

И. Т. ИНОЧКИН, В. Л. ПРОКШИЦ

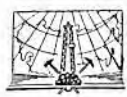
2)
СПП.2
735.13
И 68

СПРАВОЧНИК БУРОВОГО МАСТЕРА

2-е ИЗДАНИЕ
ИСПРАВЛЕННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ
(СТЕРЕОТИПНОЕ)

~~И 76 73~~

И 76 73



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1968



Справочник бурового мастера. П. Т. Иночкин, В. Л. Прокшиц. Издательство «Недра», 1968, 477 стр.

В справочнике приведены технические характеристики бурового оборудования и инструмента, таблицы, формулы для выбора режима турбинного и роторного бурения, даны справочные таблицы по креплению и цементированию обсадных колонн, а также рекомендации по предупреждению прихватов и борьбе с аварийностью при бурении скважин.

В справочнике таблиц 219, иллюстраций 214.

Петр Трофимович Иночкин, Виктор Леонтьевич Прокшиц

СПРАВОЧНИК БУРОВОГО МАСТЕРА

Ведущий редактор *Е. П. Корсун*

Технические редакторы: *В. В. Соколова* и *Е. Перусалимская*

Переплет художника *Е. В. Никитина*.

Корректор *Н. А. Соколова*.

Сдано в набор 21/VI 1967 г. Подписано к печати 29/XII 1967 г.
Формат бумаги 60 × 90^{1/16}. Бумага № 3. Печ. л. 29,75. Уч.-изд. л. 35,12.
Т-14261. Тираж 20 000. Цена 1 р. 99 к. Заказ № 768/356-5. Индекс 1-2-1.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главнолиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Московский проспект, 91.

ПАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровые вышки предназначены для подъема бурильных и обсадных труб над скважиной при спуско-подъемных операциях и при бурении, для размещения бурильных труб при извлечении их из скважины и защиты буровой бригады от ветра, дождя и снега.

В настоящее время все буровые вышки изготавливают либо из стальных труб либо из стального проката.

Все металлические вышки состоят в основном из решетчатой башни, подъемных козел, площадок для верхового рабочего, лестницы и обшивки.

Принятые обозначения буровых вышек соответствуют их высоте: 28-м вышки обозначаются шифром ВМ-28, 41-м — ВМ-41, 42-м — ВАС-42 и т. д. Различают вышки башенного и А-образного типов.

Башенные вышки по конструкции решеток делятся на крестовые (ВМ-28, ВМ-41, ВМ-53 Азинмаша), ромбические (ВМ-41-ЦКБ и ВМ-53-ЦКБ) и двухкрестовые (В1-300-53, В-200-41).

Вышки башенного типа ВМД-150 и ВМД-200 изготавливают для двухствольного бурения. Эти вышки отличаются от обычных вышек башенного типа размерами верхнего основания.

Для сверхглубокого бурения изготавливаются вышки В-200-41 и В1-300-53.

Таблица 1

Техническая характеристика вышек башенного типа

Показатели	Наименование					
	ВМ-41	ВМ-41 м	БВМБ-41-200	В200-41	В1-300-53	ВМД-200
Тип	Башенные четырехгранные					
Номинальная грузоподъемность на крюке (при оснастке 5×6), т	150	150	200	200	300 (при оснастке 6×7)	200

Продолжение табл. 1

Показатели	Наименование					
	ВМ-41	ВМ-41м	ВВМБ-41-200	В200-41	В1-300-53	ВМД-200
Максимально допустимая временная нагрузка на крюке, Т	200	200	250	250	350	—
Высота (от основания опорной плиты до верхней плоскости подкранблочных балок), м . .	40,27	41,0	41,45	40,135	53	39,87
Размер оснований (по осям ног), м:						
нижнего	8×8	8×8	8×8	8×8	10×10	8×8
верхнего	1,98	1,98	2×2	2×2	2×2	2×3
Высота проема передних ворот, м	8	12	12,3	10,87	10,5	12
Высота козел (от верхней плоскости подкранблочных балок до перекладив), м	2,8	3,76	3,1	3,75	3,75	3,8
Грузоподъемность козел, т	3	3	3	6	6	6
Высота расположения площадки для верхового рабочего, м	22,3	22	22,5	22,5	22 и 35	22,2
Высота расположения площадки для обслуживания стояка, м	нет	16	12,3 или 16,4	—	—	—
Число секций (панелей)	10	10	10	18	24	13
Высота каждой секции, м	4,027	4,027	4,1	4,372	4,372	3
Общая высота вышки, включая козлы, м	44	44,90	44,7	43,91	57	—
Степень разборности башни	Разбираются на отдельные элементы					
Общий вес вышки, кг	25 120	31 403	24 354	30 594	50 740	32 819
В том числе металлических частей, кг	—	28 203	23 100	—	—	—

Таблица 2

Техническая характеристика вышек А-образного типа

Показатели	БУ-75Бр	ВАС-42	БУ-200Бр
Тип	А-образная секционная	А-образная секционная	
Высота от опорных шарниров ног до верхней плоскости подкранблочных балок, м	40,35	42,83	43,5
Расстояние между опорами ног, м, . .	6,2	9,2	8,0
Расстояние между опорными шарнирами подкранблочных балок, м	1,5	2,5	2,8
Расстояние между опорами ноги и подкоса, м	6,5—7,0	6,0	7,27
Номинальная грузоподъемность на крюке (при оснастке 4 × 5), т . .	75	200	200
Максимальная кратковременная нагрузка на крюке, Т	100	250	320
Грузоподъемность козел, кг	—	5000	5000
Высота крепления подкосов от опорных шарниров ног, м	12,7	—	—
Количество секций, м	10,0	10,5 и 11,1	10,5 и 11,1
Высота расположения площадки для верхового рабочего (от опорных шарниров и ног), м	22,83	22,8	24,17
Общая высота вышки, м	—	46,5	46,0
Емкость магазина для свечей, м при трубах диаметром:			
168 мм	2000	—	4000
141 мм	2400	—	—
114 мм	2800	—	—
Высота козел, м	2,0	3,4	2,5
Общий вес, т	18,2	24,305	27,1

Таблица 3

**Блоки, входящие в комплект крупноблочных оснований
стационарных буровых установок**

Бакинский филиал б. ЦИМНефти	Грознефть	Дагнефть
Рамные основания под буровую вышку	Сани-основание под буровую вышку	Металлические сани-основание под буровую вышку
Основание под ротор Основание под лебедку и двухмоторный редуктор	Агрегатный блок (лебедка, редуктор с электродвигателями и ротор)	Агрегатный блок — металлические сани с редукторным сараем, на котором установлены лебедка, редуктор, электродвигатели, ротор
Основание подсвечника для установки бурильных труб	Сани-подсвечники для бурильных труб	Электросиловой блок ЯЖНУ, трансформаторы, станции управления
Мостки Передвижной агрегатный сарай Основание под индивидуальный привод ротора или агрегат форсированного режима бурения	Блок индивидуального привода к ротору (ПИР-2-4 с электродвигателями) Приемный секционный мост	Насосный блок — металлическое основание с обшитой фермой под сарай, на котором установлен буровой насос и электродвигатель с пусковым устройством
Передвижной сарай для укрытия насосов и электрооборудования к ним	Блок буровых насосов — сани под насос с электродвигателем и укрытием	Блок циркуляционной системы с двойными желобами
Основание под два чана	Блок глиномешалки с электродвигателем	Приемный мост
Желобная система (блочная)	Блок приемных чанов	
Глиномешалка с электрооборудованием	Блок запасных чанов Блок циркуляционной системы	
	Блок понизительной и трансформаторной подстанции	
	Блок-киоск станций управления	

Кроме башенных, в настоящее время изготавливают вышки А-образного типа 7 (ВАС-30/40, ВАС-42 и др.).

Вышками ВАС-42 в последние годы комплектуют буровые установки Уралмаш-9Д, Уралмаш-11ДЭ, БУ-200Бр и БУ-75Б.

А-образные вышки собирают в горизонтальном положении и поднимают двумя способами.

Наиболее распространен способ подъема вышки ВАС-42 при помощи стрелы и полиспаста (с некоторыми изменениями) в зависимости от установок Уралмаш-9Д, БУ-75Бр, БУ-200Бр. В буровых установках Уралмаш-11ДЭ А-образные вышки поднимают при помощи стрелы и двух полиспастов.

Для перевозки вертолетами вышку разделяют на четыре части: две ноги, площадку верхового рабочего и кронблок с рамой.

Вышки ВАС-30/40 входят в комплект буровых установок БУ-50 и БУ-75.

КРУПНОБЛОЧНЫЕ ОСНОВАНИЯ

При строительстве, монтаже и демонтаже бурового оборудования крупными блоками механизмируются трудоемкие работы по сооружению бутобетонных, свайных и других фундаментов, облегчаются и улучшаются условия транспортировки оборудования и других строительного-монтажных материалов.

При крупноблочном монтаже несколько элементов буровой установки, смонтированных на одном основании, представляют собой крупный блок. Все элементы стационарной буровой установки (лебедка, редуктор, силовое оборудование, ротор, насосы и др.) собирают на нескольких металлических основаниях, монтаж которых в основном сводится к затаскиванию и установке блоков непосредственно на месте.

В настоящее время на промыслах применяют крупноблочные основания конструкции Грознефти, Дагнефти, Бакинского филиала б. ЦИМТнефти и др.

В последние годы на нефтепромыслах в восточных районах СССР широко применяют крупноблочные основания под буровые вышки и оборудование, особенно при монтаже бурового оборудования с электроприводом. Разработаны основания и под станки с дизельным приводом.

Первые варианты комплектов крупных блоков для станков с электроприводом (основания В. А. Рагинского и А. Д. Обнорова) состояли из единого блока под вышку с лебедкой, ротор и привод к ним и самостоятельного блока под насосы с их приводами.

Эти крупноблочные основания транспортируют в собранном виде со всем оборудованием на тяжеловозах.

Недостатком этих оснований является большой вес, в результате чего наблюдаются частые поломки при перевозке.

Конструкции первых крупноблочных оснований были выполнены статически неопределимыми с четырехточечным распределением нагрузок.

Гипернефтемашем разработаны конструкции крупноблочных оснований с трехточечным распределением нагрузок.

БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-5Д

Техническая характеристика

Грузоподъемность талевой системы, т	130
Тип дизелей силового привода	В2-300А
Число дизелей в силовом приводе	5

Мощность одного дизеля при 1500 об/мин, л. с.	300
Суммарная мощность дизелей при 1500 об/мин, л. с. . . .	1500
То же, при 1200 об/мин, л. с.	1300
Наибольшее допустимое число оборотов дизелей, ограниченное зоной резонанса, об/мин	1200
Блок двигателей для привода лебедки и одного насоса, количество дизелей	3
Блок двигателей привода второго насоса, количество дизелей	2
Спаривание силовых агрегатов осуществляется 16 клиновидными ремнями профиля Д длиной, мм	5600
Передача мощности к насосам осуществляется 16 клиновидными ремнями профиля Д длиной, мм	10 000
Мощность, передаваемая на лебедку, л. с.	500
Мощность, передаваемая на каждый буровой насос, л. с. .	470
Мощность от редуктора реверсивного устройства к лебедке и от лебедки к ротору передается двухрядной втулочно-роликовой цепью с шагом, мм	50,8
Шаг двухрядных втулочно-роликовых цепей, мм	50,8

Краткое описание

Буровая установка Уралмаш-5Д предназначена для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной до 3000 м.

В состав установки входят лебедка У2-4-5, ротор У7-520-2, пятидизельный привод, буровые насосы У8-3, компрессорная станция с электроприводом КСЭ-3М, компрессорная станция с приводом от трансмиссии, кронблок У3-130-2, талевый блок У4-130-2, крюк У5-130-2, вертлюг У6-130-2. Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-5Д приведена на рис. 1.

Пятидизельный привод состоит из двух блоков:

1) трехдизельного, предназначенного для привода лебедки, ротора, одного бурового насоса и компрессоров;

2) двухдизельного, предназначенного для привода второго бурового насоса.

Дизели обоих блоков соединяются с соответствующими редукторами при помощи эластичных муфт. Редукторы соединяются с трансмиссиями при помощи шинопневматических муфт ПМ-500.

Реверсивно-фрикционное устройство установки состоит из дизеля, понижающего редуктора, редуктора реверсивно-фрикционного устройства и цепной передачи.

Тихоходный и быстроходный валы реверсивного устройства соединяются с ведущим и ведомым валами редуктора шинопневматическими муфтами ПМ-500.

Компрессоры приводятся в действие от трансмиссии.

В комплект буровой установки также входят: дизель-генераторная станция, которая служит для питания запасного компрессора, глиномешалки, водяного насоса, и комплект освещения буровой.

Для запуска дизелей при помощи электростартеров, а также для аварийного освещения предназначены аккумуляторные батареи.

Пневматическое управление буровой установки Уралмаш-5Д

Принципиальная схема пневматического управления буровой установки Уралмаш-5Д дана на рис. 2.

Техническая характеристика компрессорной установки

Производительность при 500 об/мин на электроприводе или при 1200 об/мин на дизельном приводе, м ³ /мин	2,05
То же при 690 об/мин на электроприводе или 1600 об/мин на дизельном приводе, м ³ /мин	2,85
Рабочее давление, кг/см ²	6—9
Вес установки, кг	1325
Габаритные размеры, мм:	
длина	2300
ширина	900
высота	1450

Регулирование автоматическое

Регулятор давления типа	AK-6A
Пределы регулирования, кг/см ²	6—9
Наименьшая разность давления включения и выключения, кг/см ²	1,75—2,0
Электропневматический вентиль	ВВ-2
Корпус вентилей	ЗА-5341
Электропитание вентилей постоянным током, в	24

Техническая характеристика компрессора

Марка	КСМ-3М
Тип	вертикальный, простого действия
Число ступеней	2
Охлаждение	воздушное
Число цилиндров:	
1-й ступени	1
2-й ступени	1
Диаметр цилиндров, мм:	
1-й ступени	230
2-й ступени	125
Ход поршня, мм	120
Клапаны	ленточные, беспружинные
Температура воздуха, °С:	
после 1-й ступени сжатия	140
после 2-й ступени сжатия	150
Смазка при температуре окружающей среды 20° С	барботажная

Контрпривод компрессора

Тип опор	шарикоподшипники
Муфта сцепления	шпннопневматическая муфта ПМ-300 × 100
Диаметр приводного шкива, мм	540
Число ручьев для клиновидных ремней	4
Тип ремней	В

34 — двухклапанный кран ручного управления муфтой компрессора; 35 — распределительный четырехклапанный кран управления реверсивным агрегатом, соединенным с краном 23; 36, 37 — клиноремные передачи; 38 — муфта ПМ-500 одношкивного агрегата; 39 — вертикальный одношкивный агрегат; 40 — муфта ПМ-50 двухшкивного агрегата насосного блока.

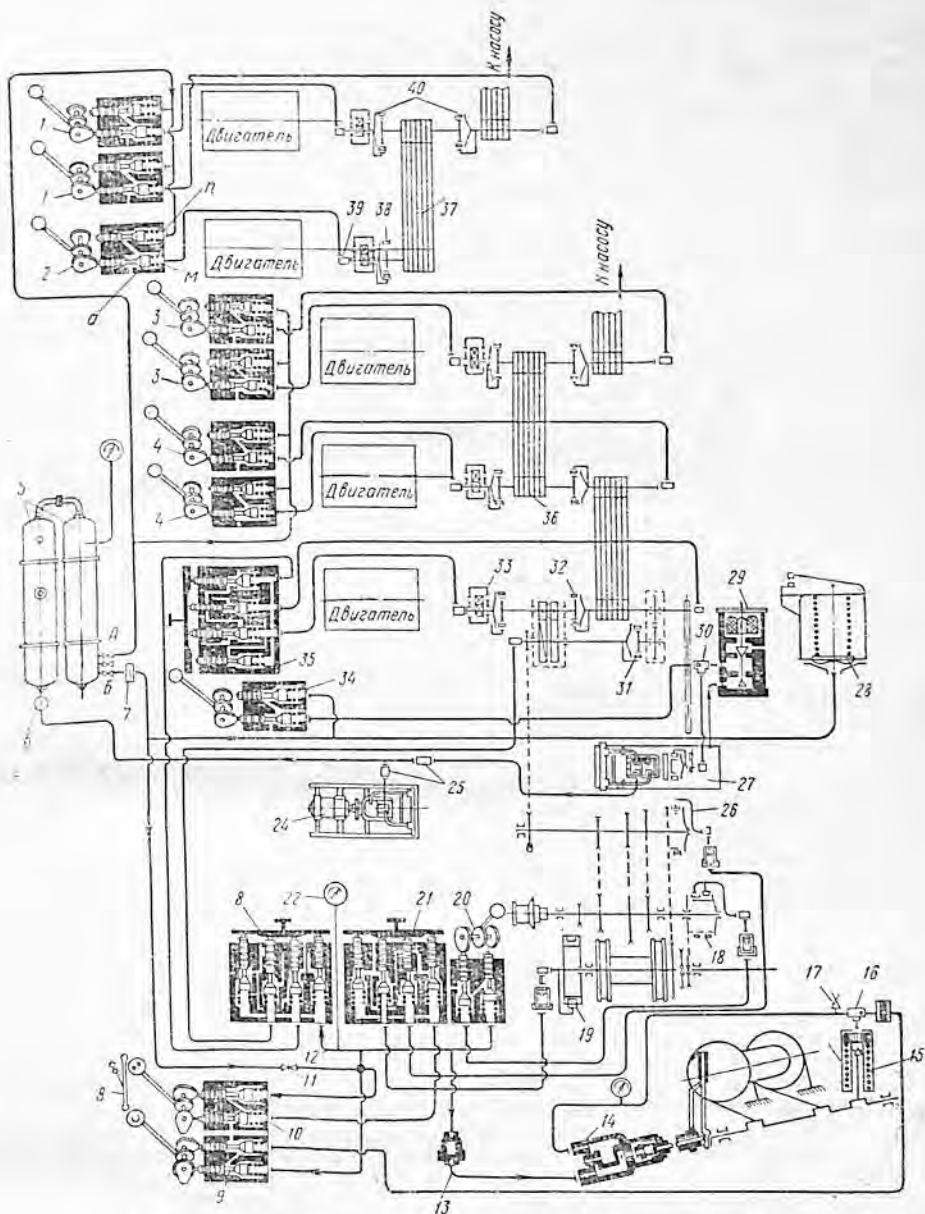


Рис. 2. Схема пневматического управления буровой установки Уралмаш-5Д.

1 — двухклапанный кран управления муфтами; 2 — двухклапанный кран управления муфтами ПМ-500 включения одношпиндельного агрегата насосного блока; 3 и 4 — двухклапанные краны управления муфтами ПМ-500 двухшпиндельного агрегата трехдизельного блока; 5 — воздушный резервуар; 6 — маслоотделитель; 7 — конденсатор для задержания влаги; 8 — душный резервуар; 9 — кран противозатаскивателя талевого блока под кронблок; 10 — двухклапанный кран противозатаскивателя; 11 — вентиль; 12 — коллектор; 13 — фильтр; 14 — кран машиниста системы Казанцева; 15 — пневматический цилиндр тормозного устройства; 16 — переключающий клапан; 17 — вентиль; 18 — спаренные муфты ПМ-500 выключения ротора; 19 — муфты ПМ-1070 тихого хода лебедки; 20 — кран включения ротора; 21 — четырехклапанный кран управления муфтами барабана; 22 — манометр; 23 — четырехклапанный кран управления реверсивным устройством; 24 — компрессор с приводом от электродвигателя; 25 — обратный клапан; 26 — муфта ПМ-700 быстрого хода лебедки; 27 — компрессор с приводом от трансмиссии дизелей; 28 — регулятор давления компрессора; 29 — электропневматический вентиль; 30 — переключающий клапан подачи воздуха в муфту компрессора; 31 — муфта для соединения вала ведущей звездочки с цепной передачей реверсивного устройства; 32, 33 — шиннопневматические муфты;

При нормальной работе буровой установки управление компрессором производится автоматически при помощи регулятора давления и электропневматического вентиля. Компрессор автоматически выключается при достижении максимального давления в системе и включается при падении до установленного минимума.

Управление одношквивым и двухшквивым агрегатами буровой установки Уралмаш-5Д

Двухклапанный кран 2 (см. рис. 2) имеет два отвода и отверстие *a*, соединяющее его с атмосферой. Один из отводов *n* присоединен к магистрали сжатого воздуха, а второй отвод через вертлюжок 39 сообщается с полостью пневмопневматической муфты 38.

При включении крана сжатый воздух из магистрали пройдет через вертлюжок во вращающуюся муфту, которая зажмет шкив и поведет вал за собой.

При выключении крана воздух из муфты через вертлюжок и отверстие крана *a* выйдет в атмосферу. Муфта разъединяется с валом так как при помощи двухклапанных кранов включаются все муфты.

Таблица 4

Карта смазки компрессорной установки

Наименование места смазки	Сорт смазки	Указания по смазке
Подшипники контрпривода	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2 (ГОСТ 1033—51)	Первоначальная набивка до трети объема полости
Подшипники вертлюжка Масляные камеры уплотнительных манжет вертлюжка	То же »	То же Смазывать ручным насосом через пружинную масленку один раз в смену
Компрессор Шарниры рычагов регулятора давления	По инструкции Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2 (ГОСТ 1033—51)	По инструкции Смазывать понемногу по мере надобности

Силовой агрегат с двумя шкивами привода отдельного насоса имеет две пневмопневматические муфты 40. Одна из них соединяет позитивный редуктор с трансмиссионным валом, а вторая связывает между собой два участка трансмиссионного вала. Эти муфты управляются двухклапанными кранами 1, установленными и связанными с муфтами 40 точно так же, как и кран 2.

Два силовых агрегата работают по той же схеме управления соответственно от двух пар двухклапанных кранов 3 и 4.

Управление компрессором, силовым агрегатом, реверсивным устройством и лебедкой

Вторая линия управления, пройдя через конденсатор 7, разделяется на две ветви. Одна служит для управления компрессором с контрприводом, а другая питает остальные агрегаты.

Управление пневмопневматической муфтой компрессора 27 может производиться автоматически при помощи регулятора давления и электропневмати-

вского вентиля 29 или вручную с поста дизелиста двухклапанным краном 34, установленным перед радиатором дизеля силового агрегата с реверсивным устройством.

При автоматическом управлении компрессором 27 двухклапанный кран 34 должен быть выключен. При управлении с помощью выключателя, расположенного на пульте контрольно-измерительных приборов двигателя силового агрегата с реверсивным устройством, электропневматический вентиль и регулятор давления должны быть включены в электрическую систему буровой установки.

При понижении давления до номинальной величины, на которую отрегулирован регулятор давления 28, последний, замыкая контакты, включает электромагнитную катушку электропневматического вентиля 29. Клапаны вентиля 29 принимают положение, изображенное на рис. 2, при котором воздух из магистрали получает доступ в шиннопневматическую муфту компрессора 27, и он начинает работать.

Линии от воздухопровода, направленные от крана 34 и от электропневматического вентиля 29 к шиннопневматической муфте компрессора 27, соединяются в переключающем клапане 30, который, пропуская сжатый воздух в муфту от одного из питающих ее трубопроводов, автоматически перекрывает доступ воздуха на второй трубопровод.

Силовым агрегатом с реверсивным устройством управляют с поста бурильщика при помощи четырехклапанного крана 23 (крана реверса).

Кроме того, перед радиатором дизеля силового агрегата с реверсивным устройством установлен распределительный четырехклапанный кран 35, соединенный с краном 23. Четырехклапанный кран питается сжатым воздухом от коллектора.

При необходимости пульт бурильщика можно отключить, перекрыв вентиль 11.

Распределительный кран 35 можно поставить в три положения. В среднем положении, когда рукоятка крана стоит против надписи «обе муфты», сжатый воздух, поступивший в кран 35, направляется одновременно в муфту, соединяющую трансмиссионный вал с дизелем, и в муфту, соединяющую две части трансмиссионного вала. В таком виде кран 35 изображен на схеме.

Кран реверса 23 также имеет три положения. Среднее положение, когда рукоятка стоит против надписи «выключено», соответствует выключению всех муфт реверсивного устройства. В положении рукоятки крана 23 против надписи «прямой» сжатый воздух подается к крану 35, питающему шиннопневматические муфты 32 и 33, и выпускает воздух из муфты 31.

В положении рукоятки крана 23 против надписи «обратный» сжатый воздух подается в муфту 31, соединяющую вал ведущей звездочки с цепной передачей реверсивного устройства, и выпускает воздух из муфт 32 и 33.

Благодаря блокировке, осуществляемой краном 23, одновременное включение прямого и обратного хода невозможно.

Все операции, выполняемые при помощи крана реверса 23 и распределительного крана, приведены в табл. 5.

Управление муфтами барабана производится при помощи четырехклапанного крана муфт барабана 21, установленного на пульте бурильщика. Ответвление воздухопровода, подающего воздух к крану 21, проходит сначала через двухклапанный кран 10, принадлежащий к установке противозатаскивателя.

Рукоятка крана муфт барабана 21 может быть поставлена в три положения. В положении «тихий» кран подает воздух в муфту ПМ-1070, позволяя поднимать на трех «тихих» скоростях лебедки.

В положении «быстрый» кран подает воздух в муфту ПМ-700, при включении которой валу барабана сообщается четвертая независимая скорость («быстрая»).

В положении «выключено» муфты 26 и 19 соединены с атмосферой, вал барабана отключен.

Благодаря блокировке одновременное включение двух скоростей невозможно.

Таблица 5

**Операции, выполняемые при помощи крана реверса
и распределительного крана**

Операция	Положение рукоятки кранов (см. рис. 2)	
	кран реверса 23	распределитель- ный кран 35
Включение лебедки на прямой ход от силового агрегата с реверсивным устройством	«Прямой»	«Дизель»
Включение лебедки на прямой ход от силового агрегата с двумя шкивами 36 или 37 при отключенном дизеле силового агрегата с реверсивным устройством	«Прямой»	«Трансмиссия»
Включение лебедки на прямой ход от двух дизелей	«Прямой»	«Обе муфты»
Включение лебедки на обратный ход от силового агрегата с двумя шкивами 36 или 37	«Обратный»	Не участвует

Управление ротором. Кран включения ротора 20 соединен с коллектором и осуществляет управление спаренными муфтами ПМ-500 18, при включении которых приводится в движение ротор буровой установки.

От кранов 21 и 20 к муфтам 18, 19 и 26 воздух проходит через клапаны-разрядники.

На приборном щитке лебедки смонтирован манометр 23, присоединенный к коллектору. По показаниям манометра бурильщик может следить за давлением в системе пневматического управления.

Управление пневматическим цилиндром тормоза лебедки производится при помощи крана машиниста системы Казанцева, а управление краном — при помощи вращающейся ручки на конце рукоятки тормоза.

Кран машиниста получает питание от коллектора 12. В воздухопровод, подводящий воздух к крану машиниста, вмонтирован фильтр 13.

На воздушной линии, ведущей от крана машиниста к пневматическому цилиндру 15, установлен вентиль 17. Если кран машиниста откажет в работе, когда пневматический цилиндр 15 наполнен сжатым воздухом, то можно растормозить кран, выпустив воздух из цилиндра при помощи вентиля 17.

Кроме воздушной линии от крана машиниста, к пневматическому цилиндру подведена воздушная линия от крана противозатаскивателя 9. Обе линии сходятся в переключающем клапане 16 и могут действовать независимо.

Установка конечного выключателя (противозатаскивателя, см. рис. 2) размещается на раме лебедки и состоит из двух двухклапанных кранов 9 и 10, заблокированных общей траверсой, соединяющей их рукоятки. Траверса, подвешенная к троснику, поддерживает рукоятки кранов в приподнятом положении.

При подъеме талевого блока выше допустимого верхнего положения тросник, увлекаемый талевым блоком вверх, выдергивает шплинт, и рукоятки кранов 9 и 10 под действием установленных на них грузов падают вниз, переключая при этом краны.

В положении, изображенном на рисунке, конечный выключатель еще не сработал, кран 10 стоит в положении «включено», воздух из магистрали свободно поступает через краны 10 и 21 в шинную муфту. В то же время кран 9 стоит в положении «отключено», закрывая дорогу сжатому воздуху в полость пневматического цилиндра 15 тормоза лебедки.

При срабатывании конечного выключателя кран 10 становится в положение «отключено» и прекращает доступ сжатого воздуха к крану 21 барабана, соеди-

няя одновременно полость муфты 19 или 26 с атмосферой. В то же время кран 9 становится в положение «включено», открывая сжатому воздуху доступ в пневматический цилиндр 15 тормоза.

Во избежание излишне резкого торможения в воздухопроводе, ведущем от крана 38 конечного выключателя к пневматическому цилиндру тормоза, установлена в прямой трубке муфты между двумя уплотнительными резиновыми прокладками дросселирования шайба с проходным отверстием 1,9 мм.

Дистанционное управление топливными насосами дизелей

Двигатели трехдизельного блока привода буровой установки, кроме индивидуального управления штурвалами, расположенными на кожухах радиаторов дизелей, имеют общее дистанционное управление с поста бурильщика.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-5Д-61

Буровая установка Уралмаш-5Д-61 предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных нефтяных и газовых скважин роторным и турбинным способами глубиной до 3000 м.

Таблица 6

Комплект буровой установки Уралмаш-5Д-61

Наименование узлов	Количество на установку	Шифр
Кронблок	1	У3-130-2
Талевый блок	1	У4-130-5
Крюк	1	У5-130-2
Вертулуг	1	У6-ШВ14-160М
Ротор	1	У7-520-3
Лебедка	1	У2-4-8
Буровые насосы	2	У8-4
Одношківный силовой агрегат	1	—
Двухшківный силовой агрегат	3	—
Силовой агрегат с реверсивным устройством	1	—
Автоматический стационарный буровой ключ	1	АКБ-3
Компрессорная станция	1	КСЭ-3М
Дизель-генераторная станция	1	ЭЛ-100А
Фундамент рамы (салазки под аккумулятор)	2	—
Пульт управления топливным насосом	1	—
Воздухопровод	1	—
Установка маслблоков	1	—
Дизель силового привода	4	В2-450-АВ

Основным отличием буровой установки Уралмаш-5Д-61 от установки Уралмаш-6Э-61 является наличие дизельного привода вместо электрического.

Буровая установка Уралмаш-5Д-61 отличается от установки Уралмаш-5Д, как и буровая установка Уралмаш-6Э-61 от установки Уралмаш-6Э, измененной конструкцией буровой лебедки и снабжена дополнительно элементами, указанными в описании буровой установки Уралмаш-6Э-61.

К числу особенностей установки относится компоновка оборудования блок II.

Силовой привод установки, приводящий в действие лебедку, ротор (через лебедку) и два буровых насоса, состоит из четырех дизелей, соединенных в два блока. Первый блок включает в себя два силовых агрегата и предназначен для привода лебедки, ротора, одного бурового насоса и компрессора. Второй блок состоит из двух силовых агрегатов, которые используются для привода второго бурового насоса.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-6Э

Буровая установка Уралмаш-6Э, как и установка Уралмаш-5Д, предназначена для бурения скважин глубиной до 3000 м.

Основным отличием этой установки от установки Уралмаш-5Д является наличие электрического привода вместо дизельного.

Техническая характеристика

Максимальная глубина бурения, м	3000
Тип двигателя лебедки и ротора	МАД-128-8
Мощность электродвигателя, <i>квт</i>	160
Число оборотов двигателя, <i>об/мин</i>	735
Напряжение, <i>в</i>	500
Установочная мощность электропривода насосов, <i>квт</i>	$2 \times 380 = 760$
Тип двигателя бурового насоса	ФАМСО 158-8
Мощность электродвигателя, <i>квт</i>	380
Скорость вращения вала электродвигателя, <i>об/мин</i>	740
Напряжение, <i>в</i>	6000
Двигатель аварийного привода	тип АО-83-8 ($N = 28 \text{ квт}$, $n = 735 \text{ об/мин}$) с короткозамкнутым ротором А-81-8 ($N = 20 \text{ квт}$, $n = 730 \text{ об/мин}$)
Двигатель привода компрессора	с короткозамкнутым ротором А-81-8 ($N = 20 \text{ квт}$, $n = 730 \text{ об/мин}$)
Источник питания электродвигателя аварийного привода	агрегат ДГ-50-4
Тип генератора агрегата	ДГС-92-4
Мощность генератора, <i>квт</i>	50
Установленная мощность буровой установки, <i>квт</i>	1150
Максимальная мощность, передаваемая на лебедку, <i>квт</i>	370
Натяжение каната, набегавшего на барабан, <i>т</i>	14,5
Число скоростей подъема	4
Скорости подъема крюка, <i>м/сек</i> :	
при оснастке 4×5	0,26—1,4
» » 5×6	0,208—1,14
Число скоростей вращения ротора	3
Наибольший диаметр проходного отверстия в стволе ротора, <i>мм</i>	520

На рис. 3 дана кинематическая схема буровой установки Уралмаш-6Э. Лебедка имеет самостоятельный привод, состоящий из двух электродвигателей и редуктора.

Каждый из двух насосов имеет свой индивидуальный электропривод с электродвигателем мощностью $N = 980 \text{ квт}$.

Привод лебедки от редуктора осуществляется двухрядной цепью, а привод насосов 16 клиновидными ремнями типа Д на каждую установку (насос — двигатель).

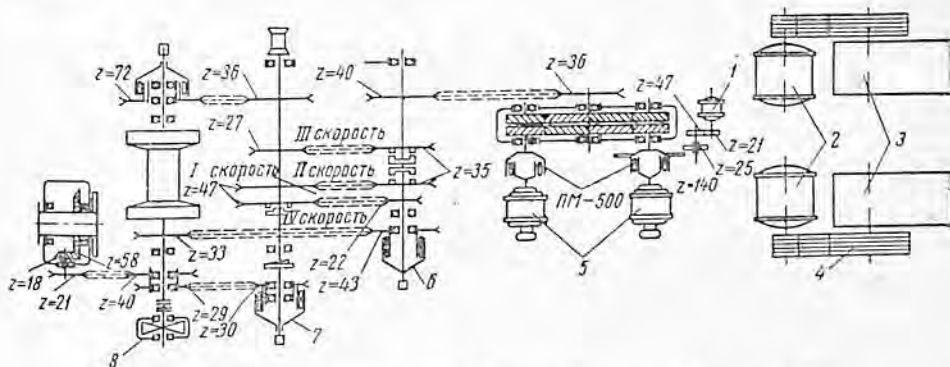


Рис. 3. Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-6Э.

1 — электродвигатель аварийного привода ($N = 28 \text{ квт}$, $n = 735 \text{ об/мин}$); 2 — электродвигатели ($N = 380 \text{ квт}$, $n = 740 \text{ об/мин}$); 3 — буровые насосы У8-3; 4 — передача из 16 клиновидных ремней типа Д; 5 — электродвигатели ($N = 160 \text{ квт}$, $n = 735 \text{ об/мин}$); 6 — двойная шинопневматическая муфта ПМ-700; 7 — двойная шинопневматическая муфта ПМ-500; 8 — гидравлический тормоз.

Таблица 7

Комплект буровой установки Уралмаш-6Э

Наименование узлов	Количество на одну установку	Шифр
Лебедка	1	У2-4-5
Буровой насос	2	У8-3
Ротор	1	У7-520-2
Компрессорная станция с электроприводом	2	КСЭ-3М
Кронблок	1	У3-130-2
Талевый блок	1	У4-130-3
Крюк	1	У5-130-2
Вертлюг	1	У6-130-2
Электропривод лебедки и ротора	1	—
Электропривод насосов У8-3	2	—
Воздуховод	1	—
Дизель-генератор	1	ДГ-50-4

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-6Э-61

Буровая установка Уралмаш-6Э-61 предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных нефтяных и газовых скважин роторным и турбинным способами глубиной до 3000 м.

Буровая установка Уралмаш-6Э-61 отличается от буровой установки Уралмаш-6Э тем, что в ней лебедка У2-4-5 заменена лебедкой У2-4-8, насос У8-3 заменен насосом У8-4.

Буровая установка снабжена аварийным приводом лебедки, предназначенным для медленного подъема бурильных труб при выходе из строя главных двигателей или аварийном выключении электроэнергии в силовой линии. Аварийный привод питается от дизель-генераторной станции, входящей в комплект буровой установки.

2 Заказ 768.

47673



Лебедка связана с силовым электроприводом установки через спаривающий редуктор. Движение от редуктора к лебедке и от лебедки к ротору передается двухрядной втулочно-роликовой цепью с шагом 50,8 мм. Установка снабжена автоматическим стационарным ключом.

Техническая характеристика

Глубина бурения, м	3000
Грузоподъемность при оснастке талевой системы (5 × 6), т	130
Мощность электродвигателей привода лебедки ротора, кВт	160
Скорость вращения вала электродвигателя, об/мин	700
Род тока питания	трехфазный, частота 50 гц, напряжение 500 в
Мощность электродвигателя аварийного привода лебедки, кВт	28
Скорость вращения электродвигателя аварийного привода лебедки, об/мин	735
Род тока	трехфазный, 50 гц, напряжение 220/380 в
Мощность двигателя привода бурового насоса, кВт	450
Скорость вращения вала двигателя привода бурового насоса, об/мин	750
Род тока	трехфазный, напряжение 6000 в

Таблица 8

Комплект буровой установки Уралмаш-6Э-61

Наименование узлов	Количество	Шифр
Кронблок	1	У3-130-2
Талевый блок	1	У4-130-5
Крюк	1	У5-130-2
Вертлюг	1	У6-ШВМ-160м
Ротор	1	У7-520-3
Лебедка	1	У2-4-8
Электродвигатели привода лебедки	2	АКБ-104-8
Буровые насосы	2	У8-4
Электродвигатели привода насосов	2	СДЭ-13-42-8А
Воздушный компрессор	2	КСЭ-3М
Дизель-генераторная станция	1	ДГ-50-4
Воздухопровод	1	—
Комплект ограждения привода насосов	1	—
Автоматический стационарный буровой ключ	1	АКБ-3
Электродвигатель аварийного привода лебедки	1	АО-83-8

Пневматическая система буровой установки Уралмаш-6Э-61

Для питания сжатым воздухом шиннопневматических муфт лебедки и тормозного управления, а также шиннопневматических муфт трансмиссий буровая установка имеет два компрессора, которые работают от электродвигателей.

Производительность компрессора, м ³ /мин	3
Давление сжатого воздуха, кг/см ²	9
Число ступеней сжатия	2
Объем воздухохранилища, м ³	1

Сжатый воздух аккумулируется в воздушных баллонах воздухохранилища, откуда через воздухопровод и прямооточные вертикальные клапаны расходуется на работу шиннопневматических муфт.

Верхние и нижние пределы давления в системе ограничиваются автоматически регулятором давления со связанным с ним электропневматическим вентилем.

Избыточная влага, содержащаяся в сжатом воздухе, отделяется в конденсаторе, а от компрессорного масла воздух очищается в маслоотделителе.

Управление шиннопневматическими муфтами производится с пульта буровика через клапанные краны.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-3Д

Буровая установка Уралмаш-3Д предназначена для бурения скважин глубиной до 5000 м.

Техническая характеристика

Установленная мощность двигателей, л. с.	200
Тип двигателей	дизель
	B2-400-АЧУ
Количество дизелей	5
в том числе:	
в двухдизельном блоке	2
в трехдизельном блоке	3
Наибольшая мощность дизелей при 1600 об/мин, л. с.	400
Мощность дизеля при 1200 об/мин, л. с.	300
Эксплуатационная скорость вращения вала дизеля, об/мин:	
а) наибольшие	1600
б) наименьшие, устойчивые	600
в) запрещается работать при скорости вращения дизеля в интервале	от 1250 до 1525
Передаточное отношение понижительного редуктора	1,53
Соединение коленчатого вала с понижительным редуктором	эластичная муфта с пластинами из прорезиненной ткани
Спаривание дизелей	клиновидными ремнями типа Д длиной 5600 мм
Количество клиновидных ремней длиной $l = 5600$ мм:	
а) для спаривания двух дизелей	16
б) всего на привод	48

Диаметр шкивов в клиноременных передачах между силовыми агрегатами, мм	500
Натяжение клиновидных ремней в двухдизельном блоке	винтовые стяжки
Натяжение ремней в трехдизельном блоке	виштовые и натяжные ролики
Передача мощности к буровым насосам	клиновидные ремни типа Д длиной 12 500 м
Количество ремней на один насос	16
Диаметр шкивов, передающих мощность на насосы, мм	630
Натяжение ремней к насосам	натяжные винты
Передача мощности на лебедку	два карданных вала
Коробка скоростей 5-скоростная с реверсом (V скорость, высшая независимая для подъема пустого элеватора)	шестеренчатая
Соединение трансмиссионных валов понижительного редуктора с коробкой скоростей и отдельных секций трансмиссионных валов между собой	шиннопневматические муфты ПМ-500
Управление шиннопневматическими муфтами	дистанционное пневматическое
Подача воздуха к шиннопневматическим муфтам	через сверления в валах
Привод компрессора КСЭ-3М от одношкивного силового агрегата в трехдизельном блоке	четыре клиновидных ремня профиля В длиной 4500 мм
Второй компрессор КСЭ-3М	от электропривода
Источник электроэнергии	две дизель-генераторные установки мощностью по 50 квт, переменного тока 400 в
Управление топливными насосами дизелей	дистанционное и дублированное у каждого дизеля

Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-3Д представлена на рис. 4.

Привод буровой установки Уралмаш-3Д состоит из пяти силовых агрегатов, объединенных в два блока. Первый блок предназначен для привода лебедки, ротора и одного бурового насоса, а второй блок для привода второго бурового насоса.

Каждый силовой агрегат снабжен дизелем В2-400А мощностью 400 л. с. при 1600 об/мин.

Силовые агрегаты соединены между собой клиноременной передачей, позволяющей суммировать мощность двигателей.

Каждый двигатель эластичной муфтой соединен с понижительным редуктором. Вращение от редуктора к трансмиссиям передается через шиннопневматические муфты ПМ-500.

Рис. 4. Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-4Д.

1 — шпильная катушка; 2 — фрикционная катушка; 3 — планетарная передача ($i = 2,38$); 4 — катушечный вал со скоростью вращения $n = 88 \text{ об/мин}$ при скорости вращения вала двигателя $n = 1180 \text{ об/мин}$; 5 — автоматическая катушка; 6 — элесточка однорядная ($z = 14$, $t = 78,1$); 7 — пестерчатый масляный насос типа Ш-125; 8 — электростартер; 9 — натяжной ролик; 10, 11, 13, 18, 20 — пневматическая муфта ПМ-500; 12 — вертлюжок; 14 — упругая муфта; 15 — компрессор КЭС-3М; 16 — пневматическая муфта ПМ-300; 17 — шпиль с фрикционом; 19 — цепь двухрядная ($t = 50,8$); 21 — пневматическая муфта ПМ-1070; 22 — пневматическая муфта ПМ-700; 23 — гидродинамический тормоз двухрядный; 24 — ленточный тормоз.

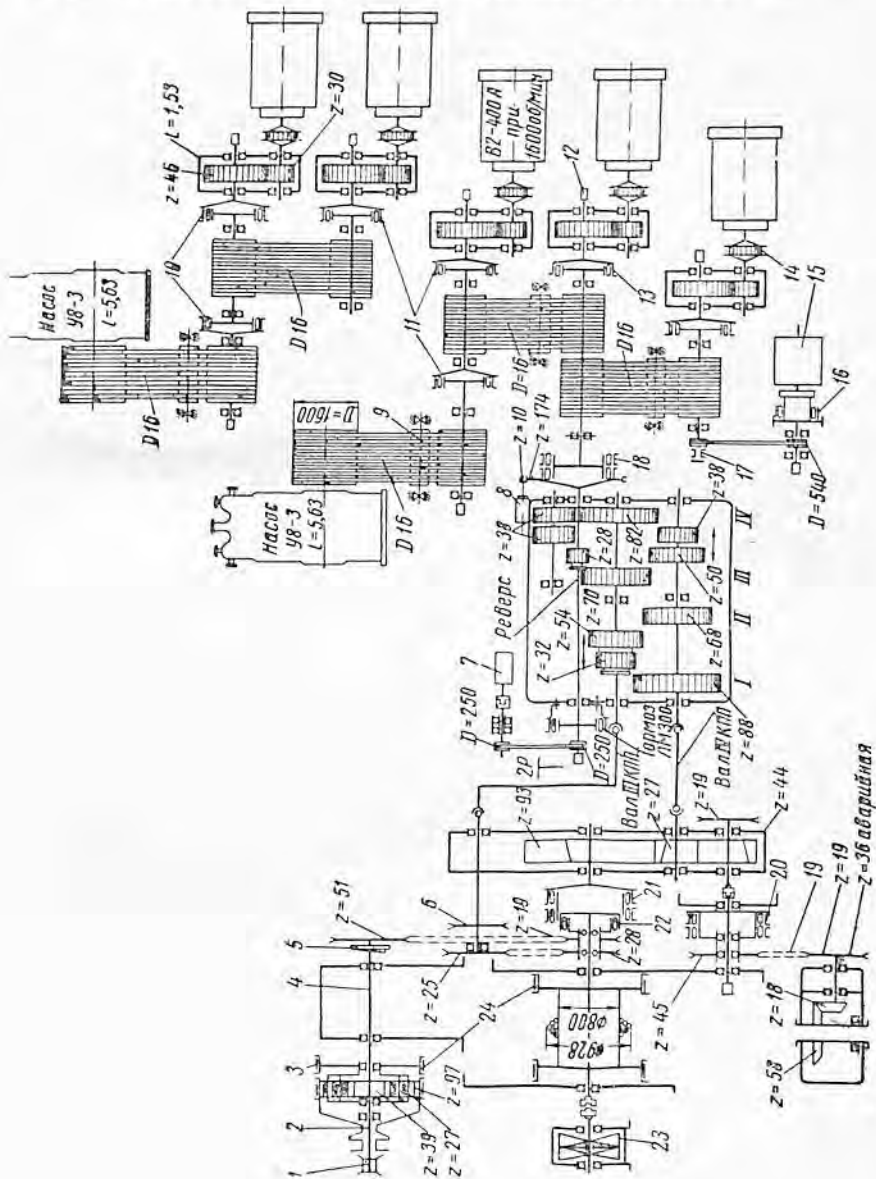


Таблица 9

Комплект буровой установки Уралмаш-3Д

Наименование узла	Количество на одну установку	Шифр
Лебедка	1	У2-5-4
Буровой насос	2	У8-3
Ротор	1	У7-520-2
Кронблок	1	У3-130-2
Талевый блок	1	У4-130-3
Крюк	1	У5-130-2
Вертлюг	1	У6-130-1
Компрессорная станция с электроприводом	1	КСЭ-3М
Компрессорная станция с механическим приводом	1	КСЭ-3М
Силовой агрегат двухшквивный к насосу	2	—
Силовой агрегат двухшквивный с коробкой скоростей	1	—
Силовой агрегат одношквивный	2	—
Агрегат трехфазного тока (мощность 50 кВт, нагрузка 400 в)	2	—
Консольно-поворотный кран грузоподъемностью 3 т	1	—
Центробежный насос	1	2К-6 или ЦНШ-40
Фундаментные болты	—	—

Коробка перемены скоростей имеет пять скоростей на лебедку и четыре скорости на ротор.

V скорость на лебедку независимая, снимается с третьего вала коробки скоростей, а все четыре скорости снимаются с четвертого вала и имеют реверс. V скорость предназначена для подъема пустого элеватора.

Управление пятидизельным приводом двойное пневматическое и механическое.

При пневматическом управлении шиннопневматические муфты дистанционно включаются или отключаются при помощи клапанных кранов, установленных на пульте управления и непосредственно у дизелей.

Скорости подъемного вала лебедки включаются и отключаются шиннопневматическими муфтами ПМ-1070 и ПМ-700.

Катушечный вал имеет цепной привод от звездочки V скорости.

Ротор имеет привод от контрпривода, установленного на лебедке.

Ротор включается шиннопневматической муфтой ПМ-500, а компрессор — муфтой ПМ-300.

Шиннопневматическая муфта ПМ-300 на приводе компрессора включается автоматически при давлении воздуха в сети $7,25 \text{ кг/см}^2$, а выключается при давлении 9 кг/см^2 .

Для торможения вращения валов коробки перемены передач и катушечного вала на первом валу коробки скоростей установлена муфта ПМ-300.

Для устранения одновременного включения двух скоростей в коробке расположено блокировочное устройство.

Переключать скорости можно штурвалом при остановленной коробке скоростей.

Смазочное масло подается в подшипники на шестерни коробки скоростей шестеренчатым насосом.

Коробку скоростей в зимнее время смазывают машинным маслом СУ, в летнее время машинным маслом МЗС. Температура масла не должна превышать 40—50° С. Поддерживают температуру следующим образом: летом пропускают через змеевик отстойника охлажденную воду, а зимой пар.

С одной стороны подъемный вал при помощи кулачковой муфты соединяется с двухроторным гидравлическим тормозом, а с другой при помощи пневматической муфты ПМ-1070 с редуктором.

Таблица 10

Скорость подъема и грузоподъемность буровой установки Уралмаш-3Д

Скорость лебедки	Скорость подъема груза, м/сек		Вес поднимаемого груза, т			
			натяжение каната 18 Т		натяжение каната 22 Т	
	4×5	5×6	4×5	5×6	4×5	5×6
I	0,23	0,18	130	160	165	200
II	0,52	0,40	105	135	135	185
III	0,88	0,70	55	75	55	75
IV	1,35	1,08	30	45	30	45
V	1,90	1,953	—	—	—	—

Звездочка, служащая для получения V скорости, включается при помощи пневматической муфты ПМ-700.

На катушечном валу установлены три катушки: шпильная, фрикционная, автоматическая.

Фрикционная катушка предназначена для свинчивания труб и для подъема и подтаскивания инструмента.

Управление катушкой осуществляется рукояткой, установленной у поста бурильщика.

На трансмиссионном валу V скорости установлена звездочка для передачи мощности на лебедку подъема грунтоноски колонкового долота.

Таблица 11

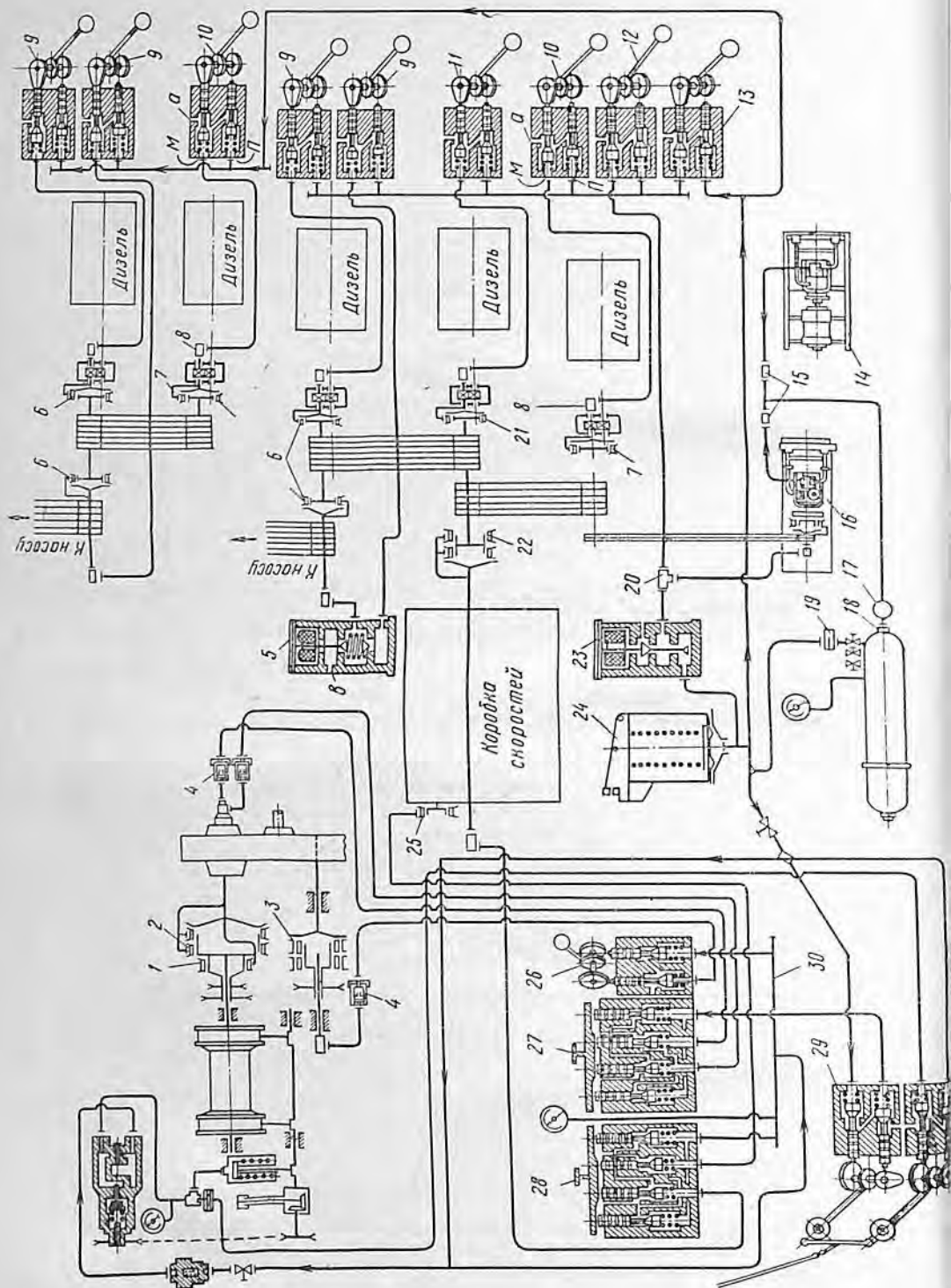
Число оборотов стола ротора У7-520-2 буровой установки Уралмаш-3Д

Скорость ротора	Скорость вращения в об/мин при числе зубьев звездочки на валу ротора	
	z=21	z=38
I	43	24
II	100	54
III	170	93
IV	260	143
Обратный ход	50	27

Пневматическое управление буровой установки Уралмаш-3Д

Пневматическое управление буровой установки Уралмаш-3Д служит:

- 1) для дистанционного управления соединением и разъединением вращающихся частей буровой установки;
- 2) для торможения подъемного вала лебедки;



3) для автоматического выключения и одновременного торможения подъемного вала лебедки при затаскивании талевого блока под кронблок.

Техническая характеристика элементов пневматического управления

1. Рабочие элементы:
 - а) обжимные фрикционные шиннопневматические муфты диаметрами 300, 500, 700 и 1070 мм;
 - б) пневматический цилиндр одностороннего действия диаметром 174 мм.
2. Механизмы управления муфтами: двух- и четырехклапанные краны.
3. Управление пневматическим цилиндром: кран машиниста системы Казанцева.
4. Источники питания воздухом:
 - а) компрессор КСЭ-3М с приводом от общей трансмиссии производительностью 2 м³/мин;
 - б) резервный компрессор КСЭ-3М с электроприводом.
5. Система управления компрессором автоматическая.
6. Рабочее давление воздуха 6—9 кг/см².
7. Система питания воздухом муфт прямоточная, через торцовые вертлюжки.

Принципиальная схема пневматического управления буровой установки Уралмаш-3Д приведена на рис. 5.

Питание системы сжатым воздухом осуществляется компрессорами с приводом от трансмиссии силовых агрегатов через контрпривод и с приводом от электродвигателя. Компрессор является резервным и пусковым.

При работе двигателей 1200 об/мин компрессор подает в систему около 2 м³/мин (считая по объему всасываемого воздуха).

Производительность компрессорной станции с электроприводом 3 м³/мин воздуха.

Компрессоры соединены общим воздухопроводом с воздушными резервуарами 18.

Между компрессорами и воздухоборником установлены обратные клапаны 15 и маслоотделитель.

Управление двухшквивным силовым агрегатом

Двухклапанный кран 10 (см. рис. 5) имеет два отвода и отверстие *a*, соединяющее его полость с атмосферой. Один из отводов П присоединен к магистрали сжатого воздуха, а второй отвод М через вертлюжок 8 сообщается с полостью шиннопневматической муфты 7.

Все двухклапанные краны силовых агрегатов на схеме изображены в закрытом положении.

Силовой агрегат с двумя шквивами, передающий движение насосу, имеет две шиннопневматические муфты 6. Одна из них соединяет понизительный редуктор с трансмиссионным валом, а вторая связывает между собой два участка трансмиссионного вала. Эти муфты управляются двухклапанными кранами 9, установленными и связанными с муфтами точно так же, как и кран 10.

Рис. 5. Пневматическая схема буровой установки Уралмаш-4Д.

1, 2 — муфта ПМ-1070; 3 — спаренная муфта ПМ-500; 4 — клапан-разрядник; 5 — вентиль; 6, 7, 21 — шиннопневматическая муфта; 8 — вертлюжок; 9 — двухклапанный кран; 10, 11, 12, 17 — кран; 13 — кран аварийный; 14, 16 — компрессор; 15 — обратные клапаны; 18 — воздушный резервуар; 19 — муфта; 20 — переключающий кран; 22 — сдвоенная муфта; 23 — электропневматический вентиль; 24 — регулятор давления; 25 — муфта; 26, 27, 28 — кран; 29 — двухклапанный кран; 30 — коллектор.

Управление силовым агрегатом с коробкой скоростей

Силовой агрегат имеет шиннопневматическую муфту 21 (см. рис. 5), соединяющую понизительный редуктор с трансмиссионным валом, сдвоенную муфту 22, соединяющую трансмиссионный вал с коробкой скоростей, и муфту 25, прикрепленную к кожуху коробки скоростей и являющуюся тормозом для остановки вращающихся вхолостую валов коробки.

Муфтой 21 управляют при помощи крана 11, а сдвоенной муфтой 22 при помощи четырехклапанного крана 28, установленного на пульте бурильщика. Краном 28 также управляют шиннопневматической муфтой 26, в конструкции крана предусмотрена блокировка, исключая одновременно включение обеих муфт.

Управление компрессором

Управление шиннопневматической муфтой компрессора 16 можно производить автоматически при помощи регулятора давления 24 (см. рис. 5) и электропневматическим вентиляем 23 или вручную с поста дизелиста двухклапанным краном 12, установленным перед радиатором дизеля одношквнго силового агрегата.

При автоматическом управлении компрессором 16 двухклапанный кран 12 должен находиться в выключенном положении. В то же время при помощи выключателя электропневматический вентиль 23 и регулятор давления 24 должны быть подключены к электрической системе буровой установки.

Линии воздухопровода, направленные от крана 12 и от электропневматического вентиля 24 к шиннопневматической муфте компрессора, соединяются в переключающем клапане 20, который, пропуская сжатый воздух в муфту от одного из питающих ее трубопроводов, автоматически перекрывает ему доступ во второй трубопровод.

В системе пневматического управления имеется аварийный кран 13, управляя которым можно одновременно выключить всю трансмиссию трехдизельного блока. Для того чтобы не произошло падения давления в системе, необходимо включить автомат компрессора.

Для аварийного отключения от привода бурового насоса, приводимого трехдизельным блоком, имеется электропневматический вентиль 5 типа ВВ-4, который отличается от вентиля 23 иными размещением клапанов. Управление вентилем осуществляется выключателем, расположенным на пульте бурильщика.

При включении тока электромагнитная катушка вентиля опускает клапаны: нижний клапан закрывается, прекращая доступ в шинную муфту, а верхний открывается, соединяя полость муфты с атмосферой через отверстие в.

Управление муфтами барабана

Управление муфтами барабана лебедки осуществляется при помощи четырехклапанного крана 27 муфт барабана (см. рис. 5) с пульта бурильщика. Ответвление воздухопровода, подающее воздух в кран 27, проходит сначала через двухклапанный кран 29, принадлежащий установке противозатаскивателя, но минует коллектор 30 пульта бурильщика.

В положении «тихий» кран подает воздух в муфту 2 (ПМ-1070), позволяя поднять груз на четырех «тихих» скоростях лебедки.

В положении «быстрый» кран подает воздух в муфту (ПМ-700), при включении которой на валу барабана сообщается V независимая скорость («быстрая»).

В положении «выключено» муфты 1 и 2 соединены с атмосферой, вал барабана отключен.

Благодаря блокировке, осуществляемой краном 27, одновременное включение «тихой» и «быстрой» скоростей невозможно.

Управление ротором

Кран 26 включения ротора (см. рис. 5) соединен с коллектором 30 и управляет спаренными муфтами 3 (ПМ-500) при помощи которых приводится в движение ротор буровой установки. На пути от кранов 27 и 26 к муфтам воздух проходит через клапаны-разрядники 4. Клапаны-разрядники предназначены для быстрого выпуска воздуха из муфт при их включении. По показателям манометра бурильщик может судить о величине давления в коллекторе 30.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-ЗД-61

Буровая установка Уралмаш-ЗД-61 создана в результате модернизации буровой установки Уралмаш-ЗД и предназначена для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной до 5000 м роторным и турбинным способами.

В отличие от установки Уралмаш-ЗД в установке Уралмаш-ЗД-61 лебедка У2-5-4 заменена лебедкой У2-5-5, предусмотрено автоматическое свинчивание и развинчивание бурильных труб стационарным ключом АКБ-3.

Насосы У8-3 заменены буровыми насосами У8-4 с приводной мощностью 600 л. с. каждый.

Таблица 12

Комплект буровой установки Уралмаш-ЗД-61

Наименование узлов	Количество на одну установку	Шифр
Кронблок	1	У3-200-2
Крюкблок	1	У4-200-3
Вертлюг	1	У6-ШВ14-160М
Насосы буровые	2	У8-4
Лебедка	1	У2-5-5
Ротор	1	У7-520-3
Автоматический стационарный ключ	1	АКБ-3
Силовой агрегат двухшквивный	2	—
Силовой агрегат двухшквивный с коробкой скоростей	1	—
Силовой агрегат одношквивный	2	—
Карданные валы (нормальный и длинный)	2	—
Пульт управления топливным насосом	1	—
Дизель-генераторная станция	1	ЭЛ-100А
	2	ДГ-50-4
	2	ДГ-50-5
Компрессорная станция с приводом от трансмиссии	1	—
Компрессорная станция	1	КС-Э-3М
Воздухопровод	1	—
Консольно-поворотный кран грузоподъемностью 3 т	1	—
Салазки под аккумуляторы	2	—
Трубопровод топливоподачи	1	—
Маслоотстойник	1	—
Установка маслблоков	1	—
Комплект ограждения	1	—
Комплект электрооборудования	1	—
Фундаментные рамы	1	—

Силовой привод буровой установки состоит из пяти агрегатов в двух блоках: первый блок (три силовых агрегата) предназначен для привода лебедки, ротора через лебедку и одного бурового насоса; второй блок из двух агрегатов используется для привода второго бурового насоса.

Питание буровой установки электроэнергией осуществляется от дизель-генераторной станции ЭЛ-100А мощностью 100 *квт*.

Техническая характеристика

Максимальная глубина бурения, <i>м</i>	5000
Грузоподъемность талевого системы, <i>т</i>	200
Максимальная мощность на подъемном валу лебедки, <i>л. с.</i>	1000
Допустимое натяжение набегающего на подъемный барабан конца каната, <i>Т</i>	24,5
Диаметр талевого каната, <i>мм</i>	33
Диаметр барабана, <i>мм</i>	800
Число скоростей подъема груза	5
Число скоростей, передаваемых на ротор	4
Общая мощность установки, <i>л. с.</i> :	
при 1600 <i>об/мин</i>	2250
при 1200 <i>об/мин</i>	1850
Число скоростей коробки скоростей	4
Привод установки состоит из 5 дизелей мощностью 450 <i>л. с.</i> каждый	B2-450-AB

Привод буровой установки

Привод установки осуществляется пятью дизелями B2-450AB мощностью 450 *л. с.* каждый: три дизеля для привода лебедки и одного насоса и два дизеля для привода второго насоса.

Общая мощность дизелей: при 1600 *об/мин* — 2250 *л. с.*, а при 1200 *об/мин* — 1800 *л. с.*, мощность, потребляемая одним буровым насосом, — 600 *л. с.*, максимальная мощность на подъемном валу лебедки — 1000 *л. с.*

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-4Э

Буровая установка Уралмаш-4Э с электроприводом предназначена для бурения скважин глубиной до 5000 *м*.

Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-4Э показан на рис. 6.

Техническая характеристика

Максимальная глубина бурения, <i>м</i>	5000
Максимальная установочная мощность привода лебедки, <i>квт</i>	660 (2 × 330)
Тип электродвигателя привода лебедки ($N = 330$ <i>квт</i> , $n = 990$ <i>об/мин</i> , ток трехфазный, напряжение 500 <i>в</i>)	МАБ-138-6
Тип электродвигателя привода насоса У8-3 ($N = 380$ <i>квт</i> , $n = 740$ <i>об/мин</i> , ток трехфазный, напряжение 6000 <i>в</i>)	«ФАМСО» 150-8
Максимальное натяжение каната на барабане лебедки (без коэффициента динамичности), <i>т</i>	22
Число скоростей лебедки	5
Диаметр барабана, <i>мм</i>	800
Длина бочки барабана, <i>мм</i>	1000
Диаметр тормозных шайб, <i>мм</i>	1450
Ширина тормозных лент, <i>мм</i>	220
Скорость вращения катушечного вала, <i>об/мин</i>	115

Скорость вращения барабана катушки лебедки, об/мин	48
Привод ротора через лебедку	двухрядной цепью с шагом 50,8 мм
Число скоростей ротора	4
Максимальная скорость, передаваемая на ротор при IV скорости, л. с.	550
Тип компрессора для подачи воздуха к шинно- пневматическим муфтам и тормозу	КСЭ-3М (максим- альное давление 9 кг/см ²)

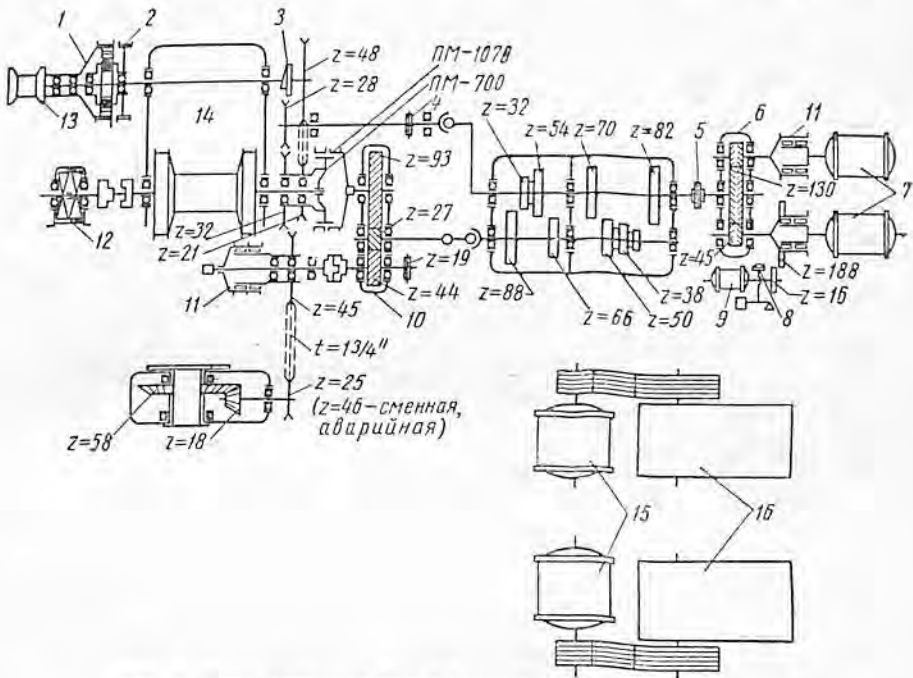


Рис. 6. Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-49.

1 — планетарная передача ($i = 1,84$); 2 — ленточный тормоз; 3 — автоматическая катушка
4 — звездочка однорядная ($z = 11$, $t = 78,1$) для привода лебедки съёмной грунтопоиски;
5 — эластичная муфта; 6 — редуктор; 7 — электродвигатели МАВ138-6 ($N = 330 \text{ квт}$,
 $n = 990 \text{ об/мин}$); 8 — электромагнит КМТ-3; 9 — электродвигатель ($N = 28 \text{ квт}$); 10 —
редуктор лебедки У2-5-4; 11 — шиннопневматические муфты ПМ-500; 12 — гидравлический
тормоз; 13 — фрикционная шпильная катушка; 14 — лебедка У2-5-5; 15 — электродвига-
тели ($N = 380 \text{ квт}$, $n = 740 \text{ об/мин}$); 16 — буровые насосы У8-3.

Управление буровой установки сосредоточено на пульте.

Приводная часть буровой установки Уралмаш-49 состоит из привода лебедки и ротора и двух индивидуальных приводов буровых насосов — левого и правого.

Привод лебедки и ротора состоит из коробки скоростей, трехосного редуктора и двух электродвигателей мощностью 330 квт со скоростью вращения $n = 990 \text{ об/мин}$. Электродвигатели соединены с трехосным редуктором при помощи шинных муфт ПМ-500, а редуктор — с коробкой скоростей при помощи эластичной муфты (см. рис. 6).

