов;

Плюсовые отклонения ограничиваются массой труб:

в) по наименьшему внутреннему диаметру высаженной части труб I и 3 типов с внутренней высадкой ± I,5 мм;

г) по длине: + 0,6 м для труб длиной 6 и 8 м; + 0,9 м для труб длиной II,5 м;

д) по массе одной трубы: + 9% обычной точности изготовления для труб I-3 типов; + 6,5% повышенной точности изготовления для труб I, 2 типов.

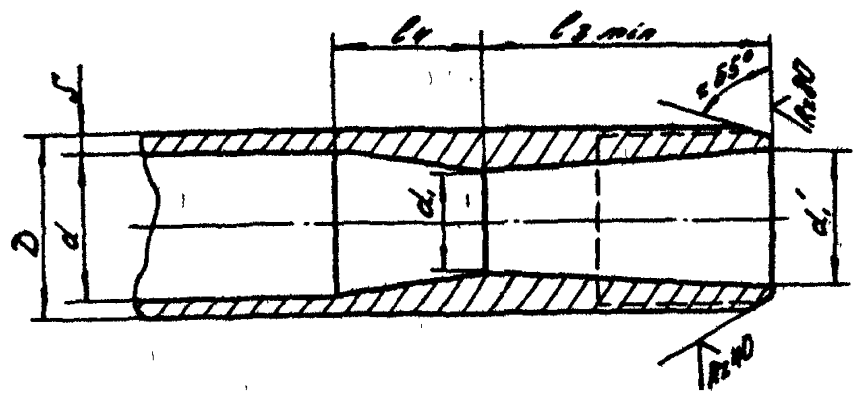


Рис.9. Бурильная труба с высаженными внутрь концами – В
(тип 1)

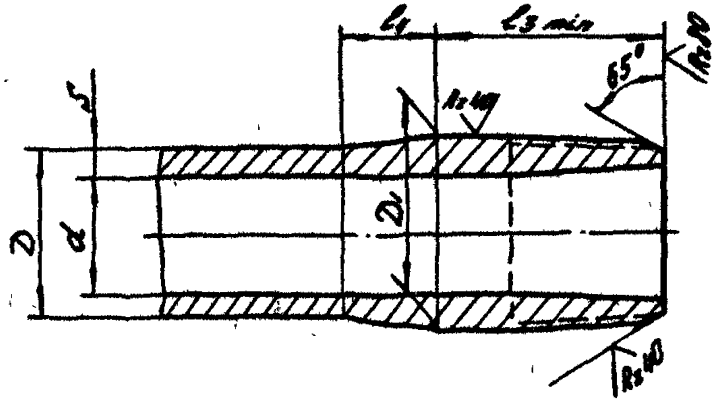


Рис.10. Бурильная труба с высаженными наружу концами – Н
(тип 2)

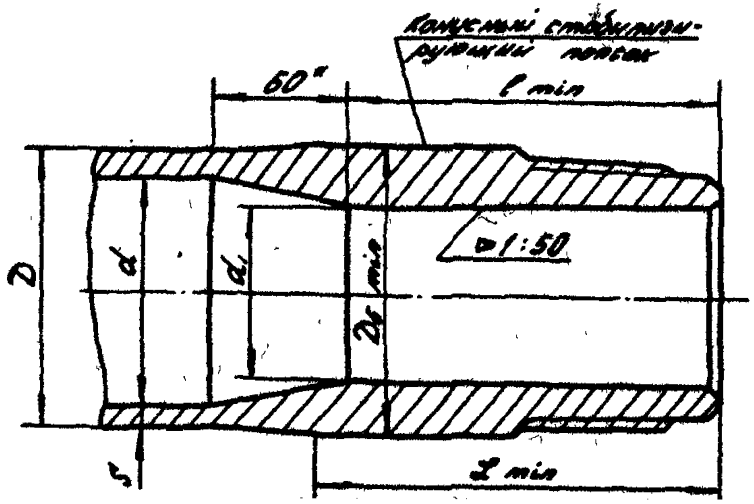


Рис.11. Бурильная труба с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками – ВК
(тип 3)

Таблица I.I5

Основные параметры бурильных труб (тип I) сборной конструкции, мм

Условный диаметр трубы	Труба							Масса, кг	
	Наружный диаметр D	Толщина стенки S	Внутренний диаметр d	Высадка				I м гладкой трубы	Двух высадок (для одной трубы)
				Длина до переходной части ℓ_{3min}, не менее	Длина переходной части ℓ_4	Диаметр прохода			
						d_1	d_1'		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	9,I5	I,2
		9	42,3			24	32	II,3	I,4
73	73,0	7	59,0	I00	40	45	54	II,4	I,6
		9	55,0			34	43	I4,2	2,4
		II	5I,0			28	37	I6,8	2,2
89	89,0	7	75,0	I00	40	60	69	I4,2	2,4
		9	7I,0			49	58	I7,8	3,4
		II	67,0			45	54	2I,2	3,2

Продолжение табл. I.I5

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I02	I0I,6	7	87,6	II5	55	74	83	I6,4	3,0
		8	85,6			70	79	I8,5	3,4
		9	83,6			66	75	20,4	3,8
		I0	8I,6			62	7I	22,4	4,0
II4	II4,3	7	I00,3	I30	55	82	9I	I8,5	4,6
		8	98,3			78	87	20,9	5,8
		9	96,3			74	83	23,3	6,0
		I0	94,3			70	79	25,7	6,6
		II	92,3			68	77	28,0	6,4
I27	I27,0	7	II3,0	I30	55	95	I04	20,7	5,8
		8	III,0			9I	I00	23,5	6,4
		9	I09,0			87	96	26,2	7,0
		I0	I07,0			83	92	28,9	7,6
I40	I39,7	8	I23,7	I30	55	I05	II4	26,0	7,0
		9	I2I,7			I0I	II0	29,0	7,6
		I0	II9,7			I00	I06	32,0	8,2
		II	II7,7			9I	I00	35,0	9,6

Таблица I.I6

Основные параметры бурильных труб (тип 2) сборной конструкции, мм

Условный диаметр трубы	Труба						Масса, кг	
	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	Высадка			1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)
				наружный диаметр D_1	длина до переходной части $\ell_{3\,мин.}$ не менее	длина переходной части ℓ_4		
I	2	3	4	5	6	7	8	9
60	60,3	7	46,3	67,46	II0	65	9,I5	I,5
		9	42,3				II,3	
73	73,0	7	59,0				II,4	
		9	55,0	8I,76	I20	65	I4,2	2,5
		II	5I,0				I6,8	
89	89,0	7	75,0				I4,2	
		9	7I,0	97,I3	I20	65	I7,8	3,5
		II	67,0				2I,2	

Продолжение табл. I.I6

I	2	3	4	5	6	7	8	9
I02	I0I,6	3	85,6	II4,30	I45	65	I8,5	4,5
		9	83,6				20,4	
		I0	8I,6				22,4	
II4	II4,3	8	98,3				20,9	
		9	96,3	I27,00	I45	65	23,3	5,0
		I0	94,3				25,7	
		II	92,3				28,3	
I40	I39,7	8	I23,7				26,0	
		9	I2I,7	I54,0	I45	65	29,0	7,0
		I0	II9,7				32,0	
		II	II7,7				35,0	

Таблица I.I7

Основные параметры бурильных труб ВК (тип 3) сборной конструкции мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Диаметр прохода высадки d_1	Наружный диаметр высадки $D_{e\,min}$	Длина механической обработки высадки ℓ_{min}	Длина до переходной части высадки ℓ_{min}	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки концов, кг
89	89,0	9	71,0	57	89,9	I50	I45	I7,8	3,9
		II	67,0	54				21,2	3,4
I02	I0I,6	9	83,6	68	I0I,9	I50	I45	20,4	5,I
		I0	8I,6	66				22,4	5,0
II4	II4,3	9	96,3	78				23,3	7,3
		I0	94,3	76	II5,2	I60	I55	25,7	7,I
		II	92,3	74				28,0	6,9
I27	I27,0	9	I09,0	92	I30,2	I60	I55	26,2	7,8
		I0	I07,0	90				28,9	7,6
I40	I39,7	9	I2I,7	I02	I40,2	I60	I55	29,0	II,0
		I0	II9,7	I00	I40,2	I60	I55	32,0	I0,2
		II	II7,7	I00				35,0	9,2

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы, то есть стрела прогиба, замеренная на середине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы.

Условное обозначение разных типов бурильных труб сборной конструкции по ГОСТ 731-75, принятое в документации, включает: вид высадки; повышенную точность изготовления (буква П для труб типов 1 и 2 и буква К для труб типа 3); условный диаметр трубы; толщину стенки; группу прочности и обозначение стандарта.

Примеры условных обозначений. Труба бурильная типа 1, обычной точности изготовления, условным диаметром 114 мм, с толщиной стенки 9 мм, из стали группы прочности Д (высадка внутрь): Труба В - 114х9-Д ГОСТ 631-75.

То же повышенной точности (дополнительно пишется буква П): Труба ВП - 114х9-Д ГОСТ 631-75.

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

То же повышенной точности: Труба НП - 114х9-Д ГОСТ 631-75.

Труба бурильная типа 3, условным диаметром 114 мм, с толщиной стенки 9 мм, из стали группы прочности Д (высадка внутрь, конический стабилизирующий поясок): Труба ВК - 114х9-Д ГОСТ 631-75.

Для труб с левой резьбой в условном обозначении после слова труба ставится буква Л.

Технические требования к трубам

На поверхности труб (наружной и внутренней) не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин.

Допускается вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы и при условии, что они не выводят толщину стенки за предельные минусовые отклонения. Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускается.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода высадки к телу трубы не должно иметь резких уступов.

Содержание серы и фосфора в стали не должно быть более 0,045% каждого.

Трубы изготавливают из углеродистых сталей типа 30Г2, 30Г2С и др.

Для получения групп прочности Д и Е трубы подвергают нормализации, а для групп прочности Л и выше - закалке с отпуском.

Механические свойства материала труб сборной конструкции указаны в табл. I.I8.

На высаженных концах труб типов I и 2 нарезают наружную трубную резьбу треугольного профиля (рис. I2, табл. I.I9).

Таблица I.I9

Параметры трубной резьбы треугольного профиля, мм

Параметр резьбы	Норма параметров резьбы
Шаг резьбы P	3,75
Глубина резьбы h_1	I,8I0 $^{+0,05}_{-0,I0}$
Рабочая высота профиля h	I,734
Радиусы закругления: r	0,508
r_1	0,432
Зазор z	0,076
Угол уклона φ	I 47 24
Конусность $2 tg\varphi$	I : I6

На высаженных концах труб типа 3 с целью упрочнения и исключения усталостного разрушения по резьбе за ней протачивается конический стабилизирующий поясок, который при навороте плотно охватывает хвостовик муфты или ниппеля замка. Сама резьба этого типа изготавливается трапецеидального профиля согласно рис. I3 и табл. I.20.

Маркировка труб сборной конструкции. На каждой трубе на расстоянии от 0,4 до 0,6 м от одного из концов наносится маркировка клеймами, содержащая: номер трубы, группу прочности, толщину стенки, товарный знак изготовителя, месяц и год выпуска. Место клеймения обводится светлой краской. Клеймение наносится вдоль оси трубы. Размер клейм от 5 до 8 мм.

Таблица I.I8

Механические свойства материала труб сборной конструкции

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_в$ МПа (кгс/мм^2), не менее	637 (65)	687 (70)	735 (75)	784 (80)	882 (90)	980 (I00)	I078 (II0)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	373 (38)	490 (50)	539 (55)	637 (65)	735 (75)	882 (90)	980 (I00)
Относительное удлинение, %, не менее: δ_5	I6	I2	I2	I2	I2	I2	I2
δ_{10}	I2	I0	I0	I0	I0	I0	I0
Относительное сужение после разрыва Ψ, %, не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2 (кгс м/см^2)	392 (4)	392 (4)	392 (4)	392 (4)	392 (4)	294 (3)	294 (3)

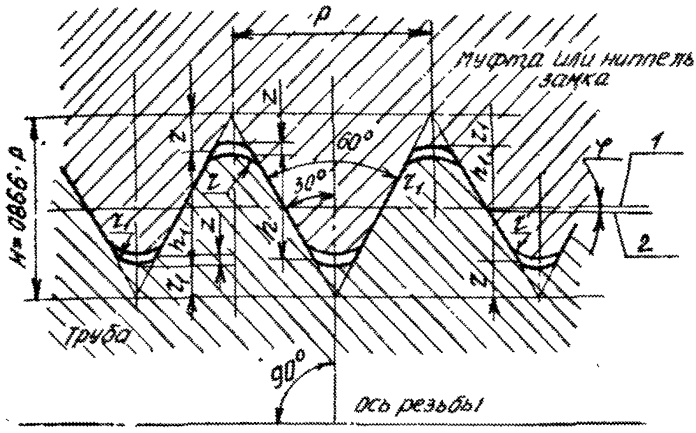


Рис.12. Форма трубной треугольной резьбы бурильной трубы сборной конструкции (типы 1,2)

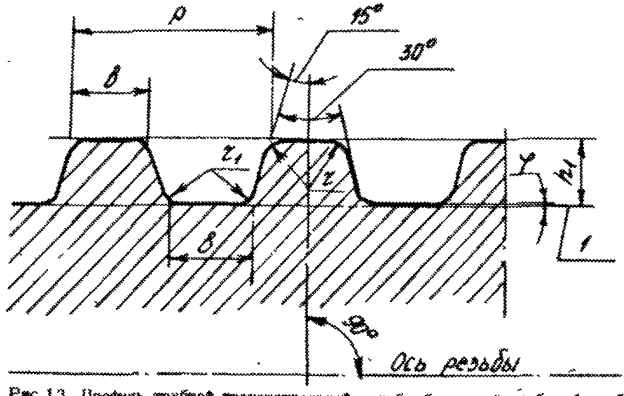


Рис.13. Профиль трубной трапецеидальной резьбы бурильной трубы сборной конструкции (тип 3)

Таблица I.20

Параметры трубной резьбы трапецеидального профиля, мм

Параметр резьбы	Норма параметров резьбы
Шаг резьбы P	5,08
Конусность резьбы $2 tg \varphi$	I:32
Угол наклона φ	0 53 42
Глубина резьбы h_1	$I,7 \pm 0,05$
Ширина площадки вершины профиля b	I,99
Ширина площадки впадины b_1	$2,I8^{+0,05}$
Радиус закругления вершины профиля r	$0,3^{+0,I}$
Радиус закругления впадин r_1	$0,3^{-0,05}$

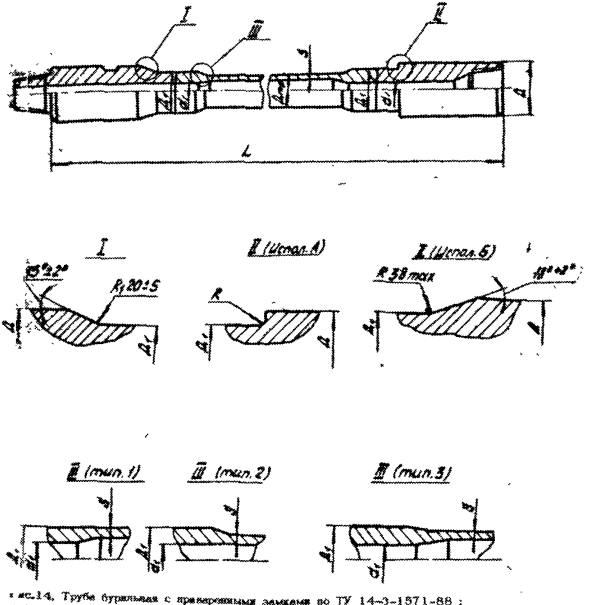
Кроме клеймения, на каждой трубе также вдоль оси наносится маркировка устойчивой светлой краской, содержащая: условный диаметр трубы, индекс П точности изготовления (при поставке труб повышенной точности), группу прочности, толщину стенки, длину трубы в сантиметрах. Высота букв и цифр должна быть от 35 до 50 мм.

– Трубы бурильные с приваренными замками (ТУ I4-3-I57I-88)

Данные трубы изготавливают с I985 года на Таганрогском металлургическом заводе, а с I989 года – на Азербайджанском трубном заводе.

Выпускаемые трубы удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым стандартами 5А и 5АХ АНИ к современным бурильным трубам. Предполагается к I99I году почти весь объем производимых в СССР бурильных труб перевести на выпуск труб данного типа, как наиболее отвечающему основным требованиям, предъявляемым потребителями, а также параметрам, принятым во всем мире.

Другие типы бурильных труб: с высаженными концами и приваренными к ним замками, такие, как ТБПВТ, ТБПВ, изготавливаемые ранее по ТУ I4-3-I293-84 или ТУ I4-3-II87-83, в настоящее время не производят.



ис.14. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1571-88 :
1 – 35° скос ниппеля, 11 – прямоугольный (исполнение А) и конический (исполнение Б) опорные уступы под элеватор, 111 – типы высадки тела трубы : тип 1 –ПВ(внутренняя), тип 2 –ПН (наружная), тип 3 – ПК (комбинированная

ТУ 14-3-1571-88 распространяются на стальные бесшовные трубы, изготовленные методом проката, имеющие высаженные концы, к которым приварены ниппель и муфта замка методом трения.

Заготовки для труб (тело трубы с высаженными концами) изготавливают по ГОСТ 14721-77 или ТУ 14-1-4375-87.

Замки для приварки изготавливают по ТУ 26-0604-01-88 или ГОСТ 27834-88 (действ. с 01.01.91). Замки в составе трубы относятся к ремонтируемым изделиям. Длины муфт и ниппелей замка допускают 3-кратную перерезку замковых резьб. Замковая резьба - по ГОСТ 5286-75.

Сортамент труб. Трубы бурильные с приваренными замками изготавливают следующих типов:

1 - с внутренней высадкой концов ПВ;

2 - с наружной высадкой концов ПН;

3 - с комбинированной высадкой концов ПК.

В соответствии с заказом потребителя, муфты замков труб могут иметь прямоугольный или конический (18^{0}) опорный уступ (заплечик) под элеватор. Ниппели замков всех типов труб имеют переход цилиндрической части тела к хвостовику, выполненный в форме 35^{0} скоса. Трубы должны изготавливаться с правой или левой замковыми резьбами.

Характеристики готовых труб представлены на рис. 14 и табл. 1.22.

Трубы с приваренными замками изготавливают трех групп длин:

Наименование параметра	Группы длин		
	1	2	3
Длина трубы L, мм	от 5,9 до 6,3	от 8,0 до 8,6	от 11,9 до 12,5

Примечание:

1. Длина трубы L определяется как расстояние между упорными торцами ниппеля и муфты.

2. Трубы диаметров 60, 73 и 89 мм изготавливают трех групп длин, диаметром 102, 114 и 127 мм - второй и третьей групп согласно заказу.

Кривизна трубы за переходным участком высадки на расстоянии от 125 до 150 мм должна составлять не более 1,0 мм на метр длины. Общая кривизна трубы (стрела прогиба), измеренная посередине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы.

Примеры условных обозначений.

Труба бурильная с внутренней высадкой, условным диаметром 102 мм, с толщиной стенки 8,38 мм из стали группы прочности Д: ТБВ-102х8,38-Д-ТУ 14-3-1571-88.

Труба бурильная с наружной высадкой, условным диаметром 114 мм, с толщиной стенки 8,56 мм из стали группы прочности Д: ТБН-114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88.

То же с комбинированной высадкой:
ТБК-114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88.

Для труб с левой резьбой в условном обозначении перед шифром трубы ставится буква Л: ТБКЛ-114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88.

Для труб с коническим опорным уступом под элеватор перед шифром трубы ставится буква К: ТБК 114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88.

При выполнении труб с коническим опорным уступом под элеватор и левой резьбой обозначение имеет вид
ТБКЛК 114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88.

Технические требования к трубам

На поверхностях труб (наружной и внутренней) не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин, песочин и рванин. Не допускается технологическое клеймение на гладком теле трубы.

Допускается вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы и при условии, что они не выводят толщину стенки за предельные минусовые отклонения.

Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускаются.

Трубы должны изготавливаться из сталей групп прочности Д, Е, Л, М, Р, Т и У.

Содержание серы и фосфора в стали:

- для групп прочности Д, Е и Л не более 0,035% каждого;
- для групп прочности М и выше не более 0,020% каждого;

Механические свойства металла тела трубы после термообработки должны соответствовать указанным в табл. 1.21.

Механические свойства металла замков должны соответствовать следующим показателям:

Таблица I.2I

Механические свойства металла тела трубы после термообработки

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	Е	Л	М	Р	Т	У
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа (кгс/мм^2), не менее	655 (66,8)	689 (70,3)	724 (73,8)	792 (80,8)	999 (I0I,8)	II04 (II2,6)	I24I (I26,6)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	379 (38,7)	5I7 (52,7)	655 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)	I035 (I05,5)	II70 (II9)
МПа (кгс/мм^2), не более	-	724 (I73,8)	862 (87,9)	930 (94,9)	II38 (II6,0)	I24I (I26)	I379 (I40)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	I6	I4	I4	I2	I2	II,5	I0,5
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	50	50	50	45	45	40	40
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2 (кгс м/см^2), не менее	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа (кгс/мм^2), не менее	981 (100)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	832 (85)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	13
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2 (кгс м/см^2)	588 (6)
Твердость по Бринеллю, НВ	300-355

Другие требования к механическим свойствам стали типа 40ХМФА для замков изложены в ГОСТ 4543-71.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода к номинальной стенке не должны иметь резких уступов. По механической обработке зарезы по внутренней и наружной поверхности тела трубы не допускаются.

Тело трубы проверяется по всей длине на наличие продольных дефектов неразрушающим способом. Высаженные концы труб контролируются изнутри и снаружи на наличие поперечных дефектов.

Зона сварного шва после удаления грата подвергается термической обработке (закалке, нормализации).

Наружная и внутренняя поверхности сварного соединения подвергаются механической обработке по всей длине цилиндрической части высаженных концов трубы и хвостовиков муфты и ниппеля до размеров, указанных в табл. I.22. Шероховатость обработанных наружных поверхностей должна быть не более 80 мкм, а внутренних - не более 130 мкм (ГОСТ 2789-73).

Взаимное расположение наружных диаметров замковых деталей относительно наружной поверхности трубы не должно превышать 2,4 мм.

Другие положения, касающиеся сортамента, технических требований, правил заводской приемки, методов испытаний труб и замков под приварку, изложены в ТУ 14-3-1571-88, ГОСТ 27834-88, ТУ 14-3-4375-87.

Маркировка труб с приваренными замками. На наружной поверхности цилиндрической части высадки трубы у ниппеля замка должна быть маркировка клеймением шрифтом высотой от 6 до 8 мм по ГОСТ 2930-62 в следующем порядке:

а) номер трубы;

б) группа прочности;

в) условный диаметр трубы, мм;

г) толщина стенки, мм;

д) товарный знак предприятия-изготовителя труб;

е) месяц и год изготовления.

При ручном клеймении маркировка расположена там же.

Кроме клеймения, на каждой трубе на расстоянии от I до I,2 м от упорного уступа ниппеля вдоль образующей наносят маркировку устойчивой светлой краской (высота букв и цифр от 35 до 50 мм) в следующем порядке:

а) тип трубы;

б) условный диаметр, мм;

в) толщина стенки, мм;

г) группа прочности;

д) длина трубы, см;

е) масса трубы с ниппелем и муфтой замка, кг;

ж) вид исполнения (А,Б)опорного уступа опорной поверхности муфты под элеватор;

з) товарный знак предприятия-изготовителя труб.

Упаковка. Наружная поверхность труб покрывается консервационным покрытием. Замковая резьба, упорные торцы и уступы замков покрывают смазкой и защищают металлическими предохранительными деталями.

Трубы увязывают в пакеты до 3-5 т катаной проволокой.

Трубы бурильные для бурения электробуром (ТУ I4-3-397-75 и ТУ I4-3-715-78)

Данные трубы в настоящее время имеют сравнительно небольшое распространение и используются в некоторых производственных объединениях. Главная особенность этих труб - наличие во внутренней полости токонесущего кабеля для питания забойного электродвигателя.

Трубы бурильные для бурения электробуром выпускаются типоразмеров, приведенных в табл. I.23.

Алюминиевые бурильные трубы (АБТ)

Алюминиевые бурильные трубы различного назначения широко используются в бурении и в капитальном ремонте скважин; выпускаются Каменск-Уральским и Куйбышевским металлургическими заводами.

Таблица I.22

Сортамент бурильных труб с приваренными замками по ТУ I4-3-I57I-88

Труба					Труба-замок (сварное соединение)				Замок			Масса, кг		
Условный диаметр	Наружный диаметр	Условное обозначение трубы	Толщина стенки	Группа прочности	Тип высадки	Наружный диаметр D_f (-0,2) (-I,0)	Внутренний диаметр d_f (+0,4) (-0,8)	Радиус R (±0,5)	Тип замка	Замковая резьба по ГОСТ 5286-75	Диаметр замка D (+0,8) (-0,4)	I метр гладкой трубы	двух высадок	комплекта замка в сборе
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
60	60,3	ПН 60х7,II	7,II	Д,Е,Л,М	2	65,I	44,4	4,8	ЗП-86-44	3-73	85,7	9,32	2,09	I5,6
73	73,0	ПВ 73х9,I9		Л,Е	I	76,2	3I,8	4,8	ЗП-95-3I	3-73	95,2	I4,48	I,45	2I,7
		ПН 73х9,I9		Д,Е			54,0	4,8	ЗП-I05-54	3-86	I04,8	I4,48	I,09	23,6
				Л,М	2	8I,8	50,8	4,8	ЗП-I05-50	3-86	I04,8	I4,48	2,8	24,7
				Р			4I,3	4,8	ЗП-III-4I	3-86	III,I	I4,46	2,8	3I,0
		ПВ 89х9,35	9,35	Л,Е	I	9I,0	44,4	4,8	ЗП-I08-44	3-86	I08,0	I8,34	3,0	30,0
		ПВ 89хII,4	II,4	Д,Е			4I,3		ЗП-I08-4I	3-86	I08,0	2I,79	I,54	30,0
				Д,Е			68,3	4,8	ЗП-I2I-68		I20,7	I8,34	I,82	34,2
				Л			65,I	4,8	ЗП-I27-65		I27,0	I8,34	4,63	40,2
89	88,9	ПН 89х9,35	9,35	М	2	98,4	6I,9	4,8	ЗП-I27-62	3-I02	I27,0	I8,34	4,63	4I,7
				Р			59,3	4,8	ЗП-I27-59		I27,0	I8,34	4,63	42,3
		ПН 89хII,4	II,4	Д,Е			6I,5	4,8	ЗП-I27-65			2I,79	I,27	40,2
				Л	2	98,4	6I,9	4,8	ЗП-I27-62	3-I02	I27,0	2I,79	3,72	4I,7
				М			53,9	4,8	ЗП-I27-54			2I,79	3,73	44,4
				Д,Е			7I,4	6,4	ЗП-I33-7I		I33,4	I9,26	2,09	39,8
				Л			68,8	6,4	ЗП-I33-68		I33,4	I9,26	4,0	4I,3
		ПВ I02х8,38	8,38	М		I06,4	6I,9	6,4	ЗП-I40-62	3-I08	I39,7	I9,26	4,0	48,7
				Р			50,8	6,4	ЗП-I40-5I		I39,7	I9,26	4,0	52,9
I02	I0I,6	ПН I02х8,38	8,38	Л,Е,Д,М	2	II4,3	82,3	6,4	ЗП-I52-82	3-I02	I52,4	I9,26	2,27	49,6
				Р			76,2	6,4	ЗП-I52-76			I9,26	6,54	52,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		ШІ 114х0,56	8,56	Д,Е,Л,М			95,3	6,4	ЗП-162-95-1		161,9	22,31	2,54	54,6
				Р			88,9	6,4	ЗП-162-89-1	3-133	161,9	22,31	7,81	55,4
114	114,3	ПШ 114х10,92	10,92	Д,Е,	2	127,0	92,1	6,4	ЗП-162-92		161,9	27,84	2,54	54,5
				Л,М			88,9	6,4	ЗП-162-89		161,9	27,84	7,26	55,4
				Р			76,2	6,4	ЗП-168-76		168,3	27,84	7,26	69,4
				Д,Е			82,6	6,4	ЗП-159-82			22,31	3,68	56,0
114	114,3	ПК 114-8,56	8,56	Л,М	3	119,1	76,2	6,4	ЗП-159-76	3-122	158,8	22,31	2,95	59,0
				Р		119,1	69,9	6,4	ЗП-159-70		158,8	22,31	3,95	62,7
		ПК 114х10,92	10,92	Д,Е	3	119,1	76,2	6,4	ЗП-159-76	3-122	158,8	27,84	3,90	58,5
				Д			69,6	6,4	ЗП-159-70			27,84	7,99	62,7
				М			63,5	6,4	ЗП-159-63			27,84	7,99	65,6
				Р,Т			57,2	6,4	ЗП-159-57			27,84	7,99	68,2
				У		127,0	69,9	6,4	ЗП-168-70	3-133	168,3	27,84	7,99	73,2
		ПШ 127х9,19	9,19	Д,Е,Л	2	144,5	101,6	6,4	ЗП-178-102	3-147	177,8	26,71	9,81	66,1
		ПШ 127х12,7	12,7	Д,Е,Л			95,3	6,4	ЗП-178-95			35,79	9,26	71,3
				Д,Е			95,3	6,4	ЗП-162-95-2		161,9	26,71	3,90	54,6
				Л	3	130,2	88,9	6,4	ЗП-162-89-2	3-133	161,9	26,71	7,63	55,4
127	127,0	ПК 127х9,19	9,19	М			82,6	6,4	ЗП-165-82		165,1	26,71	7,63	63,6
				Р,Т			69,8	6,4	ЗП-168-70		168,3	26,71	7,63	73,2
				У			82,6	6,4	ЗП-178-82	3-147	177,8	26,71	9,81	73,0
		ПК 127х12,7	12,7	Д,Е			88,9	6,5	ЗП-162-89-2		161,9	35,79	3,81	57,2
				Л	3	130,2	76,2	6,4	ЗП-165-76	3-133	165,1	35,79	6,99	67,1
				М			69,8	6,4	ЗП-168-70		168,3	35,79	6,99	73,2
				У		144,5	82,6	6,4	ЗП-184-82	3-147	184,2	35,75	6,99	75,0

Примечание: Размеры даны в мм.

Масса рассчитана при плотности, равной 7,85 г/см^3.

В таблице учтены изменения № 1 к ТУ 14-3-1571-88.

АБТ выпускаются сборной конструкции по ГОСТ 23786-79 "Трубы бурильные из алюминиевых сплавов. Технические условия" (в сборе со стальными замками типа ЗЛ и ЗЛК), а также беззамковой конструкции по ТУ I-2-316-81 и ГОСТ 23786-79.

Таблица I.23

Размеры труб бурильных*, предназначенных для бурения электробуром, мм

Наружный диаметр	Тело трубы		Высадка	Масса I м с учетом высадки
	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Внутренний диаметр	
	с высадкой внутрь			
I27	9	I09	92	26,6
	I0	I07	92	29,3
	с высадкой наружу			
II4,3	I0	94,3	94,3	26,2
I39,7	I0	II9,7	II9,7	32,6

* I. Группа прочности Д, К, Е.
2. Длина труб I2 м.

АБТ сборной конструкции подразделяются на типы:

ТБ - с внутренними концевыми утолщениями (рис. I5,а, табл.I,24).

ТБП - с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис.I5,б,табл.I.25).

Все АБТ сборной конструкции малых диаметров изготавливают длиной от 4,5 м до 9,0 м, а при диаметрах свыше II0 мм—длиной I2,0 м. Отклонения по длине + I50 мм - 200 мм.

АБТ, как правило, изготавливают из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по ГОСТ 4784-74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т).

Таблица I.24

Размеры АБТ с внутренними утолщениями типа ТБ, мм

Наружный диаметр с предельными отклонениями	Толщина стенки утолщения		Толщина стенки основного сечения	Длина концевого утолщения	
	Номинальная	Предельное отклонение		+200	+100
$54^{\pm 0,6}$		+I,3	7,5	I50	I50
64		+I,5			
$73^{+I,5}_{-0,5}$		- I,0	8,0	200	200
90	I6	+2,0	90		
$I03_{+I,5}$	I5	-I,0		250	250
		+2,5		I000	
$I08^{-I,0}$	25	-I,5			
$II4^{+2,0}_{-I,0}$	I5	+2,0 -I,0	I0 9	I300	250
$I29^{+2,0}_{-I,0}$	I7	+2,5 -I,5	II		
	I5	+2,0 -I,0	9	I300	250
$I47^{+2,0}_{-I,0}$	I7 20	+2,5 -I,5	II I3		
	22 24	+2,8 -I,7	I5 I7		

Примечание:

I. Трубы диаметром 54, 64, 73, 90, I03 и I09 мм поставляю без резьбы и замков.

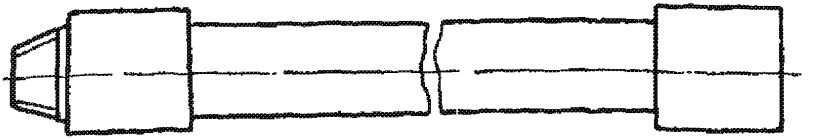
2. Трубы диаметром II4, I29 и I47 мм поставляют с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками ЗЛ и ЗЛК.

Таблица I.25

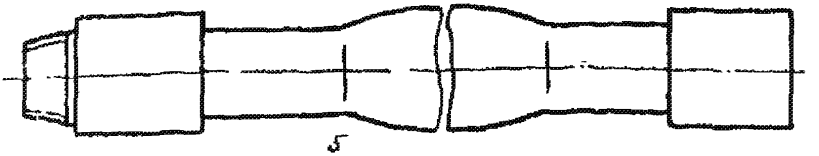
Размеры АБТ с внутренними утолщениями и протекторным утолщением типа ТБП, мм

Наружный диаметр +2,0 -I,0	Диаметр протекторного утолщения +3,0 -2,8	Толщина стенки			Длина утолщения +200 -50	+100 -50	Длина протекторного утолщения ±5,0
		концевого утолщения +2,5 -0,I	основного сечения +0,I	протекторного утолщения +0,I5 -0,2			
I29	I50			2I,5			
I47	I72	I7	II	23,5	I300	250	300
I70	I97			24,5			
I70	I97			26,5			
			I3				

Примечание: трубы данных размеров и конструкции поставляют в сборе с замками ЗЛ и ЗЛК



а



б

Рис.15. Труба алюминиевая сборной конструкции:
а – тип ТБ, б – тип ТБП

С целью повышения механических свойств АБТ изготавливают из сплава 1953Т1. Трубы из данного сплава рекомендуются для использования в верхних секциях тяжело нагруженных бурильных колонн. Трубы из сплава АК4-1Т1 обладают повышенной теплостойкостью и рекомендуются для использования в нижних секциях бурильных колонн. Работа трубами из сплава Д16Т при температуре выше 150° С не рекомендуется.

Механические свойства алюминиевых сплавов при нормальной температуре приведены в табл. I.26.

На наружной и внутренней поверхностях трубы не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются плены, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки.

В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пережим не должен выводить наружный диаметр для труб диаметром свыше 64 мм за предельные отклонения от + 2,5 мм до -5,0 мм.

Таблица I.26

Механические свойства алюминиевых сплавов при нормальной температуре

Марка стали	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Относительное удлинение, %
Д16Т	325	460	I2-I4
I953Т1	480	540	6,5-8
АК4ITI	355	430	8-II

Длина переходных зон от концевого утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна на средней трети длины трубы должна быть не более I,5 мм на I м, а на остальных участках, кроме протекторных утолщений и мест переходов от основного сечения трубы к утолщениям, не более I,3 мм.

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16Т, нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром I47 мм и толщиной стенки II мм:

Труба Д16Т I47хII ГОСТ 23786-79.

То же, с протекторным утолщением:

Труба ПД16Т I47хII ГОСТ 23786-79.

Размеры и характеристики АБТ сборной конструкции приведены в табл. I.27 и в табл. I.28.

Эксплуатация АБТ сборной конструкции. Для определения расчетных параметров АБТ при повышенных температурах эксплуатации следует пользоваться графиками, приведенными на рис. I6,а,б,в.

В качестве начальной характеристики используют значение предела текучести материала труб при 20° С, соответствующие указанному в сертификате на используемую партию труб.

Расчет длительной прочности и времени до разрушения труб при повышенных температурах эксплуатации АБТ из сплавов Д16Т и АК4-ITI показан на рис. I7,а,б.

Таблица 1.27

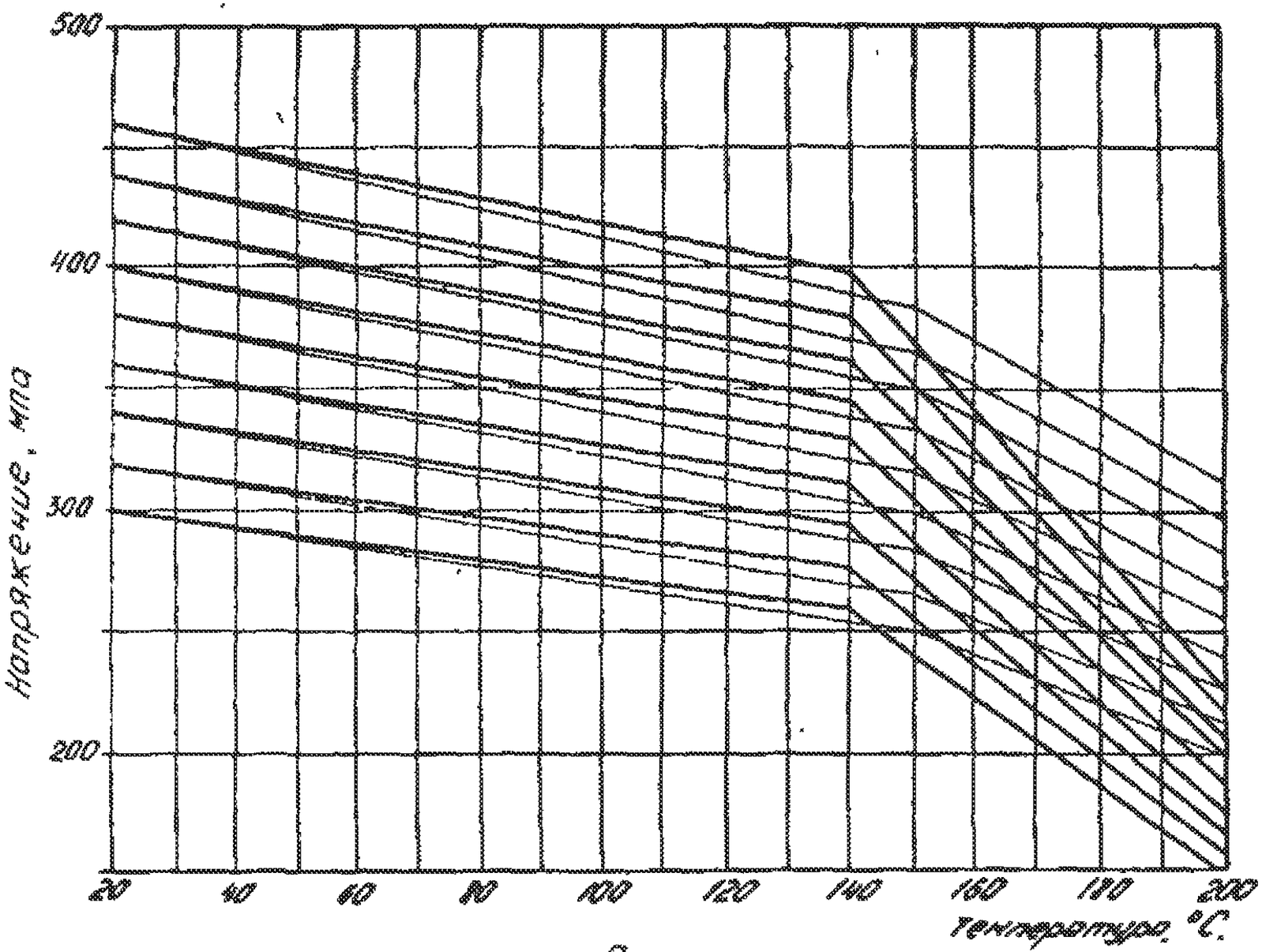
Технические характеристики АБТ сборной конструкций

Наружный диаметр, толщина стенки трубы, мм	Марка сплава	Масса 1 м трубы, кг		Растягивающая нагрузка, кН			Внутреннее давление, МПа		Внешнее давление, МПа		Вращающий момент, кНм	
		с учетом утолщений /без массы замка/	с учетом массы замка	допустимая	предельная /в аварийных ситуациях/	разрушающая /по пределу прочности/	допустимое	предельное /в аварийных ситуациях/	допустимое	сминающее	допустимый	предельный /в аварийных ситуациях/
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	4,50	5,5
	АК4-1Т1	4,0	6,0	405	505	690	72,0	90,0	67,0	83,5	4,50	6,0
	1953Т1	4,0	6,5	475	590	760	98,0	122,5	89,0	115,5	6,50	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
102x9	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
	1953Т1	10,0	11,5	1280	1595	1760	69,0	86,0	51,5	64,0	28,5	36,5

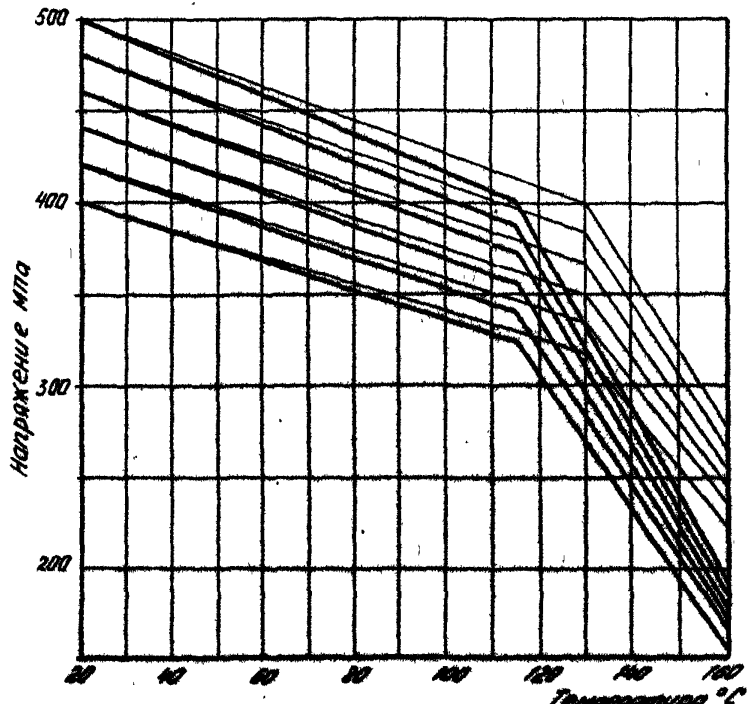
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Д16Т	11,0	12,5	925	1255	1535	38,5	53,0	42,0	52,5	20,5	26,0
114x11	АК4-1Т1	11,0	12,5	1010	1360	1535	55,0	69,0	45,0	57,0	22,0	28,0
	1963Т1	11,0	12,5	1380	1740	1951	74,5	93,0	62,0	77,5	30,0	38,0
	Д16Т	12,0	13,5	1070	1340	1895	60,0	75,0	49,5	62,0	23,0	29,0
114x13	АК4-1Т1	12,0	13,5	1165	1460	1770	65,5	82,0	54,0	67,5	24,5	31,0
	1963Т1	12,0	13,5	1580	1980	2225	88,0	110,0	73,0	91,5	34,0	42,5
	Д16Т	13,0	14,5	1210	1515	2145	69,5	87,0	57,0	71,5	24,5	31,0
114x15	АК4-1Т1	13,0	14,5	1320	1655	2005	76,0	96,0	62,0	78,0	27,5	34,5
	1963Т1	13,5	15,0	1785	2235	2515	102,0	128,0	84,0	105,5	37,0	46,5
	Д16Т	10,5	12,5	895	1120	1525	37,0	46,0	25,5	32,0	23,0	29,0
129x9	АК4-1Т1	10,5	12,5	975	1220	1425	40,0	50,0	27,0	34,0	25,5	31,5
	1963Т1	11,0	13,0	1330	1660	1930	54,5	68,0	31,5	38,5	34,5	43,0
	Д16Т	12,5	14,5	1075	1345	1835	45,0	56,5	36,5	45,5	27,0	34,0
129x11	АК4-1Т1	12,5	14,5	1175	1470	1715	49,5	61,5	39,0	49,0	29,5	37,0
	1963Т1	12,5	14,5	1600	2000	2205	67,0	84,0	48,5	61,0	40,0	50,0
	Д16Т	15,0	22,0	1240	1550	2115	53,0	66,5	46,5	58,5	30,5	38,0
129x13	АК4-1Т1	15,0	22,5	1358	1695	1975	58,0	72,5	50,5	63,0	33,5	41,5
	1963Т1	15,5	22,5	1840	2305	2540	79,0	98,0	65,5	81,5	45,5	56,5
	Д16Т	15,5	23,0	1420	1770	2415	61,5	76,5	56,5	70,5	33,5	42,0
129x15	АК4-1Т1	16,0	23,0	1545	1935	2255	67,0	84,0	60,5	63,0	36,5	46,0
	1963Т1	16,0	23,5	2105	2630	2900	99,0	114,5	65,6	81,5	50,0	62,5
	Д16Т	13,5	16,0	1090	1290	1755	32,5	40,5	19,5	24,5	31,0	38,5
147x9	АК4-1Т1	13,5	16,0	1125	1405	1640	35,0	44,0	20,5	25,5	34,0	42,0
	1963Т1	14,0	16,5	1530	1910	2105	48,0	60,0	23,0	28,5	46,0	57,5
	Д16Т	14,5	17,0	1240	1550	2115	39,5	49,0	29,5	36,5	36,5	45,5
149x11	АК4-1Т1	14,5	17,0	1355	1690	1975	43,0	53,5	31,0	39,0	40,0	49,5
	1963Т1	14,5	17,0	1840	2305	2540	58,5	73,0	37,0	46,0	54,0	67,5

Окончание табл. 1.27

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
	ДI6Т	I6,5	I9,0	I445	I805	2465	46,5	58,5	38,5	48,5	4I,0	5I,5
I47xI3	АбЧ-ITI	I6,5	I9,0	I975	I970	2300	5I,0	63,5	4I,5	52,0	45,0	56,0
	I953TI	I7,0	I9,5	2I45	2680	2955	68,5	86,5	52,0	65,0	6I,0	76,5
	ДI6Т	I8,5	2I,0	I640	2055	2800	54,0	67,5	47,5	59,5	45,5	57,0
I47xI5	АбЧ-ITI	I9,0	2I,0	I730	2240	26I0	59,0	73,5	5I,5	64,0	50,0	62,0
	I953TI	I9,0	2I,5	2440	3050	3360	90,0	I00,0	66,5	83,5	67,5	84,5
	ДI6Т	20,5	23,0	I865	2290	3I25	6I,0	76,5	56,0	70,0	49,5	62,0
I47xI7	АбЧ-ITI	2I,0	23,0	2000	2500	29I5	66,5	83,0	60,5	76,0	54,0	67,5
	I953TI	2I,0	23,5	2500	3I25	3750	90,5	II3,0	80,5	I00,5	73,5	92,0
	ДI6Т	I9,0	22,5	I450	I8I0	2470	34,0	42,5	22,0	27,5	50,0	62,5
I70xII	АбЧ-ITI	I9,5	23,0	I580	I975	2296	37,0	46,5	22,5	39,0	54,5	68,5
	I953TI	I9,5	23,0	2I50	2690	2985	50,5	63,0	36,0	32,5	74,5	93,0