Комплект буровой установки Уралмаш-4Э

Наименование узла	Количество на одну установку	Шифр	Примечание
Кронблок	1	УЗ-130-2	Двигатель с коротко замкнутым ротором (напряжение 220/380 в)
Талевый блок	1	У4-130-2	
Крюк	1	У5-130-2	
Вертлюг	1	У6-130-1	
Буровой насос	2	У8-3	
Лебедка	1	У2-5-4	
Ротор	1	У7-520-2	
Компрессорная станция	2	КСЗ-3М	
Электропривод бурового насоса (левый)	1	—	
Электропривод бурового насоса (правый)	1	—	
Электропривод лебедки и ротора	1	—	
Воздухопровод	1	—	
Отстойник масла	1	—	
Дизель-генератор мощностью 50 квт	1	ДГ-50-4	

Буровой насос получает вращение от индивидуального привода, состоящего из электродвигателя мощностью $N = 380$ квт и $n = 740$ об/мин и приводного шкива диаметром 670 мм.

Для питания пневматической системы управления сжатым воздухом имеются два компрессора, работающие от электродвигателей.

Для автоматической работы компрессоров установлен автомат, включающий компрессоры при понижении давления и выключающий их при повышении.

Установка снабжена аварийным приводом, питающимся от дизель-генераторной установки ДГ-50-4.

Аварийный привод позволяет приподнимать бурильную колонну весом 160 т с забоя при скорости подъема крюка 0,6—0,7 м/мин. При отсутствии напряжения на буровой коробка скоростей должна быть переключена на I скорость.

Вращение на лебедку от коробки скоростей передается через два карданных вала, один из которых соединен с четвертым валом коробки скоростей, а другой с третьим валом.

Через первый карданный вал лебедка получает четыре рабочие скорости, а через второй карданный вал, уменьшающий постоянное число оборотов, получает V независимую скорость для подъема пустого элеватора.

Вращение на ротор передается через редуктор и контрпривод на лебедку двухрядной цепью с шагом $t = 50,8$ мм.

Для производства ловильных работ на быстроходном валу ротора предусмотрена сменная звездочка с $z = 46$, позволяющая получать пониженное число оборотов.

От электродвигателей к насосам мощность передается клиновидными ремнями типа Д.

На пульте управления установлены два крана, один из которых предназначен для управления муфтой ротора, а второй — для управления муфтой подъемного вала.

В верхнем ряду наклонной панели установлены два крана для управления пневмопневматическими муфтами электродвигателей. Одновременно с отключением муфт отключаются также и электродвигатели. На электропанели расположены: сигнальная лампочка, загорающаяся при включении аварийного привода универсальный переключатель для включения электродвигателя компрессора устанавливающий режим работы (от одного или двух двигателей); универсальный переключатель для управления электродвигателями смазочной системы; кнопочная станция для аварийного отключения электродвигателей привода буровых насосов; кнопочная станция для управления аварийным приводом; манометры, указывающие давление воздуха в цилиндре тормоза и в сети; командоконтроллер для управления электродвигателями привода лебедки и ротора.

Муфтами подъемного вала управляют при помощи четырехклапанного крана, смонтированного на пульте, который фиксирует следующие положения рукоятки:

«тихий» — включаются муфты ПМ-1070 I, II, III и IV скоростей;

«быстрый» — при включении муфты ПМ-700 V скорости;

«включено» — вал барабана отключается.

Муфтой ПМ-500 ротора управляют посредством двухклапанного крана, установленного на пульте.

Пневматический цилиндр тормоза лебедки управляется краном системы Казанцева.

Таблица 14

Скорости подъема и грузоподъемность буровой установки Уралмаш-4Э

Скорость лебедки	Оснастка талевого системы					
	4 × 5		5 × 6		6 × 7	
	скорость, м/сек	грузоподъемность, т	скорость, м/сек	грузоподъемность, т	скорость, м/сек	грузоподъемность, т
I	0,228	150	0,182	190	0,152	230
II	0,505	110	0,403	142	0,336	170
III	0,865	60	0,692	80	0,577	100
IV	1,385	38	1,065	60	0,887	60
V	1,900	—	1,620	—	1,226	—

Таблица 15

Скорость вращения стола ротора У7-520-2 установки Уралмаш-4Э

Скорость ротора	Скорость вращения в об/мин при числе зубьев звездочки на валу ротора	
	z=25	z=46
I	43	23
II	97	53
III	168	90
IV	256	139
Обратный ход	43	23

Характеристика аварийного привода

Тип электродвигателя	АО-83-8
Мощность, <i>квт</i>	$N = 28$
Скорость вращения, <i>об/мин</i>	$n = 735$
Напряжение, <i>в</i>	380
Питание	от дизель-генератора ДГ-5-4, установленного на буровой
Передаточное число аварийного привода	$i = 10,8$
Тип передачи	открытая зубчатая, с числом зубьев $z = 194$ и $z = 18$, $m = 6$

Смазка коробки скоростей и редуктора привода централизованная. Смазка подается принудительно специальным насосом с индивидуальным приводом. При температуре 30—45° С рекомендуется применять масло индустриальное 50, при температуре 45—60° С — авиационное МС-14 или автол 18. Давление в смазочной системе должно быть в пределах 2 кг/см². Автоматическое управление компрессором осуществляется регулятором.

Таблица 16

Скорости подъема и грузоподъемность аварийного привода в зависимости от оснастки талевого системы

Оснастка талевого системы	Скорости подъема крюка, м/мин	Максимальный вес бурильной колонны, т
4 × 5	0,940	134
5 × 6	0,420	165
6 × 7	0,612	200

Пневматическое управление буровой установки

Схема пневматического управления буровой установки Уралмаш-4Э представлена на рис. 7.

Пневматическое управление буровой установки Уралмаш-4Э предназначено для торможения подъемного вала лебедки и для автоматического выключения и одновременного торможения талевого блока при затаскивании под крон-блок.

Техническая характеристика элементов пневматического управления буровой установки Уралмаш-4Э аналогична технической характеристике элемента пневматического управления буровой установки Уралмаш-3Д с той лишь разницей, что оба компрессора имеют электропривод.

Привод на лебедку осуществляется от одного или двух электродвигателей, подключенных к коробке скоростей при помощи двух пар шиннопневматических муфт ПМ-500 9 и 11.

Управление муфтами производится с пульта бурильщика при помощи двух независимых двухклапанных кранов 12 и 13. Воздух к муфтам подводится при помощи торцовых вертикальных, расположенных на торцах валов редуктора.

Управление муфтами барабана производится при помощи четырехклапанного крана 17 муфт барабана, установленного на пульте бурильщика. Отделение воздухопровода, подающее воздух к крану 17, проходит сначала через двухклапанный кран, принадлежащий к установке противозатаскивателя, но минуя коллектор 16 пульта бурильщика.

Рукоятка крана 17 муфт барабана может быть поставлена в три положения.

В положении «тихий» кран подает воздух в муфту (ПМ-1070) 31, позволяя поднимать груз на четырех «тихий» скоростях лебедки.

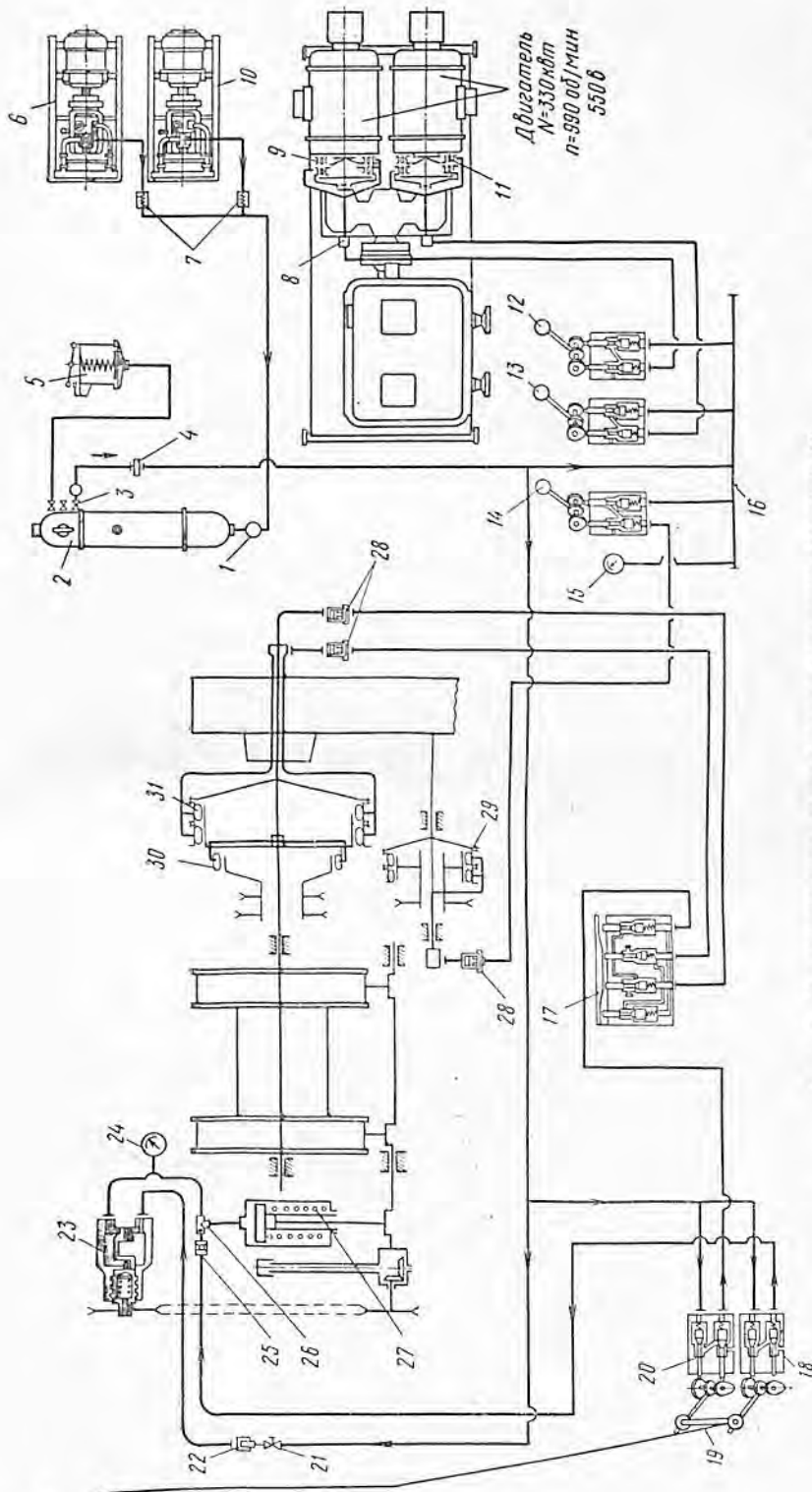


Рис. 7. Пневматическая схема буровой установки Уралмаш-43.

1 — масляный резервуар; 2 — воздушный компрессор; 3 — вентиль; 4 — конденсатор для задержания влаги; 5 — редуцирующий клапан; 6, 10 — компрессоры; 7 — обратный клапан; 8 — торцовые вертикалки; 9, 11 — муфты ПМ-500; 12, 13 — двухклапанные краны; 14 — кран выключения ротора; 15 — манометр; 16 — манометр; 17 — четырехклапанный пресс; 18 — трос к противодактингелю; 19, 20 — двухклапанные краны; 21 — вентиль; 22 — воздушный фидер; 23 — кран Казанцева; 24 — манометр; 25 — дроссельные шайбы для регулирования автоматического торможения барабана при срабатывании противодактингеля; 26 — переключающий клапан; 27 — пневматический цилиндр тормозного устройства; 28 — клапаны-разрядники; 29 — ПМ-500; 30 — ПМ-700; 31 — ПМ-1070.

В положении «быстрый» кран подает воздух в муфту 30 (ПМ-700), при включении которой вал барабана сообщается пятой независимой скоростью (быстрая).

В положении «выключено» муфты 30 и 31 соединены с атмосферой, а вал барабана отключен.

В результате блокировки, осуществляемой краном 17, одновременное выключение «тихой» и «быстрой» скоростей невозможно.

При помощи крана выключения ротора 14, соединенного с коллектором 16, и происходит управление спаренными муфтами 29 (ПМ-500), при включении которых приводится в движение ротор буровой установки.

На пути от кранов 14 и 17 к муфтам 29, 30 и 31 воздух проходит через клапаны-разрядники 28, установленные в непосредственной близости от шинно-пневматических муфт.

На приборном щитке лебедки установлен манометр 15, подсоединенный к коллектору 16.

Пульт управления буровой установки

Основные операции управления буровой установки производятся с пульта бурильщика, изображенного на рис. 8.

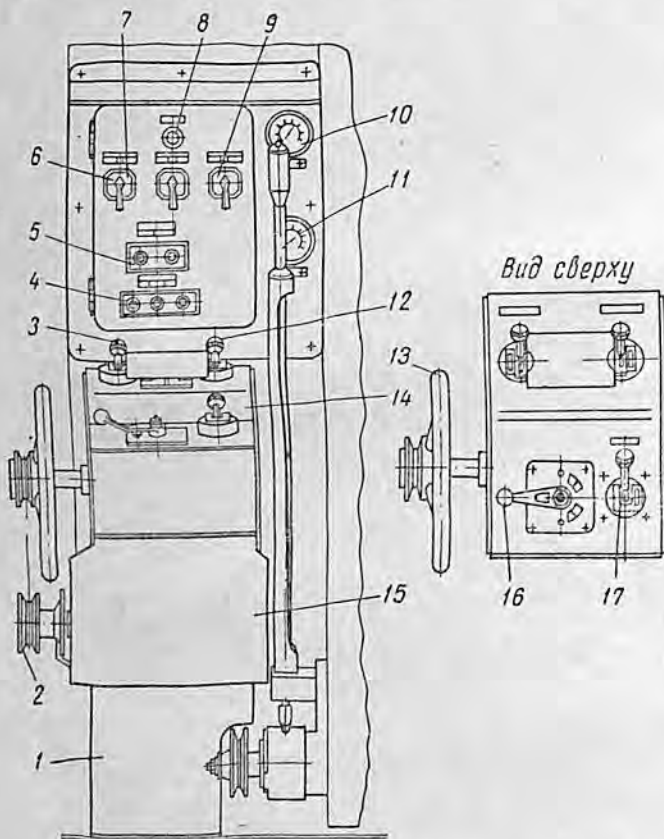


Рис. 8. Пульт управления буровой установки Уралмаш-4Э.

1 — отъемная стенка; 2 — командоконтроллер; 3 — кран пневматической муфты; 4 — кнопочная станция для управления аварийным приводом; 5 — кнопочная станция для аварийного отключения электродвигателя буровых насосов; 6 — универсальный переключатель для включения электродвигателей компрессора; 7 — универсальный переключатель управления электродвигателем смазочной системы; 8 — сигнальная лампочка; 9 — универсальный переключатель для установления режима работы; 10, 11 — манометры; 12 — кран включения муфты электродвигателя; 13 — штурвал; 14 — корпус; 15 — козырек; 16 — кран муфт барабана; 17 — кран муфт ротора.

Пульт состоит из корпуса 14 с отъемными стенкой 1 и козырьком 15. На наклонной панели пульта в первом ряду установлен кран муфт ротора 17 и кран муфт барабана 16. Во втором ряду установлен кран 3 пневматической муфты

первого электродвигателя и кран 12 для включения муфты второго электродвигателя.

Краны 3 и 12 заблокированы с двумя конечными выключателями, установленными внутри пульта. Такая блокировка создает одновременность отключения муфты с отключением электродвигателя. Электроаппаратурой предусмотрено автоматическое отключение и подключение одного из работающих электродвигателей.

За пультом на стенке кожуха лебедки расположена электропанель пульта буровика, на которой расположены:

- 1) сигнальная лампочка 8, загорающаяся при включении аварийного привода;
- 2) универсальный переключатель 6 для включения электродвигателей компрессора;
- 3) универсальный переключатель 9, предназначенный для установления режима работы от одного или двух электродвигателей;
- 4) универсальный переключатель 7 управления электродвигателем смазочной системы;
- 5) кнопочная станция 5 для аварийного отключения электродвигателя буровых насосов;
- 6) кнопочная станция 4 для управления аварийным приводом.

С правой стороны электропанели установлены два манометра: один из них 10 показывает давление воздуха в цилиндре тормоза, второй 11 — давление в сети.

На съемной стенке пульта установлен командоконтроллер 2 для управления электродвигателями привода лебедки и ротора. Управление командоконтроллером производится штурвалом 13.

Централизованная циркуляционная смазка

В буровой установке Уралмаш-4Э центральной и циркуляционной смазкой обслуживаются коробка перемены передач и редуктор привода (зацепления и подшипники).

Подача смазки производится от смазочной системы. Обратное масло самооттеком поступает по трубам обратного слива в отстойник. Полная производительность смазочной системы 125 л/мин.

Рекомендуемый сорт масла при температуре от 30 до 45°С — масло индустриальное 50 по ГОСТ 1707—51 (машинное СУ), а при температуре от 45 до 60°С — масло авиационное МС-14 по ГОСТ 1013—49 или автол 18 по ГОСТ 1862—63.

Замерять температуру масла в маслоотстойнике следует после того, как масло подогреется и примет среднюю рабочую температуру, т. е. после 0,5—1,0 ч работы буровой установки под нагрузкой.

Нагревать масло до температуры более 60°С нельзя, так как при этом оно значительно интенсивнее окисляется.

Масло при хорошей защите его от загрязнения при температуре 30—50°С можно использовать без смены при непрерывной работе установки в течение 6000 ч.

Практически масло следует менять, если при анализе его обнаружено:

- а) содержание механических примесей более 2%;
- б) содержание воды более 2,5%;
- в) кислотное число (в мг КОН) более 1,5;
- г) повышение вязкости более чем на 25% от номинальной.

Анализ масла первый раз нужно брать не позднее чем через три месяца работы установки.

Смазочная система состоит из следующих частей:

- 1) отстойника для масла емкостью 0,05 м³ с змеевиками для пароподогрева или охлаждения водой;

- 2) насосной установки производительностью 125 л/мин с электродвигателем АО-51-4 ($N = 4,5 \text{ квт}$, $n = 1420 \text{ об/мин}$);
- 3) клапана перепускного КПЖ-50;
- 4) фильтра с поверхностью фильтрующих сеток 0,3 м²;
- 5) манометра общего назначения (технического), М100 × 10;
- 6) клапана обратного.

Режим работы смазочной системы буровой установки Уралмаш-4Э.

1. Номинальное рабочее давление 2 кг/см².
2. Клапан перепускной КПЖ-50 должен быть отрегулирован на давление 4 кг/см².
3. Температура циркуляционного масла в системе должна быть в пределах 35—45° С для масла промышленного 50 по ГОСТ 1707—51 и 45—60° С для масла авиационного МС-14 по ГОСТ 1013—49 или автосла 18 по ГОСТ 1862—63.
4. Заливать масло в отстойник следует только через маслоприемник с установленным фильтром.
5. В отстойнике следует иметь змеевик для охлаждения масла водой или пароподогрева его до нужной температуры. При этом нагрев масла выше 50° С нежелателен, а выше 80° С недопустим даже кратковременно.
6. Буровую установку следует включать в работу только при достижении давления в нагнетательной магистрали маслопровода 1,5 кг/см² и при нормальных условиях работы смазочной станции.
7. Нормальными условиями работы смазочной системы следует считать, когда:
 - а) давление в нагнетательной магистрали находится в пределах 1,5—2,5 кг/см²;
 - б) производительность маслососа не менее 100 л/мин;
 - в) температура масла в узлах трения не превышает 70° С;
 - г) уровень масла в отстойнике в пределах допустимого (не ниже 1/3 и не выше 2/3 высоты резервуара отстойника);
 - д) установка работает при включенном фильтре;
 - е) температура масла, подаваемого к узлам трения, в пределах, указанных в п. 3;
 - ж) масло соответствует по качеству и сортности рекомендуемым;
 - з) количество масла, подаваемого к узлам трения, соответствует рекомендуемому.
8. Давление масла в нагнетательной магистрали контролируется при помощи манометра общего назначения (технического).
9. Подача масла к узлам трения контролируется при помощи указателей течения масла УТЖ, установленных на каждой подающей магистрали. По отклонению флажка УТЖ можно судить о количестве подаваемого масла.
10. При засорении фильтра, что можно видеть по меньшей интенсивности подачи масла к смазываемым узлам при одновременном показании манометра более 3 кг/см², фильтр следует чистить (промыть в керосине фильтрующие сетки).
11. Температуру масла следует контролировать периодически, замеряя термометром его температуру в отстойнике на глубине 100—150 мм от поверхности и не меньше чем через 30 мин работы буровой установки под нагрузкой.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-4Э-61

Буровая установка Уралмаш-4Э-61 представляет собой модернизированную буровую установку Уралмаш-4Э и предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ вращательным способом.

Буровая установка Уралмаш-4Э-61 отличается от однотипной установки Уралмаш-3Д-61 электрическим силовым приводом и в связи с этим незначительными изменениями в компоновке установки.

Буровая лебедка установки получает привод от коробки скоростей через два карданных вала. От первого карданного вала лебедка получает I, II, III

и IV рабочие скорости, а от второго — V скорость для подъема свободного элеватора.

Коробка перемены передач соединена с двумя электродвигателями посредством эластичной муфты, редуктора и двойной шинношпневматической муфты ПМ-500.

Ротор приводится во вращение двухрядной цепью с шагом 50,8 мм от сцепальной трансмиссии, установленной на лебедке, и имеет четыре скорости.

Силовой привод установки состоит из четырех электродвигателей, из которых два двигателя служат для привода буровой лебедки и ротора, а два других, на связанные между собой, — для привода насосов.

Установка снабжена дизель-генераторной станцией, от которой в случае выключения электроэнергии в сети приводится в движение электродвигатель мощностью 28 квт аварийного привода лебедки.

Управление приводами буровых насосов монтируется непосредственно у двигателей, а привода лебедки — на пульте бурильщика.

Техническая характеристика

Максимальная глубина бурения, м	5000
Грузоподъемность талевой системы, т	200
Установленная мощность привода лебедки, л. с.	640
Мощность двигателя, л. с.	320
Скорость вращения вала двигателя, об/мин	980
Напряжение трехфазного тока с частотой 50 гц, в	500
Мощность двигателя насоса, квт	450
Скорость вращения вала двигателя насоса, об/мин	750
Напряжение трехфазного тока с частотой 50 гц, в	6000
Производительность компрессорной системы, м ³ /мин	3
Максимальное давление, кг/см ²	98

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРАЛМАШ-125БД

Буровая установка Уралмаш-125БД является новой буровой установкой. В ее конструкции использованы: закрытые цепные передачи с циркуляционной смазкой, регулятор подачи долота за забой, вспомогательная лебедка, комплекс механизмов типа АСП-III, силовой агрегат с цепной коробкой скоростей, буровая вышка, блочные металлические основания с каркасами укрытий и т. д.

Буровая установка Уралмаш-125БД с дизельным приводом в блочном исполнении предназначена для форсированного турбинного и роторного бурения нефтяных и газовых скважин глубиной до 4000 м (в зависимости от веса бурильной колонны).

Указанная в шифре цифра 125 обозначает номинальную грузоподъемность установки в т, Б — блочное размещение оборудования и Д — дизельный привод установки.

Буровая установка позволяет поднимать колонну на шести скоростях. Максимальная кратковременно допустимая нагрузка на талевую систему составляет 160 т. Гидравлическая мощность насосной группы установки — 900 л. с.

Конструкция металлических оснований буровой установки позволяет транспортировать их как отдельными блоками, без демонтажа оборудования с вышкой в вертикальном положении, волоком с помощью тракторов, так и в разобранном виде универсальными транспортными средствами.

Кинематическая схема буровой установки Уралмаш-125БД представлена на рис. 9.

Привод лебедки осуществляется от коробки скоростей силового агрегата при помощи трехрядной втулочно-роликковой цепи с шагом 50,8 мм, заключенной в герметичный металлический кожух.

От коробки скоростей осуществляется также привод компрессора клиноременной передачей. Другой компрессор имеет индивидуальный электрический

привод. Оба компрессора подают сжатый воздух в пневматическую систему буровой установки.

Таблица 17

Комплект буровой установки Уралман-4Э-61

Наименование	Количество на одну установку	Шифр
Кронблок	1	УЗ-200-2
Крюкблок	1	Грузоподъемность 200 т
Вертлюг	1	У6-ШВ14-16ШМ
Ротор	1	У7-520-3
Лебедка	1	У2-5-5
Электропривод лебедки и ротора:		
коробка скоростей	1	—
электродвигатели	2	АКБ-114-6
Буровые насосы	2	У8-4
Электродвигатели для привода насосов	2	ДСЗ-99-8-8А
Воздухопровод	1	—
Детали общей сборки	1	—
Карданные валы	2	—
Компрессорная станция	2	КСЭ-3М
Дизель-генераторная станция	1	ДГ-50-4 или ДГ-50-5
Комплект электрооборудования	1	—
Комплект ограждения	1	—
Комплект ключей инструмента	1	—
Автоматический стационарный ключ	1	УКБ-3

Примечание. Карданные валы длиной 1750 мм рассчитаны для работы в буровой с основанием вышки 8×8 м.

Основание силового блока выполнено в виде сборно-разборных металлических конструкций на широких полозьях. На основании монтируют металлический каркас укрытий блока.

На основании насосных блоков установлены два буровых насоса. Привод насосов осуществляется посредством клиноременных передач от силовых агрегатов.

Основания насосных блоков, как и предыдущие, выполнены из расчета транспортировки их волоком в собранном виде или в разобранном на секции виде.

Главный привод буровой установки состоит из пяти силовых агрегатов, скомпонованных в два блока. Первый блок — трехдизельный — состоит из агрегата с коробкой скоростей и двумя двухшківными агрегатами.

На вышечном, подсвечниковом и лебедочном блоках расположены вышка с кронблоком, талевым блоком, подвеской вертлюга, вертлюгом, комплексом механизмов типа АСП-III, лебедка, вспомогательная лебедка, регулятор подачи долота на забой, ротор, автоматический ключ, пневмораскрепитель, консольно-поворотный кран, механизм крепления неподвижного конца талевого каната и др.

На силовом блоке расположены силовые агрегаты и компрессорные станции с их коммуникациями, предназначенными для привода главных механизмов

(лебедки, ротора и одного насоса) и питания узлов пневматической системы.

На первом насосном блоке размещены буровой насос и дизель-генераторные станции.

На втором насосном блоке расположен второй насос с индивидуальным приводом от двух силовых агрегатов.

Основания вышечного блока представляют собой две фермы с широкими полозьями для перетаскивания вышечного блока волоком, соединенные между собой съемными связями.

На основаниях лебедочного и подсвечниковых блоков, образующих пол буровой и выполненных из пространственных металлических ферм с полозьями, для транспортировки волоком установлен на специальных подроторных блоках ротор с клиновым захватом грузоподъемностью 200 т.

Привод ротора осуществляется двухрядной втулочно-роликковой цепью с шагом 50,8 мм от лебедки. Приводная цепь закрыта защитным кожухом.

На полу буровой установлены и закреплены:

- а) вспомогательная лебедка для подтаскивания и подъема тяжести, свинчивания и развинчивания труб;
- б) пневмораскрепитель для страгивания затянутых резьбовых соединений при подъеме бурильной колонны;
- в) подсвечники с механизмом смазки резьбы свеч;
- г) автоматический буровой ключ для свинчивания и развинчивания бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций.
- д) консольно-поворотный кран грузоподъемностью 2 т для подтаскивания тяжестей в буровую и работы на мостах;
- е) в задней части лебедочного блока закреплен к основанию регулятор подачи долота. Регулятор подачи соединяется с лебедкой двухрядной втулочно-роликковой цепью с шагом 50,8 мм.

Трехдизельный блок предназначен для привода лебедки, ротора (через лебедку), одного бурового насоса и компрессорной станции.

Второй блок (двухдизельный) состоит из двух сваренных силовых агрегатов, из которых один одношківный, а другой двухшківный.

Двухдизельный блок предназначен для привода второго бурового насоса.

На основании первого насосного блока установлены две дизель-генераторные станции, предназначенные для питания электрооборудования и освещения буровой.

Управление буровой установкой разделяется на пневматическое и механическое.

При помощи *пневматического управления* выполняется:

а) дистанционное управление включением и выключением пневмопневматических муфт на передачах лебедки, трансмиссии ротора, на передачах коробки скоростей, на трансмиссионных валах силовых агрегатов, на валах понизительных редукторов, на валу контрпривода компрессора;

б) управление автоматическим ключом для свинчивания и развинчивания свеч, пневматическим клиновым захватом ротора, пусковой задвижкой буровых насосов, механизмами подъема и смазки свечей комплекса АСП-III; включение регулятора подачи долота.

Пневматику также используют для торможения лебедки.

Управление механизмами подъема свечей и смазки резьбы труб производится с пультов АСП-III, расположенных на специальных площадках, с которых хорошо видна работа механизмов при спуско-подъемных операциях в буровой.

Управление включением регулятора подачи долота производится с пульта бурильщика.

Управление пусковой задвижкой осуществляется со специального пульта на полу буровой.

Управление пневматическим тормозом барабана лебедки осуществляется при помощи тормозного крана системы Казанцева.

Механическим путем осуществляется управление топливными насосами дизелей силовых агрегатов, включение кулачковой муфты «тихой» и реверсивной передачи в коробке скоростей, включение кулачковой муфты гидравлического тормоза, торможение барабана лебедки, включение барабана вспомогательной лебедки.

Управление топливными насосами осуществляется с поста бурильщика при помощи штурвала, соединенного тросиком с барабаном особых дифференциальных устройств, установленных на кожухах радиаторов дизелей. При помощи этого устройства можно изменять одновременно число оборотов дизелей трехдизельного блока.

Предварительная настройка дизелей по оборотам коленчатого вала производится при помощи штурвала с дифференциальной передачей с пульта дизелиста.

Для запуска дизелей нажимают на пусковую кнопку на пульте дизелиста, где расположена вся контрольно-измерительная аппаратура дизеля.

Для торможения барабана лебедки существуют ленточный тормоз и вспомогательный гидравлический тормоз. Ленточный тормоз приводится в действие рычагом на коленчатом валу тормоза у пульта бурильщика. К коленчатому валу через рычаг присоединен шток пневмоцилиндра для пневматического торможения.

Кулачковую муфту «тихой» и реверсивной передачи скоростей включают и выключают специальным рычажным механизмом, расположенным на коробке скоростей.

Техническая характеристика

Номинальная грузоподъемность талевой системы, <i>т</i>	125
Максимальная кратковременная нагрузка талевой системы, <i>Т</i>	160
Гидравлическая мощность насосной группы, <i>л. с.</i>	200
Монтажно-транспортная база	металлические блочные основания
	2,7
Объем воздухосборника, <i>л³</i>	комбинированная пневматическая и механическая
Система управления	с пульта бурильщика и непосредственно на агрегатах дизельный, смешанный (раздельно-групповой)
Тип главного привода	5
Количество двигателей	B2-450ABC-2
Тип двигателей	
Мощность дизеля при 1600 об/мин коленчатого вала, <i>л. с.</i>	450
Установленная мощность при 1600 об/мин, <i>л. с.</i>	2250
Тип вертлюга	У6-ШВ14-160М
Номинальная грузоподъемность, <i>т</i>	160
Диаметр отверстия в стволе, <i>мм</i>	100
Максимальная скорость вращения ствола, об/мин	300
Буровая лебедка, тип	У2-2-11 однобарабанная.
Мощность, развиваемая на барабане, <i>л. с.</i>	910
Натяжение каната на барабане (при номинальной грузоподъемности), <i>Т</i>	15,3
Число скоростей подъема	6

Скорость подъема талевой системы и соответствующая им грузоподъемность при 1600 об/мин

Наименование	Оснастка	
	5×6	4×5
Скорость, м/сек . . .	0,316; 0,407; 0,76; 0,777; 1,0; 1,56	0,396; 0,508; 0,95; 0,973; 1,25; 2,33
Грузоподъемность, т	190; 148; 79; 77; 60; 32	155; 121; 65; 63; 49; 26
Главный тормоз, тип	ленточный с колодками, двухшківный с рычажным и пневматическим управлением	
Вспомогательный тормоз, тип	гидравлический двухрядный тормоз диаметром 1000 мм	
Ротор, тип	У7-520-3	
Диаметр отверстия в стволе, мм	520	
Мощность, передаваемая на ротор, л. с.	550	
Грузоподъемность, т	200	
Число скоростей ротора	3	

Число оборотов стола ротора

Наименование	Скорость при 1200 об/мин				Скорость при 1600 об/мин		
	I	II	III	реверс	I	II	III
Число оборотов в минуту	62	80	149	87	83	107	199

Клиновой захват, тип	ПКР-77
Грузоподъемность клинового захвата, т	125
Буровой насос, тип	У8-4
Количество	2
Гидравлическая мощность насоса, л. с.	450
Максимальная производительность при давлении 95 кг/см ² , л/сек	35,5
Максимальное давление при производительности 16,3 л/сек, кг/см ²	200

Гидравлическая характеристика насоса У8-4

Диаметр швенных втулок, мм	Производительность насоса, л/сек	Давление нагнетания, кг/см ²
170	36,5	95
160	31,0	110
150	21,0	125
130	19,5	172
120	16,3	200

Компрессор, тип	К-5М
Количество агрегатов	2
Производительность компрессора, м ³ /мин:	
с приводом от трансмиссии	3,5—4,5
с электроприводом	5
Максимальное давление, кг/см ²	8
Дизель-генераторный агрегат, тип	ЭЛ-100В
Количество	2
Мощность агрегата, квт	100
Напряжение, в	400
Вышка, тип	ВА-41-125
Конструкция вышки	А-образная из 8 секций
Грузоподъемность максимальная, т	160
Высота вышки от уровня пола буровой до верха подкранблочных балок, м	14,52
Расстояние между опорами — шарнирами ног вышки, м.м	9,2
Кранблок, тип	УЗ-125
Грузоподъемность номинальная, т	125
Число канатных блоков	6
Диаметр блоков по дну желоба, м.м	900
Диаметр желоба под канат, м.м	28
Талевый блок, тип	У4-125
Грузоподъемность номинальная, т	125
Число канатных блоков	5
Диаметр блоков по дну желоба, м.м	900
Диаметр желоба под канат, м.м	28
Максимальное натяжение каната на барабане вспомогательной лебедки, Т	3
Скорость подъема груза, м/сек	0,456
Тип шнелевой катушки, безопасной	БК4-7-М
Электропривод лебедки, тип	МТВ-311-6
Емкость магазинов механизма АСП-III обеспе- чивает бурение на глубины, м:	
трубами диаметром 141 м.м	1 3500
трубами диаметром 114 м.м	4200
Допустимая длина свечи, м	23—30
Управление механизмами	дистанционное с пульта на полу- буровой
Привод механизмами подъема и опускания	пневмоцилинд- рам
Рабочее давление воздуха, кг/см ²	6—9
Высота подъема свечи при переносе, м.м	830
Регулятор подачи долота, тип	РПДЭ-1
Мощность приводного двигателя, квт	42
Число оборотов в минуту	1000/1250
Общее передаточное число до лебедки	1,67
Скорость передачи и подъема инструмента, м/ч при лебедке У2-2-11 и оснастке 5 × 6:	
максимальная	90
минимальная	0,5
Кран поворотный грузоподъемностью, т	2
Радиус действия, м	1,8—8
Высота подъема крюка от нулевой отметки, м	2,4

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-200Бр

Буровая установка БУ-200Бр предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин турбинным и роторным способами на глубину до 5000 м.

Кинематическая схема установки БУ-200Бр представлена на рис. 10.

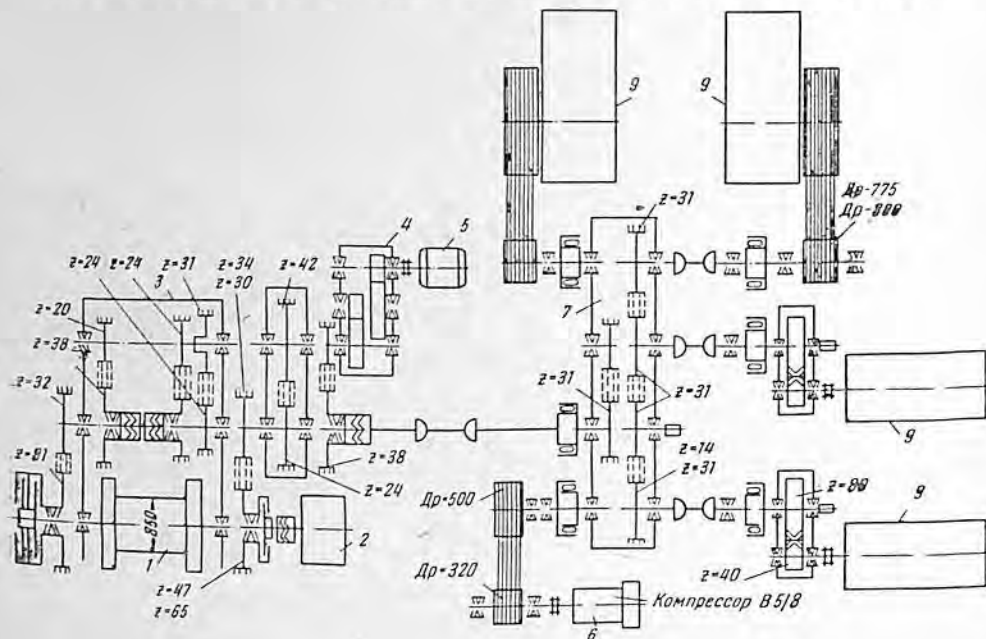


Рис. 10. Кинематическая схема буровой установки БУ-200Бр.

1 — подъемный барабан буровой лебедки; 2 — тормозная машина; 3 — коробка скоростей; 4 — редуктор; 5 — электродвигатель, $N = 42 \text{ кВт}$; 6 — компрессор В⁵/8; 7 — цепной редуктор; 8 — дизели М620; 9 — буровые насосы.

Техническая характеристика

Номинальная грузоподъемность установки, т	200
Максимальная грузоподъемность талевой системы при аварийных работах, т	250
Максимальная мощность на барабане лебедки, л. с.	1200
Максимальная оснастка талевой системы	5 × 6
Напряжение ходового конца талевого каната при номинальной грузоподъемности, т	24
Диаметр талевого каната, мм	33
Диаметр подъемного барабана буровой лебедки, мм	850
Длина бочки барабана, мм	1100
Диаметр тормозных шайб, мм	1450
Скорость подъема крюка при номинальной грузоподъемности, м/сек	0,35
Максимальная скорость подъема крюка при оснастке 5 × 6, м/сек	1,8
Число скоростей (механических передач)	4
Диаметр барабана вспомогательной лебедки, мм	250
Диаметр каната вспомогательной лебедки, мм	13

Максимальное натяжение каната, <i>T</i>	3
Максимальная скорость навивки каната на барабан, <i>м/сек</i>	9,76
Количество дизелей М620 привода лебедки и насоса	2
Мощность дизеля, <i>л. с.</i>	800
Гидравлическая мощность насоса, <i>л. с.</i>	650
Максимальное давление, развиваемое насосами, <i>кг/см²</i>	200
Максимальная производительность каждого насоса, <i>л/сек</i>	30
Привод ротора и генератора:	
мощность дизеля М601, <i>л. с.</i>	700
мощность, передаваемая на ротор, <i>л. с.</i>	200
Скорости вращения стола ротора, <i>об/мин</i> :	
наименьшая	47,7
наибольшая	142
Проходное отверстие в столе ротора, <i>мм</i>	560

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-200БрЭ

Буровая установка БУ-200БрЭ отличается от буровой установки БУ-200Бр тем, что на силовом блоке вместо дизелей М620 установлены синхронные электродвигатели переменного тока ФАМСО-158-6 для привода подъемной лебедки.

В зубчатых редукторах изменены шестерни, которые позволяют получить на карданном валу 750 *об/мин*.

В комплект входят блок компрессоров ВУ-6/8 и вспомогательная дизель-генераторная установка переменного тока мощностью 100 *квт*. Дополнительно установлена станция управления электродвигателями, установленными на силовом блоке привода подъемной лебедки, две сборки пускорегулирующей аппаратуры СБ-58 и высоковольтное распределительное устройство из восьми ячеек со встроенными контакторами типа ПБ-6-2 для подключения установки в электрической сети.

Техническая характеристика

Глубина бурения, <i>м</i>	5000
Грузоподъемность, <i>т</i>	200
Силовой привод лебедки:	
тип двигателей	асинхронные, переменного тока ФАМСО-158-6
количество	2
Мощность электродвигателя, <i>квт</i>	550
Число оборотов в минуту	990
Род тока	трехфазный, с частотой 50 <i>гц</i> , напряжением 6000 <i>в</i>
Силовой привод бурового насоса:	
тип двигателя	ДС-99-8-6А
количество	2
мощность, <i>квт</i>	550
число оборотов в минуту	750
Род тока	трехфазный, с частотой 50 <i>гц</i> , напряжением 6000 <i>в</i>

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-75Бр

Буровая установка БУ-75Бр предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин роторным и турбинным способами, малогабаритными турбобурами диаметром 6⁵/₈" на бурильных трубах диаметром 114 *мм* при максимальном весе бурового инструмента до 75 *т*.

Основное оборудование — лебедка, силовой привод и насосная трансмиссия — монтируется на центральном блоке металлического основания; вышка, гидравлический тормоз, подроторные балки с ротором и подсвечники для установки бурильных труб монтируются на двух боковых блоках. Все три блока связаны между собой болтами.

Буровые насосы, циркуляционная система и т. д. устанавливаются на земле.

Таблица 18

Оборудование, входящее в состав буровой установки БУ-200Бр

Наименование оборудования	Количество на одну установку	Шифр
Вышка секционная А-образная	1	ВАС-42
Кронблок	1	У3-200-2
Талевый блок	1	У4-200-3
Подъемный крюк	1	У5-200-2
Вертлюг	1	У6-ШВ-14-160М
Ротор	1	—
Лебедка	1	—
Лебедка вспомогательная	1	—
Автоматический стационарный ключ	1	АКБ-3
Насосы буровые	2	У8-4
Двухдизельный силовой привод с турботрансформаторами и повысительными зубчатыми редукторами	1	—
Компрессор	2	БУ-6/8
Запасная станция мощностью 100 кет.	1	У-12

Кинематическая схема установки обеспечивает получение четырех прямых и обратных скоростей вращения подъемного вала лебедки, две прямые и обратные скорости вращения стола ротора.

Схема блокировки двигателей ценным редуктором обеспечивает комбинацию включений: два двигателя на лебедку или на насос, или одного двигателя на лебедку и ротор, а второго двигателя — на насосы.

Управление всеми основными механизмами дистанционное, пневматическое. Ручное управление имеют только система переключения скоростей ротора и реверс коробки передач.

Буровая установка снабжена металлическими секционными желобами общей длиной около 30 м, приемными и запасными емкостями объемом по 13 м³. Кроме того, в комплект входят сдвоенное вибрационное сито СВС-2, нагнетательный манифольд диаметром 146 мм и длиной 15 м, стояк и 76-мм буровой рукав длиной 18—19 м, армированный штуцерами.

Буровые насосы соединяются с нагнетательным манифольдом посредством 76-мм буровых рукавов длиной до 4 м.

Кинематическая схема буровой установки БУ-75Бр представлена на рис. 11.

Привод буровой установки БУ-77Бр осуществляется от двух двигателей 1Д12Б. Для бесступенчатого изменения в некоторых пределах крутящего момента в кинематическую цепь введены турботрансформаторы ТТК1.

Кинематика цепного редуктора позволяет распределять получаемую мощность от дизелей как суммарно, так и отдельно на насосную трансмиссию и коробку передач лебедки.

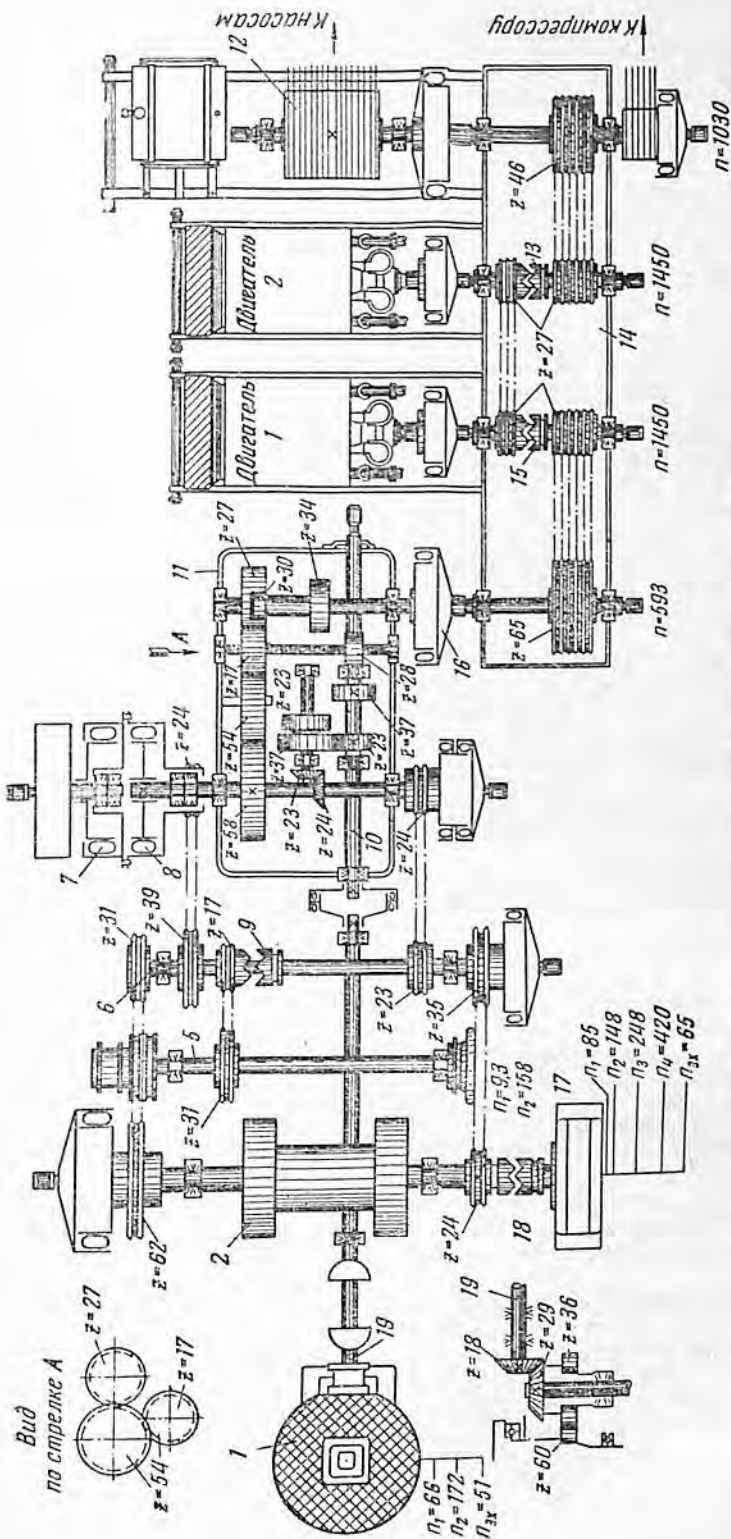


Рис. 11. Кинематическая схема буровой установки БУ-75БР.

1 — ротор; 2 — подъемный барабан лебедки; 3 — гидротормоз; 4 — трансмиссионный вал лебедки; 5 — катушечный вал лебедки; 6 — коробка скоростей; 7 — редуктор цепной; 8 — детали с турботрансформаторами; 9 — трансмиссии привода насосов и компрессора.

Передача мощности внутри редуктора производится трехрядными втулочно-роликковыми цепями повышенной точности и прочности с утолщенными пластинами ЦВР-1^{1/4}.

Дизели соединены между собой одной трехрядной цепью ЦВР с передаточным числом $i = 1$.

Привод с насосной трансмиссии осуществляется двумя трехрядными цепями ЦВР с передаточным отношением $i = 1,7$, к распределительной коробке также двумя трехрядными цепями ЦВР этого же размера, но с передаточным отношением $i = 2,44$.

Передача вращения от цепного редуктора к коробке передач лебедки осуществляется через двояную шиннопневматическую муфту ШПМ-50. Коробка передач с цилиндрическими косозубыми и прямозубыми шестернями обеспечивает две прямые и две обратные скорости на ротор.

С выходного вала коробки передач вращение передается на трансмиссионный вал лебедки посредством двухрядных втулочно-роликковых цепей (50,8 мм) с передаточными отношениями $i = 1,63$ и $i = 0,96$.

Включение II и IV скоростей производится двояной шиннопневматической муфтой ШПМ-500, а I и III скоростей — муфтой ШПМ-700.

Подъемный и катушечный валы приводятся двухрядными втулочно-роликковыми цепями (50,8 мм). Передаточные отношения равны: на подъемный вал $i = 0,685$ и $i = 2$; на катушечный вал $i = 1,81$.

Подъемный вал включается муфтой ШПМ-1070 или ШПМ-700. Для торможения вала служат ленточный тормоз и гидравлический роторный тормоз диаметром 1000 мм.

Тип катушки катушечного вала — КЛ-3.

Привод ротора от коробки передач осуществляется через шиннопневматическую муфту ШПМ-500 и карданный вал.

Ротор имеет две скорости прямого и обратного ходов, передаточное отношение шестерен ротора $i = 2,69$.

Техническая характеристика

Глубина бурения, м	1800
Грузоподъемность при оснастке талевой системы 4 × 5, т	75
Допустимая кратковременная аварийная нагрузка, Т	100
Число механических переключений скоростей подъема	4
Скорость подъема груза на крюке, м/сек	0,3—1,99
Номинальная мощность двух двигателей 1Д12Б, л. с.	2 × 420 = 840
Диаметр талевой каната, м.м	26—28
Максимальное натяжение каната на барабанах лебедки, Т	10,68
Скорость подъема груза на крюке, м/сек	0,3—1,99
Длина поднимаемой свечи, м	24
Конструкция вышки	А-образной формы высотой 40 м
Максимальная скорость вращения ротора, об/мин	172
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, м.м	450
Производительность бурового насоса, л/сек при давлении 150 кг/см ²	10,6
Очистка глинистого раствора	вибросито
Захват бурильной колонны	пневматический
Управление установкой	пневматическое и механическое

Ограничитель скорости спуска буровой колонны гидравлический
 Вес буровой установки, т 133
 Транспортировка установка в сборе перевозится на двух тягеловозах Т-40 и тележке «Восток»

Таблица 19

Комплект буровой установки БУ-75Бр

Наименование узлов	Количество на одну установку	Шифр или вид
Основание	1	—
Вышка 40-м	1	А-образная
Кронблок	1	—
Талевый блок	1	—
Крюк подъемный	1	Трехростый 75 т
Вертлюг	1	75 т
Ротор с клиновым захватом типа ПКЗ-4-75	1	Б7-75Бр
Лебедка подъемная	1	Однорабанная трехвальная
Коробка перемены передач	1	—
Цепной редуктор	1	ЦВР У7
Насосная трансмиссия	1	—
Силовой привод	2	САТ-4
Буровые насосы	2	12Гр
Топливомаслоустановки	1	—
Вспомогательный центробежный насос для воды	1	—
Компрессоры	2	БУ-3/8В
Турботрансформаторы	2	ТТК1
Гидравлический тормоз диаметром 1000 мм	1	—
Подвесной пневматический ключ для 114- и 141-мм буровых труб и 146-мм обсадных труб	1	ПБК-1
Пневмораскренитель	1	ПРС
Приспособление для бурения шурфа	1	—
Приемные мостки	1	—
Циркуляционная система с виброситом СВС-2"	1	—
Каркас укрытия	1	—
Комплект электрооборудования	1	—
Комплект электрооборудования с дизель-генератором ДГ-50-5 и щитом управления ЩУП-50	1	Комплект
Трансмиссия к грязевому насосу	1	—

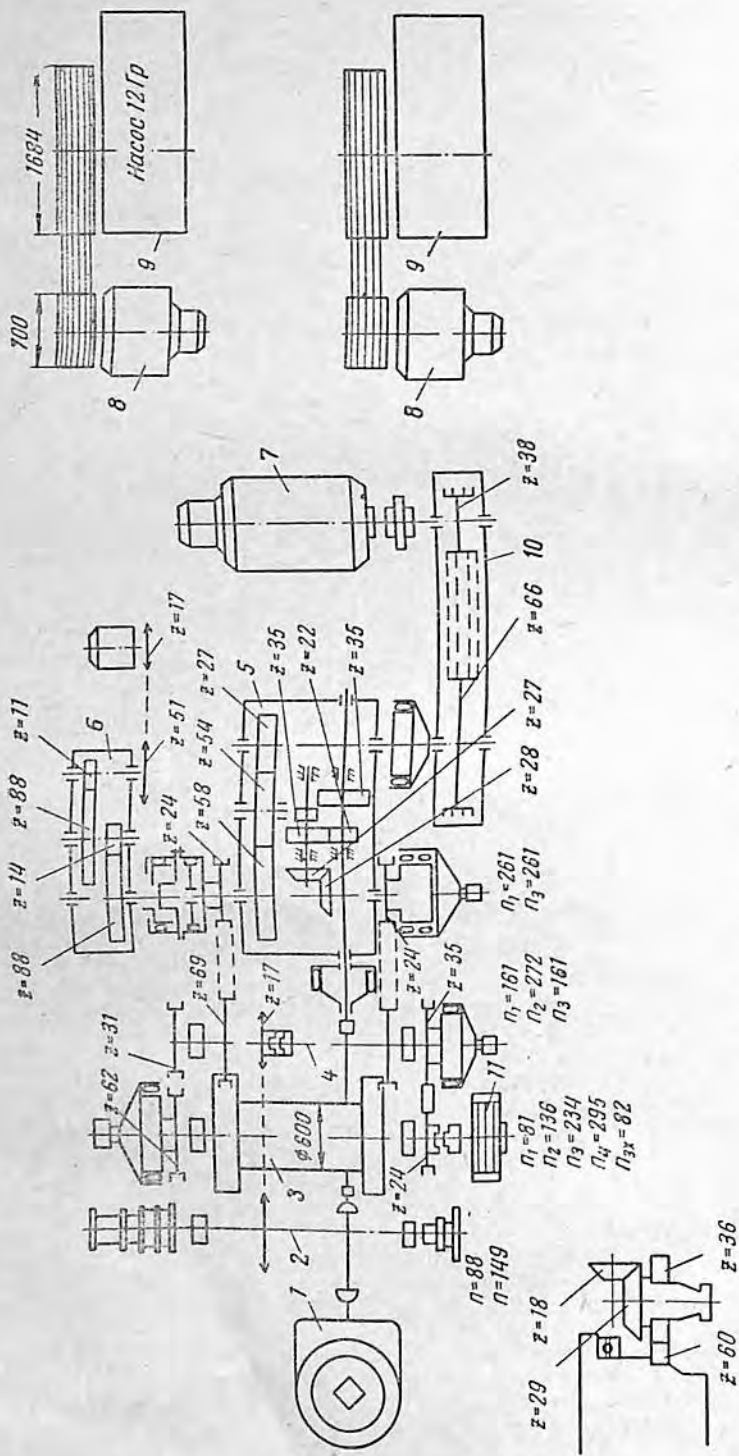


Рис. 12. Кинематическая схема буровой установки БУ-75БрД.

1 — ротор; 2 — каменный вал лебедки; 3 — подьемный барабан лебедки; 4 — трансмиссионный вал лебедки; 5 — корпуска второстей; 6 — аварийный привод; 7 — электродвигатель; 8 — электродвигатели привода насосов ДС-385-9-8А; 9 — насосы 12Гр; 10 — центральный редуктор; 11 — гидротормоз.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-75БрЭ

Буровая установка БУ-75БрЭ предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин турбинным или роторным способом при бурильной колонне весом до 75 т.

Буровая установка полностью электрифицирована и имеет высоковольтный привод буровой лебедки с питанием электродвигателя от сети напряжением 6000 в и пуском электродвигателя с дросселями в цепи ротора, высоковольтный синхронный привод буровых насосов с питанием электродвигателя от сети напряжением 6000 в и прямым пуском от полного напряжения сети.

Питание электрооборудования установки обеспечивается от высоковольтной станции, входящей в комплект установки.

Питание электроприводов вспомогательных механизмов осуществляется от силового трансформатора, понижающего напряжение с 6000 до 380/220 в.

Механизация вспомогательных работ и спуско-подъемных операций достигается применением пневматического клинового захвата, пневматического бурового ключа и пневмораскредителя.

Управление механизмами электрическое, дистанционное, с пульта бурильщика.

Основное оборудование установки смонтировано на сборно-разборном металлическом основании, которое состоит из двух боковых ферм и центрального блока, соединенных между собой при помощи болтов.

На центральном блоке смонтированы электродвигатель привода лебедки с ценным редуктором, компрессоры с их электродвигателями, аварийный привод. На боковых фермах металлического основания установлена вышка А-образной конструкции.

Ротор и подсвечники смонтированы на рамах, уложенных поперек боковых ферм металлического основания. Ротор снабжен клиновым пневматическим захватом, а для свинчивания и развинчивания бурильных труб — пневматическим ключом ПКБ-1Б.

Два буровых насоса устанавливают на земле, на выкладках.

Для очистки глинистого раствора буровая установка снабжена двумя вибростами и емкостями.

Кипятическая схема буровой установки БУ-75БрЭ представлена на рис. 12.

Привод буровой установки БУ-75БрЭ осуществляется от электродвигателя АК-122-6 мощностью 320 квт и $n = 485$ об/мин.

Мощность от электродвигателя на цепной редуктор передается через зубчатую муфту. Мощность от вала к валу внутри цепного редуктора передается трехрядными втулочно-роликowymi цепями повышенной прочности с утолщенными пластинами ЦВР.

От цепного редуктора к коробке скоростей вращение передается через шинопневматическую муфту ШПМ-700.

С выходного вала коробки передач передается на трансмиссионный вал лебедки посредством втулочно-роликowych цепей (50,8 мм) с передаточными отношениями $i = 1,63$ и $i = 2$.

Включение III и IV скоростей производится двоякой шинопневматической муфтой ШПМ-500, а I и II скоростей — одной муфтой ШПМ-700.

Вращение барабанного и катушечного валов передается от трансмиссионного вала двухрядными (50,8 мм) втулочно-роликowymi цепями, а передаточные отношения на подъемный вал лебедки составляют $i = 0,685$ и $i = 2$, на катушечный вал $i = 1,823$. Подъемный вал лебедки включается муфтой ШПМ-1070 или ШПМ-700.

Привод ротора — от коробки передач через шинопневматическую муфту ШПМ-500 и карданный вал.

Ротор имеет две скорости прямого и обратного ходов.

Привод насоса 12Гр — от индивидуального двигателя ДСЗ-85-9-8А мощностью 320 квт и 750 об/мин.

Техническая характеристика	
Грузоподъемность талевой системы, <i>т</i>	75
Аварийная (кратковременная) грузоподъемность талевой системы, <i>т</i>	100
Глубина бурения, <i>м</i>	1800
Номинальная мощность электродвигателя АК-122-6 лебедки и ротора, <i>квт</i>	320
Диаметр талевых канатов, <i>мм</i>	25—28
Максимальное натяжение ходового конца каната, <i>т</i>	10,68
Скорость подъема груза на крюке, <i>м/сек</i>	0,368—1,815
Производительность бурового насоса 12Гр, <i>л/сек</i> при диаметре цилиндрической втулки, <i>мм</i> :	
150	14,6
130	10,6
Количество буровых насосов	2
Номинальная мощность электродвигателя ДС-385-9-8А, <i>квт</i>	320
Диаметр проходного отверстия ротора, <i>мм</i>	450
Максимальная скорость вращения ротора, <i>об/мин</i>	165
Очистка глинистого раствора	выброситом
Управление установкой	пневматическое, электрическое и механическое
Количество скоростей лебедки	4
Ограничитель скорости спуска колонны буровых труб	гидравлический, однороторный
Захват колонны буровых труб	диаметром 1000 <i>мм</i> пневматический, клиновой
Транспортировка установки в районе бурения	буровая установка в сборе перевозится на двух тяжеловозах Т-40 и тележке «Восток»
Вес буровой установки, <i>т</i>	142

Таблица 20

Комплект буровой установки БУ-75БрЭ

Наименование	Количество на одну установку	Шифр или вид
Основание	1	—
Вышка А-образная высотой 40 <i>м</i>	1	—
Кровблок	1	—
Талевый блок	1	—
Крюк с подвеской	1	—
Вертлюг	1	—
Ротор	1	—
Лебедка подъемная	1	—
Электропривод (цепной редуктор с электродвигателем)	1	—
Карданный вал	1	—

Продолжение табл. 20

Наименование	Количество на одну установку	Шифр или вид
Пневмоуправление	1	—
Аварийный привод	1	—
Гидравлический термом диаметром 1000 мм	1	—
Буровой насос	2	12Гр
Стойк и манифольд	1	—
Циркуляционная система	1	Комплект
Водяной насос с электромотором	1	—
Электрооборудование	1	Комплект
Каркас укрытия	1	—
Прокладка кабелей	1	Комплект
Ограждение движущихся частей	1	»
Подвесной пневматический ключ для буровых труб	1	ПБК-1Б

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-75БрМ

Буровая установка БУ-75БрМ предназначена для турбинного и роторного бурения разведочных и эксплуатационных скважин глубиной до 2400 м и долотом № 8, бурильными трубами диаметром 114 мм.

Узлы установки рассчитаны для транспортировки их как наземным транспортом, так и серийными вертолетами типа МИ-6, что выгодно отличает эту установку от БУ-75Бр, особенно для условий севера.

Установка имеет четыре скорости на лебедке и роторе.

Все четыре скорости ротора прямые и обратные.

Техническая характеристика

Грузоподъемность на крюке, <i>т</i>	75
Аварийная грузоподъемность, <i>т</i>	100
Установленная мощность, <i>л. с.</i>	840
Эффективная мощность, <i>л. с.</i>	640
Высота вышки, <i>м</i>	40,8
Скорость подъема бурильной колонны и инструмента при их весе 75 и 12,3 <i>т</i> соответственно, <i>м/сек</i>	0,41 и 1,83
Диаметр талевого каната, <i>мм</i>	25,5
Натяжение каната при оспастке 4 × 5, <i>Т</i>	10,7
Скорость вращения стола ротора, <i>об/мин</i> :	
<i>n</i> ₁	30,5—59,0
<i>n</i> ₂	52,5—101,0
<i>n</i> ₃	88,3—170,0
<i>n</i> ₄	152,0—294,0
Диаметр проходного отверстия стола ротора, <i>мм</i>	460
Максимальная производительность бурового насоса, <i>л/сек</i>	24
Максимальное давление буровых насосов, <i>кг/см²</i>	200
Мощность электростанции, <i>квт</i>	100
Общий вес установки, <i>т</i>	147

Установка состоит из блоков весом не более 8,5 *т*, удобных для транспортировки МИ-6 или универсальным транспортом. Исключенне составляют буровые насосы.

Пневматическое управление буровой установкой БУ-75БрМ

Включение и выключение подъемного вала лебедки буровых насосов, ротора и других агрегатов и механизмов буровой установки производится дистанционно, с пультов управления.

Пневматическое управление состоит из узлов воздухообеспечения, управления устройства, исполнительных механизмов, контрольно-измерительных и предохранительных приборов и устройства. Узлы и агрегаты системы пневмоуправления связаны между собой воздухопроводами.

Система пневматического управления питается воздухом от двух компрессоров — основного и вспомогательного.

Вспомогательный (пусковой) компрессор включается в работу, когда давление в воздухооборнниках недостаточное, а также во время ремонта основного компрессора.

Краны пульта бурильщика расположены на верхней панели и на передней вертикальной стойке его корпуса.

Таблица 21

Комплект буровой установки БУ-75БрМ

Наименование	Количество в комплекте	Шифр или тип
Вышка	1 комплект	Мачтового типа
Основание под вышку и оборудование	1 комплект	А-образная
Приемные мостки и стеллажи для бурильных и обсадных труб	1 комплект	—
Каркас укрытий	1 комплект	—
Кронблок	1	—
Талевый блок	1	—
Крюк	1	—
Вертлюг грузоподъемностью 125 т	1	—
Клиповый захват	1	—
Ротор	1	—
Буровая лебедка	1	—
Карданный вал привода	1	—
Вспомогательная лебедка	1	—
Коробка скоростей	1	—
Силовой агрегат	2	САТ-4
Цепной редуктор	1	—
Буровой насос	2	42Гр
Нагнетательный трубопровод (манифольд)	1	—
Система очистки бурового раствора	1	4СГУ
Автомат веса	1	АВЭ75
Пневматический буровой ключ	1	АКБ-3
Механизм МСП	1	—
Пневматический раскрешитель свечей	1	ПРС
Пневматическое управление установкой	1	—
Пульт контроля процесса бурения	1	ПКБ-2
Электрооборудование установки	1	Комплект
Топливомаслоустановка	1	—

На верхней панели смонтированы: трехлинейный кран управления осевыми пневмомуфтами подъемного вала лебедки и коробки скоростей; проходной кран включения муфты привода ротора; кран машиниста для управления топливными насосами дизелей силовых агрегатов (кран питается воздухом от промежуточного резервуара, в котором поддерживается постоянное давление воздуха).

На переднем вертикальном щите пульта расположены четыре двухклапанных крана: кран управления включением пневмомуфт силовых агрегатов; кран для включения пневмораспределителя; кран управления пневмоцилиндром зубчатой муфты реверса ротора; кран управления пневмоцилиндром зубчатой муфты коробки перемены передач.

Два последних крана питаются от линии, подводящей воздух к цилиндру пневмического тормоза.

В нижней части передней панели расположен педальный кран управления пневмическим клиновым захватом.

На верхней панели установлена группа приборов с пультом управления автоматом подачи на забой АВЭ-75. На пульте приборов расположены кнопки отключения муфт привода буровых насосов и универсальный переключатель управления электродвигателем вспомогательной лебедки.

На пульте бурильщика установлены манометры, показывающие давление воздуха в сети воздухообеспечения и давление в тормозной системе.

На пульте дизелиста расположены краны управления муфтами силовых агрегатов, муфтами привода буровых насосов и муфтой приводного компрессора. Блокировка системы управления позволяет включать муфты силовых агрегатов только в том случае, если включен аналогичный кран на пульте бурильщика.

Ограничитель подъема крюкоблока (противозатаскиватель) состоит из двух заблокированных клапанных кранов. При подъеме крюкоблока до максимальной высоты он автоматически отключает дисковую пневматическую муфту подъемного вала и включает пневмоцилиндр тормоза буровой лебедки.

Исполнительными механизмами системы пневматического управления, осуществляющими непосредственное соединение валов, передач и других узлов установки, являются пневмопневматические муфты, дисковые пневматические муфты и пневматические цилиндры.

Особенность системы управления установки БУ-75БрМ заключается в широком использовании дисковых пневматических муфт, малогабаритных вертикальных с деревянными уплотнительными втулками и легких в управлении двухклапанных кранов.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА БУ-50Бр

Буровая установка БУ-50Бр предназначена для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной до 1200 м и разведочных скважин малого диаметра глубиной до 3000 м.

Установка может быть использована как для роторного и турбинного бурения, так и для бурения электробурами малых диаметров.

Техническая характеристика

Грузоподъемность на крюке, т:		
номинальная	50
максимальная	75
Глубина бурения, м:		
141-мм трубами	1200
114-мм трубами	1650
насосно-компрессорными 76-мм трубами со специальными замками	3000
Начальный диаметр бурения, мм:		
эксплуатационных скважин	445
геологоразведочных скважин	394
Минимальный конечный диаметр бурения, мм	140

Скорость подъема груза при оснастке талевой системы 4×5 , м/сек	0,38—1,46
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	450
Для разведочного бурения, мм	400
Мощность, передаваемая на ротор, л. с.	100
Скорость вращения стола ротора, об/мин:	
при 1000 об/мин дизеля	78/136
при 1500 об/мин дизеля	117/186
Высота вышки от стола ротора до оси кронблока, м.	29
Слововой привод:	
дизель, тип	B2-300A
количество дизелей	2
мощность, л. с.	300
скорость вращения, об/мин	1500
Генератор:	
тип	ГС-85-5-6A
количество	2
мощность, квт	250
скорость вращения, об/мин	1000
Электродвигатель:	
тип	A-103-8
количество	2
мощность, квт	125
скорость вращения вала двигателя, об/мин	750
Электродвигатель ротора:	
тип	АО-94-6
количество	1
мощность, квт	75
скорость вращения ротора, об/мин	1000
Рабочий компрессор:	
тип	КСЭ-3М
производительность, м ³ /мин	3
давление, кг/см ²	6—9
Аварийный компрессор:	
тип	155 (ГАРО)
производительность, м ³ /сек	0,735
давление, кг/см ²	100,0
общий вес, кг	100

БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

ЛЕБЕДКА У2-4-5

Лебедка У2-4-5 входит в комплект буровых установок Уралмаш-5Д и Уралмаш-69.

Лебедка, входящая в комплект буровой установки Уралмаш-69, отличается от лебедки этой же марки, входящей в комплект буровой установки Уралмаш-5Д, кинематикой и пультом управления.

На рис. 13 приведена кинематическая схема лебедки У2-4-5. Применение шиннопневматических муфт в лебедке У2-4-5 значительно облегчило бурильщику включение скоростей на ходу; при этом исключены удары и рывки.

Пневматика используется также в управлении тормозом лебедки. Передача в лебедке осуществляется двухрядными втулочно-роликковыми цепями с шагом 50,8 мм.

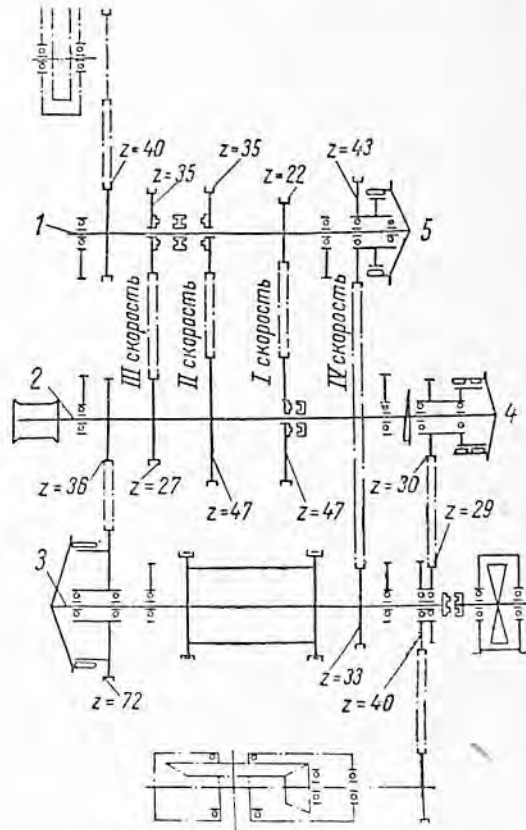
Промежуточный вал лебедки получает от трансмиссионного вала три скорости через цепные передачи: 22 : 47, 35 : 47 и 35 : 26.

Подъемный вал получает от промежуточного вала I, II и III скорости через передачи 36 : 72, а IV скорость от трансмиссионного вала через передачу 43 : 33.

Ротор получает три скорости вращения. Лебедка оснащена гидравлическим тормозом и автоматической катушкой прямого хода для отвинчивания буровых труб при их подъеме.

Рис. 13. Кинематическая схема лебедки У2-4-5.

1 — трансмиссионный вал; 2 — промежуточный вал; 3 — подъемный вал; 4 — шиннопневматическая муфта ПМ-500; 5 — шиннопневматическая муфта ПМ-700.



На пульте управления установлены воздушные краны и рукоятки управления. С пульта управления буровщик включает скорости подъемного вала, ротора, обратный ход, регулирует число оборотов двигателя, торможение барабана и включает катушку.

Таблица 22

Подъемная характеристика лебедки У2-4-5 при двигателях внутреннего сгорания общей мощностью 500 л. с. и числе оборотов 1200 в минуту

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке		Предельный вес поднимаемого груза в т при оснастке	
	5 × 6	4 × 5	5 × 6	4 × 5
I	0,16	0,20	130	100
II	0,29	0,37	80	60
III	0,52	0,65	45	35
IV	1,24	1,55	15	10

Таблица 23

Подъемная характеристика лебедки при работе на двух электродвигателях МАД-128-8 мощностью по 160 кет при скорости вращения трансмиссионного вала 220 об/мин

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке		Предельный вес поднимаемого груза в т при оснастке	
	5×6	4×5	5×6	4×5
I	0,21	0,26	125	100
II	0,34	0,42	97	76
III	0,58	0,73	53	41
IV	1,48	1,48	24	18

Тормозная система

Для торможения барабана при спусках и подъемах буровой колонны, а также при подаче ее на забой при бурении лебедка снабжена двухленточным тормозом.

Таблица 24

Скорость вращения ротора в об/мин

Скорость	В установке Уралмаш-5Д	В установке Уралмаш-63
I	66	63,5
II	121	175
III	218	175
IV	22 (аварийное)	—

Пульт буровщика к лебедке буровой установки Уралмаш-5Д

В нижней части пульта (рис. 14) установлен кран системы Казанцева. Внутри пульта помещен воздушный коллектор с подводом воздуха от основной воздушной магистрали и отводами к узлам воздушного управления. Переключают скорости перекидными рукоятками на стойке 2.

Перед переключением скоростей нужно отключить лебедку от привода и на ходу при замедленной (тихой) скорости вращения трансмиссионного вала передвинуть рукоятку включенной скорости в нейтральное положение. На рис. 14 показано нейтральное положение, когда все скорости включены. Стрелки показывают направление передвижения рычагов при включении скоростей.

Для включения I скорости рукоятку 3 нужно передвинуть в крайнее ближайшее положение, а для включения II скорости рукоятку 4 — в крайнее дальнее положение. Для включения III скорости рукоятку 3 следует передвинуть в крайнее дальнее положение.

Когда рычаг находится в крайнем положении, необходимо его застопорить защелкой 1, после чего, не давая валам остановиться, следует подключить лебедку к приводу.

Подключение лебедки к приводу производится краном.

Для работы лебедки на прямом ходу следует передвинуть рукоятку из положения «выключено» до упора «прямой» и оставить ее в этом положении во время выполнения необходимых работ на прямом ходу. Для работы на обратном ходу

нужно передвинуть рукоятку из положения «выключено» до упора «обратный», а для отключения лебедки от привода поставить рукоятку в положение «выключено».

Если необходимо изменить прямой ход на обратный или наоборот, рукоятку крана следует поставить в положение «выключено» до полной остановки валов лебедки, после чего эту рукоятку следует довести до упора в нужном положении.

Выключают барабан краном, одновременно ослабляя ленточный тормоз.

Поворотом рукоятки из положения «выключено» до упора «тихий» барабан получит I, II и III скорости в зависимости от того, какая из скоростей в это время включена на трансмиссионном валу.

Для получения на барабане IV скорости рукоятку нужно перевести из положения «выключено» до упора «быстрый».

При необходимости перевода подъема с «быстрого» на «тихий» или наоборот рукоятку переводят с остановкой в положение «выключено» на время выхода воздуха из отключенной муфты (слышен резкий звук в разряднике). После этого рукоятку доводят до упора в нужном положении.

Для включения ротора нужно передвинуть рукоятку крана 8 из положения «отключено» в положение «включено», а при отключении передвинуть рукоятку в положение «выключено».

Включать шиннопневматические муфты следует при скорости вращения валов двигателей 600—700 об/мин.

Регулируют число оборотов дизелей штурвалом 5.

Для увеличения числа оборотов дизелей нужно штурвал вращать на себя, а для снижения — от себя.

При числе оборотов валов двигателей 700—800 в минуту красная спица штурвала должна находиться в вертикальном положении.

Тормозить барабан можно двумя способами: ручным — рукояткой 6 и пневматическим — ручкой 7.

При ручном торможении нажимают на рукоятку 6 вниз, а при пневматическом торможении поворачивают ручку 7 от себя (как показано стрелкой).

Растормаживание производится обратными действиями.

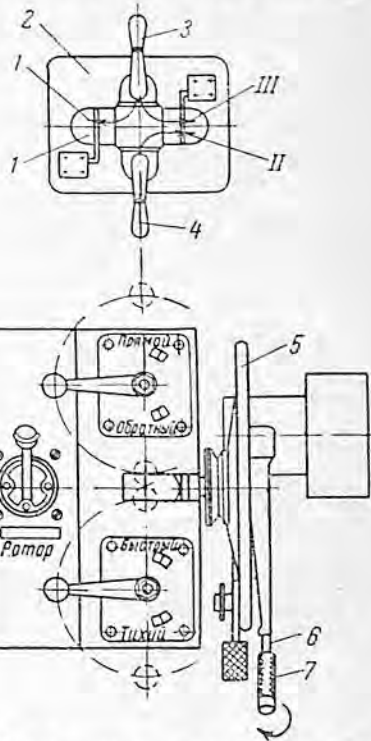


Рис. 14. Пульт управления к лебедке буровой установки Уралмаш-5Д.

1 — защелка; 2 — стойка; 3, 4, 6 — рукоятка; 5 — штурвал; 7 — ручка; 8 — рукоятка крана.

Пульт бурильщика к буровой лебедке установки Уралмаш-6Э

Управляют лебедкой с пульта бурильщика (рис. 15) слева от барабана. На пульте сосредоточены:

1) электрическое управление электродвигателями привода и аварийное отключение электродвигателей буровых насосов;

- 2) воздушное управление муфтами барабана, ротора и электродвигателей привода;
- 3) переключение скоростей лебедки (I, II и III);
- 4) управление ленточным тормозом барабана (механическое и воздушное);
- 5) управление автоматической катушкой для развинчивания труб;
- 6) управление шпильковой катушкой для работы по завинчиванию труб и подтаскиванию инструмента в буровую.

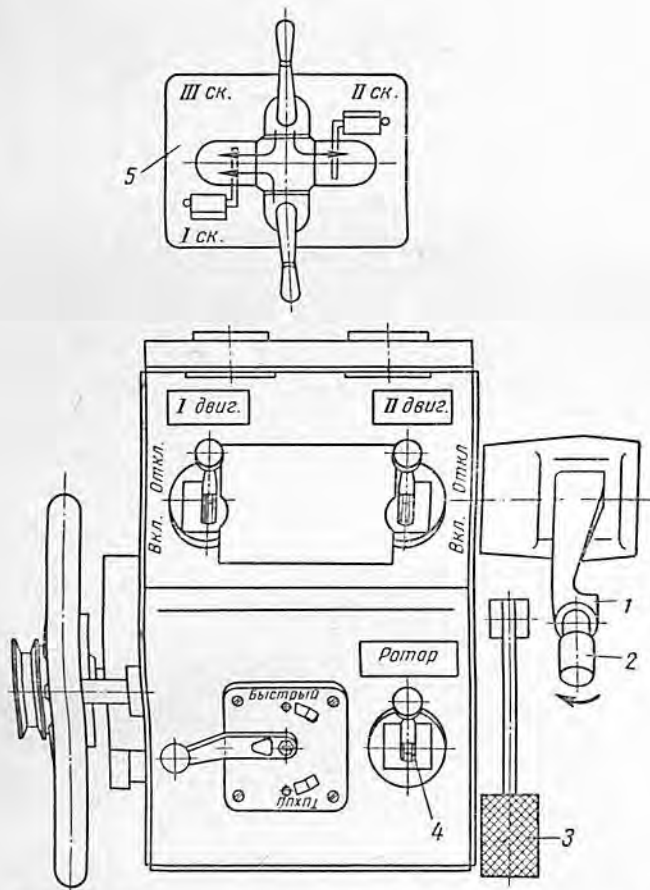


Рис. 15. Пульт управления к лебедке установки Уралмаш-6Э.
 1 — рукоятка ручного тормоза; 2 — пневматическая ручка;
 3 — педаль; 4 — рукоятка; 5 — стойка.

Скорости лебедки переключают перекидными рукоятками на стойке 5 (рис. 15). Перед переключением скоростей следует поворотом маховичка контроллера отключить электродвигатели привода и на ходу при замедленном числе оборотов валов передвинуть рукоятку включенной скорости в нейтральное положение. На рис. 15 показано нейтральное положение, когда все скорости выключены. Стрелки показывают направление передвижения рычагов для включения требуемой скорости. Когда рычаг находится в крайнем положении, необходимо его затормозить защелкой, после чего рекомендуется, не давая валам остановиться, вновь подключить лебедку к приводу.

Включают барабан краном, одновременно ослабляя ленточный тормоз.

Поворотом рукоятки из положения «выключено» до упора «тихий» барабан получит I, II и III скорости в зависимости от того, какая из скоростей в это время включена.

Для получения на барабане IV скорости рукоятку нужно перевести из положения «включено» до упора «быстрый».

При переводе подъема с «быстрого» на «тихий» или наоборот рукоятку нужно переводить с остановкой в положение «выключено» на время выхода воздуха из отключенной муфты (слышен резкий звук в разряднике). После этого рукоятку следует довести до упора в нужном направлении.

Для включения ротора нужно передвинуть рукоятку крана 4 из положения «отключено» в положение «включено», а при отключении передвинуть рукоятку в положение «отключено».

Включать и отключать следует резким движением.

Для незначительного подъема крюка или частичного поворота стола ротора воздух в муфты можно подавать небольшими порциями, т. е. включать рукоятку крана и сразу же выключать, повторяя это несколько раз. Злоупотреблять этим не следует, так как от неполного включения происходит пробуксовка муфт, что может привести к их подгоранию.

При всех включениях рукоятку кранов следует доводить до упора.

Рекомендуется прежде всего включать и отключать муфты, а затем электродвигатели.

Штурвал контроллера следует вращать равномерно без рывков.

Тормозить барабан можно рукояткой ручного тормоза 1 и пневматической ручкой 2.

При ручном торможении на рукоятку 1 нажимают вниз, а при пневматическом торможении поворачивают ручку 2 от себя (как показано стрелкой).

Тормозить нужно плавно без рывков.

Растормаживание производится поднятием рукоятки или (при растормаживании после пневматического торможения) поворотом ручки М в обратном направлении.

Автоматическую катушку включают, нажав на педаль 3.

Последовательность включения механизмов буровой установки

При подъеме буровой колонны (при роторном бурении):

- 1) отключить ротор, перекинуть рукоятку крана ротора на «выключение»;
- 2) поворотом маховичка контроллера остановить двигатель;
- 3) включить кран барабана, передвинуть рукоятку крана с «выключено» на «тихий до упора»;
- 4) включить маховичком двигатель и от тормозить барабан, подняв рукоятку тормоза;
- 5) остановить маховичком двигатель, и затормозить барабан.

Все операции выполняют левой рукой, тогда как правая рука находится на рукоятке тормоза.

Рекомендации по уходу за лебедкой У2-4-5 при эксплуатации

1. Закреплять талевый канат на барабане лебедки следует особо тщательно. Болты должны быть затянуты до отказа и застопорены.

2. В нижнем положении талевого крюка на барабане должно оставаться не менее восьми витков каната.

3. При излишних звеньях цепей получают резкие рывки от набегания цепей на зубья звездочек, что приводит к преждевременному их износу.

4. Зазор между упором крана системы Казанцева и головкой болта не должен превышать 0,1—0,2 мм; при этом после начала поворота ручки сразу произойдет подача воздуха в цилиндр.

5. Зазор регулируют болтом и стопорят гайкой. Давление в цилиндре при повороте в крайнее положение не должно превышать $4,5 \text{ кг/см}^2$.

6. Настройку необходимо производить по манометру на пульте бурильщика. Расстояние от гайки до упора регулируется в соответствии с ходом тяги; давление в цилиндре при этом изменяется от нуля до $4,5 \text{ кг/см}^2$.

7. Для правильной эксплуатации гидравлического тормоза включать его следует при спуске буровой колонны после десяти свечей.

8. Нагружать лебедку следует в соответствии с ее характеристической грузоподъемности и скоростью подъема крюка при разной оснастке талевой системы для всех скоростей.

9. Перегружать лебедку нельзя, так как это влечет за собой быстрый износ деталей.

10. Для подъема максимального груза при одном двигателе в установке Уралмаш-5Д необходимо заменить на редукторе звездочку $z = 36$ на $z = 24$, а в установке Уралмаш-6Э $z = 36$ на $z = 21$.

Скорость подъема крюка при оснастке 5×6 на I скорости будет равна $0,15 \text{ м/сек}$ в установке Уралмаш-5Д и $0,12 \text{ м/сек}$ в установке Уралмаш-6Э.

11. Нормальным числом оборотов двигателей в установке Уралмаш-5Д для выполнения основных операций является 1200 об/мин .

12. Всякого рода переключения, а также вспомогательные работы (свинчивание, развинчивание труб, подтаскивание и др.) следует выполнять при скорости вращения вала двигателя до 700 об/мин .

13. Работа дизелей при $n = (1200 \div 1500) \text{ об/мин}$ не разрешается.

14. Работа лебедки под нагрузкой при $n_{\text{двз}} < 700 \text{ об/мин}$ не разрешается.

15. При выполнении тяжелых аварийных работ (при подъеме), если наблюдается пробуксовка муфты ПМ-1070 на подъемном валу, следует ввинчивать аварийные болты между венцом и диском.

Включать барабан при этом следует рукояткой, для чего нужно снять полухомуты.

16. При выполнении тяжелых аварийных работ ротором, если будет замечена пробуксовка муфты ПМ-500 на трансмиссионном валу, следует между блоком и диском муфты завинтить аварийные болты.

Аварийные болты должны находиться всегда под рукой бурильщика.

17. При работе лебедки нормальным давлением в воздушной сети считается давление $7-8 \text{ кг/см}^2$. При аварийных работах допускается повышать давление до 9 кг/см^2 . При давлении ниже 6 кг/см^2 работать запрещается.

18. Запрещается:

- поднимать груз весом свыше 130 т при оснастке талевой системы 5×6 ;
- поднимать груз на шпилевой катушке весом более 3 т ;
- смазывать тормозные шкивы маслом и смачивать водой;
- работать при снятых кожухах.

Лебедка У2-5-4 (рис. 16) состоит из жесткой сварной рамы 1 с тремя вертикальными стойками 2, соединенными вверху балкой 3. На стойках при помощи двухрядных сферических подшипников № 3638 крепятся подъемный и катушечный валы.

На раме 1 установлены редуктор 4, ленточный тормоз, гидравлический тормоз 5, трансмиссия с V скоростью, трансмиссия ротора 6, пульт управления и воздухопровод управления пневматическими муфтами лебедки коробки перемены скоростей.

Подъемный вал соединяется с валом гидравлического тормоза кулачковой муфтой.

Блок для включения V скорости через пневматическую муфту ПМ-700 \times 200 из двояной звездочки с числом зубьев $z = 49$ и $z = 36$ и шкива диаметром 695 мм ; блок установлен на двух роликовых подшипниках № 3534. Для соединения подъемного вала с валом редуктора служат две шпирошневматические муфты ПМ-1070 \times 200.

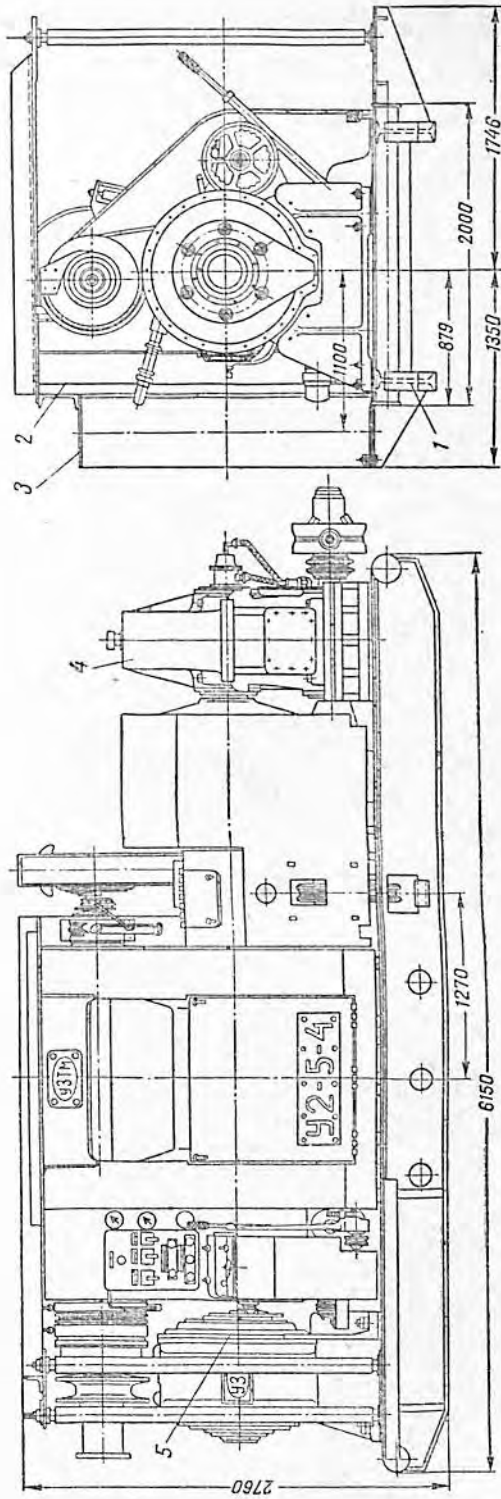


Рис. 16. Пятискоростная лебедка У2-5-4.
 — сварная рама; 2 — вертикальные стойки; 3 — балка; 4 — редуктор; 5 — гидравлический тормоз.

Смазка лебедки У2-4-5

Наименование места смазки	Сорт смазки		Указания по смазке
	летом	зимой	
Смазка цепей	Машинное Л, ГОСТ 1707—51 с добавкой 30% автола 10, ГОСТ 1862—63	Машинное Л, ГОСТ 1707—51	Капельная, только во время работы цепей
Шариковые и роликовые подшипники (все)	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Ручным насосом через пружинные масленки один раз в неделю
Втулки свободно сидящих звездочек на трансмиссионном валу	Смазка универсальная УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Ручным насосом через масленки один раз в вахту
Муфты кулачковые на трансмиссионном валу	То же	То же	Один раз в сутки
Автоматическая катушка	Любая, жидкая	Любая, жидкая	Смазывание
Втулки подшипников и вкладыши обойм на колесчатом валу, клин рукоятки и шток цилиндра	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Ручным насосом один раз в неделю
Поршень воздушного цилиндра	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Смазка универсальная среднеплавкая УС-1 или УС-2, ГОСТ 1033—51	Обмазывание один раз в неделю
Шарниры и блоки тормоза, управления муфтами и управления автоматической катушкой	Любая, жидкая	Любая, жидкая	Полив из масленки один раз в неделю

Таблица 26

Подъемная характеристика лебедки У2-5-4 в буровой установке Уралмаш-3Д

Скорость лебедки	Число оборотов барабана, об/мин	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке			Грузоподъемность на крюке в т при оснастке		
		4×5	5×6	6×7	4×5	5×6	6×7
I	38	0,24	0,19	1,57	136	172	207
II	85	0,53	0,42	0,36	113	142	170
III	145	0,90	0,72	0,60	63	80	100
IV	224	1,39	1,12	0,93	38	50	60
V	318	0,97	1,58	1,32	Подъем пустого элеватора		

Таблица 27

Подъемная характеристика лебедки У2-5-4 в буровой установке Уралмаш-4Э при скорости вращения вала двигателя 990 об/мин

Скорость лебедки	Скорость вращения барабана, об/мин	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке			Грузоподъемность на крюке в т при оснастке		
		4×5	5×6	6×7	4×5	5×6	6×7
I	36,5	0,23	0,18	0,15	150	190	230
II	81,5	0,51	0,40	0,34	110	142	170
III	139	0,87	0,69	0,58	60	80	100
IV	214	1,34	1,07	0,89	38	50	60
V	305	1,90	1,62	1,23	Подъем пустого элеватора		

Катушечный вал расположен на сферических роликовых подшипниках № 3628 и получает вращение от сдвоенной звездочки подъемного вала при помощи двухрядной цепи с шагом 50,8 мм. Лебедка снабжена фрикционной и шпильевой катушками.

Фрикционная катушка служит для перемещения грузов с мостков в буровую и внутри буровой, подъема грузов внутри буровой, а также для свинчивания бурильных и обсадных труб. Наибольшее усилие на канате при свинчивании труб может быть доведено до 3000 кг, а при подъемах грузов до 1000 кг.

БУРОВАЯ ЛЕБЕДКА У2-4-8

Лебедка У2-4-8 входит в комплект буровых установок 5Д-61 и 6Э-61, в отличие от лебедки У2-4-5 вместо шпильевой применена фрикционная катушка планетарного типа, подшипники скольжения в холостых звездочках заменены подшипниками качения. На подъемном валу дополнительно установлена звездочка для присоединения механизма подачи долота на забой. Лебедка снабжена пневмораскрепителем для раскрепления резьбы бурильных труб и изменено крепление фрикционных колодок к тормозным лептам.

Передача между валами осуществляется двухрядными втулочно-роликовыми цепями с шагом звена 50,8 мм.

Опоры валов — сферические роликоподшипники, рабочий тормоз двухленточный, рычажный с дублированным пневматическим приводом.

Лебедка снабжена однорядным гидравлическим тормозом диаметром 1000 мм.

Скорости на трансмиссионном и промежуточном валах и гидравлический тормоз включают кулачковыми муфтами при помощи рычагов.

Подъемный вал и ротор включают шинно-пневматическими муфтами.

На рис. 17 изображена буровая лебедка У2-4-8.

БУРОВАЯ ЛЕБЕДКА У2-5-5

Буровая лебедка У2-5-5 отличается от лебедки У2-5-4 отсутствием шпильковой катушки, наличием на подъемном валу звездочки для присоединения механизма подачи долота, наличием пневмораскрепителя вместо автоматической катушки для раскрепления резьбовых соединений бурильных труб.

Буровая лебедка от коробки скоростей получает привод через два карданных вала. Через первый получают четыре рабочие скорости, а через второй — пятую скорость для подъема пустого элеватора.

На лебедке установлена специальная трансмиссия для привода ротора через двухрядную цепь с шагом 50,8 м.м.

В установке 4Э-61 лебедка имеет дополнительный привод от электромотора мощностью 28 кет, питающегося от дизель-генераторной станции.

Лебедка снабжена гидравлическим двухроторным тормозом диаметром 1000 м.м.

Управление лебедкой — пневматическое.

ЛЕБЕДКА БУРОВЫХ УСТАНОВОК БУ-75Бр и БУ-75БЭ

Лебедка состоит из подъемного и трансмиссионного валов. В состав лебедки входит также коробка передач.

При помощи лебедки выполняются спуско-подъемные операции и вспомогательные работы. Для выполнения вспомогательных работ для свинчивания труб и подтягивания грузов лебедка снабжена катушкой типа КЛ-3. Для торможения барабана при спуске тяжелых колонн лебедка имеет гидравлический тормоз диаметром 1000 м.м.

Передача между коробкой и валами лебедки выполнена в виде двухрядных втулочно-роликовых цепей с шагом 50,8 м.м. Привод ротора осуществляется непосредственно от коробки передач через карданный вал.

Таблица 28

Подъемная характеристика лебедки У2-4-8

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке		Грузоподъемность на крюке в т при оснастке	
	4×5	5×6	4×5	5×6

На электроприводе

I	0,27	0,21	100	125
II	0,42	0,34	74	92
III	0,38	0,59	40	51
IV	1,47	1,17	18	23

На дизельном приводе

I	—	0,30	—	125
II	—	0,45	—	80
III	—	0,78	—	44
IV	—	1,68	—	19

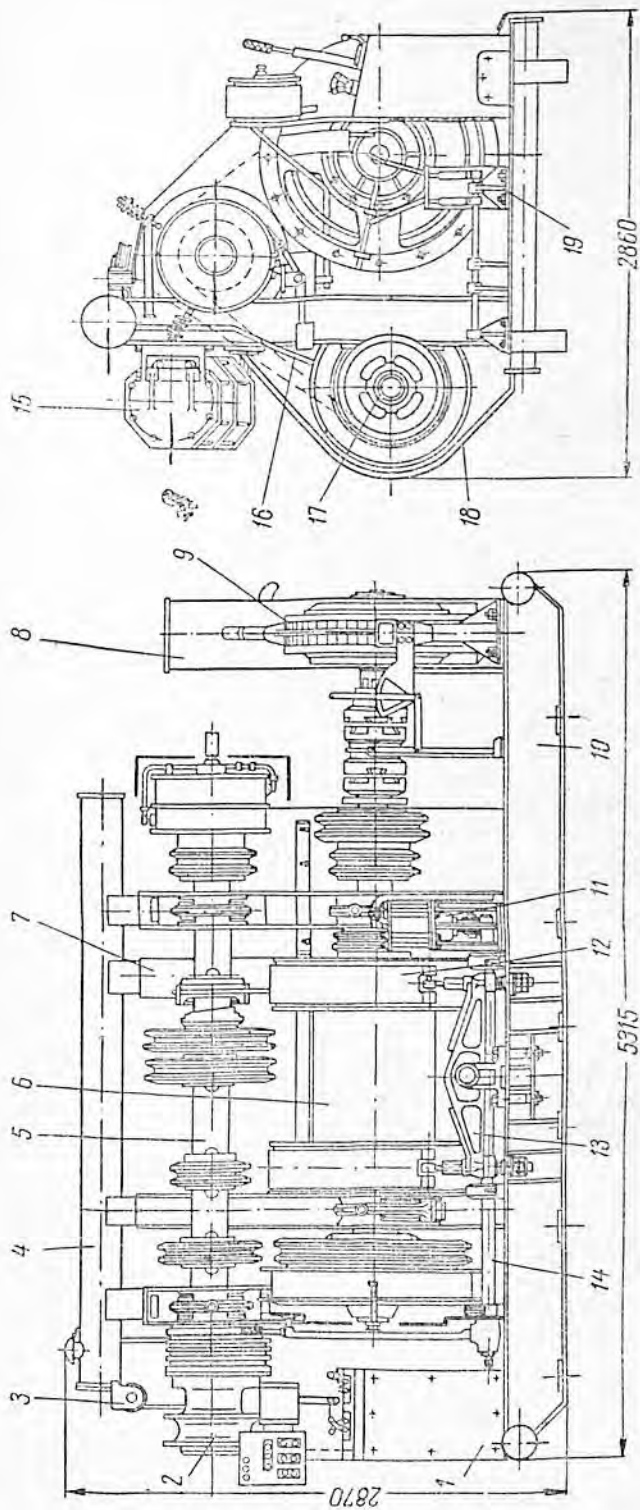


Рис. 17. Буровая лебедка У2-4-8.

1 — пульт буровщика; 2 — катушка фрикционная; 3 — катушка фрикционная для каната каната фрикционной катушки; 4 — труба — резервуар смазки; 5 — промежуточный (катушечный) вал; 6 — барабан; 7 — опорная стойка; 8 — холодильник гидродинамического тормоза; 9 — гидродинамический вспомогательный тормоз; 10 — рама-салазки; 11 — пневматический цилиндр главного тормоза; 12 — тормозная лента; 13 — балансиры главного тормоза; 14 — коленчатый вал главного тормоза; 15 — пневмораспределитель; 16 — маслопровод; 17 — трансмиссионный вал; 18 — кожух защитный; 19 — механизм переключения скоростей.

Подъемная характеристика лебедки У2-5-5

Скорость лебедки	Скорость вращения барабана, об/мин	Скорость подъема крюка в м/сек при оснастке		Грузоподъемность на крюке в т при оснастке	
		4 × 5	5 × 6	4 × 5	5 × 6

При 1600 об/мин коленчатого вала дизеля

I	38	0,24	0,19	162	200
II	85	0,53	0,43	103	127
III	145	0,90	0,72	57	71
IV	224	1,40	1,12	34	43
V	318	1,97	1,58	Подъем пустого элеватора	

На электроприводе

I	35	0,22	0,18	162	200
II	80	0,50	0,40	136	168
III	136	0,85	0,68	77	95
IV	210	1,31	1,05	47	59
V	299	1,86	1,49	Подъем пустого элеватора	

Включение и выключение механизмов лебедки осуществляется пневмопневматическими муфтами с поста бурлильщика.

Катушечный вал включается при помощи кулачковой муфты, I и II скорости барабанного вала передаются через пневмопневматическую муфту ШПМ-1070, а III и IV скорости — через ШПМ-700.

Трансмиссионный вал включается от коробки скоростей через муфту ШПМ-700 и сдвоенную муфту ШПМ-500.

ЛЕБЕДКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75БрМ

Лебедка одновальной конструкции состоит из сварной рамы, подъемного вала с барабаном, главного тормоза и гидродинамического тормоза с водопитательным устройством (холодильным). На раме закреплен пульт управления установкой.

Два тормозных шкива главного тормоза лебедки прикреплены болтами к ребрам тормоза. На левой консоли барабана вала на подшипниках смонтирована приводная трехрядная звездочка $z = 62$, включаемая посредством осевой двухдисковой пневмомуфты, на правой — звездочка $z = 44$ привода лебедки от автомата веса и подачи долота АВЭ-75, включаемая кулачковой муфтой. Эта кулачковая муфта одновременно служит для включения гидравлического тормоза.

Для подъема и подтаскивания грузов, свинчивания труб и других вспомогательных работ в буровой установке предусмотрена вспомогательная лебедка. Вспомогательная лебедка состоит из рамы подъемного вала, червячного редуктора и электродвигателя привода мощностью 14 квт. Подъемный барабан вспомогательной лебедки состоит из двух секций, разделенных шайбой. Одна секция барабана диаметром 250 мм предназначена для наматывания грузового каната, а вторая диаметром 550 мм для свинчивания труб. Между электродвигателем и червячным редуктором установлена предохранительная фрикционная муфта, пробуксовывающая при повышении усилия на канате более 3,5 т, червячный редуктор соединен с подъемным валом цепной передачей. Управление лебедкой — с пульта бурлильщика.

Главный тормоз лебедки состоит из двух тормозных лент с колодками из ретинакса, балансира и эксцентрикового механизма для натяжения лент. При помощи эксцентрикового механизма тормоза увеличивается передаточное отношение в конце цикла торможения, без приложения большого усилия буровщиком на рычаг тормоза. Управление тормозом дублируется пневматическим устройством.

Подъемная лебедка приводится от ведущего вала коробки скоростей трехрядной втулочно-роликовой цепью с шагом 44,4 мм. Эта передача закрыта герметически кожухом, в котором цепь непрерывно принудительно смазывается.

ЛЕБЕДКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-50Бр

Лебедка БУ-50Бр имеет сварную раму-салазки, на которой смонтированы два электродвигателя, расположенные по одной оси и соединенные трансмиссией с цепной передачей, трансмиссионный и промежуточный валы с цепными колесами и пневматическими муфтами, катушечный вал с вспомогательным барабаном, канатоукладчиком и шиловой катушкой, подъемный вал с главным барабаном, гидравлическим тормозом и двумя пневматическими муфтами, холодильник, гидротормоза, пульт и механизмы управления.

Таблица 30

Скорости подъема крюка и соответствующие им грузоподъемности основного барабана лебедки

Скорость	Скорость подъема крюка, м/сек	Грузоподъемность на крюки, т	
		при двух двигателях	при одном двигателе
I	0,326	76,8	50
II	0,489	51,7	28,7
III	0,908	27,8	14,7
IV	1,465	15,5	8,4

Таблица 31

Скорость наливки и соответствующее натяжение каната на вспомогательном барабане лебедки

Скорость	Скорость наливки каната при $n = 1500$ об/мин, м/сек	Натяжение, Т
I	4,93	3,06
II	7,5	2,0
III	15,6	0,96

Двухшквный ленточный тормоз главного барабана лебедки выполнен с ручным и пневматическим управлением. Вспомогательный барабан снабжен одношквным ленточным тормозом. Валы соединены цепными передачами с двухрядными втулочно-роликовыми цепями с шагом 32 мм. Кинематическая схема лебедки обеспечивает получение на главном барабане четырех, а на вспомогательном — трех скоростей вращения.

ЛЕБЕДКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-200Бр (С ДИЗЕЛЬНЫМ ПРИВОДОМ)

Лебедка состоит из рамы, барабана с ленточным тормозом, коробки скоростей, понизительного редуктора, автоматического регулятора подачи долота на забой типа АВЭ и электрического тормоза.

Лебедка соединяется с силовым приводом карданным валом, который при монтаже позволяет компенсировать погрешности по направлению в пределах $\pm 8^\circ$ и по длине ± 50 м.м.

Лебедка управляется дистанционно с пульта управления.

Помимо основной лебедки есть вспомогательная лебедка, предназначенная для свинчивания и докрепления обсадных труб больших диаметров, а также турбобуров и утяжеленных бурильных труб.

При помощи вспомогательной лебедки также поднимают и подтаскивают тяжести, а в случае неисправности ключа АКБ-3 свинчивают и докрепляют бурильные и обсадные трубы. Управляют вспомогательной лебедкой также с пульта управления.

СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ ДЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ-5Д

Силовой агрегат одношкивный (рис. 18) состоит из рамы 5, дизеля 1, редуктора 2, кронштейнов 4 для установки подшипников, трансмиссионного вала со шкивом и шиннопневматической муфты 3.

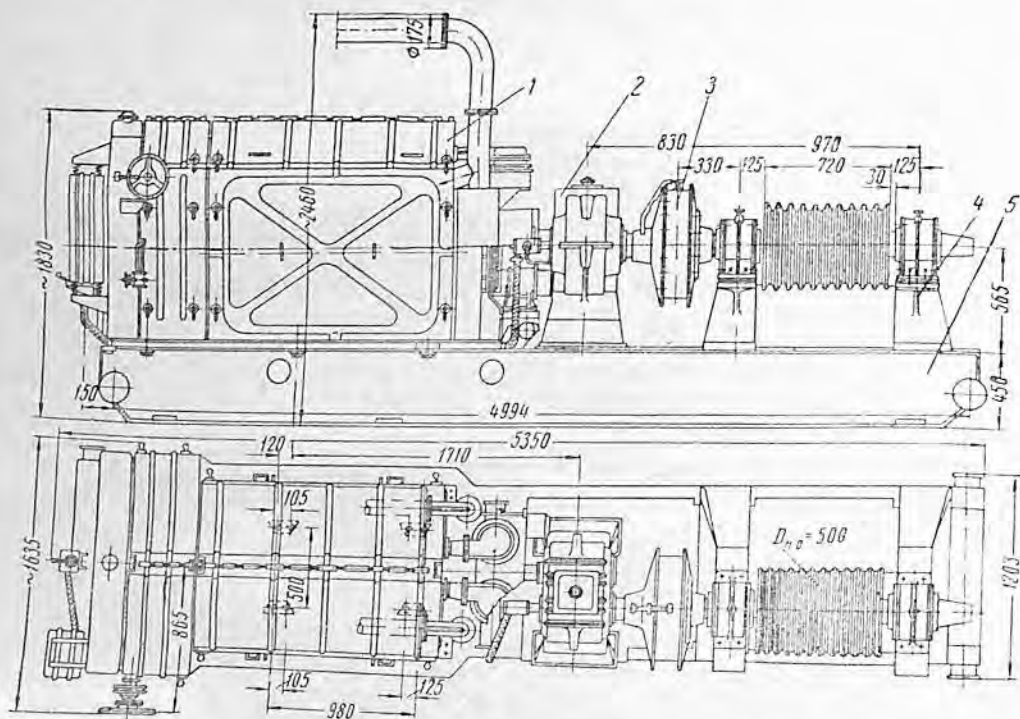


Рис. 18. Силовой агрегат одношкивной силовой установки Уралмаш-5Д.

1 — дизель; 2 — редуктор; 3 — шиннопневматическая муфта; 4 — кронштейн; 5 — рама

Таблица 32

Техническая характеристика лебедок

Показатели	БУ-75			БУ-50Вр	У2-4-5		У2-5-4		У2-4-3		У2-5-5	
	БУ-73Вр	БУ-75ВрД	БУ-75ВРМ		5Д	6Э	3Д	4Э	5Д-61	63-61	3Д-61	43-61
Глубина бурения, м	1800	1800	2400	1650	3000	3000	5000	3000	3000	3000	5000	5000
Потребляемая мощность, л. с.	630	320кв	—	—	1200	320кв	1200	660кв	—	—	—	—
Мощность на подъемном валу, л. с.	—	—	530	400	—	—	—	—	—	500	—	—
Грузоподъемность при остаточной нагрузке, кг, м:												
4×5	75	75	75	50	—	—	—	—	—	—	—	—
5×6	—	—	—	—	130,0	130,0	200	200	130	130	200	200
Диаметр бочки барабана, мм	600	600	600	450	650	650	800	800	650	650	800	800
Максимальное натяжение каната, Т	10,68	10,68	14,4	7,5	14,5	14,5	20,0	22,0	—	15,3	24,5	24,5
Диаметр талевой каната, мм	26 ÷ 28	26 ÷ 28	25,5	24	28	28	33	33	28	28	33	33
Число скоростей подъема	4	4	4	4	—	—	—	—	4	4	5	5
Число скоростей, передаваемое на ротор	2	2	—	2	—	—	—	—	3	3	4	5
Длина бочки барабана, мм	865	865	866	700	—	—	—	—	840	840	1000	1000
Диаметр тормозных шайб, мм	1180	1180	1180	1000	—	—	—	—	1180	1180	1450	1450
Ширина тормозных шайб, мм	250	250	250	180	250	250	220	220	250	250	250	250
Габариты, мм:												
длина	5000	5000	—	4420	5050	5050	6150	6150	5320	5320	6740	6740
ширина	3240	3150	—	3350	2860	2860	3096	3096	2805	2805	2100	2100
высота	2380	2385	—	2480	2870	2870	2760	2760	2870	2860	2870	2870
Общий вес, кг	13 000	13 280	8500	10 020	22 154	19 769	22 600	22 600	20 350	20 350	25 830	25 830

Силовой агрегат двухшквивный (рис. 19) отличается от одношквивного силового агрегата наличием второй секции трансмиссии. Силовой агрегат состоит из рамы 4, редуктора 2 для понижения числа оборотов и четырех стоек 3 для опор трансмиссии.

Коленчатый вал двигателя 1 соединен с ведущим валом редуктора эластичной муфтой 5. Ведомый вал редуктора и первый вал трансмиссии соединяются шинопневматической фрикционной муфтой 6, валы первой и второй секций

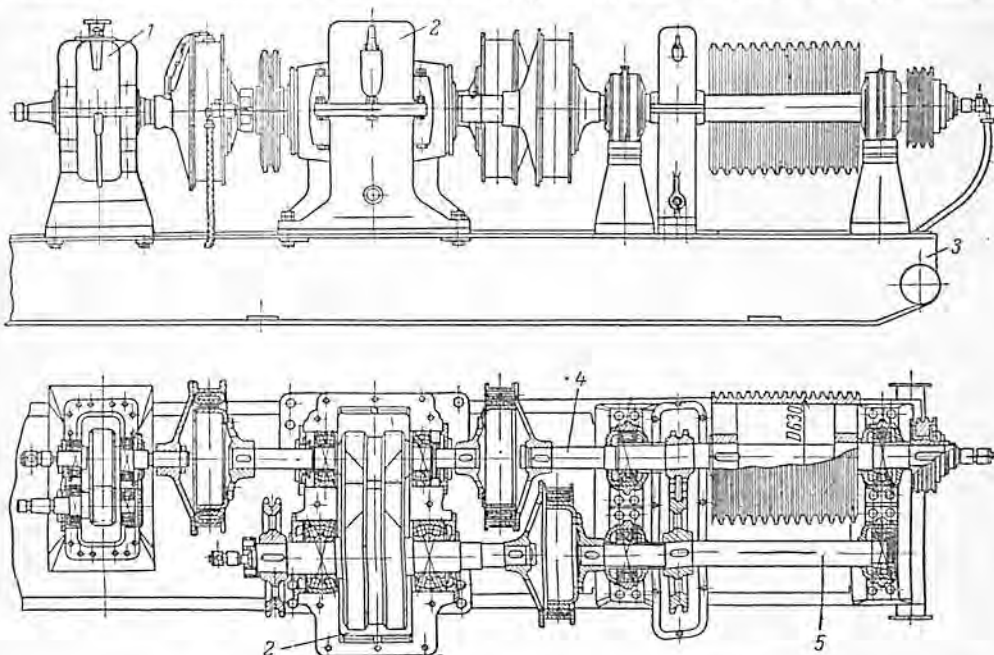


Рис. 20. Силовой агрегат с реверсивным устройством.

1 — редуктор; 2 — редуктор реверсивного устройства; 3 — рама; 4 — вал быстроходный; 5 — вал тихоходный.

трансмиссии соединяются шинопневматической фрикционной муфтой 7. Воздух к шинопневматическим муфтам подводится через прямоточные торцовые вертикалки 8.

Силовой агрегат с реверсивным устройством (рис. 20) состоит из рамы 3, дизеля, редуктора 1, редуктора реверсивного устройства 2, масляной ванны, цепной передачи, быстроходного 4 и тихоходного 5 валов.

Коленчатый вал дизеля соединяется с приводным валом редуктора эластичной муфтой.

СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ ДЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ-6Э

Электропривод буровой установки Уралмаш-6Э

Приводная часть буровой установки Уралмаш-6Э состоит из одного силового агрегата для привода лебедки и ротора и двух силовых агрегатов для индивидуального привода двух буровых насосов У8-3.

Силовой агрегат для привода лебедки и ротора (рис. 21) состоит из двух электродвигателей 2 мощностью 160 *квт* каждый, трехосного редуктора 3 и двух шинопневматических муфт ПМ-500 1.

Трехосный редуктор с передаточным числом $i = 3$ служит для спаривания электродвигателей.

Ведущие валы редуктора установлены на роликовых сферических двухрядных подшипниках № 3634.

Мощность редуктора на лебедку передается цепной передачей.

Цепь двухрядная втулочно-роликковая с шагом $t = 50,8$ мм.

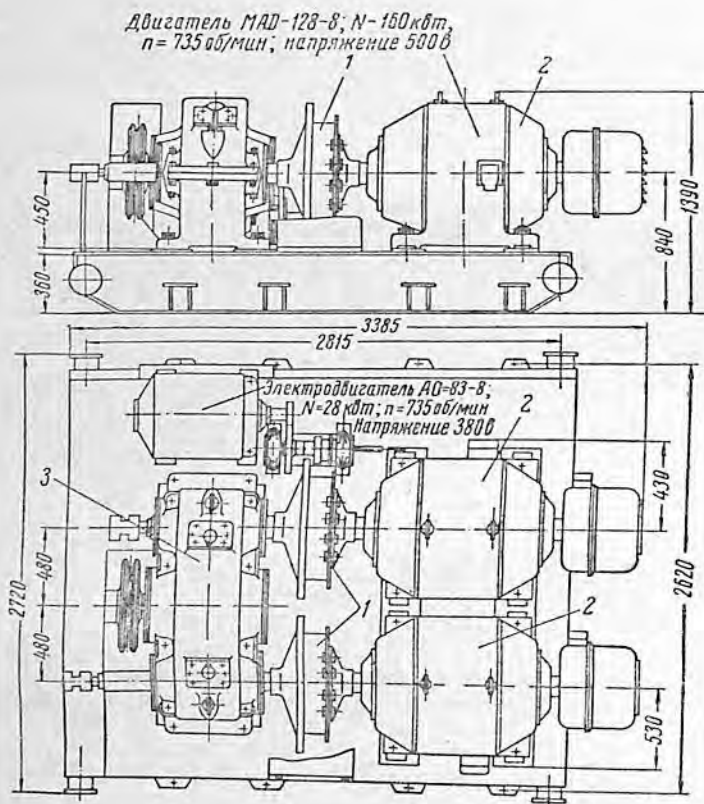


Рис. 21. Силовой агрегат для привода лебедки и ротора буровой установки Уралмаш-6Э.

1 — шиннопневматическая муфта; 2 — электродвигатель; 3 — трехосный редуктор.

На раме силового агрегата установлен аварийный привод для подъема инструмента с забоя в случае непредвиденного отключения электроэнергии в токопроводящей сети. Грузоподъемность аварийного привода 130 т.

Аварийный привод состоит из двухступенчатой передачи с общим передаточным отношением $i = 12,5$, смонтированной на отдельной стойке.

Аварийный привод питается от отдельного электродвигателя типа АО-83-8 мощностью 28 кВт со скоростью вращения вала $n = 735$ об/мин при напряжении 380 в и рассчитан на питание токов от дизель-генераторного агрегата типа ДГ-50-4.

Силовой агрегат для привода бурового насоса установки Уралмаш-6Э

Агрегат (рис. 22) состоит из электродвигателя 4, шкива 2 диаметром 670 мм под клиновидные ремни, салазок 3, стойки для полевого подшипника 1, рамы 5 с упорными болтами для перемещения салазок при натяжении клиновидных ремней и насоса У8-3 6.

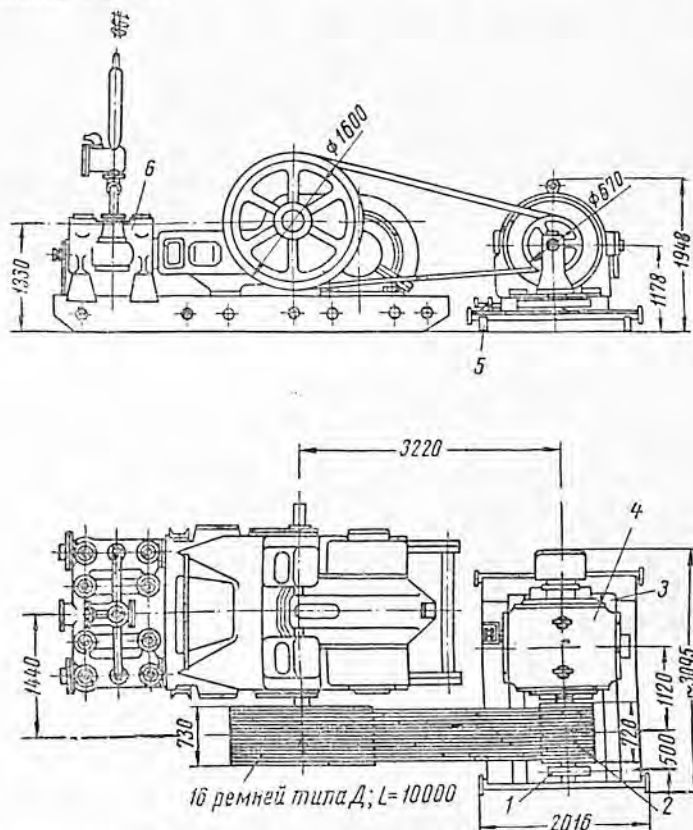


Рис. 22. Силовой агрегат для привода бурового насоса установки Уралмаш-6Э.

1 — полевой подшипник; 2 — шкив; 3 — салазки; 4 — электродвигатель; 5 — рама; 6 — насос У8-3.

Применяют электродвигатели типа ФАМСО-158-8 мощностью 380 *квт* при числе оборотов $n = 740$ в минуту (напряжение питания — 6000 *в*). Передача мощности осуществляется 16 клиновидными ремнями типа Д ($l = 10\ 000$ условных единиц).

Пусковое электрооборудование электропривода лебедки и ротора

К пусковому электрооборудованию относятся: буровые магнитные станции типа СВ-47-1 с командоконтроллером типа КА-5074/1-1402; конечные и блокировочные выключатели типов КУ-233, ВК-211, ВК-133 и аварийная кнопка ЛКУ-22-1.

Пусковое электрооборудование электропривода буровых насосов

К пусковому электрооборудованию относятся пусковые масляные реостаты РМ-1671 или роторные станции СНЛ-6701-59К2 с сопротивлениями ЯПМ-6 и распределительными устройствами РВНО-6.

Электропривод вспомогательных механизмов

Напряжение питательной сети — 380 в переменного тока. Для аварийного привода установлен электродвигатель трехфазного тока с короткозамкнутым ротором типа АО-83-8 мощностью 28 *квт* и числом оборотов 735 в минуту.

Для привода компрессоров установлены электродвигатели трехфазного тока типа А-81-8 мощностью 20 *квт* и числом оборотов 730 в минуту.

Для управления вспомогательными механизмами предназначен электро-распределительный щит с выключающей и защитной аппаратурой типа ПГМ-5404-43А2.

Пульт управления бурильщика

Пульт управления предназначен для управления механизмами. Он состоит из блока управления типа БГМ-6405-02АО, командоконтроллера, блокировочных выключателей и аппаратуры пневмоуправления.

Дизель-генератор

Предназначен для питания вспомогательных механизмов при прекращении подачи энергии от основной цепи питания.

Дизель-генератор марки ДГ-50-4 состоит из дизеля типа 6ч-12/14 и генератора типа ДГС-92/4 мощностью 50 *квт* при числе оборотов 1500 в минуту с частотой 50 *гц*, напряжение на зажимах 400/230 в с выведенным нулем.

Электрооборудование привода лебедки и ротора

Силовые цепи обоих электродвигателей могут питаться от силового трансформатора мощностью 300 *квт* (для напряжения 6000/500 в).

Питание электродвигателей возможно от общей сети напряжением 500 в.

Цепи управления каждого электродвигателя для напряжения 220 в питаются от панели управления вспомогательными механизмами.

Вся аппаратура управления одним электродвигателем сосредоточена на одной магнитной станции типа СБ-47-1, смонтированной на общем каркасе в защитном кожухе на полостях с дверками и состоящей из следующих элементов:

- 1) роторной панели;
- 2) статорной панели;
- 3) двух трансформаторов тока;
- 4) 20 ящиков сопротивления.

Управление двумя буровыми электродвигателями типа МАД-128-8 мощностью 160 *квт* каждый предусмотрено от двух магнитных станций СБ-47-1 с командоконтроллером типа КА-5074/1402.

Электродвигатели могут работать совместно или порознь. Каждый электродвигатель автоматически (контактное управление приводом механизмов) управляется с буровой магнитной станцией типа СБ-47-1.

На пульте управления бурильщика установлен командоконтроллер типа КА-5074-1402 на 14 цепей, при помощи которого одновременно управляют двумя или одним электродвигателем.

Пусковая станция предусматривает автоматический запуск электродвигателей в зависимости от пускового тока и времени разгона по каждой ступени ускорения. Четыре пусковые ступени позволяют регулировать скорость двигателя в пределах до 30—35% вниз от номинальной скорости.

СИЛОВОЙ ПРИВОД БУРОВОЙ УСТАНОВКИ
УРАЛМАШ-6Э-61

Силовой агрегат привода лебедки и ротора состоит из двух электродвигателей мощностью по 160 *квт* каждый, спаривающего редуктора с передаточным числом $i = 3$, установленных на жесткой сварной раме.

Валы электродвигателей соединены с валами редуктора шпннопневматическими муфтами ПМ-500 \times 125, чем обеспечивается раздельная и спаренная работа двигателей.

На этой же раме установлен аварийный привод, который включается в пневматическую схему двухступенчатой зубчатой передачей с передаточным числом $i = 12,5$ к зубчатому венцу одной из шпннопневматических муфт, со стороны редуктора.

Аварийный привод позволяет медленно поднимать с забоя буровую колонну весом до 130 *т*.

В силовой агрегат для привода насоса входят электродвигатель со шкивом, салазки и рамы с упорными болтами для перемещения салазок при регулировке натяжения клиновых ремней.

СИЛОВЫЕ ПРИВОДЫ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ
УРАЛМАШ-3Д

Одношкивный и двухшкивный силовые агрегаты буровой установки Уралмаш-3Д полностью соответствуют силовым агрегатам установки Уралмаш-5Д (см. рис. 20, 21).

Силовой агрегат с коробкой скоростей

Силовой агрегат с коробкой скоростей (рис. 23) состоит из рамы 7, дизеля 1, понижительного редуктора 2, трансмиссионного вала с двумя шкивами 3, коробки скоростей 6.

Трансмиссионный вал 4 соединяется с редуктором 2 одной и с коробкой скоростей двумя шпннопневматическими муфтами 5 ПМ-500. Сжатый воздух к шпннопневматическим муфтам подводится с торцов вала редуктора и коробки скоростей при помощи торцовых прямооточных вертикальных втулок. Дизель соединяется с приводным валом понижительного редуктора эластичной муфтой, состоящей из двух дисков, соединенных специальными резинотканевыми пластинками.

Коробка скоростей

Техническая характеристика

Максимальная передаваемая мощность, л. с.	1200
Число скоростей на лебедку	5
Число скоростей на ротор	4
Максимальная скорость в зацеплении при работе под нагрузкой при скорости вращения быстроходного вала 1045 об/мин, л/сек	15

Кинематическая схема коробки скоростей представлена на рис. 24.

Коробка обеспечивает включение высокой независимой V скорости на лебедку и реверс на всех скоростях.

Включение скоростей осуществляется шестеренчатыми блоками.

Смазка зацепления и подшипников жидкая централизованная.

Поворот шестерен при переключении скоростей осуществляется вспомогательным приводом.

Быстрая остановка отключенной коробки скоростей производится тормозом (шпннопневматической муфтой ПМ-300).

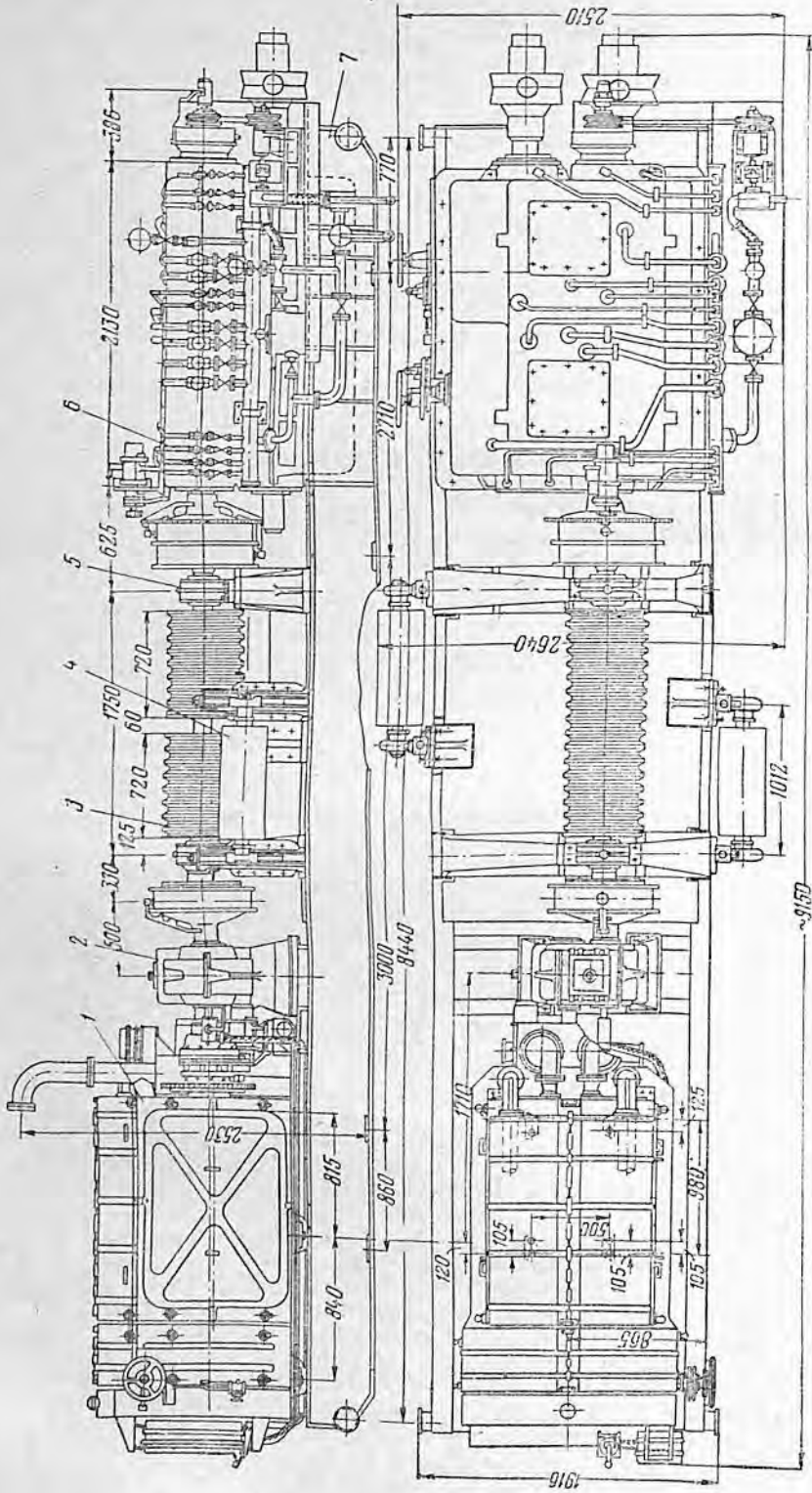


Рис. 23. Силовой агрегат с коробкой скоростей буровой установки Уралман-3Д.
 — дизель; 2 — понижительный редуктор; 3 — шквы; 4 — трансмиссионный вал; 5 — шинноэвматическая муфта; 6 — коробка скоростей; 7 — рама.

~9157

Переключают скорости вручную, переводом шестеренчатых блоков № 1 и № 2 по III и IV шлицевым валам.

Переключение прямого и обратного хода осуществляется перемещением шестерни с числом зубьев $z = 28$ по шлицам первого вала.

Для получения I или II скорости необходимо блок № 1 ввести в зацепление с колесами I или II скорости ($z = 28$ или $z = 66$), а блок № 2 перевести в нейтральное положение.

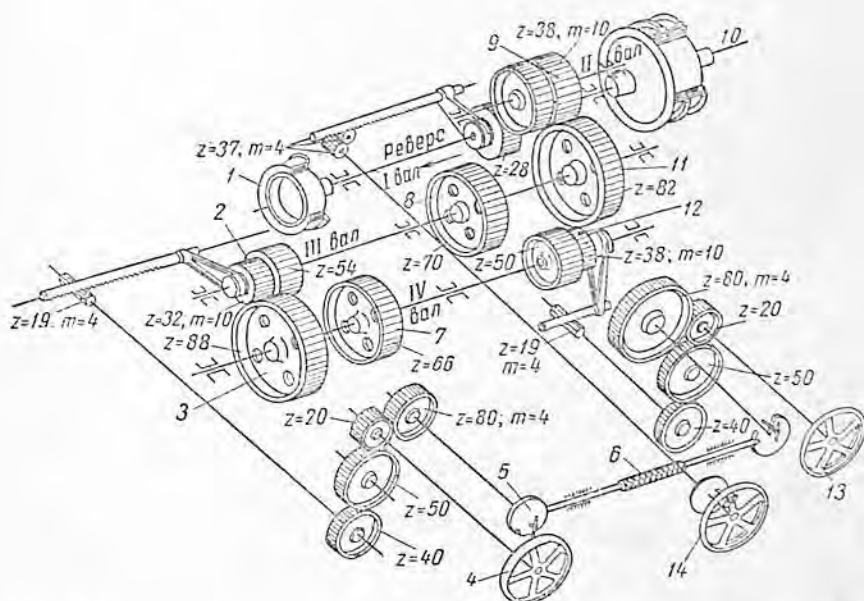


Рис. 24. Кинематическая схема коробки скоростей буровой установки Уралмаш-3Д

1 — тормоз; 2 — шестеренчатый блок; 3 — шестерня I скорости; 4 — штурвал включения I и II скоростей; 5 — фиксаторный диск; 6 — блокировочное устройство; 7 — шестерня II скорости; 8 — шестерня III скорости; 9 — промежуточная шестерня; 10 — трансмиссия; 11 — шестерня IV скорости; 12 — шестеренчатый блок № 2; 13 — штурвал включения III и IV скоростей; 14 — штурвал включения реверса на коробке скоростей.

Для получения III или IV скорости блок № 2 нужно ввести в зацепление с колесами III или IV скорости ($z = 70$ или $z = 88$), а блок № 1 перевести в нейтральное положение.

Каждый шестеренчатый блок и шестерня с числом зубьев $z = 28$ имеют самостоятельные механизмы включения.

Для стопорного механизма переключения на фиксаторном диске установлен фиксатор с ручкой.

Чтобы одновременно не включались две скорости, между фиксаторными дисками установлено блокировочное устройство.

Порядок переключения скоростей следующий.

1. Полностью остановить коробку скоростей, для чего нужно выключить муфту ПМ-500, соединяющую коробку скоростей с трансмиссионным валом, а через 10—15 сек дважды включить муфту ПМ-300 на коробке скоростей (тормоз).

2. Оттянув на себя ручку фиксатора, перевести нужный блок в нейтральное положение (паз на фиксаторном диске должен находиться против фиксатора блокировочного устройства).

3. В паз фиксаторного диска завести фиксатор блокировочного устройства.

Таблица чисел оборотов коробки скоростей

Скорость	Передачи			Переда- точное отноше- ние	Скорость вращения тихоходных валов	
					при скорости вращения вала дизеля 1180 об/мин	при скорости вращения вала дизеля 1600 об/мин
I	28 : 38	38 : 82	32 : 88	8,05	98	130
II	28 : 38	38 : 82	54 : 66	3,58	220	292
III	28 : 38	38 : 82	70 : 50	2,09	375	500
IV	28 : 38	38 : 82	82 : 38	1,35	580	775
V независимая	28 : 38	38 : 82	—	2,93	270	356
Реверс на ротор I скорости	28 : 70	32 : 88	—	6,87	114	—

Примечание. I, II, III и IV скорости и реверс снимаются с четвертого вала коробки скоростей; V скорость снимается с третьего вала коробки скоростей.

4. Штурвалом ввести в зацепление шестеренчатый блок с колесами нужной скорости. При этом фиксаторный диск должен застопориться.

5. Убедившись в правильности включения скорости, выключить муфту ПМ-300.

6. Через 10—15 сек включить муфту ПМ-500.

При несопадении зацеплений необходимо нажатием кнопки при помощи стартера сдвинуть шестерни.

Смазка коробки скоростей

Рекомендуется применять следующие масла.

1. Летом при температуре окружающей среды $+10^{\circ}\text{C}$ — авиационное МС-14 или автол 18 (как исключение масло авиационное МС-14 можно применять при температурах до -5°C).

2. Зимой при температуре ниже $+5^{\circ}\text{C}$ следует применять машинное масло (индустриальное 50) по ГОСТ 1707—51.

Наилучшей температурой циркулирующего масла является: для индустриального 50 (машинное СУ) $+30^{\circ}\text{C}$; для автотла АК-15 (автол 18) $+50^{\circ}\text{C}$. Масло необходимо менять через 6 месяцев работы коробки скоростей.

Система смазки состоит из следующих частей:

- 1) трубопровода;
- 2) отстойника на 650 л;
- 3) шестеренчатого насоса Ш-125 «Гидропровод»;
- 4) перепускного клапана КПЖ-50, изготовленного заводом «Красный металлист»;
- 5) фильтра дискового;
- 6) обратного клапана на всасывающей трубе;
- 7) контрольно-измерительной аппаратуры, состоящей из технических манометров и указателей течения масла УТЖ.

Отстойник снабжен сетчатым фильтром и змеевиком. Змеевик служит для подогрева масла зимой и для охлаждения летом. Подогревают масло паром, охлаждают — проточной водой. Расход воды составляет 50 л/мин при $t = 20^{\circ}\text{C}$. Шестеренчатый насос Ш-125 приводится от шкива, установленного на первом валу коробки скоростей, двумя клиновидными ремнями.

Пропускной клапан КПЖ-50 следует отрегулировать на давление 4 кг/см^2 . Дисковый фильтр нужно продувать не реже одного раза в неделю путем открытия спускного краника или пробки.

Пуск смазочной системы коробки скоростей

Перед пуском необходимо:

- 1) открыть все вентили, за исключением запорного вентиля.
- 2) ослабить пружину перепускного клапана вращением до отказа маховичка влево;
- 3) отвинтить присоединительную гайку гибкого шланга и залить чистым маслом насос и всасывающую трубу, после чего пустить в ход установку.

После пуска следует:

- 1) перекрыть все вентили и поджать пружину перепускного клапана вращением маховичка вправо, пока стрелка манометра не покажет давление 4 кг/см^2 ;
- 2) застопорить шпindel перепускного клапана и открыть все вентили, за исключением запорного вентиля;
- 3) путем перекрытия вентилей, пропускающих масло к смазываемым точкам, отрегулировать подачу масла (нормальное давление в трубах должно равняться 3 кг/см^2).

Пуск в зимних условиях

Перед пуском необходимо:

- 1) пропустить пар через змеевик в отстойнике до повышения температуры масла от $+50$ до $+70^\circ \text{C}$ (наибольшая допустимая температура масла в отстойнике $+80^\circ \text{C}$, максимальное давление пара 6 кг/см^2);
- 2) паром или грелками прогреть всасывающую и сливную трубы;

Таблица 34

Техническая характеристика дизелей

Показатели	Для силовых агрегатов Уралмаш-5Д	Для силовых агрегатов Уралмаш-3Д
Тип двигателя	B2-300A	B2-400A
Мощность, л. с.	300	400
Наибольшая допустимая скорость вращения вала, об/мин	1200	1600 (запрещается работать в интервале 1250—1500 об/мин)
Мощность дизеля при 1200 об/мин, л. с.	260,0	340,0
Диаметр цилиндра, мм	150,0	150,0
Число цилиндров	12	12
Топливо	Дизельное, ГОСТ 4749—49	—
Масло:		
летом	Минеральное МК222 при МС-20, ГОСТ 1013—49	—
зимой	Авиамасло МС-14, ГОСТ 1013—49	—
Охлаждение	Принудительное водяное	—
Запуск	Электростартер	—
Вес дизеля, кг	1400	1400

- 3) перекрыть оба вентиля на нагнетательной линии — перед фильтром и за фильтром;
- 4) пустить в ход установку без нагрузки; при этом масло из отстойника пойдет через насос и перепускной клапан обратно в отстойник; такую прокачку масла следует продолжать до необходимого нагрева труб;
- 5) открыть вентиль перед фильтром и пустить масло к смазочным точкам;
- 6) постепенно нагружать коробку скоростей.