500
400
300
200
Напряжение, МПа
20
40
60
80
100
120
140
160
180
200
Температура, °С

а


500
400
300
200
Напряжение МПа
20
40
60
80
100
120
140
160
Температура °С

б

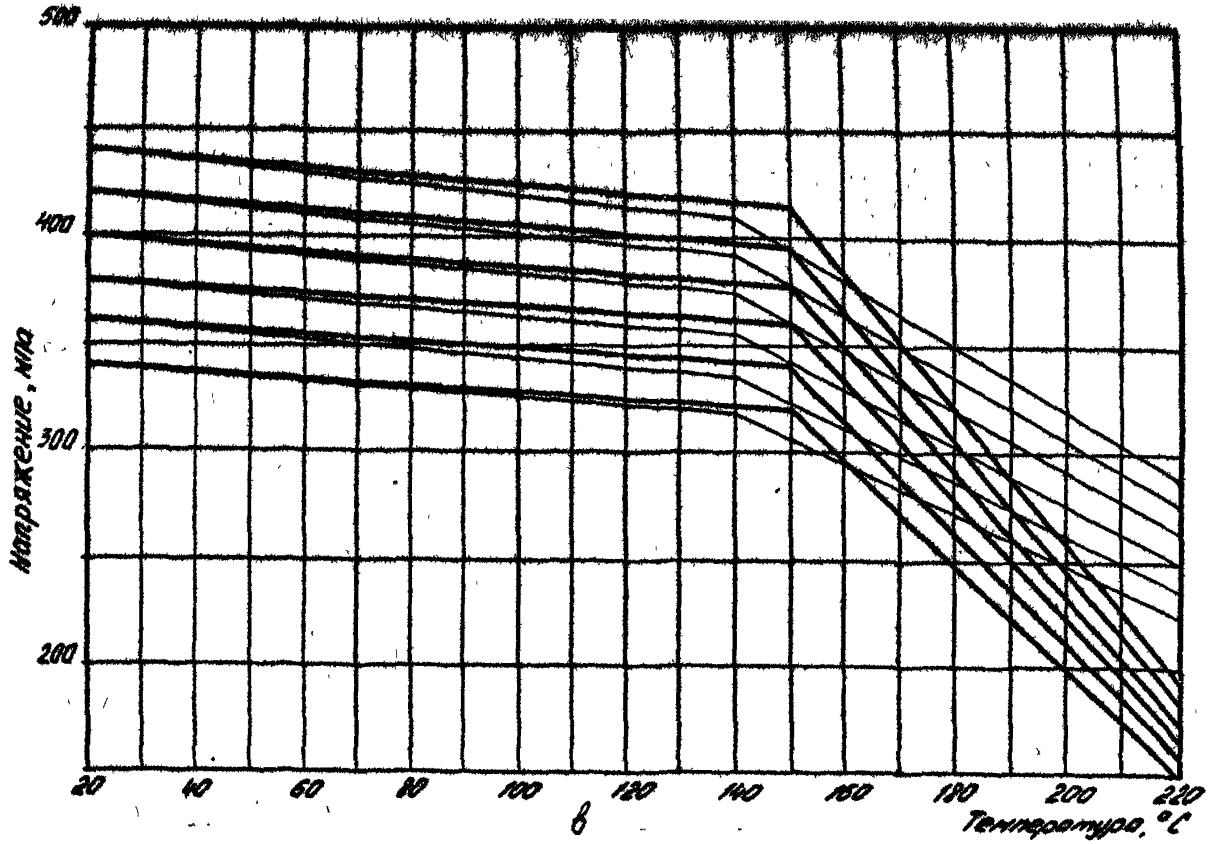


Рис.16.Номограммы для определения предела текучести АБТ из сплавов Д16 (а), 1953Т1 (б), АК4-111 (в) при повышенной температуре.Время выдержки,ч : -0,5, -500

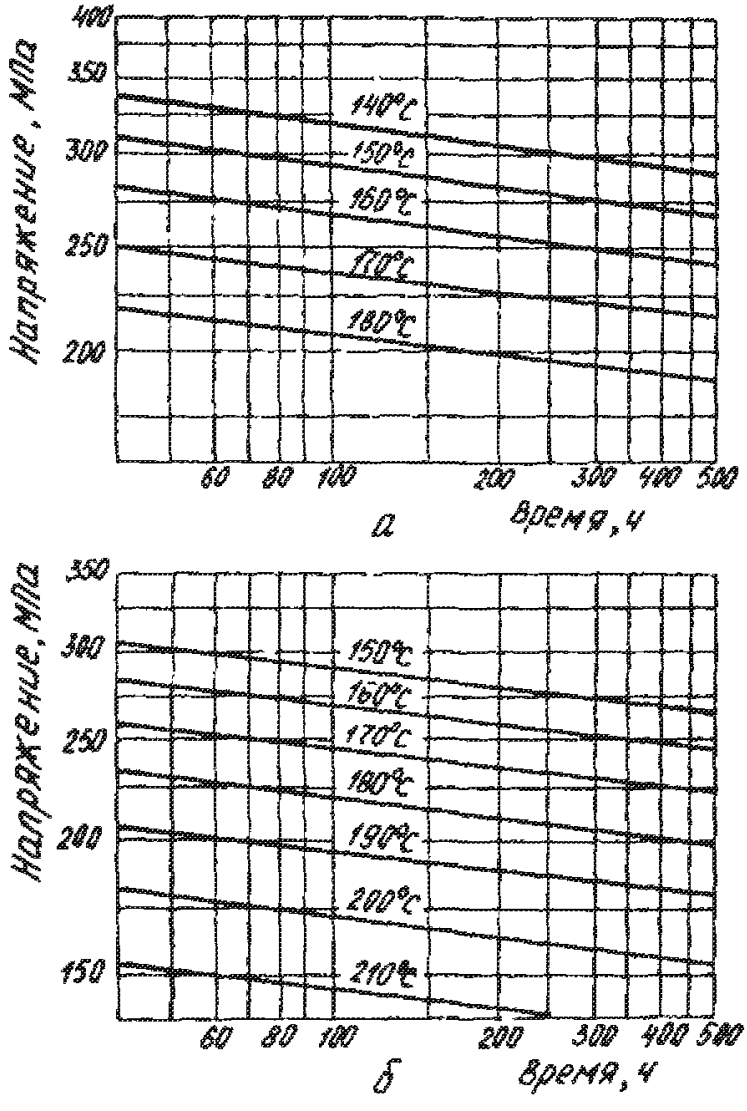


Рис.17. Номограммы для определения предела длительной прочности АБТ при повышенной температуре :
а –для сплава Д 16, б – для сплава АК4-1Т1

За расчетный предел длительной прочности при соответствующей температуре эксплуатации труб принимают значение напряжения при времени выдержки 500 часов.

Определение допустимых растягивающих нагрузок с учетом износа трубы по толщине стенки в условиях турбинного бурения показано на рис. 18, 19. Здесь же представлены кривые для определения растягивающих нагрузок с учетом прилагаемого крутящего момента (для случаев вращения бурильной колонны при турбинном бурении или кратковременном переходе на роторный способ бурения). Например, по результатам фактических замеров минимальная толщина стенки комплекта АБТ 170х11 мм (рис.18,а) составляет в среднем 9,5 мм. Следовательно, допустимая нагрузка при турбинном бурении составляет 1300 кН, а при провороте бурильной колонны с моментом 10 кН - 1270 кН.

Определение допустимых растягивающих нагрузок на АБТ с учетом износа трубы по толщине стенки и прилагаемого к ним крутящего момента в условиях роторного бурения показано на рис. 20-22. Например, по результатам фактических замеров в процессе эксплуатации минимальная толщина стенки АБТ 147х11 мм составила 9 мм (рис. 22,а). Для роторного бурения и рассматриваемых условий наибольшее значение крутящего момента составляет 20 кН м. Следовательно, допустимая нагрузка должна быть не выше 800 кН.

Методика определения места прихвата бурильной колонны из стальных и алюминиевых бурильных труб

Определение места прихвата бурильной колонны, как полностью состоящей из АБТ или СБТ, так и комбинированной (из АБТ, СБТ и УБТ), производится по номограммам, приведенным на рис. 23-26.

При построении номограмм учтены удлинения тела трубы и ее утолщенной части, а также жесткость замков.

Пример. Колонна комбинированная. В верхней части 2150 м АБТ размером 147х11 мм, в нижней - 800 м СБТ размером 140х9 мм. Удлинением УБТ и турбобура пренебрегаем.

Натяжение колонны сверх собственного веса составляет 250 кН. При этом замеренное упругое удлинение равно 175 см. По графику (рис. 24,а) для 2150 м АБТ размером 147х11 мм при натяжении P = 250 кН удлинение колонны составляет 160 см, т.е. удлинение СБТ размером 140х9 мм равно 175 см - 160 см = 15 см.

Таблица I.28

Геометрические параметры ЛБТ обсадной конструкции

Наружный диаметр трубы, мм	Номинальная длина трубы, м		Толщина стенки, мм		Длина утолщенных концов со стороны, мм		Площадь поперечного сечения, см^2			Осевой момент инерции основного сечения, см^4	Осевой момент сопротивления, см^3		Полярный момент сопротивления основного сечения, см^3	Тип замка
	с замком	без замка	основного сечения	утолщенных концов	муфты	ниппеля	основного сечения	внутреннего канала	утолщенного канала		основного сечения	утолщенных концов в основной плоскости резьбы		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
90	9,3	9,0	9	22	680	200	23,0	40,7	47,9	190,0	42,9	55,5	84,5	3Н-108
90	9,3	9,0	10	24	600	200	25,4	39,5	50,5	204,1	45,4	57,2	90,7	3Н-108
103	12,3	12,0	9	18	1300	250	26,7	56,7	42,1	256,1	57,5	69,6	133,0	3Н-116
147	6,8	6,4	11	17	750	450	47,1	122,7	71,4	1098,1	148,7	172,2	297,3	3Н-172
170	12,4	12,0	11	17	1300	250	56,1	172,0	84,0	1743,8	205,1	135,6	410,3	3Н-197
114	12,4	12,0	11	15	1700	350	36,0	66,4	48,1	477,2	83,7	76,8	167,4	3НК-146
114	12,4	12,0	13	16	1700	300	41,6	60,8	51,7	534,4	93,8	81,0	187,5	3НК-146
114	12,4	12,0	15	17	1700	350	47,1	55,4	54,2	584,4	102,5	84,9	206	3НК-140
129	12,4	12,0	11	17	1700	350	41,8	69,9	53,1	715,5	110,9	115,6	221,9	3ОК-155
147	12,4	12,0	9	15	1700	350	39,4	130,6	65,5	932,3	126,8	126,6	252,7	3НК-178
147	12,4	12,0	11	17	1700	350	47,2	122,7	71,4	1098,1	148,7	145,8	297,5	3НК-178
147	12,4	12,0	11	21	1700	350	47,2	122,7	85,2	1098,1	148,7	173,2	297,5	3НК-178
147	12,4	12,0	13	20	1700	350	54,9	114,9	81,7	1239,8	168,6	168,4	337,2	3НК-178
147	12,4	12,0	15	22	1700	350	62,4	107,5	88,5	1371,6	186,6	181,6	373,2	3НК-178
147	12,4	12,0	17	24	1700	350	69,7	100,2	94,8	1491,0	202,9	193,2	405,7	3НК-178
64	5,7	5,4	8	13	200	200	14,1	19,1	20,8	56,3	17,6	14,2	35,2	3Н-63,5
73	9,3	9,0	9	16	200	200	18,1	23,7	28,7	94,4	25,9	28,0 28,0	61,7	3Н-80 3Н-86
90	9,3	9,0	9	16	200	200	22,9	40,7	37,2	190,0	42,2	47,8 47,8	88,5	2Н-108 3Н-108
103	9,3	9,0	9	15	250	250	26,7	56,7	42,1	298,1	57,5	69,6	133,0	3Н-116
114	12,4	12,0	10	15	1300	250	32,7	69,4	49,1	448,6	78,2	89,6 89,6	186,3	3Н-140 3НК-146
129	12,4	12,0	9	18	1300	250	28,9	84,7	52,7	613,8	95,2	107,8 103,9	190,3	3Н-152 3ОК-155

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
129	12,4	12,0	11	17	1300	250	41,8	89,9	62,1	715,5	110,9	119,8 115,6	221,9	3Б-152 37Б-155
129np	12,4	12,0	11	17	1300	250	41,3	89,9	62,1	715,5	110,9	119,5 115,6	221,9	3Б-152 37Б-155
147	12,4	12,0	9	15	1300	250	39,4	130,6	65,5	932,3	126,8	154,9 128,6	253,7	3Б-172 3ЕК-178
147	12,4	12,0	11	17	1300	250	47,2	122,7	71,4	1093,1	148,7	172,2 145,8	297,5	3Б-172 3ЕК-178
147	12,4	12,0	13	20	1300	250	54,9	114,9	81,7	1239,3	168,6	198,7 168,5	339,2	3Б-172 3ЕК-178
147	12,4	12,0	15	22	1300	250	62,4	107,5	88,5	1371,6	186,6	209,2 181,6	373,2	3Б-172 3ЕК-178
147	12,4	12,0	17	25	1300	250	69,7	100,2	94,8	1491,0	202,9	217,8 193,2	405,7	3Б-172 3ЕК-178
147np	12,4	12,0	11	17	1300	250	47,2	122,7	71,4	1093,1	148,7	172,2 145,8	297,5	3Б-172 3ЕК-178
170np	12,4	12,0	11	17	1300	250	55,1	172,0	84,0	1743,8	205,1	235,6 235,6	410,3	3Б-197 3Б-203
170np	12,4	12,0	13	17	1300	250	64,1	162,8	84,0	1988,1	233,9	235,6 235,6		3Б-197 3Б-203

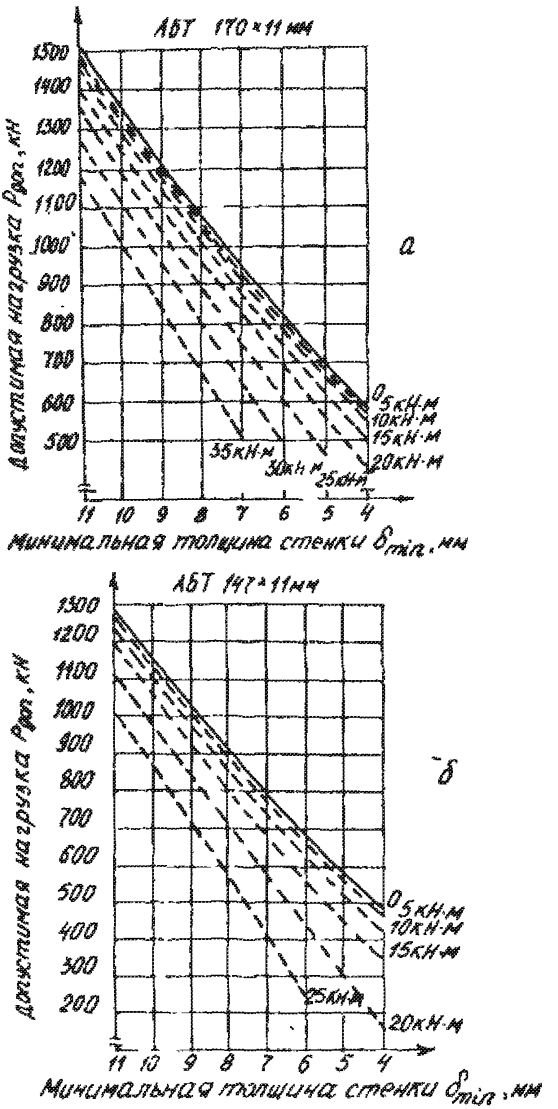


Рис. 18. Номограммы для определения допустимой нагрузки на АБТ размером 170×11 мм (а), 147×11 мм (б) по минимальной толщине стенки

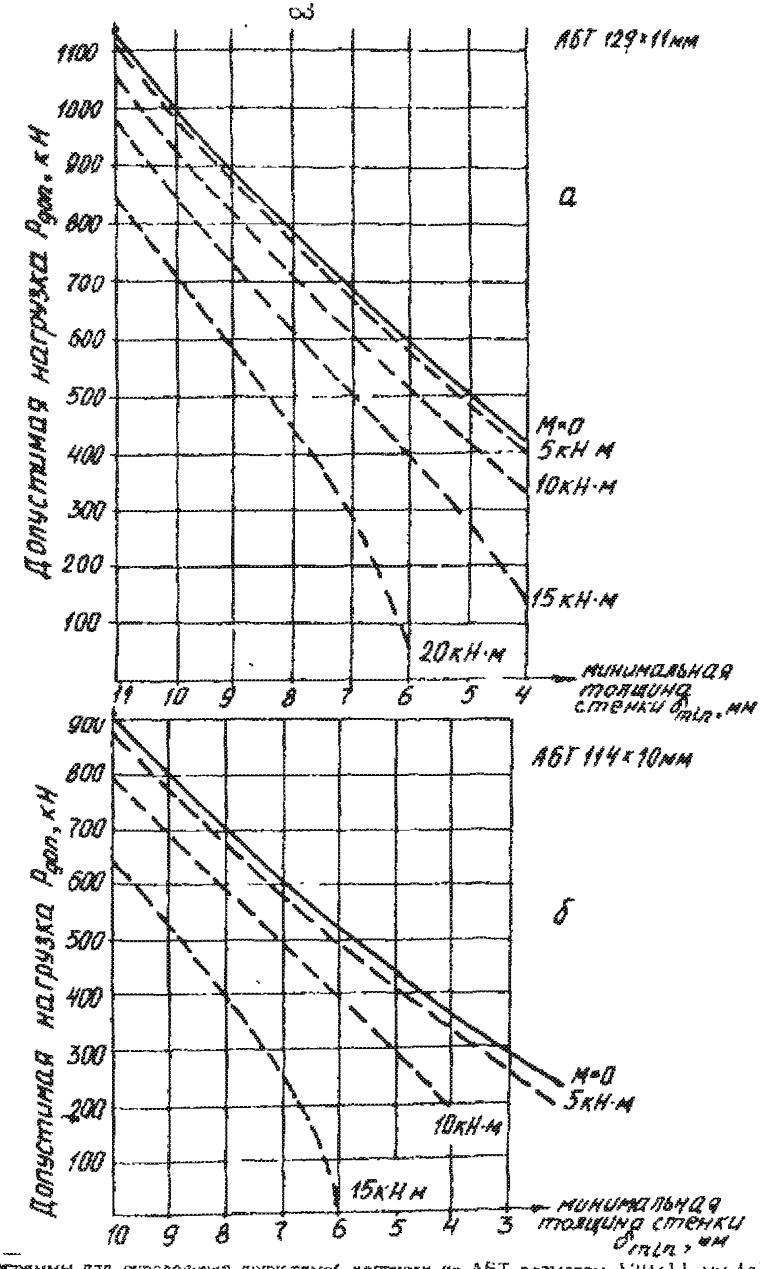
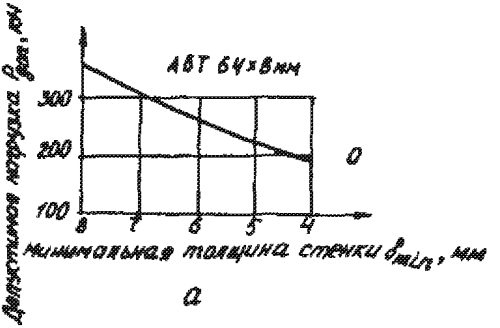


Рис.19.Номограммы для определения допустимой нагрузки на АБТ размером 129×11 мм (а), 114×10 мм (б) по минимальной толщине стенки



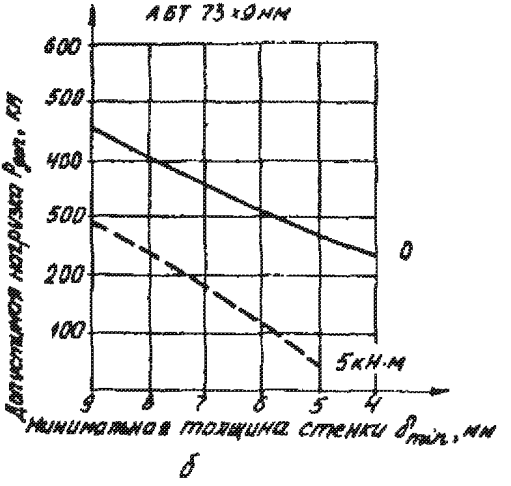


Рис.20. Номограммы для определения допустимой нагрузки на АБТ размером 64х8мм (а) и 73х9мм (б) по минимальной толщине стенки

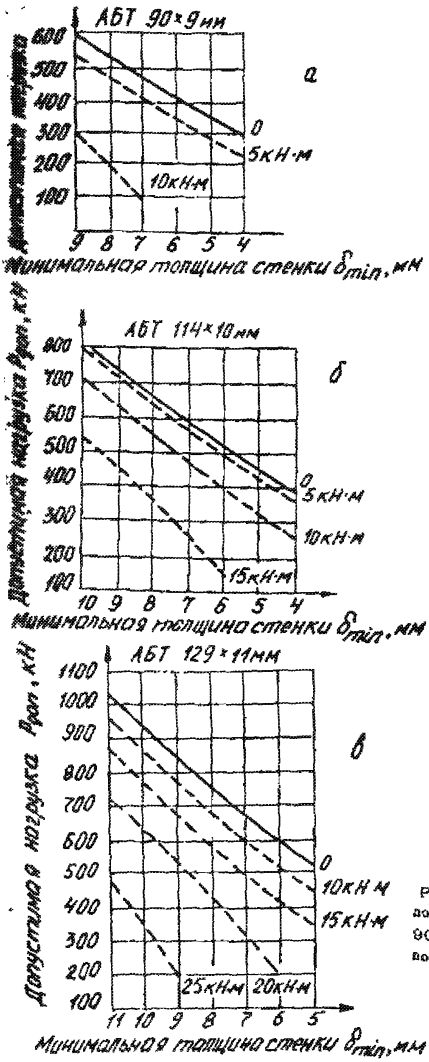


Рис.21. Номограммы для определения допустимой нагрузки на АБТ размером 90х9мм (а), 114х10 (б), 129х11 (в) по минимальной толщине стенки

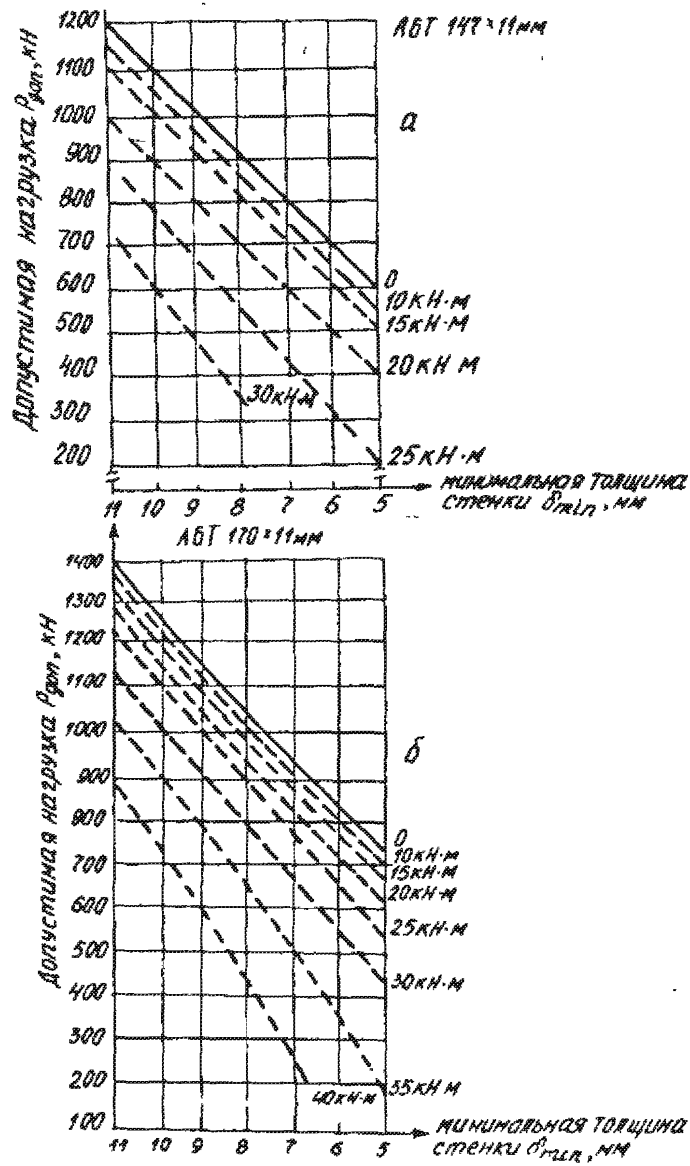


Рис.22. Номограммы для определения допустимой нагрузки на АБТ размером 147×11мм (а), 170×11мм(б) по минимальной толщине стенки

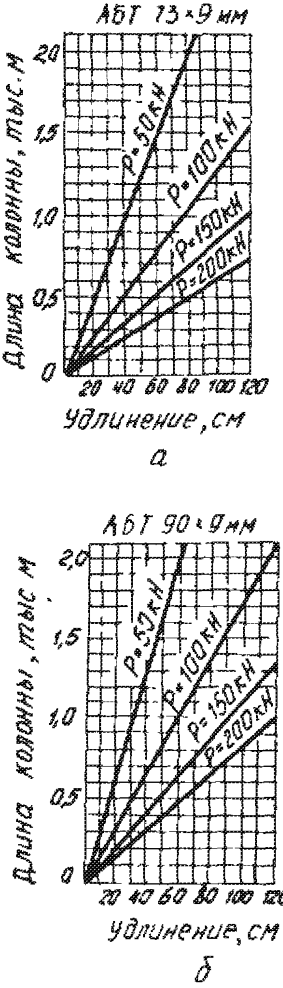


Рис 23. Номограммы для определения места прихвата бурильной колонны из АБТ размеры 73х9 мм (а), 90х9 мм (б)

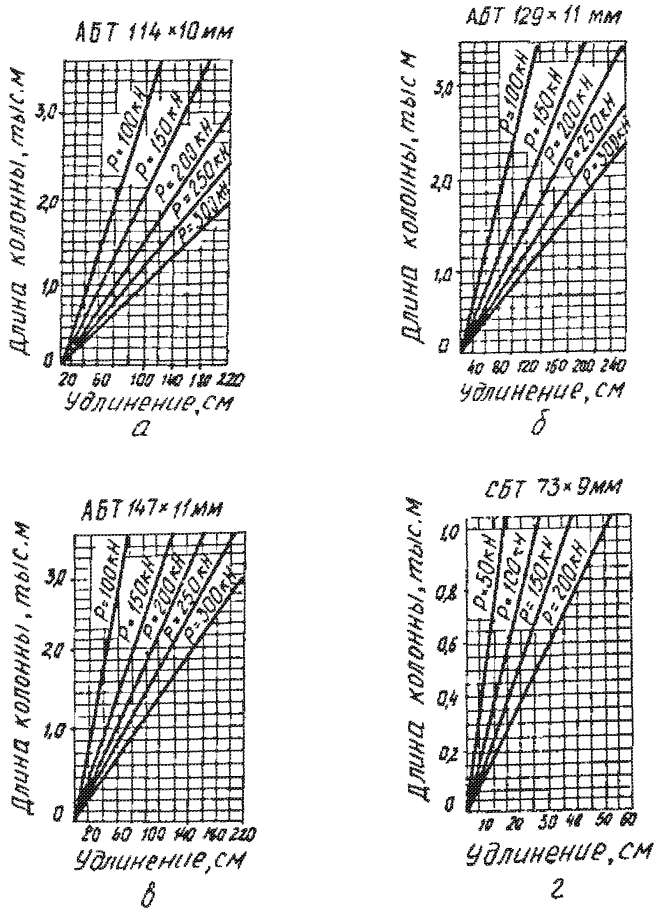
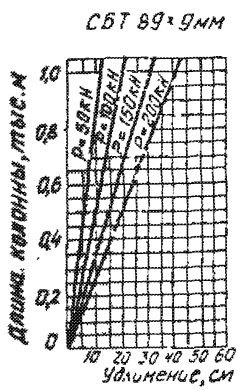
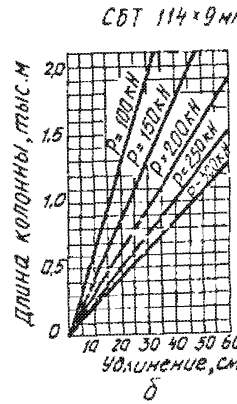
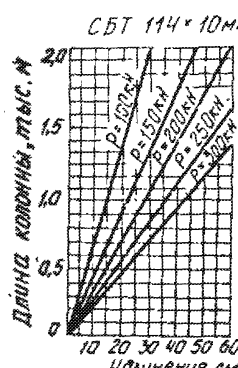


Рис.24. Номограммы для определения места прихвата бурильной колонны из АБТ размером 114х10мм (а), 129х11мм (б), 147х11мм (в), 73х9мм (г)







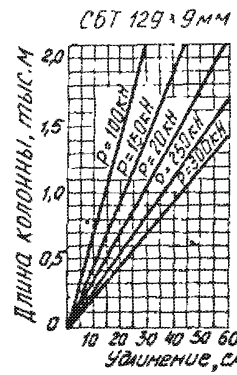
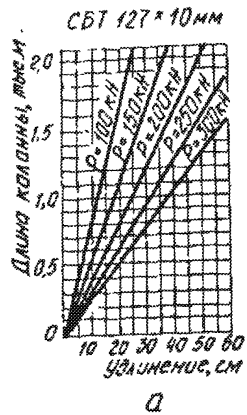
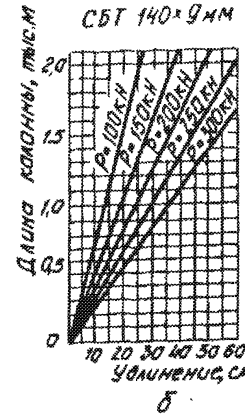


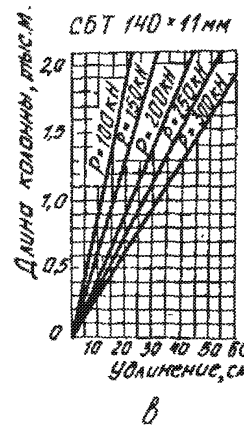
Рис.25. Номограммы для определения места прихвата бурильной колонны из СБТ размером 89х9 мм (а), 114х9 мм (б), 114х10 мм (в), 127х9 мм (г)



а



б



в

Рис.26. Номограммы для определения места прихвата бурильной колонны из СБТ размером 127х10 мм, 140х9 мм (б), 140х11 мм (в)

По графику (рис. 26,б) при P = 250 кН такому удлинению стальных труб размером 140х9 мм соответствует длина 500 м. Следовательно, глубина прихвата (заклинивания) H = 2150 м + 500 м = 2650 м.

Методика определения соотношения между растягивающей нагрузкой и вращающим моментом в аварийных ситуациях

Кривые соотношений растягивающей нагрузки и вращающего момента приведены на рис. 27-29. При построении графиков учтены истинные (анизотропные) свойства материала АБТ. На каждом графике имеются кривые: 1 - критических соотношений растягивающей нагрузки и вращающего момента, соответствующая такому сочетанию нагрузок, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести (верхняя сплошная линия); 2 - допустимых соотношений растягивающей нагрузки и вращающего момента, растягивающей нагрузки и вращающего момента, рассчитанная с учетом коэффициентов запаса прочности. Вся заштрихованная наклонными линиями область, лежащая ниже кривой 2, является областью безопасной работы бурильной колонны.

Каждый график состоит из двух частей. В левой части дана зависимость растягивающей нагрузки от величины вращающего момента; в правой - зависимость растягивающей нагрузки от угла закручивания. Угол закручивания может отсчитываться по двум шкалам: в оборотах ротора на 1000 м длины труб по верхней шкале, которой соответствуют пунктирные вертикальные линии координатной сетки, или в градусах на 1000 м длины труб по нижней шкале, которой соответствуют более толстые сплошные вертикальные линии координатной сетки.

В случае нормальной работы бурильной колонны необходимо следить, чтобы точка на графике, соответствующая фактическим значениям растягивающей нагрузки и вращающего момента (угла закручивания), лежала внутри заштрихованной области безопасной работы.

При аварийных работах, связанных с прихватом или заклиниванием бурильной колонны, по графикам выбирают предельные величины растягивающей нагрузки и вращающего момента (угла закручивания). При этом точка на графике, соответствующая пересечению значений вращающего момента и растягивающей нагрузки, должна лежать на кривой 2.

Если контроль вращающего момента производится по величине угла закручивания, необходимо найти коэффициент пересчета K для определения фактического угла закручивания при данной глубине прихвата

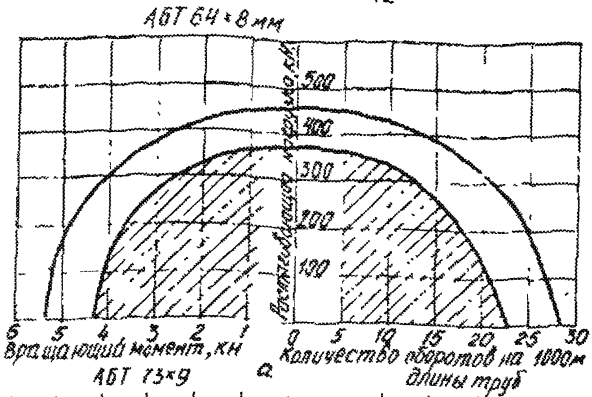


Рис.27 Кривые соотношений растягивающих нагрузок к вращающим моментам (углов закручивания) для АБТ разм. 64х8 мм (а), 73х9 мм (б), 90х9 мм (в):
1 – критических, 2 – допустимых

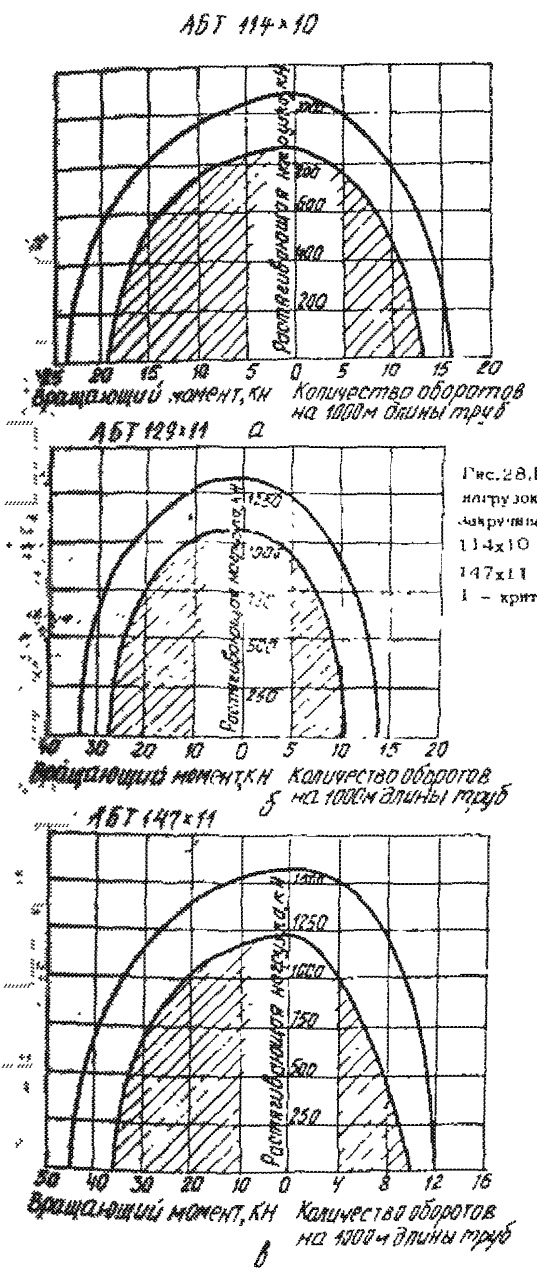


Рис.28.Кривые соотношений растягивающих нагрузок и вращающих моментов (углов закручивания) для АБТ размером 114x10 мм (а), 129x11 мм (б), 147x11 мм (в): 1 – критических, 2 – допустимых

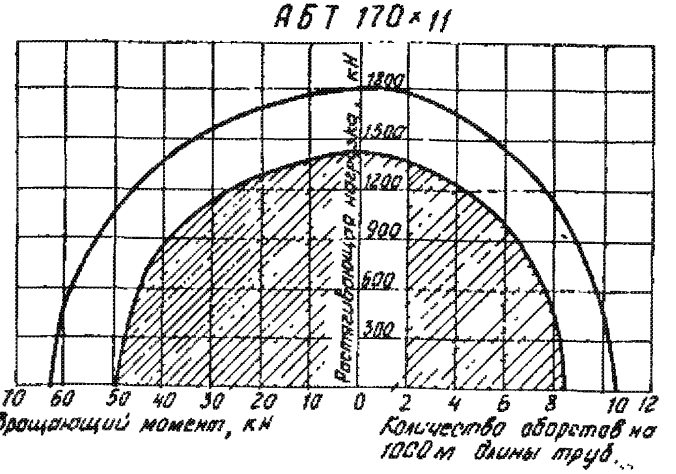


Рис.28.Кривые соотношений растягивающих нагрузок и вращающих моментов (углов закручивания) для АБТ размером 170х11 мм :
1 – критических , 2 – допустимых

или закливания. Этот коэффициент определяют как частное от деления глубины прихвата в метрах на 1000. Глубина прихвата определяется по номограммам, приведенным на рис. 23-26.

Например, колонна АБТ размером 147х11 мм длиной 2100 м прихвачена на глубине 1250м. При растягивающей нагрузке в 1400 кН максимально допустимый вращающий момент по левой части графика на рис. 28 в равен 27,0 кНм, а предельный угол закручивания ротора на 1000 м длины труб по правой части графика равен 2520 градусам (нижняя шкала) или 7 оборотам (верхняя шкала). Находим коэффициент пересчета предельного угла закручивания для данной глубины прихвата:

$$K = 1250 : 1000 = 1,25.$$

Следовательно, фактический предельный угол закручивания равен $2520^0 \times 1,25 = 3150^0$ или 7,0 об. 1,25 = 8,75 (8 3/4) об. При другом значении растягивающей нагрузки предельные вращающий момент или угол закручивания будут соответственно изменяться.

Геолого-технические условия проводки скважин определяют в каждом районе бурения соотношение между количеством стальных СБТ и алюминиевых АБТ в бурильной колонне. Длина нижней части буриль-

ной колонны, состоящей из стальных бурильных труб, в процессе бурения может изменяться.

Возникающие при этом растягивающие усилия, действующие на АБТ, установленные в верхней части бурильной колонны, не должны превышать допустимых значений для каждого типоразмера АБТ (табл. I.29).

Таблица I.29

Допустимые осевые нагрузки на АБТ сборной конструкции при использовании клиновых захватов

Типоразмер трубы	Допустимая осевая нагрузка, кН	
	Тип клинового захвата	
	ПКР 560	ПКР 300
I	2	3
Сплав Д16Т		
90 x 9	445	470
105 x 9	515	560
114 x 10	730	760
129 x 9	980	II60
129 x II	980	II60
129 x I3	II20	II90
129 x I5	I230	I290
I47 x 9	II80	I320
I47 x II	II80	I320
I47 x I3	I300	I380
I47 x I5	I450	I5I0
I47 x I7	I5I0	I570
I70 x II	I330	I380

Продолжение табл. I.29

I	2	3
Сплав АК4-ITI		
II4 x I0	760	790
I29 x 9	I020	I060
I29 x II	I020	I060
I29 x I3	II40	I200
I29 x I5	I270	I320
I47 x 9	I230	I300
I47 x II	I230	I300
I47 x I3	I420	I500
I47 x I5	I500	I580
I47 x I7	I580	I660
Сплав I953TI		
I29 x 9	I440	I520
I29 x II	I440	I520
I29 x I3	I630	I700
I29 x I5	I810	I900
I47 x 9	I760	I850
I47 x II	I760	I850
I47 x I3	2040	2II0
I47 x I5	2I30	2230
I47 x I7	2230	2320

Размер плашек пневмоклиньев должен соответствовать наружному диаметру АБТ (табл. I.30).

В процессе бурения необходимо строго контролировать щелочность (pH) промывочной жидкости, не допуская ее превышения свыше I0,0 (при более высоких значениях pH резко ускоряется коррозия алюминиевых сплавов).

Таблица I.30

Оптимальные соотношения размеров плашек пневмоклиньев и диаметров труб

Размер плашек пневмоклиньев, мм	Диаметр АБТ, мм
II4	II4
I27	I29
I46	I47
I68	I70

Применение солянокислотных ванн для освобождения бурильной колонны не допускается.

Для уменьшения коррозионного поражения труб в сильнощелочные промывочные жидкости рекомендуется вводить ингибиторы ЩОД, СТ, ИКН (от 2 до 3% по объему).

При бурении наклонно-направленных скважин не рекомендуется применять комплекты труб с утолщенной стенкой длинами больше критических.

Критическая длина колонны, состоящей из бурильных труб замковой конструкции с утолщенными стенками, используемых в качестве утяжеленных труб, указана в табл. I.3I.

Классификация АБТ по степени износа и их техническая характеристика приведены в табл. I.32.

В процессе эксплуатации АБТ объединяют в комплекты одного типоразмера и одной марки сплава. На все трубы, входящие в комплект, кроме заводской маркировки, наносят: номер комплекта, порядковый номер трубы в комплекте, метки на теле трубы и замковых деталях, фиксирующие смещение замка относительно трубы. Схема расположения маркировки показана на рис. 30.

Замки ЗЛ и ЗЛК для АБТ

АБТ сборной конструкции выпускают вместе с облегченными замками ЗЛ и ЗЛК по ТУ 26-02-72-76 и ТУ 26-02-I0I-85.

Конструкция и размеры замков ЗЛ показаны на рис. 3I и в табл. I.33.

Таблица I.3I

Критическая длина колонны АБТ, м

Усилие сжатия, кН	Размеры труб, мм		
	I46x80	I59x80	I80x92
I0	37,8	45,6	58,4
20	26,8	32,3	4I,3
30	2I,9	26,3	33,7
40	I9,0	22,8	29,2
50	I7,0	20,4	26,I
60	I5,5	I8,6	23,8
70	I4,3	I7,2	22,I
80	I3,4	I6,I	20,6
90	I2,6	I5,2	I9,4
I00	I2,0	I4,4	I8,4
I50	9,8	II,8	I5,I
200	8,5	I0,2	I3,0

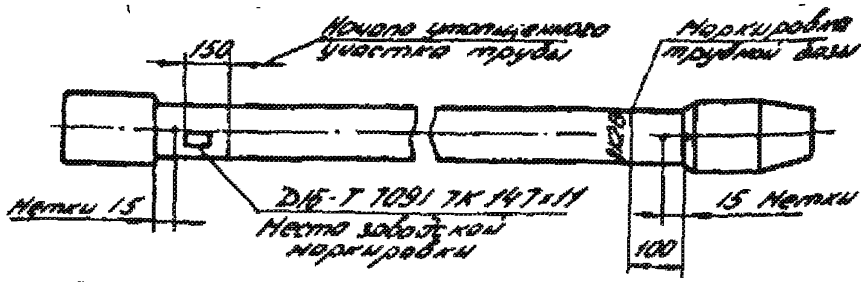


Рис.30.Схема расположения маркировки на трубе АБТ : Д16Т - сплав, 7091 - номер партии, 7К - номер трубы и код завода, 147х11 - размер трубы, 8К - номер комплекта , 213 - номер трубы в комплекте

Соединение замков с трубами производится на трубной резьбе треугольного профиля по ГОСТ 631-75, а для труб диаметром I47 мм используется резьба труб I46 мм по ГОСТ 632-80 и резьба ТТ I38х5.08хI:32.

Замки имеют шифр ЗЛК (с коническими стабилизирующими поясками (рис. 32).

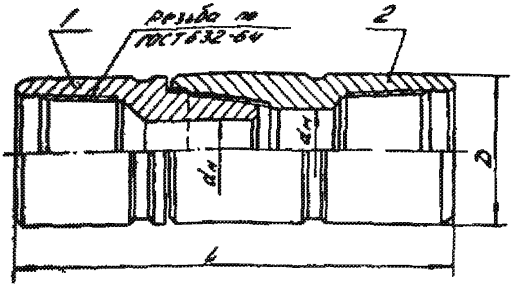


Рис.31.Бурильный замок типа ЗЛ : 1 – ниппель, 2 – муфта

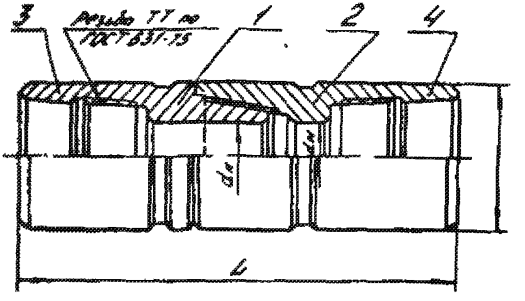


Рис.32.Бурильный замок типа ЗЛК : 1 – ниппель, 2 – муфта , 3,4, –конический стабилизирующий пояски

Применение трапецеидальной резьбы вместо треугольной значительно повышает предел выносливости (53 Н/мм^2 вместо 29-32 Н/мм^2 для соединения с треугольной резьбой). Геометрические параметры замков ЗЛ и ЗЛК представлены в табл. 1.33.

В отдельных случаях, когда буровое предприятие получает АБТ и стальные замки отдельно, на трубной базе организуется сборка труб с замками.

Детали замка типа ЗЛ при сборке с трубой рекомендуется подбирать селективно по фактическим натягам резьб трубы и замка. Разница натягов для трубы диаметром 147 мм – от 3 до 8 мм, для труб остальных диаметров суммарный натяг составляет от 8 до 12,8 мм.