СИЛОВОЙ АГРЕГАТ СУ-200 ДЛЯ ПРИВОДА БУРОВЫХ НАСОСОВ

Силовой агрегат СУ-200 состоит из дизеля М601, понижающего редуктора типа Р-154, пневматической муфты ПМ-500, вала с приводным шкивом, компрессора высокого давления с приводом от электродвигателя, воздухоочистителя, водяного и масляного радиаторов, топливного и масляного баков, пульта управления и шкафа с электроаппаратурой.

Техническая характеристика дизеля М601

Тип дизеля	четырёхтактный с водяным охлаждением бескомпрессорный (с наддувом)
Число цилиндров	12
Расположение цилиндров	U-образное
Угол между осями цилиндров, град	60
Направление вращения	правое
Максимальная мощность, л. с.	700
Число оборотов, об/мин	1500
Топливо	дизельное, марки ДС или ДЛ, ГОСТ 4748—49
Удельный расход топлива на максимальной мощности, г/л. с. ч.	не более 190
Топливный насос	двенадцатиплунжерный типа ТП-12
Диаметр плунжера, мм	13
Длина хода плунжера, мм	12
Форсунки	закрытого типа с гидравлическим управлением, иглой и распылителем гидромеханический, рассчитанный на все режимы, обеспечивающий получение любой скорости вращения в пределах
Регулятор оборотов	500—1500 об/мин
Масло	авиационное, МК-22, ГОСТ 1013—49, с добавлением присадки азнии цватим-1ф в количестве 3% по весу
Запуск дизеля	при температуре воды в дизеле +20° С и давлении воздуха 75 кг/см ²
Тип компрессорной установки	ЭК2-150
Производительность компрессорной установки, л/мин	1,7
Максимальное давление компрессора, кг/см ²	150

Привод компрессора	от электродвигателя 380 в
Тип редуктора	P-154
Передаточное отношение редуктора	1 : 1,89
Диаметр шкива, мм	650
Профиль клиновидных ремней	Д
Число ручьев	16
Максимальная скорость вращения вала редуктора, об/мин	795
Охлаждение воды и масла	радиаторное
Габаритные размеры силового агрегата СУ-200, мм:	
длина	6150
ширина	1675
высота	2430
Общий вес агрегата, кг	6500

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ-ЗД

Назначение

Электрическая часть буровой установки с пятидизельным приводом Уралмаш-ЗД состоит из следующих частей:

- 1) электрооборудования дизельных двигателей силовых агрегатов, служащих для запуска дизелей, а также электрооборудования вспомогательного привода;
- 2) сигнализации, аварийно-ремонтного освещения;
- 3) автоматического управления компрессором с приводом от трансмиссии;
- 4) электрооборудования компрессора с электроприводом;
- 5) двух дизель-генераторов с электрораспределительным щитом, предназначенных для питания вспомогательных механизмов установки и освещения.

Аккумуляторные батареи

На буровой установке имеются два комплекта батарей аккумуляторов. Каждая батарея напряжением 24 в, емкостью 256 а·ч (6СТЭ-128) или 288 а·ч (6СТЭ-114) состоит из четырех аккумуляторных батарей типа 6СТЭ-128 напряжением 12 в, емкостью 128 или 144 а·ч, соединенных параллельно-последовательно.

Емкость аккумуляторных батарей при различных режимах разрядки определяется по табл. 35.

Таблица 35

Емкость аккумуляторных батарей при различных режимах разрядки

Тип батарей	Номинальное напряжение батарей, в	Режим разрядки					
		20-часовой		10-часовой		5-минутной	
		сила разрядного тока, а	емкость, а·ч	сила разрядного тока, а	емкость, а·ч	сила разрядного тока, а	емкость, а·ч
6СТЭ-128	12	6,4	128	11,2	112	360	30,0
6СТЭ-144	12	7,2	144	12,6	126	400	33,0

Приведенные в таблице емкости соответствуют новым батареям после четырех циклов зарядки и разрядки при плотности электролита $1,285 \pm 0,005$ и средней температуре его во время разрядки 30° С.

Завод выпускает батареи в разряженном состоянии и без электролита. Перед зарядкой их заливают раствором серной кислоты (электролитом) плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ при температуре 15°С , после чего подвергают двум-трем циклам зарядки-разрядки. Если при второй разрядке с током 10-ч режима разрядилось не менее 90% номинальной емкости, то батарея считается приведенной в рабочее состояние. Если же при второй разрядке батарея разряжается менее чем на 90% номинальной емкости, то ее после третьей разрядки при токе разрядки 10-ч режима разряжают и проверяют отданную емкость.

Электролит плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ при 15°С готовится путем вливания серной кислоты в дистиллированную воду, а не наоборот.

При измерении плотности электролита следует учитывать, что при повышении температуры на 1°С плотность его уменьшается на $0,0007 \text{ г/см}^3$, а при понижении температуры на 1°С — увеличивается на $0,0007 \text{ г/см}^3$.

Применять для заливки техническую серную кислоту нельзя.

Первая зарядка и разрядка аккумуляторов

Зарядку можно начинать только через 4 ч после заливки элементов электролитом при условии, что температура электролита в элементах не превышает 35°С . Уровень электролита в элементах должен быть на 12—15 мм выше кромок пластин.

Первую и все последующие зарядки проводят при силе тока двух ступеней, величина которых указана в табл. 36.

Таблица 36

Величина тока и продолжительность зарядки

Тип батарей	Величина тока, а		Общая продолжительность зарядки, ч
	первая ступень	вторая ступень	
6СТЭ-128	8	4	От 50 до 75
6СТЭ-144	9	4,5	

Зарядку при силе тока первой ступени ведут до напряжения на зажимах большинства элементов батарей 2,4 в, после чего заряжают до конца зарядки при токе второй ступени.

При зарядке батарей температура электролита не должна подниматься выше 45°С . Если температура электролита будет выше указанной, то необходимо уменьшить ток или выключить его временно для охлаждения до $35—40^\circ \text{С}$. Если при зарядке батарей уровень электролита понизится, необходимо, доливая дистиллированную воду (но не кислоту), довести его до номинального. Плотность электролита не должна превышать $1,24—1,26 \text{ г/см}^3$.

Окончание первой зарядки током второй ступени определяется по обильному газированию во всех элементах и постоянству плотности электролита и напряжения у всех элементов батарей в течение 2 ч.

После первой зарядки батарея подвергается непрерывной разрядке током 10-ч режима. Разрядка батареи прекращается, когда напряжение хотя бы одного из элементов упадет до 1,7 в.

Вторая зарядка и разрядка

Вторая и все последующие зарядки ведутся при силе тока двух ступеней, указанной в табл. 37.

Таблица 37

Величина тока для второй и последующих зарядок

Тип батарей	Величина тока, а		Общая емкость, а · ч
	первая ступень	вторая ступень	
6СТЭ-128	16—24	8	200—240
6СТЭ-144	18—27	9	225—270

Вторую зарядку следует начинать при достижении на большинстве элементов напряжения 2,4 в. Конец зарядки определяется по тем же признакам, что и при первой зарядке.

В конце второй и всех последующих зарядок плотность электролита должна быть доведена до нормальной величины: $1,285 \pm 0,005$ (при 15°C).

Перед сдачей батарей в эксплуатацию плотность электролита во всех элементах должна быть доведена до значений, указанных в табл. 38.

Таблица 38

Плотность электролита в конце зарядки

Климатические условия, при которых работает батарея	Плотность электролита в конце зарядки при 15°C
Районы Крайнего Севера с температурой ниже -35°C зимой	1,31
Центральные и большинство северных районов до -38°C зимой	1,285
Южные районы зимой	1,27
Районы Крайнего Севера и центральные районы летом	1,27
Южные районы летом	1,24

Стартер

Электростартер типа СТ-700 представляет собой электродвигатель постоянного тока с серийным возбуждением.

Электростартер предназначен для запуска дизеля В2-300А и рассчитан на кратковременную работу от стартерных аккумуляторных батарей, снабжен приводным механизмом с фрикционной муфтой свободного хода и электромагнитным реле привода типа РСТ-20.

Пуск стартера дистанционный и производится при помощи пусковой кнопки и пускового реле типа РС-400.

Техническая характеристика стартера СТ-700 и реле РС-400

Максимальная мощность, л. с.	15
Скорость вращения вала стартера при максимальной мощности, об/мин	1100
Номинальное напряжение, в	24
Направление вращения	левое
Выдвижение шестерни стартера с валом, мм	$24 \pm 1,5$

Число зубьев шестерни привода	10
Модуль	4,5
Вес стартера вместе с реле привода, кг	48
Схема работы	однопри- водная
Контактная система рассчитана на ток величиной, а	1500—2000
Напряжение питания намагничивающей обмотки пуско- вого реле, в	24
Вес пускового реле РС-400, кг	6,8
Ток, потребляемый обмоткой реле РС-400, а	27

Генератор типа Г-73

Генератор представляет собой четырехполюсную шунтовую динамомашину для питания электрооборудования установки и зарядки аккумуляторных батарей. Якорь генератора приводится во вращение от коленчатого вала дизельного двигателя через передачу с передаточным отношением 1 : 1,75. Вал якоря, если смотреть на него со стороны привода, вращается по часовой стрелке.

При работе с реле-регулятором генератор при внешнем обдуве воздухом может развивать мощность 1500 *вт* при напряжении 24 в.

Начало зарядки аккумуляторных батарей происходит при скорости вращения коленчатого вала двигателя 600—650 *об/мин*, что способствует 1050—1150 *об/мин* якоря генератора. Генератор начинает работать на полную мощность при скорости вращения коленчатого вала двигателя 800—850 *об/мин*.

Реле-регулятор РРТ-24

Реле-регулятор служит для совместной работы с генератором Г-73. При помощи реле регулятора:

а) автоматически включается и отключается генератор от общей сети, чем достигается возможность работы генератора параллельно с аккумуляторными батареями;

б) ограничивается максимальная нагрузка генератора;

в) поддерживается напряжение генератора в заданных пределах при изменении скорости вращения вала двигателя.

При нормальной работе, когда напряжения генератора больше напряжения аккумуляторных батарей, реле замыкает свои контакты и от генератора питаются потребители и аккумуляторные батареи.

При уменьшении скорости вращения генератора напряжение его меньше напряжения батарей, вследствие чего ток пойдет от батарей к генератору. Этот обратный ток, проходя через обмотку реле, размагничивает его, реле размыкает свои контакты и отключает генератор от внешней сети.

Реле напряжения поддерживает напряжение генератора.

Техническая характеристика реле-регулятора РРТ-24

Напряжение номинальное, в	28
Напряжение включения реле, в	25—27
Обратный ток включения реле, а	2—8
Напряжение, поддерживаемое регулятором при ско- рости вращения вала 3500 <i>об/мин</i> и величине тока 48, а, в	27,5—28,5
Повышение напряжения при изменении скорости вра- щения вала генератора от 1800 до 3500 <i>об/мин</i> , в	0,75
Повышение напряжения от нагрева регулятора, в	1,5
Регуляторы тока ограничивают максимальную нагруз- ку, а	53—58
Система проводки	однопре- водная
Вес реле-регулятора, кг	7

Для автоматического управления компрессором с приводом от трансмиссии используют электропневматический вентиль ВВ-2.

Для аварийного дистанционного отключения одного из буровых насосов установлен электропневматический включающий вентиль типа ВВ-4 с катушкой для напряжения 22 в 2ЭВ.

Для аварийно-ремонтного освещения предназначены две переносные арматуры типа ПЛТ-36 с электролампами 25 вт, 12 в, которые включаются в розетки, установленные на каждом пульте дизелиста.

Дизель-генератор

Дизель-генератор предназначен для питания электродвигателей вспомогательных механизмов буровой установки, к которым относятся компрессор марки КСЭ-3М с электроприводом, глиномешалка, водяной насос и др. Кроме того, от этого генератора питается освещение всей установки общей мощностью до 4—5 квт.

Дизель-генератор состоит из дизеля марки 6ч-12/14 и генератора типа ДГС-92-4.

Техническая характеристика дизель-генератора

Номинальная длительная мощность, квт	50
Номинальная скорость вращения, об/мин	1500
Ток	трехфазный, переменный с частотой 50 гц
Напряжение, в	400/230

Техническая характеристика дизеля

Заводская марка дизеля	6ч-12/14
Дизель	четырёхтактный, шестицилиндровый
Номинальная длительная эксплуатационная мощность, л. с.	80
Номинальная скорость вращения, об/мин	1500
Система запуска	от электро-стартера

Техническая характеристика генератора

Тип	ДГС-92-4
Номинальная (длительная) мощность при +35° С, квт	50
Величина тока, а	91
Частота, гц	50
Коэффициент мощности	0,8
Общий вес генератора с возбудителем, кг	600

Генератор трехфазного тока, обмотки статора соединены звездой с выведенным нулем, межфазное напряжение 400 в, напряжение между фазой и нулем 230 в. На одном валу с генератором установлен возбудитель типа ВС-13/11 (генератор постоянного тока мощностью 1,5 квт, напряжение на зажимах 60 в, номинальный ток 25 а).

Основное электрооборудование силовых агрегатов пятидизельного привода

Наименование и назначение оборудования	Тип	Характеристика	Количество
Стартерная аккумуляторная батарея для питания стартера и других электроприемников силовых агрегатов . . .	6СТЭ-128 6СТЭ-144	12 в, 128 а—ч или 144 а—ч	2—4
Генератор постоянного тока для зарядки аккумуляторной батареи	Г-73	Мощность 1500 вт, напряжение 24 в	5
Реле-регулятор для регулирования напряжения генератора	РРТ-24	Регулирование напряжения в пределах 24—32 в	5
Электростартер для пуска дизель-генератора и вращения коробки скоростей	СТ-700	Для напряжения 24 в, мощности 15 л. с. при 1100 об/мин	6
Пусковое реле для дистанционного запуска стартера . . .	РС-400	Для напряжения 24 в. Предел измерения 20 0—60 а, 0—30 в, шунт на 60 а	5
Вольтметр с шатуном для измерения напряжения и величины зарядного тока батарей и генератора	ВА-240	—	5
Дистанционный электротаксометр (комплект-датчик, два измерителя, переходная коробка, детали крепления и др.) для измерения числа оборотов дизеля	—	Диапазон измерения 0—3600 об/мин, напряжение датчика (генератора) при 3000 об/мин 28—28,5 в	5
Включатель массы	ВВ-404	Кратковременное до 1500 а	2
Сирена — звуковой сигнал перед пуском дизеля	С-57	Для напряжения 24 в постоянного тока	1
Переносная арматура с лампой Пневматический регулятор давления	ПЛТ-36 АК-6А	Лампа на 25 вт, 12 в Пределы регулирования 7—10, а, 120 в	2 1
Электропневматический вентиль	ВВ-2, ВВ-4	24 в постоянного тока	2

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ КОМПРЕССОРА КСЭ-3М С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ

Привод компрессора КСЭ-3М осуществляется от электродвигателя трехфазного тока с фазным ротором типа АК-81-8 мощностью 20 *квт* для напряжения 220/380 *в* при скорости вращения вала 710 *об/мин*, с пусковым реостатом с защищенным корпусом (допустима установка электродвигателя другого типа трехфазного тока для напряжения 220/380 *в*, мощностью 20—38 *квт* со скоростью вращения вала 750 *об/мин* с фазным ротором, комплектно с пусковым реостатом в закрытом или защищенном исполнении). Электродвигатель подключается к генератору дизель-генератора при помощи непереворачивающего магнитного пускателя в защищенном исполнении типа П-422 с катушкой для напряжения 220 *в* и мощности 37 *квт*, управляемого двухкнопочной станцией К-12.

ПРИВОД БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ-4Э

Приводная часть буровой установки Уралмаш-4Э состоит из привода лебедки и ротора и двух индивидуальных приводов буровых насосов — левого и правого.

Коробка скоростей

Техническая характеристика

Максимальная передаваемая мощность, л. с.	1200
Число скоростей на лебедку	5
Число скоростей на ротор	4
Максимальная скорость в зацеплении, м/сек	15,3

Кинематическая схема коробки скоростей буровой установки Уралмаш-4Э приведена на рис. 25.

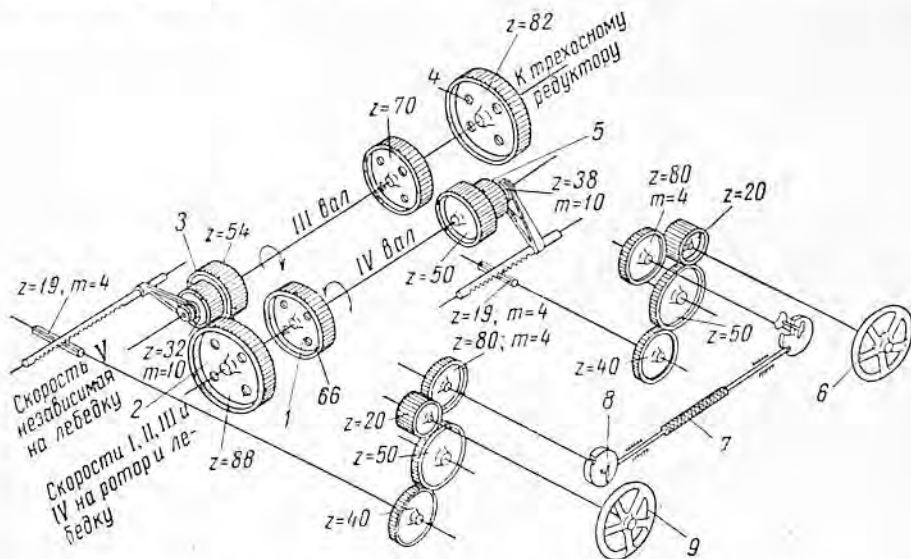


Рис. 25. Коробка скоростей буровой установки Уралмаш-4Э.

1 — колесо II скорости; 2 — колесо I скорости; 3 — шестеренчатый блок № 1; 4 — колесо IV скорости; 5 — шестеренчатый блок № 2; 6 — штурвал включения III и IV скоростей; 7 — блокировочное устройство; 8 — фиксаторный диск; 9 — штурвал включения I и II скоростей.

Коробка обеспечивает оперативное включение высокой независимой V скорости на лебедку.

Включение скоростей осуществляется шестеренчатыми блоками, кроме V скорости, которая включается шинопневматической муфтой ПМ-700.

Смазка зацепления и подшипников жидкая централизованная.

Коробка скоростей служит для получения необходимых скоростей на лебедку и ротор.

Таблица 40
Скорость вращения валов коробки скоростей

Скорость	Участвующие передачи	Передач-ное число	Скорость вращения тихоходного вала, об/мин	Скорость вращения быстроходного вала, об/мин
I	32 : 88	0,365	125	346
II	54 : 66	0,815	278	346
III	70 : 50	1,4	480	346
IV	82 : 38	2,16	740	346
Независимая на лебедку V	—	—	—	—

Примечание. I, II, III и IV скорости снимаются с ведомого вала коробки скоростей; V скорость снимается с ведущего вала коробки скоростей.

В чугунном корпусе, состоящем из двух частей, смонтированы III и IV валы, расположенные в раземе крышки и корпуса.

На ведущий вал, смонтированный на трех роликоподшипниках, посажены колеса на прессовой посадке с числом зубьев $z = 82$ и $z = 70$ IV и III скоростей, а на шлицевом соединении установлен шестеренчатый блок с числом зубьев $z = 32/54$ I и II скоростей.

Вал имеет два выходных конца: со стороны лебедки для соединения с карданным валом и с противоположной стороны для присоединения эластичной муфты.

Ведомый вал, смонтированный на трех роликоподшипниках, несет на себе два колеса $z = 88$ и $z = 66$ I и II скоростей с прессовой посадкой на валу и шестеренчатый блок $z = 38/50$ IV и III скоростей, посаженный на шлицах.

Все шестерни выполнены прямозубыми с модулем, равным 10 мм.

Смазка зацепления и подшипников циркуляционная.

Включение скоростей осуществляется шестеренчатыми блоками.

Управление коробкой скоростей. Переключение скоростей

Переключение скоростей производится путем перевода шестеренчатых блоков № 1 и № 2 III и IV валов (см. рис. 25).

Вращение штурвала передается через шестерни $z = 20$, $z = 50$, $z = 40$ и $z = 19$ рейке, на которой посажена вилка, перемещающая шестеренчатый блок.

Для получения I или II скорости необходимо шестеренчатый блок № 1 ввести в зацепление с колесами I и II скорости ($z = 88$ или $z = 66$), а шестеренчатый блок № 2 перевести в нейтральное положение, т. е. он не должен находиться в зацеплении с колесами III и IV скоростей ($z = 70$ и $z = 82$).

Для получения III и IV скоростей шестеренчатый блок № 2 необходимо ввести в зацепление с колесами III и IV скорости ($z = 70$ или $z = 88$), а шестеренчатый блок № 1 перевести в нейтральное положение.

Каждый шестеренчатый блок имеет самостоятельный механизм переключения, который состоит из рычага, системы шестерен и штурвала. Для стопорения механизма переключения на пужном положении предназначен диск, на котором установлен фиксатор с ручкой.

Для устранения возможности одновременного включения двух скоростей между фиксаторными дисками установлено блокировочное устройство.

Порядок переключения скоростей следующий.

1. Полностью остановить коробку скоростей, для чего выключить муфты ПМ-500, соединяющие редуктор с электродвигателями.

2. Оттянув на себя ручку фиксатора, перевести пужный блок в нейтральное положение (паз на фиксаторном диске должен находиться против фиксатора блокировочного устройства).

3. В паз фиксатора диска завести фиксатор блокировочного устройства.

4. Пользуясь штурвалом, ввести в зацепление шестеренчатый блок с колесом нужной скорости (см. табл. 56), при этом фиксаторный диск должен застопориться.

5. Убедившись в правильности включения скорости, включить муфту ПМ-300.

Коробка скоростей соединена с трехосным редуктором при помощи эластичной, а с электродвигателем — шинопневматических муфт ПМ-500.

Электрооборудование привода лебедки и ротора буровой установки Уралмаш-49

Для привода лебедки и ротора установлены два электродвигателя трехфазного тока типа МАВ-138-6 с фазным ротором и постоянно налегающими щетками. Мощность каждого электродвигателя 330 *квт*, напряжение 500 *в* при скорости вращения вала 990 *об/мин* (ток статора 485 *а*, ток ротора 270 *а*, напряжение на кольцах ротора 777 *в*).

Силовые цепи электродвигателей могут питаться от двух параллельно включенных силовых трансформаторов ТМ-560/6, мощностью 560 *квт* каждый для напряжения 6000/500 *в* или от трех параллельно включенных силовых трансформаторов ТМБ-320/6 мощностью 320 *квт* каждый для напряжения 6000/500 *в*, а также и от общей сети напряжением 500 *а*.

Цепи управления каждого электродвигателя питаются от отдельных селеновых выпрямителей типа ВС-57, состоящих каждый из 16 столбиков.

Селеновый выпрямитель подключается к трансформатору типа ТС-2,5/0,5 мощностью 2,5 *квт* (напряжение на зажимах 500/230—130 *в*).

Вся аппаратура управления одним электродвигателем сосредоточена на одной магнитной станции типа СБ-53-1. В нее входят:

- 1) роторная панель;
- 2) статорная панель;
- 3) два трансформатора тока;
- 4) понижающий трансформатор типа ТС-2,5/0,5 мощностью 2,5 *квт* (напряжение на зажимах 500/230—127 *в*);
- 5) 30 ящиков сопротивлений.

Электрооборудование для привода буровых насосов установки Уралмаш-49

Для привода бурового насоса установлен электродвигатель трехфазного тока (закрытый и продуваемый) с контактными кольцами и постоянно налегающими щетками. Мощность электродвигателя 380 *квт*, скорость вращения вала 740 *об/мин* для напряжения 6000 *в*. Вали смонтированы на двух щитовых и одном стояковом подшипниках на фундаментной плите с свободным концом вала для шкива.

Питание к электродвигателю бурового насоса должно поступать от общей сети напряжением 6000 *в* или от отдельной электростанции, установленной на промысле.

Для подключения электродвигателя к сети служит высоковольтное одиночное распределительное устройство типа РВНО-6 с масляным выключателем ВМБ-10, а для запуска электродвигателя предназначен пусковой масляный реостат в баке с масляным охлаждением типа РМ-1671.

Электрооборудование вспомогательных механизмов

К вспомогательным механизмам установки относятся:

1) аварийный привод, питающийся от короткозамкнутого электродвигателя типа АО-83-8, мощностью 28 *квт*, скоростью вращения вала 750 *об/мин* и напряжением 380 *в*;

2) два компрессора типа КСЭ-3М с приводом каждый от короткозамкнутого электродвигателя — А-81-8, мощностью 20 *квт*, скоростью вращения вала 730 *об/мин* и напряжением 380 *в*;

3) станция централизованной жидкой смазки с приводом от электродвигателя типа АО-51/4, мощностью 4,5 *квт*, скоростью вращения вала 1440 *об/мин* и напряжением 380 *в*.

Питание всех электродвигателей вспомогательных механизмов, включая и механизмы, не поставляемые Уралмашзаводом (глиномешалки, водяной насос, сита), и освещения должно осуществляться от отдельного трансформатора вспомогательных нужд типа ТМ-180 мощностью 180 *квт* с выведенным нулем (напряжение на зажимах равно 6000/400—230 *в*).

При отключении питания на линии 6000 *в* на длительное время питание вспомогательных механизмов должно осуществляться от дизель-генератора марки ДГ-50-4 мощностью 50 *квт* и напряжением 400—230 *в*, который входит в комплект буровой установки.

СИЛОВОЙ ПРИВОД БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-200БР

Силовой привод состоит из двух блоков. Первый блок включает в себя два дизеля, марки М620 с турботрансформаторами и понизительными зубчатыми редукторами, которые через шипно-пневматические муфты соединены со спаривающим цепным редуктором.

Валы спаривающего редуктора при помощи шипно-пневматических муфт соединяются с приводными шкивами насосов и с компрессором ВУ-6/8. Передача мощности на подъемную лебедку осуществляется через третий вал спаривающего редуктора, зубчатую соединительную муфту и промежуточный вал, который соединяется с карданным валом.

Второй силовой блок — дизель М601 мощностью 700 *л. с.*, дизель-генераторная станция переменного тока мощностью 290 *квт*. Кроме того, на блоке устанавливается также компрессор ВУ-6/8 с приводом от электродвигателя.

Ротор приводится от второго силового блока через трехскоростную коробку скоростей и двухрядную цепную передачу.

Для аварийных случаев предусмотрена запасная станция У-12 мощностью 100 *квт*.

СИЛОВОЙ АГРЕГАТ САТ-4

Силовой агрегат САТ-4 (рис. 26) состоит из дизеля 1Д12Б с турботрансформатором ТТК-1, системы охлаждения, системы управления и вспомогательных узлов, смонтированных на раме.

Дизель 1Д12Б четырехтактный с водяным охлаждением с U-образным расположением двенадцати цилиндров. Топливный насос дизеля имеет всережимный регулятор и автомат остановки. Управление подачей топлива — местное и пневматическое дистанционное — с поста управления бурильщика.

Турботрансформатор ТТК-1 компрессорного типа, имеет четыре колеса с лопатками, из них: насосное, турбинное и два колеса направляющих. Турботрансформатор может работать как на режиме турботрансформатора с преобразованием крутящего момента, так и на режиме турбомуфты с постоянным моментом. Ведущей частью турботрансформатора является насосное колесо, а ведомой — турбинное. Рабочей жидкостью является масло.

Направляющие колеса турботрансформатора при небольших нагрузках свободно вращаются на погонных муфтах вместе с насосным и турбинным колесами. В этом случае турботрансформатор работает на режиме турбомуфты.

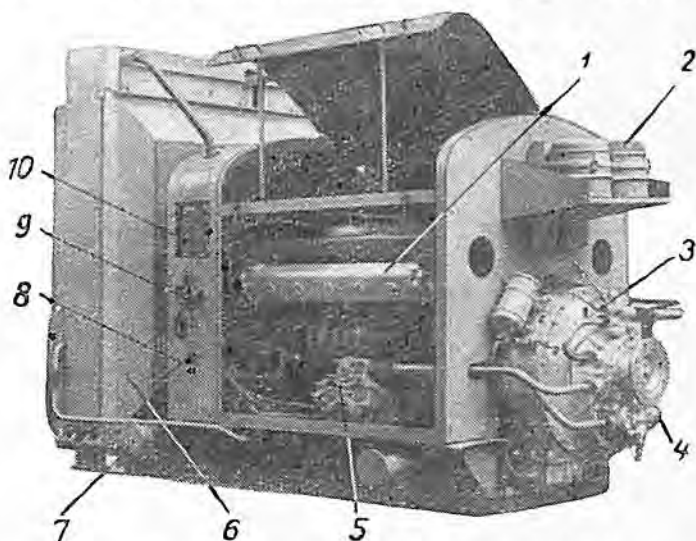


Рис. 26. Дизель-гидравлический агрегат САТ-4.

1 — дизель 1Д12Б; 2 — воздушные фильтры; 3 — турботрансформатор; 4 — маслонасос; 5 — масляный фильтр турботрансформатора; 6 — система охлаждения; 7 — рама; 8 — ручной маслоподкачивающий насос; 9 — местное управление подачи топлива; 10 — щиток приборов.

При увеличении нагрузки на ведомом валу скорость его вращения уменьшается, вследствие изменения направления движения рабочей жидкости направляющие колеса останавливаются, и передача начинает работать на режиме турботрансформатора.

Направление и избыточное давление рабочей жидкости в полости турботрансформатора, а также поддержание внешней циркуляции этой жидкости в системе охлаждения обеспечиваются шестеренчатым насосом.

Система охлаждения дизеля и турботрансформатора состоит из вентилятора и водяного и масляного радиаторов. Первичный вал турботрансформатора соединен с коленчатым валом дизеля зубчатой муфтой.

Техническая характеристика

Мощность дизеля 1Д12Б при скорости вращения вала двигателя 1600 об/мин, л. с.	420
Максимальная скорость вращения выходного вала агрегата, об/мин	1600
Мощность на выходном валу агрегата при оптимальной скорости вращения, л. с.	275—320

Оптимальная скорость вращения вторичного вала, <i>об/мин</i>	500—1350
Изменение крутящего момента при оптимальной скорости вращения выходного вала, <i>кГ·м</i>	400—150
Максимальный стопорный момент на выходном валу агрегата, <i>кГ·м</i>	740
Вес агрегата (сухой), <i>кг</i>	3000

Наименование	Габариты, мм	
	при нормальном исполнении	при тропическом исполнении
Длина	3720	3328
Ширина	1620	1600
Высота	2270	1870

СИЛОВОЙ ПРИВОД БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75БрЭ

Электродвигатели главных приводов

Электродвигатель привода лебедки типа АК-122-6 асинхронный, трехфазный мощностью 320 *квт*, со скоростью вращения 985 *об/мин*.

Для электродвигателя привода бурового насоса типа СДЗ-12-46-8 асинхронных, трехфазных, мощностью 320 *квт*, со скоростью вращения 750 *об/мин*.

Электродвигатели вспомогательных механизмов

Электродвигатель аварийного привода АОС63-4 асинхронный с повышенным скольжением, трехфазный, мощностью 14 *квт*, со скоростью вращения 1350 *об/мин*.

Два электродвигателя компрессора типа А81-6 асинхронных, мощностью 28 *квт*, скорость вращения 975 *об/мин*.

Электродвигатель водяного насоса типа А42-2 асинхронный, мощностью 4,5 *квт*, скоростью вращения 2870 *об/мин*.

Два электродвигателя вибросита типа АО42-4 асинхронных, мощностью 2,8 *квт*, с числом оборотов $n = 1420$ *об/мин*.

Станция управления

Высоковольтное распределительное устройство типа 2ПБ6, состоящее из 4 ячеек КРН10.

Шкаф реверсора для управления электродвигателем приводом лебедки.

Станция управления ротором электродвигателя привода лебедки.

Два пульта управления с синхронным электродвигателем грязевого насоса типа ПУЭ113.

Высоковольтное распределительное устройство

Основным источником питания всех электродвигателей буровой установки является промышленная сеть напряжением 6000 *в* переменного тока, частотой 50 *гц*. Прием электроэнергии и распределение ее по фидерам потребителей осуществляется высоковольтным, распределительным устройством типа 2ПБ6, состоящим из 4 ячеек типа КНР-10. В ячейке № 1 (КВГН-3) установлены: разъединитель типа РВФ-10 и масляный выключатель ВМБ-10 с грузовым моторным приводом типа ПГМ-10, служащие для отключения буровой установки от

промышленной сети 6000 в. Кроме того, в этой же ячейке установлена измерительная аппаратура — счетчики активной и реактивной энергии, выключенные через трансформатор тока ТТ1 и резервный трансформатор тока.

В ячейке № 4 типа КАН-23 установлены: измерительный трансформатор напряжения, реле контроля изоляции с вспомогательным устройством, разрядник, вольтметры контроля изоляции, вольтметры, центральная сигнализация подстанции, контролирующая отключения масляными выключателями высоковольтных линий. От шин этой же ячейки питаются высоковольтный электродвигатель привода лебедки и силовой трансформатор. Все ячейки предназначены для наружной установки и для обеспечения нормальной работы аппаратуры, зимой обеспечены системой обогрева.

Масляные выключатели, установленные в ячейках № 2 и 3 типа КВГН-1, оборудованы моторным приводом типа ПГМ-10, предназначенным для ручного и дистанционного управления выключателями и для автоматического повторного включения. Для дистанционного включения необходимо нажать кнопку КВ, при этом включается электромагнит включения, выдергивающий защелку груза.

Для ручного включения на приводе ПГМ-10 имеется механическая кнопка, непосредственно воздействующая на защелку груза.

Подъем груза для следующего включения осуществляется автоматически моторным редуктором (АМР). Отключение электродвигателя по окончании подъема груза производится конечным выключателем, на рычаг которого воздействует ролик зубчатого диска, связанного со шкивом груза. Для дистанционного отключения привод оборудован отключающим электромагнитом. При нажатии на кнопку КО включается отключающий электромагнит и выдвигает защелку масляного выключателя, который под воздействием пружины отключается. Для ручного отключения на приводе есть рукоятка.

Кроме того, в приводе имеются: двухпарные контакты БКГ, действующие от положения груза и включенные в цепь питания катушки КВ; система сигнально-командных блок-контактов (КСА), действующая от положения вала привода; блок-контакты аварийного режима ВКА, служащие для включения аварийной сигнализации — желтой лампы и звукового сигнала; два реле максимального тока типа РТВ, питающиеся от трансформатора тока.

Реле РТВ имеют установку на величину силы тока от 100 до 200% номинальной величины тока трансформатора. При превышении заданного значения ток реле выдерживает защелку выключателя и масляный выключатель отключения.

Привод лебедки

Питание высоковольтного электродвигателя привода лебедки типа АК-122-6 при 985 об/мин мощностью 320 квт производится от шин ячейки № 5 высоковольтного распределительного устройства через контакты высоковольтного реверса «В» и «П», установленные в шкафу. В шкафу высоковольтного реверса расположены также: разъединитель РВ-400/62, два трансформатора тока типа ТПМ10-0,5/3, служащие для питания амперметра и катушек реле максимального тока; амперметр типа Э-30, два реле максимального тока РМ5 и РМ6 типа РЭ5И1-Т, служащие для защиты электродвигателя; реле времени 1РВ типа РЭ-515, служащие для шунтировки контактов реле максимального тока в момент запуска двигателя; два реле времени 2РВ и 3РВ, служащие для дуговой блокировки при реверсе электродвигателя, т. е. не позволяющие включиться контактору «назад», пока не погасла дуга на отключаемом контакторе «вперед» или наоборот. Управление ротором электродвигателя осуществляется с помощью дросселей и ящиков сопротивлений, установленных в сборке управления.

В этой же сборке расположены: селеновый выпрямитель 1ВС типа ВС-126, служащий для питания цепей управления; автоматический выключатель 1А типа АП 35-МТ для цепей управления; контакторы 1У и 2У типа КТ-24А, служащие для отключения ступеней сопротивления; контактор 1КН типа КП1-2021/2, служащий для нулевой блокировки; реле времени 1РУ и 2РУ типа РЭ-513, служащие для запуска двигателя в функции времени; добавочное сопротивление

СД и автоматы электродвигателей вспомогательных механизмов. Пуск двигателя происходит автоматически при перестановке командо-аппарата «КК» в крайнее положение (на «пуск» или «подъем» бурильной колонны), при этом окажутся замкнутыми контакты «ККЗ», выключаются контакторы реверсора и автоматически запускаются двигатели с сопротивлениями и дросселями (индуктивностью) в роторе.

При скорости, близкой к синхронной, частота тока ротора снизится до 1—2 периодов в секунду, реактивность дросселей упадет почти до нуля и почти весь ток ротора пойдет через дроссели, имеющие малое активное сопротивление и поэтому мало снижающие скорость вращения.

Привод буровых насосов

Для привода буровых насосов используются высоковольтные синхронные электродвигатели типа ДС385-9-8А с возбудителем типа ВС21/12. Питание и управление статором этих двигателей осуществляется посредством масляных выключателей, установленных в ячейках № 2 и № 3 высоковольтного распределительного устройства и обеспечивающих дистанционное включение и отключение электродвигателей при помощи кнопок, расположенных на пультах управления буровыми насосами. Запуск этих электродвигателей производится с наглухо подключенным возбудителем. Для управления возбуждением предусмотрен специальный пульт управления синхронным двигателем грязевого насоса типа ПУЭ-113.

Электрооборудование аварийного привода

Аварийный привод служит для спуска и подъема бурильной колонны в случае выхода из строя основного двигателя лебедки или полного подъема колонны из скважины. Аварийный привод используется также для подъема и опускания вышки буровой установки.

Аварийный привод снабжен асинхронным электродвигателем с повышенным скольжением типа АОС63-4. Питание этого электродвигателя осуществляется от автомата 12А, расположенного в сборке управления. Схемой предусмотрен запуск этого электродвигателя на «спуск» и «подъем» бурильной колонны при помощи реверсивных магнитных пускателей 2ПВ, 2ПН типа П334М и переключателя «спуск», «подъем», расположенного на пульте бурильщика.

Привод водяного насоса и виброст

Для водяного насоса приводом является электродвигатель АО42-2 или АО51-2 мощностью 4,5 *квт*, для виброст приводом являются два электродвигателя типа АО42-4 мощностью 2,8 *квт*. Питание этих двигателей осуществляется от автоматических выключателей. Для управления электродвигателями схемой предусмотрены магнитные пускатели КВН, КС1 и КС2 типа П232 со встроенными кнопками управления КМВ-2.

Освещение

Буровая установка освещается светильниками РН-200 с лампами накаливания 150 *вт*. Для предотвращения стряхивания нити при вибрации светильники оборудованы специальными амортизаторами. Питание освещения осуществляется от автоматических выключателей 7А и 8А, установленных в сборке управления Сб-58-75.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ УСТАНОВКИ БУ-75БРМ

В состав электрооборудования буровой установки БУ-75БРМ входят: электропривод вспомогательной лебедки; компрессоры;

дизель-генераторная электростанция У12 с генератором С-117-4 мощностью 100 *квт*, питающая электроэнергией всех потребителей на установке;
автомат подачи АВЭ-75;

электрооборудование автомата АВЭ-75, которое состоит из двухшвиного агрегата с электродвигателем трехфазного тока АО73-4 мощностью 28 *квт* и генератором постоянного тока П-81 мощностью 27 *квт* — для питания привода автомата веса;

электродвигатель ПНВ-145 для привода автомата веса мощностью 21 *квт*; возбуждение генератора П-81;

токогенератор ТМГ-30 для питания обратной связи автомата веса;

асинхронный электродвигатель мощностью 1 *квт* для привода вентилятора автомата веса;

асинхронный электродвигатель А81-6 мощностью 28 *квт* — для привода компрессора;

два асинхронных электродвигателя АО73-4 мощностью 28 *квт* каждый — для привода шламовых насосов ситогидрационной установки;

два асинхронных электродвигателя АО42-4 мощностью 2,8 *квт* — для привода механизма виброст ситогидроциклонной установки;

асинхронный электродвигатель АОС63-4 мощностью 14 *квт* — для привода вспомогательной лебедки;

асинхронный электродвигатель АО52-6 мощностью 4,5 *квт* — для привода насоса тепломаслоустановки;

асинхронный электродвигатель А42-2 мощностью 4,5 *квт* — для привода водяного насоса;

аппаратура управления электрическими агрегатами установки;

оборудование для освещения установки.

Коробка скоростей

Коробка скоростей установки БУ-75ВрМ (рис. 27) позволяет иметь на буровой лебедке четыре скорости. Все основные ценные передачи коробки кроме одной трехрядные с втулочно-роликowymi цепями 44,4 мм.

Скорости в коробке передач переводятся с первой на третью и со второй на четвертую переключением осевых пневмомуфт промежуточного и ведомого валов без останова вращения трансмиссии; с первой на вторую и с третьей на четвертую — переключением зубчатой муфты ведущего вала с предварительной остановкой вращения трансмиссии.

Для получения различных скоростей привода лебедки и ротора включают муфты соответствующих передач.

Реверсивная коробка привода ротора имеет три конические шестерни с зубчатой муфтой. Направление вращения ротора изменяется переключением зубчатой муфты реверсивной коробки.

Смазка цепей коробки скоростей зубчатых колес реверсивной коробки и подшипников, а также ценной передачи привода лебедки и редуктора, который приводится однорядной передачей с шагом цепи 15,875 мм от приводного вала.

Техническая характеристика коробки скоростей

Мощность, л. с.	580
Мощность, передаваемая на лебедку	235
Количество скоростей	4
Общий вес, т	6,2

РОТОРЫ

Ротеры применяются при всех способах вращательного бурения (при роторном, турбинном и при бурении электробуром на бурильных трубах).

Ротеры предназначены для вращения бурильной колонны, поддержания бурильной и обсадной колонн при свинчивании и развинчивании в процессе

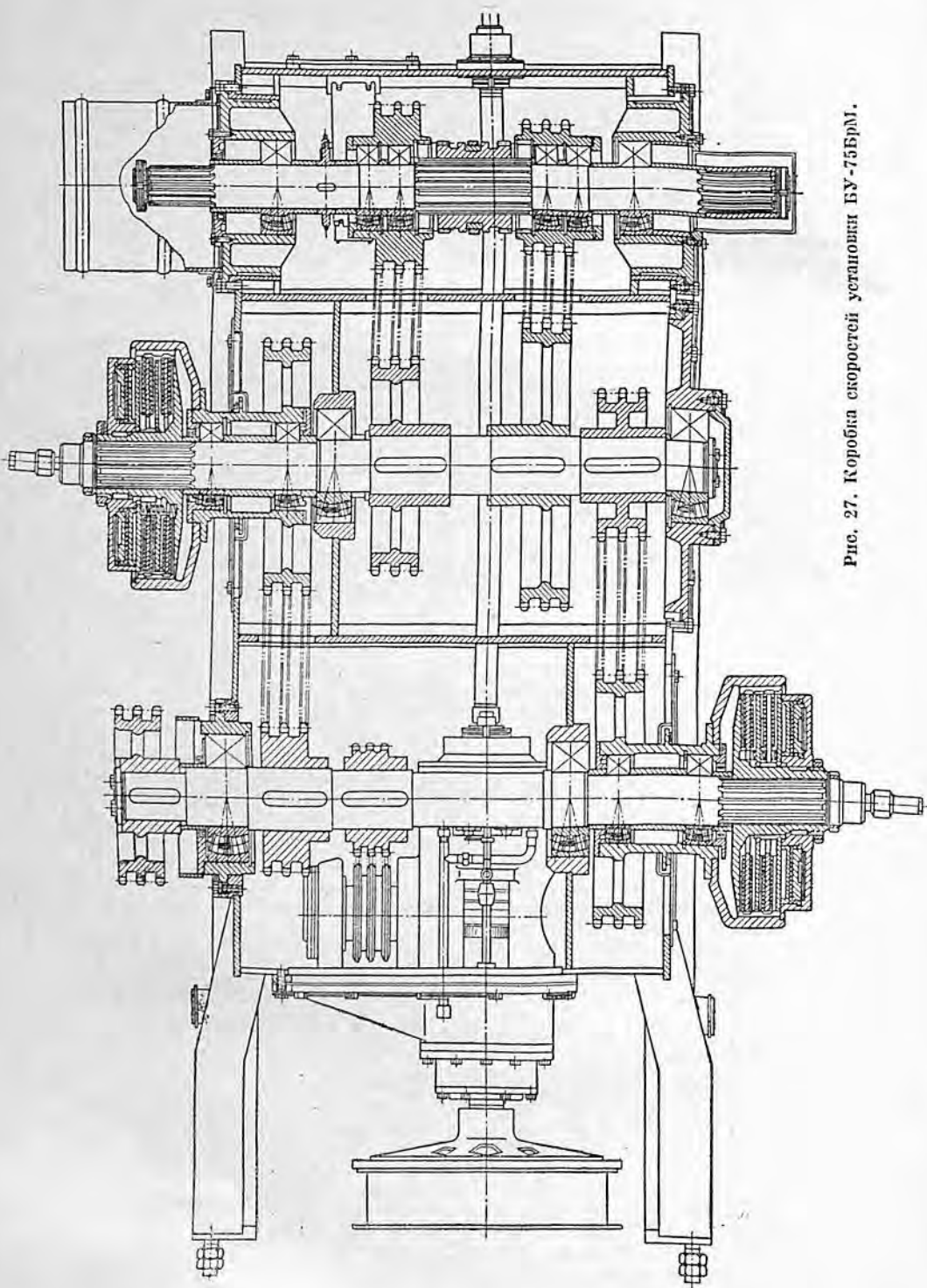


Рис. 27. Коробка скоростей установки БУ-75BrM.

спуска их в скважину и подъема их из нее, для крепления ловильного инструмента к оставшейся в скважине части бурильной колонны, для расхаживания прихваченной в скважине бурильной колонны и для производства работ, связанных с ликвидацией аварии.

На рис. 28 показан ротор У7-520-2 в разрезе.

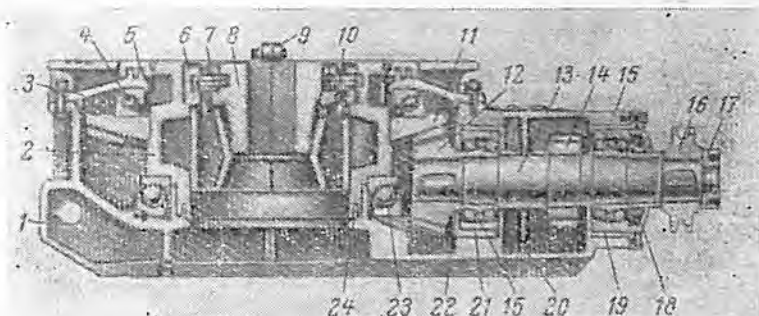


Рис. 28. Ротор У7-520-2.

1 — станина (корпус); 2 — стол; 3 — крышка; 4 — вспомогательная (верхняя) опора; 5 — кольцевой диск стола с выточками лабиринтного уплотнения; 6 — вкладыш ротора; 7 — запорная скоба роторного зажима; 8 — роторный зажим для ведущей трубы; 9 — болтовое соединение частей зажима; 10 — запорная скоба вкладыша; 11 — конический зубчатый венец; 12 — коническая шестерня; 13 — приводной вал; 14 — храповое колесо; 15 — роликоподшипники приводного вала; 16 — приводное цепное колесо; 17 — разрезное напорное кольцо; 18 — крышка боковая; 19 — стакан наружного подшипника; 20 — щуп для контроля уровня масла; 21 — стакан внутреннего подшипника; 22 — войлочное уплотнение; 23 — основная опора стола; 24 — нижнее лабиринтное уплотнение.

РОТОР Р560-Ш8

Ротор предназначен для бурения глубоких скважин.

Основная шаровая опора состоит из двух шайб, 26 шаров диаметром 77 мм и сепаратора.

Нижняя шаровая опора состоит также из двух шайб, 24 шаров диаметром 51 мм и сепаратора.

Нижняя опора крепится со стяжным хомутом, предохраняющим гайку от отвинчивания специальной передвижной шпонкой.

20 прорезей в нижней части стола ротора, в которые заходит шпонка гайки, служат для регулирования зазора в подшипниках ротора с точностью до 0,3 мм.

При отвинчивании долота стол ротора можно стопорить защелкой, для чего в столе ротора имеются шесть отверстий.

РОТОРЫ У7-520-2 и У7-760

Роторами У7-520-2 (рис. 31) и У7-760 укомплектовывают буровые установки грузоподъемностью 125, 200 и 300 т.

РОТОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75БР

Стол ротора имеет цилиндрический зубчатый венец. Опорами валов ротора являются роликовые подшипники, а стол ротора имеет две шаровые опоры.

Ротор снабжен пневматическим клиновым захватом ПКЗ-4 с дистанционным управлением. Ротор имеет два стопора.

РОТОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75БрЭ

Корпус ротора представляет собой литую коробку. Большой вкладыш ротора состоит из двух половин. Для предохранения большого вкладыша от произвольного вертикального перемещения вверх ротор имеет специальные столпы.

Верхняя шаровая опора стола ротора (радиально-упорный подшипник) имеет 32 шара диаметром 50,8 мм; нижняя шаровая опора (радиально-упорный подшипник) имеет 28 шаров диаметром 50,8 мм и служит для восприятия обратных нагрузок.

Привод ротора осуществляется через карданный вал.

РОТОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75БрМ

Ротор состоит из корпуса, стола с конической зубчатый венцом, ведущего вала с конической шестерней, клинкового захвата и пневматического цилиндра с рычажным управлением подъема клиньев.

Приводной вал ротора с конической шестерней представляет одно целое. Опорами вала являются два сферических роликоподшипника. Между подшипниками на вал насажено храповое колесо стопорного устройства.

РОТОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-50Бр

Ротор БУ-50Бр, имея грузоподъемностью 50 т, может быть использован также в других буровых установках такого же класса, как и буровая установка БУ-50Бр.

Ротор имеет стальную станину, на которой на двух радиально-упорных шариковых подшипниках установлен стол с коническим зубчатый венцом. На наружном конце вала ротора расположен присоединительный фланец, а на внутреннем конце коническая шестерня, зацепляющаяся с зубчатый венцом стола ротора. На средней части вала для стопорения стола ротора в заданном положении имеется храповое колесо.

Для безопасного обслуживания стол ротора защищен предохранительным кольцом.

Ротор оборудован приспособлением для свинчивания и развинчивания буровых труб (в виде водила). Оно размещено вертикально в гнезде стола и опорной втулки, которую устанавливают на нижней крышке внутри стола ротора после удаления роторных вкладышей. Опорная втулка позволяет вращать стол ротора вместе с водилом и ключом при неподвижной колонне буровых труб, опирающейся на нижнюю крышку ротора через опорную втулку.

Мощность, передаваемая на ротор л. с. 100
Диаметр переходного отверстия, мм 360

Таблица 41

Скорость вращения стола ротора при различных передачах и скоростях вращения дизеля

Передача	Скорость вращения стола, об/мин	
	при $n_{дв} = 1000$ об/мин	при $n_{дв} = 1500$ об/мин
I	77	112
II	138	202

Таблица 42

Техническая характеристика роторов

Показатели	Завод им. Шмидта	Завод Урагмаш			Завод «Баррикады»			
		У7-520-2	У7-520-3	У7-560-3	ВУ-73Р	ВУ-73РД	ВУ-73РМ	ВУ-50Р
	Р560-Ш8							
Диаметр проходного отверстия, мм	560	520	520	560	450	450	460	360
Расчетная статическая нагрузка, т	150	130	200	130	75	75	100	50
Передаваемая мощность, л. с.	350	350	550	350	335	300	235	400
Допускаемая скорость вращения, об/мин	320	250	300	290	172	—	—	300
Число зубьев ведущей шестерни	21	18	48	—	$i = 1,667$	$i = 1,667$	—	21,66
Число зубьев ведомой шестерни	58	58	58	—	$i = 269$	$i = 2,69$	$i = 3,41$	$i = 3,14$
Число зубьев ценного колеса	41 или 15	14 или 15	—	—	Карданная передача	—	—	—
Шаг зубьев ценного колеса, мм	103,2	103,2	—	—	—	—	—	—
Расстояние от средней плоскости колеса до центра стола ротора, мм	1370	1370	1370	450	—	—	—	—
Количество роликов или шаров:								
в верхней опоре	26	24	25	—	32	32	—	—
в нижней опоре	28	32	24	—	28	28	—	—
Опоры ведущего вала — роликподшипники	№ 3626	№ 3626	№ 3634Л	—	№ 3620	№ 3620	—	—
Габаритные размеры, мм:								
длина	2290	2250	2250	—	2000	2000	—	1330
ширина	1350	1400	1430	—	1550	1550	—	1080
высота	770	750	750	—	750	750	—	665
Вес, кг	4270	4850	5130	—	2328	2970	3300	1400

Таблица 43

Техническая характеристика карданных валов привода роторов

Параметры	В установках		
	БУ-75Бр	БУ-75БрЭ	БУ-75БрМ
Передаваемая мощность, л. с.	300	300	235
Максимальная скорость вращения, об/мин	567	445	—
Максимальный угол поворота в шарнирах, град	15	15	—
Допустимый крутящий момент, кг·м	—	—	500
Теоретический вес, кг	100	202,7	200

Карданные валы служат для передачи вращательного движения от коробки скоростей на ротор. Они состоят из вала со шлицевыми концами, которые входят в шлицевые втулки шарниров Гука.

РЕДУКТОРЫ

Редукторы служат для передачи мощности от электродвигателя к буровой лебедке с изменением числа оборотов.

РЕДУКТОР РД6-1

Одномоторный редуктор состоит из корпуса, который одновременно является масляной ванной и крышкой корпуса, ведущего и ведомого валов с цилиндрическими шевронными шестернями, муфты для присоединения к валу электродвигателя и цепного колеса, передающего вращение на трансмиссионный вал лебедки.

Редуктор с двигателем монтируется на одной раме.

РЕДУКТОР РД2-2

Двухмоторный редуктор (рис. 29) состоит из корпуса с крышкой, двух ведущих валов с цилиндрическими шевронными шестернями и муфтами для соединения с валами двигателей, одного ведомого вала с шевронной цилиндрической шестерней и цепного зубчатого колеса, передающего вращение на трансмиссионный вал лебедки.

Полость корпуса редуктора служит масляной ванной. Уровень масла контролируется указателем на корпусе.

В комплект редуктора входит две эластичные дисковые муфты для соединения ведущих валов редуктора с валами электродвигателей.

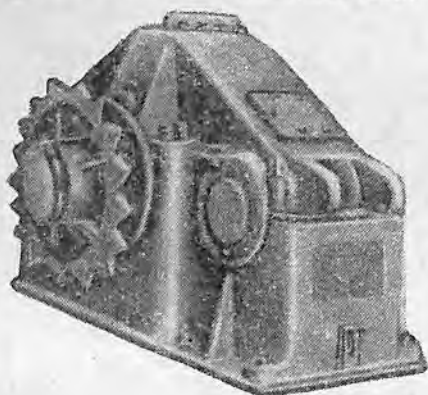


Рис. 29. Редуктор РД2-2.

ЦЕПНОЙ РЕДУКТОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ-75Бр

Цепной редуктор предназначен для блокирования дизелей и для распределения мощности между подъемной лебедкой, ротором и буровыми насосами.

Соединение цепного колеса с коробкой скоростей силовыми агрегатами и насосной трансмиссией производится шинопневматическими муфтами, управляемыми с пульта установки.

Габариты, мм:	
длина	5950
ширина	1675
высота	1020
Вес, включая цепи, кг	4130

Смазка — жидкая; подшипники смазываются разбрызгиванием, а цепи — принудительно, шестеренчатым насосом.

Кинематическая схема цепного редуктора позволяет одновременно отбирать мощности на коробку передач и насос как при работе двух двигателей, так и при работе одного из них.

Связь валов турботрансформаторов с ведущими валами цепного редуктора осуществляется при помощи шинопневматических муфт ШПМ-500, управляемых с пульта бурильщика.

Отключение дизелей внутри цепного редуктора осуществляется вручную при помощи зубчатой муфты.

Привод шестеренчатых насосов, подающих смазку в подшипники и цепи редуктора, осуществляется при помощи однорядных мотоциклетных цепей.

Для привода компрессорной установки на конце трансмиссионного вала установлен шкив с шинопневматической муфтой ШПМ-300.

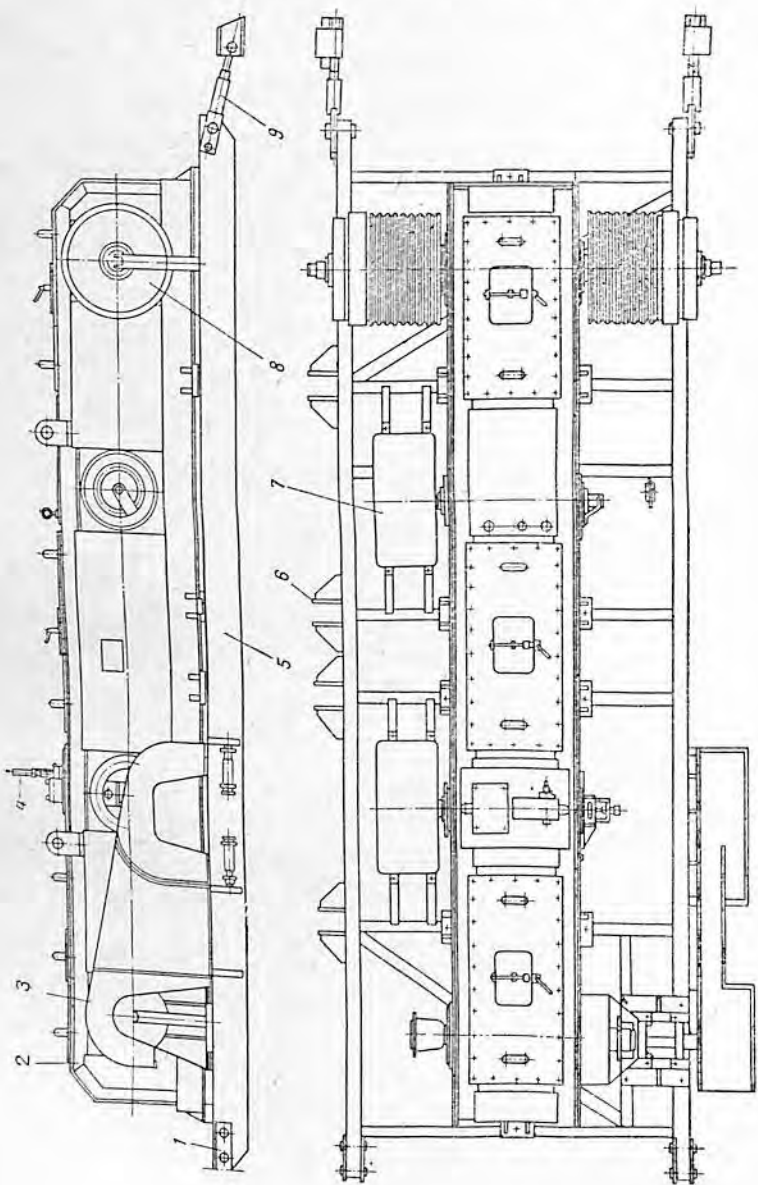
Техническая характеристика цепного редуктора буровой установки БУ-75БрЭ

Число валов	2
Максимально передаваемая мощность, л. с.	435
Тип передачи между валами	трехрядными втулочно-роlikо- выми цепями по- вышенной точно- сти и прочности с утолщенными пластинами ЦВР-1 $\frac{1}{4}$ "
Число зубцов цепных звездочек на валах:	
на ведущем валу	38
на ведомом валу	66
звездочка привода масляного насоса	32
Передаточное отношение между валами редук- тора	1,736
Смазка	жидкая
Габаритные размеры, мм:	
длина	2416
высота	1055
ширина	1180
Общий вес (теоретический), кг	2300

Цепной редуктор в установке БУ-75БрЭ служит для передачи мощности от электродвигателя АК-122-6 на коробку передач. Между опорами валов помещены цепные звездочки для передачи вращения посредством трехрядных втулочно-роlikовых цепей повышенной точности ЦВР-1 $\frac{1}{4}$ ".

Рис. 30. Цепной редуктор с рамой буровой установки ГУ-75БрМ.

1 — свесь с вышес-
ним основанием; 2 —
цепной редуктор; 3 —
кожух передачи на
компрессор; 4 — рычаг
управления зубчатой муфтой приводного вала; 5 — рама; 6 — проушина для крепления рамы; 7 — кожух пневматической муфты; 8 — штифт клиновидной передачи на буровой насос; 9 — свесь с рамой бурового насоса.



Мощности от цепного редуктора на коробку скоростей передаются с помощью шинопневматической муфты ШПМ-700, смонтированной на выходном валу редуктора и управляемой с пульта бурильщика.

ЦЕПНОЙ РЕДУКТОР В БУРОВОЙ УСТАНОВКЕ БУ-75БРМ

Цепной редуктор в установке БУ-75БРМ служит для суммирования мощности силовых агрегатов и передачи ее на лебедку, ротор и буровые насосы (рис. 30).

Техническая характеристика цепного редуктора

Максимальная мощность, передаваемая редуктором, л. с.	620
Передаточные отношения:	
между приводными валами	$i_1 = 1$
между первым приводным валом и валом передачи на лебедку	$i_2 = 2,44$
между вторым приводным валом и валом привода насосов	$i_3 = 1,7$
Вес редуктора с рамой, т	6,8

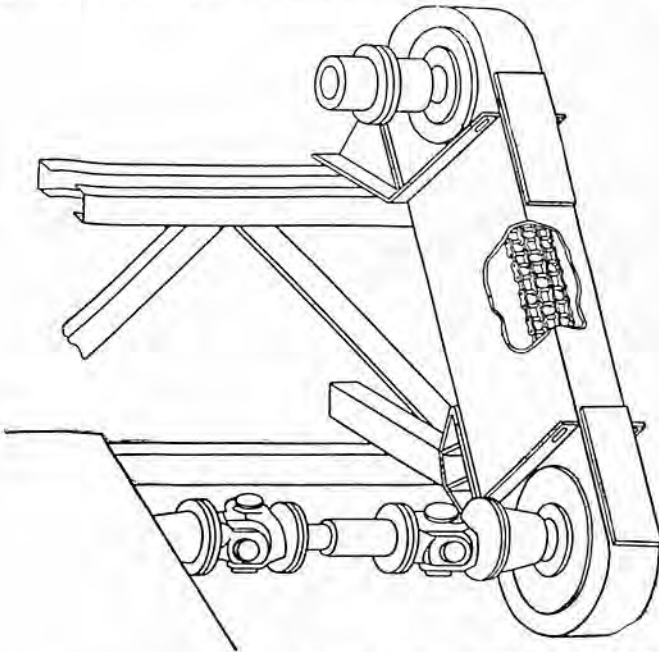


Рис. 31. Карданно-цепная передача буровой установки БУ-75БРМ.

Карданно-цепная передача (рис. 31) — принципиально новый узел в буровой установке БУ-75БРМ. Она предназначена для передачи мощности от силового привода к подъемному механизму и состоит из наклонной цепной передачи, карданного вала и зубчатой муфты.

Внутри корпуса, сваренного из листовой стали, расположены два вала с трехрядными звездочками $z = 30$, соединенных трехрядной втулочно-роликковой цепью с шагом 44,4 мм. Верхний вал передачи соединен зубчатой муфтой с валом коробки перемены передач, а нижний вал при помощи карданного вала — с одним из валов цепного редуктора.

Техническая характеристика карданно-цепной передачи

Передаваемая мощность, л. с.	610
Расстояние между осями валов, мм	2710
Угол наклона к горизонту, град	64
Расчетный крутящий момент, передаваемый карданным валом, кг·м	2200
Вес, т	1,5

ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Талевая система предназначена для спуска и подъема буровой колонны, наращивания колонны и спуска обсадных труб.

Талевая система состоит из неподвижного кронблока, подвижного талевого блока, талевого каната, соединяющего неподвижный и подвижный блоки, буро-

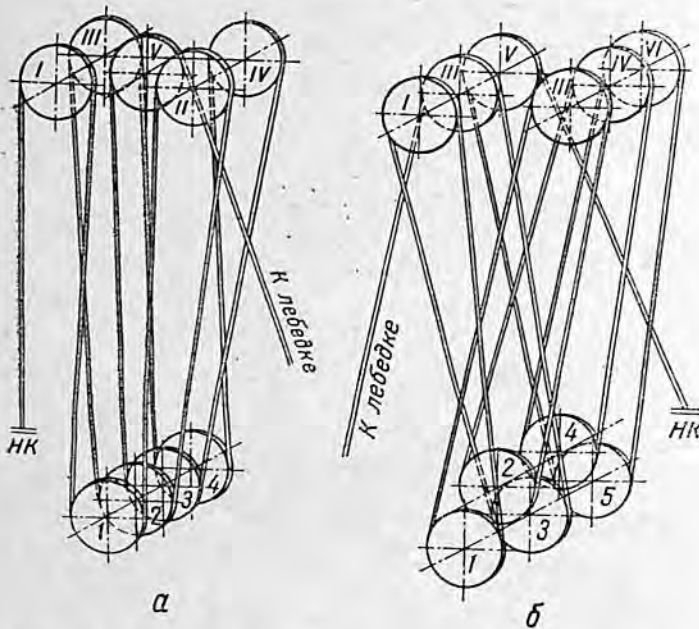


Рис. 32. Схема оснастки талевой системы при многоосных талевых блоках и кронблоках.

a — оснастка 4 × 5 пятироличного кронблока и четырехроличного талевого блока; *b* — оснастка 5 × 6 шестироличного кронблока и пятироличного талевого блока; I, II, III, IV, V, VI — неподвижные блоки; 1, 2, 3, 4, 5 — подвижные блоки.

вого крюка и стопоров для подвески груза и устройства для крепления неподвижного конца талевого каната.

Кронблоки бывают одноярусные и двухъярусные. Одноярусные кронблоки делятся на одноосные и неодносные. Двухъярусные кронблоки бывают только неодносные. Кроме того, кронблоки различают по грузоподъемности и по числу канатных шкивов.

Наиболее распространенными в глубоком бурении являются кронблоки 5- и 6-шкивные.

Талевые блоки различают также по числу осей, по грузоподъемности и по числу канатных шкивов. Наиболее распространенными талевыми блоками являются 4- и 5-шкивные.

На рис. 32 показаны схемы оснастки талевой системы.

На рис. 33 показаны схемы оснастки талевой системы при одноосных кронблоках.

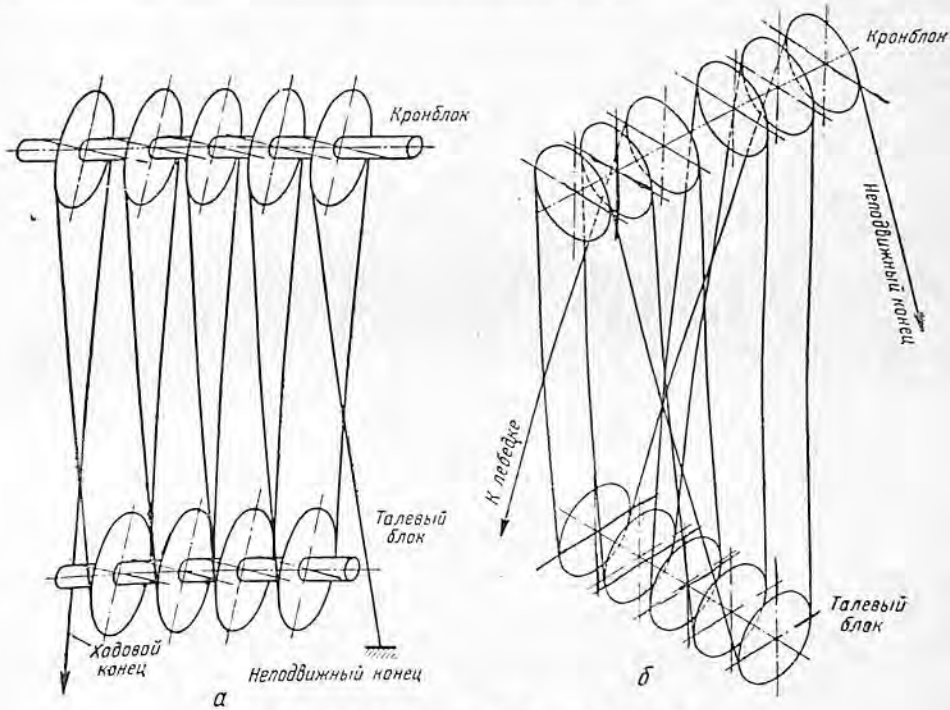


Рис. 33. Схема оснастки талевой системы.
а — спиральная; б — ломаная.

КРОНБЛОКИ

Кронблок УЗ-130-2

Кронблок УЗ-130-2 Уралмашзавода грузоподъемностью 130 т при оснастке 5×6 состоит из сборной рамы 5, двух секций блоков 2, связанных с рамой через подшипники 3 и 1, вспомогательного блока 6, подвешенного к одной из продольных балок рамы (рис. 34).