Классификация АБТ по степени износа и их техническая характеристика

Вид трубы	Номинальные размеры трубы, мм: наружный диаметр	толщина стенки	Площадь поперечного сечения трубы, $см^2$	Полярный момент сопротивления трубы, $см^3$	Допустимая растягивающая нагрузка, /кН/ для труб из сплавов: Д16Т	АК4-1Т1	1953Т1	Допустимый изгибающий момент, /кгс·м/ для труб из сплавов: Д16Т	АК4-1Т1	1953Т1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Трубы I класса										
170 x 11	168,5	10,0	54,9	410	1360	1486	2079	71,0	77,5	104,9
147 x 9	145,5	8,0	39,0	254	935	1021	1381	44,0	48,1	65,0
147 x 11	145,5	10,0	47,0	298	1160	1267	1713	51,6	56,3	76,2
147 x 13	145,5	12,0	54,7	337	1350	1475	1994	58,4	63,8	86,2
147 x 15	145,5	14,0	62,2	373	1535	1709	2311	64,7	70,7	95,5
147 x 17	145,5	16,0	69,4	406	1762	1925	2602	70,3	76,8	103,8
129 x 9	127,5	8,0	33,9	190	790	863	1167	33,0	36,0	48,7
129 x 11	127,5	10,0	40,8	222	1000	1092	1477	38,5	42,0	56,9
114 x 10	112,5	9,0	32,7	156	800	874	1181	27,1	29,6	40,0
103 x 9	102,0	8,1	26,6	115	590	644	871	19,0	20,7	28,1
90 x 9	89,0	8,1	23,7	91	550	601	812	14,6	15,9	21,6
73 x 9	72,0	8,1	18,1	52	420	459	620	9,0	9,8	13,3
64 x 8	63,0	7,1	14,1	35	340	371	502	6,0	6,5	8,9
Трубы II класса										
171 x 11	167,0	8,0	44,1	355	1080	1180	1595	51,1	56,7	90,2
147 x 9	141,0	6,0	29,8	211	704	769	1040	37,8	41,3	55,8
147 x 11	144,0	8,0	37,6	257	925	1010	1366	44,4	48,5	65,6
147 x 13	144,0	10,0	45,1	298	1140	1245	1684	90,2	54,8	74,1
147 x 15	144,0	11,0	48,0	317	1244	1359	1837	55,6	60,7	82,1
147 x 17	144,0	13,0	54,9	351	1448	1582	2138	60,4	66,0	89,2
129 x 9	126,0	6,5	25,8	159	660	710	960	28,4	31,0	41,9
129 x 11	126,0	8,0	32,4	192	790	863	1167	33,1	36,1	48,9
114 x 10	111,0	7,0	25,4	130	610	666	901	23,3	25,4	34,4
103 x 9	100,0	6,5	20,0	96	516	564	762	16,3	17,8	24,1
90 x 9	87,5	6,5	17,8	76	470	513	694	12,5	13,6	18,5
73 x 9	70,5	6,5	13,4	43	350	382	517	7,7	8,4	11,4
64 x 8	61,5	5,9	10,9	28	270	295	399	5,2	5,7	7,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Трубы [illegible]										
170 x 11	163,0	5,0	34,3	299	680	896	1211	51,6	56,4	76,2
147 x 9	141	5,0	25,5	170	560	633	857	33,6	36,7	49,6
147 x 11	141,0	6,0	30,5	216	690	754	1019	37,7	41,2	55,7
147 x 13	141,0	8,0	36,6	259	804	967	1335	43,6	47,6	64,4
147 x 15	141,0	8,0	39,5	279	1010	1103	1492	46,6	53,1	71,8
147 x 17	141,0	10,0	42,3	297	1114	1217	1645	51,0	55,7	75,3
129 x 9	123,0	5,0	22,1	142	501	547	740	25,6	26,0	37,8
129 x 11	123,0	6,0	25,1	161	600	655	886	27,6	30,0	40,0
114 x 10	108,0	5,0	19,0	109	450	491	665	19,2	21,0	28,3
103 x 9	97,0	4,5	14,3	76	354	387	523	13,6	17,6	20,
93 x 9	87,0	4,5	12,7	61	350	382	517	11,1	12,2	16,4
73 x 9	63,0	4,5	10,0	34	270	295	399	5,2	5,7	7,7
64 x 6	60,0	4,5	8,5	25	220	240	325	3,9	4,2	5,7

Примечания:

1. Для новых труб расчет допустимых нагрузок и моментов производится по номинальной толщине стенки (см. табл. I.27).
2. Для труб I и 2 классов расчет допустимых нагрузок и моментов производится по среднеинтервальной величине минимальной толщины стенки с учетом эксцентрического износа
3. Максимально допустимые растягивающие нагрузки и крутящие моменты рассчитаны по пределу текучести с коэффициентом запаса, равным I,4.
4. При одновременном действии растяжения и кручения допустимые нагрузки определяют по рис. 27-29.

Таблица I.33

Геометрические параметры бурильных замков типа ЗЛ и ЗЛК для АБТ

Типоразмер замка	Диаметр трубы, мм	Обозначение резьбы		Длина замка, мм	Диаметр проходного отверстия, мм		Масса, кг
		трубной	замковой		ниппеля	муфты	
ЗЛ-90	73	По ГОСТ 631-75	З-76	380	41	52	9,6
ЗЛ-108	90	8 ниток на "I"	З-88	422	56	58	13,8
ЗЛ-140	114	-"- -"-	З-121	455	80	80	23,7
ЗЛ-152	129	-"- -"-	З-133	455	95	110	30,3
ЗЛ-172	147	По ГОСТ 632-80	З-147	465	110	122	37,5
ЗЛ-197	170	По ГОСТ 631-75	З-171	470	134	142	51,3
ЗЛК-140	114	ТТ 107х5,08х1:32	З-122	470	84	84	31,0
ЗЛК-152	129	ТТ 122х5,08х1:32	З-133	470	95	95	32,0
ЗЛК-172	147	ТТ 138х5,08х1:32	З-147	470	110	110	43,0
ЗЛК-178	147	ТТ 138х5,08х1:32	З-147	510	101	101	61,0

Сборка деталей замка с трубой производится на специальном стенде с регламентированными моментами свинчивания (табл. I.34).

Таблица I.34

Регламентированные моменты свинчивания при сборке замка с трубой

Наружный диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, кН м	Наружный диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, кНм
64	от 4,5 до 5,5	II4	от I6,0 до I8,0
72	от 6,5 до 7,5	I29	от I9,0 до 2I,0
90	от 8,3 до 9,8	I47	от 23,5 до 26,5
I0I	от II,0 до I2,0	I70	от 27,5 до 30,5

Сборка замков типа ЗЛК производится в нагретом до температуры от 310° до 350° С состоянии с обязательным охлаждением внутренней поверхности трубы водой с помощью спреера. Навинчивание осуществляется вручную на графито-глицериновой смазке и должно продолжаться не более 25-30 с. После навинчивания замковой детали до упора наружную поверхность охлаждают водой.

Тип беззамковой конструкции подразделяют на беззамковые с утолщенной стенкой по ТУ I-2-33I-86(рис.33),беззамковые с внутренними концевыми утолщениями)(рис.34,а) и внутренними наружными концевыми утолщениями по ТУ I-2-365-8I и ГОСТ 23786-79 (рис.34,б)



Рис.33. Бурильная труба из алюминиевого сплава беззамковой конструкции с утолщенной стенкой

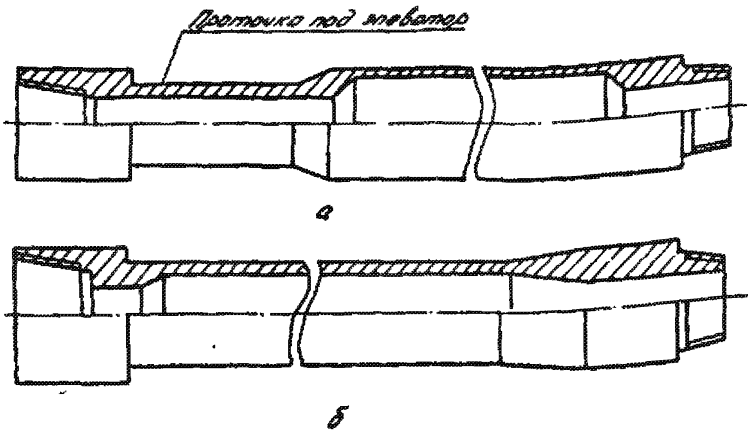


Рис.34.Бурильная труба из алюминиевого сплава беззамковой конструкции : а - с внутренней конусными утолщениями, б - с внутренними и наружными концевыми утолщениями

Технические характеристики бурильных труб беззамковой конструкции с утолщенной стенкой представлены в табл. I.35.

Прочность АБТ беззамковой конструкции характеризуется данными табл. I.36.

Рекомендуемые моменты свинчивания резьбовых соединений АБТ беззамковой конструкции:

для резьбы	3-I52	от 23 до 27 кН м
то же	3-I47	от 20 до 23 кН м
-"-	3-I33	от I7 до 20 кН м
-"-	3-I22	от I5 до I6 кН м
-"-	3-88	от 6 до 8 кН м
-"-	3-76	от 4 до 5 кН м

Трубы бурильные утяжеленные (УБТ)

Главное назначение УБТ - создание осевой нагрузки на долото, для чего необходимое их количество используется в нижней части бурильной колонны. Применяются в основном гладкие трубы круглого сечения.

Таблица I.35

Технические характеристики АБТ беззамковой конструкции

Характеристики	Диаметр трубы, мм		
	I46±I,5	I59±I,8	I80±I,8
Обозначение соединительной замковой резьбы	3-I22	3-I33	3-I52 3-I47
Длина муфты, мм	500±5	600±5	600±5
Наружный диаметр муфты, мм	I46±I,5	I59±I,8	I80±I,8
Наружный диаметр проточки под элеватор, мм	I29±0,5	I40±0,5	I58±I,5
Длина проточки под элеватор, мм	400±5	400±5	500±5
Площадь поперечного сечения тела трубы в месте проточки под элеватор, $см^2$	79,5	I03,6	I00,9
Площадь сечения ниппеля по основной плоскости резьбы, $см^2$	53,7	78,4	9I,7
Площадь сечения внутреннего канала трубы, $см^2$	59,2	50,2	66,4
Осевой момент инерции тела трубы J_p, $см^4$	I028	2935	4799
Полярный момент сопротивления тела трубы W_p в месте проточки под элеватор, $см^3$	359	48I	5I4,5
Масса I м трубы, кг	32	4I	52
Длина трубы, мм	6200±20	6200±200	6200±500
Толщина стенки, мм	33±3	40±3	44±3
Растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН	I750	2600	3000

Таблица I.36

Значения параметров АБТ, характеризующие их прочность

Диаметр труб	Масса 1 м труб, кгс	Растягивающая нагрузка, кН		Давление внутреннее, МПа		Крутящий момент, кН м	
		допустимая	предельная	допустимое	предельное	допустимый	предельный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,5	25	30
127	11,4	1150	1400	35	52,0	20	25
108	13,1	830	1000	40	59,5	10	13
90	6,7	600	700	52	77,0	5	6

По данным на начало 1989 года в нефтегазовой промышленности используются следующие типы УБТ:

- утяжеленные бурильные трубы сбалансированные УБТС-2, изготавливаемые по ТУ 51-744-77;
- утяжеленные бурильные трубы горячекатаные, изготавливаемые по ТУ 14-3-385-79;
- утяжеленные бурильные трубы, изготавливаемые по 6325.000-00.00.00ТУ на Сумском машиностроительном НПО им.М.В.Фрунзе;
- утяжеленные бурильные трубы импортные, изготавливаемые по стандарту ?АНИ и стандарту СЭВ 1385-78 "Трубы бурильные утяжеленные кованые".

- Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные (УБТС-2)

УБТС-2 изготавливают из хромоникельмолибденовых сталей и подвергают термообработке по концам от 0,8 до 1,2 м. Канал в трубе получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку. Длина труб 6 м.

Конструкция и размеры УБТС-2 показаны на рис. 35 и в табл. I.37.

Муфтовый и ниппельный концы трубы выполняются с правой замковой резьбой по ГОСТ 5286-75 (рис.36,а,табл.I.38).

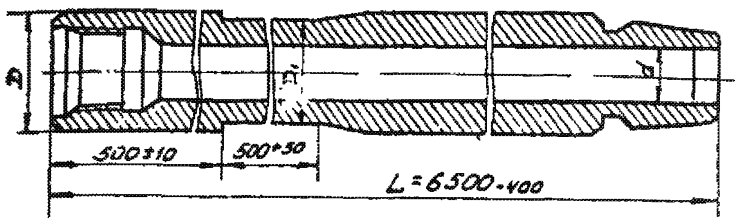


Рис.35.Конструкция УБТС - 2

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачивают зарезьбовые разгружающие канавки - ЗРК. Радиусы галтельных переходов на ЗРК ниппеля не менее 6 мм, у муфты 8 мм (рис. 36, б, табл. I.38).

Таблица I.37

Размеры сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2, мм

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр $D \pm 1$	Резьба	Внутренний диаметр $d \pm 1,5$	Диаметр проточки под элеватор, D_1	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС2-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС2-229	229	3-171	90	195	273,4

Примечание: по согласованию с заказчиком допускается изготовление труб без проточки под элеватор.

УБТС-2 изготавливают из легированных сталей с механическими свойствами после термообработки, указанными в табл. I.39.

На наружной и внутренней поверхностях трубы не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин.

Допускается вырубка различных дефектов, при этом ее глубина не должна превышать 5% от номинальной толщины стенки, а протяженность - 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

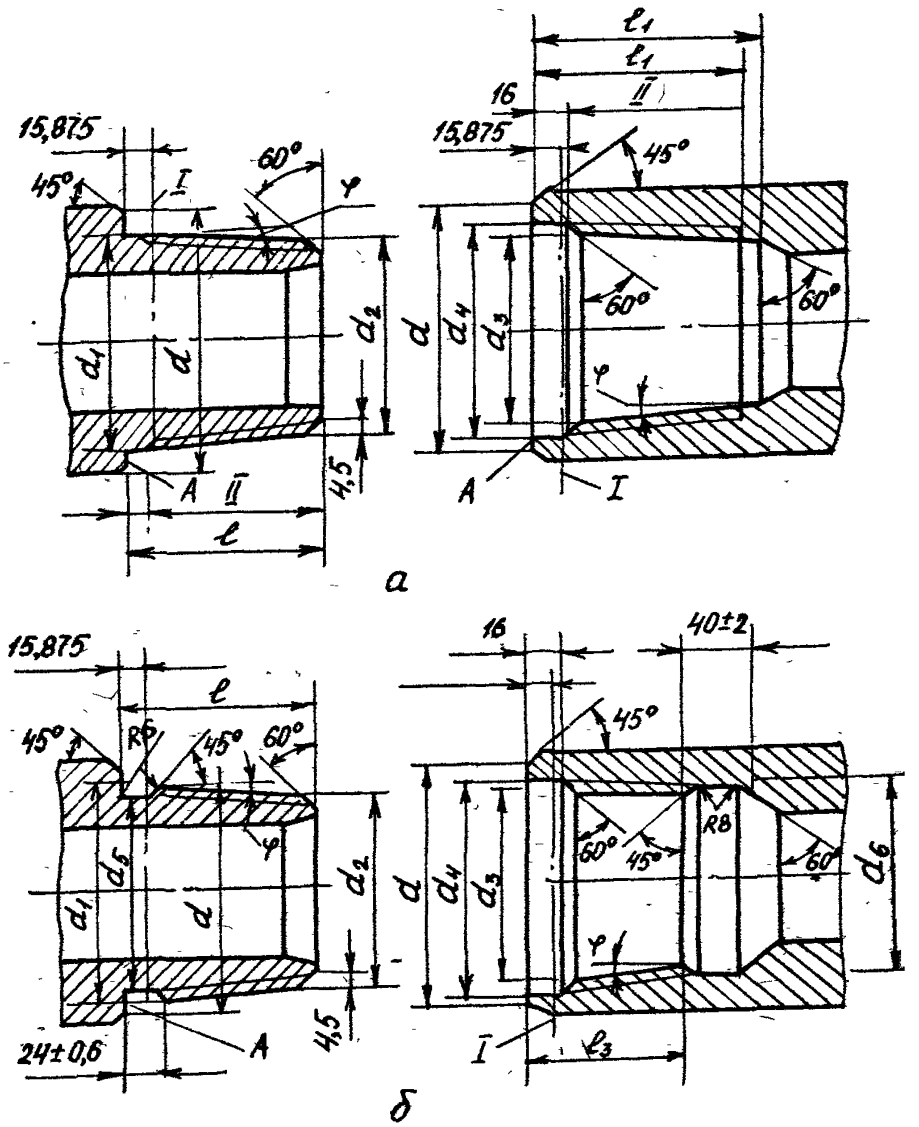


Рис.36.Резьбовые соединения утяжеленных бурильных труб: а – соединение УБТ без зарезьбовых канавок, б – соединение УБТ с зарезьбовыми канавками,1 – основная плоскость, 11 – длина резьбы с полным профилем

Таблица I.38

Размеры резьбы концов УБТС-2, мм

Наружный диаметр УБТ D	Замковая резьба	Число ниток на длине резьбы 25,4мм	Конусность $2tg\varphi$	Ниппельный и муфтовый концы трубы: средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Ниппельный и муфтовый концы трубы: наружный диаметр упорной поверхности $d+0,4$	Ниппельный конец трубы: диаметр большего основания конуса $d_1-0,2$	Ниппельный конец трубы: диаметр меньшего основания конуса (справочный) d_2	Ниппельный конец трубы: диаметр цилиндрического пояска зарезьбовой канавки $d_5-0,5$	Ниппельный конец трубы: длина конуса $\ell-2$	Муфтовый конец трубы: внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_3+0,2$	Муфтовый конец трубы: диаметр конической выточки в плоскости торца $d_4-0,4$	Муфтовый конец трубы: ℓ_1-3	Муфтовый конец трубы: длина конуса ℓ_2-3	Муфтовый конец трубы: ℓ_3-2	Диаметр зарезьбовой канавки муфты d_6
I78	S-I33	4	I:6	I28,059	I56	I33,339	II4,339	II8	II4	I28,07I	I35	I20	I32	I07	I25
	S-I40	4	I:4	I32,944	I66	I40,I95	II0,I95	I20	I20	I33,629	I42,5	I26	I38	II2	I27
	S-I47	4	I:6	I42,0II	I72	I47,949	I26,782	I32	I27	I4I,363	I50,5	I33	I45	II8	I37
203	S-I5[illegible]	4	I:6	I46,248	I86	I52,I86	I3I,0I9	I34	I27	I45,600	I54,5	I33	I45	II6	I42
	S-I6I	4	I:6	I55,98I	I90	I6I,920	I40,753	I44	I27	I55,334	I54,5	I33	I45	II8	I40
	S-I7I	4	I:6	I65,598	I96	I7I,536	I50,369	I44	I27	I64,950	I74	I33	I45	II8	I52
2[illegible]0	S-I7I	4	I:6	I65,598	I96	I7I,536	I50,369	I54	I33	I7I,235	I80,5	I42	I50	I23	I64

Примечание: I) угол уклона конической выточки с диаметром должен быть равен углу уклона резьбы;

2) в таблице указаны все замковые резьбы, которые могут быть нарезаны для данных размеров УБТ. Наиболее распространенные резьбы указаны в табл. I.37.

Таблица I.39

Материал трубы	Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	Относительное удлинение δ, %, не менее	Ударная вязкость KCV кДж/м^2, не менее	Твердость НВ, не менее
38ХН3МФА по ГОСТ 4543-71	735	I0	588	285-341
40ХН2МА	637	I0	490	255

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов, нарушающих сплошность соединения. Не допускается наносить на них знаки маркировки.

Маркировка. На каждой трубе на расстоянии 0,4 м от ниппеля наносят маркировку: товарный знак или наименование изготовителя; условное обозначение трубы; порядковый номер трубы; марка стали; порядковый номер плавки; длина трубы в см;дата выпуска; клеймо ОТК.

Все клейма выбиваются вдоль образующей и обводятся светлой краской.

Упаковка. Наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть смазаны и надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные

Горячекатаные УБТ изготавливают из стали групп прочности Д диаметрами I46, I78, 203 мм по ТУ I4-3-835-79.

Горячекатаные УБТ изготавливают гладкими по всей длине следующих размеров в мм:

- I46x74x8000 (диаметр наружный);
- I78x90xI2000 (диаметр внутренний);
- 203xI00xI2000 (длина).

Другие размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. I.40.

Таблица I.40

Размеры, масса труб

Диаметр трубы, мм	Резьба	Отклонение по длине, м	Отклонение по кривизне, мм на I м длины	Масса I м труб, кг	Примечание
146^{+4}	3-I2I	±I	2	97,6	-
178^{+3}	3-I47	±I	2	I45,4	-
203^{+3}_{-2}	3-I7I	±I	2	I93,0	-

Механические свойства материала труб после нормализации приведены в табл. I.4I.

Таблица I.4I

Механические свойства материала труб после нормализации

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение δ, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость KCV, кДж/м^2
Д	637	373	I6	40	392

Допуск по толщине стенки для труб диаметром I46, I78, 203 мм минус I2,5%. Внутренний диаметр (канал трубы $d_{кан}$) контролируется шаблоном с наружным диаметром, равным диаметру канала минус I0 мм.

Допускаются обусловленные условиями производства дефекты, глубина залегания которых не должна превышать I2,5% толщины стенки.

На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается заплавка дефектных мест.

Горячекатаные УБТ рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в несложных геологических условиях.

Утяжеленные бурильные трубы (6325.000-00.00.00 ТУ)

В 1988 году в Сумском МНПО освоен в соответствии со стандартом 7АНИ выпуск отдельных партий УБТ, термообработанных по всей длине.

Сортамент УБТ, который будет выпускаться по 6325.000-00.00.00 ТУ указан в табл. I.42, I,43, I.44, общий вид - на рис. 37, 38 и 39,а,б,в.

УБТ изготавливают следующих типов:

А - гладкие без проточек;

Б - с проточками под элеватор и клиновой захват;

Д - квадратного сечения;

Е - со спиральными канавками;

ЕН - спиральные с проточками под элеватор и клиновой захват.

УБТ типов Б и ЕН по требованию потребителя могут быть наплавлены твердым сплавом в местах, указанных на рис. 37,в,38,39,в. , в.

Допускаемые отклонения размеров труб, формы и расположение поверхностей приведены в табл. I.45.

Разностенность тела трубы не должна превышать 2 мм. Разностенность на длине резьбовой части допускается не более I мм.

УБТ должны быть изготовлены из хромоникельмолибденовой стали, имеющей после термообработки механические свойства не ниже приведенных в табл. I.46.

Длина поставляемых УБТ должна составлять 8300 мм. По требованию заказчика допускается поставка УБТ длиной 9450 мм и других длин в диапазоне от 8300 до 9450 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть плен, закатов, расслоений, трещин и песочин, неметаллических включений и незаполнений металлом.

Допускается удаление незначительных наружных дефектов путем зачистки с плавным переходом. Глубина зачистки, замеренная от образующей наружной поверхности трубы, не должна превышать значений, указанных в табл. I.47.

Таблица I.42

Основные размеры и масса УБТ, изготавливаемых по 6325.000.00.00.00. ТУ Сумским МНПО им.М.В.Фрунзе
(опытно-промышленная партия)

Обозначение трубы D	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр d, мм	Диаметр D_1 упорного торца, мм	Диаметр D_2 проточки под элеватор, мм	Диаметр D_3 проточки под клиновый захват, мм	Масса I м гладкой части, кг (расчетная)
УБТ типа А, Б (А – гладкие без проточек, Б – с проточками под элеватор и клин.захват)							
79	NC-23	3-65	32	76,0	73	73	3I,9
89	NC-26	3-73	38	83,0	73	73	39,8
I08	NC-3I	3-86	46	I03,5	89	I02	58,8
I2I	NC-35	3-94	5I	II5,0	I02	I02	73,7
I27	NC-38	3-I02	57	I2I,0	I02	II4	78,9
I46	NC-44	3-II8	57	I40,0	I29	I40	II0,6
I65	NC-46	3-I22	57	I55,0	I46	I46	I46,8
I65	NC-46	3-I22	7I	I55,0	I46	I46	I35,9
I78	NC-50	3-I33	57	I65,0	I68	I68	I74,I
I78	NC-50	3-I33	7I	I65,0	I68	I68	I63,I
I97	NC-56	3-I49	7I	I85,5	I78	I78	I98,4
203	NC-6I	3-I63	80	I90,0	I78	I94	2I3,I
229	NC-6I	3-I6I	7I	2I3,0	I94	2I9	273,9
229	6 5/8"FH	3-I7I	90	2I3,0	I94	2I9	27I,5
248	NC-70	3-I85	90	233,0	2I9	245	327,0
254	NC-70	3-I85	I00	237,5	2I9	245	333,8
279	NC-77	3-203	I00	26I,0	245	–	4I5,4

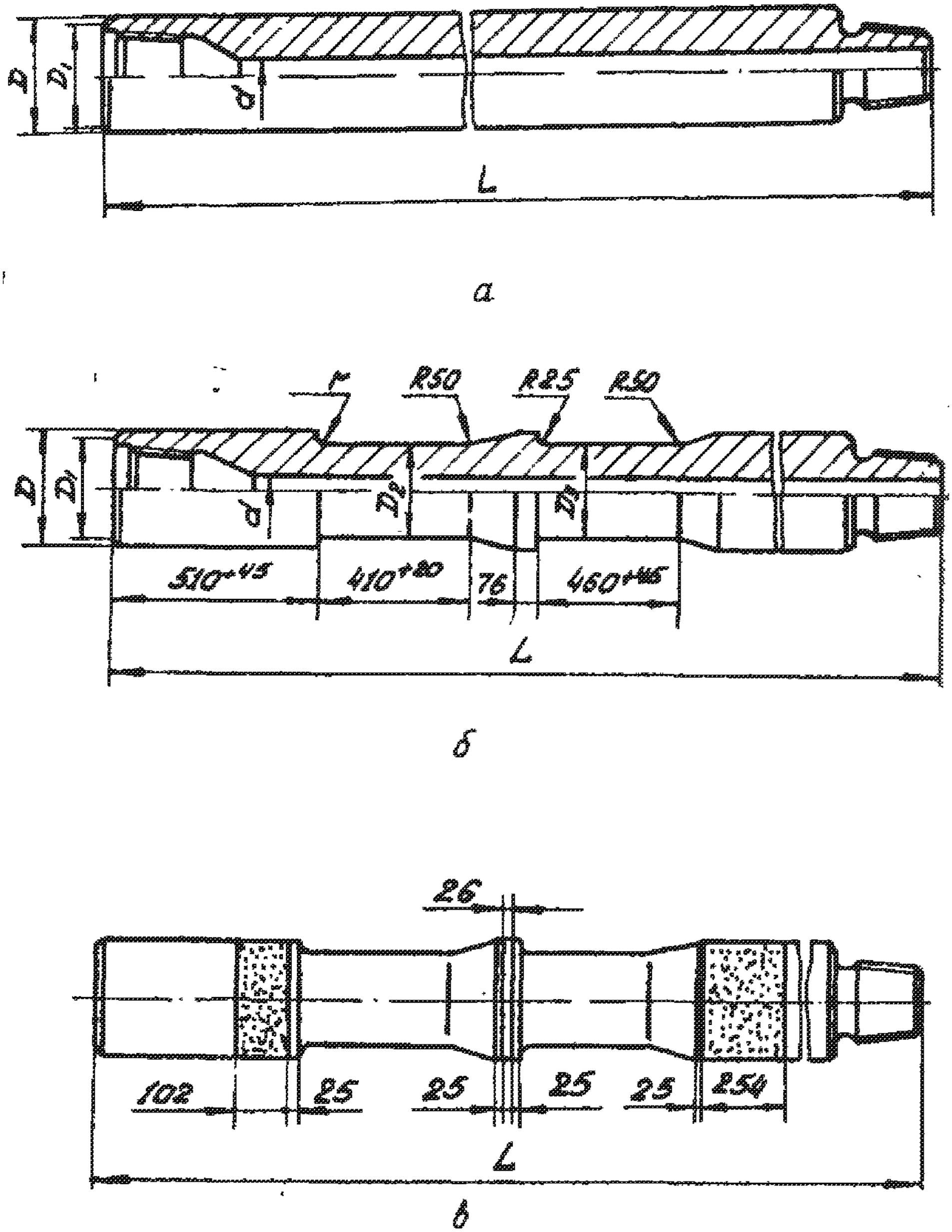


Рис.37.Формы УБТ : а - гладкая тип А, б - с проточками под элеватор и клиновой захват тип Б, в - с проточками под элеватор и клиновой захват и с наплавом твердого сплава

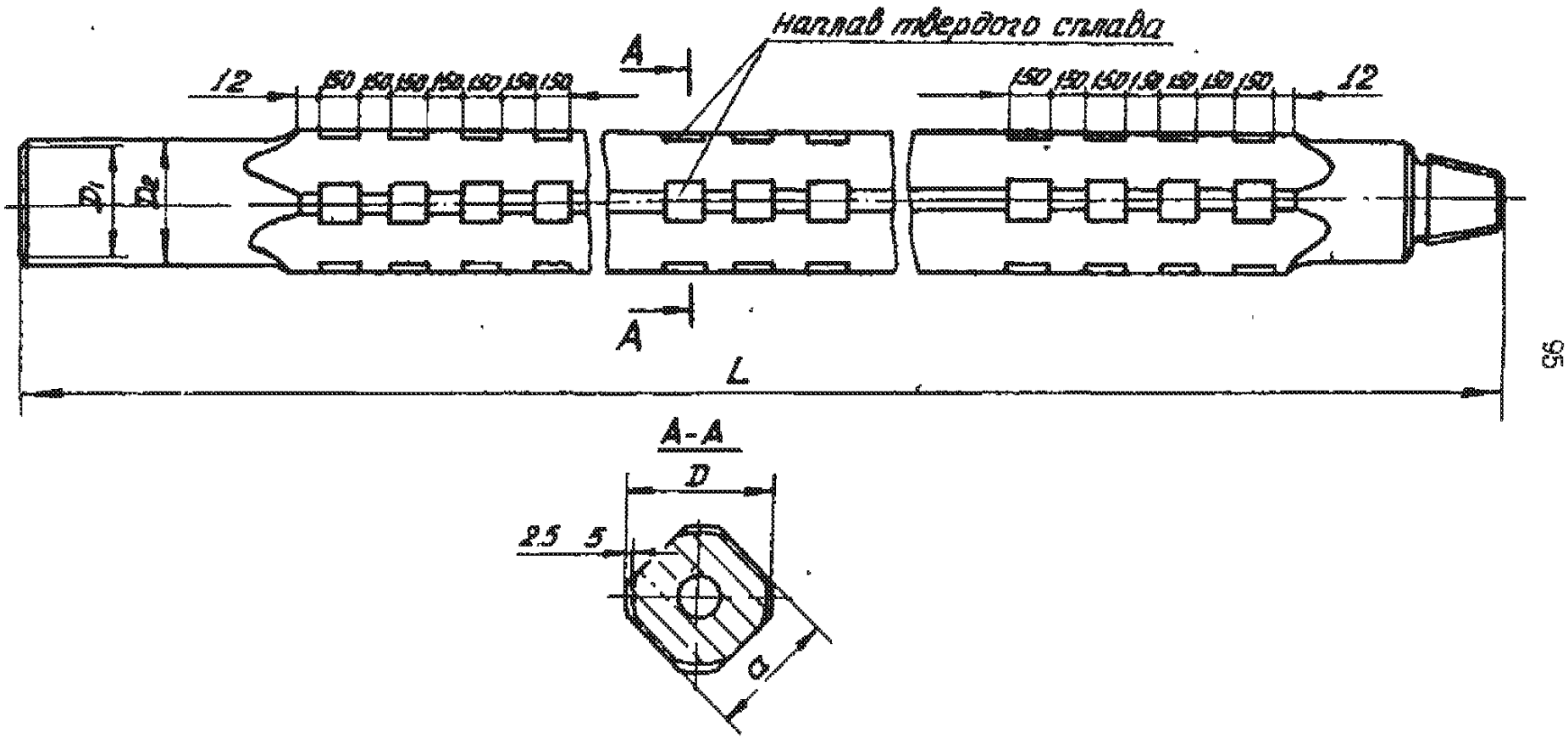
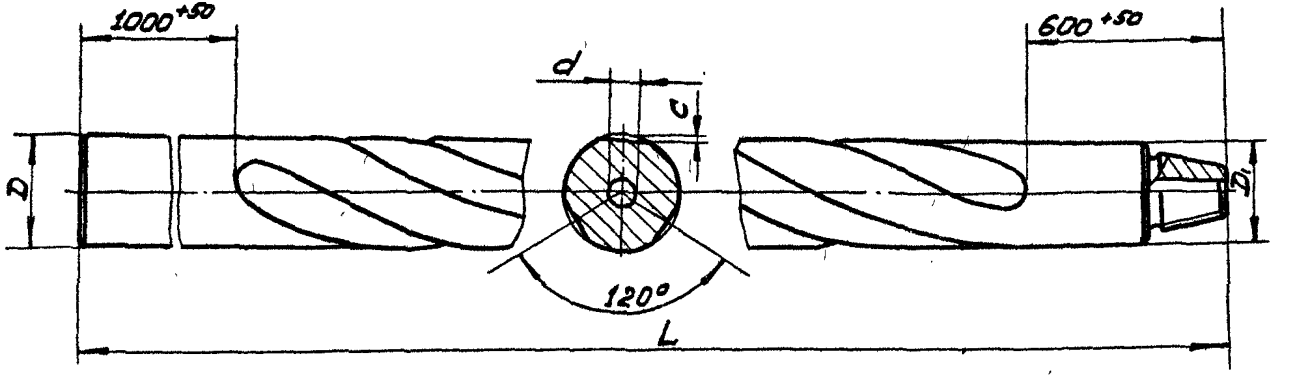
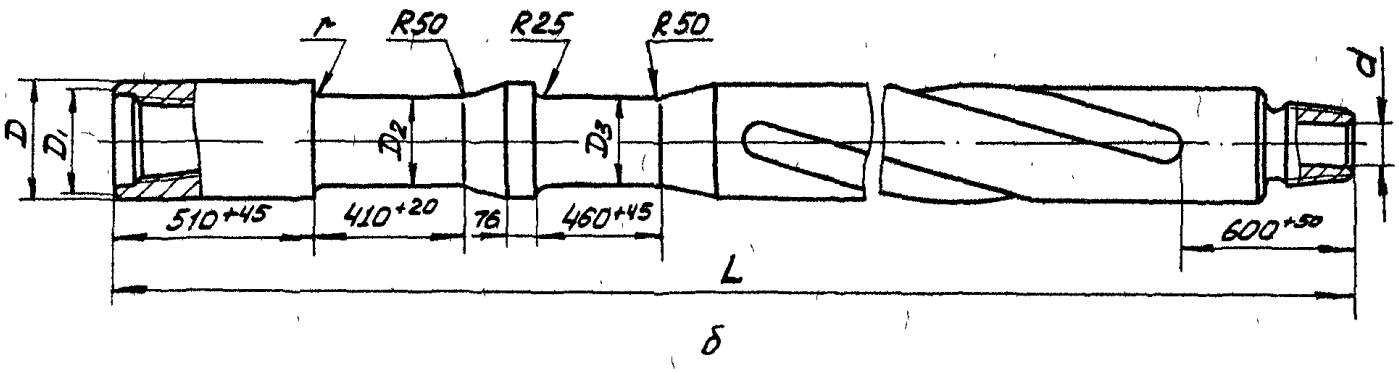


Рис.38.УБТ квадратного сечения типа Д

Тип Е



а



Тип ЕН с наплавом твердого сплава

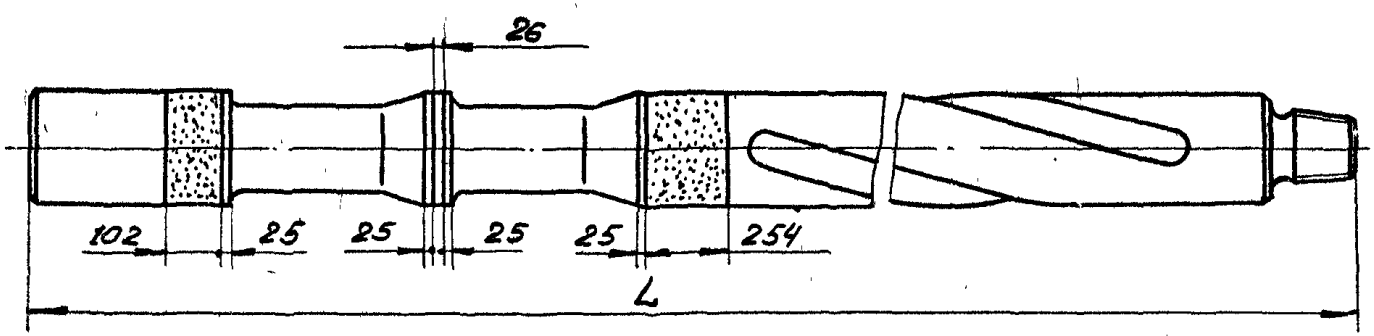


Рис.39.УБТ со спиральными канавками: а – тип Е, б – с проточками под элеватор и клиновой захват (тип ЕН), в – с проточками под элеватор и клиновой захват и с наплавом твердого сплава

Основные размеры и масса УБТ, изготавливаемых по 6325.000.00.00.00 ТУ Сумского НПО им. М.В. Фрунзе
(опытно-промышленная партия)

Обозначение трубы	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр (номинальный), мм	Сторона квадрата, a, мм	Наружный диаметр упорного торца, D_1 мм	Диаметр замковой части, D_2 мм	Масса 1 м УБТ, кг/расч		
								цилиндрической проточки под замок	квадратного сечения	диаметр описанный, мм
УБТ квадратные, тип I с вставкой твердого сплава										
УБТ-138к	МС-31	3-86	44	$138^{0}_{-0,8}$	114	106	114	67,7	85,2	139,7
УБТ-163к	МС-40	3-108	64	$163^{+0,2}_{-0,6}$	140	134	140	95,0	117,7	165,1
УБТ-168к	МС-44	3-118	71	$168^{+0,4}_{-0,6}$	155	146	155	116,2	149,0	190,5
УБТ-214к	МС-50	3-133	80	$214^{+0,2}_{-0,6}$	178	165	178	154,8	196,7	215,9
УБТ-254к	65/65К	3-171	90	$268^{+0,2}_{-0,6}$	229	213	229	271,5	333,8	269,9
УБТ-293к	7 5/8Reg	3-177	90	$293^{+0,2}_{-0,6}$	241	224	241	306,0	385,0	298,3
УБТ-392к	МС-70	3-186	100	$392^{0}_{-0,2}$	312	283	248	315,4	682,2	393,7

Таблица 3.44

Основные размеры и масса УБТ, изготавливаемых по 6325.000-00.00ТУ Сумским МНОО им. М.В.Фрунзе (опытно-промышленная партия)

Обозначение труба D	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр, d, мм	Наружный диаметр упорного торца, D_1 мм	Диаметр проточки под элеватор, D_2 мм	Диаметр проточки под клиновой захват, D_3 мм	Радиус галтели, r, мм	Шаг спирали, S ±25,4мм	Глубина резания, C мм	Масса 1 м УБТ в спиральных сечениях, кг (расчетная)
УБТ спиральные, типы Е, ВН (Е - со спиральными канавками, ВН - спиральные с проточками под элеватор в клиновой захват)										
121	МС-36	3-94	51	115,0	102	102	3,2	965	5,5 ± 0,8	69,1
127	МС-38	3-102	57	121,0	102	114	3,2	965	5,5 ± 0,8	73,8
146	МС-44	3-118	57	140,0	129	140	3,2	1065	6,4 ± 0,8	92,9
165	МС-46	3-122	57	155,0	146	146	3,2	1165	8,0 ± 1,6	137,2
165	МС-46	3-122	71	155,0	146	146	3,2	1165	8,0 ± 1,6	126,3
178	МС-50	3-133	57	165,0	168	168	4,8	1600	8,7 ± 1,6	163,2
178	МС-50	3-133	71	165,0	168	168	4,8	1600	8,7 ± 1,6	152,2
197	МС-56	3-149	71	186,5	178	178	4,8	1700	9,5 ± 1,6	192,9
203	МС-56	3-149	80	190,0	178	194	4,8	1700	9,5 ± 1,6	199,2
229	МС-61	3-163	90	213,0	194	219	6,4	1800	10,3 ± 2,4	255,5
248	МС-70	3-185	90	233,0	219	245	6,4	1800	10,3 ± 2,4	309,8
254	МС-70	3-185	100	237,0	219	245	6,4	1900	11,1 ± 2,4	313,8
279	МС-77	3-203	100	261,0	245	273	6,4	2000	12,0 ± 2,4	392,6

Таблица I.45

Допускаемые отклонения размеров труб, мм

Наименование параметров	Предельные отклонения для диаметров труб						
	до 89	от 95 до 108	от 120 до 127	от 146 до 165	от 171 до 210	от 219 до 241	свыше 241
Наружный диаметр труб круглого сечения	+1,2 −0	+1,6 −0	+2 −0	+3,2 −0	+4,0 −0	+4,8 −0	+6,4 −0
Сторона УБТ квадратного сечения			+2,0 −0				
Внутренний диаметр			+1,6 −0				
Наружный диаметр упорного торца			±0,4				
Длина			±150 130				
Круглость	0,9	1,2	1,5	1,8	2,2	2,5	3,1
Прямолинейность	не более 1/2000						

Протяженность зачищенных мест не должна превышать 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном направлении. Количество зачищенных мест – не более двух в одном сечении. Зачистка на участке менее 400 мм от торца трубы не допускается.

Шероховатость поверхностей упорных торцев ниппельного и муфтового концов не должна превышать I,6 мкм.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин, забоин и др. дефектов, нарушающих плотность соединения. Не допускается наносить на них знаки маркировки.

Таблица I.46

Механические свойства УБТ из хромоникельмолибденовой стали после термообработки

Номинальный диаметр, мм	Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	Предел текучести, $\sigma_т$, МПа, не менее	Относительное удлинение δ, % не менее	Ударная вязкость KCV, кДж/м^2, не менее	Твердость, НВ
до I7I	I000	760	I3	800	285÷34I
свыше I7I	950	690	I3	700	285-34I

Таблица I.47

Удаление наружных дефектов

Наименование показателя	Наружный диаметр УБТ, мм						
	до 89	свыше 89 до I04,8	свыше I04,8 до I27,0	свыше I27,0 до I65,0	свыше I65,0 до 209,6	свыше 209,6 до 24I,3	свыше 24I,3
Максимальная глубина зачистки, мм	I,8	2,3	2,8	3,2	3,9	5,2	I2,2

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, зацепов и др. дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть упрочнена вибронакпепом.

С целью предохранения резьбы от окисления, повышения износостойкости и предотвращения задиров и заеданий, каждый из торцов трубы фосфатируется. Толщина слоя фосфатации - не менее 5 мкм.

Форма и размеры профиля резьбы даны в табл. I.48 и на рис. 40.

Таблица I.48

Размеры профилей замковой резьбы УБТ (аналогично стандарту 7API)

Элементы профиля резьбы	Профиль резьбы			
	V - 0,038R		V - 0,050	
Конусность $2tg\varphi$	I:6	I: 4	I:6	I:4
Шаг P, мм	6,35	6,35	6,35	6,35
Высота остроугольного профиля, теоретическая, H, мм	5,487	5,471	5,487	5,471
Высота профиля резьбы, h_1, мм	3,095	3,083	3,754	3,741
Рабочая высота профиля h, мм	2,634	2,627	3,293	3,283
Высота среза вершины t, мм	I,427	I,422	I,097	I,094
Размер t_1, мм	0,965	0,965	0,635	0,635
Ширина площади вершины a, мм	I,65	I,65	I,27	I,27
Радиус закругления впадины r, мм	0,965	0,965	0,635	0,635
Радиус закругления площадки r_1, мм	0,38	0,38	0,38	0,38
Угол уклона φ	4°45'48"	7°7'30"	4°45'48"	7°7'30"

Размеры ниппелей УБТ (аналогично стандарту ЗАПИ)

Обозначение резьбы	Профиль резьбы	Число ниток на 25,4 мм	Шаг резьбы, t мм	Конусность, $2\operatorname{tg}\varphi$	Диаметр меньшего основания конуса, d_c, мм	Диаметр большого основания конуса, d_5, мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости, $d_{ср}$, мм	Диаметр зарезьбовой канавки (проточки), d_3, (d_4) мм	Длина ниппельной части, ℓ_3, мм
3-65 (NC-23)	V-0,038R	4	6,35	I:6	52,400	65;I00	59;8I70	(6I,9)	76,2
3-73 (NC-26)	V-0,038R	4	6,35	I:6	60,350	73,050	67,7672	(69,9)	76,2
3-86 (NC-3I)	V-0,038R	4	6,35	I:6	7I,323	86,I40	80,6482	73,4	88,9
3-94 (NC-35)	V-0,038R	4	6,35	I:6	79,096	94,877I	89,6574	82,I	95,25
3-I02 (NC-38)	V-0,038R	4	6,35	I:6	85,085	I0I,998	96,7232	89,3	I0I,6
3-I08 (NC-40)	V-0,038R	4	6,35	I:6	89,662	I08,7I2	I03,4288	96,0	II4,3
3-II8 (NC-44)	V-0,038R	4	6,35	I:6	98,425	II7,475	II2,I9I8	I05,3	II4,3
3-I22 (NC-46)	V-0,038R	4	6,35	I:6	I03,734	I22,784	II7,6004	I09,9	II4,3
3-I33 (NC-50)	V-0,038R	4	6,35	I:6	II4,300	I33,350	I28,0892	I20,6	II4,3
3-I49 (NC-56)	V-0,038R	4	6,35	I:4	II7,5	I49,250	I42,6464	I34,5	I27,0
3-I63 (NC-6I)	V-0,038R	4	6,35	I:4	I28,600	I63,525	I56,92I2	I48,8	I39,7
3-I85 (NC-70)	V-0,038R	4	6,35	I:4	I47,650	I85,750	I79,I462	I7I,0	I52,4
3-203 (NC-77)	V-0,038R	4	6,35	I:4	I6I,950	203,225	I96,62I4	I88,5	I65,I
3-I77 ($5\frac{5}{8}$"Reg)	V-0,050R	4	6,35	I:4	I44,475	I77,8I2	I70,5491	I62,7	I33,35
3-20I ($8\frac{5}{8}$"Reg)	V-0,050R	4	6,35	I:4	I67,843	20I,974	I94,73II	I90,I	I35,5

Размеры резьбовых соединений всех типов УБТ, а также размеры расточки ниппеля и муфты приведены в табл. I.49, I.50 и на рис. 41,а,б,в,г.

Толщина наплавленного твердого сплава для труб типа Б, БН должна быть от 2,5 до 5мм.

Требования к надежности. Средний ресурс до первой перенарезки резьбы - 3500 ч. Число перенарезок резьб - 6.

Стойкость резьбы при свинчивании с моментами указанными в табл. 3.5 должна составлять 700 свинчиваний.

Ресурс наплавленного слоя твердого сплава для труб типа Д до потери диаметра 2 мм на сторону должен составлять не менее 150 ч.

Комплектность. УБТ поставляют вместе с паспертом, сертификатом, а также с 6325.000.00.00.00 ТУ . Для опытных партий.