Рама 5 сварной конструкции состоит из трех продольных и двух поперечных двутавровых балок № 55.

Для крепления кронблока на раме имеются специальные вырезы. К середине продольных балок приварены разъемные корпуса опор для осей. Оси от проворачивания в опорах стопорятся дюбелями. На каждой оси расположено по три блока 2, которые вращаются на роликоподшипниках ГПЗ № 42236-6. Между полками на оси установлены распорные кольца. С торцов секций установлены защитные шайбы 4.

С одной стороны блоки упираются в бурт оси, а с другой — затягиваются гайкой, застопоренной шайбой.

Ось имеет три продольных сквозных отверстия. С каждого торца в устьях отверстий установлены пружинные масленки для смазки роликоподшипников консистентной мазью. Для подачи смазки к подшипникам от каждого канала сделаны выводы к подшипнику соответствующего ролика. Кольца выполнены с канавкой на внутренней поверхности и с отверстиями для выхода смазки в полость, образованную между двумя роликоподшипниками.

В зависимости от износа ручьев у блоков каждую секцию можно проворачивать на 180° или менять местами для более равномерного износа ручьев.

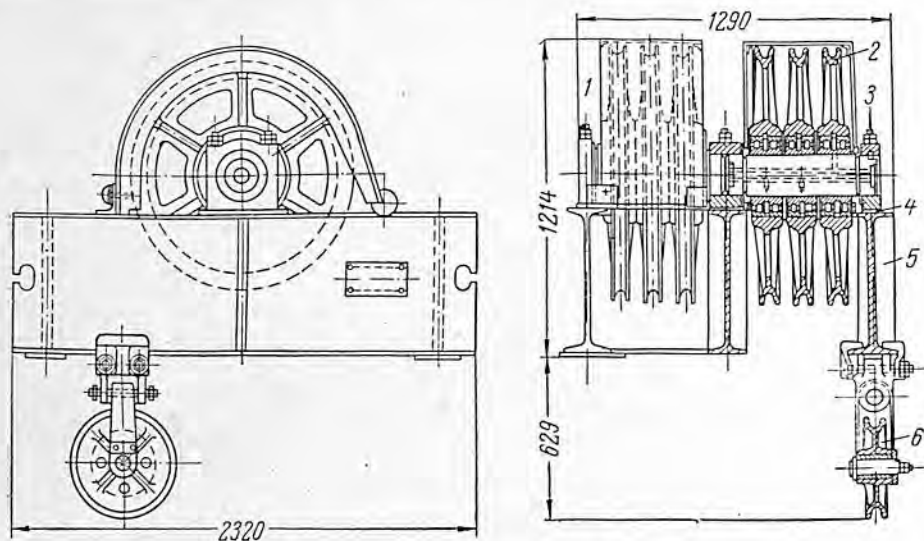


Рис. 34. Шестирольный кронблок УЗ-130-2.

1, 3 — подшипники; 2 — блок; 4 — защитная шайба; 5 — рама; 6 — вспомогательный блок

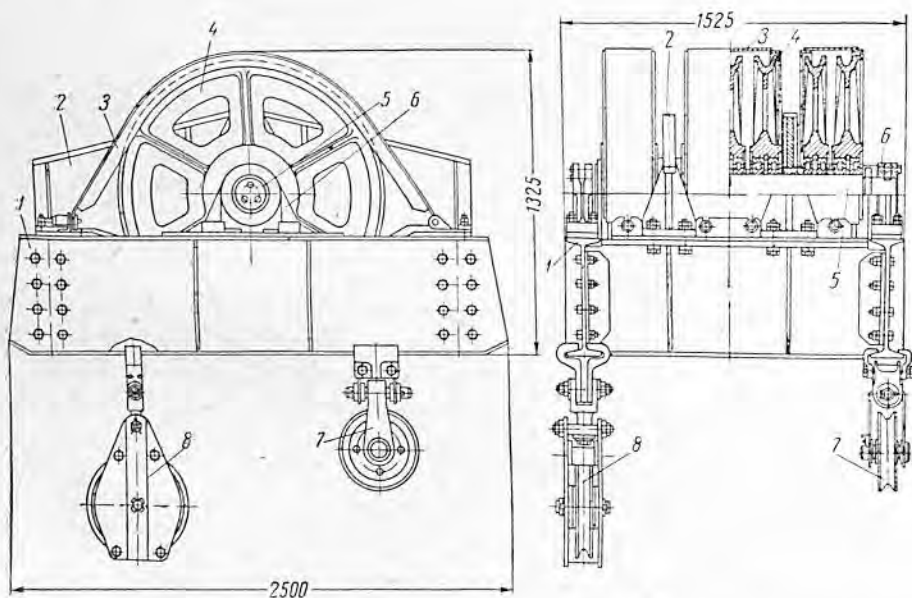


Рис. 35. Кронблок однооленный КВН7-300.

1 — основная продольная балка рамы; 2 — промежуточная продольная балка; 3 — кожух
4 — канатный шкив; 5 — ось шкивов; 6 — опора оси; 7, 8 — вспомогательные блоки.

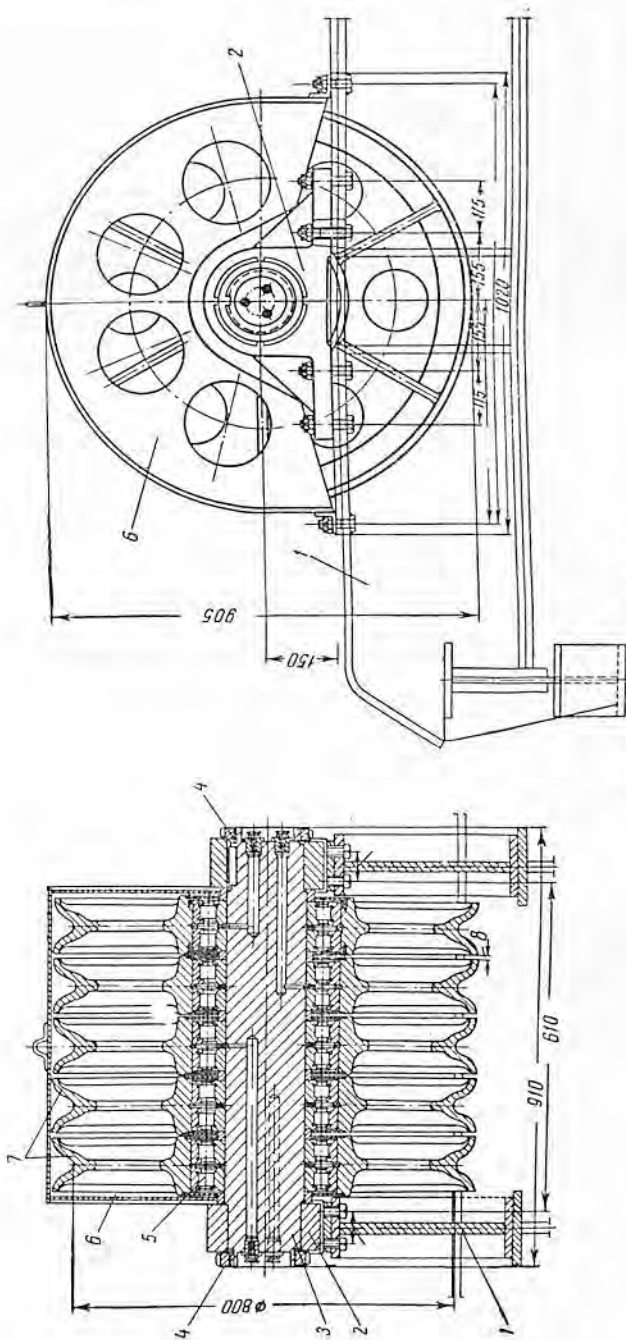


Рис. 36. Кронблок БУ-75Бр.

1 — рама; 2 — гайка оси; 3 — ось; 4 — подшипник оси; 5 — роликоопоры; 6 — кожух; 7 — канатные шесты.

Для защиты вращающихся блоков и для предупреждения соскакивания каната каждая секция блоков закрывается кожухом.

Кронблок КБН7-300

Кронблок КБН7-300 (рис. 35) одноосный, что значительно упрощает оснастку талевой системы на буровой.

Габариты и вес кронблока КБН7-300 позволяют поднимать его на верх вышки, не разбирая его.

Кронблок УЗ-200-2

Рама кронблока состоит из трех двутавровых балок, соединенных между собой по торцам поперечными балками при помощи сварки.

На трех опорах кронблока расположены две оси, на которых смонтированы по три канатных шкива. К нижней части одной из крайних балок прикреплен вспомогательный блок для якорного каната, а к средней балке прикреплен дополнительный ролик для тартального каната.

Кронблок буровой установки БУ-75Бр

Буровая установка БУ-75Бр снабжена пятироличным одноосным кронблоком (рис. 36). Рама кронблока одновременно является венцом, связывающим верхины пог буровой вышки.

Кронблок буровой установки БУ-75БрМ

Основным отличием кронблока БУ-75БрМ по сравнению с кронблоком установки БУ-75Бр является увеличенный диаметр канатных шкивов — 1000 мм.

Кронблок буровой установки БУ-50Бр

Кронблок БУ-50Бр (рис. 37) состоит из сварной рамы, двух опор оси, оси пяти канатных шкивов, кожуха и двух вспомогательных канатных шкивов.

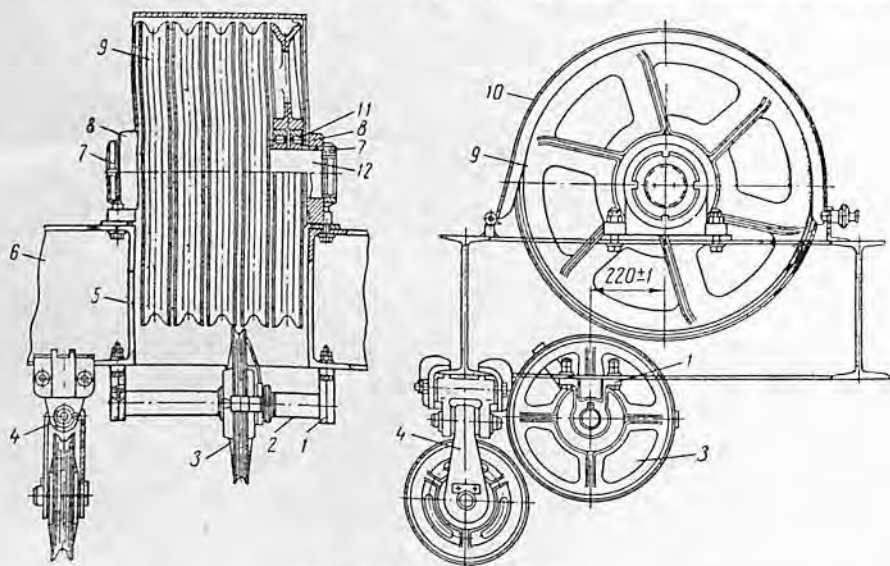


Рис. 37. Кронблок БУ-50Бр.

1 — опора для среднего вспомогательного шкива; 2 — ось среднего вспомогательного шкива; 3 — средний вспомогательный шкив; 4 — крайний вспомогательный блок; 5 — поперечные балки рамы; 6 — продольные балки рамы; 7 — гайки оси; 8 — опора оси; 9 — канатные шкивы; 10 — кожух; 11 — подшипники; 12 — ось канатных шкивов.

Таблица 44

Техническая характеристика кронблоков

Показатели	У3-130-2	У3-200-2]	БУ-75Бр, БУ-75В	КБН7-300	БУ-75БрМ	БУ-50Бр
Расчетная грузоподъемность, т	130	200	74	300	75— 100	50
Число талевых шкивов	6	6	5	7	5	5
Диаметр шкивов по дну канавки, мм	900	1000	800	1000	1000	800
Профиль канавок талевых шкивов, мм	28	33	28	33	—	25
Опоры талевых шкивов — роликподшипники	№ 42234	№ 42234	№ 42234	№ 42240	—	№ 12228
Расположение шкивов	О д н о о с н о е					
Грузоподъемность вспомогательного якорного блока, т	3	3	—	—	—	3
Диаметр вспомогательного блока, мм	300	300	—	—	—	300
Грузоподъемность тартального блока, т	—	7	—	—	—	3,50
Диаметр тартального блока, мм	—	450	—	—	—	425
Габаритные размеры кронблока, мм:						
длина	2320	2320	950	2500	—	1300
ширина	1330	1410	910	1525	—	765
высота	1213	1325	920	1325	—	1020
Вес, кг	2330	3650	1068	4850	1450	923

Примечание. Опоры шкивов—роликподшипники № 42234—можно заменить роликподшипниками № 32234 размером 170×310×52.

ТАЛЕВЫЕ БЛОКИ

Талевый блок У4-130-3

Талевый блок У4-130-3 Уралмашзавода грузоподъемностью 130 т при оснастке 5 × 6 (рис. 38) состоит из двух сварных щек 1, соединенных между собой сверху траверсой 2, а снизу — серьгой 5. В щеках неподвижно закреплена ось 4, на которой через двойные роликподшипники установлено пять блоков 3.

В нижней части блока на осях закреплена серьга 5 подвешивания крюка. В середине траверсы закреплена труба, за которую талевый блок подвешивают при ремонте.

Талевый блок ТБН6-300

Талевый блок ТБН6-300 завода «Бакинский рабочий» грузоподъемностью 300 т при оснастке 6 × 7 одноосный (рис. 39).

Габариты талевого блока позволяют беспрепятственно спускать и поднимать бурильную колонну, не задевая за пальцы вышки.

Рис. 38. Пятишкивный талевый блок У4-130-3.

1 — сварная щека; 2 — верхняя траверса; 3 — шкив; 4 — ось; 5 — кольцо; 6 — щиток; 7 — ребро; 8 — палец; 9 — нижняя серьга.

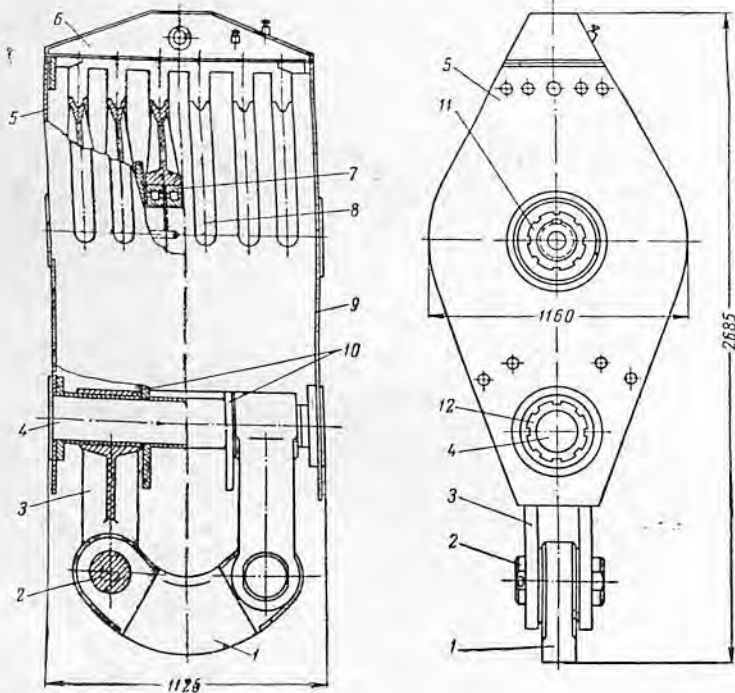
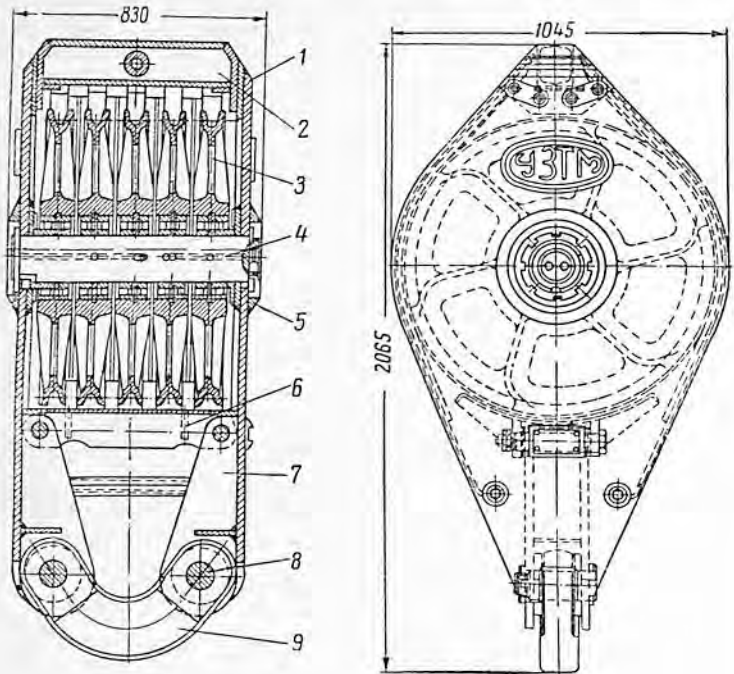


Рис. 39. Талевый блок ТБН6-300.

1 — серьга; 2 — палец крепления серьги; 3 — подвеска; 4 — ось нижняя (ось подвески); 5 — щека наружная; 6 — траверса; 7 — подшипники; 8 — ось шкивов; 9 — концы боковой; 10 — щеки промежуточные; 11 — гайка оси шкивов; 12 — гайка оси подвесок.

Талевый блок У4-130-5

Талевый блок У4-130-5 является элементом 130-тонного крюкоблока.

На общей оси расположены пять канатных блоков. Каждый блок опирается на два роликоподшипника, смазка к которым подводится с торцов через продольные каналы в оси. По двум каналам с одного торца и трем с другого подводится смазка к середине каждой пары роликоподшипников.

Боковые щеки талевого блока скреплены сверху траверсой коробчатого сечения, а внизу распорными трубками.

Талевый блок У4-200-3

Талевый блок У4-200-3 является элементом 200-тонного крюкоблока.

На общей оси расположены пять канатных блоков, каждый блок опирается на два роликоподшипника.

Боковые щеки талевого блока скреплены сверху траверсой коробчатого сечения, а внизу распорными трубками. Отличается от талевого блока У4-130-5 размерами деталей и грузоподъемностью.

Талевый блок БУ-75Бр

Талевый блок буровой установки БУ-75Бр (рис. 40) имеет четыре ролика, размеры которых соответствуют размерам шкивов кронблока.

Талевый блок состоит из двух литых щек, соединенных между собой в центральной части осью, в верхней части щитом и внизу кожухом и серьгой.

Таблица 45

Техническая характеристика талевых блоков

Показатели	БУ-75Бр, БУ-75БрЭ	БУ-75БрМ	У4-130-3	У4-130-5	У4-200	ТЭП-300
Расчетная грузоподъемность, т	750	755 100	130	100	200	300
Расположение шкивов			О д н о о с н о е			
Число талевых шкивов	4	4	5	5	5	6
Диаметр шкивов, мм	800	1000	900	900	1000	1000
Профиль канавок талевых шкивов, мм	25—28	25,5	28	28	33	33
Опоры шкивов — роликоподшипники	№ 42234	—	№ 42234	№ 42231	—	№ 42210
Габаритные размеры, мм:						
длина	1535	—	830	1940	2220	2685
ширина	775	—	1045	885	1020	1125
высота	2065	—	2065	1060	1170	1116
Вес, кг	2300	—	2215	2160	—	4820

Примечание. Опоры шкивов — роликоподшипники № 42234 — можно заменить роликоподшипниками № 32234 размером 170×310×52.

Рис. 10. Тяговый блок
БУ-75Бр.

1 — щеки; 2 — ось; 3 — гайка оси; 4 — кронштейн для подвески серьги; 5 — боковой кожух; 6 — верхний соединительный щит; 7 — каменный щит; 8 — поднатый щит; 9 — подшипники; 10 — илшисли для смазки; 11 — нижний предохранительный щиток; 12 — палец для крепления серьги; 12 — серьга.

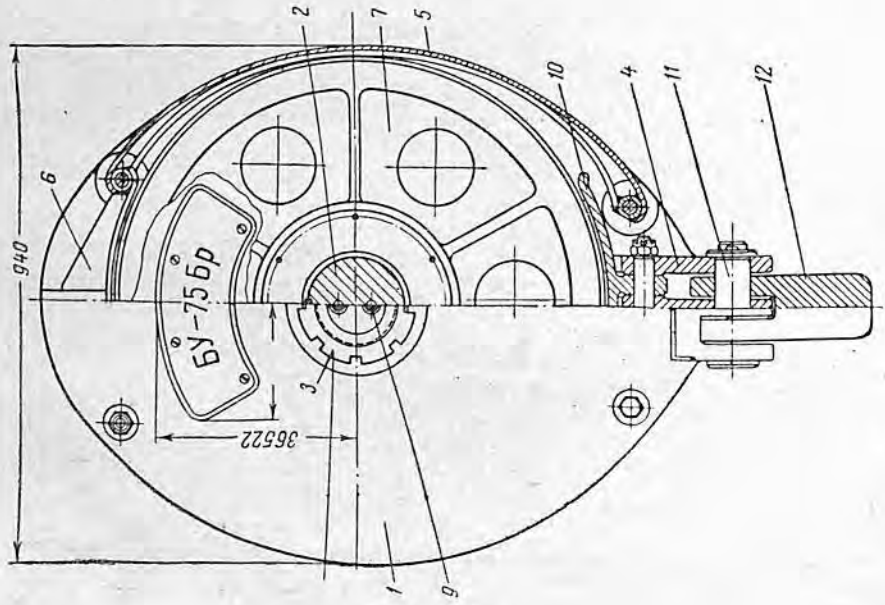
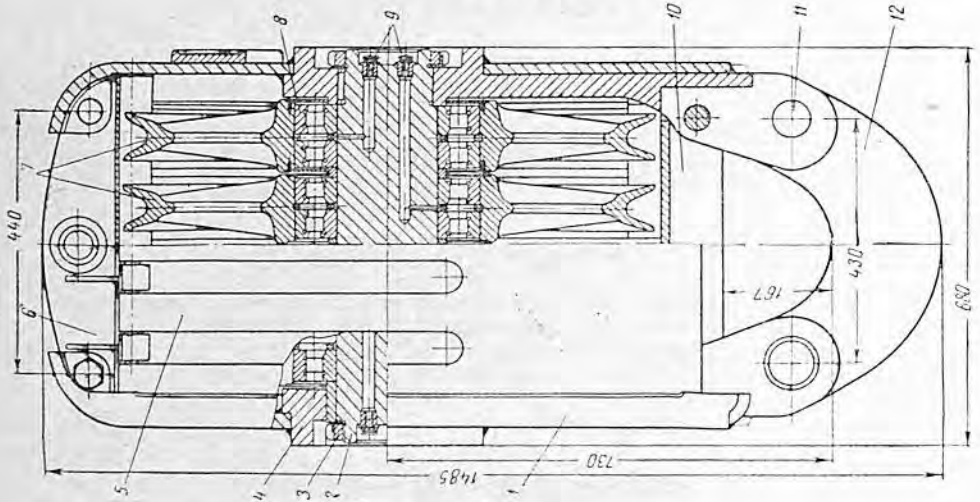


Таблица 46

Техническая характеристика кронблоков для двухствольного и трехствольного бурения

Показатели	ПКБ-2	КПК-1	КПК-2Д	КПК-2Т
Расчетная грузоподъемность, <i>т</i>	130	130	125	125
Завод-изготовитель		«Бакинский рабочий»		
Система передвижения кронблока	На роликах, цепной передачей от электродвигателя	На катках, редукторноцепным приводом от электродвигателя	На катках	
Число канатных шкивов	6	6	6	6
Расположение канатных роликов		Одноэтажное		
Диапазон перемещения кронблока, <i>м</i>	0,75	0,76	0,76	1,5
Скорость перемещения кронблока, <i>м/сек</i>	0,128	0,17	от оси 0,17	0,17
Привод механизма перемещения кронблока:				
электродвигатель	МПК22-6	АОЛ-52-6	—	—
мощность электродвигателя, <i>квт</i>	7,5 (проект-тип. 10—14)	4,5	4,5	4,5
скорость вращения якоря электродвигателя, <i>об/мин</i>	900	940	890	890
Механизм перемещения	—	Червячный редуктор, Р-5 1:48	—	—
Торможение движения кронблока	Отсутствует	Электротормоз ТКТ	—	—
Габаритные размеры, <i>мм</i> :				
длина	2225	4100	4320	5820
высота	1355	1000	1632	1722
ширина	2230	1470	1530	1540
Вес кронблока, <i>кг</i>	3800	4940	4603	5952

Таблица 47

Смазка блоков и кронблоков

Шифр	Наименование места смазки	Сорт смазки и заменитель	Указания по смазке
УЗ-103-2	Роликоподшипники Втулка вспомогательного блока	Смазка универсальная среднеплавкая УС-3, ГОСТ 1033—51	Смазывается один раз в неделю ручным насосом (200 г в каждый блок)
КБН7-300	Роликоподшипники	УС-3, ГОСТ 1033—51	
У4-130-3	»	УС-3, ГОСТ 1033—51	
ТВН6-300	»	УС-3, ГОСТ 1033—51	

На оси расположены на роликоподшипниках четыре канатных ролика, от поворота ось удерживается шпонкой.

Для предохранения подшипников от загрязнения и сохранения в них масла установлены специальные крышки.

В нижней части щек имеются отверстия, которые служат для подвески серьги на пальцах. С боков блок закрыт кожухами, которые предохраняют канаты от выскакивания из канавок и от атмосферных осадков.

ПОДЪЕМНЫЕ КРЮКИ

Подъемный крюк У5-130-2

Подъемный крюк У5-130-2 (рис. 41) грузоподъемностью 130 т состоит из трехрогого пластинчатого крюка 16, траверсы 15 и стропа 13.

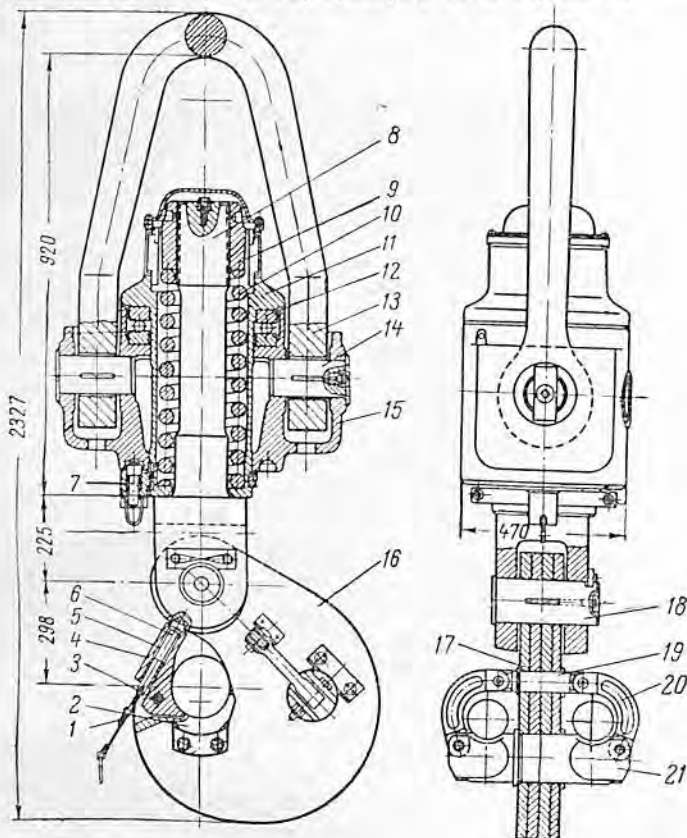


Рис. 41. Трехрогий пластинчатый крюк У5-130-2.

1 — цепочка; 2 — литая подушка; 3, 14 — палец; 4, 10 — пружины; 5 — предохранительная защелка; 6 — стопор; 7 — прилив; 8 — ствол; 9 — гайка; 11 — стальной стакан; 12 — подшипник; 13 — штроп; 15 — траверса; 16 — пластинчатый круг; 17 — легированные стальные пластины; 18, 19, 21 — ось; 20 — скоба.

Трехрогий пластинчатый крюк выполнен из четырех легированных стальных пластин 17 толщиной 30 мм каждая. Пластины соединены между собой заклепками. Зев крюка защищен литой подушкой 2, которая прикреплена

к крюку двумя заклепками диаметром 22 мм. Крюк имеет предохранительную защелку 5, укрепленную на пальце 3. Защелка состоит из корпуса, стопора 6 и пружины 4. Открывается стопор при помощи цепочки 1.

Для подвешивания в крюк запрессована ось 21. Для защиты стропов элеватора от соскакивания к выступающим концам осей 21 и 19 крепятся скобы 20.

Пластинчатый крюк 16 подвешивается шарнирно к стволу при помощи пальца 14.

Траверса 15 представляет собой литую стальную деталь с двумя карманами, в которых шарнирно закреплены ветви штропа 13.

Резьбовое отверстие под шуцер (М36) служит для демонтажа оси при помощи вытяжного болта. Упорный шарикоподшипник выполнен без сепаратора. В центральной части траверсы помещается стальной стакан 11, который фланцем опирается на подшипник 12. На нижнем конце стакан имеет кольцевую канавку для полухомутиков, закрепляющих стакан от осевых перемещений. На одном из полухомутиков сделан прилив 7, в котором помещается стопор. Под усилием пружины стопор входит в одно из восьми глухих отверстий, расположенных на нижнем торце траверсы, и предохраняет крюк от проворачивания.

В стакане через пружину 10 и гайку 9 подвешивается ствол 8.

Пружина нижним концом упирается в кольцевую площадку стакана и верхним концом в торец гайки, навинченной на резьбовой конец ствола 8 и заstopоренной.

Ход пружины ограничен расстоянием 130—145 мм, что дает возможность снимать муфту при развинчивании труб. При полной нагрузке гайка своим фланцем упирается в площадку стакана и пружина на 40 мм не доходит до полного соприкосновения витков. В этом состоянии усилие сжатия пружины составляет 5080 кг, в неподвижном состоянии усилие пружины равно 2400 кг, что достаточно для подъема одной свечи. Ось 18 смазывают через пресс-масленки.

Подъемный крюк Кр3-300

Крюк Кр3-300 (рис. 42) трехрогий, пластинчатого типа. Суммарная грузоподъемность боковых рогов крюка 300 т, грузоподъемностью центрального рога 225 т.

На боковых рогах крюка спускают обсадные колонны и бурильные трубы. Центральный крюк предназначен для подъема бурильной колонны с вертлюгом.

Крюк Кр3-300 шарнирной конструкции, что сглаживает влияние перекаса крюка при спуско-подъемных операциях.

Подъемный крюк буровой установки БУ-75Бр и БУ-75БрЭ

В комплект буровых установок БУ-75Бр и БУ-75БрЭ входит подъемный крюк трехрогий типа, пластинчатого исполнения (рис. 43). В соответствии с грузоподъемностью буровой установки крюк рассчитан на нормальную (рабочую) нагрузку 75 т и допускает кратковременную аварийную работу и при нагрузке до 100 т.

КРЮКОБЛОКИ

Крюкоблок БУ-50Бр

Крюкоблок БУ-50Бр (рис. 44) предназначен для комплектования буровых установок БУ-50Бр грузоподъемностью 50 т, но может быть использован в комплекте с вертлюгом, подвешиваемым на двух стропях, и в других буровых установках грузоподъемностью до 75 т.

Крюкоблок состоит из четырехшквального талевого блока и двурогого подъемного крюка, объединенных в общий узел.



Рис. 42. Подъемный крюк Кр3-300.

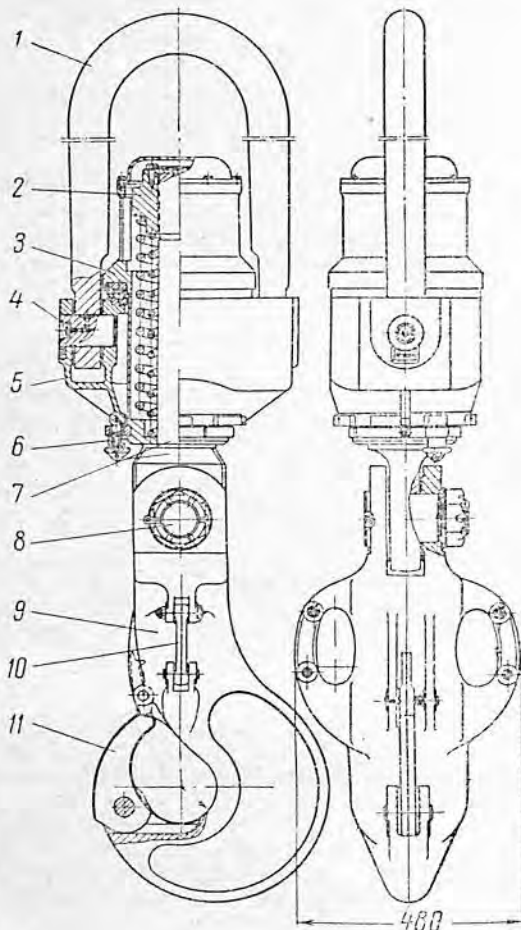


Рис. 43. Подъемный крюк БУ-75Бр.

1 — штроп; 2 — гайка ствола; 3 — станан; 4 — палец для подвески корпуса к штропу; 5 — корпус; 6 — стопорное устройство; 7 — ствол; 8 — палец для подвески крюка к стволу; 9 — крюк трехрогий; 10 — скоба боковых рогов; 11 — скоба центрального рога.

Техническая характеристика

Номинальная грузоподъемность, <i>m</i>	75
Максимально допустимая несистематическая нагрузка, <i>T</i>	100
Нагрузка при испытании, <i>T</i>	150
Количество канатных шкивов талевого блока	4
Схема расположения канатных шкивов	одноосная
Диаметр канатного шкива, <i>мм</i>	800
Размер и профиль желоба на канатном шкиве	под канат диаметром 28 <i>мм</i>
Диаметр оси канатного шкива, <i>мм</i>	146
Опора каждого канатного шкива	два роликоподшипника № 12228
Тип крюка	двухрогий
Размер зева рога	под штроп диаметром 80 <i>мм</i>

Диаметр пальца, образующего боковые рога, мм	115
Расстояние между осями боковых рогов, мм	160
Рабочий ход пружины, мм	140
Подъемная сила пружины, кгГ:	
в начале рабочего хода (в сжатом состоянии)	4000
в конце рабочего хода (в расслабленном состоянии)	1200
Габаритные размеры, мм:	
длина (высота в рабочем положении)	2080
ширина:	
по оси канатных шкивов	520
по диаметру канатных шкивов	950
по оси пальцев подвески крюка	545
по заборным скобам боковых рогов	320
Радиус вращения крюка, мм	160
Общий вес крюка, кг	1400

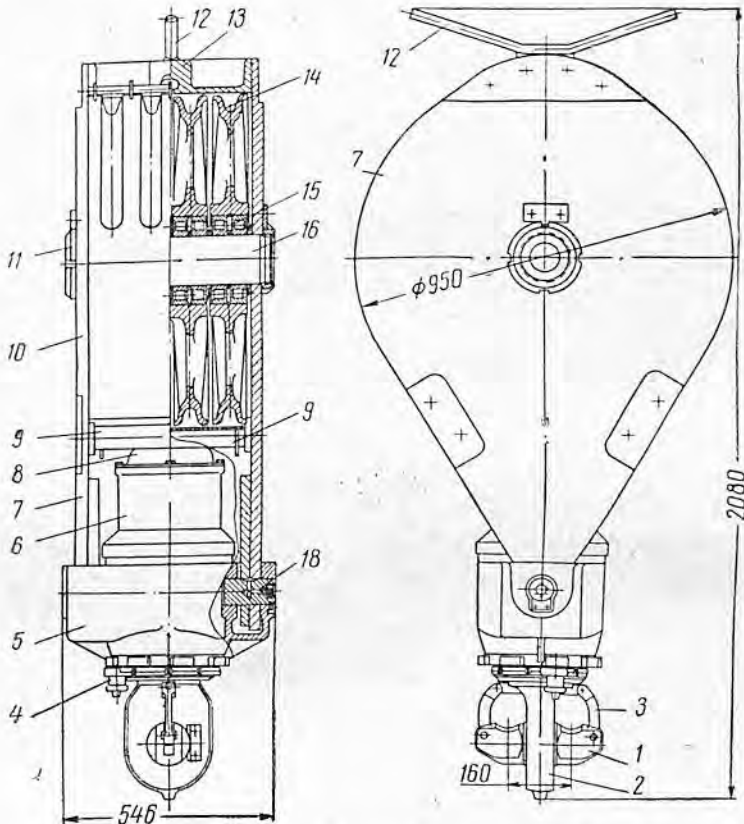


Рис 44. Крюкблок буровой установки БУ-50Бр.

1 — палец, образующий блокные рога крюка; 2 — ствол крюка; 3 — скобы заборные боковых рогов; 4 — стопорное устройство; 5 — корпус крюка; 6 — стакан; 7 — щека талевого блока; 8 — крышка стакана; 9 — предохранительный распорный щиток; 10 — боковой кожух; 11 — гайка оси; 12 — дуга для захвата троса противозатаскивателя; 13 — верхний соединительный щит; 14 — канатный шкив; 15 — роликоподшипники; 16 — ось канатных шкивов; 17 — накладка щеки; 18 — палец подвески крюка к талевому блоку.

Таблица 48

Техническая характеристика подъемных крюков

Показатели	БУ-75Бр, БУ-75БрЭ	БУ-75БрМ	У5-130-2	У5-130-2 в установке 5Д-61	У5-200-2	Кр3-300
Грузоподъемность боковых рогов, т	75	75/100	130	130	160	300
Грузоподъемность цент- рального крюка, т	75	—	130	130	200	225
Размер зева крюка, мм	160	—	170	170	220	220
Размер зева боковых рогов, мм	86	90	115	115	120	150
Размер упорного подшип- ника, мм	—	—	300×432×105	300×432×105	375×375×130	—
Диаметр шаров упорного подшипника, мм	—	—	50	50	—	—
Количество шаров в под- шипнике, шт.	—	—	20	20	—	—
Диаметр спиральной пру- жины амортизатора, мм	—	—	32	32	—	—
Рабочий ход пружины, мм	140	145	—	145	—	—
Грузоподъемность пружин- ны, кг	974—1915	—	2400—5080	2400—5080	3700—10000	—
Длина крюка, мм	2145	—	2324	1820	2603	3200
Ширина крюка по оси тра- версы, мм	480	—	480	1980	1105	—
Ширина крюка по боковым рогам, мм	520	—	—	560	630	1195
Вес крюка, кг	546	—	1600	1515	—	4170

Крюкоблок БУ-75БрМ

Крюкоблок буровой установки БУ-75БрМ состоит из двурогого крюка и четырехшкивного талевого блока, соединенных между собой шарнирно.

Крюк состоит из трех основных частей: корпуса, ствола и стакана.

Талевый блок состоит из двух сварных щек, оси с четырьмя канатными шкивами, двух траверс, ловителя и двух боковых кожухов.

Крюкоблок установки БУ-75БрМ в отличие от трехрогого крюка и талевого блока установки БУ-75Бр имеет канатные шкивы увеличенного диаметра.

На верхнем конце ствола крюка, изготовленного из легированной стали, навернута на резьбе гайка с пазами под направляющие шпонки, а на нижнем проушина с отверстием, в которое запрессован горизонтальный цилиндрический палец с выемками на концах, образующий два рога.

Пружина на верхнем конце ствола крюка предварительно сжата усилием 1640 кГ. При увеличении нагрузки на крюке до 3140 кГ пружина сжимается до схождения гайки с буртом пружинного стакана.

Стакан вместе со стволом может вращаться относительно корпуса. Для закрепления ствола в определенном положении крюк имеет стопорное устройство, которым управляют снизу.

Крюкоблок буровых установок 5Д-61 и 6Э-61

Крюкоблок грузоподъемностью 130 т (рис. 45) состоит из талевого блока У4-130-5 и крюка У5-130-2, соединенных между собой шарнирно.

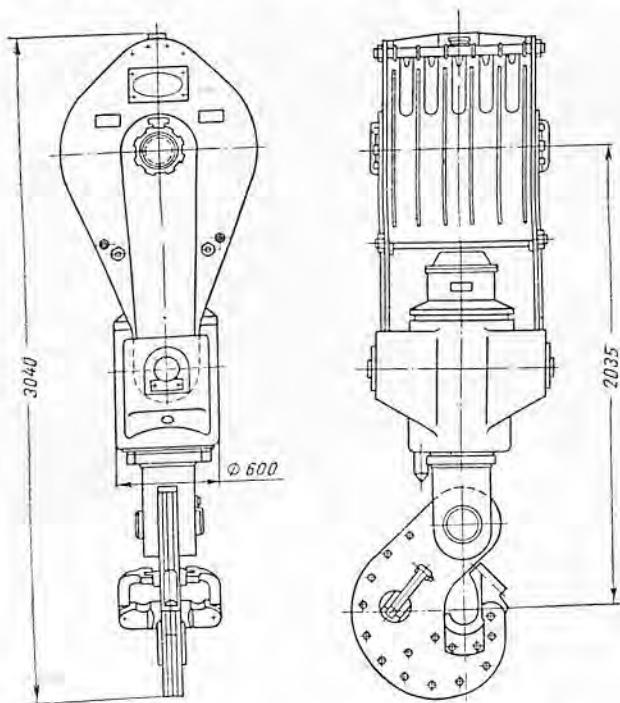


Рис. 45. Крюкоблок грузоподъемностью 130 т.

Крюкоблок буровых установок 3Д-61 и 4Э-61

Крюкоблок грузоподъемностью 200 т так же устроен, как и предыдущий крюкоблок, но с увеличенными размерами.

Таблица 49

Техническая характеристика крюкоблоков

Показатели	БУ-75БрМ	5Д-61, 6Э-61	3Д-61, 4Э-61
Грузоподъемность, т:			
рабочая	75	130	200/160
аварийная	100	—	—
Габариты крюкоблока, мм:			
общая высота	3	3040	3950
ширина по оси траверсы	875	980	1105
ширина по щеке блока	—	106	1170
Общий вес, кг	3340	3675	6165

Примечание. Подробные данные приведены в таблицах «Техническая характеристика талевых блоков» и «Техническая характеристика подъемных крюков».

Таблица 50

Смазка крюков

Тип крюка	Наименование места смазки	Сорт смазки	Указание по смазке
У5-130-2	Соединение стропа с траверсой	Смазка универсальная среднеплавкая УС-2, ГОСТ 1033—51	Смазывать один раз в сутки по 20 г ручным насосом через пружинные масленки То же
	Соединение пластинчатого крюка со стволлом Упорный шарикоподшипник	Смазка универсальная среднеплавкая УС-2, ГОСТ 1033—51 Осоголин 3	Один раз в месяц по 500 г

ВЕРТЛЮГИ

Вертлюг является соединительным звеном между талевой системой и буровой колонной, подвешенной к вращающейся части вертлюга.

Вертлюг ШВ14-160

Вертлюг ШВ14-160 грузоподъемностью 160 т (рис. 46) отличается от других вертлюгов съемной конструкцией стропа. В отличие от других вертлюгов основная роликовая опора в нем расположена между вспомогательными опорами. Образующие конических роликов основной опоры пересекаются в центре вращения опоры.

Вертлог У6-130-1

Корпус 4 вертлога У6-130-1 (рис. 47) представляет собой полую стальную отливку с карманами для крепления хомута 1. Внутри корпуса есть площадка, на которой расположен основной опорный роликподшипник 3.

Корпус при помощи пальцев, застопоренных планкой, соединяется с хомутом 1 вертлога. Корпус сверху закрыт крышкой 2; в крышку ввпичена на резьбе

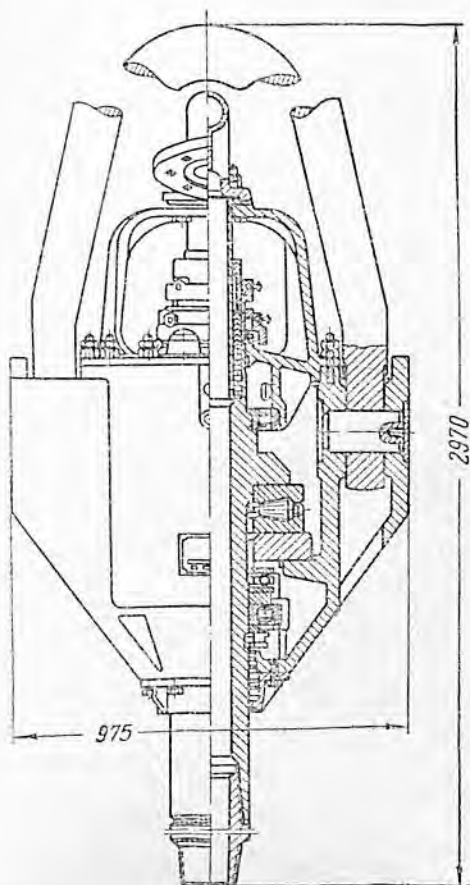


Рис. 46. Вертлог ШВ14160.

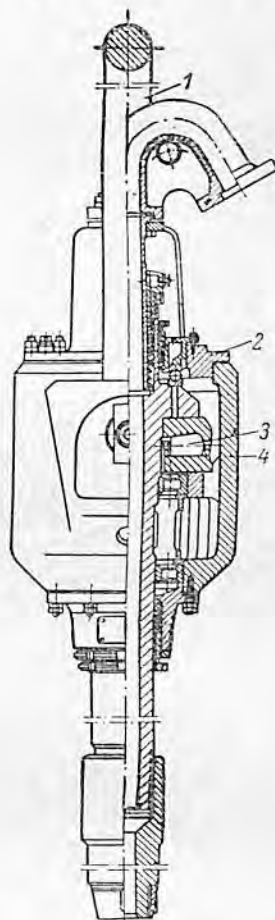


Рис. 47. Вертлог У6-130-1.
1 — хомут; 2 — крышка;
3 — роликподшипник; 4 — корпус.

нажимная гайка, в которой находится масляный сальник. В одном из ребер верхней крышки имеется отверстие для выпуска паров масла, которое закрывают пробкой при транспортировке вертлога и открывают при начале работы в буровой. Корпус снизу закрыт крышкой с сальником. Обе крышки корпуса присоединяются к корпусу на картонных прокладках.

Вертулюг У6-ШВ14-160М

Вертулюг У6-ШВ14-160М (рис. 48) является модернизацией вертулюга ШВ14-160 производства завода им. Л. Шмидта и отличается от него диаметром проходного отверстия, формой горловины, габаритными размерами и некоторыми конструктивными изменениями.

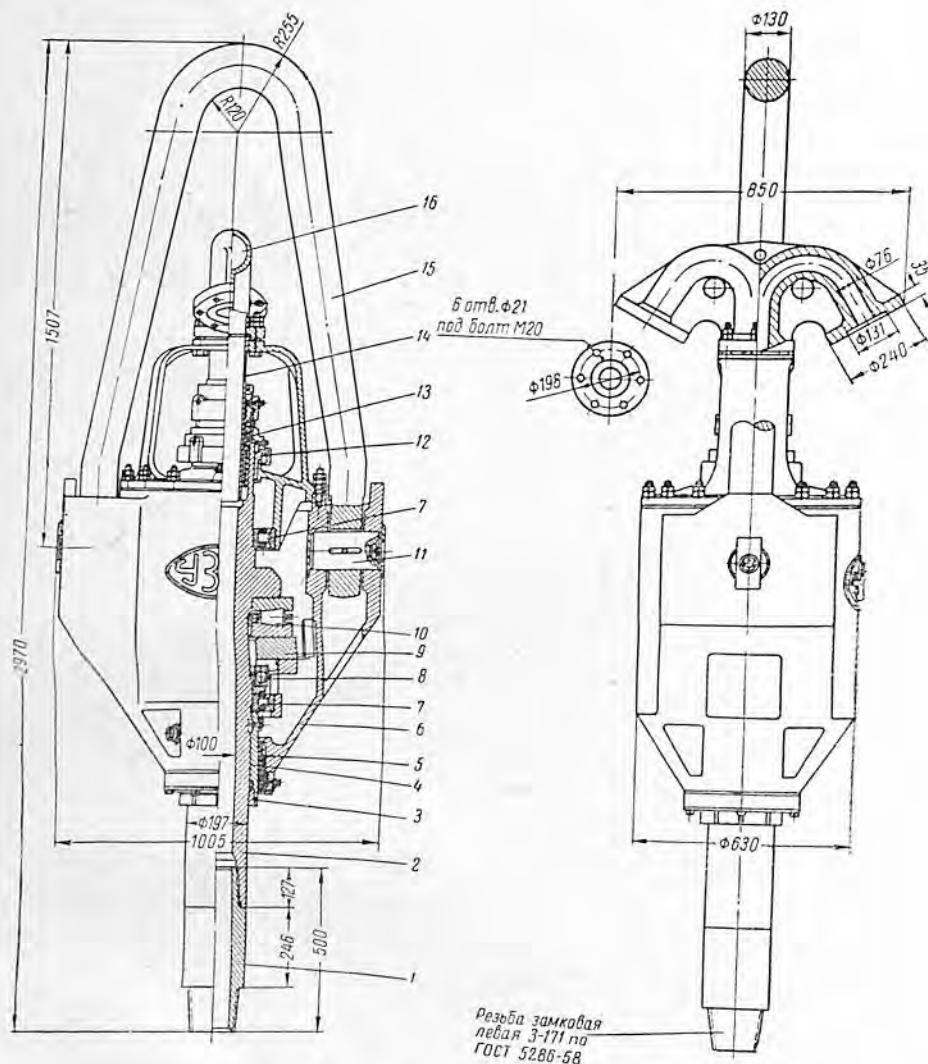


Рис. 48. Вертулюг У6-ШВ14-160М.

1 — переводник; 2 — ствол; 3 — гайка; 4 — втулка; 5 — сальник масляный пшжний; 6 — корпус; 7 — подшипник радиальный; 8 — подшипник упорный; 9 — кольцо; 10 — опора основная; 11 — палец; 12 — сальник верхний масляный; 13 — сальник напорный; 14 — труба напорная; 15 — серьга; 16 — горловина.

Вертлюг БУ-50Бр

Отличительной особенностью вертлюга БУ-50Бр (рис. 49) является нижнее расположение напорного сальника и подвеска вертлюга к крюку на двух штропах для элеваторов.

Напорная труба в отличие от обычных вертлюгов имеет большую длину и своим нижним концом выходит из ствола в полость переводника, в котором размещен напорный сальник с пакетом шевронных манжет, зажатых между пружинной снизу и манжетным кольцом сверху.

Вертлюг БУ-75Бр

Вертлюг БУ-75Бр (рис. 50) состоит из основных деталей: корпуса, верхнего и нижнего подшипников, ствола, напорной трубы, верхней и нижней крышек, отвода и штропа.

Внутри корпуса на верхнем шаровом радиально-упорном подшипнике подвешен ствол вертлюга, центрируемый нижним подшипником. В горловине верхней крышки установлена напорная труба, фланец которой зажат крышкой и отводом. Конец напорной трубы входит в ствол и соединяется с ним сальниковым уплотнителем.

Корпус вертлюга является картером с жидкой смазкой. В верхнюю шаровую опору смазка из картера подается специальной напорной трубкой при вращении ствола вертлюга.

ПРИВОДНЫЕ БУРОВЫЕ НАСОСЫ

ДВУХЦИЛИНДРОВЫЕ НАСОСЫ

В нефтяной промышленности распространены приводные буровые насосы горизонтального типа, поршневые двухцилиндровые двойного действия и трехцилиндровые двойного действия.

Все поршневые насосы имеют приводную и гидравлическую части.

Приводная часть состоит из шкива, трансмиссионного вала, пары зубчатых колес, коренного вала с кривошипами или эксцентриками, двух шатунов и двух крейцкопфов.

Все детали приводной части смонтированы в литой станине, которая соединяет в одно целое приводную и гидравлическую части насоса.

Насосы приводятся в действие электродвигателями или двигателями внутреннего сгорания.

Валы вращаются в подшипниках качения.

Гидравлическая часть состоит из литых рабочих цилиндров со съемными цилиндрическими втулками, поршней и штоков, связанных с механизмом приводной части насоса, и литых клапанных коробок со всасывающими и нагнетательными клапанами.

На нагнетательной части клапанных коробок установлен воздушный колпак-компенсатор с предохранительным клапаном гвоздевого типа.

Втулки больших диаметров (тонкостенные) изготовлены стальными. Втулки с внутренним диаметром до 170 мм изготовлены из модифицированного чугуна.

Для герметической посадки в цилиндры, на наружной поверхности втулок расположены пояски и резиновые уплотнения, которые сжимаются при помощи нажимных болтов.

Герметичная посадка поршней в цилиндрических втулках достигается гуммированием рабочей поверхности (самоуплотняющегося поршня).

В современных насосах клапанные коробки стальные.

Цилиндровые втулки, клапаны, валы, шестерни, клапанные коробки и станины подвергаются термообработке.

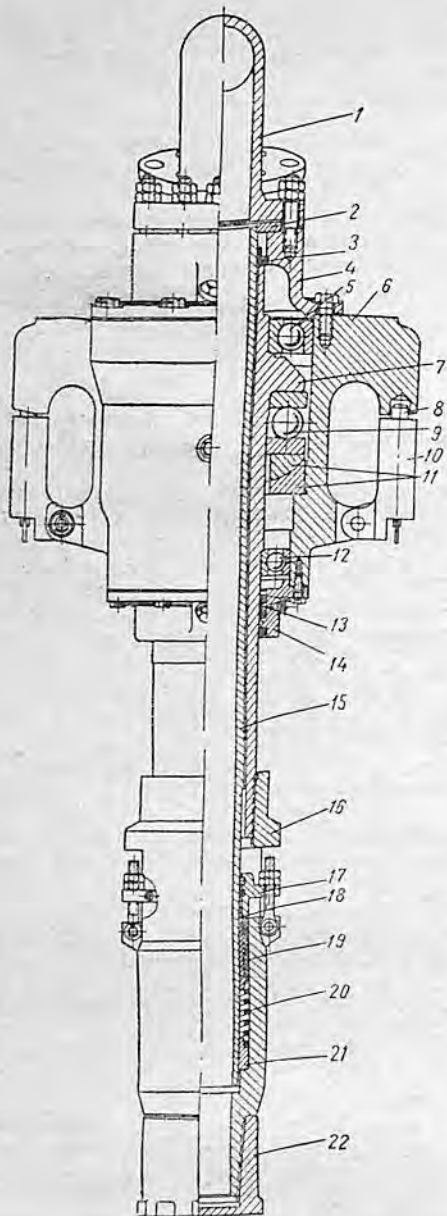


Рис. 49. Вертлюг БУ-50Бр.

1 — подвод напорный; 2 — фланец напорной трубы; 3 — уплотнительное кольцо; 4 — крышка; 5 — верхний центрирующий и упорный подшипник; 6 — корпус; 7 — ствол; 8 — основная опора (упорный шарикоподшипник); 9 — стопор (защелка) запорной скобы; 10 — запорная скоба; 11 — опорные кольца основной опоры; 12 — нижний центрирующий подшипник; 13 — сальник масляный; 14 — крышка нижняя; 15 — труба напорная; 16 — переводник; 17 — нажимная втулка напорного сальника; 18 — нажимное манжетное кольцо напорного сальника; 19 — нажимные уплотнительные кольца; 20 — пружина напорного сальника; 21 — грунтбукса; 22 — предохранительный колпак.

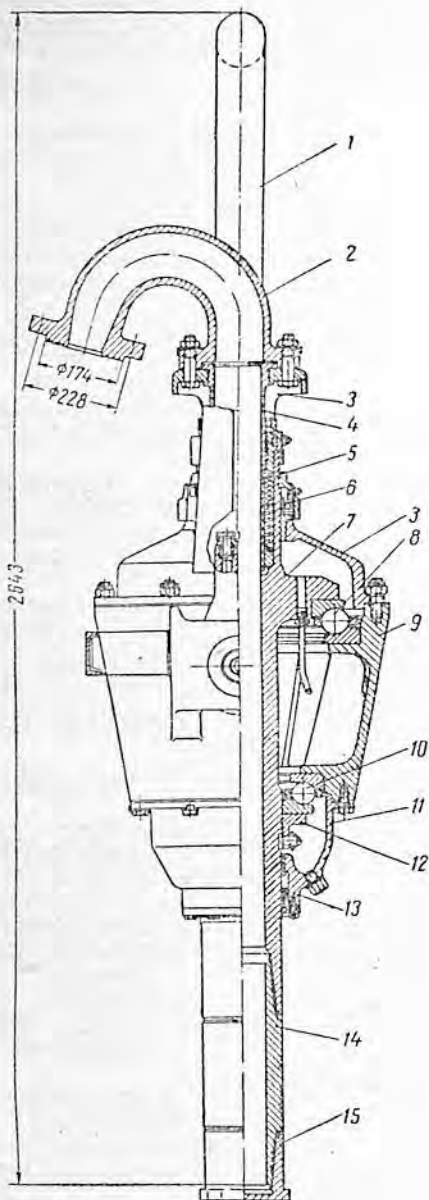


Рис. 50. Вертлюг БУ-75Бр.

1 — серьга; 2 — горловина; 3 — крышка; 4 — труба напорная; 5 — сальник напорный; 6 — сальник масляный верхний; 7 — ствол; 8 — основная шаровая опора; 9 — корпус; 10 — нижняя шаровая опора; 11 — крышка; 12 — гайка; 13 — сальник масляный нижний; 14 — переводник; 15 — колпак.

Таблица 51

Техническая характеристика вертлюгов

Показатели	БУ-50Бр	БУ-75БР, БУ-75БРЭ	БУ-75БРМ	ШВ14-160	У6-130-1	У6-ШВ14-160М	ШВ-15-300
Грузоподъемность, <i>м</i>	50	75	120/160	160	120	160	300
Скорость вращения, <i>об/мин</i>	300	200	300	350		300	350
Форма горловины			Однорогая			Двурогая	
Диаметр проходного канала, <i>мм</i>	103	100	103	75	75	100	100
Давление промывочной жидкости, <i>кг/см²</i>	150	150	250	—	—	170	—
Опоры:							
а) основная упорная	Шариковая 8336	Шарики диаметром 60 мм	—	—	Роликовая ГПЗ-49742 210×460×15	Роликовая	Роликовая цилиндрическая
б) центрирующая ствол, радиальная	Шариковая 36 234	—	—	—	Роликовая 32 234	»	То же
в) упорная	Шариковая, радиальная 134	Шариковая 500 шт. 12 шт.	—	Роликовая радиальная	Шарирная одинарная 170×240×452	—	Шариковая
Сальники:							
а) грязевые	—	—	—	Манжеты набивные	Манжеты самоуплотняющиеся	—	—
б) масляные	—	—	—	—	—	—	—
Габаритные размеры, <i>мм</i> :							
высота (с серьгой и переводником)	1815	2643	—	2970	3094	2970	3020
ширина (по цапфам)	645	760	—	975	954	1006	1100
ширина (по отводу)	400	—	—	770	—	850	720
Общий вес, <i>кг</i>	520	1020	920	1815	1800	2030	2100

Таблица 52

Смазка вертлюга У6-130-1

Наименование места смазки	Сорт смазки и заменитель		Указания по смазке
	летом	зимой	
Пальцы штропа	Консталин, ГОСТ 1957—52	Консталин, ГОСТ 1957—52	Через пружинные масленки ручным способом
Сальник грязевой трубы, манжетный	Солидол Л, УС-2, ГОСТ 1033—51	Солидол Л, УС-2С, ГОСТ 1033—51	Смазка через пружинную масленку в нажимной гайке ручным насосом
Смазка опор: основной опорный подшипник, верхний упорный шарикоподшипник и направляющие роликовые подшипники	Цилиндровое масло 2, ГОСТ 1841—51	Авиационное масло МС-14, ГОСТ 1013—49	Заливается через отверстие в крышке, верхний и нижний уровни контролируются пробками Смена смазки через три месяца, наполнение по мере надобности

Буровой насос У8-3

Буровой насос У8-3 (рис. 51) горизонтального типа, поршневой, двухцилиндровый, двойного действия.

Приводная часть этих насосов имеет коренной вал кривошипного типа, что позволяет установить в опорах этого вала и на мотылевой головке шатуна прочные подшипники качения и тем самым повысить работоспособность приводной части.

Однако такая кинематическая схема требует увеличения расстояния между осями цилиндров, что делает насос громоздким и тяжелым.

Насосы У8-3 используются для работы на форсированных режимах, особенно при бурении с промывкой водой, когда расход подаваемой двумя насосами жидкости повышается до 60 л/сек при давлении на выкиде насоса 100 нГ/см² и более.

Буровой насос У8-4

Гидравлическая часть насоса У8-4, как и других двухцилиндровых насосов двойного действия, состоит из двух клапанных коробок с двумя всасывающими и двумя нагнетательными клапанами каждая.

Насос снабжен компенсатором, состоящим из трех воздушных колпаков, объединенных в один блок и установленном на нагнетательном тройнике, предохранительным диафрагменным клапаном, установленном там же. К нагнетательной линии нагнетательный тройник присоединяется при помощи специального фланца.

Поршни насоса — самоуплотняющегося типа.

Приводной вал, зубчатая передача и кривошипно-шатунный механизм заключены в картер. Оба конца приводного вала обработаны под ступицу клиноременного шкива, что позволяет устанавливать шкив на любом конце вала.

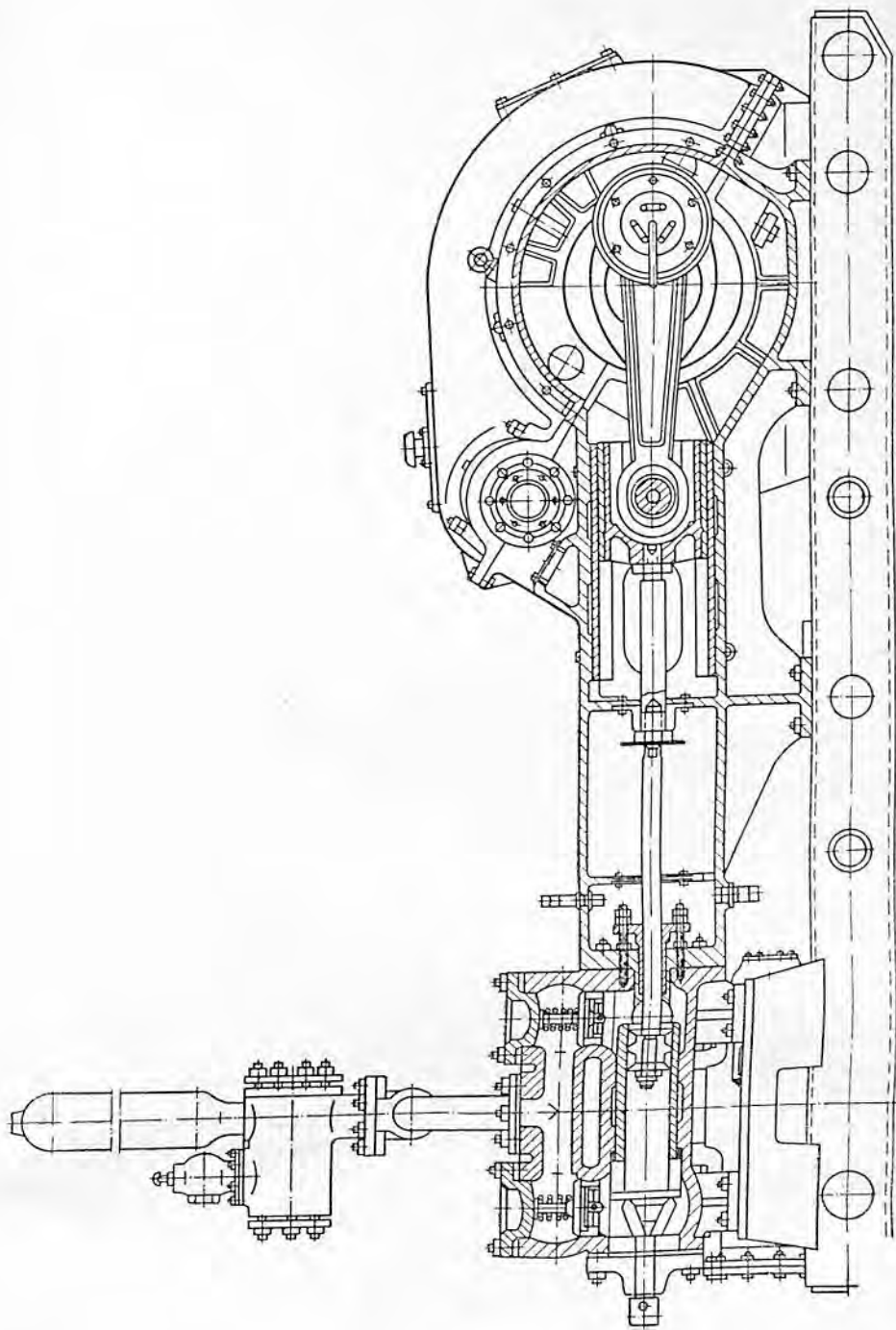


Рис. 51. Буровой насос У8-3.

Буровой насос У8-5

В последние годы Уралмашзаводом была разработана новая конструкция трехцилиндрового насоса, в которой учтены недостатки, имеющиеся в насосах 8Гр конструкции завода «Красный молот». Этому насосу присвоен шифр У8-5.

Насос У8-5 рассчитан на подачу промывочной жидкости 60 л/сек, максимальное давление, создаваемое насосом, 200 кг/см², гидравлическая мощность — 800 л. с.

Буровой насос У8-6

Буровой насос У8-6 двухцилиндровый, двойного действия, поршневой. Гидравлическая мощность его 650 л. с. при рабочем давлении до 200 кг/см². Гидравлический блок насоса рассчитан на установку цилиндровых втулок максимального диаметра 170 мм.

Гнезда для седел клапана цилиндрической формы, что обеспечивает простоту смены их при эксплуатации насоса, из тех же соображений поршни на штоки посажены на цилиндрическую часть штока.

Клапанные крышки быстросъемные и закрепляются в корпусе при помощи ленточной резьбы с крупным шагом. Сальники штока — самоуплотняющейся конструкции.

На нагнетательном блоке установлен трехкамерный пневматический компенсатор, заполняемый сжатым до 35—40 кг/см² воздухом.

Буровой насос 12Гр

Буровой насос 12Гр — двухцилиндровый, двойного действия, длина хода поршня 300 мм, гидравлическая мощность 360 л. с. при давлении 200 кг/см², размер сменных втулок: 130, 140, 150 и 160 мм.

Насос снабжен тремя напорными колпаками диафрагменного типа объемом 5 л каждый, рассчитанными на заполнение газообразным азотом с доведением максимального давления до 50 кг/см².

Передача от трансмиссии к насосу 12Гр осуществляется девятью клиновыми ремнями профиля Д ГОСТ 1284—57.

Буровой насос НГ-150

Буровой насос НГ-150 горизонтального типа, приводной, двухцилиндровый, двойного действия. Гидравлическая мощность его 150 л. с.

Насос рассчитан на максимальное давление 95 кг/см² и на максимальную производительность 25 л/сек при давлении 45 кг/см².

Насос приводится в движение при помощи восьми клиновых ремней профиля Д.

Буровой насос 9МГр

Буровой насос горизонтального типа, приводной, двухцилиндровый, двойного действия, имеет стальную литую клапанную коробку.

Приводная мощность насоса 100 л. с., гидравлическая 100 л. с. Насос имеет пять размеров сменных втулок и 55,90 двойных ходов. Максимальное давление на выкиде 100 кг/см².

Вес насоса с рамой и шкивом — 7500 кг.