Маркировка. На каждой трубе на расстоянии от 300 до 500 мм от упорного торца ниппеля или на грани квадрата должна быть нанесена маркировка в следующем порядке: наружный диаметр, мм; внутренний диаметр, мм; типоразмер резьбы; год изготовления (две последние цифры); товарный знак изготовителя; номер трубы.

Маркировка должна быть произведена клеймами шрифтом ПО-3, ПО-6; для УБТ диаметром более 146 мм - клеймами ПО-8, ПО-10.

Глубина маркировки для шрифта ПО-3 должна быть не более 0,3 мм, для ПО-6-10 не более 0,5 мм.

Упаковка (пакетирование) УБТ должна быть произведена в соответствии с ГОСТ 10692-80.

Резьба и упорные поверхности труб должны быть защищены предохранительными колпачками с прокладками.

Консервация резьбы и упорных поверхностей должна производиться по ГОСТ 9.014-78 пластичными смазками. Срок действия консервации - 3 года.

Наружная поверхность каждой трубы окрашивается грунтом ГФ-0119 по ТУ 6-10-1399-77.

УБТ импортные

В зарубежной практике бурения находят применение различные типоразмеры УБТ диаметром от 76,2 до 285,8 мм, изготовленные по стандарту 7АНИ. Отдельные виды таких УБТ поступают к нам.

Стандартом 7АНИ для изготовления УБТ предусмотрены легированные, обычно хромомолибденовые, стали (AEI40, 4142, 4145 и др.).

Таблица I.50

Размеры муфты УБТ (аналогично стандарту 7АБИ), мм

Обозначение резьбы	Профиль резьбы	Число ниток на 25,4 мм	Шаг резьбы, P, мм	Конусность	Средний диаметр резьбы в основной плоскости, $d_{ср}$, мм	Диаметр конической выточки в плоскости торца, d_1, мм	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости, d_2, мм	Внутренний диаметр резьбы на меньшем основании конуса, $d_{мк}$, мм	Длина резьбы, $l_м$, мм
3-65 (NC-23)	V-0,038R	4	6,35	I:6	59,8170	66,675	59,8295	44,484	92
3-73 (NC-26)	V-0,038R	4	6,35	I:6	67,7672	74,613	67,7797	52,446	92
3-86 (NC-31)	V-0,038R	4	6,35	I:6	80,8482	87,71	80,8607	67,694	79
3-94 (NC-35)	V-0,038R	4	6,35	I:6	89,6874	96,638	89,6999	75,533	85
3-102 (NC-38)	V-0,038R	4	6,35	I:6	96,7232	103,584	96,7374	81,402	92
3-108 (NC-40)	V-0,038R	4	6,35	I:6	103,4288	110,331	103,4361	86,103	104
3-118 (NC-44)	V-0,038R	4	6,35	I:6	112,1918	119,063	112,2043	94,871	104
3-122 (NC-46)	V-0,038R	4	6,35	I:6	117,5004	124,619	117,5129	100,1796	104
3-133 (NC-50)	V-0,038R	4	6,35	I:6	128,0892	134,938	128,0717	110,738	104
3-149 (NC-59)	V-0,038R	4	6,35	I:4	142,6464	150,813	143,9893	114,739	117
3-163 (NC-61)	V-0,038R	4	6,35	I:4	156,9212	165,1	158,2641	125,764	130
3-185 (NC-70)	V-0,038R	4	6,35	I:4	179,1462	187,325	180,4891	144,989	142
3-203 (NC-77)	V-0,038R	4	6,35	I:4	196,6214	204,788	197,9643	159,214	155
3-177 ($7\frac{5}{8}$ Reg)	V-0,050R	4	6,35	I:4	170,5491	178,729	171,235	140,279	123
3-201 ($8\frac{5}{8}$ Reg)	V-0,050R	4	6,35	I:4	194,7311	205,184	195,417	163,917	126

Термическая обработка производится по всей длине. Механические свойства металла труб приведены в табл. I.52.

Стандарт 7АНИ предусматривает поставку УБТ диаметром I27 мм и менее, длиной 9,I4 м, а диаметром I52 мм и более - длиной 9,I4 м и 9,45 м. На концах труб нарезают как обычную замковую резьбу, так и специальную номерную, указанную в табл. I.5I.

Таблица I.5I

Размеры резьбовых соединений, применяемых на УБТ по стандарту 7 АНИ, мм

Типоразмер соединения	Обозначение профиля резьбы	Конусность	Средний диаметр в основной плоскости	Диаметр большого основания конуса ниппеля	Диаметр конической выточки муфты	Длина конуса ниппеля
NC- 23	V-0,038R	I:6	59,8I7	65,I0	66,7	76,2
NC- 35	V-0,038R	I:6	89,687	94,97	96,8	95,2
NC- 44	V-0,038R	I:6	II2,I92	II7,48	II9.I	II4,3
NC- 56	V-0,038R	I:4	I42,646	I49,25	I50,8	I27,0
NC- 6I	V-0,038R	I:4	I56,92I	I63,53	I65,I	I39,I
NC- 70	V-0,038R	I:4	I79,I46	I85,75	I87,3	I52,4
NC- 77	V-0,038R	I:4	I96,62I	203,20	204,8	I65,I
5I/2 Reg	V-0,050	I:4	I32,944	I40,2I	I4I,7	I20,6
65,8 Reg	V-0,050	I:6	I46,248	I52,20	I54,0	I27,0
75,8 Reg	V-0,050	I:4	I70,549	I77,80	I80,2	I33,4
85/8 Reg	V-0,050	I:4	I94,73I	20I,96	204,4	I36,5

Примечание: шаг резьбы равен 6,35 мм

При опасности прихватов в скважине стандартом 7АНИ предусмотрено применение УБТ со спиральными лысками. При снижении массы до 4% контактная поверхность по наружному диаметру трубы уменьшается на 40%. Длина свободного от лысок конца УБТ со стороны муфты составляет 460-6I0 мм, со стороны ниппеля от 300 до 460 мм. Форма и основные размеры спиральных лысок на УБТ приведены на рис. 42 и в табл. I.53.

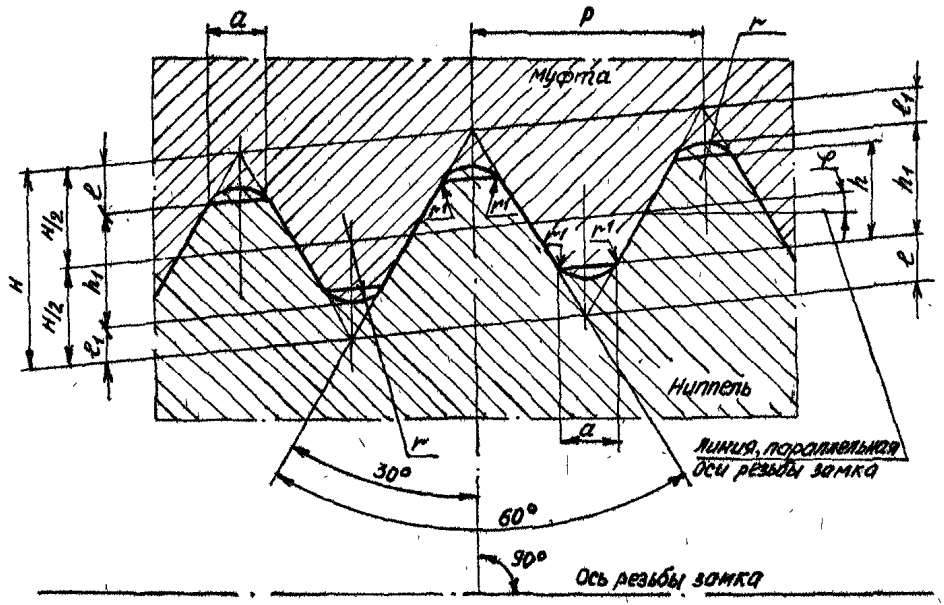


Рис. 40. Форма замковой резьбы УБТ

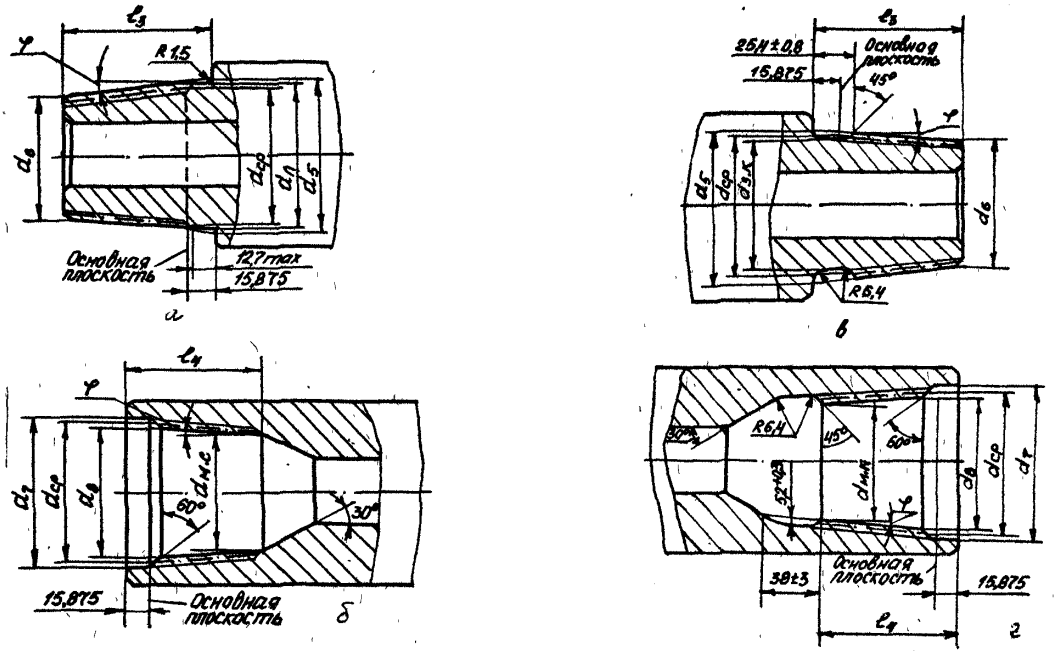


Рис.41. Резьбовое соединение УБТ : а)ниппель, б)муфта, в)ниппель с ЗРК, г)муфта с ЗРК

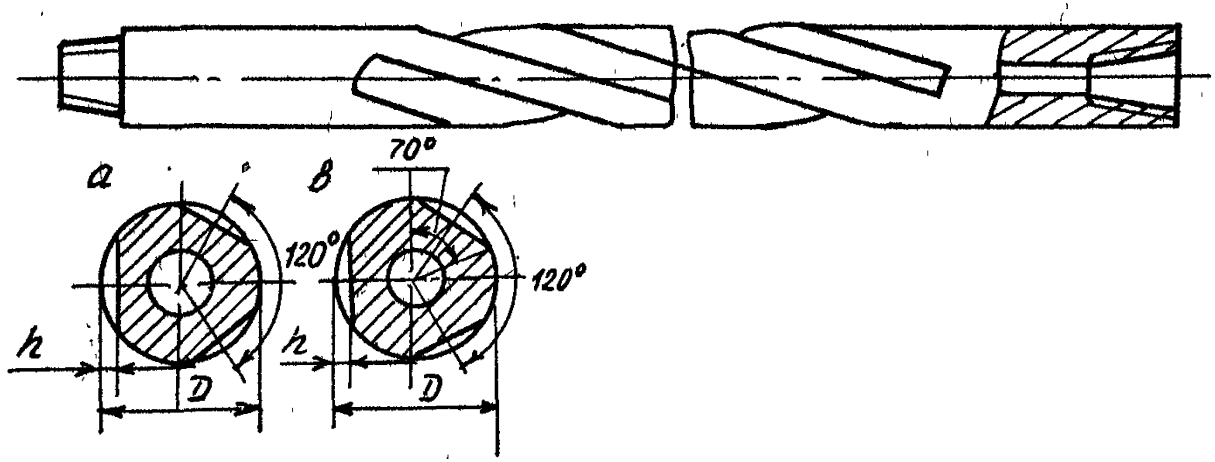


Рис.42.Спиральное соединение УБТ

Таблица I.52

Механические свойства металла труб после термообработки

Наружный диаметр УБТ, мм	Наименьший предел текучести $\sigma_{T\,min}$, МПа	Наименьший предел прочности при растяжении $\sigma_{B\,min}$, МПа	Наименьшее удлинение δ_5, %
79,4-I74,6	758	965	I3
I77,8-254,0	689	93I	I3

Таблица I.53

Размеры УБТ со спиральными лысками, мм

Наружный диаметр трубы	Глубина лыски	Шаг спирали
92,4 и менее	4,0	915
I0I,6-III,4	4,8	915
II4,3-I30,2	5,6	965
I33,4-I46,0	6,4	I067
I49,2-I6I,9	7,I	I067
I65,I-I77,8	7,9	II68
I8I,0-200,0	8,7	I628
203,2-225,4	9,5	I727
228,6-250,8	I0,3	I829
254,0-276,2	II,I	I930
279,4-304,8	II,9	203I

I.3. Замки бурильные

Замки представляют собой короткие толстостенные отрезки труб, присоединяемые неразъемным способом (на резьбе или сварке) к концам трубной заготовки (трубы) и образующие вместе с ней бурильную трубу.

Главное назначение замков - обеспечение соединения и разъединения бурильных труб между собой, для чего на свободных концах замка нарезается замковая резьба.

По данным на начало 1989 года в нефтегазовой промышленности используются следующие типы замков:

- для бурильных труб сборной конструкции (ГОСТ 5286-75);
- приварные для бурильных труб (ГОСТ 27834-88);
- типа ЗИ для АБТ (ТУ 26-02-72-76) (раздел I.7 настоящей инструкции);
- специальные для электробурения (ТУ 26-02-183-78).

Замки по ГОСТ 5286-75

Замки по ГОСТ 5286-75 для бурильных труб сборной конструкции изготавливают пяти типов (табл. I.54). Они предназначены для сборки на резьбе с бурильными трубами по ГОСТ 631-75. Срок действия ГОСТ 631-75 продлен до 01.01.93.

Замки для бурильных труб сборной конструкции предназначены для соединения с бурильной трубой и должны изготавливаться в двух исполнениях: правые - с правой замковой резьбой и с правой трубной резьбой; левые - с левой замковой резьбой и с левой трубной резьбой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указанным на рис. 43 (для замков ЗН, ЗШ и ЗУ), на рис. 44 (для замков ЗШК и ЗУК) и в табл. I.55.

Примеры условного обозначения замков. Замок с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром Д = 108 мм:
Замок ЗН-108 ГОСТ 5286-75;

То же с левой резьбой: замок ЗН-108Л ГОСТ 5286-75.

Размеры замковых ниппелей должны соответствовать указанным на рис. 45 и табл. I.56 - для ЗН, ЗШ и ЗУ и рис. 47 и в табл. I.57 и I.58 - для ЗШК и ЗУК.

Размеры замковых муфт должны соответствовать указанным на рис. 46 и в табл. I.59 (для ЗН, ЗШ и ЗУ), рис. 47 и в табл. I.60, I,58 (для ЗШК и ЗУК).

Размеры и форма профиля замковой резьбы (правой и левой) должны соответствовать указанным на рис. 48 и в табл. I.6I.

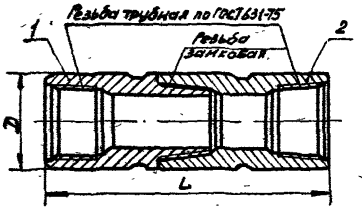


Рис. 43. Замок для бурильной трубы сборной конструкции (для типов 1, 2)

Размеры замковых соединений должны соответствовать указанным на рис. 49 и в табл. I.62.

Размеры и форма профиля резьбы трубной трапецеидальной ТТ (правой и левой) должны соответствовать указанным на рис. 50 и в табл. I.63.

Размеры концов замковых ниппеля и муфты с резьбой ТТ должны соответствовать указанным на рис. 46 и в табл. I,58.

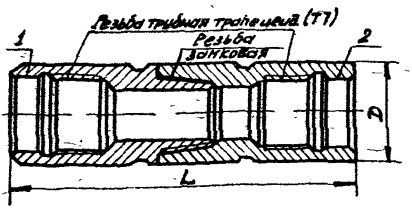


Рис. 44. Замок для бурильной трубы сборной конструкции (для типа 3)

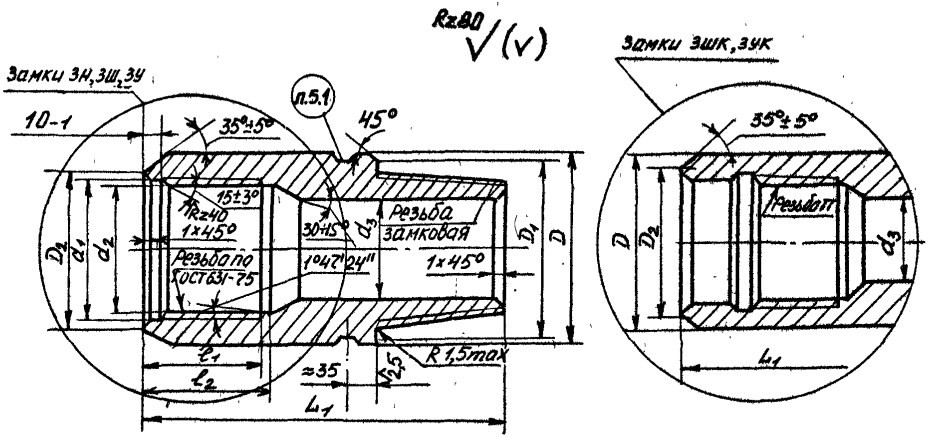


Рис.45.Размеры замковых ниппелей

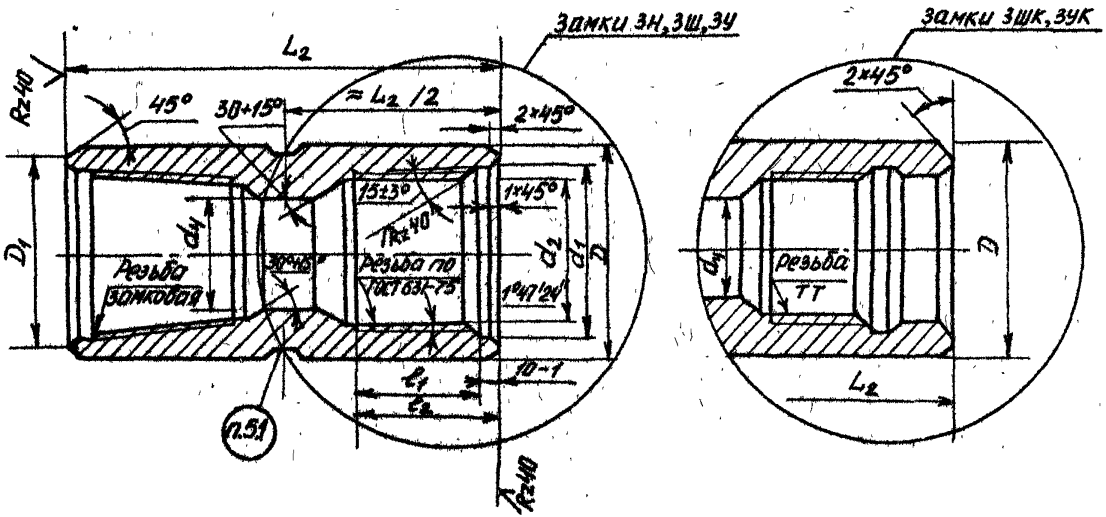


Рис.46.Размеры замковых муфт

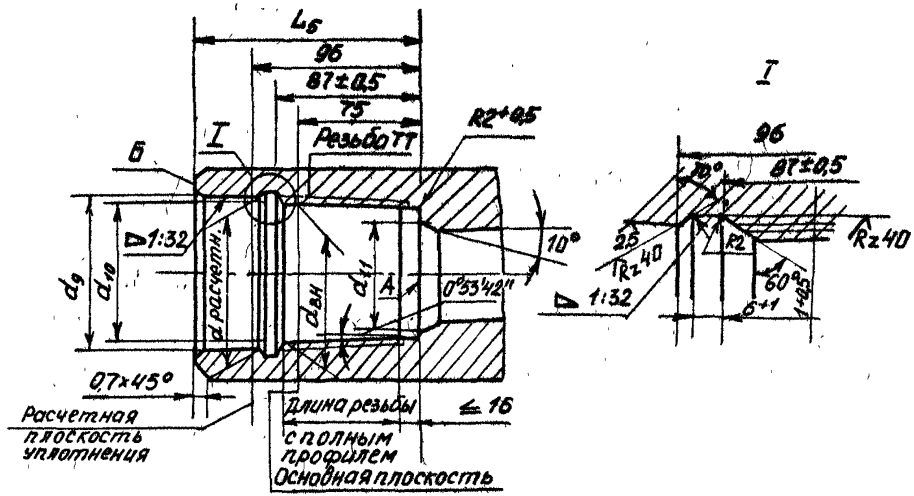


Рис. 47. Размеры ниппельной и муфтовой частей замков ЗШК, ЗУК (тип 3)

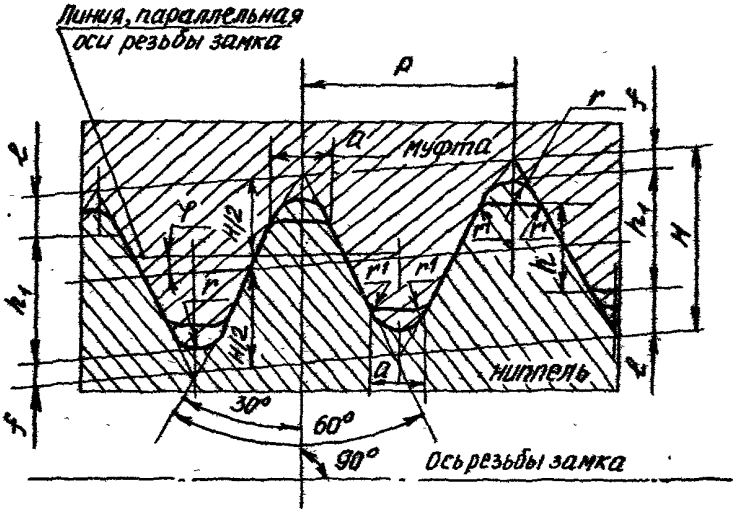
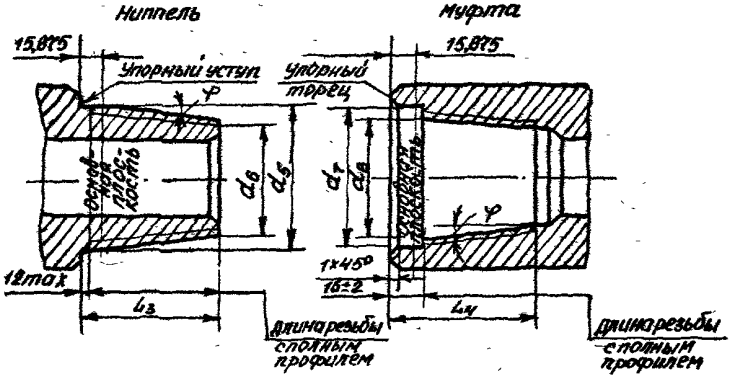


Рис. 48. Форма профиля замковой резьбы



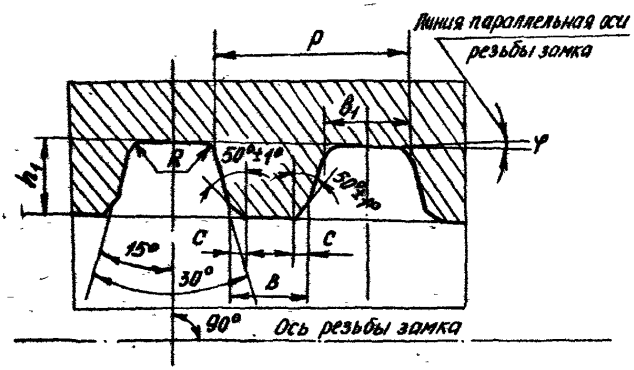


Рис.50.Профиль резьбы ТТ (тип 3)

Таблица I.54

Замки по ГОСТ 5286-75 для бурильных труб сборной конструкции

Обозначение (тип) замка	Наименование	Применение
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для комплектования труб с высаженными внутрь концами В (тип I)
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для комплектования труб с высаженными внутрь и наружу концами В (тип I) и Н (тип 2)
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	То же
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для комплектования труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками ВК (тип 3)
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	То же

Таблица I.55

Основные размеры и масса замков ЗШК и ЗУК

Обозначение типоразмера замка	Диаметр труб по ГОСТ 631-75, мм		Обозначение замковой резьбы	D	L	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	-	3-66	80	404	I2
*ЗН-95	73,0	-	3-76	95	43I	I6
*ЗН-I08	89,0	-	3-88	I08	455	20
ЗН-II3	89,0	-	3-88	II3	455	23
ЗН-I40	II4,3	-	3-II7	I40	502	35
ЗН-I72	I39,7	-	3-I40	I72	560	58
ЗШ-I08	73,0	-	3-86	I08	43I	20
ЗШ-II8	89,0	-	3-I0I	II8	455	23
ЗШ-I33	I0I,6	-	3-I08	I33	496	37
*ЗШ-I46	II4,3	I0I,6	3-I2I	I46	508	38
*ЗШ-I78	I39,7	-	3-I47	I78	573	6I
ЗШ-203	I68,3	-	3-I7I	203	603	73
ЗУ-86	-	60,3	3-73	86	404	I5
ЗУ-I08	-	73,0	3-86	I08	43I	20
ЗУ-I20	-	89,0	3-I02	I20	468	25
ЗУ-I46	II4,3	I0I,6	3-I22	I46	496	37
*ЗУ-I55	I27,0	II4,3	3-I33	I55	526	39
ЗУ-I85	-	I39,7	3-I6I	I85	553	53
ЗШК-II3	ВК-89	-	3-I0I	II8	454	22
*ЗШК-I33	ВК-I02	-	3-I08	I33	506	32
*ЗШК-I78	ВК-I40	-	3-I47	I78	573	6I
ЗУК-I20	-	-	3-I02	I20	468	20
*ЗУК-I46	ВК-II4	-	3-I22	I46	506	36
*ЗУК-I62	ВК-I27	-	3-I33	I62	506	40

* Отмечены наиболее распространенные типоразмеры замков из ГОСТ 5286-75

Таблица I.56

Размеры ниппеля замка по ГОСТ 5286-75, мм

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Диаметр ниппеля замка D (пред. откл. ±0,5)	Наружный диаметр упорного уступа D_1 (пред. откл. ±0,5)	Наружный диаметр торца D_2 (пред. откл. ±1)	Диаметр цилиндрической выточки d_1 (пред.откл. ±0,5)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_2 (справочный)	d_3 (пред. откл. ±0,6)	l_1 (пред. откл. +30 -10)	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем l_3 (пред.откл. ±0,5)	Длина конуса под резьбу l_2 (пред. откл. +8)	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	70	63,5	57,451	25	240	77	87	5,5
x ЗН-95	3-76	95	91,0	86	76,2	70,151	32	260			7,5
x ЗН-108	3-88	108	103,5	102	92,0	86,026	38	275	90	100	9,0
ЗН-113	3-88	113	108,0								10,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	127	117,5	111,426	58	305	110	120	16,0
ЗН-172	3-140	172	164,5	154	144,8	138,426	70	340	115	125	27,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	181	171,5	165,401	89	365	121	131	35,0
ЗШ-108	3-86	108	103,5	86	76,2	70,151	54	280	90	100	9,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	102	92,0	86,026	62	275			10,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	116	104,8	98,726	72	300	100	110	17,0
x ЗШ-146	3-121	146	140,5	127	117,5	111,426	80	305	110	120	17,5
x ЗШ-178	3-147	178	170,5	154	144,5	138,426	101	350	115	125	28,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	181	171,5	165,401	127	365	121	131	33,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	78	70,6	64,588	44	240	77	87	7,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	98	84,9	78,889	54	260			9,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	108	100,3	94,256	70	285	83	93	11,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	130	117,6	111,426	82	305	110	120	17,5
x ЗУ-155	3-133	155	150,5	140	130,2	124,126	96	320			17,5
ЗУ-185	3-161	188	180,0	167	157,2	151,126	120	340	115	125	24,0

x Отмечены наиболее распространенные типоразмеры ниппелей замков.

Таблица I.57

Размеры ниппеля замка ЗШК и ЗУК, мм

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Обозначение резьбы для соединения с трубами	D (пред. откл. $\pm 0,5$)	Наружный диаметр упорного уступа D_1 (пред. откл. $\pm 0,5$)	D_2 (пред. откл. $\pm$ I)	d_3 (пред. откл. $\pm 0,6$)	α_1 (пред. откл. $^{+30}_{-10}$)	Масса, кг
ЗШК-II8	3-I0I	ТТ82х5,08хI:32	II8	II4,0	I00	62	275	I0
ЗШК-I33	3-I08	ТТ94х5,08хI:32	I33	I27,5	II5	72	3I0	I5
ЗШК-I78	3-I47	ТТI32х5,08хI:32	I78	I70,5	I56	I0I	350	29
ЗУК-I08	3-86	ТТ78х5,08хI:32	I08	I03,5	94	54	260	8
ЗУК-I20	3-I02	ТТ94х5,08хI:32	I20	II6,0	II0	70	285	9
ЗУК-I46	3-I46	ТТI07х5,08хI:32	I46	I40,4	I25	82	3I0	I6
ЗУК-I62	3-I33	ТТI22х5,08хI:32	I62	I58,0	I46	95	300	I8

Таблица I.58

Размеры резьбы ТТ ниппеля и муфты замка, мм

Обозначение резьбы	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Диаметр конической расточки в расчетной плоскости уплотнения d расч.	Диаметр конической расточки в плоскости торца d_9 (справочный)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_{10} (справочный)	d_{11} (предл. откл. +0,5)	l_5 (предл. откл. ±0,3)
ТТ78х5, 08хI:32	78,35	84,25	85,375	80,I3I	55	
ТТ82х5,08хI:32	82,34	88,24	89,369	84,I2I	63	I32
ТТ94х5,08хI:32	94,3I	I00,2I	I0I,335	96,09I	73	
ТТI07х5,08хI:32	I07,29	II3,I9	II4,565	I09,32I	83	
ТТI22х5,08хI:32	I22,25	I28,I5	I29,525	I24,28I	96	I40
ТТI32х5,08хI:32	I32,23	I38,I3	I39,505	I34,25I	I02	

Примечание: обозначение трубной трапецеидальной резьбы определяется буквами ТТ, внутренним диаметром резьбы в основной плоскости ($d_{вн}$) в целых числах (без дробных долей), шагом и конусностью резьбы

Таблица I.59

Размеры муфты замка по ГОСТ 5286-75, мм

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	D (пред. откл. ±0,5)	Наружный диаметр упорного торца D_1 (пред.откл. ±0,5)	Диаметр цилиндрической выточки d_4 (пред.откл. ±0,5)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_2 (справочный)	d_4 (пред. откл. ±0,6)	l_2 (пред. откл. +30 -10)	Расстояние от торца до конца с полным профилем l_1 (пред.откл. +5)	Длина корпуса под резьбу l_2 (пред.откл. +8)	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	63,5	57,451	36	240	77	87	6,5
* ЗН-95	3-76	95	91,0	76,2	70,151	45	260	90	100	8,5
* ЗН-108	3-88	100	103,5	92,0	85,026	58	275			11,0
ЗН-113	3-88	113	108,5							12,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	117,5	111,426	76	305	110	120	19,0
ЗН-172	3-140	172	164,5	144,5	138,426	98	340	115	125	31,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	171,5	165,401	122	365	121	131	41,0
ЗШ-108	3-86	108	103,5	76,2	70,151	54	260	90	100	11,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	92,0	86,026	62	275			12,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	104,8	98,726	72	300	100	110	20,0
* ЗШ-146	3-121	146	140,5	117,5	111,426	80	305	110	120	20,5
* ЗШ-178	3-147	178	170,5	144,5	138,426	101	350	115	125	33,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	171,5	165,401	127	365	121	131	40,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	70,5	64,588	44	240	77	87	8,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	84,9	78,889	54	260			11,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	100,3	94,256	78	285	83	93	13,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	117,5	111,426	95	305	110	120	20,0
* ЗУ-155	3-133	155	150,5	130,2	124,126	105	320			21,5
ЗУ-185	3-161	185	180,0	157,2	151,126	132	340	115	125	29,0

* Отмечены наиболее распространенные типоразмеры муфт замков

Таблица I.60

Размеры муфты замка ЗШК и ЗУК, мм

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Обозначение резьбы для соединения замка с трубами	D (пред. откл. $\pm$0,5)	Наружный диаметр упорного торца D_1 (пред. откл. $\pm$0,5)	d_1 (пред. откл. $\pm$0,6	l_2 (пред. откл. +30 -10)	Масса, кг
ЗШК-118	3-101	ТТ82х5,08х1:32	118	114,0	62	275	12
ЗШК-133	3-108	ТТ94х5,08х1:32	133	127,5	72	310	17
ЗШК-178	3-147	ТТ132х5,08х1:32	178	170,5	101	350	32
ЗУК-108	3-86	ТТ78х5,08х1:32	108	103,5	54	260	9
ЗУК-120	3-102	ТТ94х5,08х1:32	120	116,0	70	285	11
ЗУК-146	3-122	ТТ107х5,08х1:32	146	140,5	82	310	20
ЗУК-162	3-133	ТТ122х5,08х1:32	162	158,0	95	320	22

Таблица I.6I

Размеры и форма профиля замковой резьбы

Элементы профиля резьбы	Форма профиля			
	I	II	III	IV
	Число ниток на длине 25,4 мм			
	5		4	
Шаг резьбы P	5,080		6,350	
Конусность резьбы $2tg\varphi$	I:4		I:6	
Высота остроугольного профиля H	4,376	5,471		5,487
Высота профиля резьбы h_1	2,993	3,742	3,755	3,095
Рабочая высота профиля h	2,626	3,283	3,293	2,634
Высота среза вершины c	0,875	I,094	I,097	I,427
Усечение впадины, f	0,508	0,635		0,965
Площадка a^*	I,0I6	I,270		I,65I
Радиус закругления впадин r^*	0,508	0,635		0,965
Радиус сопряжения r'		0,38		
Угол наклона φ		7°7'30"		4°45'48"

Примечание:

I. Шаг резьбы P измеряется параллельно оси резьбы замка.

2. * Размеры приведены для проектирования резьбообразующего инструмента.

Таблица I.62

Размеры замкового соединения, мм

Обозначение замковой резьбы	Число ниток на длине резьбы 25,4 мм	Конусность $2tg\varphi$	Форма профиля	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Ниппель			Муфта		
					Диаметр большего основания конуса d_1 (справочный)	Диаметр меньшего основания конуса d_2 (справочный)	Длина конуса (пред. откл. -2)	Диаметр конической выточки в плоскости торца d_7 (пред. откл. ±0,6)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_6 (справочный)	не менее
3-66	5	I:4	I	60,080	66,674	47,674	76	68,3	61,422	82
3-73	4	I:6	IУ	67,767	73,047	60,380		74,6	67,779	
3-76	5	I:4	I	69,605	76,200	53,950	89	77,8	70,948	95
3-86	4	I:6	IУ	80,848	86,128	71,295		89,7	80,860	
3-88	5	I:4	I	82,293	88,887	65,137	95	90,5	83,635	101
3-101				94,844	101,438	77,688		102,8	96,186	
3-102	4	I:6	IУ	96,723	102,003	85,003	102	103,6	96,735	108
3-108				103,429	108,709	89,709	114	110,3	103,441	120
3-177	5	I:4	I	110,868	117,462	90,462	108	119,1	112,210	114
3-121				115,118	121,709	96,209	102	123,8	116,457	108
3-122		I:6	IУ	117,500	122,780	103,780	114	124,6	117,512	20
3-133				128,059	133,339	114,339		134,9	128,071	
3-140		I:4	II	132,944	140,195	110,195	120	141,7	133,629	126
3-147	4			142,011	147,949	126,762		150,0	141,363	
3-152				146,248	152,186	131,019		154,0	145,600	
3-161		I:6	III	155,981	161,920	140,753	127	163,8	155,334	133
3-171				165,596	171,536	150,369		173,8	164,950	

Таблица I.63

Размеры и форма профиля резьбы трубной трапецеидальной

Элементы профиля резьбы	Нормы
Шаг резьбы P, мм	5,08
Конусность резьбы, $2tg\varphi$	I:32
Угол наклона φ, град.	0 53 42
Высота профиля резьбы h_1, мм	$I,90^{+0,10}$
Площадка b, мм	I,88
Площадка B, мм	$2,18^{+0,05}$
Радиус сопряжения R, мм	0,30-0,05
Ширина скоса C, мм	$0,30^{+0,05}$

Примечания:

I. Шаг резьбы P измеряется параллельно оси резьбы замка.

2. Предельные отклонения, указанные в табл. I.63, за исключением предельного отклонения на высоту профиля резьбы h_1, являются исходными для проектирования резьбообразующего инструмента и факультативными для изделий.

3. Допускается замена скосов Cx50° радиусом скругления $0,35^{+0,05}$ мм.

Технические требования. Замки для труб сборной конструкции изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 5286-75 из стали марки 40ХН. Механические свойства термически обработанных замков должны быть следующими:

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа (кгс/см^2), не менее	882(90)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/см^2), не менее	735(75)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	I0
Относительное сужение ψ, %, не менее	45

Ударная вязкость KCV, $КДж/м^2$ ($кгс\ м/см^2$), не менее	686(7)
Твердость по Бринелю НВ, в пределах	285-341

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускается.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединения.

Замковая резьба и трубная треугольная резьба и резьба ТТ должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов нарушающих непрерывность, герметичность и прочность резьбы.

Резьбы замков и конические расточки должны быть фосфатированы.

Ресурс замка до ремонта - не менее 500 свинчиваний-развинчиваний.

На ниппеле и муфте каждого замка должен быть проточен поясок для маркировки, а на замках с левыми резьбами - опознавательный поясок (рис. 51)

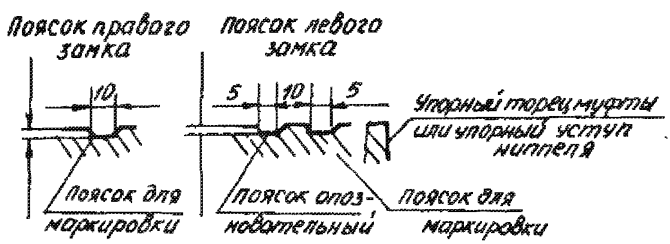


Рис.51.Пояски для маркировки замков

Маркировка. На ниппеле и муфте каждого замка на поясках должна быть нанесена маркировка в следующем порядке: товарный знак предприятия-изготовителя; типоразмер замка; дата выпуска (месяц, год); обозначение настоящего стандарта. Маркировка должна быть произведена четко клеймами шрифтом Ю-6 или Ю-8.

Упаковка. Резьбы замков, поверхности конических расточек, упорные уступы и торцы для предохранения от коррозии должны быть покрыты антикоррозионной смазкой.

Транспортировка. Замки транспортируют защищенными от руки в контейнерах. При этом трубная резьба должна быть защищена от повреждений. В случае транспортировки ниппелей или муфт раздельно, резьбы обоих концов должны быть защищены от повреждений.

Партия замков должна сопровождаться документом, удостоверяющим соответствие их качества требованиям ГОСТ и содержащим: наименование предприятия-изготовителя; условное обозначение замков; дату выпуска; количество замков; результаты проверок и испытаний. Документ должен быть упакован во влагонепроницаемый пакет.

Замки приварные по ГОСТ 27834-88 и ТУ 26-0604-01-88 для бурильных труб

Замки для приварки к трубам предназначены для бурильных труб новых типов ПН, ПВ и ПК по ТУ 14-3-1571-88. Главное отличие данных замков от бурзамков для труб сборной конструкции - увеличенная прочность, улучшенная марка стали, большой выбор типоразмеров, современная маркировка. Данные замки поставляют на трубные заводы, где приваривают к телу трубы, получая готовое изделие — бурильные трубы с приваренными замками.

Срок введения ГОСТ 27834-88 - 01.01.91. Срок действия ТУ 26-0604-01-88 до 01.07.93.

Бурильные замки по ТУ 39-10-082-84 и ТУ 26-02-964-83 в настоящее время не изготавливают.

Основные параметры и размеры замков по ГОСТ 27834-88, их применение с бурильными трубами должны соответствовать указанным на рис.51, 52 и табл.1.64. Размеры ниппелей и муфт замков должны соответствовать указанным на рис.53,54 и в табл.1.65. Замки должны изготавливаться с правой или левой замковыми резьбами по ГОСТ 631-75. Замки, изготавливаемые по ТУ 26-0604-06-88 имеют сходные показатели.

Технические требования. Замки приварные для бурильных труб должны изготавливаться из стали 40ХМФА по ГОСТ 4543-71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа (кгс/мм^2), не менее	981(100)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	832(85)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	13
Относительное сужение ψ,	

%, не менее	55
Ударная вязкость KC, кДж/м^2 (кгс м/см^2), не менее	883(9)
Твердость по Бринеллю	300-365

Допускается изготовление замков из других марок стали.

Форма и размеры профиля замковой резьбы (правой и левой) установлены ГОСТ 731-75.

Размеры замковых соединений приведены на рис. 56 и в табл. I.6.

На наружной и внутренней поверхностях замков не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля, упорного торца муфты, заплечика и перехода от хвостовика ниппеля к цилиндрической части должны быть гладкими, без заусенцев, рванин и забоин.

Замковая резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, герметичность и прочность резьбы.

Резьбы ниппелей и муфт, а также упорные торцы муфт, упорные уступы ниппелей, заплечики муфт под элеватор должны быть фосфатированы по ГОСТ 9.306-85. Толщина покрытия должна быть не менее 6 мкм.

По требованию потребителя резьбы ниппелей и муфт и упорные торцы и уступы могут быть защищены полимкомпозиционными материалами на основе меди.

Маркировка замков. Замки приварные для бурильных труб типа ПН, ПК, ПВ на своей наружной поверхности имеют проточенные пояски, канавки и пазы, совокупность которых вместе с нанесенными на них буквенными и цифровыми обозначениями указывают определенный типоразмер замкового соединения.

Для труб нормальных групп прочности Д, Е весь объем маркировки замка для ниппеля показан на рис. 56, а для муфты — на рис. 57. Здесь отсутствует опознавательная канавка, а расположение опознавательного паза выполнено в 35 мм от хвостовика ниппеля для труб с толщиной стенки до 10 мм. Если же толщина стенки трубы превышает

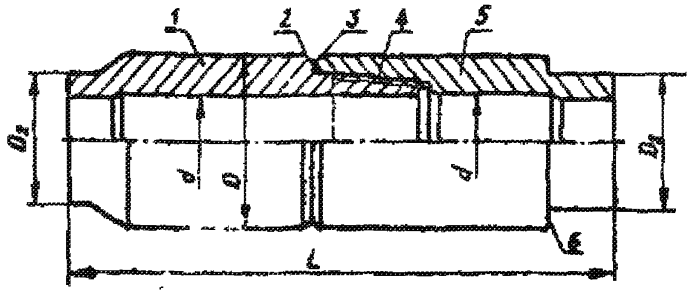


Рис.52.Приварной замок : 1 – ниппель, 2 – упорный уступ, 3 – упорный торец, 4 – замковая резьба, 5 – муфта, Д – наружный диаметр, L – длина замка в сборе, в – запасчик под элеватор

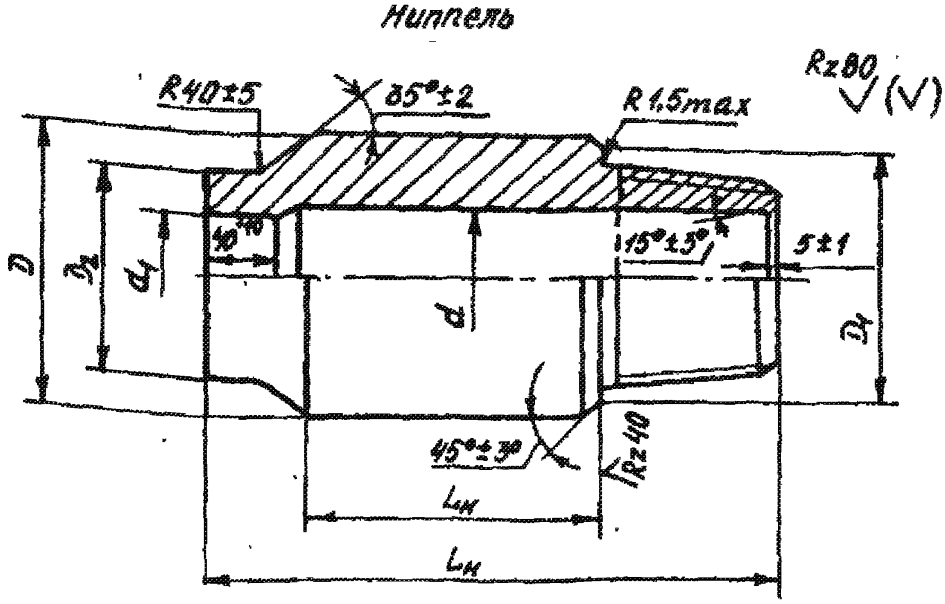


Рис.53. Д –наружный диаметр,$Д_1$ – наружный диаметр упорного торца, $Д_2$ – наружный диаметр хвостовика, d –внутренний диаметр замка, d – внутренний диаметр хвостовика, R – радиус упорного уступа, L – общая длина ниппеля,$L_н$ – длина ниппеля под ключ

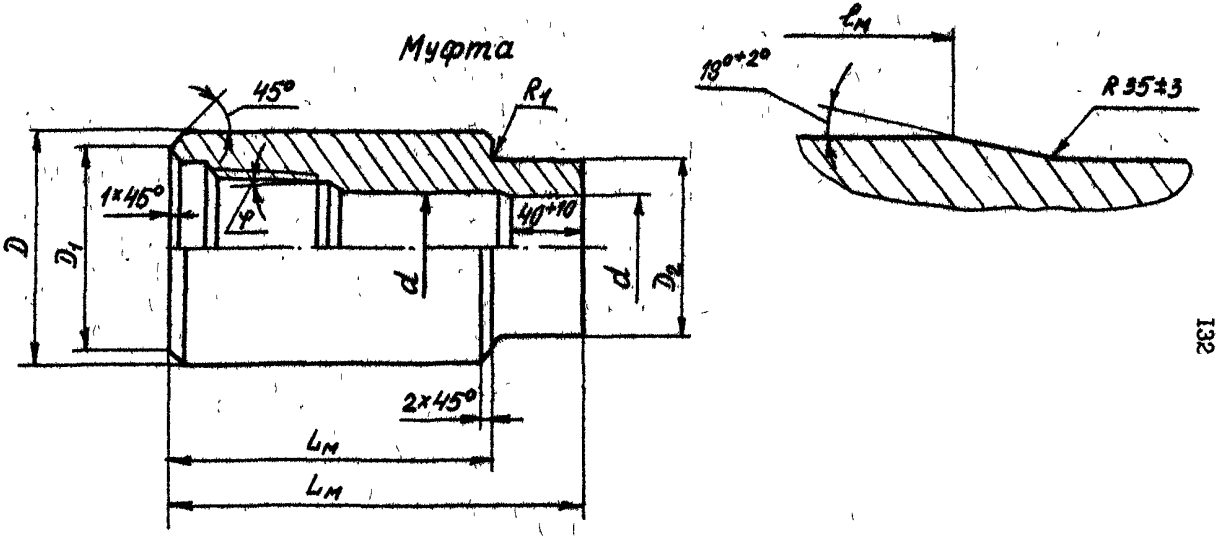


Рис.54.Вариант "Б" заплечика под элеватор : $L_м$ - общая длина муфты, $L_м$ - длина муфты под ключ

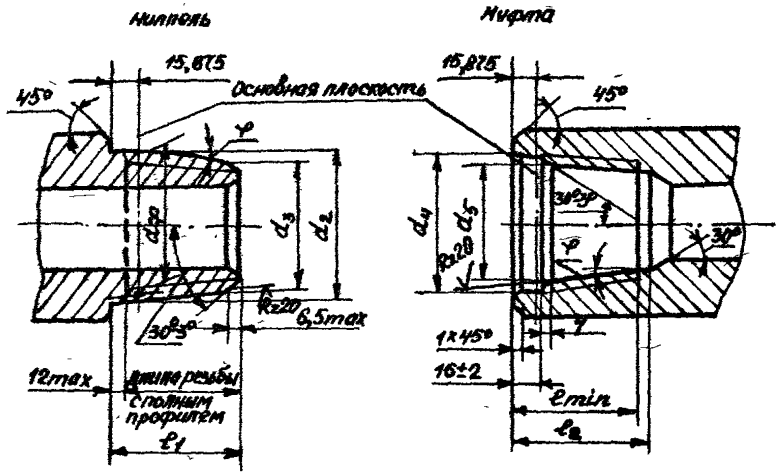


Рис.55. Размеры замковых соединений

Таблица I.64

Замки приварные по ГОСТ 27834-88, их применение с бурильными трубами по ТУ I4-3-I57I-88

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Бурильная труба		Бурильный замок		
		Типоразмер	Группа прочности	Диаметр D, мм	Длина $\mathcal{L}$, мм ± I2,7	Масса кг*
I	2	3	4	5	6	7
ЗП-86-44	3-73	ПН-60х7,II	Д, Е, Л, М	85,7	5II,0	I4,4
ЗП-95-32	3-73	ПВ-73х9,I9	Д, Е	95,2	5II,0	22,7
ЗП-I05-54	3-86	ПН-73х9,I9	Д, Е	I04,8	536,4	23,3
ЗП-I05-5I	3-86	ПН-73х9,I9	Л, М	I04,8	536,4	24,2
ЗП-III-4I	3-86	ПН-73х9,I9	Р	III,I	536,4	30,5
ЗП-I08-44	3-86	ПВ-89х9,35	Д, Е	I08,0	536,4	29,5
ЗП-I08-4I	3-86	ПВ-89хII,40	Д, Е	I08,0	536,4	30,3
ЗП-I2I-68	3-I02	ПН-89х9,35	Д,Е	I20,7	600,0	32,5
ЗП-I27-65	3-I02	ПН-89х9,35	Л	I27,0	600,0	38,9
ЗП-I27-65	3-I02	ПН-89хII,40	Д, Е	I27,0	600,0	38,9
ЗП-I27-62	3-I02	ПН-89х9,35	М	I27,0	600,0	40,4
ЗП-I27-62	3-I02	ПН-89хII,40	Л	I27,0	600,0	40,4
ЗП-I27-54	3-I02	ПН-89х9,35	Р	I27,0	600,0	43,6
ЗП-I27-54	3-I02	ПН-89хII,40	М	I27,0	600,0	43,6

Продолжение табл. I.64

I	2	3	4	5	6	7
3П-I33-7I	3-I08	ПВ-I02х8,38	Д, Е	I33,4	576,8	39,7
3П-I33-68	3-I08	ПВ-I02х8,38	Л	I33,4	576,8	4I,I
3П-I40-62	3-I08	ПВ-I02х8,38	М	I39,7	576,8	48,6
3П-I40-5I	3-I08	ПВ-I02х8,38	Р	I39,7	576,8	52,8
3П-I52-83	3-I22	ПН-I02х8,38	Д, Е, Л, М	I52,4	576,8	53,3
3П-I52-76	3-I22	ПН-I02х8,38	Р	I52,4	576,8	56,8
3П-I59-83	3-I22	ПК-II4х8,56	Д, Е	I58,8	576,8	59,8
3П-I59-76	3-I22	ПК-II4х8,56	Л, М	I58,8	576,8	63,3
3П-I59-76	3-I22	ПК-II4хI0,92	Д, Е	I58,8	576,8	63,3
3П-I59-70	3-I22	ПК-II4х8,56	Р	I58,8	576,8	66,4
3П-I59-70	3-I22	ПК-II4хI0,92	Л	I58,8	576,8	66,4
3П-I59-63	3-I22	ПК-II4хI0,92	М	I58,8	576,8	69,3
3П-I59-57	3-I22	ПК-II4хI0,92	Р	I58,8	576,8	7I,9
3П-I62-95-I	3-I33	ПН-II4х8,56	Д, Е, Л, М	I6I,9	576,8	52,5
3П-I62-92	3-I33	ПН-II4хI0,92	Д, Е	I6I,9	576,8	54,6
3П-I62-89-I	3-I33	ПН-II4х8,56	Р	I6I,9	576,8	56,4
3П-I62-89-I	3-I33	ПН-II4хI0,92	Л, М	I6I,9	576,8	56,4
3П-I68-76	3-I33	ПН-II4хI0,92	Р	I68,3	576,8	69,3
3П-I62-95-2	3-I33	ПК-I27х9,I9	Д, Е	I6I,9	576,8	53,2
3П-I62-89-2	3-I33	ПК-I27х9,I9	Л	I6I,9	576,8	57,0
3П-I62-89-2	3-I33	ПК-I27хI2,70	Д, Е	I6I,9	576,8	57,0

Окончание табл. I.64

I	2	3	4	5	6	7
ЗП-I65-83	3-I33	ПК-I27х9,I9	М	I65,I	576,8	63,6
ЗП-I65-76	3-I33	ПК-I27хI2,70	Л	I65,I	576,8	66,9
ЗП-I68-70	3-I33	ПК-I27х9,I9	Р	I68,3	576,8	72,9
ЗП-I68-70	3-I33	ПК-I27хI2,70	М	I68,3	576,8	72,9
ЗП-I78-I02	3-I47	ПН-I27х9,I9	Д, Е, Л, М	I77,8	607,2	69,8
ЗП-I78-I02	3-I47	ПН-I27хI2,70	Д, Е	I77,8	607,2	69,8
ЗП-I78-95	3-I47	ПН-I27хI2,70	Л, М	I77,8	607,2	74,0
ЗП-I78-I02	3-I47	ПК-I40х9,I7	Д, Е	I77,8	607,2	69,8
ЗП-I78-I02	3-I47	ПК-I40хI0,54	Д, Е	I77,8	607,2	69,8
ЗП-I78-95	3-I47	ПК-I40х9,I7	Л	I77,8	607,2	74,0
ЗП-I84-89	3-I47	ПК-I40х9,I7	М	I84,I	607,2	84,9
ЗП-I84-89	3-I47	ПК-I40хI0,54	М	I84,I	607,2	84,9
ЗП-I90-76	3-I47	ПК-I40х9,I7	Р	I90,5	6I8,2	98,9
ЗП-I90-76	3-I47	ПК-I40хI0,54	Р	I90,5	6I8,2	98,9

Примечание:

I. Наружный и внутренний диаметры хвостовиков даются с учетом механической обработки после приварки замков к трубе.

2. Внутренний диаметр замка указан для готового изделия.

3. * Для справок.

Таблица I.65

Основные размеры замковых деталей, мм

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	$D^{+0,8}_{-0,4}$	$D_1 \pm 0,4$	$D_2^{-0,2}_{-1,0}$	$d^{+0,4}_{-0,8}$	$d_1^{-1,0}_{-1,5}$	$R_1 \pm 0,5$	Ниппель		Муфта		Масса, кг*	
								$L_н^{+6,4}_{-8,9}$	$l_н \pm 6,9$	$L_м \pm 6,4$	$l_м \pm 6,4$	Ниппеля	Муфты
ЗП-86-44	3-73	85,7	82,9	67,0	44,5	43,5	4,8	313,8	179,5	273,2	204,2	8,1	6,3
ЗП-95-32	3-73	95,2	90,9	78,0	31,8	31,0	4,8	313,8	179,5	273,2	204,2	12,5	10,2
ЗП-105-54	3-86	104,8	100,4	83,0	54,0	53,2	4,8	326,8	179,5	298,6	229,6	12,4	10,9
ЗП-105-51	3-86	104,8	100,4	83,0	50,8	50,0	4,8	326,8	179,5	298,6	229,6	13,0	11,2
ЗП-111-41	3-86	111,1	100,4	83,0	41,3	40,5	4,8	326,8	179,5	298,6	229,6	16,4	14,1
ЗП-108-44	3-86	108,0	100,4	95,7	44,5	43,7	4,8	326,8	179,5	298,6	229,6	15,7	13,8
ЗП-108-41	3-86	108,0	100,4	95,7	41,3	40,5	4,8	326,8	179,5	298,6	229,6	16,2	14,1
ЗП-121-68	3-102	120,7	116,3	100,5	68,3	67,5	4,8	365,2	204,9	336,7	267,7	17,2	15,3
ЗП-127-65	3-102	127,0	116,3	110,5	65,1	64,3	4,8	365,2	204,9	336,7	267,7	20,3	18,6
ЗП-127-62	3-102	127,0	116,3	100,5	61,9	61,1	4,8	365,2	204,9	336,7	267,7	21,2	19,2
ЗП-127-54	3-102	127,0	116,3	100,5	54,0	53,2	4,8	365,2	204,9	336,7	267,7	23,3	20,3
ЗП-133-71	3-108	133,4	127,4	109,0	71,4	70,6	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	20,4	19,3
ЗП-133-68	3-108	133,4	127,4	109,0	68,3	67,5	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	21,3	19,8
ЗП-140-62	3-108	139,7	127,4	109,0	61,9	61,1	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	25,3	23,4
ЗП-140-51	3-108	139,7	127,4	109,0	50,8	50,0	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	28,0	24,8
ЗП-152-83	3-122	152,4	145,3	117,0	82,6	81,8	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	25,6	27,5
ЗП-152-76	3-122	152,4	145,3	117,0	76,2	75,4	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	28,0	28,8
ЗП-159-83	3-122	158,8	145,3	122,0	82,6	81,8	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	28,6	31,2
ЗП-159-76	3-122	158,8	145,3	122,0	76,2	75,2	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	30,8	32,5
ЗП-159-70	3-122	158,8	145,3	122,0	69,9	69,1	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	32,8	33,6
ЗП-159-63	3-122	158,8	145,3	122,0	63,5	62,7	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	34,7	34,6
ЗП-159-57	3-122	158,8	145,3	122,0	57,2	56,4	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	36,4	35,5
ЗП-162-95-1	3-133	161,9	154,0	130,0	95,3	94,5	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	27,0	25,5
ЗП-162-95-2	3-133	161,9	154,0	133,0	95,3	94,5	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	27,3	25,9
ЗП-162-92	3-133	161,9	154,0	130,0	92,1	91,3	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	28,4	26,2
ЗП-162-89-1	3-133	161,9	154,0	130,0	88,9	88,1	6,4	356,8	179,5	334,0	255,0	29,6	26,8
ЗП-162-89-2	3-133	161,9	154,0	133,0	88,9	88,1	6,4	354,8	179,5	334,0	255,0	29,8	27,2
ЗП-165-83	3-133	165,1	154,0	133,0	82,6	91,8	6,4	354,8	179,5	334,0	255,0	33,5	30,1
ЗП-165-76	3-133	165,1	154,0	133,0	76,2	75,4	6,4	354,8	179,5	334,0	255,0	35,7	31,2
ЗП-168-70	3-133	168,3	154,0	133,0	69,9	69,1	6,4	354,8	179,5	334,0	255,0	39,1	33,8
ЗП-178-102	3-147	177,8	170,6	146,3	101,6	100,8	6,4	400,2	204,9	334,0	255,0	39,0	30,8
ЗП-178-95	3-147	177,8	170,6	146,3	95,3	94,5	6,4	400,2	204,9	334,0	255,0	42,0	32,0
ЗП-184-89	3-147	184,1	170,6	146,3	88,9	88,1	6,4	400,2	204,9	334,0	255,0	48,1	36,8
ЗП-190-76	3-147	190,5	180,2	146,3	76,2	75,2	6,4	400,2	204,9	345,0	255,0	56,7	42,2
ЗП-168-76	3-133	168,3	154,0	130,0	76,2	75,4	6,4	354,8	179,5	334,0	255,0	36,9	32,4

Таблица I.66

Размеры замковых соединений, мм

Обозначение замковой резьбы	Форма профиля	Число витков на длине 25,4 мм	$d_{ср}^{*}$	Ниппель			Муфта			
				d_2^{*}	d_3^{*}	$l_1^{-2,0}$	$d_4^{\pm 0,8}$	d_5^{*}	l_{min} не менее	$l_2^{+5,0}$
3-73	I	4	67,767	73,047	60,380	76	74,6	67,779	82	92
3-86			80,848	86,I29	7I,295	89	87,7	80,860	95	I05
3-I02			96,723	I00,003	85,003	I02	I03,6	96,735	I08	II8
3-I08			I03,429	I08,709	89,709	II4	II0,3	I03,44I	I20	I30
3-I22			II7,500	I22,780	I03,780	II4	I24,6	II7,5I2	I20	I30
3-I33			I28,059	I33,339	II4,339	II4	I34,9	I28,07I	I20	I30
3-I47	II		I42,0II	I47,949	I26,782	I27	I50,0	I4I,363	I33	I43

Примечание:

I)* Размеры для справок

2) Данные размеры замковых резьб наиболее применимы в современных замковых соединениях бурильных труб

Таблица I.67

Типоразмеры переходных переводников (ГОСТ 7360-82), мм

Обозначение переводника	Обозначение замковой резьбы		Общая длина		Длина ступени		Размер фаски			Наружный диаметр переводника D, (пред. откл. ±0,5)	Наружный диаметр ступени D_1 (пред. откл. ±0,5)	Диаметр упорного торца и упорного уступа		Внутренний диаметр d, (пред. откл. ±0,6)	Диаметр фаски ниппеля d_1^*	Расчетная масса, кг
	муфтовый конец	ниппельный конец	номин.	пред. откл.	z_1^*	(пред. откл. $^{+5}_{-0,1}$) z_2	(пред. откл. ±0,25) c_1	(пред. откл. ±0,25) c_2	(пред. откл. ±0,30) c_3			D_2^*	D_3^*			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
П-76/88	З-76	З-88	395		300	-	2,25	II,00	-	II3	-	9I,0	I08,5	38	-	2I,9
П-86/66	З-86	З-66	356		280	-	I5,75	2,25	-	I08	-	I03,5	76,6	25	-	I6,9
П-86/73	З-86	З-73	356	+30	280	-	I2,75	2,25	-	I08	-	I03,5	82,5	44	-	I5,4
П-86/76	З-86	З-76	369	-I0	280	-	8,50	2,25	-	I08	-	I03,5	9I,0	32	-	I7,0
П-86/88	З-86	З-88	395		300	-	4,75	2,25	-	II3	-	I03,5	I08,5	38	-	20,4
П-86/I0I	З-86	З-I0I	420		325	-	7,25	2,00	4,0	II8	-	I03,5	II4,0	54	62	23,0
П-88/88	З-88	З-88	395	±30	300	-	2,25	2,25	-	II3	-	I08,5	I06,6	38	-	20,7
П-88/I0I	З-88	З-I0I	420	-I0	325	-	7,25	2,00	2,0	II8	-	I03,5	II4,0	58	62	22,2
П-88/I2I	З-88	З-I2I	500	+35 -5	203	I78	2,75	2,25	II,0	I46	II3	I08,5	I40,5	58	80	37,8
П-I0I/86	З-I0I	З-88	420	+30	326	-	2,00	7,25	-	II8	-	II4,0	I03,5	38	-	23,5
П-I0I/I02	З-I0I	З-I02	437	-I0	325	-	3,00	2,00	4,0	I20	-	II4,0	II6,0	62	70	22,2
П-I0I/II7	З-I0I	З-II7	500	+35 -5	203	I78	2,00	2,75	-	I40	II8	II4,0	I34,5	58	-	34,8
П-I0I/I2I	З-I0I	З-I2I	497		203	I78	2,00	2,75	9,0	I46	II8	II4,0	I40,5	62	80	36,5
П-I02/88	З-I02	З-88	430	+30	335	-	2,00	8,25	-	I20	-	II6,0	I03,5	38	-	24,0
П-I02/I0I	З-I02	З-I0I	430	-I0	335	-	2,00	3,00	-	I20	-	II6,0	II4,0	62	-	20,8
П-I02/II7	З-I02	З-II7	499		203	I78	2,75	2,00	-	I40	I20	II6,0	I34,5	58	-	34,5
П-I02/I2I	З-I02	З-I2I	496		203	I78	2,75	2,00	-	I46	I20	II6,0	I40,5	78	-	30,9
П-I08/88	З-I08	З-88	45I	+35 -5	I78	I78	2,27	2,25	-	I33	II3	I08,5	I27,5	38	-	27,0
П-I08/I0I	З-I08	З-I0I	459		I78	I78	2,75	2,00	-	I33	II8	II4,0	I27,5	62	-	24,6
П-I08/I02	З-I08	З-I02	466		I78	I78	2,75	2,00	-	I33	I20	II6,0	I27,5	70	-	23,5
П-I08/II7	З-I08	З-II7	463	+30 -I0	355	-	6,25	2,75	-	I40	-	I27,5	I34,5	58	-	38,5

Продолжение табл. I.67

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
II-I08/I2I	3-I08	3-I2I	490	+35 -5	203	I78	2,75	2,75	4,0	I46	I33	I27,5	I40,5	72	80	35,0
II-II7/I2I	3-II7	3-I2I	457	+30 -I0	355	-	5,75	2,75	-	I46	-	I34,5	I40,5	78	-	33,5
II-II7/I47	3-II7	3-I47	523	+35 -5	203	I78	3,75	2,75	II,5	I78	I40	I34,5	I70,5	78	I0I	55,8
II-I2I/86	3-I2I	3-86	489		203	I78	2,75	2,25	-	I46	I08	I03,5	I40,5	54	-	29,I
II-I2I/I0I	3-I2I	3-I0I	490	+35	203	I78	2,75	2,00	-	I46	II8	II4,0	I40,5	62	-	3I,0
II-I2I/I02	3-I2I	3-I02	496	-5	203	I78	2,75	2,00	-	I46	I20	II6,0	I40,5	70	-	29,5
II-I2I/I08	3-I2I	3-I08	502		203	I78	2,75	2,75	-	I46	I33	I27,5	I40,5	72	-	33,0
II-I2I/I2I	3-I2I	3-I2I	457		355	-	2,75	2,75	-	I46	-	I40,5	I40,5	80	-	32,2
II-I2I/I22	3-I2I	3-I22	469	+30	355	-	2,75	2,75	-	I46	-	I40,5	I40,5	80	-	33,3
II-I2I/I33	3-I2I	3-I33	484	-I0	370	-	7,25	2,25	7,5	I55	-	I40,5	I50,5	80	95	42,6
II-I2I/I47	3-I2I	3-I47	524	+35	203	I78	3,75	2,75	I0,5	I78	I46	I40,5	I70,5	80	I0I	55,9
II-I2I/I6I	3-I2I	3-I6I	537	-5	203	I78	2,50	2,75	20,0	203	I46	I40,5	I80,0	80	I20	73,2
II-I22/I0I	3-I22	3-I0I	490		203	I78	2,75	2,00	-	I46	II8	II4,0	I40,5	62	-	29,0
II-I22/I02	3-I22	3-I02	496	+35	203	I78	2,75	2,00	-	I46	I20	II6,0	I40,5	70	-	28,0
II-I22/I08	3-I22	3-I08	502	-5	203	I78	2,75	2,75	-	I46	I33	I27,5	I40,5	72	-	3I,8
II-I22/II7	3-I22	3-II7	463	+30	355	-	2,75	5,75	-	I46	-	I40,5	I34,5	58	-	37,0
II-I22/I2I	3-I02	3-I2I	457	-I0	355	-	2,75	2,75	-	I46	-	I40,5	I40,5	80	-	3I,0
II-I22/I33	3-I22	3-I33	484		370	-	7,25	2,25	-	I55	-	I40,5	I50,5	95	-	35,6
II-I22/I47	3-I22	3-I47	524	+35 -5	203	I78	3,75	2,75	3,0	I78	I46	I40,5	I70,5	95	I0I	48,2
II-I33/I0I	3-I33	3-I0I	495	+35	203	I78	2,25	2,00	-	I55	II8	II4,0	I50,5	62	-	3I,0
II-I33/I08	3-I33	3-I08	506	-5	203	I78	2,25	2,75	-	I55	I33	I27,5	I60,5	72	-	33,9
II-I33/II7	3-I33	3-II7	497		203	I78	2,25	2,75	-	I55	I40	I34,5	I60,5	58	-	40,0
II-I33/I2I	3-I33	3-I2I	482	+30	370	-	2,25	7,25	-	I55	-	I50,5	I40,5	80	-	36,0
II-I33/I22	3-I33	3-I22	484	-I0	370	-	2,25	7,25	-	I55	-	I50,5	I40,5	82	-	37,9
II-I33/I40	3-I33	3-I40	5I0	-	390	-	I0,75	3,75	-	I72	-	I50,5	I60,5	70	-	59,0
II-I33/I47	3-I33	3-I47	520		203	I78	3,75	2,25	-	I78	I55	I50,5	I70,5	I0I	-	46,I
II-I33/I52	3-I33	3-I52	529	+35 -5	203	I78	5,50	2,25	-	I97	I55	I50,5	I86,0	89	-	63,0
II-I33/I6I	3-I33	3-I6I	532		203	I78	2,50	2,25	7,5	203	I55	I50,5	I80,0	I05	I20	6I,I
II-I47/I2I	3-I47	3-I2I	5I6		220	I78	3,75	2,75	-	I78	I46	I40,5	I70,5	80	-	45,0
II-I47/I22	3-I47	3-I22	528	+35 -5	220	I78	3,75	2,75	-	I78	I46	I40,5	I70,5	82	-	45,0
II-I47/I33	3-I47	3-I33	524		220	I78	3,75	2,25	-	I78	I55	I50,5	I70,5	96	-	44,0
II-I47/I40	3-I47	3-I40	5I0		390	-	3,75	6,75	-	I78	-	I70,5	I64,5	70	-	60,0

Продолжение табл. I.67

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
П-I47/I47	3-I47	3-I47	5I7	+30 -I0	390	-	3,75	3,75	-	I78	-	I70,5	I70,5	I0I	-	5I,0
П-I47/I52	3-I47	3-I52	5I7		390	-	I3,25	5,50	-	I97	-	I70,5	I80,5	89	-	74,0
П-I47/I6I	3-I47	3-I6I	5I7		390	-	7,25	2,50	9,5	I85	-	I70,5	I80,0	I0I	I20	60,0
П-I47/I7I	3-I47	3-I7I	52I	+35 -5	203	I78	3,50	3,75	I3,0	203	I78	I70,5	I96,0	I0I	I27	62,8
П-I52/I2I	3-I52	3-I2I	526	+35 -5	220	I78	5,50	2,75	-	I97	I46	I40,5	I86,0	80	-	55,0
П-I52/I47	3-I52	3-I47	5I7		390	-	5,50	I3,25	-	I97	-	I86,0	I70,5	I0I	-	67,0
П-I52/I7I	3-I52	3-I7I	5I7	+30 -I0	390	-	8,50	3,50	2,5	203	-	I86,0	I96,0	I22	I27	67,4
П-I6I/I47	3-I6I	3-I47	5I7		390	-	2,50	7,25	-	I85	-	I80,0	I70,5	I0I	-	53,9
П-I6I/I7I	3-I6I	3-I7I	538	+35 -5	220	I78	5,50	3,50	-	229	203	I96,0	2I8,0	I27	-	8I,3
П-I6I/I77	3-I6I	3-I77	523	+30 -I0	390	-	5,00	I4,50	-	225	-	I96,0	2I5,0	I02	-	97,3
П-I7I/I47	3-I7I	3-I47	538	+35 -5	220	I78	3,50	3,75	-	203	I78	I70,5	I96,0	I0I	-	6I,0
П-I7I/I7I	3-I7I	3-I7I	5I7	+30 -I0	390	-	3,50	3,50	-	203	-	I96,0	I96,0	I27	-	59,4
П-I7I/I77	3-I7I	3-I77	523		390	-	7,00	5,50	-	229	-	2I8,0	2I5,0	I0I	-	99,0
П-I7I/20I	3-I7I	3-20I	5I8	+35 -5	203	I78	5,75	5,50	-	254	229	2I8,0	242,5	I2I	-	II5,0
П-I77/I7I	3-I77	3-I7I	5I7		390	-	5,00	I4,50	I2,5	225	-	2I5,0	I96,0	I02	I27	93,0
П-20I/I77	3-20I	3-I77	533	+30 -I0	400	-	I9,50	5,75	-	254	-	242,5	2I5,0	I0I	-	II8,2
П-20I/20I	3-20I	3-20I	537		400	-	5,75	5,75	-	254	-	242,5	242,5	I20	-	I2I,9
П-76/76	3-76	3-76	369	+30 -I0	280	-	2,00	2,00	-	95	-	9I,0	9I,0	32	-	I3,6
П-88/76	3-88	3-78	389		300	-	II,00	2,25	-	II3	-	I08,5	9I,0	32	-	20,3
П-I0I/76	3-I0I	3-76	482	+35 -5	203	I78	2,00	2,00	-	II6	95	9I,0	II4,0	32	-	22,2
П-II7/II7	3-II7	3-II7	463	+30 -I0	355	-	2,75	2,75	-	I40	-	I34,5	I34,5	58	-	36,0
П-I2I/88	3-I2I	3-80	493	+25 -5	203	I78	2,75	2,25	-	I46	II3	I08,5	I40,5	38	-	32,6
П-I2I/II7	3-I2I	3-II7	463	+30 -I0	355	-	5,75	2,75	-	I46	-	I40,5	I34,5	58	-	38,4
П-I47/II7	3-I47	3-II7	525	+35 -5	220	I78	3,75	2,75	-	I78	I40	I84,5	I70,5	58	-	47,7
П-I52/I52	3-I52	3-I52	5I7	+30 -I0	390	-	5,50	5,50	-	I97	-	I86,0	I86,0	89	-	73,5

Окончание табл.I.67

1	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
П-I7I/I2I	3-I7I	3-I2I	529	+35 -5	220	I76	3,50	2,75	-	203	I46	I40,5	I96,0	80	-	49,4
П-I7I/I33	3-I7I	3-I33	526		220	I76	3,50	2,25	-	203	I55	I50,5	I96,0	95	-	46,9
П-I7I/I52	3-I7I	3-I52	5I7	+30 -I0	390	-	8,50	3,50	-	203	-	I96,0	I96,0	89	-	74,3
П-I7I/I33	3-I7I	3-I33	536	+35												

10 мм, то опознавательный паз выполняется на расстоянии $\ell/2$ ниппеля, а на муфте он выполняется ближе к упорному торцу.

Для труб высоких групп прочности, начиная от Л и выше, объем маркировки ниппеля замка показан на рис. 58 и 59 (маркировка муфты одинакова с маркировкой для групп прочности Д и Е). Здесь положение опознавательной канавки у хвостовика муфты или на расстоянии $\ell/2$ (половины длины) муфты означает, что в первом случае толщина стенки трубы менее 10 мм, а во втором – более 10 мм. Если резьба замка левая, то поясок выполняется близко к хвостовику ниппеля и муфты.

У всех ниппелей на гладкой цилиндрической поверхности за сбегом резьбы выполняется четко, клеймами шрифтом 6-Пр3 или 8-Пр3 по ГОСТ 26.008-85 следующая маркировка (рис. 56, 58, 59): товарный знак или шифр предприятия-изготовителя; дата выпуска ниппеля (месяц-цифры с I по I2 и год – две последние цифры года); группа прочности трубы, для которой предназначен ниппель замка.

У всех муфт на конической расточке (рис. 57) также наносится аналогичная маркировка.

У всех ниппелей и муфт замков на наружной цилиндрической поверхности также наносится маркировка (размер в мм), содержащая: округленное значение наружного диаметра замка; округленное значение диаметра проходного отверстия.

И, наконец, у всех ниппелей на наружной цилиндрической поверхности выполняется еще один фрезерованный паз, на котором наносится маркировка твердости материала замка по Бринеллю с помощью отпечатка шарика и величины значения НВ в цифрах.

Указания по эксплуатации и гарантии. Приварные замки эксплуатируются только в составе бурильных труб.

Конструкция замков обеспечивает не менее трех ремонтов резьбы.

Установленный ресурс замков до ремонта не менее I200 циклов свинчиваний-развинчиваний.

Гарантийный срок эксплуатации замков – I2 месяцев со дня ввода бурильных труб в эксплуатацию.

I.4. Переводники для бурильных колонн

Переводники служат для соединения отдельных элементов бурильной колонны и представляют собой короткие отрезки толстостенных труб, на торцах которых выполнена замковая (ниппельная или муфтовая) резьба. Иногда на одном из концов нарезается другая резьба, например резьба обсадных труб.

Переводники по ГОСТ 7360-82

Переводники для бурильных колонн изготавливают по ГОСТ 7360-82 следующих типов: П – переходные, М – муфтовые, Н – ниппельные. По исполнению они могут быть цилиндрической или ступенчатой формы.

Переводники каждого типа изготавливают с правой или левой резьбой. Форма и размеры профиля замковой резьбы установлены ГОСТ 5286-75.

Размеры переводников типа П должны соответствовать указанным на рис. 60, 61, 62 и в табл. I.67, типа М – на рис. 63, 64, 67 и в табл. I.68; типа Н – на рис. 65, 66 и в табл. I.68.

Технические требования. Переводники изготавливают предприятия-изготовители (или собственными силами) в соответствии с требованиями ГОСТ 7360-82 из стали марки 40ХН или других сталей по физико-механическим свойствам не ниже, чем у марки 40ХН. В будущем, при переходе на новые марки стали механические свойства будут увеличены, в частности, предел текучести будет увеличен до 85 кгс/мм^2.

Механические свойства материала готовых переводников должны быть следующими:

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа (кгс/см^2), не менее	882(90)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	735(75)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	I0
Относительное сужение ψ, %, не менее	45
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2 (кгс м/см^2), не менее	685(7)
Твердость по Бринеллю, НВ	285-34I

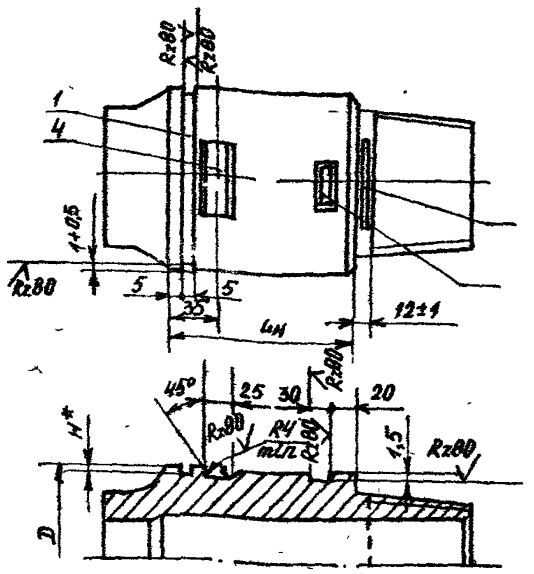


Рис.56.Маркировка ниппеля замка труб групп прочности Д,Е : 1 -опознавательный поясок ниппеля с левой резьбой,2 - место клеймения (товарный знак,дата выпуска, группа прочности трубы), 3 - место маркировки твердости НВ, 4 - опознавательный паз группы прочности трубы

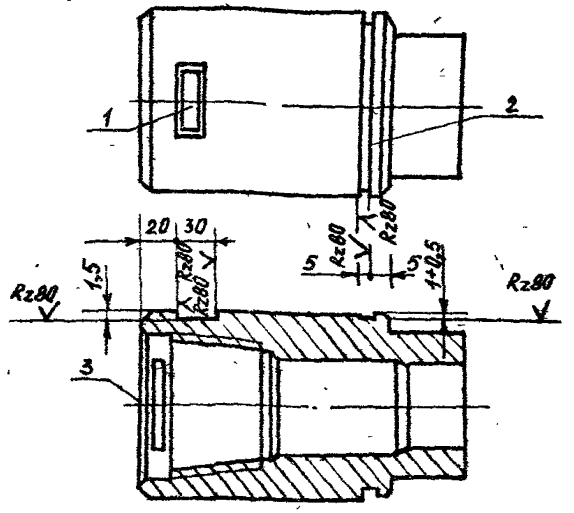


Рис.57.Маркировка муфты замка труб групп прочности Д,Е : 1 - место маркировки твердости НВ, 2 - опознавательный поясок муфты с левой резьбой, 3 - место клеймения (товарный знак,дата выпуска,группа прочности трубы

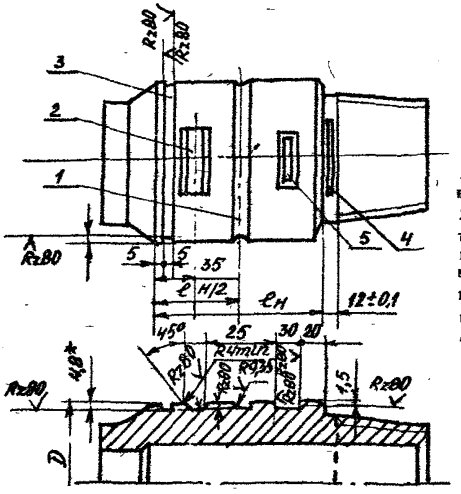


Рис.58.Маркировка ниппеля замка труб *групп прочности Л и выше* : 1 – опозна вательная канавка толщины стенки трубы, 2 – опознавательный паз группы проч ности трубы, 3– опознавательный поясок ниппеля с левой резьбой, 4 – место клей мения (товарный знак, дата выпуска, группа прочности трубы), 5 – место маркировки твердости НВ. Для замков диаметром 133 мм и более – 6,4 мм

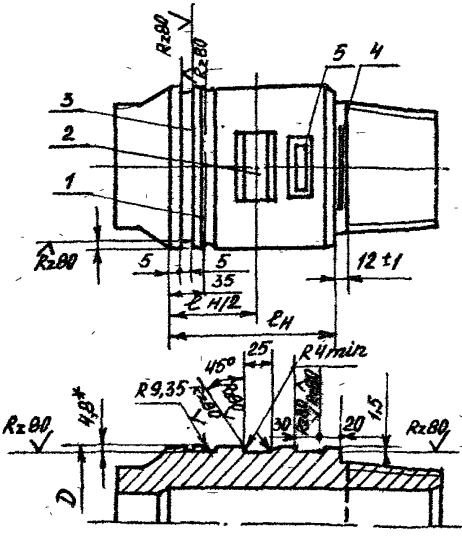


Рис.59.Маркировка ниппеля замка труб групп прочности Л и выше с толщиной стенки более 10 мм

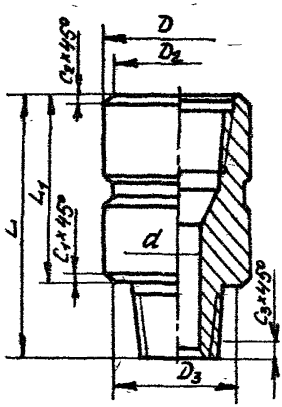


Рис.60.Переводник переходный П

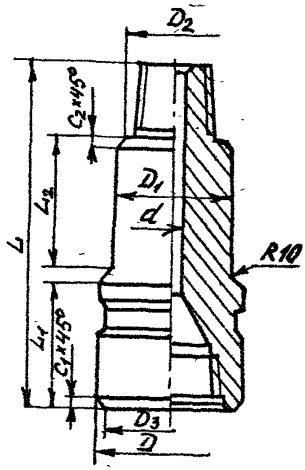


Рис.62.Переводник переходный П

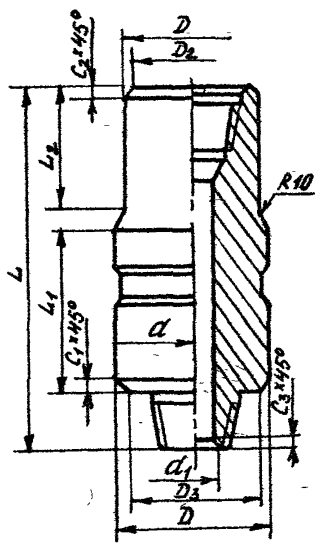


Рис.61.Переводник переходный П

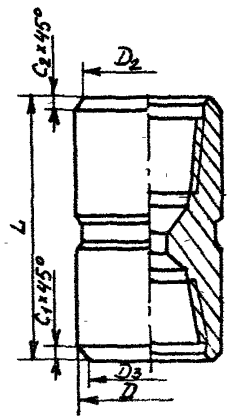


Рис.63.Переводник муфтовый М

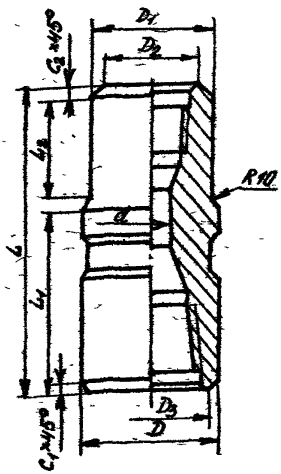


Рис.64.Переводник муфтовый М

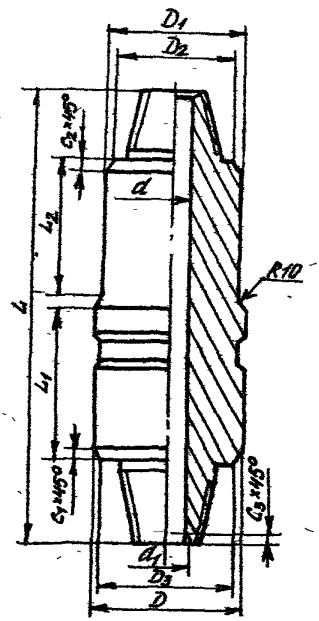


Рис.65.Переводник ниппельный Н

На наружной и внутренней поверхностях переводников не должно быть трещин, раковин, волосовин, плен и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускается.

Поверхности упорного уступа и упорного торца должны быть без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединения.

Допуск соосности резьбы обоих концов переводника, измеренный в плоскости упорного уступа ниппеля или упорного торца муфты - не более 0,6 мм.

Разностенность ниппеля у торца конуса для переходных и ниппельных переводников не должна превышать: 1,5 мм - у переводников с резьбами ниппельного конца З-66, З-73, З-76, З-86, З-88, З-101, З-102, З-108, З-117, З-121, З-122, З-133; 2,0 мм - у переводников с остальными резьбами.

На наружной поверхности каждого переводника протачивается маркировочный поясок (рис.68,а).

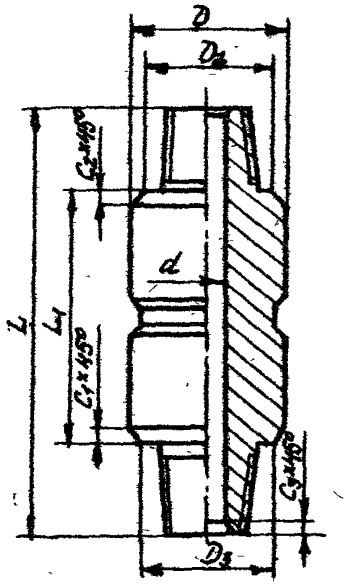


Рис.66.Переводник ниппельный Н

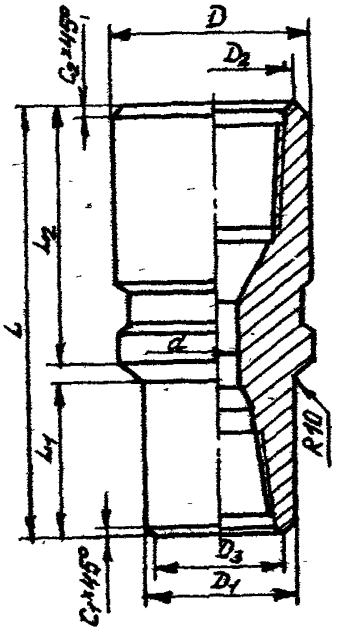


Рис.67.Переводник муфтовый М

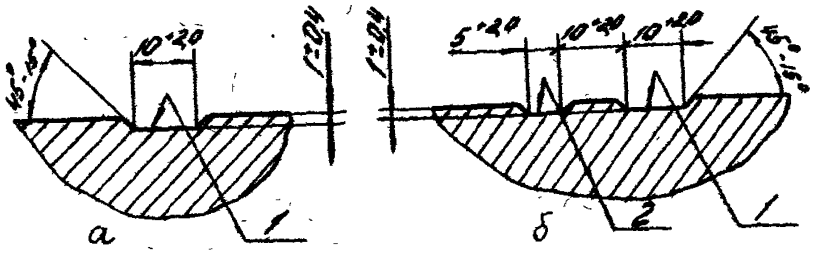


Рис.68.Маркировочный и опознавательный пояски на переводнике

Поясок на переводниках цилиндрической формы должен находиться посередине, а на переводниках ступенчатой формы - на ступени большого диаметра на расстоянии 20 мм от переходной фаски. На переводниках с левым направлением резьбы, кроме маркировочного пояска протачивается опознавательный поясок вдвое уже маркировочного, согласно рис.68,б.

Примеры маркировки. Переводник типа П с правой резьбой муфтового конца З-122 и ниппельного конца З-147: переводник П-122/147 ГОСТ 7360-82;

Двухниппельный переводник тип Н с левой резьбой ниппельных концов З-147 и З-171: Переводник Н-147/171 Л ГОСТ 7360-82.

Маркировка производится клеймением на глубину до 0,5 мм.

Резьбы переводников должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, герметичность и прочность резьбы.

Форма и размеры профиля замковой резьбы, размеры замковых соединений и требования к их изготовлению - по ГОСТам 5286-75 и 20692-75. Резьба переводников фосфатируется по ГОСТ 9.301-78.

Ресурс переводников до первого ремонта - не менее 500 свинчиваний-развинчиваний.

Количество ремонтов резьбы - не менее 3-х для каждого конца.

Гарантийный срок эксплуатации переводников - 6 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.

В практике бурения помимо переводников, изготавливаемых по ГОСТ 7360-82, находят применение и другие виды переводников.

Переводники по ОСТ 39-049-77

Согласно ОСТ 39.049-77, изготавливают переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб, которые представлены в табл. табл. I.69.

Переводники по ТУ 39-01-321-77

По ТУ 39-01-321-77 изготавливают переводники типа ППВШ, навинчиваемые на ВБТ для защиты верхней устьевой трубы обсадной колонны от износа при вращении ведущей бурильной трубы. На переводнике устанавливают два протекторных кольца. Конструкция и размеры переводников типа ППВШ показаны на рис. 69 и в табл. I.70.