Техническая характеристика приводных цилиндрических насосов

Показатели	Тип насоса						
	У8-3	У8-4	У8-5	У8-6	9МГр	12Гр	НГ-150
Теоретическая производительность (в л. с.) при диаметре поршня, мм:							
200	50,0	50,0	—	—	—	—	—
185	41,0	42,0	60,0	—	—	—	—
170	34,4	35,5	50,0	32,3	—	—	25,0
160	—	31,0	—	28,0	—	24,0	—
150	26,6	27,0	38,0	24,4	—	20,8	—
140	—	—	—	—	—	17,8	—
130	20,0	19,5	27,5	—	—	15,1	—
127	—	—	—	—	16,7	—	—
120	—	16,3	22,8	—	—	—	12,0
115	—	—	—	—	13,3	—	—
110	—	—	18,6	—	—	—	—
100	—	—	—	—	9,95	—	—
90	—	—	—	—	7,85	—	—
80	—	—	—	—	6,0	—	—
Давление на выкиде (в кг/см ²) при диаметре поршня, мм:							
200	55	67	—	—	—	—	—
185	70	80	100	—	—	—	—
170	85	95	120	154	—	—	45
160	—	110	—	177	—	125	—
150	110	125	157	200	—	145	—
140	—	—	—	—	—	170	—
130	150	172	200	—	—	200	—
127	—	—	—	—	35	—	—
120	—	200	200	—	—	—	95
115	—	—	—	—	45	—	—
110	—	—	200	—	—	—	—
100	—	—	—	—	60	—	—
90	—	—	—	—	75	—	—
80	—	—	—	—	100	—	—
Ход поршня, мм	450	450	350	350	250	300	260
Число двойных ходов	55	65	75	75	90	65	65
Число поршней	2	2	3	2	—	2	2
Приводная мощность, л. с.	—	600	1050	850	100	—	—
» » квт	375	—	—	—	—	325	—
Диаметр шкива насоса, мм	1600	1600	1250	1250	900	1530	1000
Диаметр шкива двигателя, мм	750	—	—	—	—	—	—
Число клиновых ремней	16	16	—	18	—	9	8
Ширина шкива, мм	600	—	826	—	—	—	—
Передаточное число зубчаток	—	4,73	—	—	—	4,75	4,357
Максимальная скорость вращения шкива насоса, об/мин	—	308	—	369	—	—	285

Продолжение табл. 53

Показатели	Тип насоса						
	У8-3	У8-4	У8-5	У8-6	9МГр	12Гр	НГ-150
Диаметр приемной трубы, мм	250	280	280	250	100	150	150
Диаметр нагнетательного патрубка, мм	150	140	150	140	50	70	100
Габариты насоса, мм:							
длина	6 730	4 750	4 940	4 190	2630	3340	3320
ширина	2 470	3 175	3 073	2 362	1040	2270	1980
высота	2 950	3 865	3 698	3 205	1630	2290	2515
Вес насоса, кг	19 000	19 500	21 640	18 800	2760	9500	750

Таблица 54

Производительность и давление насоса

Диаметр цилиндрических втулок, мм	75 ходов в минуту при $n_{ДВ} = 1500 \text{ об/мин}$		60 ходов в минуту при $n_{ДВ} = 1200 \text{ об/мин}$	
	производительность, л/сек	давление, кг/см ²	производительность, л/сек	давление, кг/см ²
100	8,1	120,0	6,4	150,0
120	12,0	80,5	9,7	100,0
170	25,5	38,0	20,4	48,3

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТОРМОЗЫ

гидравлический двухроторный тормоз

Гидравлические тормозы (гидротормозы) предназначены для поглощения части энергии падающего груза.

На рис. 52 показан двухроторный гидротормоз.

Двухроторный гидротормоз состоит из корпуса 7, установленного на двух укрепленных на раме лебедки стойках 6, вала 1 с укрепленными на нем роторами 5, двух роликоподшипников № 32234, кулачковой муфты 4 и крышек статора 3.

Внизу статор образует камеру, соединяющуюся с камерами крышек, и кончается отверстием диаметром 150 мм с фланцем для подвода воды из холодильника.

Вверху статор против каждого из роторов имеет 50-мм отверстия для крепления труб, отводящих воду в холодильник.

Для предотвращения попадания воды из рабочих камер в роликовые подшипники установлены севанитовые прокладки 2.

Вращающаяся часть ротора при помощи кулачковой муфты, передвигаемой по шлицевому концу вала, соединяется с подъемным валом лебедки на время спуска буровой колонны в скважину.

Торможение регулируется изменением количества подводимой в тормоз воды или изменением уровня воды в холодильнике рядом.

Холодильник (рис. 53) представляет собой вертикальный резервуар 1 объемом 0,35 м³. Для регулирования уровня воды в холодильнике установлены

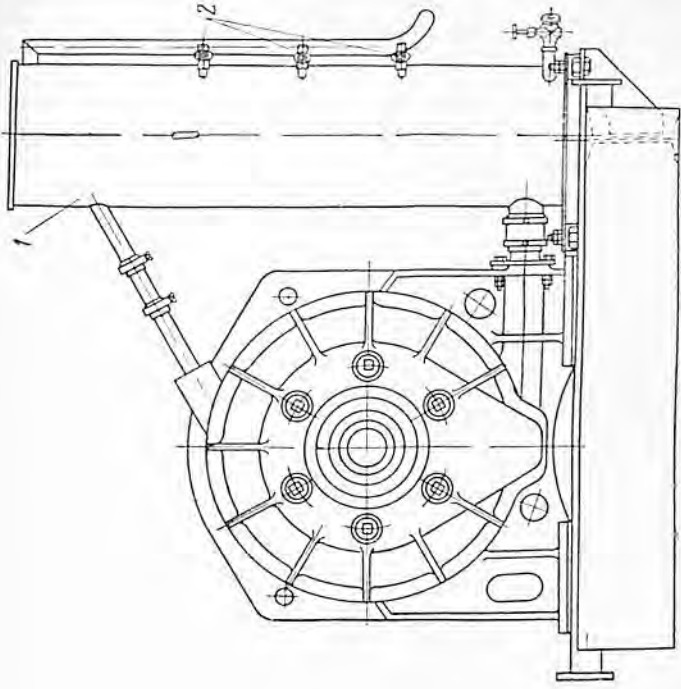
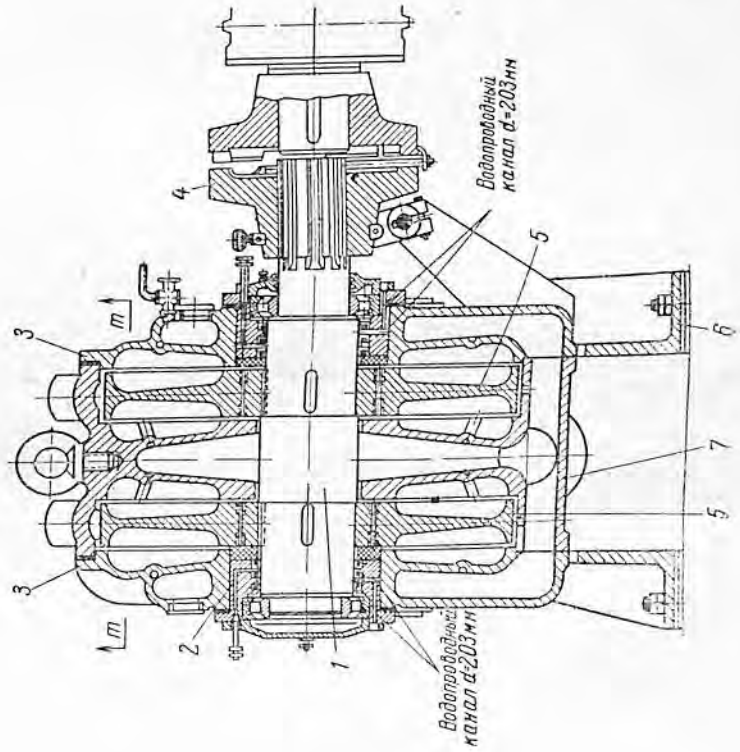
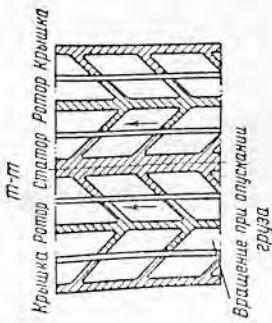


Рис. 53. Установка гидротормоза с холодильником.
1 — вертикальный резервуар; 2 — кран.

Рис. 52. Двухроторный гидравлический тормоз.
1 — вал; 2 — сепараторные прокладки; 3 — крышка статора;
4 — кулачковая муфта; 5 — ротор; 6 — стойка; 7 — корпус.

Таблица 55

Техническая характеристика гидравлических тормозов

Показатели	УЗТМ	УЗТМ	УЗТМ	УЗТМ	ШГТ-2	ШГТ-3
Количество роторов	1	1	2	2	2	3
Диаметр роторов, мм	1000	1150	1000	1150	1015	1015
Допустимая скорость вращения ротора, об/мин	500	500	500	500	500	500
Тормозной момент, развиваемый при 500 об/мин и полном заполнении, кг·м	3000	6000	6000	12 000	4200	6300
Диаметр конца вала под кулачковую муфту, мм	145	145	165	165	160	180
Высота оси вала от опорной плоскости лап, мм	750	750	895	895	745	745
Емкость холодильника, л	350	450	350	1000	350	350
Габаритные размеры тормоза (без холодильника), мм:						
длина по оси вала	1340	890	1435	1340	1150	1470
высота	1410	1700	1590	1700	1520	1380
Вес тормоза без холодильника, кг	2240	2107	3370	4032	3396	4485
Вес холодильника, кг	190	238	200	450	150	150

три крана 2. Для заполнения холодильника водой и спуска из него воды установлены два вентиля.

При спуске тяжелых колонн во избежание нагрева воды выше 75—80° С тормоз должен работать на проточной воде. В зимних условиях допускается применять незамерзающие растворы.

ТУРБОПЕРЕДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПРИВОДАХ СОВРЕМЕННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В современных буровых установках все чаще стали применять турбопередачи для соединения ведущего вала двигателя с ведомым валом трансмиссии, расположенным по одной оси с ним, вместо жесткого соединения.

Передача вращения ведомому валу осуществляется при помощи замкнуто циркулирующей жидкости без механического соприкосновения валов.

Различают три вида турбопередач: турбомуфты, турботрансформаторы и комплексные турботрансформаторы.

Коэффициент полезного действия современных турбопередач составляет 80—90%.

Турбомуфта состоит из двух основных частей — насоса и турбины. При вращении ведущего вала рабочая жидкость приобретает в каналах насоса кинетическую энергию и отбрасывается центробежной силой к периферии на лопатки турбины, создавая на ведомом валу крутящий момент. Отработав, жидкость вновь попадает в насосное колесо турбомуфты.

Турботрансформатор отличается от турбомуфты наличием неподвижного направляющего аппарата, что позволяет использовать его как редуктор, изменяющий скорость вращения и крутящий момент на валу исполнительной машины.

В турботрансформаторе, так же как и в турбомуфте, рабочая жидкость, получив скоростной напор, из насосной части попадает в турбину, где она преобразуется в механическую энергию вращения ведомого вала.

Из турбины жидкость попадает в направляющий аппарат, где скорость потока выравнивается до первоначальной, и цикл движения жидкости возобновляется.

В современных турботрансформаторах отношение номинальных крутящих моментов на ведомом и ведущем валах принимается равным не более трех.

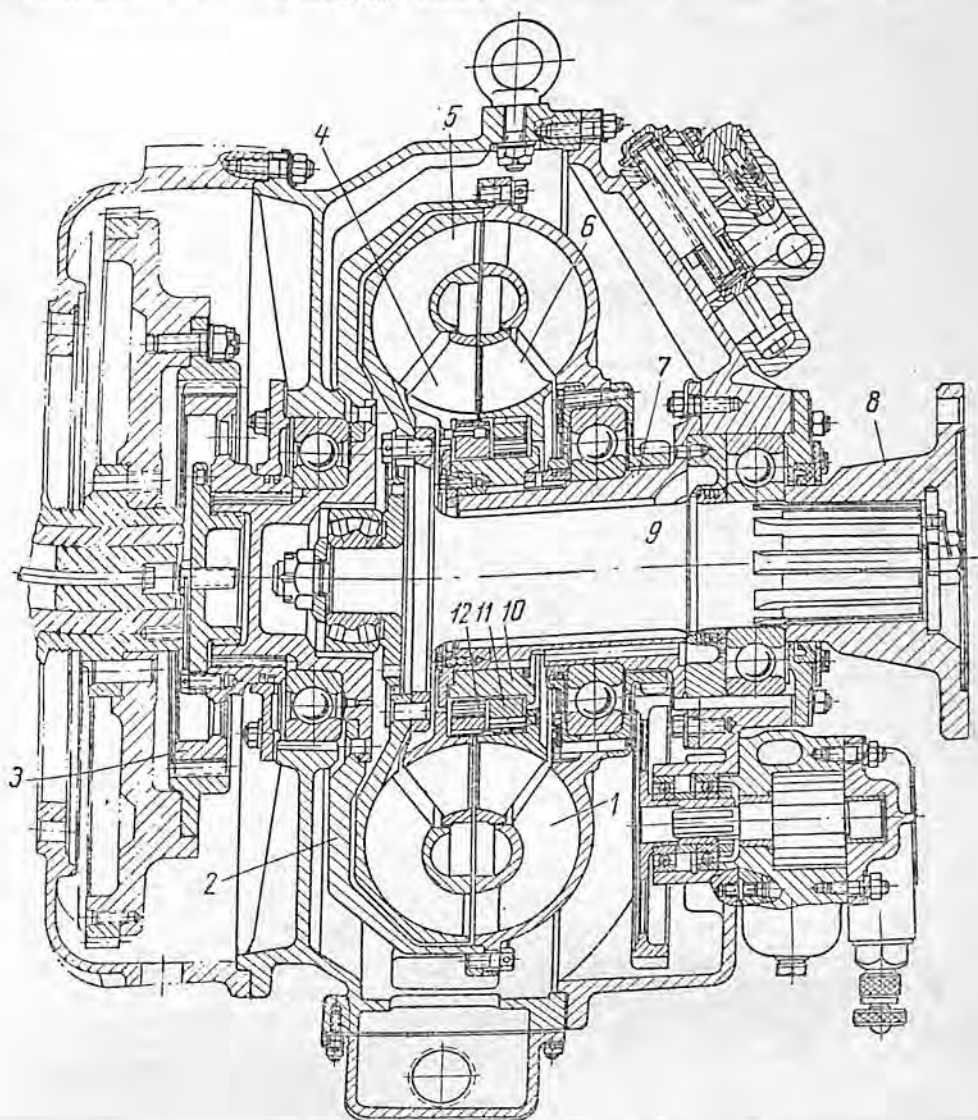


Рис. 54. Турботрансформатор ТТК-1.

1 — насосное колесо; 2 — корпус; 3 — шестерня; 4, 6 — направляющие аппараты; 5 — турбинное колесо; 7 — кронштейн; 8 — полумуфта; 9 — вал; 10 — втулка; 11 — обойма; 12 — ролик.

Снижение номинальной величины этого отношения приближает рабочий процесс в турботрансформаторе к процессу в турбомуфте, отличающемуся более высокими значениями к. п. д.

Широко распространены также комбинированные или комплексные турботрансформаторы, способные работать как на режиме турботрансформатора,

так и на режиме турбомуфты. Переход работы с одного режима на другой происходит автоматически в зависимости от нагрузки. Достигается это тем, что направляющий аппарат, установленный на обгонной муфте, может свободно вращаться вперед в направлении вращения турбины и насоса, заклиниваясь при изменении направления вращения.

При значительной нагрузке на ведомом валу скорость вращения турбины уменьшается и выходящий из турбины поток рабочей жидкости попадает на лицевую сторону лопаток направляющего колеса, вызывая его заклинивание. В этом случае турбопередача работает на режиме трансформатора с увеличенным моментом на ведомом валу.

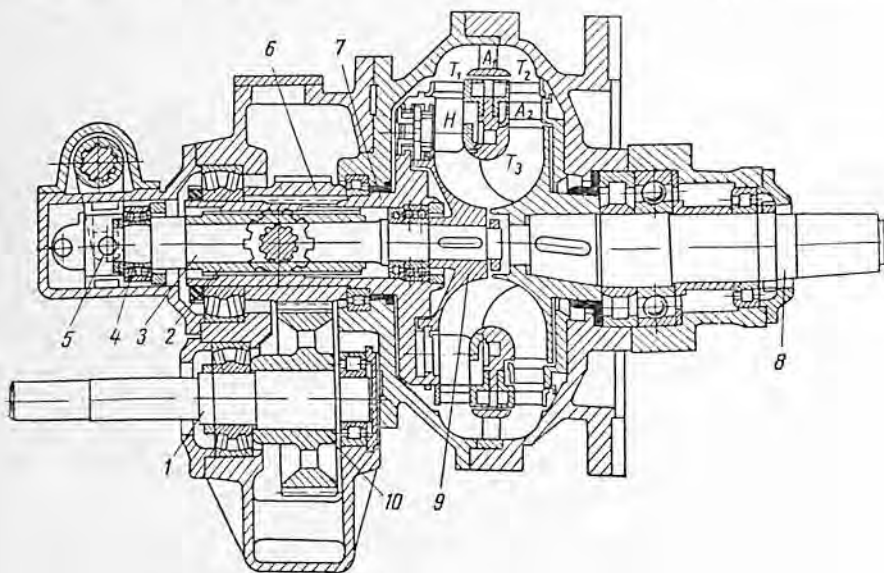


Рис. 55. Турботрансформатор с поворотными лопатками насосного колеса.

1 — вал; 2 — втулка; 3 — валик; 4 — подшипник; 5 — муфта; 6, 10 — зубчатые шестерни; 7 — вал; 8 — выходной вал; 9 — зубчатый диск.

Если рабочая нагрузка падает, турбина разгоняется и выходящий из турбины поток жидкости попадает на тыльную сторону лопаток направляющего аппарата. В связи с этим направляющий аппарат начинает свободно вращаться, не внося заметных изменений в поток, и турбопередача работает на режиме турбомуфты при равенстве крутящих моментов на ведущем и ведомом валах и максимальных значениях к. п. д.

Установка турбопередач значительно улучшает характеристику привода с двигателем внутреннего сгорания, делая ее более гибкой, быстро приспосабливающейся к изменяющимся во время работы нагрузке и скоростям движения исполнительных механизмов.

Гибкость характеристики турбопередач определяется коэффициентом собственной приспособляемости

$$K = \frac{-M_{\max}}{M_{\text{ном}}}$$

и диапазоном регулирования

$$R = \frac{n_{\max}}{n_{\min}},$$

где M_{\max} — наибольший крутящий момент при устойчивом режиме работы двигателя;

$M_{\text{ном}}$ — номинальный крутящий момент двигателя;

n_{\max} — наибольшая скорость вращения вала в рабочем диапазоне;

n_{\min} — наименьшая скорость вращения при сохранении устойчивой работы двигателя;

K — коэффициент, характеризующий перегрузочную способность двигателя, показывает, в какой мере двигатель может приспособляться к увеличению нагрузки (без переключения скорости).

Мощность турбопередачи изменяется пропорционально третьей степени чисел оборотов, поэтому турбопередачи устанавливают непосредственно после двигателя на наиболее быстроходных валах агрегата.

Турбопередачами оснащены силовые агрегаты буровых установок БУ-75Бр. В этой установке используются два силовых агрегата САТ-4 с выходной мощностью 320—330 л. с. каждый.

Известны турбопередачи — турботрансформатор ТТК-1 (рис. 54) и турботрансформатор с поворотными лопатками насосного колеса (рис. 55).

САМОХОДНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ПЕРЕДВИЖНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА УБШ-1

Буровая установка УБШ-1 предназначена для поисково-разведочного бурения скважин малого диаметра глубиной до 2000—2200 м. Основные узлы буровой установки смонтированы отдельными блоками, рамы которых выполнены в виде салазок, допускающих транспортировку блоков волоком тракторной тягой.

Лебедочно-роторный блок. На раме-салазках лебедочно-роторного блока смонтированы дизель В2-300А, раздаточный редуктор, главный фрикцион (шпинноавтоматическая муфта), коробка скоростей, лебедка с гидравлическим трехцилиндровым тормозом, трансмиссии привода насосов, ротор и рабочая компрессорная станция.

Насосный блок. На насосном блоке смонтированы два насоса 9МГр, компрессор и манифольд с пусковыми задвижками.

Вышечный блок включает разборную секционную вышку из труб, ноги которой опираются на полозья.

Вышка оборудована маршевыми лестницами с переходными площадками до площадки верхнего рабочего и лестницей тоннельного типа до кронблочной для обслуживания кронблока.

Вспомогательный блок состоит из дизель-электрической станции, аварийного компрессора, ресивера и электродвигателя аварийного привода механизмов лебедочно-роторного блока, соединяемых цепной передачей с раздаточным редуктором.

Лебедка буровой установки УБШ-1 одnobарабанная с включением скоростей шпинноавтоматическими муфтами, с двухленточным тормозом простого действия и дополнительным трехцилиндровым гидравлическим тормозом, предназначенным только для подачи инструмента.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УФИМЕЦ

Буровая установка Уфимец предназначена для бурения структурно-поисковых скважин глубиной 1600—2000 м. Установка может быть использована также для эксплуатационных скважин диаметром 120 мм и глубиной до 2000 м с испытанием на приток нефти.

Установка смонтирована в виде двух блоков, приспособленных для перевозки на металлических саях и на автомашине.

Установка снабжена регулятором подачи долота двухцилиндрового типа с движением поршней от специально спроектированной кулачковой шайбы

и возвратом поршней при помощи коромысла. Включают регулятор через ведомую шестерню и шестерню на барабане лебедки, передаточное число от лебедки на регулятор 82—12, интервал скоростей подачи долота от 0 до 40 м/сек и грузоподъемность (наибольшая) 40 т.

Лебедка буровой установки снабжена однодисковым гидравлическим тормозом. Мощность снимаемая гидравлическим тормозом при 400 об/мин барабана лебедки, 1000 л. с., диаметр ротора 800 мм.

Для закрепления и открепления резьбы инструмента и обсадных труб установка снабжена катушечным блоком, который устанавливается на первом поясе вышки. Диаметр катушки 100 мм, скорость вращения 60 об/мин, мощность электродвигателя привода 5,5 квт, а скорость вращения 970 об/мин. Габаритные размеры катушечного блока 850 × 360 × 530 мм, вес блока 140 кг.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-5

Установка УРБ-5 предназначена для бурения поисково-разведочных скважин малого диаметра турбинным способом глубиной до 2000 м.

Установка состоит из лебедочного, силового, насосного и вышечного блоков. Кроме того, в комплект буровой установки входят циркуляционная система, гидроциклонная установка, емкости и глиномешалка, приемные мостки, дизель-генераторная станция и т. д.

Вышечный блок состоит из А-образной вышки высотой 31 м и грузоподъемностью 50 т, смонтированной на основании-салазках.

На ногах вышки укреплены: площадка верхового рабочего с магазином бурильных труб, площадка для обслуживания вертлюга, стояк, пневмораскредитель, лестницы и талевая система.

Лебедочный блок в рабочем положении устанавливается на раму-салазки вышки и закрепляется на них. Лебедочный и силовой блоки соединяются между собой мощными стяжками. Стяжки фиксируют блоки относительно друг друга и позволяют в случае необходимости компенсировать вытяжку клиновых ремней.

Лебедка однобарабанная с двухскоростным цепным редуктором, обеспечивающая включением шиннопневматических муфт две независимые скорости подъемного барабана.

Подъемный барабан оборудован двухленточным тормозом со сменными тормозными колодками и гидравлическим тормозом, включаемым шиннопневматической муфтой.

Для ведения вспомогательных работ на кожухе лебедки смонтирована вспомогательная электролебедка с кнопочным управлением.

С лебедкой цепной передачей соединен гидравлический механизм подачи, который в случае необходимости обеспечивает аварийный подъем инструмента.

Механизм подачи состоит из электродвигателя и редуктора с большим передаточным числом. Редуктор соединен с многоцилиндровым насосом, который используется как гидравлический тормоз подачи, поддерживающий постоянное давление на забое (независимо от тормозной системы лебедки). Обгонная муфта механизма подачи дает возможность поднимать бурильную колонну без его отключения.

Роторный блок установлен на собственной раме-салазках, смонтированной на раме вышечного блока.

Силовой блок состоит из дизеля В2-400, компрессорной станции и раздаточного редуктора, которые расположены на раме-салазках ферменного типа, служащей одновременно его основанием в рабочем положении установки.

В насосный блок входят: буровой насос ВН-150 или два насоса Б-14/200 или 13Гр. В последнем случае на раздаточном редукторе устанавливается второй клиноремный шкив, дизельно-роторная станция с электрощитом и вспомогательный компрессор с электроприводом и ресивером.

Ротор и лебедка установки работают на четырех скоростях вращения, при этом у ротора — двухскоростной реверс.

Техническая характеристика передвижных и полупереводных буровых установок

Показатели	УВШ-1	Уфимец	УРБ-5	БУ-50Бр
Наибольшая глубина бурения, м	2000	2000	2000	3000
Высота вышки, м	27,6	26,6	31	31
Грузоподъемность вышки, т	50	20	50	70
Количество двигателей	1	1	1	2
Тип двигателя № 1	Дизель В2-300А	Дизель В2-300А	Дизель В2-400	Дизель В2-300А
Тип двигателя № 2	—	—	—	—
Общая мощность дизелей, л. с.	300	200	400	600
Диаметр талевого каната, мм	21,5— 26,5	24	—	—
Оснастка талей	—	3×4	3×4	3×4
Канатосмкость барабана, м	—	240	—	9,0
Максимальное натяжение каната, Т	8,5	—	7,5	—
Скорость подъема крюка, м/сек:				
I	—	0,17	0,34	0,31
II	—	0,29	0,57	0,50
III	—	0,41	1,06	0,85
IV	—	0,57	1,74	1,50
V	—	0,73	—	—
VI	—	1,1	—	—
Длина свечи, м	18	18	18	18
Диаметр буровых труб, мм	73 (2 1/2") 84 (3")	73	73 (2 1/2") 89 (3")	73 (2 1/2") 89 (3")
Размер проходного отверстия в столе ротора, мм	360	—	360	360
Скорость вращения стола ротора, об/мин:				
I скорость	—	70	64	—
II »	—	122	106	—
III »	—	180	186	—
IV »	—	252	304	—
		314 и 440		
Обратный ход, об/мин	—	—	—	—
Грузоподъемность ротора (статическая), т	50	40	40	50
Число буровых насосов	2	2	1	2
Тип насосов	9МГр	9МГр	6Н-150	БН-1
Производительность насоса, л. с.	6,1	5,5	до 18	до 18
Давление, кг/см ²	до 160	80	150	до 150
Приводная мощность, л. с.	100	60	до 330	до 330
Ходовая часть основных блоков	С л а з к и	С л а з к и	С м е н н а я т р а н с п о р т - н а я б а з а	С м е н н а я т р а н с п о р т - н а я б а з а
Габаритные размеры, мм:				
длина	—	6000	—	—
ширина	—	2400	—	—
высота	—	2000	—	—
Полный вес установки, т	54	22,5	70	90

Принцип работы механизма подачи: при включении механизма подачи и растормаживании подъемного барабана последний начинает вращаться от усилия, передаваемого канатом (от веса подвешенной колонны). Вращение барабана цепными передачами передается редуктору механизма подачи и через обгонное устройство насосу, который начинает перекачивать масло. Дросселирование перекачиваемого масла создает определенное постоянное тормозное усилие, которое тем больше, чем больше закрыт дроссель. При закрытом дросселе насос не вращается (нет перетока масла) и, следовательно, подъемный барабан полностью затормозится. Регулировкой открытия дросселя по индикатору веса устанавливается необходимое давление долота на забой, которое в дальнейшем остается постоянным независимо от скорости разбуривания забоя.

Коробка скоростей снабжена датчиком крутящего момента, который при превышении величины заданного крутящего момента воздействует на дроссельное устройство насоса и тем уменьшает скорость подачи или даже останавливает подачу бурильной колонны. При достижении критического крутящего момента, угрожающего целостности колонны, датчик включает электропневматический вентиль, соединяющий шиннопневматическую муфту с компрессором, и электродвигатель, вследствие чего вращается редуктор, а затем начинается автоматический подъем бурильной колонны в первоначальное положение (т. е. происходит автоматическое расхаживание бурильной колонны).

Для аварийного подъема бурильной колонны включаются электродвигатель и шиннопневматическая муфта.

Гидравлический механизм подачи обеспечивает скорость подачи колонны в пределах от 0,125 до 52 м/ч и грузоподъемностью до 28 т при аварийном подъеме инструмента.

ОТОПИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Для обогрева производственных и бытовых помещений буровых, подогрева промывочной жидкости, топлива и смазок, а также для технологических целей применяются котельно-отопительные агрегаты БУ-40, УПК и ПКН-1.

Котельно-отопительный агрегат БУ-40 представляет собой передвижную закрытую котельную с жаротрубным котлом локомотивного типа.

Котел оборудован универсальной топкой, обеспечивающей нормальную работу котла на различных видах топлива, жидком и газообразном: угле, дровах, нефти, мазуте, солянке, природном нефтяном газе и др.

Котел имеет два запасных бака, два питательных бака и ручной насос. Система водяных и паровых коммуникаций котла позволяет питать его водой без насоса и водопровода.

Для нормальной работы котла (рис. 56) не нужна специальная водоподготовка. Люк, расположенный на заднем торце котла, облегчает чистку прямых жаровых труб.

Котельно-отопительный агрегат УПК (рис. 57) представляет собой вертикальный водотрубный двухбарабанный котел с арматурой, гарнитурой и вспомогательным оборудованием, защищенный от внешней среды металлической будкой с полукруглой крышей.

Котел снабжен водяным насосом, топливным насосом, вентилятором, эжектором, двумя водяными баками, ручным насосом и другим необходимым оборудованием.

Котел УПК работает на жидком и газообразном топливе и может работать как котел-утилизатор, используя топливо отходящих газов от газовых турбин или других источников. Отходящие газы подаются в котел со стороны противоположной предтопки.

Конструкция топки такова, что котел легко приспособить для работы на твердом топливе путем установки съемных колосников без каких-либо изменений конструкции деталей и узлов котла.

При комбинированной эксплуатации котла расход топлива, сжигаемого в предтопке, значительно сокращается.

Котел состоит из двух барабанов с приваренными к ним циркуляционными трубами, предтопка и коротких дымовых труб. Топочное пространство расположено в центральной части котла, а по обеим сторонам его установлены конвективные пучки труб, образующие два газохода. Топочное пространство отделено от конвективной части труб приваренными к ним ребрами. Трубы с ребрами составляют радиационную поверхность топки котла.

При сжигании жидкого или газообразного топлива основную тепловую нагрузку (70—75 %) несет топочный экран, а конвективная поверхность воспринимает остальные 25—30% всего тепла, используемого котлом.

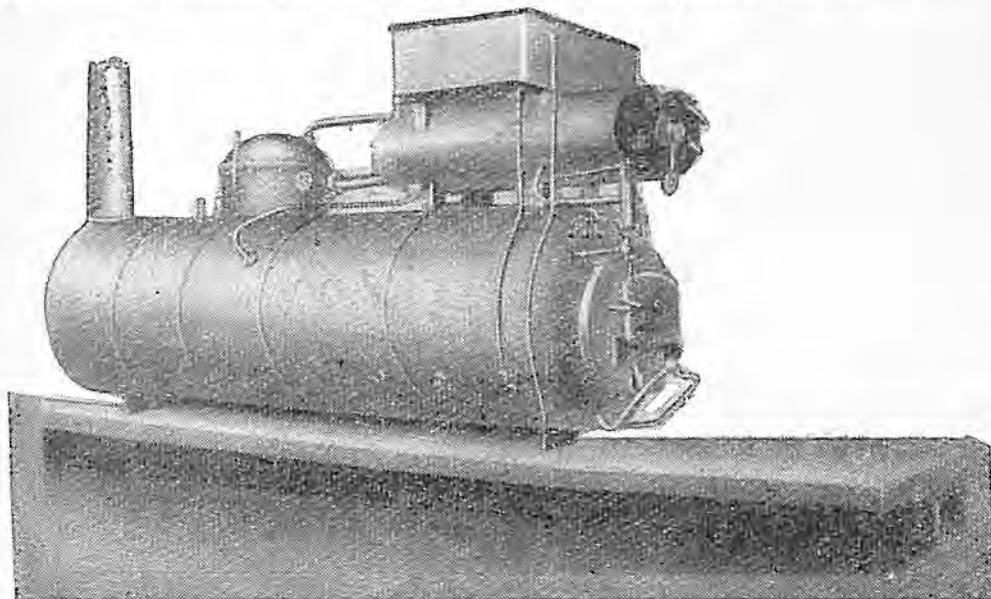


Рис. 56. Котельно-отопительный агрегат БУ-40.

При работе котла на режиме утилизатора съем тепла отходящих газов осуществляется только конвективной поверхностью нагрева. Топочный экран при этом почти не несет тепловой нагрузки.

При комбинированном режиме тепло отходящих газов воспринимает конвективная часть, а тепло сжигаемого топлива использует в основном топочный экран.

Предтопок котла оборудован шарнирным устройством для установки форсунок жидкого или газообразного топлива, обеспечивающим возможность быстрой и удобной замены одних форсунок другими соответственно используемому топливу. Воздух для горения подается через регулируемые отверстия в предтопке вентилятором, который обеспечивает достаточный искусственный подпор.

Размеры барабанов и расположение труб обеспечивают доступ для чистки и ремонта котла.

Конструкцией котла предусмотрен термический метод внутрикотловой обработки воды, осуществляемый реактором каскадного типа, помещенным в верхнем барабане. Выпадающие в нем соли в значительной части сбрасываются в нижний барабан, из которого периодически удаляются вместе со шламом через продувочные краны. Часть шлама, осевшая в каскадном реакторе, периодически удаляется из него. При питании котла очень жесткой водой (с большим содержанием солей постоянной жесткости) рекомендуется применять (докотловую) обработку воды путем осветления в механическом фильтре с антрацитовым крошкой или кварцевым песком и натрий-катионирования.

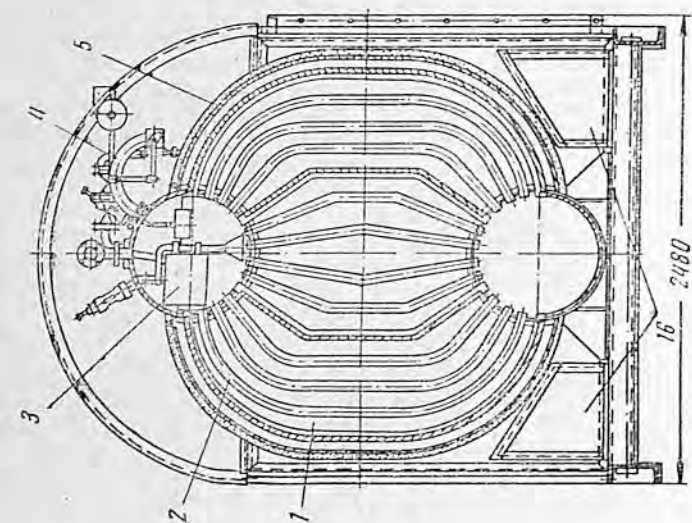
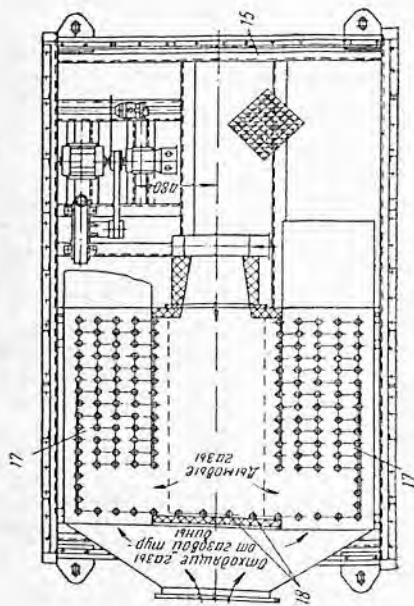
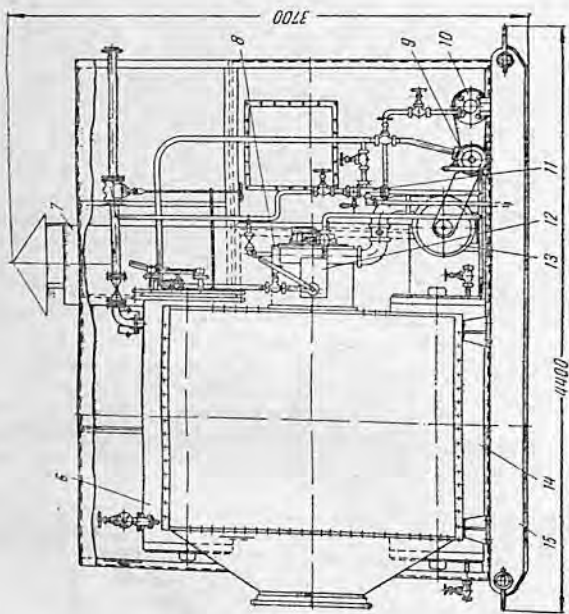


рис. 57. Котельно-отопительный агрегат УПК.
 1 — котел; 2 — трубная система котла; 3 — устройство для внутрикотловой обработки воды; 4 — автоматический регулятор уровня воды; 5 — кожух; 6 — верхний барабан; 7 — дымовые трубы; 8 — предтопок; 9 — насос водной; 10 — толлинный насос; 11 — эжектор; 12 — ручной водяной насос; 13 — вентилятор; 14 — нижний барабан; 15 — рама салазок с укрытием; 16 — водяные баки; 17 — конвективные пучки труб; 18 — задний экран.



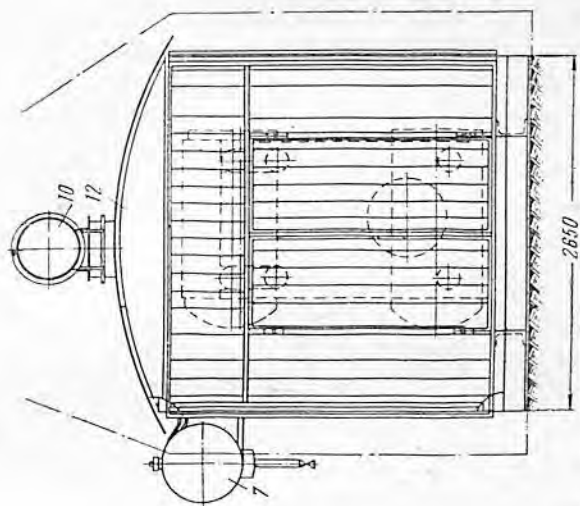
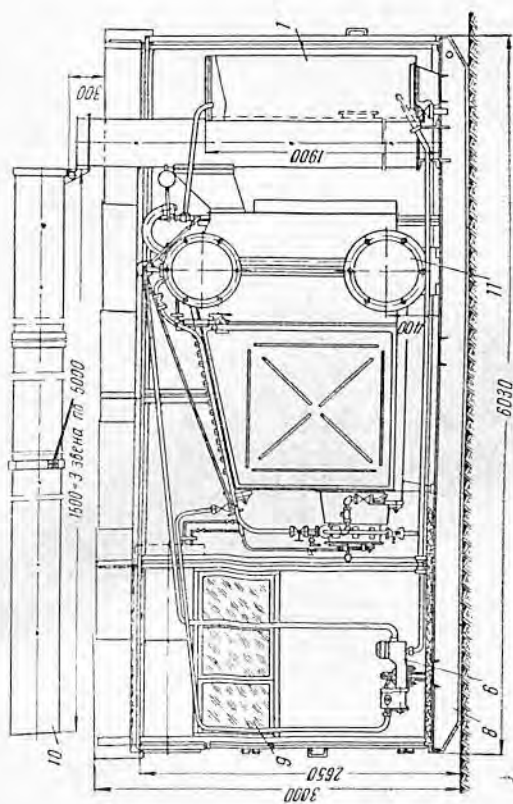
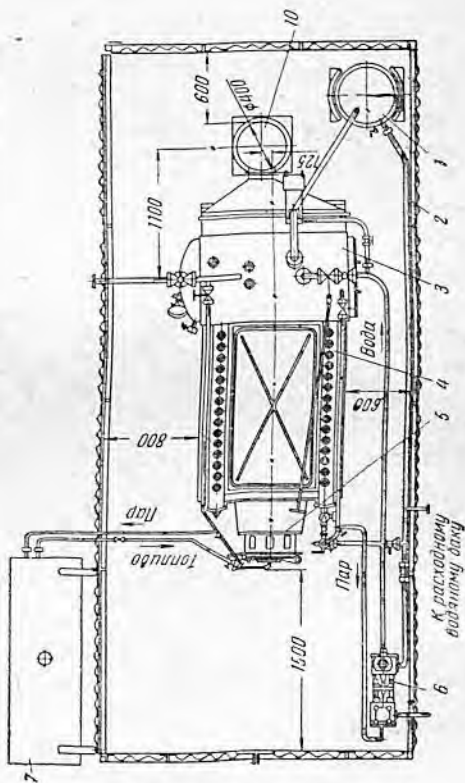


Рис. 58. Котельно-отопительный агрегат ПЧН-1.
 1 — сливной бак; 2 — щиты укрытия из волокнистой стали; 3 — верхний барабан; 4 — верхний наклонный коллектор; 5 — точечное устройство; 6 — насос паровой; 7 — топливный бак; 8 — рама-салазки; 9 — помещение для обслуживания котла; 10 — дымовая труба; 11 — нижний барабан; 12 — крышка агрегата.



Техническая характеристика котельных установок

Показатели	Тип котельного агрегата		
	БУ-40	УПК	ПКН-1
Тип котла	Горизонтальный жаротрубный локомобильный	Вертикальный водотрубный двухбарабанный	
Поверхность нагрева, м ²	20	Радиационная 6	5
		Конвективная 63	21,5
Паропроизводительность (номинальная), кг/ч	250	1000	1000
Рабочее давление (номинальное), кг/см ²	3	3	8
Объем топочной камеры, кг/ч	0,35	1,2	1,6
Расход топлива:			
нефти или мазута, кг/ч	30	85	90,5
угля, кг/ч	50	200	—
газа, м ³ /ч	25	92	—
Паропроизводительность (в кг/ч) при работе на отходящих газах с температурой 400° С на выходе котла	—	550	—
Количество отходящих газов, м ³ /ч	—	24 500	—
Расход жидкого топлива (в кг/ч) для получения номинальной паропроизводительности котла при комбинированной работе	—	38	—
Система тяги	Труба диаметром 250 мм, высотой 8,2 м от крыши	Вентилятор ВД-3	Трубы диаметром 400 мм, высотой 15 м от крыши или центробежный вентилятор Вр 750 об/мин
Привод вентилятора	—	Электродвигатель АЛ-42-2 28 квт 1500 об/мин	—
Тип водяного насоса	Ручной	Приводной 1В-0,9	Приводной
К. п. д. котла	0,76	0,8 (при сжигании топлива)	0,76
Укрытие	Деревянное вагонного типа по деревянному каркасу	Металлическое из листовой стали по каркасу	Металлическое из волнистой стали

Продолжение табл. 57

Показатели	Тип котельного агрегата		
	БУ-40	УПК	ПКН-1
Тип крыши	Двускатная на деревянных балках с толем по сплошной обшивке	Металлическая полу-круглая из листовой стали по стальному каркасу	
Габаритные размеры котла, мм:			
длина	3660	2800	3100
ширина	1065	2200	1600
высота	1500 (с сухопарником)	2750	2500
Вес котла с арматурой и вспомогательным оборудованием, кг	2300	3650	3142 (без вспомогательного оборудования)
Габаритные размеры агрегата с укрытием, трубой, рамой-салазками, мм:			
длина	5500	4400	6030
ширина	2400	2480	3400
высота (без трубы)	3000	3700	2950 (с баком) 3300 (без бака)
Общий вес агрегата с укрытием трубой, салазками, кг	5300	5500	9000

Котел УПК снабжен автоматическим регулятором уровня воды прямого действия поплавкового типа. Имеет облегченную обмуровку, состоящую из металлического кожуха и огнеупорной массы.

Котельно-отопительный агрегат ПКН-1 (рис. 58) представляет собой вертикальный водотрубный двухбарабанный котел с арматурой, garnитурой и вспомогательным оборудованием, смонтированный на сварной раме-салазках и защищенный металлическим щитовым укрытием из волнистого железа с полукруглой металлической крышей. С наружной стороны на кронштейнах уложен горизонтально цилиндрический бак для жидкого топлива, для которого и предусмотрено топочное устройство.

Котел ПКН-1С состоит из двух барабанов — верхнего и нижнего, оси которых расположены в одной вертикальной плоскости. Барабаны соединены пучками труб из 11 рядов по 12 труб в каждом ряду. Топочное пространство ограничено с боковых сторон экранами из вертикальных труб, вваренных в два коллектора (верхний и нижний) с каждой стороны, причем верхние коллекторы расположены наклонно с понижением от барабанов к топке, а нижние горизонтально.

Свод топочного пространства образован трубами, вваренными в верхний барабан и в дугообразный коллектор, соединяющий два нижних горизонтальных

коллектора. Для чистки труб боковых экранов верхние наклонные коллекторы имеют отверстия, закрытые лючками. Трубы заднего экрана на 0,5 высоты, а трубы боковых экранов на 0,25 высоты защищены стенкой из жароупорного бетона. Топочное пространство и барабаны с пучком труб обмурованы с наружной стороны (сверху и с боков) огнеупорным слоем из асбозонолитовых плит толщиной от 90 до 115 мм и защищены кожухом из листовой стали толщиной 4 мм.

Под топочной камеры выполнен из огнеупорного кирпича на шлаковой засыпке.

Мазутная форсунка установлена в торце топочного муфеля на шарнирах. Распыление мазута осуществляется острым паром, отбираемым из верхнего барабана котла. Воздух подводится через регулируемые отверстия в торце муфеля. Тяга обеспечивается металлической трубой из трех отрезков, соединяемых фланцами. В котле применен термический метод внутрикотловой обработки воды, осуществляемый реактором каскадного типа, помещенным в верхнем барабане.

Котел имеет автоматический регулятор уровня воды прямого действия поплавкового типа с тонущим поплавком и уравновешенным грузом.

Таблица 58

Продолжительность отопительного периода для различных географических пунктов

Пункты	Продолжительность отопительного периода, дни	Пункты	Продолжительность отопительного периода, дни
Архангельск	232	Новороссийск	81
Астрахань	149	Новосибирск	212
Баку	62	Одесса	136
Брянск	186	Орджоникидзе	145
Владивосток	171	Омск	208
Вологда	205	Оренбург	156
Воронеж	177	Пермь	209
Горький	193	Петрозаводск	159
Грозный	136	Ростов-на-Дону	148
Днепропетровск	158	Саратов	174
Ереван	120	Свердловск	211
Златоуст	177	Севастополь	87
Иркутск	219	Семипалатинск	191
Казань	193	Симферополь	130
Керчь	125	Смоленск	187
Киев	164	Волгоград	162
Киров	171	Ташкент	98
Краснодар	122	Тбилиси	96
Красноярск	210	Томск	218
Курск	178	Тюмень	203
Ленинград	193	Ульяновск	193
Магнитогорск	203	Уральск	180
Мпйск	181	Уфа	198
Москва	194	Харьков	166
Николаев	140	Челябинск	203

КОМПЕНСАТОРЫ И ЗАДВИЖКИ В СИСТЕМЕ ОБВЯЗКИ

КОМПЕНСАТОРЫ

Для смягчения гидравлических ударов в системе обвязки буровых насосов устанавливают воздушные компенсаторы.

К компенсаторам высокой прочности относится цельнотянутый компенсатор (рис. 59). Баллон такого компенсатора цельнотянутый, днища — плавной сферической формы, толщина стенки к центру днища постепенно увеличивается.

Компенсаторы изготавливаются из 254-мм труб марки Д с толщиной стенки не менее 12,5 мм.

Каждый компенсатор после изготовления опрессовывается на давление 180 кг/см² с выдержкой в 10 мин.

На рис. 60 показан пневматический компенсатор горизонтального типа конструкции, разработанной Рошупкиным и Смышляевым.

В толстостенном корпусе 1 находится резиновый рукав 3, вставленный в перфорированную трубу 2. Рукав с концов закрыт конусными оправками 4, одна из которых заканчивается штуцером 5 для подвода в рукав сжатого воздуха под давлением 40—50 кг/см².

Компенсатор устанавливают на буровом насосе вместо воздушного колпака; компенсатор крепится к насосу отводами 6. В средней части находится отстойная камера 7, фланец 8 которой служит для присоединения напорной линии. Нагнетаемая насосами жидкость проходит через фильтр 9, предохранительный клапан 10 гвоздевого типа. При рабочем давлении 100 кг/см² объем воздуха в компенсаторе составляет 200 л.

На рис. 61 показан трехкамерный пневматический компенсатор Уралмашзавода, который применен на модернизированных насосах Уралмаш У8-3 и У8-4, представляющий собой блок воздушных колпаков, монтируемый на нагнетательной трубе, вместо обычного воздушного колпака.

Каждый из колпаков компенсатора состоит из перфорированного баллона диаметром 78 мм, на который надет резиновый чехол. Через специальный фланец пространство между перфорированным баллоном и чехлом заполняется сжатым воздухом или азотом, создавая предварительное давление газа в компенсаторе, равное 35 кг/см².

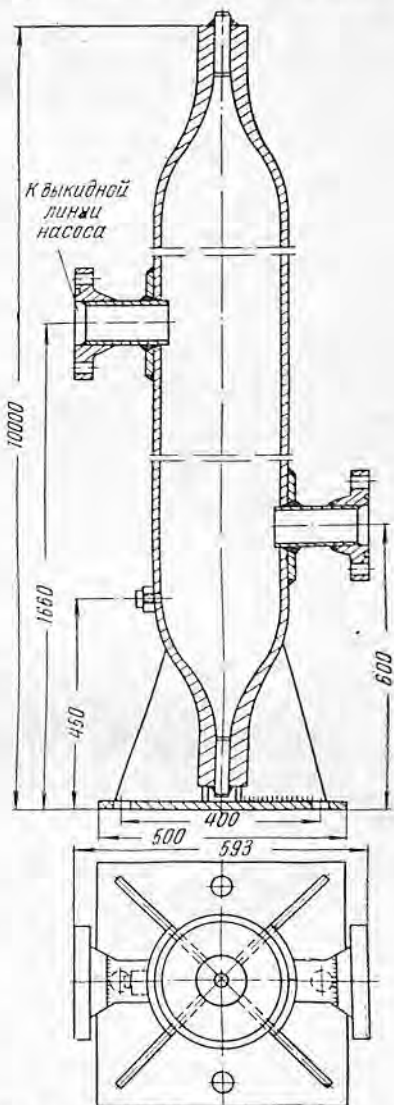


Рис. 59. Компенсатор цельнотянутый

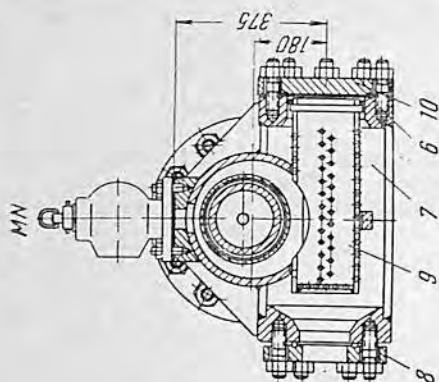
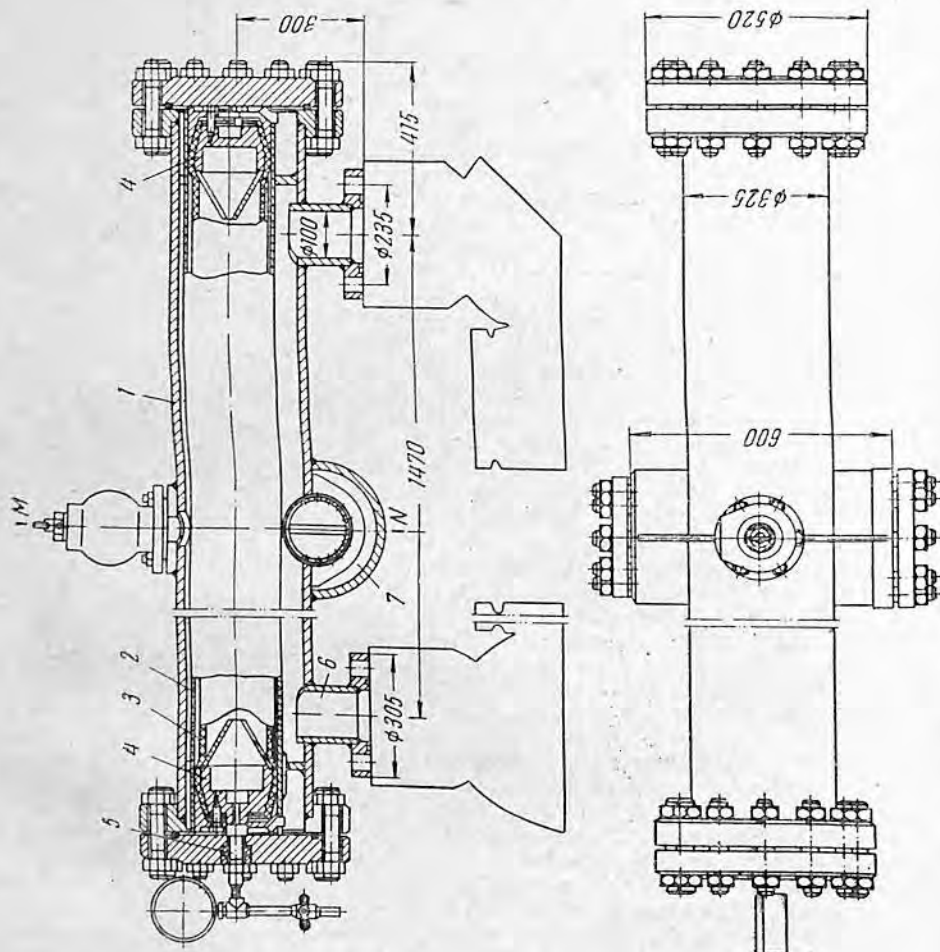


Рис. 60. Пневматический компонент.

1 — корпус; 2 — перфорированная труба; 3 — резиновый рукав; 4 — конусные оправки; 5 — штуцер; 6 — отводы; 7 — отстойная камера; 8 — фланец; 9 — фильтр; 10 — предохранительный клапан.



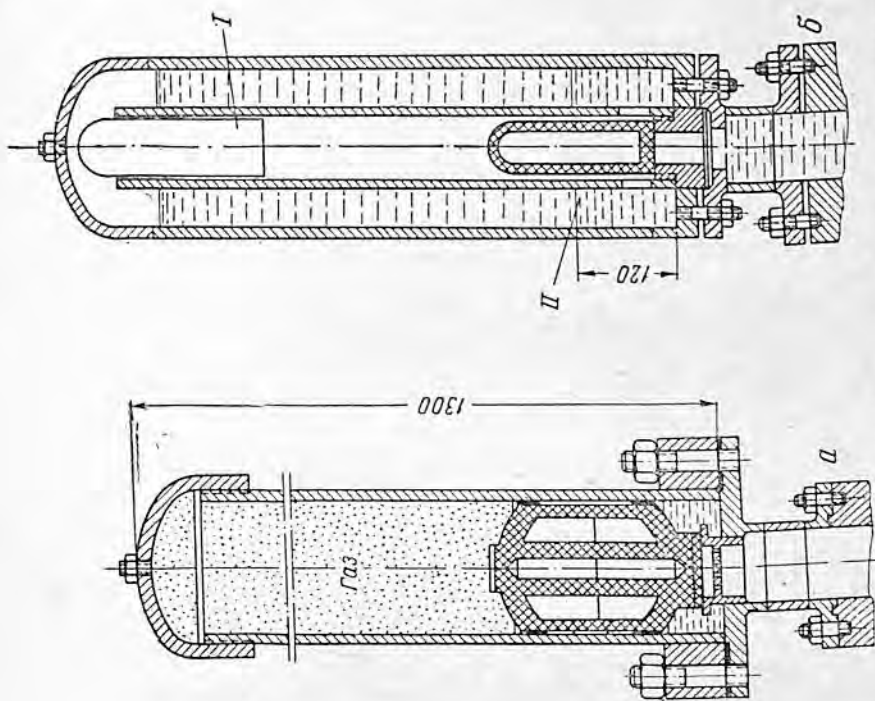


Рис. 62. Воздушные клапаны поплавкового типа конструкции ГрозНИИ.

I — положение поплавка во время работы насоса; II — уровень жидкости при остановленном насосе.

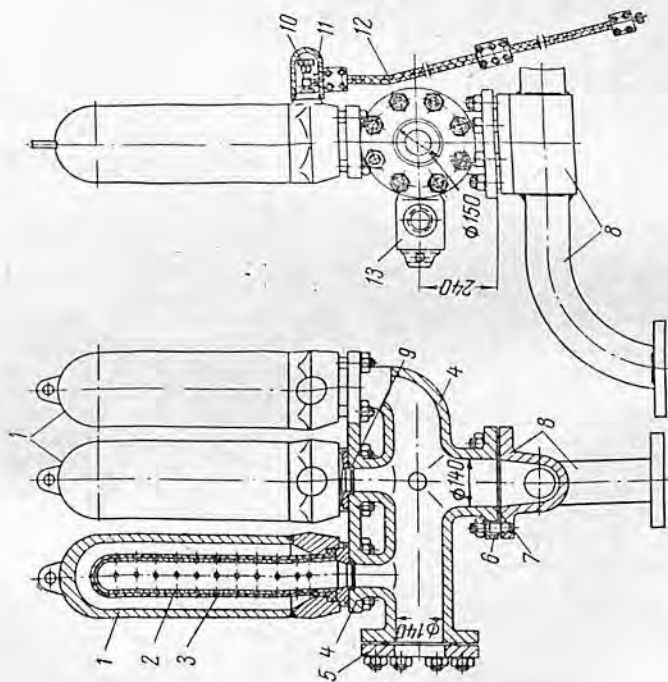


Рис. 61. Блок воздушных клапанов Уралмашзавода.
1 — клапан; 2 — внутренний перфорированный стержень; 3 — резиновый шарик; 4 — корпус блока; 5 — торцовый присоединительный фланец; 6 — нижний присоединительный фланец; 7 — U-образное устройство; 8 — нагнетательная труба насоса; 9 — резиновое уплотнительное кольцо; 10 — вентиль; 11 — предохранительный клапан; 12 — пневматический рычаг высокого давления; 13 — предохранительный клапан диафрагменного типа.

Трехкамерный компенсатор рассчитан на рабочее давление 150 кг/см^2 и проходит гидравлическое испытание на давление 225 кг/см^2 .

Трехкамерный компенсатор при запроектированной емкости 36 л и предва- рительном давлении газа 35 кг/см^2 обеспечивает при рабочем давлении 150 кг/см^2

$$\text{объем сжатого газа} = \frac{35 \times 36}{150} = 8,5 \text{ л.}$$

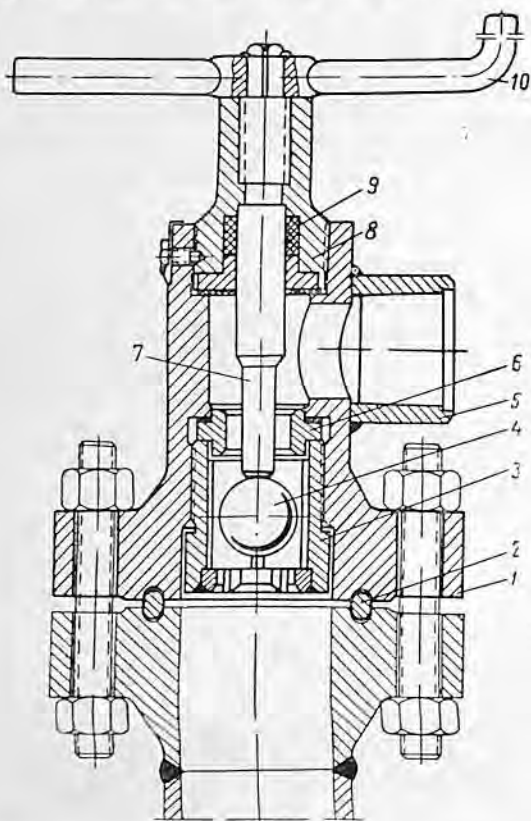


Рис. 63. Модернизированная задвижка Ермакова-Щеголева.

1 — корпус; 2 — кольцо типа Армко; 3 — фланец; 4 — шар диаметром 50 мм; 5 — гайка; 6 — седло; 7 — шпindelь; 8 — колпак-крышка; 9 — набивка сальниковая; 10 — рукоятка.

типа обвязки либо возле стояка в буровой, либо возле компенсаторов. Для этих целей применяют задвижки высокого давления, литые либо кованные.

Наиболее распространенными проходными задвижками являются кованные фланцевые 100-мм задвижки с неподвижным шпинделем типа КЗШСШ, рассчитанные на максимальное рабочее давление 160 кг/см^2 . Кроме того, выпускают проходные 100-мм задвижки на 160 кг/см^2 .

Для работы при давлениях до 200 кг/см^2 следует применять специальные 100-мм проходные задвижки от фонтанной арматуры.

В качестве пусковых задвижек служат задвижки Ермакова — Щеголева, которые при точном изготовлении гнезда под шаровой клапан выдерживают давление свыше 200 кг/см^2 . Наиболее высокая износостойкость шарового гнезда достигается при работе на давлениях, не превышающих 120 кг/см^2 .

На рис. 62 показаны воздушные колпаки поплавкового типа конструкции ГрозНИИ.

В воздушном компенсаторе *a* поплавок отделяет камеру с газом от камеры с жидкостью, а также закрывает выход газа из колпака во время остановок насосов.

Колпак рассчитан на давление 150 кг/см^2 . Полезный объем колпака — 20 л . При давлении 100 кг/см^2 полезный объем, приведенный к атмосферному давлению, составляет 2000 л . Азот подается в колпак из специального баллона через отверстия в крышке.

В воздушном компенсаторе *b* плавающий резиновый поплавок предназначен только для закрытия выходного отверстия колпака при остановке насосов.

Сжатый азот под давлением подается в колпак через отверстие в крышке. Полезный объем компенсатора 30 л . При давлении 100 кг/см^2 полезный объем, приведенный к атмосферному давлению, составляет 3000 л . Колпак рассчитан на рабочее давление 150 кг/см^2 .

ЗАДВИЖКИ

По своему назначению задвижки различают проходные, пусковые и разобщающие.

Проходные задвижки устанавливаются на нагнетательных линиях в зависимости от принятого

В 1958 г. разработана усиленная конструкция 75-мм пусковой задвижки системы Ермакова — Щеголева, рассчитанной на рабочее давление 160 и пробное — 240 кг/см^2 , и начат ее серийный выпуск под шифром ЗдПУЕ-3" (рис. 63).

Для большей безопасности в работе задвижку на выкидной линии рекомендуется устанавливать вниз винтом.

Значительно совершеннее являются задвижки с дистанционным (электрическим, гидравлическим или пневматическим) управлением.

Конструкция такой задвижки клинкетного типа с дистанционным электрическим управлением разработана Азинмашем.

Задвижка выполнена в размере 102 мм, корпус задвижки разделен на две камеры — камеру высокого (200 кг/см^2) рабочего давления, соединенную фланцем с нагнетательным трубопроводом, и камеру давления, соединенную через отводной трубопровод с атмосферой.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

ДОЛОТА

Для бурения нефтяных и газовых скважин вращательным способом в зависимости от геологических условий применяются долота шарошечные, лопастные и алмазные.

Для бурения скважин сплошным забоем применяются долота различных типоразмеров: трехшарошечные, двух- и трехлопастные режущего типа, реже алмазные долота и другие.

Для бурения скважин с отбором керна применяются колонковые долота со съемной грунтоноской и с несъемной колонковой трубой. Бурильные головки для колонковых долот выпускаются преимущественно четырехшарошечные, в небольших количествах шестишарошечные и алмазные.

ДОЛОТА ШАРОШЕЧНЫЕ ДЛЯ СПЛОШНОГО И КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ

В соответствии с МРТУ2-04-9-63 к шарошечным долотам относятся: шарошечные долота для бурения скважин сплошным забоем и бурильные головки для бурения с отбором керна, изготавливаемые в соответствии с отраслевой нормалью нефтяной промышленности Н554-61.

По конструкции корпуса шарошечных долот независимо от назначения делятся на две группы:

группа А (секционные долота) — корпус которых сваривается из отдельных секций — лап (рис. 64), с резьбовым шпигелем;

группа Б (цельнокорпусные) — корпус цельный литой, к которому привариваются лапы (рис. 65).

К группе А относятся долота размерами от 76 до 320 мм, а к группе Б размерами от 346 до 490 мм.

Применительно к делению крепости разбуриваемых пород существует восемь типов шарошечных долот сплошного бурения и четыре типа бурильных головок.

Типы долот в зависимости от буримости пород обозначаются: М — для самых мягких и вязких пород; МС — для мягких пород с пропластками пород средней твердости; С — для пород средней твердости; СТ — для пород средней твердости с пропластками твердых и абразивных пород; Т — для твердых и абразивных пород; ТК — для пород с пропластками крепких и абразивных пород; К — для крепких и абразивных пород; ОК — для самых крепких и абразивных пород.

Типы бурильных головок в зависимости от буримости пород обозначаются: М — для мягких пород; С — для пород средней твердости; Т — для твердых и абразивных пород; К — для крепких, хрупких и абразивных пород.

Бурильные головки всех типоразмеров изготавливаются с корпусом, сваренным из отдельных секций (лап), с резьбовым шпигелем (рис. 66).

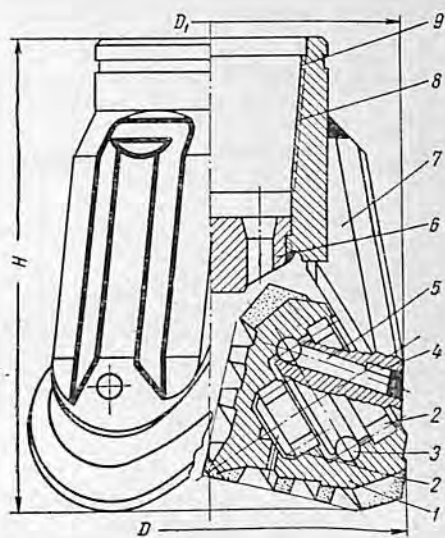
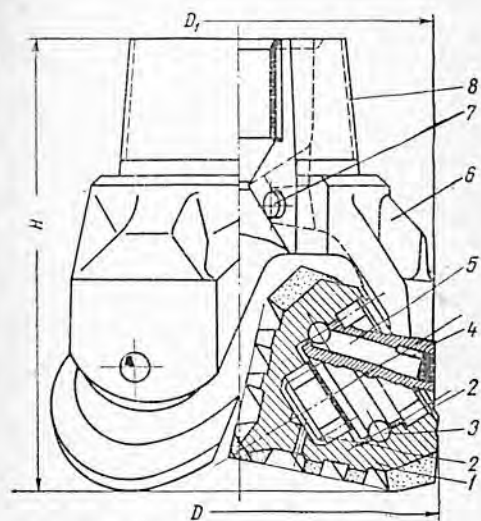
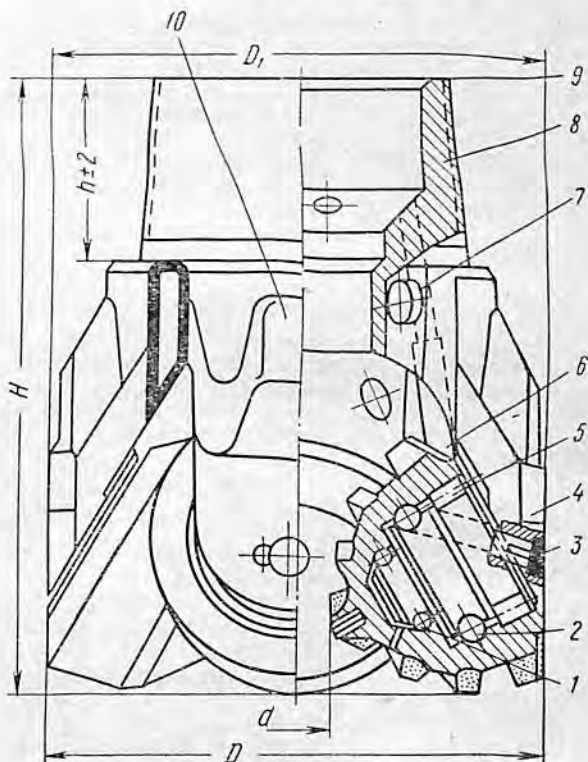


Рис. 64. Долото со сварным корпусом.
 1 — шарошка; 2 — ролики; 3 — шарик;
 4, 7 — штифты; 5 — палец; 6 — лапа; 8 —
 присоединительная резьба.

Рис. 65. Долото с цельным литым корпусом
 1 — шарошка; 2 — ролики; 3 — шарик;
 4 — штифт; 5 — палец; 6 — плита;
 7 — лапа; 8 — корпус; 9 — присоеди-
 нительная резьба.

Рис. 66. Бурильная головка.
 1, 2, 6 — шарики; 3, 7 —
 штифты; 4 — палец; 5 — ролики;
 8 — присоединительная
 резьба.



Наружная поверхность корпус долота или бурильной головки, кроме резьбы и торцов ниппеля или муфты окрашивается несмываемой краской в цвета, указанные в табл. 59.

Таблица 59

Окрашка наружной поверхности корпуса долота или бурильной головки

Тип долота или бурильной головки	М	МС	С	СТ	Т	ТК	К	ОК
Цвет краски	Жел- тый	Чер- ный	Синий	Серый	Зеле- ный	Ко- рич- невый	Крас- ный	Оран- же- вый

На торце ниппеля или боковой поверхности муфты наносится маркировка следующего содержания:

- условное обозначение долота или бурильной головки;
- порядковый номер;
- дата выпуска (месяц, год);
- клеймо ОТК завода.

Долота и бурильные головки диаметром до 100 мм поставляются в деревянной или картонной упаковке. Минерало-керамические насадки, поставляемые с гидромониторными долотами, упаковываются в отдельные ящики.

Гидромониторные долота должны иметь для различных условий бурения сменные минерало-керамические сопла (насадки).