Таблица I.68

Типоразмеры муфтовых и ниппельных переводников (ГОСТ 7360-82), мм

Обозначение переводника	Обозначение замковой резьбы: верхний конец	Обозначение замковой резьбы: нижний конец	Общая длина: номин.	Общая длина: пред. откл.	Длина ступени l_1^*	Длина ступени (пред. откл. ±0,25) l_2	Размер фаски (пред. откл. ±0,25) c_1	Размер фаски (пред. откл. ±0,25) c_2	Размер фаски (пред. откл. ±0,25) c_3	Наружный диаметр переводника (пред. откл. D ±5)	Наружный диаметр ступени (пред. откл. ±0,25) D_1	Диаметр упорного торца и упорного уступа: D_2^*	Диаметр упорного торца и упорного уступа: D_3^*	Внутренний диаметр d^{**} (пред. откл. ±0,6)	Диаметр фаски ниппеля d_1	Расчетная масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
М-73/66	З-73	З-66	300	+80 -10	-	-	1,75	4,75	-	86	-	82,5	76,5	36	-	8,5
М-80/76	З-86	З-76	363	+35 -5	178	178	2,00	2,25	-	108	96	103,5	91,0	45	-	14,5
М-86/88	З-86	З-88	325	+30 -10	-	-	2,25	4,75	-	113	-	103,5	108,5	54	-	15,7
М-101/88	З-101	З-88	325	+30 -10	-	-	7,25	2,00	-	118	-	114,0	103,5	58	-	16,4
М-108/88	З-108	З-88	366	+35 -5	178	178	2,25	2,75	-	133	113	127,5	108,5	58	-	20,0
М-121/88	З-121	З-88	398	+35 -5	203	178	2,25	2,75	-	146	113	140,5	108,5	58	-	26,0
М-121/117	З-121	З-117	356	+30 -10	-	-	2,75	5,75	-	146	-	140,5	134,5	78	-	24,8
М-147/117	З-147	З-117	400	+35 -5	203	178	2,75	3,75	-	178	140	170,5	134,5	78	-	33,5
М-161/152	З-161	З-152	400		-	-	8,50	8,50	-	203	-	196,0	186,0	122	-	53,1
М-161/177	З-161	З-177	400	+30 -10	-	-	5,00	14,50	-	225	-	196,0	215,0	102	-	71,7
М-171/152	З-171	З-152	400		-	-	21,50	5,50	-	229	-	218,0	186,0	122	-	77,8
М-171/177	З-171	З-177	400		-	-	7,00	5,50	-	229	-	218,0	215,0	101	-	73,0
М-201-152	З-201	З-152	469	+35 -5	220	220	5,50	5,75	-	254	197	242,5	186,0	122	-	81,6
М-201/177	З-201	З-177	420	+35 -5	-	-	19,50	5,75	-	254	-	242,5	215,0	101	-	98,9

Продолжение табл.I.68

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
Н-I47/I7I	3-I47	3-I7I	707		220	220	3,50	3,75	I3,00	203	I78	I70,5	I96,0	I0I	I27	92,3
Н-I2I/I2I	3-I2I	3-I2I	525	+30	32I	-	2,75	2,75	-	I40	-	I40,5	I40,5	80	-	36,0
Н-I47/I47	3-I47	3-I47	550	+30	296	-	3,75	3,75	-	I78	-	I70,5	I70,5	I0I	-	5I,0
Н-I47/I52	3-I47	3-I52		-I0	296	-	5,50	I3,25	6,00	I97	-	I70,5	I86,0	89	I0I	70,0
Н-I7I/20I	3-I7I	3-20I	67I	+35	203	I78	5,75	3,50	3,50	254	203	I96,0	242,5	I20	I27	II3,7
М-73/66	3-73	3-66	300	-5												
М-73/66	3-73	3-66	300	+30	-	-	4,75	I,75	-	86	-	82,5	76,5	36	-	8,5
				-I0												
М-73/76	3-73	3-76	325		-	-	I,65	6,22	-	95	-	82,5	9I,7	44	-	II,3
М-86/76	3-86	3-76	363	+35	I78	I78	2,00	2,25	-	I98	95	I03,5	9I,0	46	-	I4,4
				-5												
М-86/88	3-86	3-88	325	+30	-	-	4,3	4,75	-	II3	-	I03,5	I04,5	54	-	I5,7
				-I0												
М-88/88	3-88	3-88	325		-	-	4,3	2,25	-	II3	-	I08,5	I04,4	58	-	I5,4
М-I0I/88	3-I0I	3-88	325				6,8	2,00	-	II8	-	II4,0	I04,4	58	-	I6,4
М-I08/88	3-I08	3-88	366	+35	I78	I78	4,3	2,75	-	I33	II3	I27,5	I04,4	58	-	20,0
				-5												
М-II7/II7	3-II7	3-II7	355	+30	-	-	2,25	2,75	-	I40	-	I34,5	I35,5	78	-	23,3
				-I0												
М-I2I/88	3-I2I	3-88	398	+35	I78	203	4,3	2,75	-	I46	II3	I40,5	I04,4	58	-	28,0
				-5												
М-I2I/II7	3-I2I	3-II7	355				5,25	2,75	-	I46	-	I40,5	I35,5	78	-	24,8
М-I2I/I2I	3-I2I	3-I2I	355	+30	-	-	2,35	2,75	-	I46	-	I40,5	I4I,3	80	-	24,9
				-I0												
М-I33/II7	3-I33	3-II7	385		-	-	9,75	2,25	-	I55	-	I30,5	I35,5	78	-	32,0
М-I47/II7	3-I47	3-II7	400	+35	I78	203	2,25	3,75	-	I78	I40	I70,5	I35,5	78	-	33,5
				-5												
М-I47/I2I	3-I47	3-I2I	397		I78	203	2,75	2,35	-	I78	I46	I70,5	I4I,3	80	-	29,7
М-I47/I47	3-I47	3-I47	400	+30	-	-	3,75	3,75	-	I78	-	I70,5	I70,5	I0I	-	37,9
				-I0												
М-I47/I52	3-I47	3-I5I	39I	+35	203	I78	5,50	3,75	-	I97	I78	I70,5	I86,0	I0I	-	44,0
				- 5												
М-I47/I7I	3-I47	3-I7I	436		220	203	3,50	3,75	-	203	I78	I70,5	I96,0	I0I	-	50
М-I6I/I52	3-I6I	3-I52	400		-	-	8,05	3,50	-	203	-	I96,0	I86,9	I22	-	53,
М-I6I/I77	3-I6I	3/I77	400		-	-	5,00	I4,50	-	225	-	I96,0	2I5,0	I02	-	7I,7

Окончание табл.I.68

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
М-I7I/I52	3-I7I	3-I52	400	+30 -I0	-	-	2I,05	5,50	-	229	-	2I8,0	I86,0	I22	-	77,8
М-I7I/I7I	3-I7I	3-I7I	4I5		-	-	9,50	3,50	-	203	-	I96,0	I96,0	I27	-	47,I
М-I7I/I77	3-I7I	3-I77	4I5		-	-	7,00	5,50	-	229	-	2I8,0	2I5,0	I0I	-	76,9
М-20I/I52	3-20I	3-I52	469	+35 -5	220	220	5,05	5,75	-	254	I97	242,5	I86,0	I22	-	8I,6
М-20I/I77	3-20I	3-I77	420	+30 -I0			I9,50	5,75	-	254	-	242,5	2I5,0	I0I	-	98,9
М-I47/I7I	3-I47	3-I7I	707	+30 -5	220 -	220	3,50	3,75	I3,00	203	I78	I70,5	I96,0	I0I	I27	92,8
Н-I2I/I2I	3-I2I	3-I2I	525		32I	-	2,75	2,75	-	I46	-	I40,5	I40,5	80	-	36,0
Н-I47/I47	3-I47	3-I47	550	+30 -I0	296	-	3,75	3,75	-	I78	-	I70,5	I70,5	I0I	-	5I,0
Н-I47/I52	3-I47	3-I52	550		296	-	5,50	I3,25	6,00	I97	-	I70,5	I86,0	89	I0I	70,0
Н-I7I/I77	3-I7I	3-I77	550		290	-	5,00	I4,50	I3,00	225	-	I96,0	2I5,0	I0I	I27	93,9
Н-I7I/20I	3-I7I	3-20I	67I	+35 -5	203	I78	5,75	3,50	3,50	254	203	I96,0	242,5	I20	I27	II3,7

* Размеры для справок

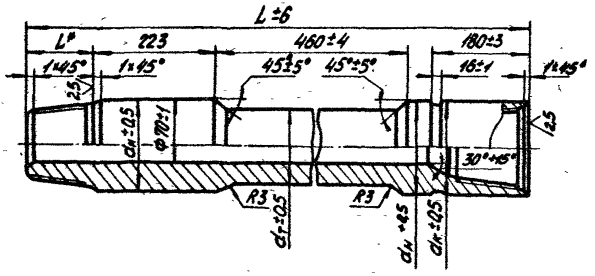


Рис.69.Переводник ППВШ

Таблица I.69

Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб по ОСТ 39.049-77

Типоразмеры резьб	
П-3-76/II4	П-3-I47/I78
П-3-88/II4	П-3-I47/I94
П-3-88/I27	П-3-I47/219
П-3-88/I40	П-3-I47/245
П-3-88/I46	П-3-I47/273
П-3-88/II4А	П-3-I47/299
П-3-88/I27А	П-3-I47/324
П-3-88/I40А	П-3-I47/340
П-3-88/I46А	П-3-I47/35I
П-3-88/I68А	П-3-I47/377
П-3-88/I78А	П-3-I47/407
П-3-88/I94А	П-3-I47/426
П-3-I47/I68	П-3-I47/508

Таблица I.70

Размеры (мм) и масса (кг) переводников ППВШ по ТУ 39-01-321-77

Типоразмер	Длина переводника	Длина резьбы ниппеля	Диаметр муфты	Диаметр ниппеля	Диаметр тела	Диаметр канавки	Резьба замковая по ГОСТ 5286/75 муфта	ниппель	Масса
ППВШ-3-147/3-147	1030	127	178	178	140	173	3-147	3-147	120
ППВШ-3-121/3-121	1005	102	146	146	120	141	3-121	3-121	74
ППВШ-3-171/3-147	1030	127	203	178	165	198	3-171	3-147	147
ППВШ-3-147/3-133	1017	114	178	155	130	173	3-147	3-133	85

II. ЗАКАЗ, ПОЛУЧЕНИЕ ТРУБ, ПОДГОТОВКА ИХ К ЭКСПЛУАТАЦИИ. УЧЕТ, НАЧИСЛЕНИЕ ИЗНОСА ТРУБ И ИХ СПИСАНИЕ. ЦЕНА ТРУБ

2.1. Заказ и получение труб

Заказ необходимого количества бурильных труб по типоразмерам формируется производственным объединением на основе утвержденных норм в килограммах на метр проходки и объемов бурения. По мере выделения фондов УПТО и КО производственного объединения организует поставку, приемку необходимой продукции с заводов-изготовителей и отпуск ее буровым предприятиям.

Порядок приемки труб от заводов-изготовителей в УПТО и КО или в трубном подразделении включает учет труб по количеству, качеству и комплектности.

Приемка труб по количеству включает следующие операции:

-разгрузку труб с транспортного средства, доставку и их размещение на площадке;

-проверку сохранности труб и соблюдения правил перевозки, предохраняющие их от повреждения;

-проверку соответствия наименования труб и транспортной маркировки на них данным, указанным в сопроводительных документах.

Приемка труб по качеству и комплектности производится в соответствии с действующими инструкциями и положениями.

Примерный перечень контролируемых параметров труб при приемке по качеству и комплектности приведен в табл. 2.1.

При приемке импортных труб визуальным осмотром устанавливают целостность тела трубы, отсутствие кривизны, вмятин, трещин и других дефектов, наличие маркировки.

Опрессовка любых новых труб при входном контроле не проводится. При входном контроле необходимо пользоваться ГОСТом или ТУ, по которому изготовлены трубы.

При углубленном контроле качества материала трубы проводится выборочная дефектоскопия.

Порядок и сроки предъявления рекламаций поставщику на трубную продукцию

Трубное подразделение, которому поставлена некачественная партия труб, не прошедших входной контроль, обязано предъявить заводу-изготовителю претензию в письменной форме. В интересах подведомственных предприятий претензию могут предъявлять вышестоящие организации

Таблица 2.I

Объем входного контроля качества бурильных труб при их приемке

Контролируемые параметры	Схема контроля	Критерии отбраковки
Наличие маркировки	Визуально	Отсутствие маркировки или несоответствие ее данным сертификата
Наличие предохранительных деталей (колец и ниппелей) и качество их навинчивания	Визуально	Расстояние между концом сбега резьбы и торцем предохранительного кольца более 9,5 мм (трех ниток)
Качество поверхности резьбы	Визуально	Наличие на резьбе заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность
Качество наружной поверхности трубы	Визуально Неразрушающий контроль	I. Наличие плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест. 2. Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы с нормальной толщиной стенки имеют резкие уступы. 3. Большая стрела прогиба трубы и явно выраженная повышенная кривизна концевых участков.

В претензии указываются:

-наименование трубного подразделения, предъявляющего претензию, завод-изготовитель, дата предъявления и номер претензии;

-обстоятельства, послужившие основанием для предъявления претензии, прямые доказательства несоответствия по качеству или количеству поставленных труб, ссылки на соответствующие нормативные акты;

-требования заявителя,

сумма претензии и ее расчет, если претензия подлежит денежной оценке, почтовые и платежные реквизиты заявителя.

Претензия подписывается руководителем трубного подразделения и отправляется заказным (ценным) письмом. К претензии прилагаются подлинные документы, подтверждающие требования заявителя, или заверенные копии.

Претензии о поставке некачественной или некомплектной партии труб, в том числе требования об уплате штрафа за поставку такой продукции, предъявляются в течение одного месяца со дня оформления акта о приемке труб трубным подразделением, а в условиях крайнего Севера в течение двух месяцев.

Порядок и сроки предъявления рекламаций поставщику на плохое качество трубной продукции, обнаруженное при ее эксплуатации, могущее привести или уже приведшее к аварии, буровое или трубное подразделение ПО обязано предъявить заводу-изготовителю претензию в письменной форме, аналогичной при предъявлении претензии при входном контроле. При этом надо учитывать то обстоятельство, что рядом новых ГОСТ и ТУ на производимую трубную продукцию указан гарантийный срок использования изготовленных труб и замков. Обычно он равен 1-2 годам. Этот срок с момента эксплуатации и нужно учитывать при предъявлении рекламации.

Претензионные права предприятий в наиболее полной форме указаны в журнале "Хозяйство и право" за 1988 год №6.

Предъявление иска в арбитраж или иной орган, которому подведомственен спор, без претензии к поставщику не действительно.

2.2. Подготовка труб к эксплуатации

Подготовка труб к эксплуатации включает следующие операции:

-наворот замков, производимый в трубном подразделении при подготовке бурильных труб сборной конструкции;

-комплектование, т.е. сборку новых труб в комплекты,

-маркировку труб комплекта клеймением;

-составление необходимой документации (акт, паспорт-журнал).

Процесс сборки заключается в селективном подборе замковых деталей к трубе, нагреве их в индукционных печах до температуры от 380 до 400°С и последующем навинчивании вручную до установленных отметок.

При качественной сборке бурильных труб с замками проверка герметичности опрессовкой не обязательна.

Все бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, собирают в комплекты. В комплект включают трубы одного типоразмера, одной группы прочности и одного завода-изготовителя. Длину комплекта обычно выбирают равной глубине скважин плюс 5-10% (трубы, идущие на пополнение). Состав комплекта устанавливается буровым предприятием исходя из проектных глубин скважин, прочностных характеристик труб и удобства их учета. Запрещается разобщать комплект до полного его списания.

Каждому комплекту присваивается порядковый номер, и всем трубам комплекта также присваивают свои порядковые номера. Все трубы маркируют стальными клеймами (высота цифр и букв с закругленными контурами не более 20 мм). Глубина маркировки на теле трубы не должна превышать 1 мм. Маркировку наносят на ниппельном конце труб: сборной конструкции - на высаженной части на расстоянии от 20 до 25 мм от ниппеля; труб с приваренными замками - на хвостовике ниппеля на расстоянии от 20 до 25 мм от конической части; утяжеленных труб - на теле на расстоянии от 300 до 500 мм от упорного уступа; ведущих - на цилиндрической поверхности.

Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки трубы, последнюю цифру года ввода трубы в эксплуатацию и порядковый номер трубы в комплекте.

Пример маркировки бурильной трубы: 20 Е10 2 42.

Здесь 20 - порядковый номер комплекта, Е - группа прочности, 10 - толщина стенки, 2 - год ввода в эксплуатацию, 42 - порядковый номер трубы в комплекте.

Составление комплекта оформляется специальным актом с приложенной к нему описью труб. На каждый комплект составляют в двух экземплярах паспорт-журнал. Получение буровым мастером паспорт-журнала или выписки из него подтверждается распиской по специальной форме. Передача комплекта в ремонт оформляется актом.

Все бурильные трубы, УБТ и ведущие бурильные трубы, прошедшие контрольную проверку и признанные годными для эксплуатации, включаются в действующий парк бурильных труб трубного подразделения. Парк бурильных труб состоит из труб для выполнения основных работ (оборотных) и из труб ремонтного резерва для выполнения вспомогательных работ (необоротных). К трубам для выполнения основных работ относятся

бурильные, утяжеленные и ведущие трубы. В состав ремонтного резерва включают трубы промывочные, для разбуривания цементных пробок, ловильные (левые), трубы для спуска обсадных колонн секциями и потайных колонн.

Для обеспечения нормальных условий проводки скважины до ввода ее в бурение для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую колонну все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие ее безаварийную проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ закрепляется за данной скважиной на все время бурения. Колонна бурильных труб полностью завозится на буровую до начала работы, или трубы подаются комплектами для бурения определенного последующего интервала. Наборы труб ремонтного резерва подаются на буровую по мере надобности.

2.3. Учет, начисление износа и списание труб

Приказ Миннефтепрома от 19.10.81 № 551 "О повышении эффективности использования нарезных труб нефтяного сортамента и о дальнейшем развитии центральных трубных баз" установил порядок учета работы бурильных труб.

Сведения о качестве бурильных труб, поступившие от заводов-изготовителей, заносятся в форму ФБТ-1.12. Эта и другие формы используются в работе центральных трубных баз.

Бурильные трубы, подготовленные к эксплуатации в трубном подразделении на основании заказа-заявки ФБТ-1,0, выданной производственно-техническим отделом УБР, собираются в комплекты. На каждый комплект труб трубное подразделение оформляет акт ФБТ-1.1, к которому прилагается опись труб комплекта (дополнение к ФБТ-1.1). На каждый комплект составляется паспорт-журнал ФБТ-1.0...ФБТ-1.4 в двух экземплярах. Один экземпляр хранится в трубном подразделении, второй, или выписка из него (ФБТ-1,5) - у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект труб. Работа комплекта труб учитывается буровым мастером по форме ФБТ-1.2. В паспорт-журнале ведется также учет аварий с комплектом труб (ФБТ-1.3), профилактических работ (ФБТ-1.4) и ремонтных работ (ФБТ-1.5). Работа утяжеленных бурильных труб учитывается по формам ФБТ-1.2...ФБТ-1.4.

На ведущую трубу составляют паспорт (ФБТ-1.6), который включает сведения о работе и ремонте (ФБТ-1.7).

Для своевременного обеспечения буровых предприятий качественными трубами необходимых типоразмеров, а также с целью планирования работы трубного подразделения в нем организуется учет наличия, полу-

чения и расхода бурильных труб (ФБТ-I.8,ФБТ-I.I0) и бурильных замков (ФБТ-I.9).

Комплектование бурильных,утяжеленных и ведущих труб по типоразмерам,оформление на них паспорт-журналов,эксплуатация на конкретных скважинах позволяют вести точный учет работы труб,а после списания определить величину полной отработки каждого комплекта.

Кроме того,трубное подразделение ведёт учет получения,наличия и расхода бурильных труб и замков,движения комплектов бурильных труб,видов и объемов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами.

Начисление износа.С целью ежемесячного бухгалтерского учета от проката бурильных труб по статье "Расходы по эксплуатации инструмента при проводке скважин" начисляется условный износ в рублях на бурильные,утяжеленные и ведущие трубы и замки в зависимости от объема проходки в метрах.Сумма условного износа,подлежащего начислению на все трубы данного комплекта,рассчитывается с учетом коэффициента увеличения износа труб по мере роста глубин скважин,определенного для каждого интервала глубины через 500 м,и других факторов проводки скважины.Значения этого коэффициента,нормы и расценки условного износа приведены в "Прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин" и в "Справочнике укрупненных смежных норм".При достижении суммы начисленного на комплект условного износа в рублях 70% от первоначальной стоимости труб и 90% от стоимости замков,навинченных на трубы или приваренных к ним, начисление условного износа прекращается, а трубы комплекта продолжают эксплуатировать без начисления износа до полной отбраковки их по физическому состоянию.Данная методика начисления износа весьма условна и применяется лишь в бухгалтерии для списания затрат.

Списание труб производится только при наличии физического или усталостного износа,различных дефектов,если они превышают значения, допустимые для III класса.

Замковые резьбы бракуются в случае повреждения одного и более витков,а также при выявлении вырывов и выкраиваний,которые могут привести к заеданию резьбы.Замки бракуются,если вырывы и выкрашивания металла упорных уступов ниппелей и упорных торцев муфт составляют более I/3 ширины уступа или торца,а протяженность более I/8 длины окружности.

Списание бурильных труб производится на основании внешнего осмотра,инструментальных измерений и данных по дефектоскопии и обор-

мляется актом.К акту прикладывается таблица работы и показатели износа списываемых труб.

Запрещается списывать бурильные трубы или переводить из одного класса в другой по начисленному условному износу (в рублях).

Списание и класс труб бурильной колонны определяется после проведения профилактики и ремонта в трубном подразделении.

Цена труб.Пример расчета стоимости бурильных труб типа ПК,ПН, ПВ приводится в прил.№2 к ТУ I4-3-I57I-88.

I.Аналог:Трубы размером I27х9.Оптовая цена за I т труб -аналогов группы прочности Д по ТУ I4-3-II87-83-503 руб/т.

2.Оптовая цена бурильных труб с приваренными замками группы прочности Д по ТУ I4-3-I57I-88 равна 503хI,575+4,9 = 797 руб/т. где I,575 - коэффициент,учитывающий качество труб (57,5% приплат); 4,9 - стоимость колец и ниппелей в Iт.труб:(I,55+0,4I)х2,5 =4,9руб.

3.Оптовая цена в рублях I тонны труб других групп прочности равна: Е — 797+I60 = 957, Л — 797+264 = I06I, М — 797+355 = II52.

Расшифровка 57,5 % приплат:

К базисной цене (дополнительный прейскурант № 0I-I4-I980/6) взимаются приплаты за:

I.Уменьшение допускаемых отклонений по наружному диаметру гладкой части трубы - 2 %(дополнительный прейскурант № 0I-I4-I980/I3, с.5);

2.Ужесточение по массе одной трубы - 4 % (там же, по аналогии с приплатой за повышенную точность по стенке);

3.Ужесточение норм по прямолинейности гладкой части трубы - 3 % (прейскурант № 0I-I4-I980,с.28;

4.Ужесточение допускаемых отклонений по наружному диаметру сварного соединения - 2 % (прейскурант № 0I-I4-I980/I3,с.5);

5.Нормирование допускаемых отклонений по внутреннему диаметру сварного соединения -2 % (там же);

6.Ужесточение допускаемых отклонений по длине - 3% (прейскурант № 0I-I4-I980,с.28)по аналогии с приплатой за мерную длину в пересчете на данное ужесточение);

7.Ужесточение требований к переносу осей замка и трубы - 3 % (там же,с.28);

8.Ужесточение норм по относительному сужению после разрыва - на 8-I0 % (прейскурант № 0I-I4-I980,с.29) по аналогии с приплатой за ужесточение временного сопротивления разрыву);

9.Ужесточение норм временного сопротивления разрыву на I,8 кгс/мм^2 - I,5 % (там же,с.29);

10.Ужесточение норм ударной вязкости на 3 кгсм/см^2 - 2 % (там же);

11.Увязку в пакеты - 1 % (там же, с.29).

12.Нормирование усталостной прочности бурильных труб с учетом применения замков нового качества - 12 % (из них 10 % за применение замков из стали 40 ХМФА с более жесткими характеристиками механических свойств по временному сопротивлению разрыву, ударной вязкости, твердости - (прейскурант № 01-14-1980, с.29), 2 % - по аналогии с приплатой за нормирование ударной вязкости -(прейскурант №01-13-1980, с.195);

13.Равнопрочность тела трубы, высаженной части трубы, сварного соединения (для выполнения п.2.11 техусловий, благодаря которому это потребительское качество достигается)- 14 % (по аналогии с приплатами за неразрушающий контроль тела трубы- 3 %, высаженной части -3 %, сварного соединения - 3 % и изгиб - 1 % , а также увеличения высадки - 4 %);

14.Защиту от повреждений замковой резьбы специальными металлическими колпаками (приплата в руб. и коп.за 1 шт., прейскурант № 01-14-1980, табл.3, с.12 по аналогии с ценой за предохранительные кольца и ниппели в сумме, смещая ее на один диаметр в сторону увеличения);

15.Трубы других групп прочности расцениваются дороже относительно труб группы прочности Д : Е — на 160 руб/т, Л — на 264руб/т, М — на 355 руб/т.

Сумма удорожания принята из разницы в оптовых ценах труб групп прочности Е, Л, М относительно Д по ГОСТ 631-75 тип III, прейскурант № 01-14-1980/13, с учетом коэффициента 1,575(57,5%приплат).

III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Наряду с долотами, забойными двигателями и элементами оснастки, бурильная колонна, состоящая из различных по назначению бурильных труб, является непосредственно рабочим инструментом при бурении скважины и требует повышенного внимания со стороны буровой бригады. Четкое выполнение всех рекомендуемых мероприятий по отработке бурильных труб позволяет продлить срок их службы и тем самым сократить расход металла и стоимость строительства скважин.

3.I. *Общие требования*

Буровой мастер получает трубы с дубликатом паспорта, в к -ором ведет учет их работы в течение всего времени нахождения их на буровой. Получение труб и возврат их в трубное подразделение осуществляется по-комплектно и вместе с заполненным паспортом.

Во время эксплуатации труб на буровой запрещается:

-сталкивать ниппель в муфту при свинчивании труб;

-вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного их развинчивания;

-резко тормозить спускаемую бурильную колонну;

-использовать при подъеме и спуске бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;

-использовать клинья с плашками, не соответствующими размерам труб;

-захватывать тело трубы машинными ключами;

-устанавливать челюсти ключей на армированный участок муфты замка;

-подавать на буровую и удалять с нее бурильные трубы и УБТ без предохранительных колец;

-допускать удары концов труб о ротор.

С целью равномерного износа замковых резьб необходимо через каждые десять-двадцать долблений рабочие соединения свечей менять на нерабочие.

Во избежание искривления ведущей трубы при затаскивании в буровую и обратно необходимо поддерживать ее кирмаком посередине, а на нижний переводник навернуть предохранительное кольцо.

Приложение чрезмерных растягивающих нагрузок, например в случае прихвата бурильной колонны, следует осуществлять с учетом группы прочности и класса труб. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80% предела текучести материала труб.

В сроки, установленные ГТН и графиками профилактических работ на буровой необходимо проводить дефектоскопию и опрессовку труб, определять износ замковой резьбы путем замера расстояния между опорными торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания, замерять диаметр наружной поверхности замков и труб, выявлять смятие труб в месте посадки на клиновый захват.

При бурении скважин глубиной до 3000 м гидроиспытание не обязательно; при большей глубине (свыше 3000 м) следует производить опрессовку на давление, превышающее в I,5 раза максимальное рабочее,

Таблица 3.I

Соотношение диаметров долот и УБТ

Диаметр, мм	
Долота	УБТ
I20,6	95 89
I39,7; I45	II4; I20 I08
I5I	I20; I33 I08; II4
I65,I	I33; I46 I20
I90,5	I59 I46
2I5,9	I78 I59
244,5	203 I78
269,9	2I9; 229 203
295,3; 320	229; 245; 254 2I9; 229
349,2	245; 254 229; 245
393,7 и больше	273; 299 254; 273

Примечание: в таблице приведены рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ для нормальных (верхняя строчка) и осложненных (нижняя строчка) условий бурения

Таблица 3.2

Нормативные запасы прочности (в числителе для нормальных, в знаменателе - для осложненных условий бурения)

Тип скважины	Бурение	
	забойными двигателями	роторное
Вертикальная	I,30/I,35	I,40/I,45
Бурение на суше и на море со стационарных оснований		
Вертикальная	I,30/I,35	I,40/I,45
Наклонно-направленная	I,35/I,40	I,45/I,50
Бурение с плавучих средств		
Вертикальная	I,35/I,40	I,45/I,50
Наклонно-направленная	I,40/I,45	I,50/I,55

Таблица 3.3

Рекомендуемые моменты свинчивания резьбовых соединений и допустимые растягивающие нагрузки на бурильные замки по ГОСТ 5286-75

Тип замка	Наружный диаметр замка	I класс			
		Рекомендуемый момент свинчивания резьбового соединения, Нм (кгс м)		Допустимая растягивающая нагрузка на бурильный замок, кН (Тс)	
		$\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$	$\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$
I	2	3	4	5	6
		Коэффициент запаса 1,4 (роторное бурение)			
3Н-80	80	2706 (276,1)	3445 (351,5)	846 (86,3)	852 (86,9)
3Н-95	95	4625 (471,9)	5906 (602,7)	1086 (110,8)	1094 (111,6)
3Н-108	108	6869 (700,9)	8804 (898,4)	1585 (161,7)	1596 (162,9)
3Н-197	197	39955 (4077,0)	51607 (5266,0)	3848 (392,7)	3888 (396,7)
3Ш-108					
3ШК-108	108	5792 (591,0)	7395 (754,6)	924 (94,3)	933 (95,2)
3Ш-118					
3ШК-118	118	7011 (715,4)	9021 (920,5)	1440 (147,0)	1453 (148,3)
3УК-120	120	6875 (701,5)	8821 (900,1)	1175 (119,9)	1188 (121,2)
3Ш-133	133	10858 (1108,0)	13916 (1420,0)	1510 (154,1)	1523 (155,4)
3Ш-146	146	13426 (1370,0)	17336 (1769,0)	1848 (188,6)	1869 (190,7)
3УК-146	146	14220 (1451,0)	18287 (1866,0)	2003 (204,4)	2022 (206,3)
3Ш-178					
3ШК-178	178	24853 (2536,0)	32085 (3274,0)	2794 (285,1)	2822 (288,0)
3Ш-203	203	32820 (3349,0)	42503 (4337,0)	3024 (308,6)	3061 (312,3)
3У-155	155	14994 (1530,0)	19326 (1972,0)	2051 (209,3)	2073 (211,5)
3У-185	185	23677 (2416,0)	30625 (2125,0)	2725 (278,1)	2756 (281,2)
3УК-162	162	18968 (1933,5)	24454 (2492,8)	2137 (217,8)	2160 (220,1)

Продолжение табл.2.3

I	2	3	4	5	6
Коэффициент запаса I,3 (турбинное бурение)					
ЗН	80	2888(294,7)	3677(375,2)	9I7(93,6)	924(94,3)
ЗН-95	95	4927(502,8)	6294(642,2)	II82(I20,6)	II90(I2I,4)
ЗН-I08	I08	7324(747,3)	9386(957,8)	I72I(I75,6)	I734(I76,9)
ЗН-I97	I97	425I2(4338,0)	54909(5603,0)	42I6(430,2)	4258(434,5)
ЗШ-I08					
ЗШК-I08	I08	6I60(628,6)	7865(802,6)	I0I3(I03,4)	I023(I04,4)
ЗШ-II8					
ЗШК-II8	II8	7475(762,8)	9620(98I,6)	I564(I59,6)	I678(I6I,0)
ЗУК-I20	I20	7322(747,I)	9394(958,6)	I280(I30,6)	I293(I32,0)
ЗШК-I33	I33	II554(II79,0)	I4808(I5II,0)	I652(I68,6)	I666(I70,0)
ЗШ-I46	I46	I4288(I458,0)	I8453(I888,0)	20I8(206,0)	2040(208,2)
ЗУК-I46	I46	I5I4I(I545,0)	I9473(I987,0)	2I83(222,8)	2204 (224,9)
ЗШ-I78					
ЗШК-I78	I78	26460(2700,0)	34I53(3485,0)	3050(3II,2)	3080(3I4,3)
ЗШ-203	203	34898(356I,0)	45200(46I3,0)	3309(337,7)	3349(34I,7)
ЗУ-I55	I55	I5964(I629,0)	20580(2I00,0)	2234(228,0)	2258(230,4)
ЗУ-I85	I85	25I96(257I,0)	32585(3325,0)	2970(303,I)	3002(306,3)
ЗУК-I62	I62	20206(2059,8)	26053(2655,8)	2336(238,2)	236I(240,7)
Коэффициент запаса I,0					
ЗН-80	80	3669(374,4)	4673(476,8)	I2I4(I23,9)	I222(I24,7)
ЗН-95	95	6229(635,6)	7957(8I2,0)	I578(I6I,0)	I589(I62,1)
ЗН-I08	I08	9273(946,2)	II887(I2I3,0)	2284(233,I)	2300(234,7)

Окончание табл.3.3

I	2	3	4	5	6
ЗН-I98	I98	53547(5464,0)	69I78(7059,0)	57I8(583,5)	5773(58I,I)
ЗШ-I08					
ЗШК-I08	I08	775I(790,9)	9898(I0I0,0)	I380(I40,8)	I393(I42,I)
ЗШ-II8					
ЗШК-II8	II8	9472(966,5)	I2I9I(I244,0)	2075(2II,7)	2093(2I3,6)
ЗУК-I20	I20	9243(943,2)	II868(I2II,0)	I7I3(I74,8)	I73I(I76,6)
ЗШ-I33	I33	I4553(I485,0)	I8669(I905,0)	2233(227,9)	225I(229,7)
ЗШ-I46	I46	I8003(I837,0)	23265(2374,0)	27I6 (277,I)	2744(280,0)
ЗУК-I46	I46	I9090(I948,0)	24659(2507,0)	2927(298,7)	2954(30I,4)
ЗШ-I78					
ЗШК-I78	I78	33359(3404,0)	4307I(4395,0)	4I00(4I8,4)	4I40(422,4)
ЗШ-203	203	43894(4479,0)	56869(5803,0)	4478(456,9)	4529(462,I)
ЗУ-I55	I55	20II9(2053,0)	2594I(2647,0)	2990(305,I)	2030(308,2)
ЗУ-I85	I85	3I728(3238,0)	4I052(4I89,0)	3976(405,7)	40I7(409,9)
ЗУК-I62	I62	25535(2603,0)	32933(3357,0)	3I54(32I,6)	3I86(324,8)

Примечание: моменты свинчивания при необходимости могут быть увеличены на 20%.

Таблица 3.4

Рекомендуемые моменты свинчивания и допустимые растягивающие нагрузки на бурильные замки, изготовленные по ГОСТ 27834-88

Тип замка	I класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н м (кгс м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН (тс)	
		$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$
I	2	3	4	5	6
Коэффициент запаса I,4 (роторное бурение)					
ЗП-88-44	85,7	3058 (3II,8)	3888 (396,4)	773 (78,8)	780 (79,5)
ЗП-95-32	95,2	549I (559,8)	6982 (7II,7)	III9 (II4,I)	II29 (II5,I)
ЗП-I05-54	I04,8	5909 (602,3)	7542 (768,8)	I098 (II2,0)	II08 (II3,0)
ЗП-I05-5I	I04,8	6297 (64I,9)	8038 (8I9,4)	I240 (I26,4)	I25I (I27,5)
ЗП-III-4I	III,I	8356 (85I,8)	I0664 (I076,0)	I6I4 (I64,5)	I628 (I65,9)
ЗП-I08-44	I08,0	7489 (763,4)	9557 (974,2)	I499 (I52,8)	I5I2 (I54,I)
ЗП-I08-4I	I08,0	7794 (794,5)	9946 (I0I3,8)	I6I8 (I64,9)	I63I (I66,3)
ЗП-I2I-68	I20,7	8588 (875,4)	II003 (II2I,6)	I463 (I49,2)	I476 (I50,5)
ЗП-I27-65	I27,0	I0466 (I066,9)	I34II (I367,I)	I643 (I67,5)	I658 (I69,0)
ЗП-I27-62	I27,0	II060 (II27,4)	I4I7I (I444,5)	I8I5 (I85,I)	I83I (I86,7)

Продолжение табл. 3.4

I	2	3	4	5	6
ЗП-I27-54	I27,0	I2272 (I25I,0)	I572I (I602,5)	2207 (225,0)	2225 (226,9)
ЗП-I33-7I	I33,4	I2406 (I264,7)	I5909 (I62I,7)	I774 (I80,9)	I789 (I82,4)
ЗП-I33-68	I33,4	I3070 (I332,3)	I6759 (I708,4)	I959 (I99,7)	I975 (20I,3)
ЗП-I40-62	I39,7	I6476 (I679,5)	2II28 (2I53,7)	2238 (228,2)	2257 (230,I)
ЗП-I40-5I	I39,7	I8438 (I879,5)	23637 (2409,5)	2783 (283,7)	2805 (285,9)
ЗП-I52-83	I52,4	I8I4I (I849,2)	23340 (2379,2)	2I93 (223,6)	22I4 (225,7)
ЗП-I52-76	I52,4	I9929 (203I,4)	25637 (26I3,4)	262I (267,2)	2646 (269,7)
ЗП-I59-83	I58,8	I9626 (2000,6)	25254 (2574,3)	2I93 (223,6)	22I4 (225,7)
ЗП-I59-76	I58,8	2I730 (22I5,I)	27957 (2849,9)	262I (267,2)	2646 (269,7)
ЗП-I59-70	I58,8	23467 (2392,I)	30I88 (3077,3)	30I2 (307,I)	3040 (309,9)
ЗП-I59-63	I58,8	24960 (2544,4)	32I03 (3272,5)	3379 (344,5)	3409 (347,5)
ЗП-I59-57	I58,8	262II (267I,8)	33705 (3435,8)	37I0 (378,2)	3742 (38I,4)
ЗП-I62-95-I	I6I,9	I9907 (2029,3)	25666 (26I6,3)	2263 (230,7)	2287 (233,I)
ЗП-I62-95-2	I6I,9	I9907 (2029,3)	25666 (26I6,3)	2263 (230,7)	2287 (233,I)
ЗП-I62-92	I6I,9	2I044 (2I45,I)	27I3I (2765,6)	25II (256,0)	2537 (258,6)
ЗП-I62-89-I	I6I,9	22073 (2250,0)	28I56 (2900,8)	275I (280,5)	2780 (283,4)
ЗП-I62-89-2	I6I,9	22073 (2250,0)	28I56 (2900,8)	275I (280,5)	2780 (283,4)
ЗП-I65-83	I65,I	25098 (2558,4)	32354 (3298,I)	3203 (326,5)	3235 (329,8)
ЗП-I65-73	I65,I	2676I (2728,0)	34494 (35I6,2)	3632 (370,2)	3667 (373,8)
ЗП-I68-76	I68,3	28067 (286I,I)	36I78 (3687,9)	3632 (370,2)	3667 (373,8)

Продолжение табл. 3.4

I	2	3	4	5	6
ЗП-168-70	168,3	29597 (3017,1)	38144 (3888,3)	4024 (410,2)	4063 (414,1)
ЗП-178-102	177,8	27840 (2837,9)	35933 (3662,9)	3147 (320,8)	3178 (324,8)
ЗП-178-95	177,8	30050 (3063,2)	38784 (3953,5)	3666 (373,7)	3701 (377,3)
ЗП-184-89	184,1	35232 (3591,4)	15471 (4635,2)	4163 (424,3)	4202 (428,4)
ЗП-190-76	190,5	43502 (4434,5)	56134 (5722,1)	4953 (504,9)	4998 (509,5)
Коэффициент запаса 1,3 (турбинное бурение)					
ЗП-86-44	85,7	3263 (332,7)	4149 (422,9)	839 (85,6)	847 (86,3)
ЗП-95-32	95,2	5849 (596,2)	7437 (758,1)	1222 (124,6)	1233 (125,7)
ЗП-105-54	104,8	6299 (642,1)	8042 (819,7)	1197 (122,0)	1200 (123,1)
ЗП-105-51	104,8	6715 (684,5)	8572 (873,8)	1350 (137,6)	1361 (138,8)
ЗП-111-41	111,1	8935 (910,8)	11404 (1162,4)	1753 (178,7)	1767 (180,1)
ЗП-108-44	108,0	8001 (815,6)	10212 (1041,0)	1628 (166,0)	1642 (167,4)
ЗП-108-41	108,0	8327 (848,9)	10627 (1083,3)	1756 (179,0)	1771 (180,5)
ЗП-121-68	120,7	9156 (933,3)	11732 (1195,9)	1593 (162,3)	1607 (163,8)
ЗП-127-65	127,0	11189 (1140,6)	14338 (1461,6)	1786 (182,1)	1802 (183,7)
ЗП-127-62	127,0	11825 (1205,4)	15152 (1544,5)	1972 (210,0)	1989 (202,7)
ЗП-127-54	127,0	13123 (1337,7)	16812 (1713,8)	2394 (244,0)	2413 (246,0)
ЗП-133-71	133,4	13223 (1348,0)	16958 (1728,6)	1936 (197,4)	1952 (199,0)
ЗП-133-68	133,4	13932 (1420,2)	17866 (1821,2)	2135 (217,6)	2152 (219,4)

Продолжение табл. 3.4

I	2	3	4	5	6
ЗП-I40-62	I39,7	I7546 (I788,6)	2250I (2293,7)	2448 (249,5)	2468 (25I,5)
ЗП-I40-5I	I39,7	I964I (2002,I)	25I80 (2566,8)	3034 (309,3)	3057 (3II,7)
ЗП-I52-83	I52,4	I9328 (I970,3)	24870 (2535,I)	2398 (244,4)	242I (246,7)
ЗП-I52-76	I52,4	2I238 (2I64,9)	27324 (2785,3)	2859 (29I,4)	2885 (294,I)
ЗП-I59-83	I58,8	20952 (2I35,8)	26962 (2748,4)	2398 (244,4)	242I (246,7)
ЗП-I59-76	I58,8	23202 (2365,2)	29854 (3043,2)	2859 (29I,4)	2885 (294,I)
ЗП-I59-70	I58,8	2506I (2554,6)	32240 (3286,5)	3280 (334,4)	33I0 (337,4)
ЗП-I59-63	I58,8	26658 (27I7,5)	34290 (3495,4)	3675 (374,6)	3707 (377,9)
ЗП-I59-57	I58,8	27996 (2853,8)	36003 (3670,0)	403I (4I0,9)	4065 (4I4,4)
ЗП-I62-95-I	I6I,9	2I220 (2I63,I)	2736I (2789,I)	2472 (252,0)	2498 (254,6)
ЗП-I62-95-2	I6I,9	2I220 (2I63,I)	2736I (2789,I)	2472 (252,0)	2498 (254,6)
ЗП-I62-92	I6I,9	22434 (2286,9)	28926 (2948,6)	2739 (279,2)	2767 (282,I)
ЗП-I62-89-I	I6I,9	23534 (2398,9)	30343 (3093,0)	2998 (305,6)	3029 (308,7)
ЗП-I62-89-2	I6I,9	23534 (2398,9)	30343 (3093,0)	2998 (305,6)	3029 (308,7)
ЗП-I65-88	I65,I	26790 (2730,9)	34539 (3520,8)	3484 (355,2)	35I9 (358,7)
ЗП-I65-76	I65,I	28570 (29I2,3)	36828 (3754,I)	3946 (402,3)	3984 (406,2)
ЗП-I68-76	I68,3	29989 (3056,9)	38658 (3940,7)	3946 (402,3)	3984 (406,2)
ЗП-I63-70	I68,3	3I627 (3223,9)	40762 (4I55,2)	4369 (445,4)	44I0 (449,6)
ЗП-I78-I02	I77,8	29663 (3023,8)	3829I (3903,3)	343I (349,8)	3465 (353,2)
ЗП-I78-95	I77,8	32025 (3264,5)	4I336 (42I3,7)	3990 (406,7)	4028 (4I0,6)

Продолжение табл. 3.4

I	2	3	4	5	6
ЗП-184-89	184,1	37622 (3835,1)	48560 (4950,0)	4528 (461,3)	4568 (465,6)
ЗП-190-76	190,5	464II (473I,0)	59892 (6I05,2)	5392 (549,6)	544I (554,6)
Коэффициент запаса I,0					
ЗП-86-44	85,7	4I42 (422,2)	5267 (536,9)	III5 (II3,6)	II25 (II4,6)
ЗП-86-44	85,7	4I42 (422,2)	5267 (536,9)	III5 (II3,6)	II25 (II4,6)
ЗП-95-32	95,2	7389 (753,2)	9397 (957,9)	I644 (I67,6)	I659 (I69,I)
ЗП-I05-54	I04,8	7978 (8I3,2)	I0I86 (I038,4)	I603 (I63,4)	I6I7 (I64,8)
ЗП-I05-5I	I04,8	8508 (867,3)	I0863 (II07,3)	I802 (I83,7)	I8I7 (I85,2)
ЗП-III-4I	III,I	II404 (II62,5)	I4557 (I483,9)	2326 (237,I)	2345 (239,0)
ЗП-I08-44	I08,0	I0I89 (I038,7)	I3007 (I325,9)	2I63 (220,5)	2I80 (222,3)
ЗП-I08-4I	I08,0	I0608 (I08I,3)	I3539 (I380,2)	2329 (237,4)	2348 (239,3)
ЗП-I2I-68	I20,7	II597 (II82,2)	I4863 (I5I5,I)	2I26 (2I6,7)	2I44 (2I8,6)
ЗП-I27-65	I27,0	I4273 (I454,9)	I8293 (I864,7)	2378 (242,4)	2398 (244,4)
ЗП-I27-62	I27,0	I5087 (I538,0)	I9336 (I97I,0)	26I9 (266,9)	264I (269,2)
ЗП-I27-54	I27,0	I6753 (I787,7)	2I465 (2I88,I)	3I67 (322,9)	3I93 (325,5)
ЗП-I33-7I	I33,4	I6735 (I705,9)	2I465 (2I88,I)	2602 (265,2)	2623 (267,4)
ЗП-I33-68	I33,4	I7638 (I797,9)	22622 (2306,I)	2860 (29I,6)	2883 (293,9)
ЗП-I40-62	I39,7	22I53 (2258,2)	284I5 (2896,6)	3305 (336,9)	333I (339,6)
ЗП-I40-5I	I39,7	248I7 (2529,7)	3I822 (3243,8)	4068 (4I4,7)	4098 (4I7,7)

Окончание табл. 3.4

I	2	3	4	5	6
ЗП-I52-83	I52,4	24436 (249I,0)	3I449 (3205,8)	3236 (329,9)	3266 (332,9)
ЗП-I52-76	I52,4	26866 (2738,7)	34573 (3524,2)	3835 (390,9)	3870 (394,4)
ЗП-I59-83	I58,8	26628 (27I4,4)	34272 (3493,6)	3236 (329,9)	3266 (332,9)
ЗП-I59-76	I58,8	29502 (3007,3)	37966 (3870,2)	3835 (390,9)	3870 (394,4)
ЗП-I59-70	I58,8	3I876 (3249,4)	4I0I6 (4I8I,0)	4383 (446,8)	442I (450,7)
ЗП-I59-63	I58,8	339I8 (3457,5)	43635 (4448,0)	4897 (499,I)	4938 (503,4)
ЗП-I59-57	I58,8	35829 (363I,9)	45826 (467I,4)	5359 (546,3)	5404 (550,8)
ЗП-I62-95-I	I6I,9	26859 (2737,9)	34640 (353I,I)	3330 (339,5)	3364 (342,9)
ЗП-I62-95-2	I6I,9	26859 (2737,9)	34640 (353I,I)	3330 (339,5)	3364 (342,9)
ЗП-I62-92	I6I,9	28406 (2895,6)	36634 (3734,3)	3677 (374,9)	37I4 (378,6)
ЗП-I62-89-I	I6I,9	29806 (3038,4	38439 (39I8,4)	40I4 (409,2)	4054 (4I3,2)
ЗП-I62-89-2	I6I,9	29806 (3038,4)	38439 (39I8,4)	40I4 (409,2)	4054 (4I3,2)
ЗП-I65-83	I65,I	34038 (3469,7)	43892 (4474,2)	4646 (473,6)	469I (478,2)
ЗП-I65-76	I65,I	363II (370I,4)	468I5 (4772,I)	5246 (534,8)	5296 (539,9)
ЗП-I68-76	I68,3	38I96 (3893,6)	49248 (5020,I)	5246 (534,8)	5296 (539,9)
ЗП-I68-70	I68,3	40293 (4I07,3)	5I940 (5294,6)	5796 (590,8)	5850 (596,3)
ЗП-I78-I02	I77,8	37508 (3823,4)	48428 (4936,6)	460I (469,0)	4645 (472,5)
ЗП-I78-95	I77,8	405I3 (4I29,8)	52305 (533I,8)	5328 (543,I)	5377 (548,I)
ЗП-I84-98	I84,I	47846 (4877,3)	6I768 (6296,4)	6023 (6I4,0)	6078 (6I9,6)
ЗП-I90-76	I90,5	58882 (6002,2)	75999 (7747,I)	7202 (734,I)	7265 (740,6)

Таблица 3.5

Крутящие моменты свинчивания для нижнего резьбового соединения ВБТ

Условное обозначение	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Момент свинчивания, Нм (кгс м)
$\sigma_т$ = 760 МПа			
ВБТ-63К	86	32	4740-6770(484-691)
ВБТ-76К	108	44	7300-10400(745-1065)
$\sigma_т$ = 690МПа			
ВБТ-89К	121	57	10400-14800(1060-1510)
ВБТ-108К	152	71	18400-26200(1880-2670)
	155		25900-37000(2640-3780)
ВБТ-133К	178	80	34700-49600(3540-5060)
ВБТ-152К	203	80	62600-89600(6390-9140)

Таблица 3.6.