Условные индексы заводов-изготовителей для шифровки долот и бурильных головок

- Бакинский завод им. С. М. Кирова — Б
- Верхне-Сергинский машиностроительный завод — В
- Куйбышевский долотный завод — К
- Сарапульский завод им. Дзержинского — Д
- Пермский машиностроительный завод им. В. И. Ленина — ОМ или М
- Дрогобычский завод — У
- Экспериментальный и опытный завод ВНИИБТ — Н
- Ленинградская ремонтно-механическая база — Л

ДОЛОТА ШАРОШЕЧНЫЕ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ

Для колонкового бурения скважин служат колонковые долота:

- со съемной и несъемной грунтоносной (колонковой) трубой с четырехшарошечными бурильными головками диаметрами 118, 145, 190, 214, 243, 269, 295 и 346 мм;
- алмазные колонковые бурильные головки диаметрами 96, 116,5, 140, 142,5, 185, 188 и 212 мм.

Колонковые долота типа В-ДК (СДК1)

Верхне-Сергинским машиностроительным заводом разработаны и серийно выпускаются колонковые долота типа В-ДК (старый шифр СДК1) с четырехшарошечными бурильными головками типа В-К с несъемной грунтоносной (постоянной колонковой трубой). Применяются в основном в роторном бурении, изредка в турбинном.

Долота В-ДК изготавливаются восьми размеров 118, 145, 190, 214, 243, 269, 295 и 346 мм.

Все колонковые долота В-ДК однотипны по конструкции.

В зависимости от диаметра бурильных головок колонковые долота В-ДК изготавливаются с грунтоносками диаметрами 73, 54 и 40 мм.

Таблица 60

Основные параметры трехшарошечных долот (по отраслевой нормали Н554—61)

Диаметр долота, мм	Пределы отклонения диаметра долота, мм	Высота долота не более, мм	Диаметр корпуса долота не более, мм	Тип резьбовой головки	Присоединительная резьба	Длина резьбового шпигеля не более, мм	Суммарное сечение промывочных отверстий, см ²	Допустимая осевая нагрузка на долото, т _н	Ориентировочный вес долота, кг													
76	± 0,5			Шпигель	В освоении																	
93										160	90	3-50 ГОСТ 7518—56	60	2,5	2,5	3,5						
97										165	94	3-62 ГОСТ 5286—58			70	4,0	3	4,0				
112										175	109	3-63,5 ГОСТ 7918—56					80	6,0		5,0		
118										185	115	3-76 ГОСТ 5286—56	100	17		6,0						
132										200	128	3-63,5 ГОСТ 7918—56			13,5	23			4,5	8,0		
135										210	131	3-88 ГОСТ 5286—58							17	30	6,0	9,0
140										220	136										7	11,0
145											141		9	12,0								
151										230	147		10	13,0								
161	157	12	15																			
190	250	185	10	20																		
214	± 1	275	208	3-121 ГОСТ 5286—58	17	30	18	35														
243		300	237	3-121 ГОСТ 5286—58			40	40	23	45												
269	325	262	3-147 ГОСТ 5286—58	75	100	30			60													
295	350	287	3-152 ГОСТ 5286—58			120			150		75											
320	± 1,5	375	310	3-171 ГОСТ 5286—58	21		40			100												
346		420	335			3-171 ГОСТ 5286—58		350	175		120											
370	± 2	435	358	Муфта						150												
394		450	380							175												
445		500	428							275												
490		550	470					350														

Примечания. 1. Для гидромониторных долот суммарное сечение промывочных отверстий определяется насадками, а промывочное сечение каналов в лапах должно быть не менее указанного в таблице.

2. Гидромониторные долота диаметром 295 мм могут быть изготовлены с резьбой 3-171 ГОСТ 5286—58; диаметром 243 мм — с резьбой 3-147 ГОСТ 5286—58; диаметром 161 мм — с резьбой 3-117 ГОСТ 5286—58.

3. Высота гидромониторных долот может быть увеличена на 20 мм.

АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА И КОЛОНКОВЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Институт ВНИИБТ освоил производство алмазных долот диаметрами 142, 159, 188, 212 и 267 мм; УфНИИ — диаметрами 96, 116,5, 142,5 и 186 мм; Московский комбинат твердых сплавов — диаметрами 142, 188 и 212 мм; Кабардино-Балкарский завод алмазных инструментов — диаметрами 96, 116,5 и 142,5 мм.

Московский комбинат твердых сплавов изготавливает алмазные долота по чертежам ВНИИБТ в соответствии с временными техническими условиями ТУ 553-62.

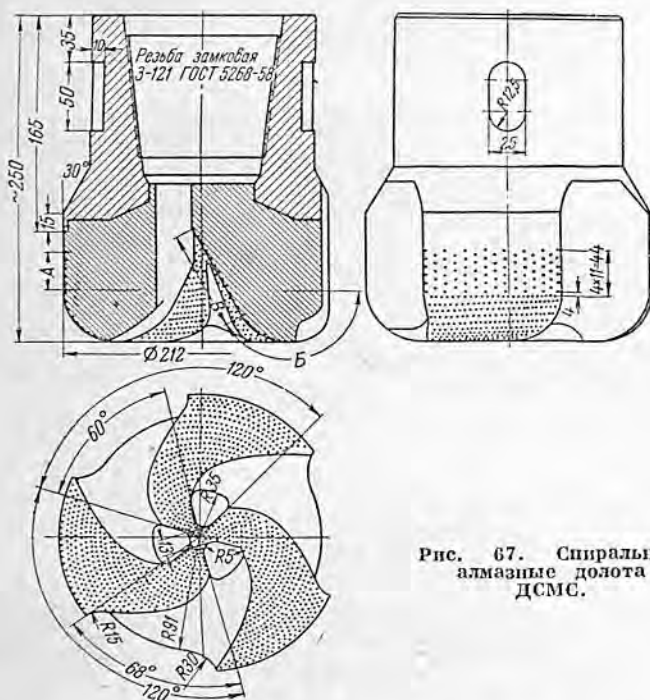


Рис. 67. Спиральные алмазные долота ДСМС.

Алмазные долота ВНИИБТ состоят из фасонной твердосплавной алмазопесущей головки (матрицы) и стального корпуса (сталь 40Х) с присоединительной замковой (конусной) резьбой. Алмазные долота ВНИИБТ по конструкции делятся на три типа: спиральные, радиальные и ступенчатые, что соответствует формам рабочих головок. Конструктивные особенности алмазных долот нашли свое отражение также в системах промывки.

Центральная часть головки долота представляет собой вогнутую поверхность в форме конуса с каналами для промывочной жидкости.

Во всех конструкциях долот периферийная зона представляет собой шаровую поверхность, переходящую на боковых сторонах в цилиндрическую и обеспечивающую повышение стойкости наиболее изнашивающейся поверхности рабочей головки долота.

Формы и сечения промывочных каналов обеспечивают: свободный вынос частичек разрушенной породы, очистку головки, минимальные гидравлические потери, интенсивное охлаждение рабочей части долота.

Спиральные алмазные долота ДСМС (рис. 67) предназначены для высокооборотного турбинного бурения глубоких скважин в породах средней твердости. Рабочая часть долота имеет три спирали, оснащенные алмазами.

Основные технические данные серийно выпускаемых шарошечных долот сплошного бурения

Диаметр долота, мм	Шифр долота по нормам		Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Тип и размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуемая по ИБЭГ-61)	Вес долота, кг
	действующей ИБЭГ-61	прежней					количество	суммарная площадь сечения, см ²	направление струи		
93	1В-93С	—	90	149	Ниппель 3-50 ГОСТ 7918-64	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2 мм	1	2,5	Центр долота	2,5	3,2
	1В-93Т	—	90	145	То же	Самоочищающиеся	1	2,5	То же	2,5	3,2
97	1В-93К	—	90	147	»	То же	1	2,5	»	2,5	3,4
	2В-97С	2В4АС	92	136	Ниппель 3Н-23/8 5 ниток на 1", ГОСТ 7918-64	»	1	2,5	»	3,0	3,0
	1У-97С	1-4АС	92	132	То же	»	1	2,5	»	3,0	3,7
	2В-97Т	2В-4АТ	92	136	»	Несамочищающиеся	1	2,5	»	3,0	3,0
112	1У-97Т	1У-4АТ	93	137	»	Самоочищающиеся	1	3,4	»	3,0	3,7
	1В-112С	—	109	165	Ниппель 3-63,5, ГОСТ 7918-64	Самоочищающиеся со смещением шарошек на 2 мм	1	2,5	»	3,5	5,5
	1В-112Т	—	109	150	То же	Самоочищающиеся	1	2,5	»	3,5	5,7
	3В-112К	—	109	151	»	То же	1	2,5	»	3,5	5,7

Продолжение табл. 61

Диаметр долота, мм	Шифр долота по нормали		Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Тип и размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомандуемая Н554-61)	Вес долота, кг			
	действующей Н554-61	прежней					копичество	суммарная площадь сечения, см ²	направление струи					
118	2В-118С	2В-5С	113	170	Ниппель 3-76, ГОСТ 5286-58	* Самоочищающиеся Несамочищающиеся Самоочищающиеся со смещением шарошек на 2 мм	1	4,0	Центр долота	3,5	5,9			
	2В-118Т	2В-5Т	113	170	То же							То же	3,5	5,75
	1В-132С	—	128	170	Ниппель 3-63,5, ГОСТ 7918-64							»	4,5	7,0
140	1В-132Т	—	128	162	То же	Самоочищающиеся	1	4,0	»	4,5	7,0			
	3В-132К	—	126	166	Ниппель 3-63,5, ГОСТ 7918-64							»	4,0	7,5
	4В-140С	4В-6АС	137	220	Ниппель 3-88, ГОСТ 5286-58							»	4,0	9,8
	4В-140Т	4В-6АТ	137	220	То же							»	4,0	2,5
145	1В-145Т	1В-6ВТ	141	220	Ниппель 3-88, ГОСТ 5286-58	Несамочищающиеся Самоочищающиеся	1	4,0	»	9,0	9,2			
	5В-145К	1В-6ВК	141	200	То же							1	6,0	10,1
	6В-1450К	—	141	202	»							1	0,3-1,1 (насадка)	9,0
154	1В-151С	—	146	206	Ниппель 3-92, ГОСТ 5286-58	Самоочищающиеся со смещением шарошек	1	6,0	10,0	10,5				

1В-151Т	—	147	190	То же	щепнем шарошек на 3 мм	1	6,0	»	10,0	10,5
3В-151К	—	147	190	»	Самоочищающиеся	1	6,0	»	10,0	11,5
4В-1НС	1В-7С	156	238	Ниппель 3-88, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся со щепнем осей шарошек на 3 мм	3	3,12	Между шарошек	12,0	14,5
1В-161Т	4В-7Т	157	216	То же	Самоочищающиеся	1	8,1	Центр долота	12,0	15,0
1В-190МГ	4В-8МГ	185	265	Ниппель 3-121, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся со щепнем шарошек на 8 мм	3	Пасадка	Между шарошек	14,0	26,2
1-190МСГ	4В-8МСГ	187	265	То же	То же	3	То же	То же	14,0	26,2
—	8В-8СГ	185	265	»	»	3	»	»	14,0	21,3
—	2В-8С	185	253	»	Самоочищающиеся со щепнем осей шарошек на 4 мм	1	15,0	Центр долота	14,0	22,4
0М-576-190С	0М-576А-8С	185	200	»	То же	1	7,1	То же	14,0	16,3
3В-190С	3В-8С	185	253	»	»	1	15,0	»	14,0	22,7
1В-190СТ	3В-8СТ	187	238	«	Самоочищающиеся	1	6,2	»	14,0	22,0
—	4В-8СТ	185	235	»	То же	1	6,2	»	14,0	22
1В-190Т	4В-8Т	185	235	»	»	1	6,2	»	14,0	22,43
—	СДС2-8Т	185	239	»	»	1	6,2	»	14,0	23,8
0М-575-19Т	0М-575А-8Т	187	200	»	»	1	7,1	»	14,0	17,4
2В-190ТК	2В-8ТК	185	232	»	»	1	7,1	»	14,0	22,3
0М-21-190Т	0М-21-8Т	184	200	»	»	1	7,1	»	14,0	17,4
3В-190К	3В-8К	185	232	»	»	1	6,2	»	14,0	22,8
5Н-190-0К	—	186	230	»	»	1	4,1—1,6 пасадка	»	14,0	—
0М-11-190К	0М-11-8К	187	200	»	»	1	7,1	»	14,0	18,3
Б-214МГ	Б-9МГЛ	209	300	»	Самоочищающиеся со щепнем осей шарошек на 5 мм	3	7,6—13,0 пасадки	Между шарошек	18,0	31,0

Продолжение табл. 61

Диаметр долота, мм	Шифр долота по нормам		Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Тип и размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуемая по Н554-61)	Вес долота, кг
	действующей Н554-61	прежней					количество	суммарная площадь сечения, см ²	направленные струи		
214	Б-214СГ	Б-9СГ	209	300	Ниппель 3-421, ГОСТ 5286-58	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	7,6-13,0 насадки	Между шарошек	18,0	33,0
	Б-214С	Б-9С	208	265	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 4,4 мм	3	7,6	То же	18	32,0
	К-214СГ	37К-9СГ	210	280	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	6,3 (насадки)	»	18	27,6
	К-214СТ	К-9СТ	210	265	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	4	15,5	Центр долота	18,0	27,8
	К-214СТГ	32-9СТГ	210	275	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	6,3 (насадки)	Между шарошек	18,0	33,4
	К-214Т	К-9Т	210	265	»	»	1	15,5	Центр долота	18,0	28,2
	К-214ТГ	23К-9ТГ	210	265	»	»	3	6,3 (насадки)	Между шарошек	18,0	34,0
	4К-214-ОТК	2К-9ТК	210	265	»	»	4	15,6	Центр долота	18,0	29,4

К-214ТК К-214ТКГ	21К-9ТК 33К-9ТКГ	208 240	265 275	» »	» »	1 3	15,6 6,3 (насадка)	То же Между шарошечек Центр долота Между шарошечек	18,0 18,0	29,4 34,0
К-214К	К-9К	210	265	»	»	1	15,6	Центр долота	18,0	30,7
К-214КГ	34К-9КГ	210	275	»	»	3	6,3 (насад-ки)	Между шарошечек	18,0	35,0
К-214-0К	К-90К	210	265	»	»	1	15,6	Центр долота	18,0	30,7
8Н-214-0К Б-243-МГ	— Б-10МГЛ	210 237	265 327	» »	» »	1 3	3,4 7,6—17,2 (насад-ки)	То же Между шарошечек	18,0 23,0	— 44,0
У-243-МГ	У-10МГ	235	310	»	»	3		То же	23,0	42,1
Б-243МСГ	Б-10МСГ	237	327	»	Ниппель 3-147 ГОСТ 5286—58	3	7,6—17,2	»	23,0	—
Б-243С	Б-10С	237	300	»	Ниппель 3-121, ГОСТ 5286—58	3	14,7	На шарошки	23,0	46,0
АСГ25-243С Б-243СГ	АСГ25-10С Б-10СГ	237 237	288 327	»	То же Ниппель 3-147, ГОСТ 5286—58	3 3	13,6 9,4—17,2	То же Между шарошечек	23,0 23,0	37,0 45,0
У-243СГ	У-10СГ	235	310	»	То же	3	17,3 (насад-ки)	То же	23,0	—
АСГ15-243СГ	АСГ15-10СГ	237	282	»	Ниппель 3-121, ГОСТ 5286—58	3	13,6	На шарошки	23,0	37,0
АСГ14-243Г АСГ22-243ТК	АСГ14-10Г АСГ22-10ТК	237 237	282 282	»	То же »	3 3	13,6 13,6	То же »	23,0 23,0	37,0 37,0

243

243

Продолжение табл. 61

Диаметр долота, мм	Шифр долота по нормам		Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Тип и размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуемая по Н54-61)	Вес долота, кг
	действующей Н54-61	прежней					количество	гумманная площадь сечения, см ²	направленные струи		
269	У-243-0К	У-10-0К	237	283	Ниппель 3-121 ГОСТ 5286-58	Самоочищающиеся	1	Патрубок диаметром 3,14 мм и три канала в лапе	Центр долота	23,0	40,0
	Б-269МГ	Б-11МГЛ	262	350	Ниппеля 3-147, ГОСТ 5286-58	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 8 мм	3	Насадки диаметром 9,4—17,2 мм То же 14,7 мм	Между шарошек	30,0	53,5
	Б-269С	Б-11С	262	355	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	То же 14,7 мм	На шарошки	30,0	50,0
	0М-180-269С	0М-180-11С	260	280	»	То же шарошек на 5 мм	1	40,1 (без насадки), 9,6 (с насадкой)	Центр долота	30,0	42,5
	Б-269СГ	Б-11СГ	262	355	»	То же, со смещением осей	3	Насадки диаметром	Между шаро-	30,0	55,0

11* 262	0М-189-269Т	0М-189-11Т	262	280	Ниппель 3-146, ГОСТ 5286—58	шарошек на 6 мм Самоочища- ющаяся	1	ром 9,4—17,2 38,7 (без па- трубка), 9,6 (с па- трубком) 38,7 (без па- трубка), 59,6 (с па- трубком) 38,7 (без па- трубка), 9,6 (с па- трубком) 38,7 (без па- трубка), 9,6 (с па- трубком)	шк Центр долота	30,0	44,0
	0М-178-269Т	0М-178-11Т	260	280	То же	То же	1	То же	То же	30,0	46,0
	0М-10-269ТК	0М-10-11ТК	260	280	»	»	1	»	»	30,0	46,0
	0М-577-269К	0М-577-11К	260	280	»	»	1	»	»	30,0	48,5
	0М-29-2690К	0М-29-110К	260	280	»	»	1	»	»	30,0	48,5
295	У-295М	У-12М	288	345	Ниппель 3-171, ГОСТ 5286—58	Самоочища- ющаяся со сме- щенем осей шарошек на 6 мм	1	в лапе 25,5 (патруб- ки)	»	40,0	59,6

Продолжение табл. 61

Диаметр долота, мм	Шифр долота по нормали		Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Тип и размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуемая по Н554-61)	Вес долота, кг
	действующей Н554-61	прежней					количество	суммарная площадь сечения, см ²	направление струи		
—	8В-12МЛ	—	288	345	Ниппель 3-171, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся со смешением осей шарошек на 8 мм	1	17,0	Целовидная междушарошечная	40,0	60,6
Б-295МГ	Б-12МГЛ	—	288	380	Ниппель 3-152, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся со смешением осей шарошек на 10 мм	3	9,4 (или насадки)	Междушарошечная	40,0	61,0
1Д-295МСГ 1У-295С	1Д-12МСГ 1У-12С	—	285	370	То же	То же	3	Насадки	То же	40,0	61,0
		—	288	345	Ниппель 3-171, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся	3	17,2 (плита)	На шарошки или междушарошечную	40,0	60,0
Б-295СГ	Б-12СГ	—	288	380	Ниппель 3-152, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся со смешением осей шарошек на 6 мм	3	9,4 (или насадки)	Междушарошечная	40,0	70,0
1У-285СТ	1У-12СТ	—	288	333	Ниппель 3-171, ГОСТ 5286—58	Самоочищающиеся	1	26,2	Центр долота	46,0	66,0

Таблица 62

Основные параметры четырехшарошечных бурильных головок

Диаметр бурильной головки, мм	Предельное отклонение диаметра бурильной головки, мм	Высота бурильной головки не более, мм	Диаметр корпуса бурильной головки не более, мм	Диаметр отверстия под керн, мм	Присоединительная резьба	Длина резьбового шпнцеля не более, мм	Рекомендуемое суммарное сечение промывочных отверстий, см ²	Допустимая осевая нагрузка на бурильную головку, Т	Ориентировочный вес бурильной головки, кг
97		150	94	18	3-62, ГОСТ 5286—58	60	2,5	2,5	6,0
118	± 0,5	165	115	22	3-92, ГОСТ 5286—58	70	4,0	3,0	8,7
132		180	128					4,0	12,0
145		195	141	25	3-101, ГОСТ 5286—58	80	6,0	7,0	15,0
151	± 1	210	147	33	3-121, ГОСТ 5286—58	80	13,5	8,0	17,0
161		230	157					10,0	20,0
190		250	185	47	3-171, ГОСТ 5286—58	100	17,0	12,0	25,0
214		270	208					15,0	35,0
243			237					20,0	45,0
269		340	262				25,0	60,0	
295			287				21,0		75,0
320	± 1,5	360	310					30,0	100,0
346			335						

Рабочая часть долота ДС-212МС оснащена алмазными зернами:

Калибрующая поверхность	0,1—0,22	карата
Поверхность торца	0,28—0,34	»
Конусная поверхность	0,1—0,25	»

Забой скважины промывается через три канала общей площадью 14 см².
Присоединительная резьба замковая 3-121 ГОСТ 5286—58.

Спиральные долота изготавлиются трех диаметров: 140, 188 и 212 мм.

Радиальные алмазные долота ДРМС типа ДР-188МС (рис. 68) и ДР-212МС (рис. 69) предназначены для бурения глубоких скважин в породах средней твердости, изготавливаются трех диаметров 140, 188 и 212 мм.

Рабочая часть долота ДР-188МС оснащается алмазными зернами:

Калибрующая часть	0,1—0,25	карата
Поверхность торца	0,20—0,34	»
Конусная поверхность	0,15—0,20	»

Таблица 63

Насадки для гидромониторных шарошечных долот
(размеры в мм)

Диаметр долота, мм	<i>D</i>	<i>d</i>	<i>d₁</i>	<i>H</i>
243—394	34,5	16	26,5	20
	34,5	15	26,5	20
	34,5	14	26,5	20
214	31,5	15	23,5	20
	31,5	14	23,5	20
	31,5	13	23,5	20
	31,5	12	23,5	20
190	27,5	13	19,5	20
	27,5	12	19,5	20
	27,5	11	19,5	20
	27,5	10	19,5	20
161	21,5	10	14,0	12
	21,5	9	14,0	12
	21,5	8	14,0	12

Алмазные долота ДР-140МС (рис. 70) диаметром 140 мм предназначены для бурения малоабразивных пород средней твердости.

Рабочая часть долота ДР-140МС оснащена алмазами:

Калибрующая поверхность	0,15—0,20	карата
Поверхность торца	0,20—0,25	»
Конусная поверхность	0,15—0,20	»

Присоединительная резьба замковая 3-101 и 3-121 ГОСТ 5286—58.

Алмазные долота ступенчатой конструкции ДТ-212С (рис. 71) предназначены для бурения песчано-глинистых пород средней твердости.

Сечение промывочных каналов рассчитано на возможность обеспечения средней скорости потока 25 м/сек.

Корпус долота изготавливается из стали 40Х, имеет форму кольцевого клина.

Для изготовления долота ДТ-212С используются зерна алмазов 0,2—0,3 карата. Общий вес алмазов составляет 470—520 карат. Матричный состав выбирается с учетом создания износостойкости при работе в абразивной среде в течение 400 ч и более.

Присоединительная резьба 3-121 ГОСТ 5286—58.

Ступенчатые алмазные долота изготавливаются трех размеров: 140, 188 и 212 мм.

Мелкоалмазные импрегнированные многослойные долота типа ДМ-212С (рис. 72) предназначаются для бурения пород средней твердости. Эти долота имеют три большие и три малые рабочие лопасти, оснащенные мелкими алмазами. Промывка — центральная.

В долоте ДМ-212С используются алмазы 0,1—0,05 карата в многослойной торцевой части, 0,125 карата на калибрующей поверхности. Общий вес алмазов 480—530 карат.

Присоединительная резьба 3-121 ГОСТ 5286—58.

Таблица 64

Техническая характеристика колонковых долот В-ДК

Шифр долота по нормам	прежней Н354-61	прежней Н354-46	Диаметр долота D, мм	Диаметр грунто- носка, мм	Диаметр керна, мм	Длина долота (без бурильной голов- ки), мм	Высота бурильной головки, мм	Максимально допу- стимая нагрузка, T	Вес, кг			Диаметр корпуса бурильной голов- ки, мм	Промывочные каналы		Тип и размер присоедини- тельной резьбы
									бурильной головки	грунтоноски	растения		количество	суммарное сечение, см ²	
1В-ДК118СТ		1В-К5СТ	118	40	22	5200	160	3	5,8	14,6	0,68	115	8	5,08	Ниппель 3-92, ГОСТ 5286-58
3В-ДК145СТ		3В-К6ВСТ	145	40	22	5200	195	7	8,8	14,6	0,68	141	4	6,16	Ниппель 3-101, ГОСТ 5286-58
1В-ДК190СТ		1В-К8СТ	190	54	33	6300	253	12	20,2	47,5	1,25	185	4	9,06	Ниппель 3-121, ГОСТ 5286-58
1В-ДК214СТ		1В-К9СТ	214	54	33	6300	258	15	25,6	47,5	1,25	208	4	9,06	То же
1В-ДК243СТ		1В-К10СТ	243	73	47	6400	328	20	48,6	71,0	3,60	237	4	19,60	Ниппель 3-171, ГОСТ 5286-58
1В-ДК269СТ		1В-К11СТ	269	73	47	6400	328	25	55,0	71,0	3,60	263	4	19,60	То же
1В-ДК295СТ		1В-К12СТ	295	73	47	6400	341	30	63,1	71,0	3,60	288	4	19,60	»
1В-ДК346СТ		1В-К14СТ	346	73	47	6400	350	30	89,8	71,0	3,60	336	8	25,12	»

Пример расшифровки марки бурильной головки 4В-К243С: 4—номер заводской модели бурильной головки данного типоразмера; В—индекс, присвоенный заводу-изготовителю; К—условный индекс бурильной головки; 243—диаметр бурильной головки, мм; С—бурильная головка для бурения пород средней твердости.

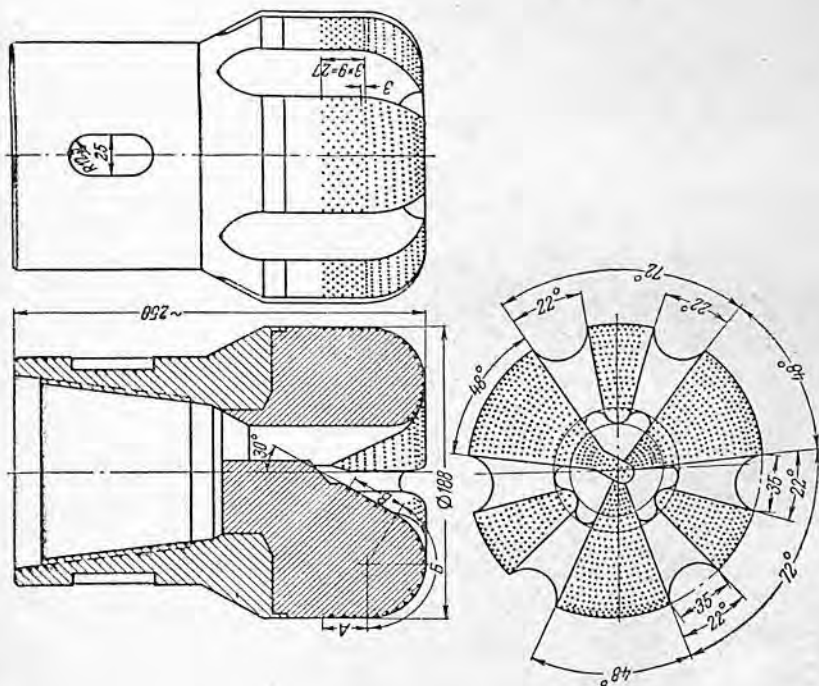


Рис. 68. Радиальные алмазные долота ДРМС.

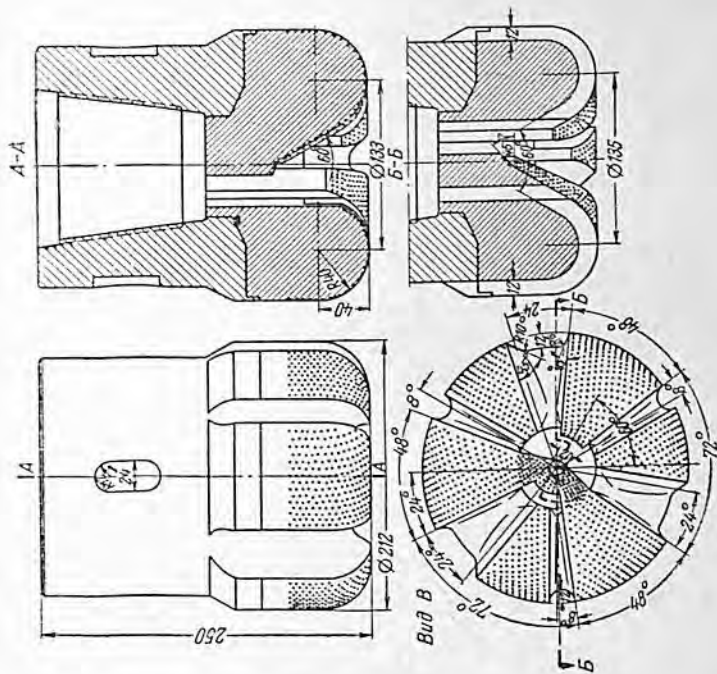


Рис. 69. Радиальные алмазные долота ДР-212МС.

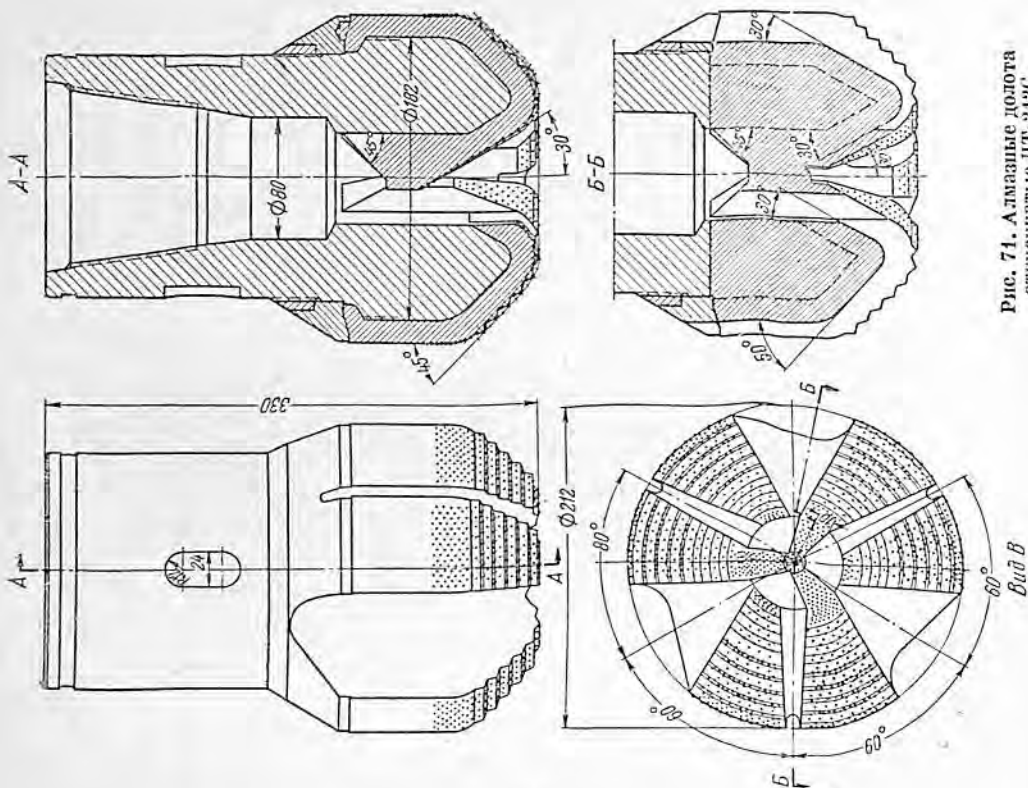


Рис. 71. Алмазные долота ступенчатые ДТ-2120.

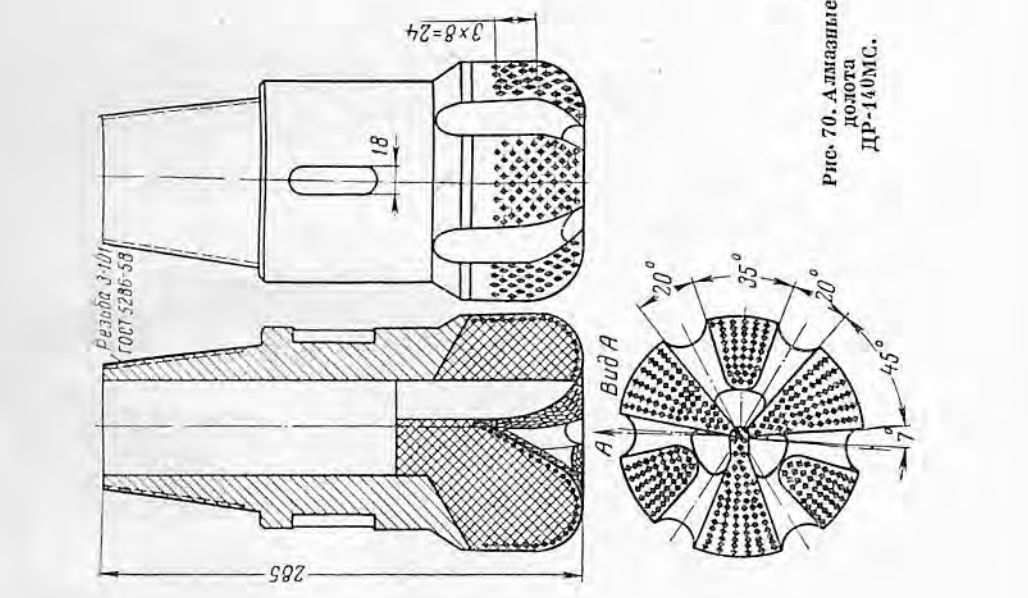


Рис. 70. Алмазные долота ДР-140МС.

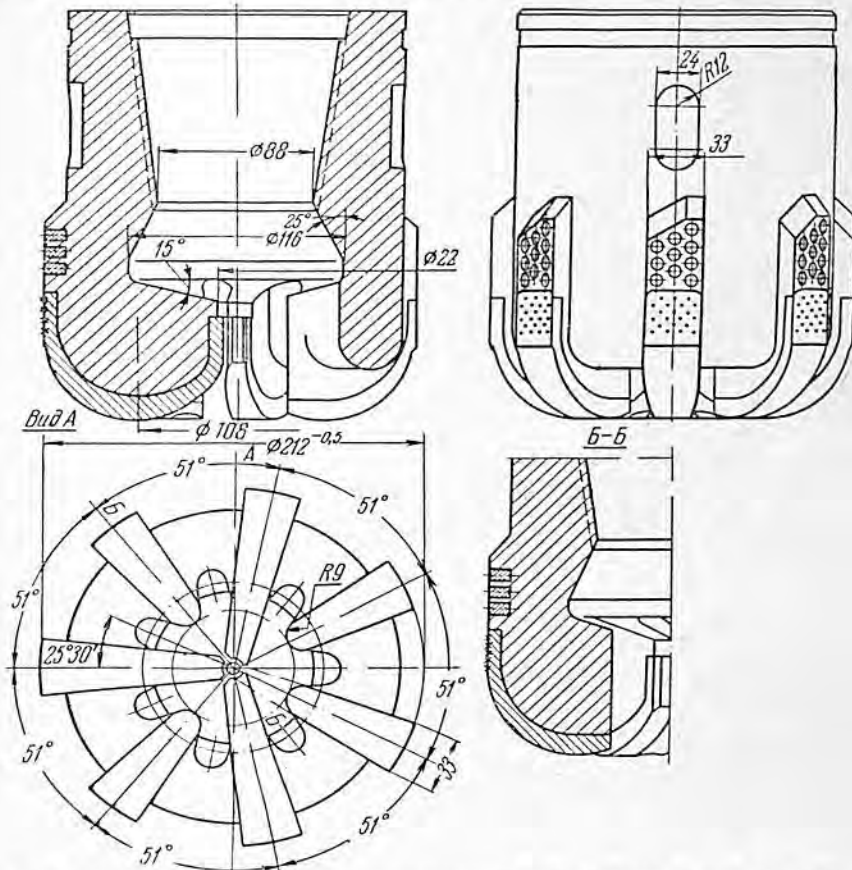


Рис. 72. Мелкоалмазные импрегнированные многослойные долота ДМ-212С.

Таблица 65

Техническая характеристика алмазных долот

Показатели	Спиральные				Радиальные	
	ДР-140МС	ДР-188МС	ДР-212МС	ДР-140МС	ДР-188МС	ДР-212МС
Наружный диаметр долота, мм	140	188	212	140	188	212
Общий вес алмазов, караты	170	350	500	180	400	550
Количество зерен алмазов	1000	1500	1800	1100	1700	2000
Примерный вес долота, кг	24	34	45	26	36	48

Примечание. Алмазные долота и алмазные бурильные головки должны быть меньше соответствующих номинальных диаметров шарошечных долот на 1–5 мм в зависимости от размера долот и твердости породы. Чем тверже порода, тем разница между диаметрами шарошечного и алмазного долот должна быть больше.

По форме рабочей поверхности алмазные колонковые головки, как и долота, делятся на три типа: спиральные, радиальные и ступенчатые.

Спиральные алмазные колонковые бурильные головки КС-188СЗ (рис. 73) и КС-212С1 (рис. 74) предназначены для бурения малоабразивных пород средней твердости.

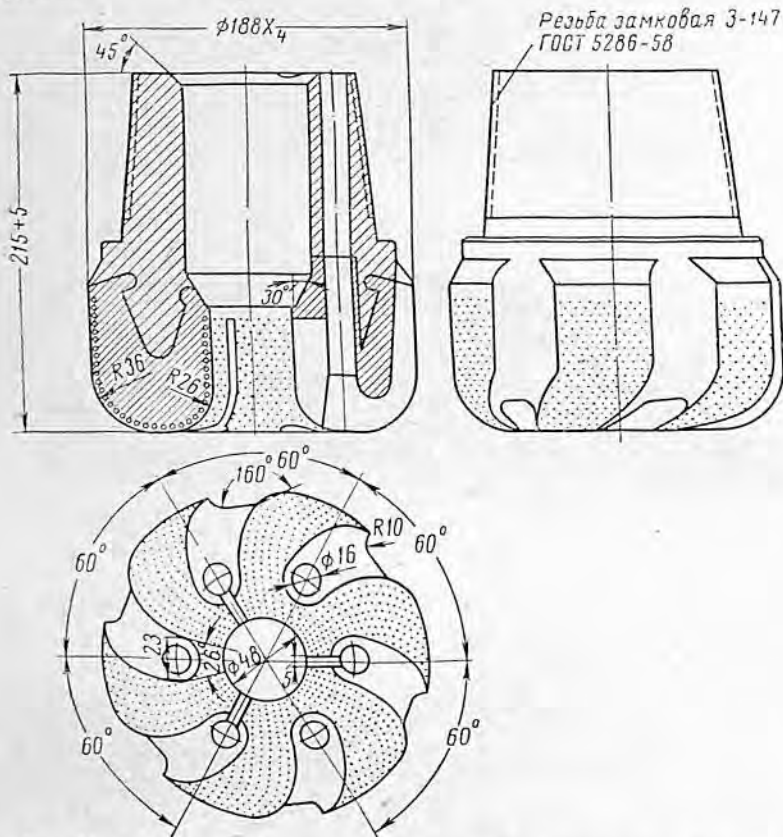


Рис. 73. Спиральные алмазные колонковые бурильные головки КС-188СЗ.

Рабочая часть бурильных головок имеет по шесть спиралей, оснащенных алмазами.

Ступенчатые алмазные колонковые бурильные головки КТ-212С1 (рис. 75) предназначены для бурения в породах средней крепости.

Техническая характеристика бурильной головки КТ-212С1

Диаметр бурильной головки, мм	212
Диаметр керна, мм	60
Размеры зерен алмазов, караты	0,2—0,3
Общий вес алмазов, караты	500 ± 15
Присоединительная резьба	3-161 по ГОСТ 5286—58

Промывочная жидкость подводится через три отверстия диаметром 12 мм и через три канала.

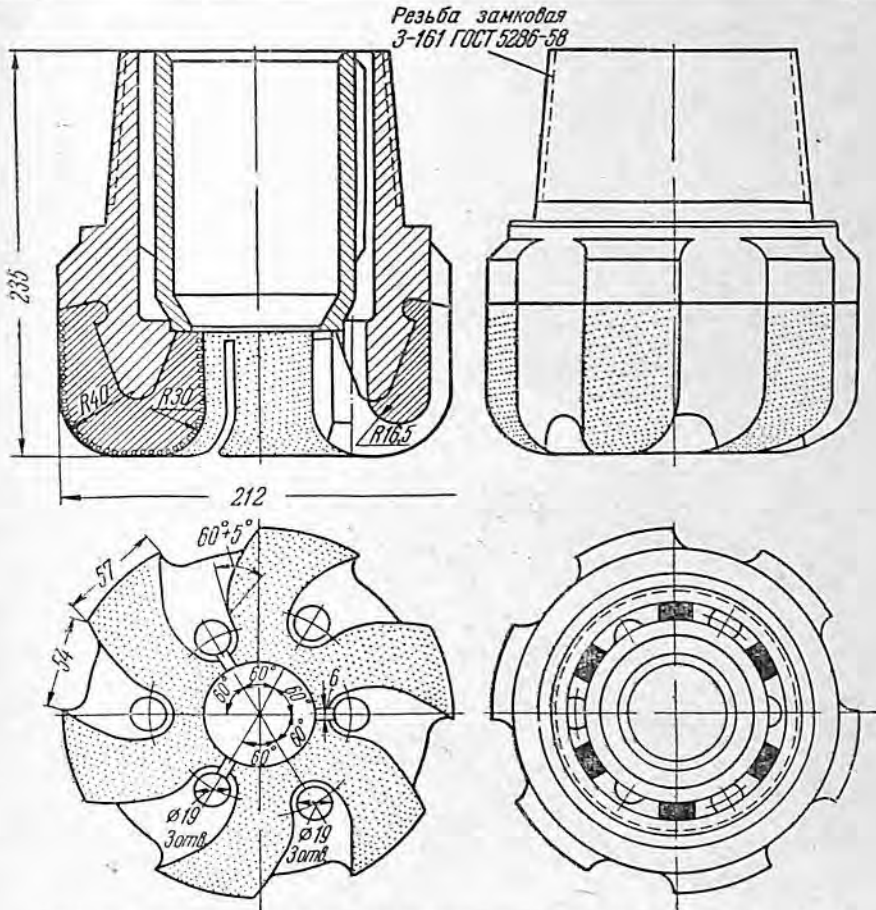


Рис. 74. Спиральные алмазные колонковые бурильные головки KC-212C1.

Таблица 66

Техническая характеристика бурильных головок

Показатели	Бурильная головка	
	KC-188C3	KC-212C1
Диаметр бурильной головки, мм	188	212
Диаметр керна, мм	48	60
Камеры зерен алмазов, караты:		
на калибрующей части	0,15—10,20	0,18—0,20
на поверхности торца	0,25—0,28	0,25—0,28
на внутренней калибрующей поверхности	0,18	0,12—0,15
Общий вес алмазов, караты	410±15	500±15
Присоединительная резьба	3-147, ГОСТ 5286-58	3-161, ГОСТ 5286-58
Число промывочных отверстий	6	6
Диаметр промывочных отверстий, мм	16	19

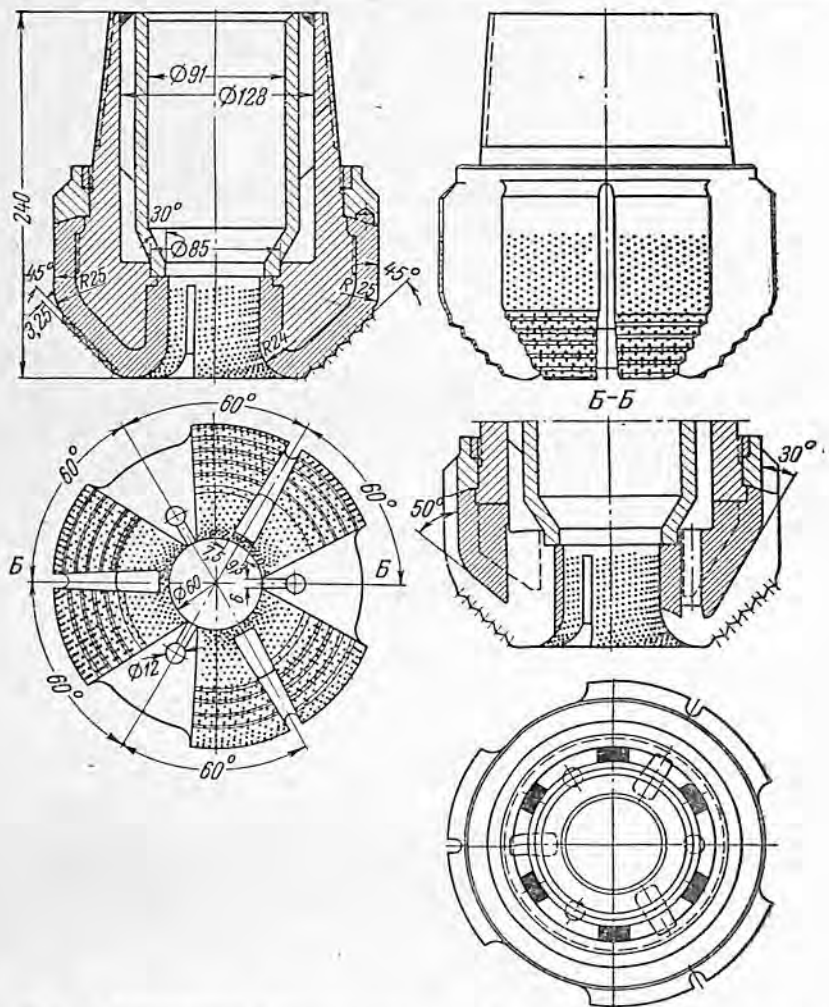


Рис. 75. Ступенчатые алмазные колонковые бурильные головки КТ-212С1.

Шифр алмазных долот и бурильных головок

Алмазные долота:		
однослойные спиральные	ДС
однослойные радиальные	ДР
однослойные ступенчатые	ДТ
импрегнированные	ДМ
Бурильные колонковые головки:		
однослойные спиральные	КС
однослойные радиальные	КР
однослойные ступенчатые	КТ
импрегнированные	КМ
Характеристика пород:		
мягкие	М

средней твердости	С
средней твердости перемежающиеся твердости	СТ
твердые	Т
Изготовитель:	
ВНИИБТ	Н
Московский комбинат твердых сплавов . .	М

Пример обозначения

Н-КС188СТЗ,

Н — изготовитель ВНИИБТ; КС — колонковая однослойная ступенчатая бурильная головка; 188 — диаметр бурильной головки; СТ — характеристика пород по твердости; З — модификация.

Таблица 67

Техническая характеристика алмазных долот типа АДУ

Показатели	Тип и размер долота				
	АДУ-1-96	АДУ-1-116,5	АДУ-1-142,5	АДУ-2-142,5	АДУ-1-185
Диаметр долота, мм	96	116,5	142,5	142,5	185
Диаметр корпуса долота, мм	85	108	118	118	146
Присоединительная резьба . .	3-62	3-76	3-101, ГОСТ 5286-58	3-101	3-121
Площадь сечения промывки, см ²	3,7	7,0	9,0	9,0	12,0
Диаметр керна, мм	6,0	8,0	10,0	10,0	12,0
Твердость матрицы НРС	45-55	45-55	45-55	40-50	40-50
Количество зерен алмазов . . .	250-280	450-500	750-800	850-900	900-1000
Вес алмазов, караты	65-70	110-120	170-180	200-210	240-250

Рекомендуемый режим бурения

Осевая нагрузка, Т	2,0-2,5	2,5-3,5	3,5-4,0	4,0-6,0	6,0-8,0
Число оборотов в мин	до 1000	до 900	до 800	до 800	до 700
Производительность насоса, л/сек	6-8	10-12	12-14	12-14	20-25

В плотных твердых породах кери отбирается алмазными колонковыми бурильными головками и одинарными колонковыми наборами конструкции УфНИИ ОКНУ (рис. 76).

При бурении алмазными инструментами применяется шламоуловитель (рис. 77).

Для отбора кернов в рыхлых или слабосцементированных песчанках, алевролитах, трещиноватых известняках УфНИИ разработал конструкцию двойных колонковых наборов Уфимец типа ДКНУ (рис. 78).

По сравнению с существующими двойные колонковые наборы типа ДКНУ отличаются следующими особенностями:

а) обеспечена достаточная прочность керна в результате увеличения его диаметра, а также надежность отрыва и удержание керна;

б) устранены вращение внутренней керноприемной трубы, размыв керна в процессе бурения и подъем бурильной колонны, вертикальные и горизонтальные вибрации, приводящие к разрушению керна в колонной трубе.

Таблица 68

Техническая характеристика алмазных колонковых бурильных головок типа АКУ

Показатели	Тип и размер колонковой бурильной головки								
	АКУ3-96	АКУ4-116,5	АКУ4-142,5	АКУ4-186	АКУ5М-116,5 *	АКУ5-142,5 *	АКУ5М-142	АКУ3-187 *	АКУ3-186 *
Диаметр бурильной головки, мм	96	116,5	341,5	186,0	116,5	142,5	142,0	187,0	186,0
Диаметр керна, мм	54	72	94	130	58	72	67	72	72
Диаметр корпуса бурильной головки, мм	86	108	114	160	110	127	135	167	168
Присоединительная резьба	Ленточная	Ленточная	Ленточная	Ленточная	Ленточная	Ленточная	Ленточная	Наружная	Наружная
Диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр	диаметр
73×70,	96×93,	102×99,	152×148,	100×97,	100×97,	115×112,	120×116,	155×4	155×4
6 ниток	6 ниток	6 ниток	4 нитки	4 нитки	4 нитки	6 ниток	6 ниток	6 ниток	6 ниток
на	на	на	на	на	на	на	на	на	на
25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м	25,4 м
45—50	45—50	45—15	45—50	45—50	—	400	450	750	850
200—300	300—310	300—350	500—550	500—550	350	100—120	110—130	220—240	240—270
48—50	80—85	75—85	150—170	150—170	9—100	100—120	110—130	220—240	240—270
Твердость матрицы НРС									
Количество зерен алмазов									
Вес алмазов, караты									
<i>Рекомендуемый УфНИИ режим бурения</i>									
Осевая нагрузка, Т	2—2,5	2,5—3,0	3,0—3,5	4,0—5,0	2,5—3,0	3,0—4,0	3,5—4,0	4,0—5,0	4,0—5,0
Число оборотов в мин	до 500	до 400	до 300	200—300	до 700	до 600	до 600	до 500	до 500
Производительность насоса, л/сек	4—5	8—10	10—15	18—24	8—10	12—14	12—14	20—26	20—26

* Колонковые бурильные головки предназначены для работы с двойным колонковым набором УфНИИ.

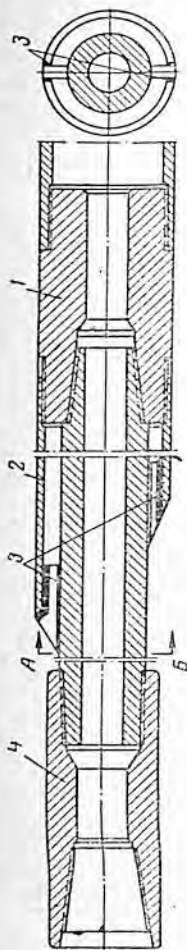


Рис. 77. Шламоуловитель.

1 — соединительный переходник; 2 — шламовая труба; 3 — косынки; 4 — переходник.

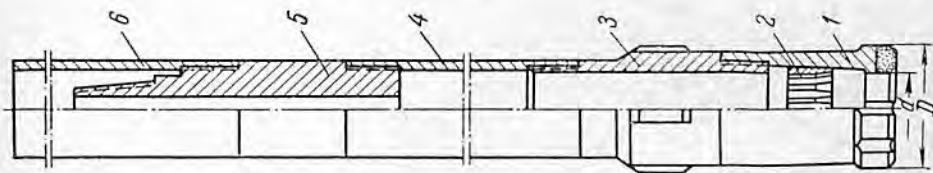


Рис. 76. Одинарный колонковый набор УФНИИ ОГНУ.

1 — алмазная колонковая бурильная головка; 2 — кольцевой рватель; 3 — твердосплавный расширитель; 4 — колонковая труба; 5 — переходник; 6 — шламовая труба.

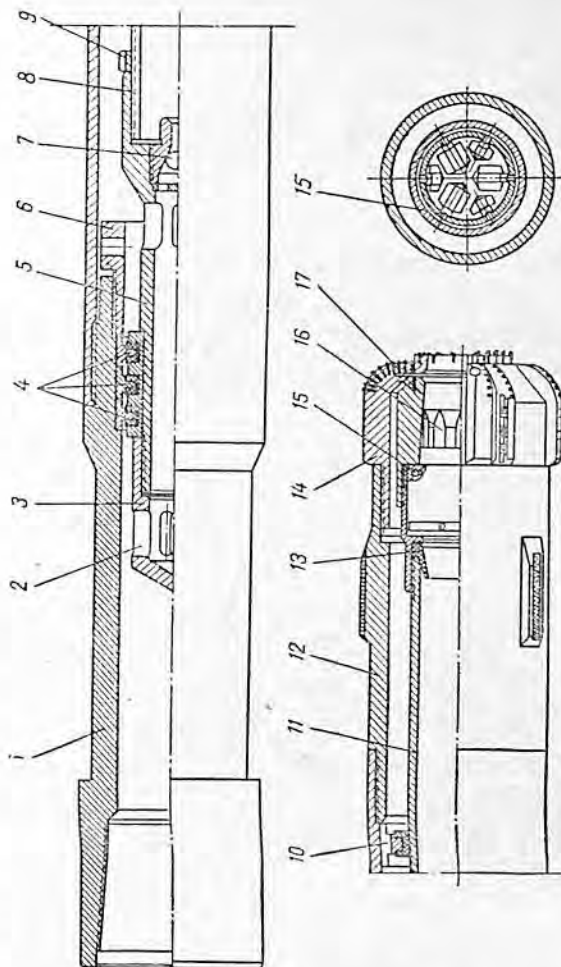


Рис. 78. Двойной колонковый набор УФНИИ ДКНУ.

1 — верхний переходник; 2 — окна для промывочной жидкости; 3 — поджимная гайка пяты (верхняя); 4 — осевая опора; 5 — вал; 6 — поджимная гайка трубы (нижняя); 7 — шаровой клапан; 8 — корпус набора; 9 — контргайка; 10 — радиальная опора; 11 — керноприсменная труба; 12 — расширитель-центратор; 13 — кернодержатель; 14 — колонковая бурильная головка; 15 — собачковый кернодержатель для мягких пород; 16 — кольцевой кернодержатель для твердых пород; 17 — корпус рвателя.

Техническая характеристика ДКНУ

Показатели	ДКНУ-118	ДКНУ-145	ДКНУ-190
Диаметр колонковой бурильной головки, мм	116,5	142,5	186,0
Диаметр керна, мм	58	67	72
Присоединительная верхняя резьба	3-76, ГОСТ 5286—58	3-101, ГОСТ 5286—58	3-121, ГОСТ 5286—58
Длина керноприемной трубы, мм	4150	5100	6300
Общая длина набора, мм	5000	6200	7215

КОЛОНКОВЫЕ ТУРБОДОЛОТА КТДЗ

В турбинном бурении для отбора керна применяются турбодолота типа КТДЗ с колонковой трубой съемной конструкции. Колонковые долота с несъемной грунтоносной трубой типа В-ДК (СДК1) применяются в основном в роторном и очень редко в турбинном бурении.

Турбодолота КТДЗ комплектуются четырехшарошечными бурильными головками типа В-К (старый шифр СДК1).

Колонковые долота В-ДК (рис. 79) состоят из корпуса (толстостенной трубы), грунтоноски с кернорвателем и четырехшарошечной бурильной головки типа В-К.

Бурильные четырехшарошечные головки типа В-К по конструкции относятся к группе А секционных шарошечных долот и изготавливаются типа СТ диаметрами от 97 до 346 мм.

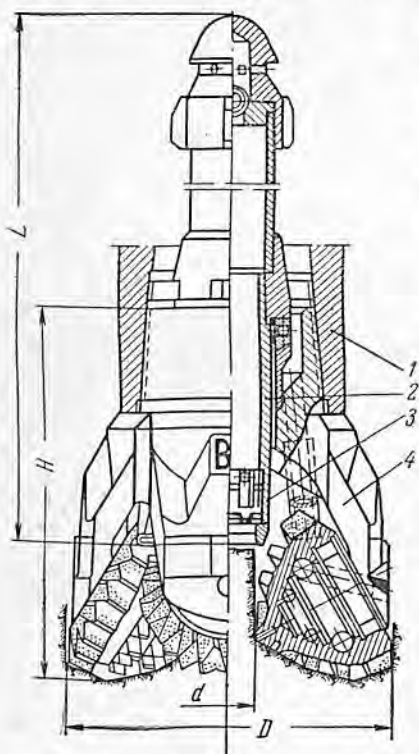


Рис. 79. Колонковое долото типа В-ДК.
1 — корпус долота; 2 — грунтоноска;
3 — кернорватитель; 4 — бурильная головка.

КОЛОНКОВЫЕ ТУРБОДОЛОТА КТД4

В отличие от турбодолота КТДЗ в турбодолоте КТД4 съемная грунтоноска снабжена регулируемой по длине головкой, благодаря чему можно изменить длину грунтоноски и устанавливать требуемый выход рвателя из переводника вала турбодолота.

Турбодолота КТД4 могут работать с бурильными головками шарошечного типа 7В-К с алмазными.

ВНИИБТ совместно с Павловским и Верхне-Сергиевским машиностроительными заводами разработал и подготовил серийное производство колонковых долот со съемной грунтоносной новой конструкции и бурильных головок 7В-К диаметрами 190 и 214 мм для роторного бурения,

Техническая характеристика колонковых турбодолот КТДЗ

Показатели	КТДЗ-5"	КТДЗ-6 5/8"	КТДЗ-7 1/2"	КТДЗ-8"-11	КТДЗ-9"-1
Длина (без бурильной головки), мм	7555±25	8055±25	8831±25	8134±25	8304±25
Наружный диаметр, мм	127	170	195	212	235
Количество ступеней турбины	120	96	94	79	100
Размеры съемной грунтооски, мм:					
длина	6625	7630	7810	7225	7225
наибольший наружный диаметр	45	65	65	85	85
Диаметр колонковой трубы, мм:					
наружный	38	53	53	73	73
внутренний	30	41	41	58	58
Длина керноприемной части, мм	3050	3500	3495	3400	3400
Диаметр керна, мм	25	33	35	47—48	47—48
Присоединительная резьба турбодолота					
Муфта:					
верхняя	З-101, ГОСТ 5286—58	З-121ИРТ-1	З-147ИРТ-1	З-147ИРТ-1	З-147ИРТ-1
нижняя	З-101, ГОСТ 5286—58	З-121ИРТ-1	З-121ИРТ-1	З-171ИРТ-1	З-171ИРТ-1
Камера бурильной головки	6	8, 9	9, 10	10, 11	11, 12, 14
Диаметр бурильной головки, мм	145	190, 214	214, 243	243, 269	269, 295, 346
Вес турбодолота (без головки), кг	510	994	1328	1434	1716

Таблица 71

Гидравлическая характеристика турбодолот КТДЗ при работе с промывкой глинистым раствором удельного веса 1,2 г/см³

Шифр турбодолота	Расход глинистого раствора, л/сек	Максимальная мощность, л. с.	Скорость вращения вала при максимальной мощности, кг/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кг·м	Перепад давления, кг/см ²
КТДЗ-5	8	10,5	585	12,5	20,7
	10	20,0	735	19,5	32,5
	12	34,0	880	27,7	46,7
	25	42,6	556	54,4	25,7
	28	59,4	623	68,3	32,2
КТДЗ-6 ⁵ / ₈	30	72,7	667	78,7	37,1
	32	89,0	712	89,0	42,6
	35	117,3	780	108,7	51,0
	40	174,6	890	139,5	66,3
	25	52,1	576	64,5	29,3
КТДЗ-7 ¹ / ₂	28	73,0	645	81,3	36,2
	30	89,5	690	93,2	42,3
	32	59,0	515	82,0	24,4
	35	77,5	565	98,0	29,4
КТДЗ-8	38	98,0	615	114,5	33,7
	40	115,0	645	128,0	38,5
	42	135,2	680	140,0	42,5
	45	162,5	725	161,0	48,7
	30	53,0	422	90,6	19,0
	35	84,5	492	129,8	26,0
	40	128,0	562	159,2	33,5
КТДЗ-9-1	45	180,0	632	204,5	43,0
	50	245,0	701	254,0	53,0
	55	324,0	772	305,0	64,0

Принципиальным отличием конструкции турбодолота КТДЗ-6⁵/₈ и КТДЗ-5 является составной вал.

с отбором керна диаметрами 48 и 60 мм под шифрами КАЭ-172-190/48С и КАЭ-186-214/60С.

Долота КАЭ отличаются от существующих 1В-К (СДК1) наличием съемной грунтоноски, верхнего фиксирующего узла грунтоноски и плавающих рычажных кернорвателей типа Р16, обеспечивающих сохранность керна.

ДУХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Духшарошечные долота предназначены для бурения скважин сплошным забоем, изготавливаются четырех размеров (93, 112, 132 и 151 мм), для бурения в мягких и средних породах, а также пород, перемежающихся с прослоями средней твердости.

Таблица 72

Перечень серийно изготавливаемых колонковых долот

Шифр долота	Применяемые бурильные головки		Грунтоноска
	шифр	диаметр, мм	

Колонковые турбодолота

КТДЗ-5	В-К	145	Съемная
КТДЗ-6 ⁵ / ₈	В-К	190, 214	»
КТДЗ-7 ¹ / ₂	В-К	214, 243	»
КТДЗ-8	В-К	243, 269	»
КТДЗ-9	В-К	269, 295, 346	»
КТД4-172-190/48	7В-К	Комплектуется бурильной головкой соответствующего размера	»
КТД4-190-214/60	7В-К		»

Колонковые долота для роторного бурения

КАЭ-172-190/48	7В-К		Съемная
КАЭ-190-214/60	7В-К		»
1В-ДК118	В-К	Комплектуется бурильной головкой соответствующего размера	Несъемная
1В-ДК145	В-К		»
1В-ДК161	В-К		»
1В-ДК190	В-К		»
1В-ДК214	В-К		»
1В-ДК243	В-К		»
1В-ДК269	В-К		»
1В-ДК295	В-К		»
1В-ДК346	В-К		»

Таблица 73

Краткая техническая характеристика колонковых турбодолот КТД4

Показатели	КТД4-5	КТД4-6 ⁵ /а	КТД4-6 ⁵ /а	КТД4-6 ⁵ /а	КТД4-7 ¹ /з
Наружный диаметр, мм	120	172	172	172	196
Количество ступеней турбины	210	165	165	163	175
Длина турбодолота (без бурильной головки), мм	9885	10 240	10 240	10 240	10 740
Размер съемной грунтоноски, мм:					
наибольшая длина	9733 *	9820	9820	9820	10 300
наименьший наружный диаметр	65	79	79	79	98
Диаметр колонковой трубы, мм:					
наружный	53	73	73	73	89
внутренний	41	59	59	59	75
Длина керноприсоединительной части грунтоноски, мм	4000	4000	4000	4000	4000
Диаметр керна, мм	35	48	48	48	60
Присоединительная резьба:					
муфта верхняя	3-102 ГОСТ 5286-58	3-133 ГОСТ 5286-58	3-133 ГОСТ 5286-58	3-133 ГОСТ 5286-58	3-147 ИРТ-1
муфта нижняя	МК110×6×1,8 ИРТ-1	3-147 ИРТ-1	3-147 ИРТ-1	3-147 ИРТ-1	3-161 ГОСТ 5286-58
Бурильная головка:					
номер	6	8	8	8	9
диаметр, мм	145	190	190	190	214
Вес турбодолота (без бурильной головки), кг	1057	1276	1276	1276	1642

* Наибольшая длина грунтоноски при полностью вывешенной регулируемой головке.

Таблица 74

Гидравлическая характеристика турбодолот КТД4 при бурении с промывкой скважины глинистым раствором удельного веса $1,2 \text{ г/см}^3$

Шифр турбодолота	Расход глинистого раствора, л/сек	Максимальная мощность, л. с.	Скорость вращения вала при максимальной мощности, об/мин	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, кг·м	Перепад давления, кг/см ²
КТД4-5	8	26,6	635	30,4	45,7
	10	52,2	793	47,4	70,1
КТД4-6 ⁵ /8	22	70/57	490	111/91	49/40
	24	90/74	535	123/100	58/47,5
	26	115/94	580	145/112	68/55
	28	145/119	625	167/137	79/65
КТД4-1-6 ⁵ /8	22	69/57	490	110/91	48,5/40
	24	89/74	535	121/100	57/47,5
	26	113,5/94	580	143/112	67/55
	28	143/119	625	165/137	78/65
КТД4-7 ¹ / ₂	20	72	480	108	45
	22	95,5	528	130	54
	24	124	575	154	65
	28	157	623	180	75

Примечание. В знаменателе приведены значения для турбодолот КТД4-6⁵/8, имеющих 135 ступеней турбин, а для турбодолот КТД4Н-6⁵/8 — 130 ступеней.

Таблица 75

Краткая техническая характеристика колонковых долот типа КАЭ

Показатели	КАЭ1-140/35	КАЭ2-140-161/40	КАЭ1-172-190/48	КАЭ1-186-214/60
Наружный диаметр, мм	120	140	172	186
Длина (без бурильной головки), мм	6633	6685	6785	5741
Диаметр колонковой трубы, мм:				
наружный	53	60	73	89
внутренний	40	50	58	75
Диаметр керна, мм	35	40	48	60
Длина грунтооски, мм	6615	6648	6765	5715
Присоединительная резьба (муфта) долота:				
верхняя	3-102 ГОСТ 5286-58	3-117 ИРТ-1	3-133 ГОСТ 5286-58	3-141 ИРТ-1
нижняя	МК110×6×1:8 ИРТ-1	3-117 ИРТ-1	3-147 ИРТ-1	3-161 ГОСТ 5286-58
Диаметр бурильных головок 7В-К, мм	140	161	190	214
Вес колонкового долота (без бурильной головки), кг	360	600	710	712

Двухшарошечные долота по типу соединительного элемента относятся к группе А и представляют собой неразборную конструкцию, состоящую из двух сваренных между собой секций (лап), на цапфах которых смонтированы шарошки.

Гидромониторные двухшарошечные долота имеют два боковых канала, в которых установлены сменные насадки.

ОДНОШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Одношарошечные долота изготавливаются четырех размеров (140, 161, 190 и 214 мм), для бурения в твердых и крепких породах, залегающих на больших глубинах.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

Двух- и трехлопастные долота режущего типа

Лопастные долота предназначены для бурения скважин различных диаметров вращательным способом в породах мягких и средней твердости.

Согласно утвержденной Гипро-нефтемашем отраслевой нормали Н553—60 лопастные долота выпускаются двух типов — двухлопастные 2Л и трехлопастные 3Л.

Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения разработана новая отраслевая нормаль Н968—64 «Долота режущие. Типы и основные параметры» (взамен нормали Н553—60).

В гидромониторных лопастных долотах применяются сменные минерало-керамические насадки Азинмаша (рис. 80).

По особому требованию заказчика изготавливают лопастные долота типа РХ (рис. 81).

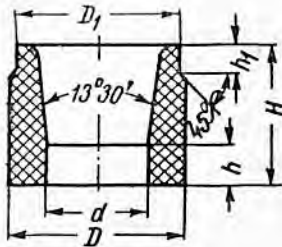


Рис. 80. Сменные минерало-керамические насадки конструкции Азинмаша.

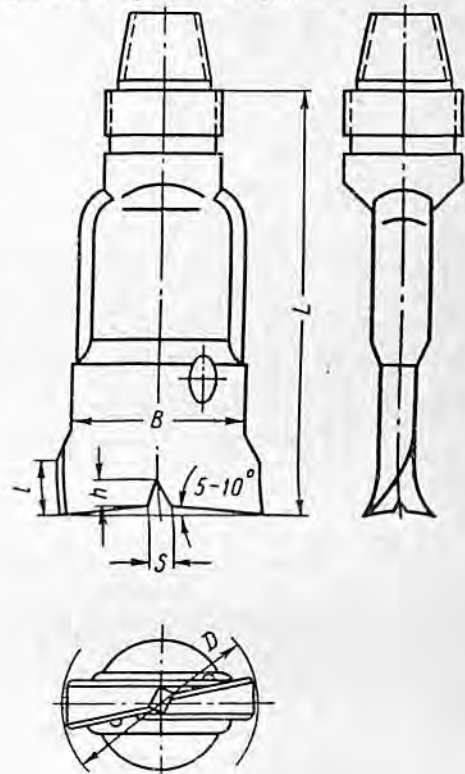


Рис. 81. Долото РХ.
а — с верхней промывкой; б — с нижней промывкой.