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания для резьбовых соединений УБТ по данным ВНИИТнефть

Тип УБТ	Момент свинчивания, Нм(кгс м) при коэффициенте трения	
	μ' = 0,10	μ' = 0,13
$\sigma_т$ = 650 МПа (65 кгс/мм^2)		
УБТС.2-178	30770-46060(3140-4700)	39400-58800(4020-6000)
УБТС.2-203	46550-62720(4750-6400)	59580-80360(6080-8200)
УБТС.2-229	64090-86530(6540-8830)	82120-110640(8380-11300)
$\sigma_т$ = 370 МПа (37 кгс/мм^2)		
Горячекатаные		
УБТ-146	13620-17250(1390-1760)	17540-22150(1790-2260)
УБТ-178	27640-30970(2820-3160)	35280-39200(3600-4000)
УБТ-203	46750-47040(4770-4800)	58800-60270(6000-6150)

Таблица 3.7

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания для резьбовых соединений УБТ, выпускаемых Сумским МНПО по данным самого изготовителя

Тип УБТ	Наружный диаметр УБТ (замка), мм	Внутренний диаметр УБТ (ниппеля), мм	Тип резьбы	Момент свинчивания, Нм (кгс/м)
Круглые и спиральные УБТ				
σ_T = 760 МПа				
	79	32	3-65	2930-4190(299-427)
	89	38	3-73	4060-5790(416-590)
	108	44	3-86	6970-10010(710-1020)
	121	51	3-94	961-1370(980-1400)
	127	57	3-102	11480-16480(1170-1680)
	146	71	3-118	16480-23450(1680-2390)
	146	57	3-118	25310-36200(2580-3690)
	165	71	3-122	20500-29300(2090-2990)
σ_T = 690 МПа				
	178	57	3-133	31290-44640(3190-4550)
	178	71	3-133	26600-38000(2710-3870)
	197	71	3-149	40020-57700(4100-5830)
	203	80	3-163	51600-73700)(5260-750)
	229	90	3-163	47700-68100(4860-6940)
	229	71	3-171	64350-92510(6560-9430)
	248	90	3-185	79400-114000(8090-11600)
	254	100	3-185	72900-104000(7330-10600)
	279	100	3-203	105000-150000(10700-15300)
Квадратные УБТ				
σ_T = 760 МПа				
УБТ-133Д	114	44	3-86	7370-10400(756-1060)
УБТ-163Д	140	57	3-108	15700-22500(1600-2290)
УБТ-188Д	155	57	3-122	24900-35600(2540-3630)
σ_T = 690 МПа				
УБТ-214Д	178	71	3-133	26600-38000(2710-3870)
УБТ-268Д	229	80	3-163	53100-75800(5410-7730)
УБТ-293Д	241	80	3-177	59000-78000(6020-8000)
УБТ-392Д	248	100	3-185	72400-104000(7380-10600)

в случаях предполагаемой негерметичности бурильной колонны, перед спуском испытателя пластов и в целях профилактики.

3.2. Соотношение размеров долот, бурильных труб, УБТ и нормативные запасы прочности

Компоновка бурильной колонны, размер применяемых долот и обсадных колонн определяется условиями проводки скважин и указывается в рабочем проекте. Данные соотношения показаны в табл. 3.1 и 3.2.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть $\geqslant 0,7$. Если это соотношение $< 0,7$, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр первой ступени должен соответствовать значениям табл. 3.1, отношение диаметра последующей ступени к предыдущей ступени должно быть $\geqslant 0,8$.

Кроме того, во многих ПО разработаны технологические регламенты и карты проводки скважин с учетом условий конкретных площадей и имеющегося оборудования и инструмента, где приводятся расчеты по применяемым забойным компоновкам и долотам.

3.3. Величины моментов свинчивания бурильных и утяжеленных труб

При наличии на буровых моментомеров свинчивание замковых соединений проводится с регламентированным моментом.

Рекомендуемые моменты свинчивания и допускаемые осевые растягивающие нагрузки для замковых соединений бурильных труб приведены в табл. 3.3 и 3.4. Величины моментов и нагрузок рассчитаны из условий обеспечения прочности, герметичности и наибольшей несущей способности замкового соединения.

При бурении роторным способом коэффициент запаса прочности принят 1,4, при использовании забойных двигателей 1,3 и при предельном случае нагружения бурильной колонны 1,0. Коэффициенты трения в резьбе $\mu' = 0,10$ (в случае применения резьбовой смазки с металлическими наполнителями, например Р-416) и $\mu' = 0,13$ (в случае применения графитовой смазки).

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания для нижнего резьбового соединения ВБТ, выпускаемых Сумским МНПО по данным самого изготовителя с применением смазок Р-416, Р-113, и по данным ВНИИТнефть, приведены в табл. 3.5 и 3.6. Минимальная величина момента свинчивания рассчитана из условия, что напряжение затяжки $\sigma_з = 0,4\sigma_т$, а максимальная – при $\sigma_з = 0,6\sigma_т$ с учетом допустимых контактных давлений

на упорных торцах.

Предельные (соответствующие пределу текучести) значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов для бурильных труб, изготавливаемых по ТУ 14-3-1571-88 с номинальной толщиной стенки, приведены в табл.3.8.

Те же предельные значения нагрузок, определенные для минимальных толщин стенок с учетом допуска - 12,5 %, приведены в табл.3.8А.

Приводимые значения нагрузок даны для выполнения необходимых прочностных расчетов бурильных колонн.

3.4. Смазка резьбы замковых соединений при СПО

При свинчивании замковых соединений необходимо применять определенную смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьб. Смазки для бурильных замков должны воспринимать большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.п. Указанным требованиям отвечают смазки, содержащие металлические компоненты: Р-113, Р-416 и "Резьбол Б".

Уплотнительная смазка Р-113 предназначена для использования при свинчивании замковых резьб в нижней части бурильной колонны (УБТ, переводников, забойных двигателей, оснастки и бурильных труб), подвергающихся частому разъединению и температуре до 200^0С при высоких удельных давлениях на поверхности резьбы. Соотношение долей компонентов в смазке Р-113 (%): жировая основа -35, сернистый свинец -5, окись свинца -2, свинцовый порошок -58.

Для свинчивания УБТ, замков бурильных труб при более низких температурах (до 100^0 С) рекомендуется применять смазку Р-416, отличающуюся от Р-113 составом жировой основы.

Смазка "Резьбол Б" предназначена для свинчивания замковых соединений бурильной колонны. Смазка "Резьбол Б" не теряет своих свойств при температуре в скважине до 200^0 С и нанесение ее возможно при окружающей температуре до минус 40^0 С. Содержание компонентов в смазке "Резьбол Б" (%) : жировая основа -38, цинковый порошок - 46, металлоплакирующая добавка - 4, графит -12.

При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

Новые (неприработанные) резьбовые соединения рекомендуется тщательно смазывать резьбовой смазкой и свинчивать с ограниченной скоростью: 10-15 об/м (первые 3-5свинчиваний). Наилучший эффект при

Таблица 3.8

Предельные /соответствующие пределу текучести/ значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов для бурильных труб с приваренными замками /ТУ 14-3-1571-88/

Наружный диаметр $D_{тр}$, мм	Толщина стенки S, мм	Группа прочности	Растягивающая нагрузка Q_p, кН /тс/	Изгибающий момент $M_и$, Н м /кгс м/	Крутящий момент $M_к$, Н м /кгс м/
1	2	3	4	5	6
60,3	7,11	Д	450,6 /46,01/	5378 /549,0/	6210 /634,0/
		Е	614,7 /62,70/	7336 /748,0/	8471 /863,0/
		Л	777,8 /79,36/	9286 /947,0/	10720 /1094/
		М	859,3 /87,60/	10260 /1047/	11850 /1209/
73,0	9,19	Д	698,9 /71,36/	9937 /1015/	11480 /1172/
		Е	953,3 /9718/	13560 /1382/	15650 /1596/
		Л	1206 /123,1/	17170 /1752/	19820 /2023/
		М	1332 /136,0/	18970 /1936/	21900 /2235/
		Р	1713 /174,8/	24390 /2488/	28160 /2873/
88,9	8,35	Д	885,3 /90,40/	15980 /1632/	18450 /1884/
		Е	1208 /123,1/	21800 /2222/	25170 /2566/
		Л	1530 /156,1/	27600 /2816/	31870 /3252/
		М	1691 /172,4/	30520 /3111/	35250 /3593/

Продолжение табл. 3.8

1	2	3	4	5	6
		Р	2173	39210	45270
			/221,8/	/4001/	/4620/
	11,4	Д	1052	18150	20960
			/107,5/	/1854/	/2141/
		Е	1436	24760	28600
			/146,3/	/2524/	/2915/
88,9	11,4	Д	1817	31350	36210
			/185,4/	/3199/	/3694/
		М	2011	34680	40050
			/204,9/	/3535/	/4082/
101,6	8,38	Д	930,0	20050	23150
			/95,00/	/2047/	/2363/
		Е	1269	27350	31580
			/129,4/	/2788/	/3219/
		Д	1607	34630	39990
			/163,9/	/3533/	/4080/
		М	1777	38300	44230
			/181,2/	/3904/	/4508/
		Р	2282	49200	56810
			/232,9/	/5020/	/5797/
114,3	8,56	Д	1077	26530	30630
			/110,0/	/2709/	/3128/
		Е	1470	36190	41790
			/150,0/	/3689/	/4260/
		Д	1762	45820	52910
			/189,9/	/4647/	/5399/
		М	2058	50680	58520
			/209,9/	/5166/	/5965/
		Р	2645	65100	75170
			/269,0/	/6642/	/7670/
	10,92	Д	1344	31770	36690
			/137,3/	/3244/	/3746/
		Е	1834	43340	50050
			/186,9/	/4418/	/5101/
		Д	2322	54880	63370
			/236,9/	/5600/	/6466/

2350

Окончание табл. 3.8

1	2	3	4	5	6
		М	2568	60690	70080
			/261,8/	/6187/	/7144/
		Р	3298	777960	90020
			/336,6/	/7955/	/9186/
		Т	3671	86760	100200
			/374,2/	/8844/	/10210/
		У	4150	98080	113300
			/422,1/	/9976/	/11520/
127,0	9,19	Д	1290	35430	40910
			/131,7/	/3618/	/4178/
		Е	1759	48330	55810
			/179,3/	/4927/	/5689/
		Л	22277	61210	70670
			/227,2/	/6246/	/7212/
127,0	9,19	М	2464	67690	78160
			/251,1/	/6900/	/7967/
		Р	3163	86950	100400
			/322,8/	/8872/	/10250/
		Т	3522	96760	111700
			/359,0/	/9863/	/11390/
		У	3982	109400	126300
			/405,0/	/11130/	/12850/
	12,7	Д	1728	45000	51960
			/176,5/	/4595/	/5306/
		Е	2358	61380	70880
			/240,3/	/6257/	/7225/
		Л	2985	77730	89750
			/304,6/	/7931/	/9158/
		М	3301	85960	99260
			/336,5/	/8762/	/10120/
		У	5335	138900	160400
			/542,6/	/14130/	/16320/

Таблица 3.8 А

Предельные /соответствующие пределу текучести/ значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов для минимальных толщин стенок бурильных труб с приваренными замками /ТУ 14-3-1571-88/

Наружный диаметр $D_{тр}$ мм	Толщина стенки S ном (min) значения, мм	Группа прочности	Растягивающая нагрузка Q_p, кН	Изгибающий момент M_u, Н м /кгс м/	Крутящий момент $M_к$, Н м /кгс м/
1	2	3	4	5	6
60,3	7,11 /6,22/	Д	400,6 /40,90/	4921 /502,4/	5682 /580,1/
		Е	546,4 /55,70/	6712 /684,2/	7751 /790,0/
		Л	692,3 /70,60/	8504 /867,3/	9820 /1002/
		М	765,2 /78,00/	9400 /958,1/	10850 /1106/
73,0	9,19 /8,04/	Д	621,9 /63,51/	9124 /931,7/	10540 /1076/
		Е	848,4 /86,48/	12450 /1269/	14370 /1465/
		Л	1075 /109,6/	15770 /1608/	18210 /1857/
		М	1188 /121,1/	17430 /1777/	20130 /2052/
		Р	1526 /155,7/	22390 /2285/	25850 /2638/
88,9	9,35 /8,18/	Д	786,2 /80,28/	14550 /1486/	16800 /1716/
		Е	1072 /109,3/	19850 /2024/	22920 /2337/
		Л	1359 /138,6/	25150 /2565/	29040 /2962/

Продолжение табл. 3.8 А

1	2	3	4	5	6
		М	1502	27800	32100
			/153,1/	/2834/	/3272/
		Р	1929	35710	41240
			/196,9/	/3644/	/4208/
	11,4	Д	937,8	16690	19270
	/9,98/		/95,76/	/1704/	/1968/
		Е	1279	22760	26290
			/130,4/	/2321/	/2680/
88,9	11,4	Д	1621	28840	33300
	/9,98/		/165,3/	/2941/	/3396/
		М	1791	31880	36810
			/182,6/	/3250/	/3752/
101,6	8,38	Д	822,7	18100	20900
	/7,33/		/84,01/	/1848/	/2134/
		Е	1122	24690	28510
			/114,4/	/2517/	/2906/
		Д	1422	31280	36120
			/145,0/	/3190/	/3684/
		М	1572	34580	39930
			/160,2/	/3525/	/4070/
		Р	2019	44410	51280
			/206,0/	/4532/	/5233/
114,3	8,56	Д	952,5	23890	27580
	/7,49/		/97,27/	/2439/	/2816/
		Е	1299	32580	37620
			/132,5/	/3321/	/3835/
		Д	1646	41280	47670
			/167,9/	/4210/	/4861/
		М	1820	45630	52690
			/185,5/	/4651/	/5371/
		Р	2337	58610	67680
			/238,5/	/5981/	/6906/
	10,92	Д	1192	28830	33300
	/9,56/		/121,7/	/2944/	/3400/
		Е	1626	39330	45420
			/165,8/	/4010/	/4630/

Окончание табл. 3.8 А

1	2	3	4	5	6
		Л	2060	49830	57540
			/210,1/	/5082/	/5868/
		М	2277	55080	63600
			/232,1/	/5615/	/6483/
		Р	2926	70760	81770
			/298,5/	/7220/	/8337/
		Т	3256	78740	90930
			/331,9/	/8027/	/9268/
		У	3680	89010	102790
			/374,3/	/9054/	/10450/
127,0	9,19	Д	1139	31870	36800
	/8,04/		/116,3/	/3254/	/3758/
		Е	1553	43470	50200
			/158,4/	/4431/	/5117/
		Л	1968	55070	63600
			/200,7/	/5617/	/6486/
127,0	9,19	М	2175	60880	70300
	/3,044		/221,7/	/6206/	/7166/
		Р	2794	78200	90300
			/285,1/	/7980/	/9214/
		Т	2110	87030	100490
			/317,0/	/8871/	/10240/
		У	3516	98380	113600
			/357,6/	/10010/	/11550/
	12,7	Д	1533	40900	47230
	/11,11/		/156,5/	/4177/	/4823/
		Е	2091	55800	64430
			/213,2/	/5689/	/6567/
		Л	2649	70690	81620
			/270,2/	/7209/	/8325/
		М	2929	78140	90220
			/298,5/	/7965/	/9197/
		У	4733	126270	145800
			/481,3/	/12840/	/14830/

приработке можно получить при использовании смазки Р-416.

Расход смазки на одно резьбовое соединение составляет для труб диаметром 114,127,140 мм соответственно 45,70,75 г.

Применение машинного,дизельного масла в качестве заменителей консистентных смазок,а также свинчивание резьб без смазки запрещается.

3.5. Износ бурильных труб

В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа (абразивный,коррозионный,износ замковых резьб и др.),в результате чего на поверхности труб и резьб появляются вмятины ,выбоины,надрезы и т.п.,что изменяет их геометрические размеры и прочностные характеристики.

Абразивному износу от трения бурильной колонны о горную породу подвергаются в первую очередь замки,переводники,УБТ, а также тело бурильных труб.Состояние труб по абразивному износу оценивается по трем классам.К I классу относят трубы и замки,геометрические размеры которых равны номинальным требованиям действующих ГОСТов и ТУ.Ко 2-му и 3 -му классам относят бывшие в эксплуатации трубы,величины дефектов на которых не больше приведенных в табл.3.9.Если величина износа или дефекта превышает значение,допустимое для 3-го класса, то трубу бракуют и выводят из эксплуатации.Сведения о переводе труб из одного класса в другой заносят в паспорт комплекта. Классификация замков по абразивному износу боковой поверхности приведена в табл.3,10.Классификация УБТ по абразивному износу приведена в табл.3.11.

Степень износа замковой резьбы ниппеля и муфты определять по критерию"Н"-расстоянию между упорным торцем контролируемой детали и шаблона (в виде ответной замковой детали,изготовленной по ГОСТ 5286-75),при установке его в резьбу и последующем повороте относительно детали в сторону развинчивания (в пределах одного оборота) до момента прекращения контакта сопряженных витков по вершинам профиля и скачкообразного перемещения шаблона в деталь на величину,соизмеримую с шагом резьбы.

При необходимости аналогичным образом определяют суммарную степень износа (критерий"Н") резьбы обеих замковых деталей перед их непосредственным свинчиванием на буровой.В этом случае после установки ниппеля в муфту,верхняя замковая деталь поворачивается (в сторону развинчивания) относительно нижней (например с помощью ма-

Таблица 3.9

Классификация бурильных труб по износу

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
Равномерный износ трубы по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	80	62,5
Эксцентричный износ по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	65	55
Вмятины, % от наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % от наружного диаметра, не более	3	5
Лейка, % от наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, %, не более	3	5
Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, %, не более	3	5
Продольные надрезы зарубки: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	62,5
Поперечные надрезы: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80
длина надреза, % от длины окружности трубы, не более	10	10
Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной, не менее	80	55

Таблица 3.10

Классификация бурильных замков по износу

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
ЗН-80	77,6	75	78,3	77,0
ЗН-95	92,0	89	93,6	92,0
ЗН-108	104,7	102	106,4	105,0
ЗН-140	135,8	133	137,9	136,5
ЗН-172	166,8	164	169,4	168,0
ЗН-197	191,0	188	194,0	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	104,7	100	106,4	104,0
ЗШ-118,ЗШК-118,ЗУК-120	114,5	109	111,3	113,0
ЗШ-133,ЗУК-133	129,0	125	131,0	129,0
ЗШ-146, ЗУК-146	141,8	136	143,8	141,0
ЗШ-178, ЗУК-178	172,6	167	175,3	172,5
ЗШ-209	197,0	191	200,0	197
ЗУ-155	150,3	148	152,6	151,5
ЗУ-185	179,4	177	182,2	181,0
ЗУК-162	157,1	153,9	159,6	155,5
ЗП-86	83,4	81,7	84,7	82,6
ЗП-105	101,9	99,7	103,4	100,8
ЗП-111	107,7	105,5	109,3	106,6
ЗП-121	117,4	115,0	119,2	116,2
ЗП-127	123,2	120,7	125,1	121,9
ЗП-133	129,0	126,44	131,0	127,7
ЗП-152	147,4	144,4	149,7	145,9
ЗП-159	154,2	151,0	156,6	152,6
ЗП-162	157,1	153,9	159,6	155,5
ЗП-165	160,0	156,8	162,5	158,4
ЗП-168	163,0	159,6	165,5	161,3
ЗП-178	172,7	169,1	175,3	170,9
ЗП-184	178,5	174,8	180,3	166,6
ЗП-190	184,3	180,5	187,1	182,4

шинного ключа) до момента, при котором происходит скачкообразное осевое перемещение ниппеля в муфту (см. табл. 3.12).

По мере изнашивания замковой резьбы (уменьшения критерия "Н") из условия обеспечения герметичности соединения необходимо увеличивать (по отношению к рекомендуемому значению) величину крутящего момента свинчивания замков, отнесенных ко 2 –3 классам, на 50–60 %.

Таблица 3.11

Классификация УБТ по абразивному износу

Номинальный наружный диаметр УБТ, мм	Допустимый наружный диаметр УБТ, мм
79	75
89	84
108	102
121	112
127	114
146	140
165	149
178	170
197	178
203	195
229	210
245 - 248	225
254	240
279	258

Для защиты от взаимного истирания бурильных и обсадных колонн при бурении применяют протекторные резиновые кольца, одеваемые на бурильные трубы. По конструкции резиновые кольца могут быть выполнены разъемными или неразъемными. Резиновые кольца неразъемной конструкции выпускаются по ГОС 6365 – 74. Они могут работать в среде промывочных растворов с добавками нефти при температуре до 150° С. Размеры колец, предусмотренные указанным стандартом, даны в табл. 3.13 и на рис. 70.

Протекторы резинометаллические выпускаются по ТУ 39-01-08-761 -82, ТУ 39-08 - 08 - 441 -79 (рис. 71 и табл. 3.14).

Таблица 3.I2

Классификация замковых резьб по износу

Обозначение замковой резьбы	Число ниток на длине резьбы 25,4мм	Конусность	Форма профиля	Значение критерия H для ниппеля или муфты при контроле их резьбовым шаблоном, по классам, мм не менее			Значение критерия H для пары ниппель-муфта по классам, мм не менее		
				Классы					
				I	II	III	I	II	III
3-66	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-73	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-76	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-86	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-88	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-I0I	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-I02	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-I08	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-II7	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-I2I	5	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-I22	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-I33	4	I:6	IУ	28	23	20	28	I9,5	I4
3-I40	4	I:4	I	I8	I5	I2	I8	I2,5	9
3-I47	4	I:6	III	34,5	29	25	34,5	24	I8
3-I52	4	I:6	III	34,5	29	25	34,5	24	I8
3-I6I	4	I:6	III	34,5	29	25	34,5	24	I8

Таблица 3.I3

Размеры резиновых колец

Тип кольца	D	d	L	Размеры бурильной трубы	Наружный диаметр кольца, надетого на трубу
А	90	50	I55	73	II5
Б	II5	75	I50	89	I28
В	I42	90	I95	II4	I62
$В_I$	I50	95	I95	II4 - I27	I70
Г	I65	I00	200	I40	200

Таблица 3.I4

Типоразмеры резинометаллических протекторов

Шифр протекторов	Диаметр, мм бурильных скважин, ных труб не менее		D	L	Масса, кг
ПСЗ-I02/I94	I02	I70	I50	270	6,I
ПСЗ-II4/2I9	II4	I95	I70	270	6,9
ПСЗ-I27/245	I27	220	I86	270	7,8
ПСЗ-I29/245	I29	220	I85	270	7,6
ПСI-I40	I40	220	I92	202	5,7
ПСЗ-I47/245	I47	220	I94	270	8,8

Примечания:

I. Температура эксплуатации не выше $+I50^0$ С.

2. Содержание нефти в промывочной жидкости не более I5 %.

3. Допускается износ до диаметра, на 3 мм превышающего диаметр замка.

4. Гарантия моторесурса I000ч.

Коррозионный износ труб. Основными коррозионными агентами, действующими на бурильную колонну, являются кислород, двуокись углерода, сероводород, растворенные соли и кислоты.

На скорость коррозии влияет в первую очередь активность сре-

ды, характеризующаяся показателем концентрации водородных ионов pH (при PpH<7 кислая среда, скорость коррозии возрастают, при pH>7 - уменьшаются, температура среды, скорость движения промывочной жидкости, неоднородность микроструктуры материала труб, величина напряжения материала бурильных труб и другие факторы.

Наличие прокатной окалины, мелких трещин и других ослабленных участков, зон с повышенной напряженностью, насечек от клиньев и ключей, механических надрезов и других поверхностных дефектов способствует образованию раковин. Раковины образуются и при электролитических процессах (например, между парой алюминий-сталь).

Сульфидное растрескивание (водородное охрупчивание) является еще одним видом коррозии. Самым уязвимым для этого вида коррозии являются резьба замков, переводников.

Для защиты от коррозии рекомендуется:

-систематически контролировать щелочность (pH) промывочной жидкости, не допуская ее уменьшения ниже оптимального для данного региона;

-в особых случаях применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;

-вводить в промывочный раствор ингибиторы коррозии и реактивы, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

3,6. Прокат бурильных труб

В последнее время в различных производственных объединениях Миннефтегазпрома все трубы нефтепромыслового сортамента с целью повышения эффективности их использования концентрируют в центральных трубных базах (ЦТБ), которые организуют их получение и полное содержание, выполняют все виды профилактики и ремонт, а также обеспечивают буровые предприятия бурильным инструментом на основе проката.

Сущность проката бурильного инструмента заключается в установлении твердого регламента использования бурильных труб. Трубная база организует подготовку комплектов инструмента, своевременную отправку и прием их с буровых, профилактику и необходимый ремонт парка труб, ведет учет работы и паспортизацию комплектов. Буровое предприятие (УБР) организует технически грамотную отработку комплектов, ЦТБ оплачивает стоимость метро-суток проката, определенную в договоре между УБР и ЦТБ.

Примерный порядок (положение) взаимоотношений ЦТБ с УБР должен содержать: 1) общие положения, 2) функции ЦТБ, 3) функции УБР, 4) взаимоотношения и ответственности сторон, 5) порядок расчетов.

Производственные объединения, желающие организовать более эффективное использование бурильных труб по методу проката, могут обратиться в ПО "Белоруснефть" и ПО "Коминефть", где успешно решаются вопросы проката бурильных труб.

3.7. Ресурсосберегающая технология при использовании бурильного инструмента

Бурильные трубы в составе бурильной колонны являются ответственным рабочим инструментом при проводке скважин, и к ним предъявляют повышенные требования в части обеспечения качества бурения. Они должны отвечать всему комплексу условий, изложенных в "Правилах ведения горных пород" и удовлетворять всем требованиям техники безопасности. Бережное отношение к ним во время эксплуатации, выполнение всех технологических мероприятий при использовании, транспортировке и хранении являются залогом увеличения срока их безаварийной службы.

Проблема экономии материальных ресурсов в значительной степени затрагивает нефтяную и газовую промышленность, где особенно велико потребление металла, цемента, химреагентов и других материалов.

Снижению материалоемкости при строительстве скважин способствуют ресурсосберегающие технологии. При бурении важно добиваться снижения расхода материалов на метр проходки и, в частности, уменьшения расхода бурильных труб путем выработки ими полного заложенного в них ресурса. К другим мероприятиям, уменьшающим удельный расход бурильных труб на метр проходки, относятся:

-переход на бурильные трубы типа ПК, ПН, ПВ, которые позволяют резко повысить показатели бурения;

-внедрение проката бурильных труб, т.е. использование таких договорных отношений между трубным подразделением и буровой организацией, которые увеличивают возможность работы бурильных труб до полной выработки ресурса;

-внедрение автоматизированного учета работы бурильных труб, выдача еженедельных или ежемесячных данных по отработке бурильных колонн (комплектов бурильных труб по буровым);

-переход на новые типоразмеры УБТ и ВБТ, изготавливаемых в Сумском НПО им. М.В. Фрунзе.

3.8. Аварии с бурильными трубами, их предупреждение

Аварии с бурильной колонной происходят в результате разрушения труб, что связано с воздействием переменных нагрузок, а именно: переменных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных, поперечных колебаний и др. Аварии происходят также в результате размыва и значительного износа резьбовых соединений.

Характерными разрушениями труб являются:

Слом труб по утолщенному месту. Разрушение труб по высаженному концу является причиной половины всех аварий с трубами сборной конструкции. Разрушение бурильной трубы происходит обычно по первому витку резьбы, находящемуся в сопряжении с бурильным замком, в направлении, перпендикулярном к оси трубы, и носит усталостный характер. То же наблюдается у ведущей трубы сборной конструкции, где поломке подвергается конец трубы по первому витку резьбы в соединении с переводником. Переменные нагрузки вызывают развитие усталостных трещин, причем, условиями, способствующими возникновению и развитию трещин, являются различные дефекты материала трубы, резкие переходы на теле, неравномерный характер распределения нагрузки по резьбе, отклонения элементов резьбы и др.

Для предотвращения поломок труб по утолщенному месту необходимо повысить усталостную характеристику труб и улучшить условия их эксплуатации. К ним относятся:

-применение бурильных труб с приваренными замками типа ПК, ПН, ПВ,

-использование соединений труб с бурильными замками, уменьшающих переменные нагрузки, действующие на резьбу, типа ТБВК,

-использование для труб материалов с высокими показателями предела выносливости,

-строгое соблюдение рекомендованных параметров бурения и мер, предотвращающих искривление труб.

Слом труб по телу. Различают несколько видов разрушения труб по телу: поперечный, спиральный, продольный изломы.

Поперечный излом тела трубы имеет усталостный характер и вызывается концентрацией напряжения в местах повреждений, перпендикулярных к оси трубы. К ним относятся: углубления от клейм, поперечные риски от работы клиньев, дефекты проката. Поперечный излом возможен в зоне сварки и очень редко - под влиянием статических нагрузок на сильно изношенные трубы.

Спиральный излом представляет собой разрушение трубы по винтовой линии. Направление спирали совпадает с направлением вращения. Спиральный излом всегда начинается с поперечной трещины имеет усталостный характер.

Продольный излом связан с дефектами проката или значительными внутренними напряжениями, вызванными нарушениями технологического режима проката и термообработки.

Размыв труб по телу происходит в результате действия промывочной жидкости. Размыв труб с внутренней поверхности вызывается дефектами на трубе, к которым относятся расслоения металла, плены, неметаллические включения, усталостные трещины. Размыв труб наблюдается также вблизи сварного шва, что связано с наличием внутреннего грата или образованием трещины в зоне сварки.

Слом замкового соединения. Разрушение замковой резьбы бурильных труб и УБТ происходит в виде выкрашивания отдельных ниток. Разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности.

На разрушение резьбы влияет как снижение точности при ее изготовлении, так и степень ее износа. При изготовлении замковой резьбы с большим отрицательным натягом увеличиваются зазоры в резьбе и при недостаточном моменте затяжки создается возможность перемещения соприкасающихся сторон профиля при знакопеременном изгибе, что приводит к разрушению резьбы.

Размыв резьбового соединения. Размыв резьбы происходит как в замковом соединении, так и в соединении трубы с замком в результате прохода жидкости через зазоры в резьбовом соединении.

Причина образования зазоров в резьбе может быть технологического или эксплуатационного характера:

-значительные отклонения элементов резьбы при изготовлении;

-перекосы упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка, их повреждения;

-применение некачественной смазки или свинчивание неочищенных резьб;

-недостаточная величина момента свинчивания резьбового соединения (раскрытие стыка).

Износ резьбы связан с многократным свинчиванием-развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны, ее колебаниями, вызванными работой забойного двигателя. В результате значительного износа

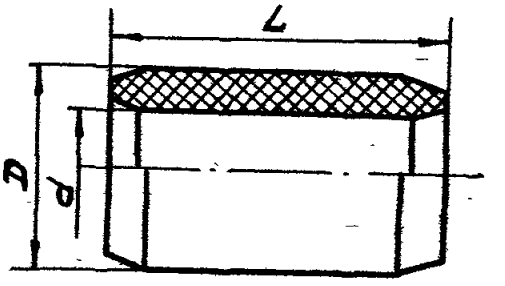


Рис.70.Резиновый протектор

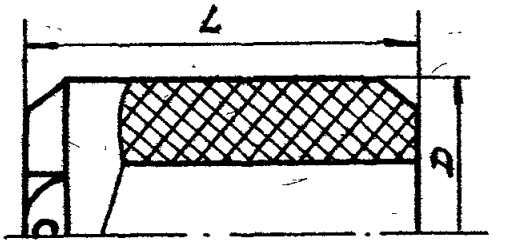


Рис.71.Резинометаллический протектор

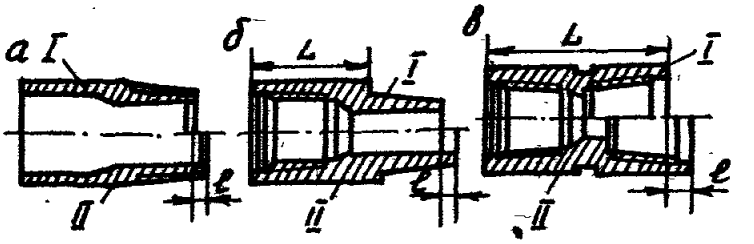


Рис.72.Схема подрезки трубы и замковой детали при ремонте резьб:

а – конец трубы, б – ниппель, в – муфта, 1 – после ремонта, 2 – до ремонта

происходит срыв резьбы как в замковом соединении, так и в соединении трубы с бурильным замком.

На поверхности резьбы срабатываются обе стороны профиля. Длинная сторона профиля изнашивается главным образом при свинчивании - развинчивании, короткая - при затяжке (креплении) и работе в скважине.

Недостаточное крепление замков и особенно УБТ - главная причина износа резьбы.

Заедание резьбы связано с плотным схватыванием поверхности резьбы при свинчивании замкового соединения. Сила сцепления при этом обычно превышает прочность материала замка, что приводит к разрушению всей резьбы при развинчивании, а иногда такое соединение не удается даже развинтить машинными ключами.

Заедание объясняется высокими удельным давлением и температурой, возникающими на поверхностях резьбы при свинчивании и работе соединения в скважине. Заедание чаще бывает на новых соединениях в процессе их приработки.

Для предотвращения заедания резьбы следует использовать специальную смазку для резьбовых соединений, содержащую металлические порошки, а также не превышать установленный момент затяжки.

Разрушение бурильных замков по телу происходит вследствие появления продольных и поперечных трещин. Такие деформации являются следствием приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию муфты и ниппеля замка на трубе или связаны с наличием высоких закалочных напряжений, трещин при изготовлении.

IУ. КОНТРОЛЬ, ПРОФИЛАКТИКА И РЕМОНТ ТРУБ

Своевременный и качественный контроль, ремонт и восстановление труб и замков могут значительно увеличить надежность бурильной колонны. Особо важное значение это имеет при проводке глубоких скважин, где нарушение прочности колонны сопровождается длительными простоями, авариями, а иногда и потерей скважины. Примерная технологическая схема ремонта бурильных труб дана на с.

4.I. Приемка и контроль труб

Бурильные трубы и элементы колонн, бывшие в эксплуатации, должны поступать от буровиков на трубные базы очищенными от загрязнений и покомплектно. При сдаче труб на профилактическое обслуживание и ремонт буровые предприятия передают трубной базе выписку из жур-

нала учета работы комплекта.

Поступившие на базу комплекты бурильных труб проходят контроль и сортировку по видам ремонта.

В процессе визуального контроля отбраковываются трубы, имеющие следущие дефекты: значительные вмятины, плены, закаты, раковины, трещины, песочины и другие видимые дефекты на наружной и внутренней поверхностях; забоины, выкрошенные нитки, рванины, размыв и другие нарушения целостности резьб на трубах и соединительных деталях, исключающие возможность ремонта; искривление труб, не поддающееся правке; протертые и промытые канавки на теле труб, глубокие вмятины от клиновых захватов, значительный износ упорного торца муфты (ширина торца менее 9 мм для замков диаметром 120 мм и выше), промытые кольцевые канавки вблизи упорного торца муфты, глубина которых превышает 3 мм; большую сработку ребер ведущих труб, не подлежащую восстановлению.

Окончательно забракованные трубы исключают из потока, на них краской наносят надпись "брак" и помещают на стеллаж забракованных труб.

Трубы, требующие восстановления и ремонта, сортируются по видам работ и через участок дефектоскопии и толщинометрии направляются на соответствующий ремонт.

Трубы, не требующие ремонта, направляются через участок дефектоскопии и толщинометрии на инструментальный контроль.

Профилактика и ремонт бурильных труб предусматривают следующие проверочные и восстановительные операции: правку труб, дефектоскопию и толщинометрию, наплавку замков, удаление изношенных замковых деталей и сборку новых, ремонт резьб.

4.2. Правка труб

В процессе эксплуатации часть бурильных труб получает искривления, выходящие за пределы допустимых. Для устранения образовавшейся непрямолинейности трубы подвергают правке на правильных прессах П-6328, П-6331, П-417Б, П-418В или на специальном правильном стенде 3 979, 2.00.000. Как правило, правка труб осуществляется методом однократного изгиба при обычной температуре. Сущность метода заключается в том, что искривленный участок трубы изгибают в противоположном направлении, придав ему обратную кривизну такого же радиуса, чтобы после некоторой выдержки и снятии внешней нагрузки выпрямляемый участок труб принял прямолинейную форму.

4.3 Дефектоскопия и толщинометрия труб

С помощью дефектоскопии можно обнаруживать и определять местоположение скрытых дефектов в трубах, таких, как закалочные трещины раковины, закаты, плены, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым относят и усталостные трещины, возникающие и развивающиеся при воздействии переменных нагрузок на бурильную колонну. В комплект дефектоскопических установок входят и толщиномеры, позволяющие измерять толщину стенки труб.

Методы дефектоскопии труб позволяют осуществлять проверку бурильных труб при профилактическом контроле бурильного инструмента как непосредственно на буровой над устьем скважины при СПО бурильной колонны, так и на проверочном участке трубной базы после доставки труб с буровой.

Примерные сроки проведения дефектоскопии указаны в табл.4.I.

Для проведения необходимого контроля труб в настоящее время применяют следующие дефектоскопические установки стационарного или передвижного исполнения:

Стационарная установка для неразрушающего контроля труб нефтяного сортамента "БУР -2"

Установка предназначена для неразрушающего контроля стальных и алюминиевых бурильных труб путем автоматизированной дефектоскопии тела трубы, автоматизированного контроля и отклонений толщины стенки, а также контроля резьбы, сварного шва и дефектов в высаженной части трубы при ручном сканировании. Установка предназначена для работы в цеховых условиях. В основу принципа работы положен ультразвуковой эхоимпульсный метод.

Установка состоит из электронно-акустической части (прибор ультразвуковой неразрушающего контроля ГСП "Атлант-3", изготавливаемый по ТУ 25-06.2537-84), электромеханической части (устройство вращения и подачи труб "ВПТ-I", изготавливаемого по ТУ 39-I434-89) и комплекта серийно выпускаемых приборов и оборудования.

Электронно-акустическая часть включает электронную стойку и а акустический блок, который образует четырехканальную систему автоматизированной дефектоскопии тела трубы по обнаружению дефектов продольной и поперечной ориентации, а также один канал автоматизированного контроля отклонения толщины стенки трубы от номинальных размеров.

Комплект серийно выпускаемых приборов и оборудования включает:

I. Ультразвуковой толщиномер УТ93П (ТУ 25-776/007-86) для ручного измерения толщины стенки трубы;

Таблица 4.1

Периодичность проверок
дефектоскопами элементов бурильной колонны

Элементы бурильной колонны	Объект проверки	Глубина бурения при проверке, м	Сроки проведения проверок, сут.	
			роторное бурение	турбинное бурение
Трубы бурильные СБТ сборной конструкции	Резьбовой конец труб и участки труб от конца сбега резьбы длиной 500 мм	2500 2500–3500 3500–5000	60 45 30	90 65 45
Трубы бурильные СБТ, типов ПВ, ПН, ПК	Зона сварного шва, утолщенная часть трубы и участок трубы переходной зоны на длину 300мм от утолщенной части	7000	60	90
Ведущие трубы ВБТ сборной конструкции	Ниппельный конец	2500 2500	60 30	90 45
УБТ, переводники, центраторы, калибраторы, ВБТ цельной конструкции	Ниппель и муфта	2500	30	45
Трубы бурильные АБТ	Замок и резьбовые концы трубы	5000	20	30

2. Магнитный дефектоскоп ПМД-70 (ТУ 25-06-1604-79) для контроля дефектных участков магнито-порошковым методом;

3. Магнито-феррозондовый дефектоскоп МД-42К (ТУ 25-06-1998 - 82) для контроля замковых резьб при ручном сканировании;

4. Прибор для осмотра внутренней поверхности полых деталей РВП-456 (ТУ 3-3.1013-80) для осмотра внутренней поверхности труб;

5. Микрокалькулятор МК-52 (МО.080.334 ТУ) для выполнения расчетов при классификации труб;

6. Ручная пневматическая шлифовальная машина ИП2014А для удаления дефектов на наружной поверхности труб;

Установка выявляет дефекты типа нарушения сплошности металла в теле трубы с отражающей способностью, эквивалентной искусственным дефектам типа продольных и поперечных рисок на наружной и внутренней поверхностях: глубина 10±1 % от номинальной толщины стенки; ширина не более 1,5 ± 0,15 мм; длина 50±5 мм.

Размеры контролируемых труб: диаметр от 102 до 324 мм; толщина стенки от 5 до 15 мм; длина от 5,5 до 13 м.

Разработчики: ВНИИТнефть (г.Куйбышев) и ВНИИНК (г.Кишинев).

Предвижная комплексная дефектоскопическая лаборатория ПКДЛ-2.

Лаборатория предназначена для проведения неразрушающего контроля на буровых высаженных и резьбовых участков СБТ и АБТ диаметром 89-170мм. Также может быть произведена дефектоскопия зоны сварного шва СБТ с приваренными замками диаметром 114-168 мм, ниппельной части УБТ и переводников, расширителей диаметром 243-445, элементов бурового оборудования (элеваторов, штропов, ключей машинных, боковых рогов крюков, серег вертлюгов и др.).

С помощью лаборатории можно измерить толщину стенки бурильных труб.

Лаборатория смонтирована на автомобиле ГАЗ-66.

Разработчик: ВНИИТнефть (г.Куйбышев).

Кроме упомянутых, готовится к выпуску

Установка для неразрушающего контроля бурильных и насосно-компрессорных труб "Магнит -200".

Установка предназначена для неразрушающего контроля бурильных и насосно-компрессорных труб на основе магнитоиндукционного контроля концевых участков труб и электромагнитоакустического контроля толщины стенки труб.

Установка позволяет производить контроль труб, бывших в эксплуатации, без предварительной очистки их поверхности от краски, ржав-

чины и масляных пятен.

Установка обеспечивает контроль труб с номинальными размерами диаметра по телу от 60 до 127 мм, длиной от 5,5 до 12,5 м и толщиной стенки от 3 до 15 мм.

Установка стационарная и предназначена для эксплуатации в цеховых условиях трубных подразделений, на базах производственного обслуживания и др. Масса установки 5 тс.

Разработчик -ВНИИТнефть (г.Куйбышев).

4.4. Ремонт резьб

Ремонт резьбы может быть произведен как конической трубной резьбового конца тела трубы и замковой детали, так и конической замковой - у замковой детали.

Чтобы отремонтировать коническую резьбу, необходимо торец детали подрезать на величину ℓ, как показано на рис.72. Наибольшую величину подрезки (мм) определяют из выражения $\ell = 2h/K$, где h - наибольшая глубина износа резьбы (мм), K - конусность резьбы.

Определив ℓ, следует убедиться в том, что размеры ремонтируемого замка или трубы позволяют производить ремонт резьбы.

У бурильных труб, изготовленных по ГОС 631-75 (типы 1 и 2) длина резьбы не должна выходить за пределы утолщенной части - начала переходной зоны. Если это условие соблюсти нельзя, то труба не может быть использована по прямому назначению. Длина утолщенной части за резьбой у алюминиевых бурильных труб диаметрами 114, 129, 147 и 170 мм должна быть не менее 50 мм со стороны ниппеля и не менее 1100мм со стороны муфты. Перенарезание резьб на трубах типа 3 не производится из-за отсутствия резервной длины утолщенной части. При ремонте ведущих труб типа ТВКП длина их должна оставаться не менее 12,5 м для труб размером 112х112 мм и 13,5 м для труб размером 140х140 и 155х 155 мм.

При ремонте резьб замковых деталей происходит укорочение длин цилиндрических поверхностей. Минимально допустимые длины цилиндрических поверхностей замковых деталей после ремонта приведены в табл.4.2.

4.5. Удаление изношенных замковых деталей и сборка новых

В процессе ремонта труб сборной конструкции возникает необходимость освободить тело трубы от навинченных на нее замковых муфты и ниппеля, пришедших в негодность. В условиях трубной базы эта работа выполняется путем стачивания, разрезания газовым пламенем или методом фрезерования замковых деталей с последующим отвинчиванием. При этом необходимо сохранять резьбу на теле трубы. Затем производится навинчивание новых бурильных замков по следующей технологии: нанесение метки керном на теле трубы; нанесение на первые 3-4 нитки очищенной резьбы трубы графитно-глицериновой (в соотношении I : 2) смазки перед навинчиванием нагретой замковой детали; нагрев замковой детали в индукционном нагревателе НИП -168 или УИНЗ-I до температуры 380—430^0 С)(в зависимости от типоразмера); наворот нагретой замковой детали на трубу до метки; визуальный контроль соединения после охлаждения с помощью щупа.

4.6. Наплавка замков. Армирование муфты замка твердым сплавом

Замки, а также переводники, получившие износ наружной поверхности, могут быть восстановлены путем наплавки одного и нескольких слоев металла. При равномерном износе наплавляется вся изношенная поверхность детали. При одностороннем износе сначала наплавляется один-два слоя в местах наибольшего износа, а затем уже по всей окружности замковой детали. Наплавку выполняют по винтовой линии. Для получения сплошного наплавленного слоя шаг наплавки выбирают таким, чтобы каждый последующий образующийся валик перекрывал предыдущий на I/4-I/5 его ширины. Для образования ровной площади в торцевой части муфты или ниппеля применяют медные разъемные формирующие кольца, которые устанавливают на трубе, плотноприжимают к торцу замковой детали и крепят болтами.

Для наплавки бурильных замков применяют сварочную проволоку марок Св-08А, Св-08Га или наплавочную проволоку марки Нп-30. Для получения более износостойкой поверхности для наплавки последнего слоя используют проволоку марок Нп-80, Нп-65Г, Нп-I0Г3. Наплавку ведут постоянным током обратной полярности под слоем флюса АН-348А.

Рекомендуемый режим наплавки :

Таблица 4.2

Длина замковых изделий, мм, не менее

Типоразмер замка	Длина		Типоразмер замка	Длина		Типоразмер замка	Длина	
	ниппеля	муфты		ниппеля	муфты		ниппеля	муфты
ЗН-80	110	100	ЗН-146	145	255			
ЗН-95	120	210	ЗШ-178	155	290	ЗУ-185	160	275
ЗН-108	125	215				ЗУК-108	142	260
ЗН-140	145	255	ЗШ-203	165	300	ЗУК-120	142	270
ЗН-172	160	275	ЗУ-86	110	200	ЗУК-146	150	290
ЗН-197	175	300	ЗУ-108	120	210			
ЗН-108	110	210	ЗУ-120	125	215	ЗШК-118	142	265
						ЗШ-133	142	285
ЗШ-118	120	220	ЗУ-146	140	250	ЗШК-178	150	315
ЗШ-133	140	250	ЗУ-155	145	255	ЗУК-162	142	245

Сила тока,А	230
Напряжение дуги,В	25-27
Скорость наплавки,м/ч	25-30
Скорость подачи проволоки,м/ч	80-90

Восстановлению замков и переводников методом наплавки подвергаются замковые детали,отнесенные по результатам замеров ко II и III классам.Для переводников размеры допускаемого износа принимаются по аналогии с замками типа ЗШ одноименных размеров.

Для повышения износостойкости замков применяется армирование части поверхности муфты пояском из твердого сплава по ТУ 39-1377-89. Срок действия ТУ до 31.12.93.Ширина пояска (ℓ) колеблется от 40 мм для ЗП-108А до 90 мм для ЗП-162А и до 101 мм для ЗШ-178А.Армирование выполняется наплавкой ленточным релитом по ТУ ИЭС 677-88.Средняя наработка до отказа замка - не менее 6000ч (по условиям бурения ПО "Укрнефть"). Расположение наплавки на муфте замка указано для замков типа ЗШ и ЗП на рис.73,а,б.

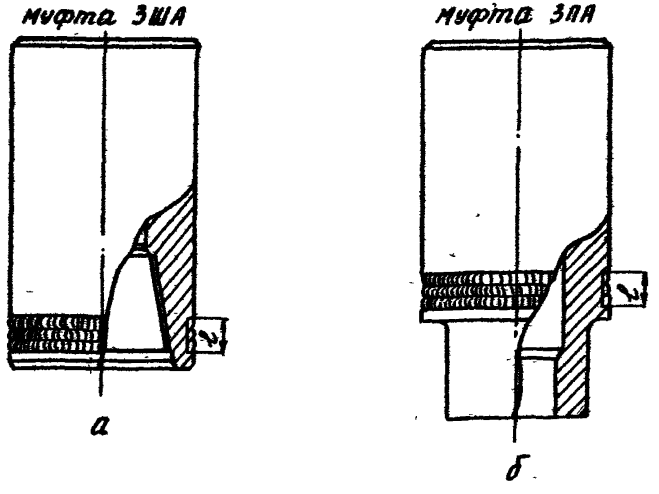
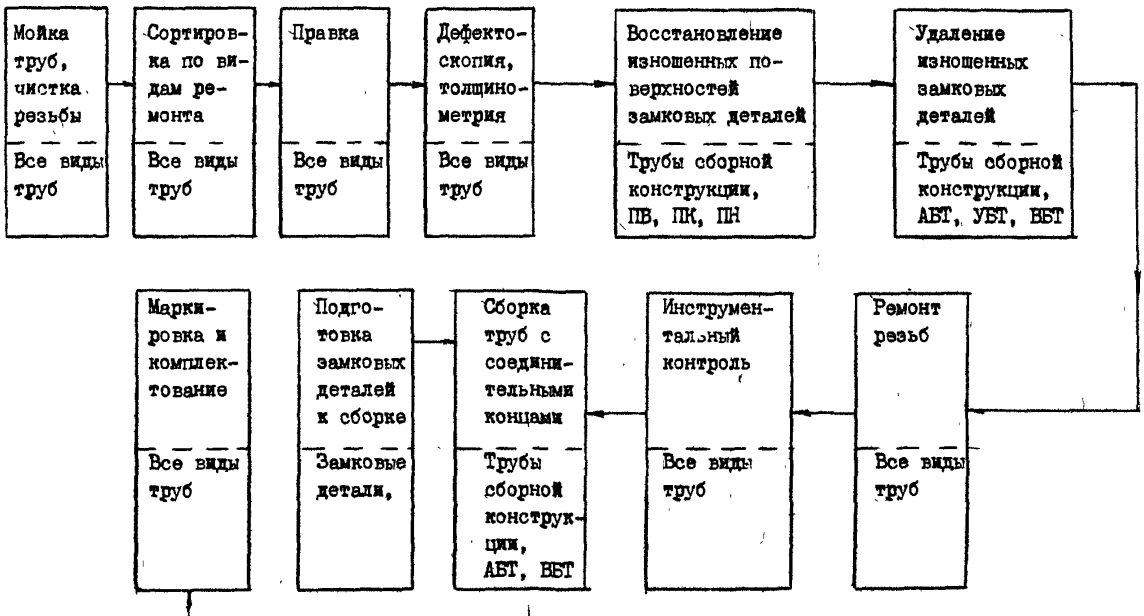


Рис.73.Армирование муфты бурильного замка

Технологическая схема ремонта бурильных труб



У.ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

5.1.Транспортировка труб

Заводы-поставщики отгружают трубы повагонно:в одном вагоне находятся трубы только одного типа высадки,одного условного диаметра, одной группы прочности,одного направления резьбы.Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных типоразмеров при условии их четкого разделения.По требованию получателя трубы могут быть увязаны в пакеты по 3-5 т катаной проволокой диаметром 6 мм.

При перевозке труб с трубной базы на буровые и обратно используется,как правило,автомобильный специализированный транспорт,обеспечивающий механизированную погрузку и разгрузку труб.

Запрещается транспортировка труб волоком,сбрасывание их,удары друг о друга и о металлические предметы.

Перемещение труб внутри буровой производится с помощью поворотных кранов,вспомогательных лебедок и талей.

Транспортировка ведущих труб производится в чехлах из отбракованных обсадных труб.

5.2.Хранение труб

Трубы складируются и хранятся на стеллажах раздельно по типоразмерам.На одном стеллаже укладываются трубы,имеющие одни и те же параметры:тип,условный диаметр,толщину стенки,группу прочности,тип и класс резьбы.

Требования к хранению труб и их укладке в штабели :

-рабочая (опорная) поверхность стеллажей с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб должна быть горизонтальной и расположена на высоте не менее 0,5 м;

-высота штабеля труб на стеллажах не должна превышать 3,0 м;

-при укладке труб в несколько рядов между каждым рядом должно быть проложено не менее трех деревянных прокладок толщиной 35-40 мм;

-каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой,указывающей основные характеристики уложенных труб.

Замки бурильные,рассортированные по типоразмерам,должны храниться под навесом или в закрытом помещении уложенными в штабели.

Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты,щелочи и другие химические материалы,способные вызвать коррозию труб и замков.

Резьба труб должна быть покрыта антикоррозионной смазкой и защищена предохранительными деталями.

Приложение I

Предприятия - изготовители трубной продукции

Наименование предприятия	Товарный знак	Изготавливаемая продукция	Адрес
I	2	3	4
Таганрогский металлургический завод		Бурильные трубы	347928,Таганрог, ул.Заводская,I. Телеграф:Прокат
Азербайджанский трубный завод		Бурильные трубы	373200,Сумгаит Аз ССР, ул.Мира,I. Телеграф : Полад
Первоуральский новотрубный завод		Бурильные трубы, ВБТ, УБТ	623112,Первоуральск Свердловской обл., ул.Торговая,I. Телеграф :Восход Телетайп :8715
Синарский трубный завод		Бурильные трубы II4, I27 тип I и с приваренными замками	623401,Каменск-Уральский Свердловской обл. Телеграф:Утро

Продолжение прил.I





I	2	3	4
Мариупольский Ждановский металлургический комбинат		УБТ - I78	34I004,Мариуполь Донецкой обл., ул.Апатова II5.
Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им.М.В.Фрунзе		ВБТ, УБТ	244004,Сумы, ул.Горького,58. Телеграф:Сумы Фрунзе Телетайп:I74I29 Телекс I3I439 Сумэкс
Нижнеднепровский трубопрокатный завод им.К.Либкнехта		УБТ	320060,Днепропетровск, ул.Столетова,2I. Телеграф:Днепропетровск, 8I,Либкнехт Телетайп:I43220 Стан
Куйбышевский металлургический завод им.В.И.Ленина	К	АБТ	443051,Куйбышев, ул.Алма-Атинская,29





Окончания прил.I

I	2	3	4
Каменск-Уральский металлургический завод им.60-летия Октября		АБТ ТУ 26-02-72-76	623406,Каменс-Уральск Свердловской обл. Телеграф:Опал
Дрогобычский долотный завод		Замки бурильные,УБТ	293720,Дрогобыч, ул.Колонова,20
Бакинский машиностроительный завод им.С.М.Кирова		Замки бурильные	370036,Баку Забрат-I ул.Нариманова,I Телеграф:Долото
Орский машиностроительный завод		Замки приварные	426404,Орск Оренбург.обл п/я В -8871
Дрогобычский экспериментально-механический завод специального оборудования		Переводники	293720,Дрогобыч, Львовской обл., ул.Бориславская,5I/I

Приложение 2

Взаимозаменяемость замковых резьб, выполненных по ГОСТам 5286-75 и 20692-75 с замковыми резьбами по стандарту 7 АНИ

Обозначение замковой резьбы			Место крепления
По ГОСТам 5286-75 и 20692-75	по стандарту 7АНИ		
	новое	старое	
З-117	4 1/2*Reg*	-	Верхние соединения ведущих труб
З-121	4 1/2*FH*	-	Бурильные замки
З-177	7 5/8*Reg*	-	УБТ
З-147	5 1/2*FH*	-	Нижние соединения ведущих труб, бурильные трубы
З-152	6 5/8*Reg*	-	Нижние соединения ведущих труб
З-171	6 5/8*FH*	-	Нижние соединения ведущих труб
З-73	*NC*-26	2 3/8*IF*	Нижние соединения ведущих труб, соединения УБТ, бурильные замки
З-86	*NC*-31	2 7/8*IF*	Соединения ведущих труб и УБТ, бурильные замки
З-102	*NC*-38	3 1/2*IF*	То же
З-108	*NC*-40	4*FH*	Бурильные замки
З-122	*NC*-46	4*FH*	Соединения ведущих труб и УБТ, бурильные замки
З-133	*NC*-50	4 1/2*IF*	То же

Приложение 3

Применение переводников

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть	
	муфтовый конец	ниппельный конец			верхняя	нижняя
1	2	3	4	5	6	7
П-76/88	З-76	З-88	395	113	ЗН-95	УБТ-108
П-86/66	З-86	З-66	356	108	ЗШ-108	Ловильный инструмент ЗУ-86
П-86/73	З-86	З-73	356	108		
П-86/76	З-86	З-76	369	108	УБТ-108	Турбобур-104
П-86/88	З-86	З-88	395	113	ЗШ-108	Ловильный инструмент
П-88/88	З-88	З-88	395	113	ЗН-108	УБТ-108
П-88/101	З-88	З-101	420	118	УБТ-108	Турбобур-127
П-88/121	З-88	З-121	500	146	ЗН-113	УБТ-146
П-101/88	З-101	З-88	420	118		Ловильный инструмент
П-101/117	З-101	З-117	500	140	ЗШ-118	
П-101/121	З-101	З-121	497	146		УБТ-146
П-102/88	З-102	З-88	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/101	З-102	З-101	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/121	З-102	З-121	496	146		УБТ-146
П-108/88	З-108	З-88	451	133		Ловильный инструмент
П-108/101	З-108	З-101	459	133	ЗШ-133	ЗШ-118
П-108/102	З-108	З-102	465	133		Ловильный инструмент
П-108/121	З-108	З-121	490	146		УБТ-146

Продолжение прил. 3

1	2	3	4	5	6	7
П-117/121	З-117	З-121	457	146	Турбо-бур-127; 195	Долото-190; 215
П-117/147	З-117	З-147	523	178	ЗН-140	УБТ-178
П-121/86	З-121	З-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-108, ЗУ-108
П-121/101	З-121	З-101	490	146		ЗШ-118
П-121/102	З-121	З-102	496	146		ЗУ-120
П-121/108	З-121	З-108	502	146		ЗШ-133
П-121/121	З-121	З-121	457	146	Ведущая бурильная труба	ЗШ-146
П-121/122	З-121	З-122	469	146		ЗУ-146
П-121/133	З-121	З-133	484	155		
П-121/147	З-121	З-147	524	178	УБТ-146	УБТ-178
П-121/161	З-121	З-161	537	203		УБТ-203
П-122/101	З-122	З-101	490	146		ЗШ-118
П-122/102	З-122	З-102	496	146		ЗУ-120
П-122/117	З-122	З-117	463	146	ЗУ-146	Ловильный инструмент
П-122/121	З-122	З-121	457	146		УБТ-146
П-122/133	З-122	З-133	484	155		Ловильный инструмент
П-122/147	З-122	З-147	524	178		УБТ-178
П-133/108	З-133	З-108	506	155		ЗШ-133
П-133/117	З-133	З-117	497	155		Ловильный инструмент
П-133/121	З-133	З-121	482	155	ЗУК-162	ЗШ-146
П-133/140	З-133	З-140	510	172		Ловильный инструмент
П-133/147	З-133	З-147	520	178		УБТ-178
П-147/121	З-147	З-121	516	178		ЗШ-146
П-147/133	З-147	З-133	524	178	ЗШ-178	ЗУ-155, ЗУК -162
П-147/140	З-147	З-140	510	178		Ловильный инструмент

Окончание прил. 3

1	2	3	4	5	6	7
П-147/147	З-147	З-147	517	178	Ведущая бурильная труба	ЗШ-178
П-147/152	З-147	З-152	517	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент
П-147/161	З-147	З-161	517	185	ЗШ-178	УБТ-203
П-147/171	З-147	З-171	521	203	УБТ-178	УБТ-229
П-152/121	З-152	З-121	526	197	Турбобур-172; 195	Долото-245
П-161/147	З-161	З-147	517	185	УБТ-203	Турбобур-215
П-161/171	З-161	З-171	538	229	УБТ-203	УБТ-229
П-171/147	З-171	З-147	538	203	ЗШ-203	ЗШ-178
П-171/171	З-171	З-171	517	203		Электробур-290
П-171/177	З-171	З-177	523	229	УБТ-229	Долото-445
П-171/201	З-171	З-201	518	254		УБТ-254
М-86/88	З-86	З-88	325	113	УБТ-108	Долото-132+187
М-108/88	З-108	З-88	366	133	УБТ-133	
М-121/88	З-121	З-88	398	146	УБТ-146	
М-121/117	З-121	З-117	356	146	УБТ-146	Долото--190
М-147/152	З-147	З-152	391	197	УБТ-178	Долото--190+228
М-171/152	З-171	З-152	400	229	УБТ-229	Долото--245+295
Н-147/152	З-147	З-152	550	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент
Н-147/171	З-147	З-171	707	203		
Н-171/201	З-171	З-201	671	254	Турбобур-290	Долото-490

Примечание: цифры, стоящие после названия элементов бурильной колонны /УБТ, долото, турбобур/, указывают величину их наружного диаметра в мм.

Приложение 4

Прочностные характеристики импортных бурильных труб. Стандарт RPTG -АНИ

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Масса I м гладкой трубы, кг	Масса I м трубы с учетом высадки и замка, кг***	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, Н м						Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кН						Сминающее давление, МПа						Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа					
					D**	E	X-95	G-I05	S-I35	U-I70**	D**	E	X-95	G-I05	S-I35	U-I70**	D**	E	X-95	G-I05	S-I35	U-I70**	D**	E	X-95	G-I05	S-I35	U-I70**
I	2	3	4	5	6 6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27	28	29
60,3 (2/3/8")	4,83*	50,7	6,60	7,7	-	6450	8I80	9040	II620	-	-	435	55I	609	783	-	-	76,I	96,4	I06,6	I3I,5	-	-	72,4	9I,7	I0I,4	I30,3	-
	7,II	46,I	9,32	I0,4	62I0	8470	I0740	II860	I5250	-	45I	6I5	779	86I	II07	-	78,9	I07,6	I36,2	I50,6	I93,6	-	78,3	I06,7	I35,I	I49,3	I92,0	-
73,0 (2 7/8")	5,5I*	62,0	9,I8	II,5	-	I0960	I3880	I5350	I9730	-	-	605	766	846	I088	-	-	72,2	89,I	96,6	II7,6	-	-	68,3	86,5	95,6	I22,9	-
	7,82	57,4	I2,66	I4,5	-	I4090	I7870	I9740	25390	-	-	834	I049	II57	I49I	-	-	98,9	I25,3	I38,5	I78,0	-	-	96,9	I22,8	I35,6	I74,5	-
	9,I9	54,6	I4,48	I6,I	II480	I5660	I9850	2I940	28200	-	699	953	I208	I335	I7I6	-	83,5	II3,8	I44,2	I59,3	204,9	-	83,6	II4,0	I44,0	I59,5	205,I	-
88,9 (3 I/2")	6,45	76,0	I3,I2	I5,3	-	I9I80	24300	26850	34520	-	-	864	I095	I2I0	I555	-	-	69,2	83,2	90,0	I08,8	-	-	65,6	83,2	92,0	II8,2	-
	9,35	70,2	I8,34	20,6	I8440	25I50	3I860	352I0	45270	-	886	I208	I530	I69I	2I74	-	7I,4	97,3	I23,3	I36,2	I75,I	-	69,8	95,I	I20,5	I33,2	I7I,3	-
	II,40	66,I	2I,79	24,5	20960	28590	362I0	40020	5I450	-	I053	I436	I8I9	20I0	2584	-	84,8	II5,6	I46,5	I6I,9	208,2	-	85,2	II6,I	I47,I	I62,5	209,0	-
I0I,6 (4")	6,65*	88,3	I5,58	I9,6	-	26400	33450	36960	47520	-	-	I026	I300	I437	I848	-	-	58,0	68,7	73,8	87,2	-	-	59,3	75,I	83,0	I06,7	-
	8,38	84,8	I9,26	23,7	23I50	3I580	40000	44200	56840	-	93I	I269	I608	I777	2285	-	57,4	78,3	99,I	I09,6	I39,I	-	54,7	74,7	94,6	I04,5	I34,4	-
	9,65*	82,3	2I,88	25,5	25670	35000	44320	48990	63000	-	I057	I442	I826	20I8	2595	-	65,2	88,9	II2,7	I24,5	I60,0	-	63,0	86,0	I08,9	I20,4	I54,7	-
II4,3 (4 I/2")	6,86	I00,5	I8,23	23,0	-	35I30	44500	49I80	63220	-	-	I20I	I520	I682	2I62	-	-	49,6	57,9	6I,7	7I,I	-	-	54,5	69,0	76,3	98,I	-
	8,56	97,2	22,3I	27,0	30630	4I770	52900	58480	75I80	-	I078	I470	I862	2059	2647	-	52,5	7I,6	87,9	95,3	II5,8	-	49,7	67,8	85,8	94,9	I22,0	-
	I0,92	92,5	27,84	32,7	36690	50030	63370	79[illegible]49	90050	II3400	I345	I834	2323	2568	3302	4I58	65,6	89,4	II3,2	I25,I	I60,9	202,6	63,4	86,5	I09,6	I2I,I	I55,7	I96,0
I27,0 (5")	7,52	II2,0	22,I5	27,5	-	475I0	60I80	66[illegible]20	85520	-	-	I459	I849	2043	2627	-	-	48,I	55,8	59,4	68,0	-	-	53,6	67,8	75,0	96,5	-
	9,I9	I08,6	26,7I	3I,3	40930	55820	70690	78[illegible]00	I00470	I265I0	I290	I760	2229	2464	3I67	3989	5I,0	68,9	82,8	89,6	I08,2	I25,9	48,I	65,5	83,0	9I,7	II7,9	I48,5
	I2,70	I0I,6	35,79	40,2	5I950	70860	89740	99290	I27530	I60590	I729	2358	2987	330I	4245	5345	68,3	93,I	II7,9	I30,3	I67,5	2II,0	66,3	90,5	II4,6	I26,7	I62,9	205,I
I39,7 (5 I/2")	7,72*	I24,3	25,I3	3I,0	-	59750	75700	83650	I07560	-	-	I656	2097	23I8	2980	-	-	4I,9	47,8	50,3	56,0	-	-	50,0	63,4	70,I	90,0	-
	9,I7	I2I,4	29,5I	32,6	50420	68750	87080	96250	I23760	I55840	I426	I944	2463	2722	3500	4407	45,6	58,2	68,9	74,0	87,6	98,8	43,6	59,4	75,2	83,2	I06,9	I34,7
	I0,54	II8,6	33,57	40,0	56260	76700	97I60	I07380	I38060	I73870	I622	22I2	9802	3096	398I	50I3	52,9	72,I	89,I	96,5	II7,6	I38,I	50,0	68,3	86,5	96,6	II7,6	I54,8
I68,3 (6 5/8")	8,38	I5I,8	33,05	4I,9	70I80	95690	I2I2I0	I33970	I72260	-	I597	2I77	2758	3048	39I9	-	27,6	33,2	36,6	37,9	4I,6	-	33,0	45,I	57,I	63,I	8I,2	-

*Толщины стенок стандартами АНИ не предусмотрены. **Группа прочности D и U=I70 стандартами АНИ не предусмотрена.

***Масса указана для труб с высаженными наружу концами группы прочности E, длиной 9,I4 мм.

1-1550.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ РАЗМЕРА 5" (127 мм), ИЗГОТАВЛИВАЕМЫХ ПО СТАНДАРТУ 7 АНИ и ПО ТУ 14-3-1571-88 (с замками по ГОСТ 28834-88)

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ПО СТАНДАРТУ 7 АНИ

БУРИЛЬНАЯ ТРУБА									БУРИЛЬНЫЙ ЗАМОК						СООТНОШЕНИЕ ТЕЛО ТРУБЫ - ЗАМОК		
Наружный диаметр трубы	Вес единицы длины	Толщина стенки	Внутренний диаметр трубы	Марка стали	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текуч.	Сминающее давление	Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести	Тип высадки	Типоразмер замкового соединения	Наружный диаметр	Проходное отверстие	Крутящий момент, при котором напряжение в замке достиг. предела текуч.	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле замка достигает предела текучести	Рекомендуемый крутящий момент свинчивания замкового соединения	Приблизительная масса замка	Отношение крутящего момента замка к трубе	Отношение растягивающей нагрузки замка к трубе	Вес погонного метра готовой трубы (учитывая вес замка и высадок)
дм мм	фн/фт кгу/м	дм мм	дм мм		фт.фн кг.м	фн т	фн/дм^2 кг/см^2	фн/дм^2 кг/см^2			дм мм	дм мм	фт.фн кг.м	фн т	фт.фн кг.м	фт/фн кг/м			фт/фн кг/м
5 127,0	19,50 29,0	0,362 9,19	4.276 108.6	Е	41170 5681	395600 179	10000 703	9500 667	Внутрь и наружу	5 1/2F.H	7 177.8	3 3/4 95.3	62200 8602	1448400 657	31500 4356	22.11 32,9	1.53	3.66	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)	6 3/8 161.9	3 3/4 95.3	37700 5214	943990 4287	18900 2614	20.87 31.1	0.92	2.37	20.9 31.1
				Х-95	52140 7195	501090 227	12010 844	12040 846	Внутрь и наружу	5 1/2F.H.	7 177,8	3 3/4 95.3	62200 8602	1448400 657	31500 4356	22.36 33.3	0.95	2.89	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)	6 3/8 161.9	3 1/2 88,9	44900 6210	1110240 504	22400 3098	21.38 31,9	0.86	2.53	-
				-105	57600 7948	553830 251	12990 913	13300 934	Внутрь и наружу	5 1/2 F.H.	7 177.8	3 3/4 95.3	62200 8602	1448400 657	31500 4356	22.36 33.3	0.99	2.62	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)	6 1/2 165.1	3 1/4 82.6	51400 7109	1269240 576	25800 3568	2186 32.6	0.89	2.29	21.6 32.1
				-135	74100 1 0225	712070 323	15700 1103	17110 1202	Внутрь и наружу	5 1/2 F.H.	7 1/4 184.2	3 1/2 88.9	72500 10026	1619230 734	36300 5020	23.19 34.6	0.98	2.28	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)	6 5/8 168,3	2 3/4 69.9	63400 8765	1551960 704	31800 4398	22.54 33.6	0.86	2.18	-
	25.60 38,1	0.500 12.70	4.000 101.6	Е	52260 7211	530150 240	13500 949	13120 922	Внутрь и наружу	5 1/2 F.H.	7 177.8	3 1/2 88.9	62200 8602	1619280 735	31500 4356	2812 41.9	1.21	3.06	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)	6 3/8 161.9	3 1/2 88.9	44900 6210	1110240 504	22400 3098	26.88 40.1	0.86	2.09	26.9 40.0
				Х-95	66190 9134	671520 304	17100 1202	16820 1186	Внутрь и наружу	5 1/2 F.H.	7 177.8	3 1/2 88.9	62200 8602	1619280 735	31500 4356	28.34 42.3	0.95	2.41	-
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)									
				-105	73160 10096	742200 336	18900 1328	18380 1292	Внутрь и наружу	5 1/2 F.H.	6 1/2 165.1	3 76.2	57000 7883	1416480 643	28600 3955	27.81 41.5	0.86	2.11	27.4 40.8
									Внутрь и наружу	NC50(E.H.)									
				-135	94060 12986	954260 433	24300 1708	23620 1660	Внутрь и наружу	5 1/2 .H.	7 1/4 184.2	3 1/2 82.6	72500 10026	1619280 735	36300 5020	28.88 43.1	0.99	2.18	-

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ПО ТУ 14-3-1571-88

БУРИЛЬНАЯ ТРУБА									БУРИЛЬНЫЙ ЗАМОК						Соотношение тело трубы-замок		Вес погон.метра готов.трубы
мм	кгс/м	мм	мм		кгс м	тс	кгс/см^2	кгс/см^2			мм	мм	кгс. м	тс	кгс.м	кгс/м			кгс/м
127	26.71	9.19	108.6	Д	4178	131.7	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-162(3-133)	177.8 161.9	102 95	-	473.5 342.9	4936.6 3531.1	41 31	- -	3.59 2.60	28.2 27.9
				Е	5689	179,2	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-162(3-133)	177.8 161.9	102 95	- -	473.5 342.9	4936.6 3531.1	41 31	- -	2.64 1.91	28.2 27.9
				Л	7212	227,2	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-162(3-133)	177.8 161.9	102 95	- -	473.5 342.9	4936.6 3531.1	41 31	- -	2.08 1.51	28.2 27.6
				М	7967	251.1	-	-	ПК	ЗП-165(3-133)	185.1	82	-	478.2	4474.2	37	-	1.90	28.4
				Р	10250	322.8	-	-	ПК	ЗП-168(3-133)	168,3	70	- -	596.3	5294 6	42.9	- -	1.84	28.5 36.9
	12.7 38.79	12.7	101.8	Д	5306	176.5	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-162(3-133)	177.8 161.9	95 89	-	548.1 413.2	5331.8 3918.4	43.5 33.2	- -	3.10 2.33	36.6 36.9
				Е	7225	240.3	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-162(3-133)	177.8 161.9	95 89	-	548.1 413.2	5331.8 3918.4	43.5 33.2	- -	2.28 1.72	36.6 36.9
				Л	9158	304.6	-	-	ПН ПК	ЗП-178(3-147) ЗП-165(3-133)	177.8 165.1	95 76	-	548.1 539.9	5331.8 4772.1	43.5 39	- -	1.80 1.77	36.6 36.9
				М	10120	336.5	-	-	ПК	ЗП-168(3-133)	168.3	70		596.3	5294.6	43		1.77	

ПРИМЕЧАНИЕ : вес погонного метра готовой трубы показан для труб АНИ средней длины 9,15 м и для труб по ТУ для средней длины 12,8 м

Приложение 6

Прочностные характеристики замков по стандарту 7 АНИ

Обозначение замкового соединения	Бурильная труба				Замок				
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Группа прочности стали	Наружный диаметр $D \pm 0{,}8$, мм	Проходное отверстие $d^{+0{,}4}_{-0{,}8}$, мм	Крутящий момент, при котором напряжение в замке достигает предела текучести, Н.м	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в замке достигает предела текучести, кН	Рекомендуемый крутящий момент свинчивания замкового соединения
NC-26	60,3	7,II	Наружу	E,X,	85,7	44,4	9400	I395	4700
(2 3/8IF)	73,0	9,I9	Внутрь	E	85,7	44,4	9400	I395	4700
NC-3I	73,0	9,I9	Наружу	E	I04,8	54,0	I6I00	I990	8000
(2 7/8IF)				X,	I04,8	50,8	I7900	2205	8900
					III,I	4I,3	23000	2775	II500
	88,9	9,35	Внутрь	E	I04,8	54,0	I6I00	I990	8000
NC-38	88,9	6,45	Наружу	E	I20,6	76,2	I7400	I870	8700
NC-38	88,9	9,35	Наружу	E	I20,6	68,3	24600	26I0	I2300
(3 I/2IF)				X	I27,0	65,I	27500	2890	I3800
					I27,0	6I,9	30I00	3I50	I5000
					I27,0	54,0	35800	3720	I7900
NC-38	88,9	II,40	Наружу	E	I27,0	65,I	27500	2890	I3800
(3 I/2IF)				X	I27,0	6I,9	30I00	3I50	I5000
					I27,0	54,0	35800	3720	I7900
NC-40	88,9	II,40	Наружу		I39,7	57,2	44600	4360	22300
(4FH)	I0I,6	8,38	Внутрь	E	I33,3	7I,4	3I900	3I65	I6000
				X	I33,3	68,3	34500	3440	I7200
					I39,7	6I,9	40700	3990	20400
					I39,7	50,8	49200	4805	24600
NC-46	I0I,6	8,38	Наружу	E,X,	I52,4	82,6	45600	40I0	22800
(4IF)					I52,4	76,2	53I00	4665	26600
	II4,3	6,88	Внутрь	E	I52,4	85,7	4I500	3655	20700
	II4,3	8,56	Комбини-	E	I58,8	82,6	46000	40I0	23000
			рованная	X	I58,8	76,2	53700	4665	26800
					I58,8	69,8	60900	5265	30500
	II4,3	I0,92		E	I58,8	76,2	53700	4665	26800
				X	I58,8	69,8	60900	5265	30500
					I58,8	63,5	67200	58I5	33600
					I58,8	57,2	72900	63I5	36500
(4 I/2)	II4,3	8,56	Комбини-	E,X,	I52,4	76,2	47200	4340	23600
FH)			рованная		I58,8	63,5	60900	5500	30400
	II4,3	I0,92		E	I52,4	76,2	47200	4340	23600
				X,	I52,4	63,5	60I00	5500	30I00
NC-50	II4,3	6,88	Наружу	E	I58,8	98,4	45800	3770	22900
(4 I/2IF)	II4,3	8,56		E,X,	I6I,9	95,2	5II00	4I80	25600
					I6I,9	88,9	60900	4940	30400
	II4,3	I0,92		E	I6I,9	92,I	65900	4585	27900
				X,	I6I,9	88,9	60900	4940	30400
					I68,3	76,2	78400	8300	39200
	I27,0	9,I9	Комбини-	E	I6I,9	95,2	5II00	4I80	25600
			рованная	X	I6I,9	88,9	60900	4940	30400
					I65,I	82,6	69700	5645	34900
					I68,3	69,8	86000	6905	43000
	I27,0	I2,70		E	I6I,9	88,9	60900	4940	30400
				X	I65,I	76,2	77300	6300	38600
					I68,3	69,8	86000	6905	43000
(5 I/2	I27,0	9,I0		E,X,	I77,8	95,2	84300	6440	42200
FH)					I84,2	88,9	96300	7200	48200
	I27,0	I2,70		E, X	I77,8	88,9	84300	7205	42200
					I84,2	88,9	96300	7200	48200
					I84,2	82,6	I05400	79I0	52700
	I39,7	9,I7		E	I77,8	I0I,6	76300	5630	38I00
				X	I77,8	95,2	84400	6445	42200
					I84,2	88,9	96300	7205	48200
					I90,5	76,2	II7700	3565	58900
	I39,7	I0,54		E	I77,8	I0I,6	76300	5630	38I00
				X,	I84,2	88,9	96300	7205	48200
					I90,5	76,2	II7700	8565	58900

Сокращенные обозначения E, X, G и S соответствуют группам прочности стали E-75, X-95, G-I05 и S-I35.

Замки к трубам диаметром 73,0 и 89,9 мм с внутрь высаженными концами стандартом 7 АНИ не предусмотрены.

Соединение с укороченной на I2,5 мм длиной резьбы.

Приложение 7

Моменты свинчивания для УБТ, рекомендуемые АНИ

Типоразмер соединений	Наружный диаметр УБТ, мм (дюймы)	Рекомендуемый наименьший крутящий момент свинчивания (Нм) при проходном отверстии трубы, мм (дюймы)											
		25,4 (I)	31,8 (I I/4)	38,1 (I I/2)	44,4 (I 3/4)	50,8 (2)	57,2 (2 I/4)	63,5 (2 I/2)	71,4 (2 I3/16)	76,2 (3)	82,6 (3 I/4)	88,9 (3 I/2)	95,2 (3 3/4)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
NC-23	76,2 (3)	3400	3400	3400									
	79,4 (3 I/2)	4500	4500	3500									
	82,6 (3 I/4)	5400	4600	3500									
NC-31 (2 7/8" FH)	88,9 (3 I/2)		6200	6200	5000								
	95,2 (3 3/4)		7500	6400	5000								
NC-31 (2 7/8" IF)	98,4 (3 7/8)		6200	6200	6200	6200							
	I04,8(4 I/8)		9900	9900	9900	9200							
	I08,0(4 I/4)		II900	II900	II900	9200							
	II4,3(4 I/2)		I3600	I2600	II000	I2I00	I2I00	I0000					
NC-35	II4,3(4 I/2)				I2I00	I4600	I2500	I0000					
	I20,6(4 3/4)				I6400	I4600*	I2500	I0000					
	I27,0(5)				I6400	I4600	I2500	I0000					
NC-38 (3 1/2" IF)	I20,6 (4 3/4)				I3400	I3400	I3400	I3400	II200				
	I27,0 (5)				I8700	I8700	I7300*	I4800	II200				
	I33,4 (5 I/4)				2I700	I9800	I7300	I4800	II200				
	I39,7 (5 I/2)				2I700	I9800	I7300	I4800	II200				
NC-40 (4 FH)	I27,0 (5)				I4600	I4600	I4600	I4600	I4600				
	I33,4 (5 I/4)				20500	20500	20500	20I00	I6400				
	I39,7 (5 I/2)				26700	25200	22900	20I00	I6400				

Продолжение прил.7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
	I46,0(5 3/4)				27700	25200	22900	20I00	I6400				
	I52,4(6)				27700	25200	22900	20I00	I6400				
NC-44	I46,0(5 3/4)					27900	27900	27900	24400				
	I52,4 (6)					33900	3I600	28700	24400				
	I58,8(6 I/4)					33900	3I600	28700	24400				
	I65,I(6 I/2)					33900	3I600	28700	24400				
(4 I/2"FH)	I39,7 (5 I/2)					I7500	I7500	I7500	I7500	I7500			
	I46,0(5 3/4)					24300	24300	24300	24300	24300			
	I52,4(6)					3I600	3I600	30900	26800	24000			
	I58,8(6 I/4)					36600	33900	30900	26800	24000			
	I65,I(6 I/2)					36600	33900	30900	26800	24000			
NC-46(4IF)	I46,0(5 3/4)						23900	23900	23900	23900			
	I52,4 (6)						3I400	3I400	30I00	27400			
	I58,8(6 I/4)						38000	34600	30I00	27400			
	I65,I(6 I/2)						38000	34600	30I00	27400			
	I7I,5(6 3/4)						38000	34600	30I00	27400			
NC-50	I58,8(6 I/4)						30900	30900	30900	30900	30900		
(4 I/2"IF)	I65,I(6 I/2)						40000	40000	40000	40000	35900		
	I75,II6 3/4)						48800	48I00	43400	40700	35900		
	I77,8 (7)						5I500	48I00	43400	40700	35900		
	I84,2 (7 I/4)						5I500	48I00	43400	40700	35900		
5 I/2" Reg	I7I,5(6 3/4)						42700	42700	42700	42700			
	I77,8 (7)						52900	52900	48800	45400			
	I84,2 (7 I/4)						56900	53600	48800	45400			

Продолжение прил.7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
	I90,5 (7 I/2)						56900	53600	48800	45400			
(5 I/2"	I77,8 (7)							44I00	44I00	44I00	44I00		
FH)	I84,2 (7 I/4)							54900	54900	54900	54900		
	I90,5 (7 I/2)							66400	63700	6I000	56300		
	I96,8 (7 3/4)							69200	63700	6I000	56300		
NC-56	I84,2 (7 I/4)							54200	54200	54200	54200		
	I90,5 (7 I/2)							65800	65I00	6I000	56900		
	I96,8 (7 3/4)							69200	65I00*	6I000	56900		
	203,2 (8)							69200	65I00*	6I000	56900		
(6 5/8"	I90,5 (7 I/2)							62400	62400	62400	62400		
Reg	I96,8 (7 3/4)							74600	7I900	67800	63700		
	203,2 (8)							77300	7I900	67800	63700		
	209,6 (8 I/4)							77300	7I900*	67800	63700		
NC-6I	203,2 (8)							73200	73200	73200	73200		
	209,6 (8 I/4)							86800	86800	86800	82700		
	2I5,9 (8 I/3)							97600	92200	88I00	82700		
	222,2 (8 3/4)							97600	92200	88I00	82700		
	228,6 (9)							97600	92200	88I00	82700		
NC-70	228,6 (9)								I0I700	I0I700	I0I700	I0I700	I0I700
	235,0 (9 I/4)								II9300	II9300	II9300	II9300	II9300
	24I,3 (9 I/2)								I36900	I36900	I35600	I28800	I22000
	247,6 (9 3/4)								I45I00	I42400	I35600	I28800	I22000
	25 ,0 (I0)								I45I00	I42400	I35600	I28000	I22000
	260,4 (I0 I/4)								I45I00	I42400	I35600	I28800	I22000

Окончание прил.7

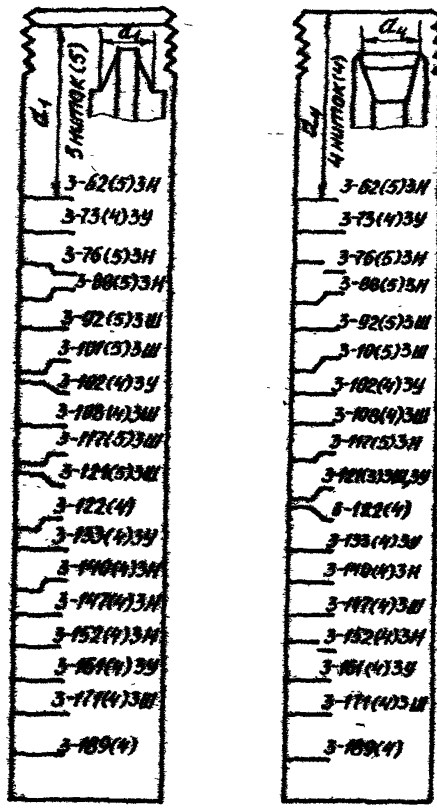
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2	I3	I4
NC-77	254,0(I0")									I45I00	I45I00	I45I00	I45I00
	260,4(I0 I/4")									I65400	I65400	I6540I	65400
	266,7(I0 I/2")									I87I00	I87I00	I80300	I73500
	273,0(I0 3/4")									I93900	I87I00	I80300	I73500
	279,4(II")									I93900*	I87I00	I80300	I73500
7 5/8"	2I5,9(8 I/2")									8I400	8I400	8I400	8I400
Reg	222,2(8 3/4")									96300	96300	96300	96300
	228,6(9")									II2500	II2500	I07I00	I00300
	235,0(9 I/4")									II9300	II2500	I07I00	I00300
	24I,3(9 I/2")									II9300*	II2500	I07I00	I00300
8 5/8"	254,0(I0")									I46400	I46400	I46400	I46400
Reg	260,4(I0 I/4")									I66800	I66800	I66800	I66800
	266,7(I0 I/2")									I88500	I8I700	I74900	I66800

*Типоразмеры УБТ предусмотрены стандартом 7 АНИ.

**Нормальный крутящий момент свинчивания на I0% большенаименьшего момента, указанного в таблице.

В скобках приведены устаревшие типоразмеры резьбовых соединений.

Приложение 8



В АзНИИ НТИ разработан и предлагается для рабочих и специалистов предприятий бурения, работников трубных подразделений и других организации Миннефтепрома простой и удобный в работе инструмент для быстрого определения типоразмера замковой резьбы (рисунок). Применение его в работе для многих специалистов повысит общую культуру производства, ускорит и облегчит выбор решения, увеличит производительность труда.

Запросы по технической документации по линейке-шаблону, а также вопросы по приобретению направлять по адресу: 370005, г. Баку, проезд Кнуньянца, 2/6, АзНИИ НТИ.

Приложение 9

Таблица перевода некоторых англо-американских мер в метрические

	Английское наименование		Русский перевод	Значение в метрических единицах	Примечание
	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	
	square inch	*sq.in*	кв.дюйм	6,4516 $см^2$	
Масса	*pound*	*lb*	фунт	0,45359 кг	
Объем	*barrel (USA)*	*bbl*	Баррель	0,158988 $м^3$	
	gallon (USA)	*gal*	Галлон США	3,785442 л	
Момент силы	*pound foot*	*lbf-ft*	Фунто-фут	0,138255 кгс м 1,356 Нм	
Давление	*pound per square foot*	*lbf/sq.ft*	Фунт на кв. фут	488,2 · 10^{-6} кгс/$см^2$, 47,880 Па	
	pound per square inch	*lbf/sq.in* *psi*	Фунт на кв. дюйм	0,07031 кгс/$см^2$ 6,8949 кПа	

ЛИТЕРАТУРА

I. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под редакцией А.Е. Сарояна; Изд.3-е.-М.: Недра, 1987.

2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. Изд.3-е.-М.: Недра, 1988.

3. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. Изд.3-е.-М.: Недра, 1986.

4. Трубы бурильные ведущие. 6328.000-00.00.00 ТУ. Сумскоу МНПО им. им.М.В.Фрунзе, 1987.

5. Трубы бурильные утяжеленные. 6325.000-00.00.00 ТУ. Сумское МНПО им.М.В.Фрунзе, 1987.

6. Трубы бурильные с приваренными замками. ТУ 14-3-1571-88 (взамен ТУ 14-3-1293-84).-Минчермет, 1988.

7. ГОСТ 7360-82. Переводники для бурильных колонн.

8. "Хозяйство и право".-1988.-№6, Претензионные права.

9. Положение "О порядке предъявления и рассмотрения претензий предприятиями, организациями и учреждениями, урегулирования разногласий по хозяйственным договорам": Постановление Совмина СССР №758 от 17 октября 1973г.

10. "Правила рассмотрения хозяйственных споров государственными арбитрами. Утверждены постановлением Государственного арбитража при Совмине СССР №136 от 30 декабря 1978г.-М.: Юридическая литература, 1978.

11. Трубы бурильные с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками ТБВК. Диаметры 127 и 140 мм.

12. Спутник нефтяника и газовика: Справочник/Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н., -М.: Недра, 1986.

13. ГОСТ 20692-75. Замковая резьба 3-20I для УБТС-2 диаметром 254,273 и 299 мм.

14. Трубы бурильные для электробурения. ТУ 14-3-715-78 изм.1-4.

15. Трубы ведущие с коническими стабилизирующими поясками и переводниками ТВКП. ТУ 51-276-86.

16. Замки для бурильных труб. ГОСТ 5286-75.

17. Замки приварные для бурильных труб. ТУ 26-0604-01-88.

18. ГОСТ 4543-71. Сталь легированная конструкционная. Технические условия.

I9.Альбом образцов маркировки отечественных и импортных труб нефтяного сортамента.-ВНИИТнефть,I989.
20.Штанги бурильные квадратные.ТУ I4-3-I26-73.
2I.Трубы штанги бурильные квадратные с высаженными концами.ТУ I4-3-755-78.
22.Переводники для ведущих бурильных труб (ПШВ,ПШН).ТУ 26-02 - 652-75.
23.Стандарт СЭВ I384-78 "Трубы бурильные ведущие кованые.
24.Стандарт АНИ .Спецификации 7, 7 , Р7,5Д,5АХ.
25.ГОСТ 9.306-85.Покрытия металлические и неметаллические неорганические.Обозначения.
26.ГОСТ 26.008-85.Шрифты для надписей,наносимых методом гравирования.Исполнительные размеры.
27.Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные.ТУ I4-3-385-79.
28.ГОСТ 23786-79.Трубы бурильные из алюминиевых сплавов.Технические условия.
29.Замки ЗЛ для легкосплавных бурильных труб.Технические условия.
30.Трубы бурильные постоянного сечения из алюминиевого сплава Д16. Технические условия.
3I.Трубы бурильные с переменным наружным диаметром из алюминиевых сплавов марок Д16,АК4-I,I953.Технические условия.
32.Замок ЗУК-I62.ТУ 26-02-I026-86.
33.Смазки Р-4I6,Р-II3.ТУ 38-I0I708-73.
34.Смазка "Резьбол Б".ТУ 38-30I08-88.
35.Переводники типа ППВШ.ТУ 39-0I-32I-77.
36.Замки типа ЗЛК. ТУ 26-02-I00 №2
37.ОСТ 39-049-77 изм.I-3.Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб.
38.Замки с армированной наружной поверхностью для бурильных труб.

Оглавление

I. Конструкции и основные технические данные бурильных труб,замков и переводников.....3

I.I. Трубы бурильные ведущие (ВБТ).....3
Ведущие трубы сборной конструкции.....3
Ведущие трубы цельной конструкции.....10

I.2. Трубы бурильные.....26
Трубы бурильные сборной конструкции.....27
Трубы бурильные с приваренными замками.....38
Трубы бурильные для бурения электробуром.....44
Алюминиевые бурильные трубы (АБТ).....44
АБТ сборной конструкции.....47
АБТ беззамковой конструкции.....83
Трубы бурильные утяжеленные (УБТ).....84
УБТС-2.....86
УБТС горячекатаные.....90
УБТ по 6325.000-00.00.00. ТУ.....92
УБТ импортные.....104

I.3. Замки бурильные.....110
Замки по ГОСТ 5286-75 111
Замки приварные по ГОСТ 27834-88.....139
Замки для АБТ.....

I.4. Переводники для бурильных колонн.....143
Переводники по ГОСТ 7360-82.....144
Переводники по ОСТ 39.049-77 с замковой резьбы на резьбу обсадных труб.....150
Переводники по ТУ 39.01.321-77 для ВБТ.....150

II. Заказ,получение труб,подготовка их к эксплуатации.Учет,начисление износа труб и их списание.Цена труб.....156

2.I. Заказ и получение труб.....156
2.2. Подготовка труб к эксплуатации.....158
2.3. Учет,начисление износа труб,их списание.Цена труб..160

III. Эксплуатация бурильных труб.....163
3.I. Общие требования.....164
3.2. Соотношение размеров долот,УБТ и бурильных труб.....178

3.3. Величины моментов свинчивания бурильных, утяжеленных бурильных труб, ведущих бурильных труб..... 178
Значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов для бурильных труб, изготавливаемых по ТУ .....
3.4. Смазка резьбы замковых соединений.....179
3.5. Износ бурильных труб и УБТ.....186
Абразивный износ.....186
Коррозионный износ.....191
3.6. Прокат бурильных труб.....192
3.7. Ресурсосберегающая технология при использовании бурильного инструмента.....193
3.8. Аварии с бурильными трубами, их предупреждение.....194
IУ. Контроль, профилактика и ремонт труб.....197
4.I. Приемка и контроль труб.....197
4.2. Правка труб.....198
4.3. Дефектоскопия и толщинометрия труб.....199
4.4. Ремонт резьбы.....202
4.5. Удаление изношенных замковых деталей и сборка новых...203
4.6. Наплавка замков. Армирование муфты замка твердым сплавом.....203
У. Транспортировка труб и их хранение.....207
5.I. Транспортировка труб.....207
5.2. Хранение труб.....207
Приложения.....208
Литература.....224

Редактор Касаткина И.Б.

Подписано в печать 29.08.90. Формат 60x84 1/16. Бумага №1. Усл.печ.л. 13,0
Уч.-изд.л.13,2. Тираж 2500экз. Заказ № 2350

Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб. Куйбышев, ул.Авроры, 110.

типография нефтяной и газовой промышленности СССР, г.Москва.

gost.e-ecolog.ru