ПИКООБРАЗНЫЕ ДОЛОТА КОНСТРУКЦИИ АЗИНМАША

Азинмашем разработаны и рекомендуются для освоения пикообразные долота типа ПЦ для разбуривания цементных пробок и типа ПР — для расширения ствола скважины.

Долота ПЦ и ПР представляют собой поковку специальной формы из стали 40. Верхняя часть выполнена в виде резьбовой головки (резьба замкового nipples).

Основные технические данные двух- и трехлопастных долот 2Л и 3Л по нормали Н553—60 (размеры в мм)

Диаметр долота	Презленные отклонения диаметра	Высота долота (не более)	Высота корпуса (не более)	Диаметр корпуса са на торце	Толщина лопастей	Высота наплавки	Присоединительная резьба	Диаметры отверстий промывочных каналов или насадок			
								двухлопастных		трехлопастных	
								при нормальной промывке	при гидромониторной промывке	при нормальной промывке	при гидромониторной промывке
76		140	100	57	15	80	3-42, ГОСТ 7918-56	11	—	8	—
93		160	120	65	15	80	3-50, ГОСТ 7918-56	11	—	8	—
97		170	130	80	20	80	3-62, ГОСТ 7918-58	13	—	11	—
112	—1	180	140	83	20	80	3-62, 5, ГОСТ 7918-56	13	—	11	—
118		195	150	95	20	90	3-76, ГОСТ 5286-58	16	—	13	—
132		180	140	83	20	90	3-63, 5, ГОСТ 7918-56	16	—	13	—
140		220	175	108	25	100	3-88, ГОСТ 5286-58	16	—	13	—
145		220	175	108	25	100	3-88, ГОСТ 5286-58	18	—	16	—
152		220	175	108	25	100	3-88, ГОСТ 5286-58	18	—	16	—
160		220	175	108	25	100	3-88, ГОСТ 5286-58	20	—	16	—
190	—2	290	225	146	30	130	3-121, ГОСТ 5286-58	27	16	24	13
215		290	225	146	30	130	3-121, ГОСТ 5286-58	30	13	24	13
245		295	240	146	30	130	3-121, ГОСТ 5286-58	33	20	27	16
270		310	250	178	30	130	3-147, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
295		320	270	203	35	130	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
320	—3	340	270	203	35	130	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
345		340	270	203	35	130	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
395		365	290	203	35	150	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
445	—4	385	310	203	35	150	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18
490		405	330	203	35	150	3-171, ГОСТ 5286-58	37	22	30	18

Примечания. 1. Промывочные каналы у долот, указанных ниже черной линией, оснащаются насадками.

2. В 76- и 93-мм долотах можно просверлить один центральный промывочный канал диаметром 13 мм, а в 97- и 112-мм долотах — канал диаметром 18 мм.

Таблица 77

Основные технические данные серийно выпускаемых двух- и трехлопастных долот Д2Л и ДЗЛ

Диаметр долота, мм	Шифр долота	Диаметр корпуса на торце, мм	Высота долота, мм	Толщина лопастей, мм	Присоединительная резьба	Диаметр отверстий промышленных каналов или насадок для нормальной промывки, мм	Вес, кг
91	Д2ЛГ-91	65	160	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	12	2,83
112	Д2ЛГ-112	65	165	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	14	3,25
118	Д2ЛГ-118	65	165	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	14	3,37
118	Д2Л-118	25	190	20	3-76, ГОСТ 5286-58	16	4,85
132	Д2ЛГ-132	65	170	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	14	3,64
135	Д2ЛГ-135	65	170	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	14	3,73
135	Д2Л-135	108	200	25	3-88, ГОСТ 5286-58	16	6,80
140	Д2Л-140	108	200	25	3-88, ГОСТ 5286-58	16	7,05
140	Д2ЛГ-140	65	175	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	16	3,88
145	Д2ЛГ-145	65	175	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	16	4,00
145	Д2Л-145	108	200	25	3-88, ГОСТ 5286-58	18	7,30
161	Д2Л-161	108	200	25	3-88, ГОСТ 5286-58	20	8,05
161	Д2ЛГ-161	65	180	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	16	4,35
190	Д2ЛГ-190	65	190	20	3А-50, ГОСТ 7918-56	16	5,00
190	Д2Л-190	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	34	15,50
190	ДЗЛ-190	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	24	17,33
214	Д2Л-214	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	30-34	16,50
214	ДЗЛ-214	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	24	18,73
243	Д2Л-243	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	34	17,30
243	ДЗЛ-243	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	27	20,13
269	Д2Л-269	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	34	19,00
269	ДЗЛ-269	146	250	30	3-121, ГОСТ 5286-58	30	21,73
295	Д2Л-295	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-55	37	38,90
295	ДЗЛ-295	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	43,18
320	Д2Л-320	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	37	40,3
320	ДЗЛ-320	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	45,23
346	Д2Л-346	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	37	41,7
346	ДЗЛ-346	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	47,53
370	Д2Л-370	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	37	45,7
370	ДЗЛ-370	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	52,48
394	Д2Л-394	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	37	49,7
394	ДЗЛ-394	203	335	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	57,58
445	Д2Л-445	203	390	35	3-171, ГОСТ 5286-58	37	66,3
445	ДЗЛ-445	203	390	35	3-171, ГОСТ 5286-58	30	78,48

Таблица 78

Основные параметры двухлопастных долот режущего типа 2Л по нормам И988—64

Обозначения	Диаметр, мм	Допустимое отклонение	Диаметр корпуса на торце, мм	Диаметр промычки канала, мм	Присоединительная резьба	Ширина лопастей, мм	Толщина лопастей, мм	Высота наплавки, мм	Высота долота, мм (не более)	Допустимая осевая нагрузка, Т	Допустимый крутящий момент в кг·м на долоте при скорости вращения долота, об/мин					Вес, кг (не более)	
											70	92	140	168	220		239
2Л-76	76		57	11	3-42, ГОСТ 7918—56				140	4,5	13	11	9	8,5	7,5	7	2
2Л-93	93		65		3-50, ГОСТ 7918—56		15	80	160	2	20	17,5	14	13	11	10	2,5
2Л-97	97	±0,5	80	13	3-62, ГОСТ 5285—58						21,5	19	15	14	12	11,5	3
2Л-112	112		83	16	3-635, ГОСТ 7918—56	—	20		180	3	38	33	27	24,5	21,5	20,5	5
2Л-132	132									4	54	47	38	35	30,5	29	5,5
2Л-140	140						100		200	4,5	73	63	52	47	41	39	6
2Л-151	151		108	18	3-88, ГОСТ 5286—58		25			5	89	77	63	57,5	50	48	6,5
2Л-164	161	±1		20					210	5,5	100	87	71	65	57	54	7,5
2Л-214	214		146	30	3-121, ГОСТ 5286—58				270	9	205	180	146	133	116	111	18,5
2Л-490	490	±2				435	75		570	26	1460	1270	1035	945	825	790	142
2Л-540	540		203		3-171, ГОСТ 5286—58	485		130	620	33	2000	1740	1420	1280	1130	1080	184
2Л-590	590			35		535			670	36	2400	2080	1700	1550	1350	1300	215
2Л-640	640	±2,5				585	80		720	39	2780	2400	1970	1800	1570	1500	240
2Л-705	705		212		3-189, ГОСТ 5286—58	650			770	43	3400	2960	2400	2200	1920	1840	270

Таблица 79
Основные параметры трехлопастных долот режущего типа ЗЛ и ЗЛГ по нормам И968—64

Обозначение	Диаметр долота, мм	Допустимое отклонение	Диаметр корпуса на торце, мм	Диаметр промывочного отверстия, мм		Присоединительная резьба	Толщина лопасти, мм	Высота калибрующей части, мм	Высота долота, мм (не более)	Допустимая осевая нагрузка, Т	Допустимый крутящий момент в кг·м на долото при скорости вращения, об/мин				Вес, кг (не более)		
				ЗЛ	ЗЛГ						70	92	140	168		220	239
ЗЛ-118	118	±0,5	95	13		3-76, ГОСТ 5286-58			180	5	65	565	46	42	37	35	7
ЗЛ-132	132		83			3-63, 5, ГОСТ 7918-56	20		180	5,5	80,5	70	57	52	45	43	8,5
ЗЛ-135	135										82	71	58	53	46	44	9
ЗЛ-140	140		108					100		7	109	95	77	71	62	59	9,5
ЗЛ-145	145					3-63, 5 ГОСТ 5286-58	25		210	7,5	121	105	86	78	68	65	10
ЗЛ-151	151			16						8	134	117	95	86	76	73	10,5
ЗЛ-161 и ЗЛГ-161	161									8,5	152	132	108	98	86	82	11
ЗЛ-190 и ЗЛГ-190	190			24						11	232	202	169	150	131	125	20
ЗЛ-214 и ЗЛГ-214	214		146			3-121, ГОСТ 5286-58	30		250	13	307	268	218	198	173	166	23
ЗЛ-243 и ЗЛГ-243	243				10					15	405	350	288	260	230	220	25
ЗЛ-269 и ЗЛГ-269	269				11					16	480	418	340	310	270	260	26
ЗЛ-295 и ЗЛГ-295	295				12					21	690	600	492	445	390	373	42
ЗЛ-320 и ЗЛГ-320	320				13					23	815	710	580	530	462	440	45
ЗЛ-346 и ЗЛГ-346	346		203	27		3-171, ГОСТ 5286-58	35		320	25	960	835	680	620	540	520	46
ЗЛ-370 и ЗЛГ-370	370				14					27	1140	965	788	715	628	600	48
ЗЛ-394 и ЗЛГ-394	394				15					32	1400	1400	1215	995	790	760	49
ЗЛ-445 и ЗЛГ-445					16		40		360	36	1780	1550	1260	1150	1020	960	54

Таблица 80

Основные параметры минералокерамических насадок гидромониторных долот режущего типа по нормали Н968—64

D , мм	D_1 , мм	d , мм	H , мм	h , мм	h_1 , мм	Вес, г
30	28,5	10	25	4	5	54
		11		4		52
		12		4		50
		13		4,5		48
		14		5		46
		15		5,5		44
		16		6		42
35	33	12	30	6	11	96
		13		6,5		94
		14		7		92
		15		7,5		90
		16		8		88
		17		8,5		86
		18		9		84

Таблица 81

Основные размеры долот типа РХ

№ долота	Диаметр заправленного и армированного долота, мм	Длина долота, мм	Ширина лопатки, мм	Центральная вырубка между лопастями долота		Длина направления, мм	Вес, кг
				высота, мм	ширина, мм		
20	490±2,5	810	435	70	30	120	260
22	540±2,5	870	485	70	30	120	280
24	590±2,5	870	535	70	30	120	290
26	640±2,5	870	585	70	30	120	300

нижняя часть сделана в виде плоской пики, грани которой армированы твердым сплавом.

Долота типа ПЦ в отличие от долот ПР не имеют на лопастях периферийных или калибрующих боковых граней в целях предохранения обсадных труб от повреждения.

Для нормальной промывки скважины долота имеют два цилиндрических отверстия.

Долота диаметрами 93, 97, 112, 118, 132, 135, 140, 145, 111, 161 и 190 мм рекомендуется изготовлять цельноштампованной конструкции, а диаметрами 214, 243, 269, 295, 308, 320, 346, 370, 394, 445, 470 и 490 мм — сварной.

ДОЛОТА ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩЕГО ТИПА

В нефтяной промышленности Азербайджанской ССР применяются долота истирающе-режущего типа при бурении перемещающихся мягких, средних и твердых пород. Сокращенное название долот этого типа ДИР.

Долота типа ДИР (рис. 82) состоят из цельного корпуса (или из двух сваренных между собой частей), приваренных к нему шести лопастей, из которых три нижние имеют нормальную высоту и три верхние — укороченную. Режущие кромки лопастей скошены под углом 30° и армированы цилиндрическими зубьями из металло-керамического сплава ВК8-В. Каждый последующий ряд штыревой армировки выше предыдущего ряда на $\frac{1}{3}$ высоты зуба. Промежутки между штырями и передние грани всех лопастей армируются зернистым твердым сплавом релит.

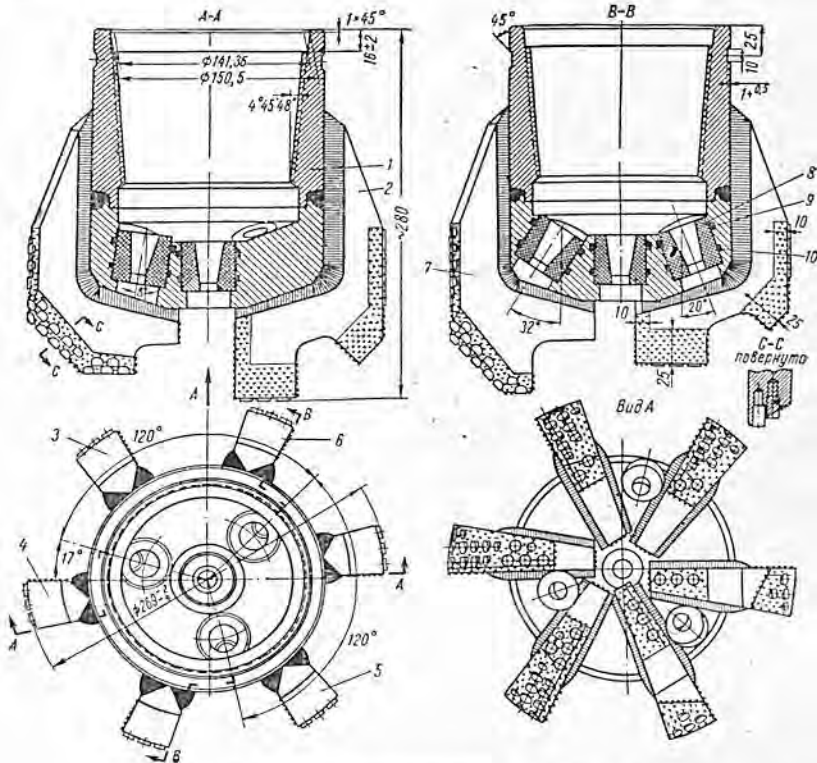


Рис. 82. Долото истирающе-режущего типа ДИР.

1 — корпус; 2, 3, 7 — нижние лопасти; 4, 5, 6 — верхние лопасти; 8 — минералокерамическая насадка; 9 — пружинное кольцо; 10 — резиновое кольцо.

Боковые грани лопастей, образующие диаметр скважины, также армируются твердосплавными штырями и слоем релита.

Промывочные отверстия снабжены минерало-керамическими насадками.

Направление промывочной жидкости, выходящей из насадок под разными углами задано из расчета обработки каждой струей равновеликой площади забоя, рациональной промывки и равномерного разрушения струями породы по всей его площади.

Насадки укреплены в гнездах при помощи пружинных колец, герметичность места крепления насадок достигается установкой резиновых колец в канавки гнезд корпуса долота.

Таблица 82

Основные параметры широкообразных долот для разбуривания цементных пробок ПЦ и расширения ствола скважины ПР по нормам И968

Обозначение	Диаметр долота, мм	Допускаемое отклонение	Диаметр корпуса на торце, мм	Диаметр промывочной канавки, мм	Присоединительная резьба	Толщина лопастей, мм	Высота наплавки, мм	Высота долота, мм (не более)	Допустимая осевая нагрузка, т	Допустимый крутящий момент в кг·м на долоте при скорости вращения долота, об/мин					Вес, кг (не более)	
										70	92	140	168	220		239
ПЦ-97	97		80	13	3-62, ГОСТ 5286—58	20	100	280	1	8,5	8	7	6	5,5	5	6
ПЦ-12	112		83		3-635, ГОСТ 7918—56				2	17	16	14	13	11,5	11	7
ПЦ-118 ПР-118	118		95		3-76, ГОСТ 5286—58				2,5	30	26	21,5	19,5	17	16	75
ПЦ-132 и ПР-132	132	± 0,5	83	16	3-63, 5, ГОСТ 7918—56				2,5	37	33	26	24	21	20	8
ПЦ-135 и ПР-135	135								3	38	27	25	21,5	20,5	20,5	8,5
ПЦ-140 и ПР-140	140		108	18	3-88, ГОСТ 5286—58				3	51	44	36	33	29	27,5	11
ПЦ-145 и ПР-145	145								3,5	57	49	40	36	32	30	12

III-151 и II-151	151	±1	20		25	320	4	63	55	44	40	35.5	34	12,5
	161							71	62	50	46	40	38	13
III-161 и II-161	161		20				5	108	101	76	70	61	48	22
III-190 и II-190	190		27				6	143	125	102	92	81	77,5	24
III-214 и II-214	214	±1	146	30	30	380	6	143	125	102	92	81	77,5	24
III-269 и II-269	269						8	224	195	159	145	126	121	26
III-295 и II-295	295						10	322	280	230	208	182	174	49
III-320 и II-320	320						11	380	331	271	247	215	205	52
III-346 и II-346	346	±1,5	203	35	35	500	12	448	390	317	289	252	243	54
III-394 и II-394	394						13	518	450	368	334	293	280	56
III-445 и II-445	445	±2	203	35	35	500	15	653	567	464	422	369	355	58
III-490 и II-490	490						19	1020	890	720	660	575	550	77

ДОЛОТА ФРЕЗЕРНОГО ТИПА ФР

ГрозНИИ разработал новую конструкцию долота «долото-фрезер» (рис. 83). Долото армировано зубьями и резами из твердого сплава. Долота типа ФР изготовлены с центральным промывочным каналом и дополнительными каналами, отводящими промывочную жидкость на другие участки забоя.

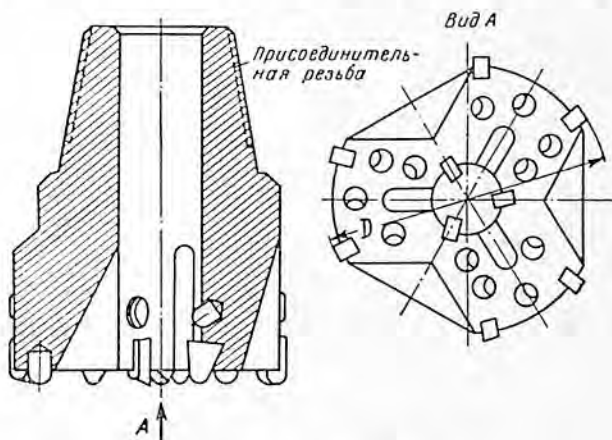


Рис. 83. Долото-фрезер.

Таблица 84

Основные параметры долот-фрезеров типа ФР по нормам Н968—64

Обозначение	Диаметр долота, мм	Допустимое отклонение, мм	Диаметр центрально-промывочного канала, мм	Присоединительная резьба	Высота долота, мм	Допустимая нагрузка, т	Вес, кг (не более)
ФР-140	140	$\pm 0,5$	36	3-88, ГОСТ 5286—58	200	15	10
ФР-190	190	± 1	50	3-121, ГОСТ 5286—58	250	18	21
ФР-214	214				275	20	33

РАСШИРИТЕЛИ

Для расширения скважин применяются расширители лопастного типа и шарошечные.

Лопастные расширители изготавливаются четырех- и шестилопастными. Четырехлопастные расширители изготавливаются диаметром 170 мм, а шестилопастные диаметрами 230, 296 и 370 мм.

Шарошечные расширители изготавливают шести размеров в трехшарошечном исполнении, каждому размеру присвоен номер (№ 10, 11, 12, 14, 16 и 18).

Концы корпуса расширителя имеют резьбу (ГОСТ 5286—58) замка буровых труб: верхний конец под муфту, нижний — под шпнпель.

На верхнем конце корпуса есть шейка для захвата расширителя элеватором.

Таблица 85

Лопастные расширители

Шифр	Габаритные размеры, мм		Вес, кг
	диаметр	длина	
1035-170	170	1300	27,8
1038-230	230	510	52,5
1059-296	296	570	63,4
959-370	370	750	65,9

Таблица 86

Расширители трехшарошечные

Номер расширителя	Диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Завод-изготовитель	Диаметр проходного отверстия, мм
10	243	1630	205,0	«Большевик»	50
11	269	1660	270,0		70
12	295	1660	342,0		85
14	346	1750	391,0		90
16	394	1900	577,3		100
18	445	1900	628,7		100

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

Для бурения нефтяных и газовых скважин главным образом применяются стальные бурильные трубы трех типов, а в последнее время начали применять трубы из легкого сплава.

Стальные трубы делятся на сборные и с приваренными соединительными замками.

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Сборные трубы изготавливаются двух типов; с высаженными внутрь и с высаженными наружу концами. Бурильные трубы с высаженными концами изготавливаются бесшовными, в соответствии с ГОСТ 631—63 из сталей марок: Д, К, Е, Л и М. На обоих концах этих труб нарезана резьба под соединительные муфты и замки.

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами в СССР изготавливаются в соответствии с ГОСТ 631—63 восемь размеров и с высаженными концами наружу шести размеров по диаметру. При условном диаметре от 60 до 102 мм длиной 6, 8 и 11,5 м; при диаметре от 114 до 168 мм длиной только 11,5 м.

В одной поставляемой партии может быть до 25% труб длиной 8 м и до 15% труб длиной 6 м.

Муфты для труб условным диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из стали последующей группы прочности с более высокими механическими свойствами, указанными в табл. 102. По соглашению сторон поставка этих труб и муфт из стали одной и той же группы прочности допускается.

Трубы с условным диаметром свыше 114 мм и муфты к ним поставляются из стали одной группы прочности.

Резьба бурильных труб бывает правая и левая.

Трубы с правой резьбой применяются при бурении скважин, трубы с левой резьбой применяют при сложных ловильных работах.

Резьба муфт во избежание заедания при свинчивании с трубой оцинковывается или фосфатируется.

Таблица 87

Прочностная характеристика сталей

Показатели	Сталь марки				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление в кг/см ² (не менее)	65	70	75	80	90
Предел текучести в кг/см ² (не менее)	38	50	55	65	75

Таблица 88

Крутящий момент

Условный диаметр труб, мм	73	89	114	140	168
Крутящий момент при креплении муфты трубы в заводских условиях, кг·м	1300	1600	2000	2300	2700

Маркировка бурильных труб

В соответствии с ГОСТ 631—63 на каждой трубе, сдаваемой заводом, на расстоянии от 0,4—0,6 м от конца выбиты клейма в следующем порядке: услов-

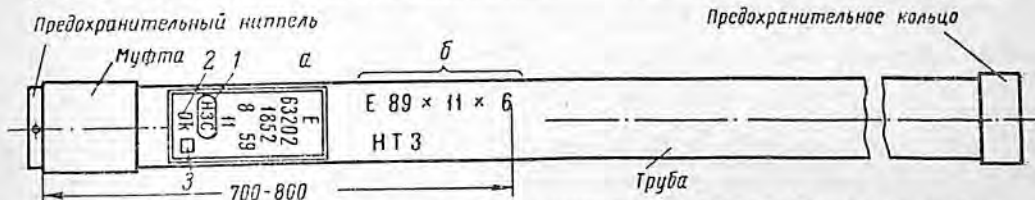


Рис. 84. Пример маркировки бурильной трубы из стали марки Е Первоуральского новотрубного завода.

а — маркировка клейменением в белой рамке; Е — марка стали труб; 63202 — номер плавки; 1852 — порядковый номер трубы; 8—59 — месяц и год выпуска; 11 — толщина стенки трубы, мм; 1 — товарный знак завода; 2 — клеймо ОТК; 3 — клеймо приемщика; б — маркировка белой краской; Е — марка стали трубы; 89 — наружный диаметр трубы, мм; 11 — толщина стенки, мм; б — длина трубы, м; НТЗ — марка завода.

Примечание. На трубах из стали марки Е по середине трубы нанесен пояс голубой краской; на муфтах труб из стали марки Е голубая полоска нанесена параллельно оси муфт. На трубах с левой резьбой — дополнительная маркировка, поясок белого цвета и надпись «левая» (того же цвета).

ный диаметр трубы в мм, номер трубы; группа прочности; толщина стенки в мм; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска.

Клеймо обведено светлой краской. Рядом с клеймом на каждой трубе нанесены устойчивой светлой краской: условный диаметр трубы в мм; точность

Таблица 89

Трубы буровые с высаженными внутрь концами и муфты к ним (по ГОСТ 631—63) (размеры в мм)

Условный диаметр трубы	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Трубы				Муфты				Резьба				Теоретический вес, кг		
			наружный диаметр	длина до переходной части, не менее	длина пере- ходной части	длина перес- едающей части	наружный диаметр	длина	число ниток на 25 мм	конусность	средний диаметр в основной плоско- сти	наружный диаметр у торца трубы	внутренний диаметр у торца трубы	общая длина	1 м гладкой трубы	Увеличение веса одной трубы вслед- ствие высадки обойм концев	Муфты
60	7	46,3	90	40	32	80	140	8	1/16	58,439	57,731	54,111	54	10,26	2,1	2,7	
	9	42,3												24			12,33
73	7	59	100	40	45	95	166	8	1/16	71,139	69,619	65,999	67	11,4	2,0	4,2	
	9	55												34			14,2
	11	51												28			16,8
89	7	75	100	40	60	108	166	8	1/16	87,014	85,494	81,874	67	14,2	3,2	4,4	
	9	71												49			17,8
	11	67												45			21,2
102	7	87,6	115	55	74	127	184	8	1/16	99,714	97,631	94,011	76	16,4	5,0	7,0	
	8	85,6												70			18,5
	9	83,6												66			20,4
	10	81,6												62			22,4

Продолжение табл. 89

Условный диаметр трубы		Толщина стенки		Трубы				Муфты				Резьба				Теоретический вес, кг		
				внутренний диаметр	наружный диаметр	высалка			длина	число ниток на 25 мм	конусность	средний диаметр в основной плоско- сти	наружный диаметр у торца трубы	внутренний диаметр у торца трубы	общая длина	1 м гладкой трубы	увеличение веса одной трубы вслед- ствие высадки обоих концов	муфты
длина до переходной части, не менее	длина пере- ходной части	наименьший диаметр прохода																
114	9	96,3	114,3	130	55	74	204	8	1/16	112,414	109,706	106,086	86	23,3	6	9		
	10	94,3				70								25,7				
	11	92,3				68								28,0				
127	7	113	127,0	130	55	95	204	8	1/16	125,114	122,406	118,786	86	20,7	6,5	10		
	8	111				91								23,5				
	9	109				87								26,2				
	10	107				83								28,9				
140	8	123,7	139,7	130	55	105	215	8	1/16	139,414	136,331	132,711	92	26,0	7,5	14		
	9	121,7				101								29,0				
	10	119				97								32,0				
	11	117				91								35,0				
168	9	150,3	168,3	130	55	128	229	8	1/16	166,389	162,900	159,280	98,5	35,3	9,5	16,7		
	10	148,3				124								39,0				

Трубы бурильные с высаженными наружу концами и муфты к ним (по ГОСТ 631 — 63) (размеры в мм)

Условный диаметр труб	Трубы					Муфты		Резьба					Теоретический вес, кг			
	толщина стенки	внутренний диаметр	наружный диаметр	высажена		наружный диаметр	длина	число ниток	конусность	средний диаметр в осевой плоскости	наружный диаметр у торца трубы	общая длина	1 м гладкой трубы	увеличение веса одной трубы вследствие ступенчатости высадки	концов	муфты
				длина наружного диаметра	длина переходной части, не менее											
60	7	46,3	60,3	67,46	110	65	86	140	8	1/16	65,576	64,868	54	9,15	9,2	2,7
	9	42,3										11,3		11,3		
73	7	59,0	73,0	81,76	120	65	105	165	8	1/16	79,877	78,357	67	11,4	2,5	4,7
	9	55,0												14,2		
	11	51,0												16,8		
89	7	75,0	89,0	97,13	120	65	118	165	8	1/16	95,244	93,724	67	14,2	3,5	5,2
	9	71,0												17,8		
	11	67,0												21,2		
102	8	85,6	101,6	114,3	145	65	140	204	8	1/16	112,414	109,706	86	18,5	4,5	9,0
	9	83,6												20,4		
	10	81,6												22,4		
114	8	98,3	114,3	127	145	65	152	204	8	1/16	125,114	122,406	86	20,9	5,0	11,0
	9	96,3												23,3		
	10	94,3												25,7		
	11	92,3												28,0		
140	8	123,7	159,7	154	145	65	185	215	8	1/16	152,114	149,031	92	26,0	7,0	15,0
	9	121,7												29,0		
	11	117,0												35,0		

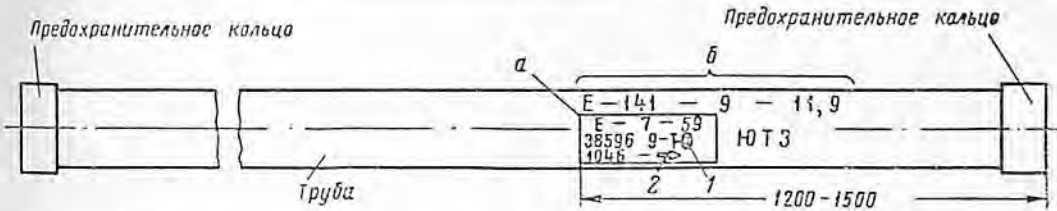


Рис. 85. Пример маркировки бурильных труб из стали марки Е Никопольского южнотрубного металлургического завода.

а — маркировка клейменем в белой рамке; Е — марка стали трубы; 38596 — номер плавки; 1046 — порядковый номер трубы; 7 — 59 — месяц и год выпуска; 9 — толщина стенки трубы, мм; 1 — товарный знак завода; 2 — клеймо ОТК; б — маркировка белой краской; Е — марка стали трубы; 141 — наружный диаметр трубы, мм; 9 — толщина стенки, мм; 11, 9 — длина трубы, м; ЮТЗ — марка завода.



Рис. 86. Пример маркировки бурильных труб из стали марки ЕМ Таганрогского металлургического завода.

а — маркировка белой краской; Т — марка завода; 12,000 — длина трубы, м; 168 — наружный диаметр трубы, мм; 11 — толщина стенки, мм; ЕМ — марка стали трубы; б — маркировка клейменем в белой рамке; ЕМ — марка стали трубы; 3221 — порядковый номер трубы; 139 — номер плавки; III 59 — месяц и год выпуска; 11 — толщина стенки трубы, мм; 12,000 — длина трубы, мм; 2 — клеймо ОТК; АМ — товарный знак завода; 3 — клеймо приемщика.

Примечание. На трубах из стали марки ЕМ слева от маркировки нанесен голубой краской пояска. На трубах с левой резьбой — дополнительная маркировка краской: по середине трубы пояска белого цвета и рядом с пояска надпись «левая» (того же цвета).

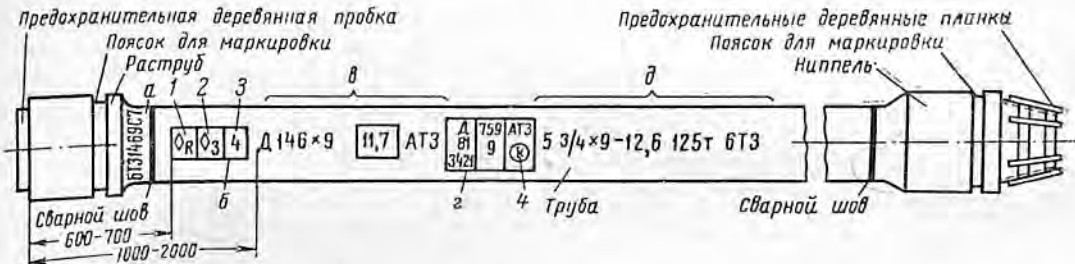


Рис. 87. Пример маркировки бурильных труб из стали марки Д Бинагадинского трубостроительного завода с приваренными соединительными концами.

а — маркировка БТЗ клейменем на конусной поверхности раструба; БТЗ — марка завода; 146 — наружный диаметр трубы, мм; 9 — толщина стенки, мм; 0 — клеймо сварщика; 7 — 59 — месяц и год выпуска; № 210 — порядковый номер трубы; 0 — клеймо контроля по приему сварки; б — маркировка БТЗ в белой рамке; 1, 2, 3 — клеймо контролеров операционных проверок; в — маркировка АТЗ белой краской; Д — марка стали трубы; 146 — наружный диаметр трубы, мм; 9 — толщина стенки, мм; 11,7 — длина трубы-заготовки, мм; АТЗ — марка завода; г — маркировка АТЗ клейменем в белой рамке; Д — марка стали; 81 — порядковый номер трубы; 3421 — номер плавки; 7 — 59 — месяц и год выпуска; 9 — толщина стенки, мм; АТЗ — марка завода; 4 — клеймо ОТК; в — маркировка БТЗ, по середине трубы, в дюймах; 9 — толщина стенки, мм; 12,6 — длина трубы с соединительными концами, м; 125т — статическая нагрузка при испытании на растяжение; БТЗ — марка завода.

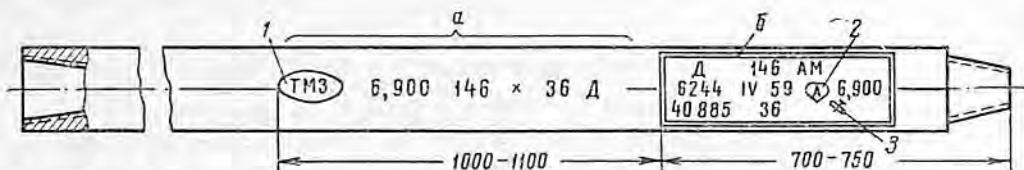


Рис. 88. Пример маркировки утяжеленных труб из стали марки Д Таганрогского металлургического завода.

a — маркировка белой краской; 1 — марка завода; 6,900 — длина трубы, м; 146 — наружный диаметр трубы, мм; 36 — толщина стенки, мм; Д — марка стали трубы; б — маркировка клейменем в белой рамке; Д — марка стали трубы; 6244 — порядковый номер трубы; 40885 номер плавки; 146 — наружный диаметр трубы, мм; IV 59 — месяц и год выпуска; 36 — толщина стенки трубы, мм; АМ — товарный знак завода; 2 — клеймо приемщика; 3 — клеймо ОТК; 6,900 длина трубы, м.

Примечание. На трубах из стали марки Ем слева от маркировки нанесен краской голубой поясok.

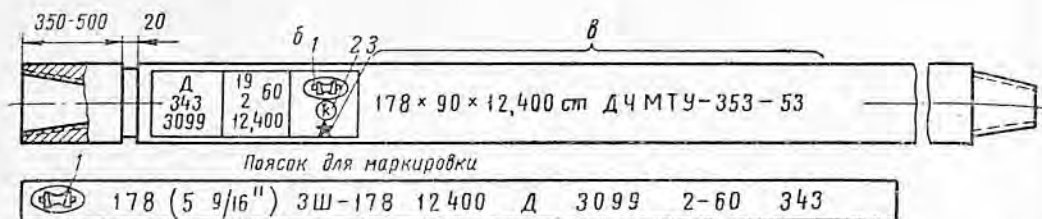


Рис. 89. Пример маркировки утяжеленных труб из стали марки Д Ждановского металлургического завода им. Ильича.

a — маркировка клейменем на проточечном пояске; 1 — товарный знак завода; 178 (5⁹/₁₆ ") — наружный диаметр трубы, мм; ЗШ-178 — обозначение замковой резьбы нарезанных концов трубы; 12,400 — длина трубы, м; Д — марка стали трубы; 3099 — номер плавки; 2 — 60 — месяц и год выпуска; 343 — порядковый номер трубы;

б — маркировка клейменем в белой рамке; Д — марка стали трубы; 343 — порядковый номер трубы; 3099 — номер плавки; $\frac{19}{2}$ 60 — число, месяц и год выпуска; 12,400 — длина трубы, м; 1 — товарный знак завода; 2 — клеймо ОТК завода; 3 — клеймо приемщика; 3 — маркировка белой краской; 178 — наружный диаметр трубы, мм; 90 — внутренний диаметр трубы, мм; 12,400 — длина трубы, м; Ст — сталь; Д — марка стали трубы; ЧМТУ-3532-53 — шифр и номер технических условий.

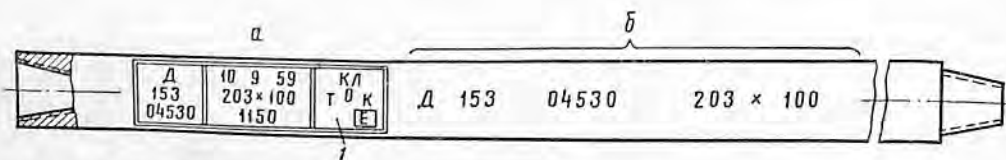


Рис. 90. Пример маркировки утяжеленных труб марки Д трубного прокатного завода им. К. Либкнехта.

a — маркировка клейменем в белой рамке; Д — марка стали трубы; 153 — порядковый номер трубы; 04530 — номер плавки; 10 9 59 — число, месяц и год выпуска; 203 — наружный диаметр трубы, мм; 100 — внутренний диаметр трубы, мм; 1150 — длина трубы, см; КЛ — марка завода; 1 — клеймо ОТК; [Е] — клеймо старшего контролера отделки;

б — маркировка белой краской; Д — марка стали трубы; 153 — порядковый номер трубы; 04530 — номер плавки; 203 — наружный диаметр трубы, мм; 100 — внутренний диаметр трубы, мм.

изготовления (только при поставке труб повышенной точности); группа прочности; толщина стенки в мм; длина трубы в см; товарный знак завода-изготовителя.

По середине трубы с левой резьбой на широком пояске нанесена светлой краской надпись «левая».

На каждой муфте выбит товарный знак завода-изготовителя.

Образцы маркировок бурильных труб сборной конструкции (рис. 84—86).

Образцы маркировки трубы с приваренными соединительными концами (рис. 87).

Образцы маркировок утяжеленных бурильных труб (рис. 88—90).

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ

Трубы с приваренными соединительными концами отличаются от стандартных (ГОСТ 631—63) труб тем, что на соединительных концах сделана резьба замкового типа и является продолжением тела трубы.

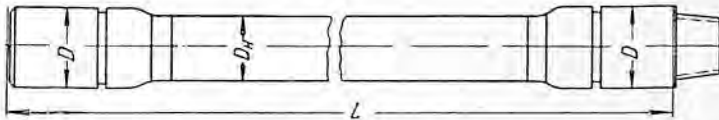


Рис. 91. Труба бурильная ТБП с приваренными соединительными концами.

Трубы с приваренными соединительными концами изготавливаются по нормам Н504—60 двух типов.

1. Трубы ТБП (рис. 91). Толщина стенки этих труб одинаковая по всей длине, к трубам приварены соединительные концы.

2. Трубы ТБПВ изготавливают с наружной высадкой на концах заготовки с приваренными по утолщенному месту соединительными концами.

Первые используются для бурения погружными двигателями, а вторые и для роторного бурения.

Трубы типа ТБП и ТБПВ и соединительные концы для них изготавливаются по нормам Н504—60 и Н505—60.

Трубные заготовки изготавливают из стали марок Д и Е по ГОСТ 631—63. Соединительные концы (раструбы и нишеля) изготавливают из стали марки 45У по ГОСТ 1050—60 для труб марки Д и из стали 36Т2С для труб марки Е.

ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (ЛБТ)

Легкосплавные бурильные трубы изготавливаются из алюминиевого сплава Д16Т (ГОСТ 4784—49) и предназначаются для турбинного и роторного бурения.

Бурильные трубы изготавливаются с высаженными внутрь концами, что компенсирует ослабление прочности концов резьбой под соединительные замки.

При бурении скважин легкосплавными бурильными трубами (ЛБТ) рекомендуется применять 53-м вышки.

Нижняя часть бурильной колонны (ЛБТ) должна быть снабжена утяжеленными бурильными трубами. Вес тяжелого низа должен превышать на 25% осевую нагрузку на долото, заданную геолого-техническим нарядом.

При проводке скважины турбинным способом разрешается устанавливать под УБТ стальные трубы. Причем суммарный вес УБТ и стальных труб должен превышать на 25% осевую нагрузку на долото, заданную геолого-техническим нарядом.

Погрузка, перевозка и выгрузка ЛБТ должны производиться с соблюдением технических правил и правил безопасности.

Таблица 91

Вес колонны бурильных труб (в т)

Длина колонны бурильных труб, м	Диаметр бурильных труб, мм											Средний вес одного погонного метра трубы, кг					
	Толщина стенки трубы, мм																
	73	89	114	140	168	7	9	11	14	17	20						
100	1,36	1,64	1,84	16,82	20,42	23,82	22,9	25,3	27,7	30,1	32,4	32,85	35,85	38,85	41,85	43,55	47,25
200	2,72	3,28	3,68	3,36	4,08	4,76	4,58	5,06	5,54	6,02	6,48	3,28	3,58	3,88	4,18	4,35	4,72
300	4,08	4,92	5,52	5,04	6,12	7,14	6,87	7,59	8,31	9,03	9,72	6,56	7,17	7,77	8,37	8,74	9,45
400	5,44	6,56	7,36	6,72	8,16	9,52	9,16	10,12	11,08	12,04	12,96	9,84	10,75	11,65	12,55	13,06	14,17
500	6,80	8,20	9,20	8,40	10,20	11,90	11,45	12,65	13,85	15,05	16,20	13,12	14,34	15,54	16,74	17,42	18,90
600	8,16	9,84	11,04	10,08	12,24	14,28	13,74	15,18	16,62	18,06	19,44	16,40	17,92	19,42	20,92	21,77	23,62
700	9,52	11,48	12,88	11,76	14,28	16,66	16,03	17,71	19,39	21,07	22,68	19,68	21,51	23,31	25,11	26,13	28,35
800	10,88	13,12	14,72	13,44	16,32	19,04	18,32	20,24	22,16	24,08	25,92	22,96	25,04	27,19	29,30	30,49	33,08
900	12,28	14,76	16,56	15,13	18,37	21,43	20,61	22,78	24,93	27,09	28,96	28,55	32,27	34,97	37,67	39,20	42,53
1000	13,6	16,4	18,4	16,82	20,42	23,82	22,9	25,30	27,7	30,1	32,4	32,85	35,85	38,85	41,85	43,55	47,25
1100	14,96	18,04	20,24	18,50	22,46	26,20	25,19	27,83	30,47	33,11	35,64	36,13	39,43	42,73	46,03	48,90	51,97
1200	16,32	19,68	22,08	20,16	24,48	28,53	27,48	30,36	33,24	36,12	38,88	39,36	43,02	46,62	50,22	52,26	56,70
1300	17,68	21,32	23,92	21,84	26,52	30,94	29,77	32,89	35,01	39,13	42,12	42,74	46,60	50,50	54,40	56,61	61,42
1400	19,04	22,96	25,76	23,52	28,56	33,32	32,06	35,42	38,78	42,14	45,36	45,92	50,18	54,38	58,60	60,98	66,16
1500	20,40	24,50	27,60	25,20	30,60	35,70	34,35	37,95	41,55	45,15	48,60	49,20	53,76	57,36	62,46	66,68	70,68
1600	21,76	26,24	29,44	26,88	32,64	38,08	36,04	40,48	44,32	48,16	51,84	52,48	57,36	62,46	66,26	69,68	74,6
1700	23,12	27,38	31,56	28,56	34,68	40,46	38,93	43,01	47,09	51,17	55,08	55,76	60,95	66,05	71,15	74,04	80,33
1800	24,48	28,52	33,12	30,24	36,72	42,84	41,22	45,54	49,86	54,18	58,32	59,04	64,53	69,93	75,33	78,39	85,05
1900	25,84	30,66	34,96	31,92	38,76	45,22	43,51	48,07	52,63	57,18	61,56	62,32	68,12	73,82	79,52	82,75	89,78
2000	27,2	32,8	36,8	33,6	40,8	47,6	45,8	50,6	55,4	60,2	64,8	65,6	71,7	77,7	83,7	87,1	94,5

Таблица 92

Размеры и вес труб ТБП

Наружный диаметр трубы, мм	Условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—58	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр соединительных концов, мм	Толщина стенки хвостовой части соединительных концов, мм	Теоретический вес, кг	
					1 м гладкой обрезной трубы	одного комплекта соединительных концов
146	З-161	9	188	10	30,4	69,5
		10		11	33,5	70,0
		11		12	36,6	70,5
168	З-189	8	212	9	31,6	81,0
		9		10	35,3	81,5
		10		11	39,0	81,5
		11		12	42,6	82,0

Таблица 93

Размеры и вес труб ТБПВ

Наружный диаметр трубы, мм	Условное обозначение размера замковой резьбы по ГОСТ 5286—50	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр трубы в высшей части, мм	Толщина стенки трубы по высадке, мм	Наружный диаметр соединительных концов, мм	Толщина стенки хвостовой части соединительных концов, мм	Теоретический вес, кг	
							1 м гладкой трубы	одного комплекта соединительных концов
114 ⁺¹ _{-1,6}	З-133	7	122	10,5	155	11,5	18,5	50,0
		8				12,5	20,9	50,5
		9				13,5	26,2	51,0
		10				14,5	25,2	51,5
127 ⁺¹ _{-1,3}	З-147	7	135	11	170	12	20,7	61,0
		8				13	23,5	61,5
		9				14	26,2	62,0
		10				15	28,8	62,5
146 ⁺² _{-1,3}	З-161	8	154	12	188	13	27,2	69,5
		9				14	30,4	70,0
		10				15	33,5	70,5
		11				16	36,6	71,0
168 ⁺¹ _{-1,6}	З-189	8	176	12	212	13	31,6	81,5
		9				14	35,3	82,0
		10				15	39,0	82,0
		11				16	42,6	82,5

Размеры и вес соединительных концов

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Условное обозначение размеров замковой резьбы по ГОСТ 5286—58	Наружный диаметр соединительных концов, мм	Диаметр проходного отверстия соединительных концов, мм	Длина шпигеля, мм	Длина раструба, мм	Теоретический вес одного комплекта соединительных концов (шпигель и раструба), кг
<i>Для бурильных труб ТБП</i>							
146	9	3-161	188	123	440	340	69,5
	10						70,0
	11						70,5
168	8	3-189	212	148	440	340	81,0
	9						81,5
	10						81,5
	11						82,0
<i>Для бурильных труб ТБПВ</i>							
114	7	3-133	155	94	430	340	50,0
	8						50,5
	9						51,0
	10						51,5
127	7	3-147	170	105	440	340	61,0
	8						61,5
	9						62,0
	10						62,5
146	8	3-161	188	123	440	340	69,5
	9						70,0
	10						70,5
	11						71,0
168	8	3-189	212	148	440	340	81,5
	9						82,0
	10						82,0
	11						82,5

Запрещается сбрасывать ЛБТ с трубоваза на землю, а также перетаскивать их волоком.

Не допускается принимать трубы с дефектами и кривизмой, видимыми на глаз, со сработанными замками по диаметру выше установленных норм, вмятинами и глубокими рисками, трещинами и пленами, промывостями в резьбе и стенках труб, с забитой или сработанной резьбой, неисправными упорными торцами и другими дефектами.

Таблица 95

Характеристика легкосплавных буровых труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Высадка				Длина переходной части, мм	Длина переходной части, мм	Толщина стенки трубы в углы	Длина трубы, мм	Максимальная допустимая растягивающая нагрузка, л	Растягивающая нагрузка Р, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кг/см ²	Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кг/см ²	кг/см ²	Максимальное допустимое внешнее сжимающее давление, кг/см ²	Растягивающее внешнее сжимающее давление, кг/см ²	Максимальный допустимый момент кручения, кг·м	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кг/см ²	Вес 1 м трубы с учетом веса угловой части и замка, кг
			Наружный диаметр, мм	Длина по переходной части, мм	Не контролируется	Длина переходной части, мм													
73	9	55	73	200 ± 50	Не контролируется	16 ^{+1,0} _{-1,0}	9 000 ± 250	47	59	540	81	810	1400	510	770	650	1200	6,6	
93	9	75	93	200 ± 50	То же	16 ^{+1,0} _{-1,0}	9 000 ± 250	62	78	520	107	790	1000	370	553	1200	2100	8,4	
114	10	94	114	200 ± 50	»	17 ^{+1,0} _{-1,0}	12 000 ± 250	85	107	400	147	595	975	310	465	2000	3600	11,0	
129	9	111	129	250 ± 50	»	17 ^{+1,0} _{-1,0}	12 000 ± 250	90	112	350	152	535	730	240	367	2500	4450	11,8	
147	11	107	129	250 ± 50	»	17 ^{+1,0} _{-1,0}	12 000 ± 250	110	135	450	184	678	925	340	520	2900	5200	14,3	
	9	129	147	250 ± 50	»	17 ^{+1,0} _{-1,0}	12 000 ± 250	100	129	310	173	460	630	180	280	3250	5850	14,4	
147	11	125	147	250 ± 50	«	17 ^{+1,0} _{-1,0}	12 000 ± 250	127	155	380	210	560	785	270	409	3800	6900	16,5	

Примечания. 1. При выборе допускаемых усилий приняты следующие коэффициенты запаса для труб с номинальным размером: а) для растягивающих нагрузок — 1,25; б) для внутренних давлений — 1,5; в) для внешних сжимающих давлений — 1,5; г) для моментов кручения — 1,8.

2. Для сплава Д16Т принят предел текучести $\sigma_t = 83 \text{ кг/мм}^2$, предел прочности $\sigma_n = 45 \text{ кг/мм}^2$.

Обнаруженные дефекты должны быть отмечены яркой краской. Забракованные трубы следует немедленно вывезти с буровой.

При затаскивании труб в буровую нельзя допускать ударов их о ротор и другие металлические предметы.

При спуске труб в скважину нельзя резко тормозить бурильную колонну или допускать посадку элеватора с подвешенной колонной ЛБТ на ротор с ударом.

Запрещается поворачивать ротором колонну ЛБТ, посаженную на клинья.

Запрещается применять кислотные (грязевые) ванны для освобождения прихваченной бурильной колонны.

Концентрация водородных ионов (рН) в промывочной жидкости не должна быть более 11.

Запрещается применять клинья диаметром, не соответствующим диаметру ЛБТ.

Запрещается заряжать машинные ключи на трубах ЛБТ.

После каждых очередных 20 спуско-подъемных операций следует менять расположение разъемных и неразъемных замковых соединений, строго соблюдая последовательность этой замены.

Проверочная опрессовка легкосплавных бурильных труб в процессе проводки скважины производится с разрешения руководителя бурового предприятия. Опрессовка производится свечами.

Опрессовочное давление для легкосплавных труб должно быть не ниже 300 кг/см². Время выдержки давления 30 сек. Трубы, не выдержавшие давления, бракуются.

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) предназначены для повышения жесткости и увеличения веса нижней части бурильной колонны с целью создания необходимой нагрузки на долото или бурильную головку.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) по конструкции и назначению делятся на два типа:

а) *наддолотные*, оба конца которых представляют собой замковые муфты, соответствующие ГОСТ 5286—58;

б) *промежуточные*, верхний конец которых выполнен в виде замковой муфты, а нижний конец — в виде замкового ниппеля, соответствующие ГОСТ 5286—58.

По нормам И291—49 предусмотрены два типа утяжеленных бурильных труб:

а) *гладкие* с одинаковым наружным диаметром по всей длине трубы;

б) *с приточкой* для более надежного захвата труб клиньями при спуске их в скважину и извлечении из скважины.

По техническим условиям ЧМТУ 3532—53 утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими без приточки из стали марок Д и 36Г2С (табл. 111).

Таблица 96

Прочностная характеристика сталей, из которых изготавливают УБТ

Наименование	Марка стали	
	Д	36Г2С
Предел прочности σ_b , кг/мм ²	65	75
Предел текучести σ_T , кг/мм ²	38	45
Относительное удлинение, %	12	10
Относительное сужение, %	40	40
Ударная вязкость не менее, кг·м/м ²	4	4

Таблица 97

Техническая характеристика утяжеленных бурильных труб по нормам ЧМТУ 3532—53

Условный диаметр бурильных труб по ГОСТ 631—63	Наружный диаметр утяжеленной трубы, мм	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—58	Внутренний диаметр, мм	Длина, м	Вес 1 м трубы, кг
73	95	3-76	32	6,8	49,9
89	108	3-88	38	6,8 ± 0,5	68,0
114	146	3-121	74	6,8	98,0
141	178	3-147	80	8,12 ± 1,0	145,0
168	203	3-171	100	8,12	192,0

Примечание. Трубы размерами 73 и 89 мм серийно не изготавливаются.

Таблица 98

Техническая характеристика ведущих труб

Наименование	Условный размер ведущих труб, мм				
	ЧМТУ 3647—59		ЧМТУ 3613—56		
	63	89	102	127	152
Размер стороны квадрата, мм	65	80	112	140	155
Диаметр канала, мм	30	33	74	85	100
Рабочая длина, не менее, м	6,3	6,7	12,5	13,5	13,5
Длина (без замковых переводников), не менее, м	6,6	7,0	13,0	14,0	14,0
Общая длина с переводниками, м	6,6	7,0	13,5	14,5	14,5
Наружный диаметр высаженной части, мм	95	108	—	—	—
Длина высаженной части, мм: до перехода снаружи	150 175	160 175	—	—	—
Диаметр цилиндрической приточки, мм	—	—	110	135	150
Резьба на концах труб	Резьба бурильных труб ГОСТ 631—63				
Верхний конец, левая резьба	Внутренняя				
Нижний конец, правая резьба	3-76	3-88	3-152	3-152	3-152
	Внутренняя		Наружная		
	3-76	3-88	3-121	3-147	3-152 3-171
Вес 1 м трубы, кг	27	40	60	105	121
Общий вес нижнего и верхнего переводника, кг	—	—	82	90	104 93

Примечания. 1. Ведущие трубы 63- и 89-мм заводами поставляются без нарезки.
2. Ведущие трубы диаметром 102, 127 и 152 мм поставляются с резьбой на концах, но без замковых переводников. Резьба отличается от ГОСТ 631—63 только диаметром и длиной.

ТРУБЫ ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ

Ведущие бурильные трубы представляют собой толстостенную трубу с квадратной формой по наружной поверхности и круглым отверстием (каналом). Квадратные штанги малых размеров имеют квадратное отверстие, переходящее в круглое на высеченных концах.

Ведущие квадратные трубы больших размеров имеют на концах правую и левую резьбы для присоединения переводников.

Ведущие квадратные трубы малых размеров имеют внутреннюю (муфтовую) нарезку на обоих концах. Верхние концы ведущих труб (штанг) всех типов имеют левую резьбу, а нижние — правую резьбу.

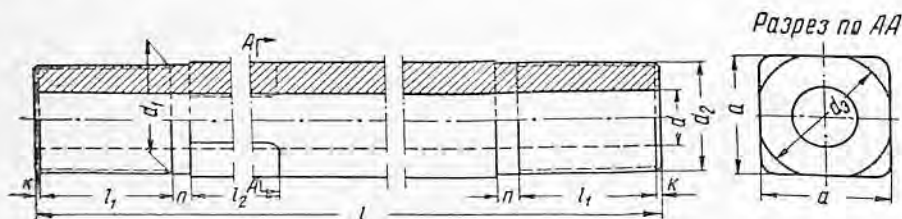


Рис. 92. Ведущая труба.

Ведущие квадратные трубы малых размеров изготавливаются по ЧМТУ 3647—53, а ведущие квадратные трубы больших размеров изготавливаются по ЧМТУ 3613—53 из стали марки Д и 36Г2С (рис. 92).

ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Для соединения стальных бурильных труб применяют замковое резьбовое соединение. Замок состоит из ниппеля и муфты.

Замки изготавливаются в соответствии с ГОСТ 5286—58 трех типов как с правой, так и с левой резьбой:

- а) с широким проходным отверстием ЗШ;
- б) с нормальным проходным отверстием ЗН;
- в) с уширенным проходным отверстием ЗУ.

Для соединения с трубой замковой ниппель и муфта имеют соответствующую внутреннюю резьбу с конусностью 1 : 16 по ГОСТ 631—63.

Размеры замков соответствуют чертежам и табл. 112 и 113.

Детали замков одного типоразмера взаимозаменяемы.

Материал готовых термически обработанных замков характеризуется следующими механическими свойствами.

На поверхности ниппеля и муфты каждого замка нанесен поясok, на котором выбиты шифр, дата выпуска, а также буква С (если резьба нарезана до термической обработки) или Н (если резьба нарезана после термической обработки).

У замков с левой резьбой имеется второй опознавательный знак (поясок). Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—61.

Замки ЗН-172, ЗН-197, ЗШ-178, ЗШ-203, ЗУ-185 и ЗУ-212 с согласия заказчика могут быть изготовлены из стали 45 по ГОСТ 1050—60.

Таблица 99

Замки ЗШ

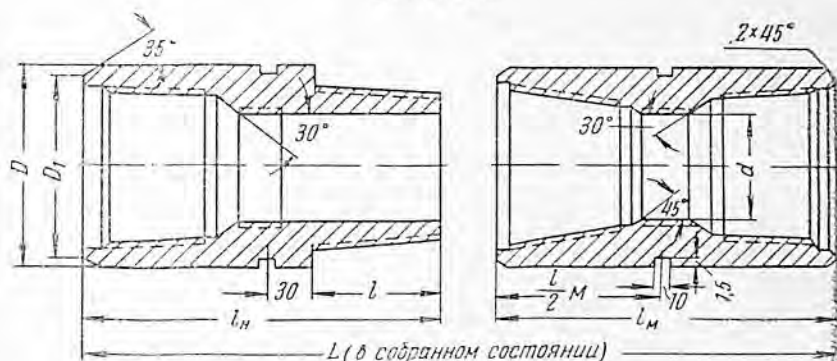


Рис. 93. Замок ЗШ.

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Размеры ниппеля, мм				Размер муфты, мм		Замок в собранном виде		Наружный диаметр буровой трубы, мм
		D	D ₁	l _н	l	d	l _м	длина, мм	вес, кг	
ЗШ-108	3-92	108	86	260	88	54	260	432	20	73
ЗШ-118	3-101	118	102	275	96	62	275	454	23	89
ЗШ-146	3-121	146	127	305	102	80	305	508	38	114
ЗШ-178	3-147	178	154	350	127	101	350	573	61	141
ЗШ-203	3-171	203	181	365	127	127	365	603	73	168

Примеры условных обозначений замков с широким проходным отверстием с наружным диаметром 118 мм:

- правого: замок ЗШ-118 ГОСТ 5286—58;
- левого: замок ЗШ-118Л ГОСТ 5286—58.

МАРКИРОВКА ЗАМКОВ

На ниппеле и на муфте каждого замка на поясах для маркировки наносятся:

- товарный знак предприятия поставщика;
- типоразмер замка;
- дата выпуска (год, месяц);
- номер стандарта.

ОБЛЕГЧЕННЫЕ ЗАМКИ ДЛЯ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Для соединения легкосплавных буровых труб применяются замковые резьбовые соединения облегченного типа. Облегченный замок состоит из ниппеля и муфты.

Для соединения с трубой замковый ниппель и муфта имеют соответствующую внутреннюю резьбу. Замки изготавливаются с правой и левой резьбой из стали 40ХН по ГОСТ 4543—61. По согласованию с заказчиком допускается изготавливать замки из стали 45 по ГОСТ 1050—60.

Размеры замков соответствуют чертежу (рис. 95) и табл. 118.

Замки ЗН (рис. 94)

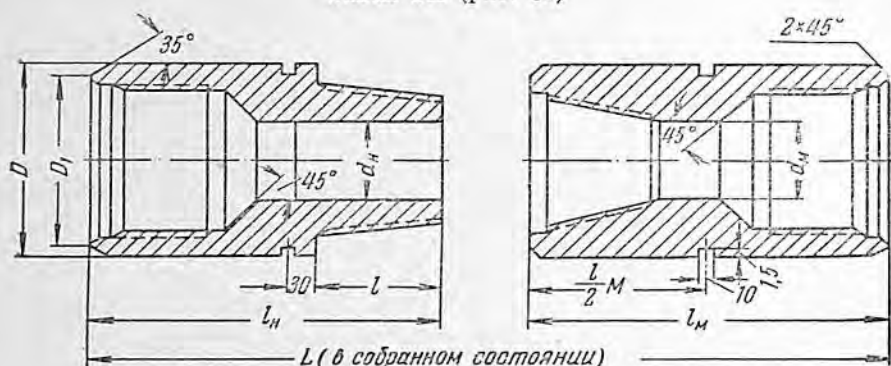


Рис. 94. Замок ЗН.

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Размеры ниппеля, мм					Размеры муфты, мм		Замок в собранном виде		Наружный диаметр буровой трубы, мм
		D	D ₁	d _H	l _H	l	d _M	L _M	длина, мм	вес, кг	
ЗН-80	3-62	80	70	25	240	70	36	240	410	12	60
ЗН-95	3-76	95	86	32	260	88	45	260	432	16	73
ЗН-108	3-88	108	102	38	275	96	58	275	454	20	89
ЗН-113	3-88	113	102	38	275	96	58	275	454	23	89
ЗН-140 *	3-117	140	127	58	305	108	78	305	502	35	114
ЗН-172 *	3-140	172	154	70	340	120	98	340	560	58	141
ЗН-197 *	3-152	197	181	89	365	127	122	365	603	78	168

Примечания. 1. Замки, отмеченные звездочкой, применять не рекомендуется.

2. У замков с правой резьбой все соединительные резьбы правого захода, а у замков с левой резьбой — левого захода.

Примеры условных обозначений замков с нормальным проходным отверстием с наружным диаметром 108 мм:

а) правого: замок ЗН-108 ГОСТ 5286—58;

б) левого: замок ЗН-108Л ГОСТ 5286—58.

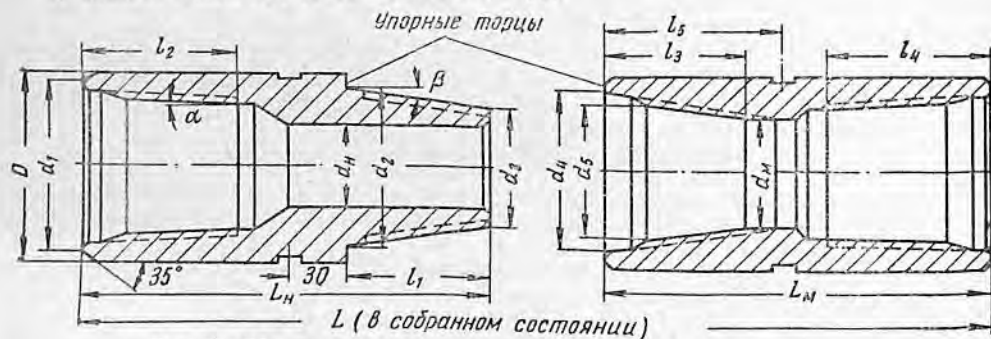


Рис. 95. Облегченные замки для легкосплавных буровых труб.

Таблица 101

Размеры замков ЗУ для бурильных труб с высаженными наружу концами (в мм) в соответствии с ГОСТ 5286—58

Обозначение типоразмеров замков	Обозначение замковой резьбы	Наружный диаметр трубы		Ниппель и муфта	Ниппель					Муфта		Замок в собранном виде	
		трубы по ГОСТ 631—63	трубы по ГОСТ 633—63		D	D_1	d_n	L_n	l	d_m	L_m	длина, мм	вес, кг
ЗУ-108	З-92	—	73	108	90	54	260	88	54	260	432	20	
ЗУ-120	З-102	—	88,9	120	106	70	285	90	78	285	480	25	
ЗУ-155	З-133	114	—	155	140	95	335	114	105	320	541	41	
ЗУ-185	З-161	141	—	185	167	120	355	127	132	340	568	56	
ЗУ-212	З-189	168	—	212	194	148	365	127	160	360	598	69	

Примеры условных обозначений замков ЗУ с наружным диаметром 155 мм:
 а) правого: замок ЗУ-155 ГОСТ 5286—58;
 б) левого: замок ЗУ-155Л ГОСТ 5286—58.

Навинчивают замки на трубы на стенде. Резьба бурильных труб и трубная резьба замковых деталей перед сборкой их тщательно очищаются, промываются и обезжириваются. На резьбу бурильных труб наносят самоотвердевающую специальную смазку. Трубу с навинченными замковыми деталями закладывают в патроны стенда и затем докрепляют.

После отверждения смазки (не менее чем через 12 ч после свинчивания труб с замками) каждая труба подвергается проверке внутренним гидравлическим давлением в 300 кг/см². Время выдержки под давлением — 30 сек.

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

По условиям работы и расположению в бурильной колонне переводники делятся на штанговые и промежуточные.

В соответствии с нормалью Н546—51 штанговые переводники делятся на верхние и нижние под шифрами: верхние ПШВ и нижние ПШН. Замковая резьба этих переводников изготавливается по ГОСТ 5286—58.

Промежуточные переводники изготавливаются по ГОСТ 7360—59 трех типов (переходные, двухмуфтовые и ниппельные) под шифрами: переходные — ПП, муфтовые ПМ и ниппельные ПН.

Переводники изготавливаются как с правой, так и с левой резьбой.

Резьба промежуточных переводников соответствует ГОСТ 5286—58.

В зависимости от сочетания размеров соединяемых элементов бурильной колонны изготавливаются переводники различной конфигурации торцевой части и переходами диаметров отверстий в соответствии с ГОСТ 7360—59.

Переводники изготавливаются из стали марок 40ХН и 40Х.

По особому заказу переводники могут быть изготовлены из стали 45У или из трубной заготовки стали Д по ГОСТ 631—63.

Для предотвращения заедания резьбовых соединений поверхность резьбы обоих концов переводника покрывают цинком или фосфатируют.

Таблица 102

Размеры резьбовых соединений замков

Тип замка	Диаметр замков, мм	Диаметр конуса в плоскости торца ниппеля, мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости, мм	Наружный диаметр резьбы у торца ниппеля, мм	Длина резьбы муфты замка не менее, мм	Диаметр конической выточки у торца муфты не более, мм	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты, мм	Число ниток на 25 мм	Шаг резьбы, мм	Угол уклона	Конусность
ЗШ	З-92	92,075	85,480	70,075	93	94,5	86,823	5	5,08	7° 7' 30"	1:4
	З-101	101,438	94,844	77,438	101	103,9	96,186	5	5,08	7° 7' 30"	1:4
	З-121	121,709	115,113	96,209	107	124,1	116,457	5	5,08	7° 7' 30"	1:4
	З-147	147,949	142,011	126,782	133	150,5	141,363	4	6,35	4° 45' 48"	1:6
	З-171	171,536	165,598	150,369	133	174,1	164,950	4	6,35	4° 45' 48"	1:6
ЗН	З-62	62,670	56,075	45,170	75	65,1	57,418	5	5,08	7° 7' 30"	1:4
	З-76	76,200	69,605	51,200	93	78,6	70,948	5	5,08	7° 7' 30"	1:4
	З-88	88,887	82,283	64,887	101	91,3	83,635	5	5,08	7° 7' 30"	1:1
	З-117	117,462	110,868	90,462	113	119,9	112,210	5	5,08	7° 7' 30"	1:1
	З-140	140,195	132,944	110,195	126	142,8	133,629	4	6,35	4° 45' 48"	1:1
З-158	152,186	146,248	131,019	133	154,7	145,600	4	6,35	4° 45' 48"	1:6	
ЗУ	З-102	102,010	96,071	87,010	96	104,6	95,424	4	6,35	4° 45' 48"	1:6
	З-133	133,300	127,361	114,300	120	135,9	126,714	4	6,35	4° 45' 48"	1:6
	З-161	161,920	155,981	140,753	133	164,5	155,334	4	6,35	4° 45' 48"	1:6
	З-189	189,427	183,488	168,260	133	192,0	182,841	4	6,35	4° 45' 48"	1:6

Таблица 103

Облегченные замки для легкосплавных бурильных труб (размеры в мм)

Наименование, размеры	ЗЛ-90	ЗЛ-110	ЗЛ-136	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Диаметр труб	73	93	114	129	147
D	$90 \pm 0,5$	$110 \pm 0,5$	$136 \pm 0,5$	$152 \pm 0,5$	$172 \pm 0,5$
d_1	$76 \pm 0,5$	$92 \pm 0,5$	$117 \pm 0,5$	$130 \pm 0,5$	$148 \pm 0,5$
d_2	76,2	92,075	117,462	133,3	147,949
d_3	58,7	74,576	94,962	116,633	131,382
d_4	78,6	94,5	119,9	135,9	150,5
d_5	70,948	86,823	112,210	126,714	141,363
$d_{\text{н}}$	$41 \pm 0,6$	$61 \pm 0,6$	$80 \pm 0,6$	$95 \pm 0,6$	$110 \pm 0,8$
$d_{\text{к}}$	$52 \pm 0,6$	$68 \pm 0,5$	$85 \pm 0,6$	$110 \pm 0,5$	$124 \pm 0,5$
L	350	385	425	445	465
$L_{\text{п}}$	220^{+30}_{-10}	240^{+30}_{-10}	265^{+30}_{-10}	290^{+30}_{-10}	290^{+30}_{-10}
$L_{\text{к}}$	200^{+30}_{-10}	215^{+30}_{-10}	250^{+30}_{-10}	255^{+30}_{-10}	275^{+30}_{-10}
l_1	70	70	90	100	100
l_2	90^{+5}	90^{+5}	110^{+5}	110^{+5}	115^{+5}
l_3	(75,8)	(75,3)	(108,8)	(100,32)	(104,22)
l_4	70,948	86,823	112,210	126,714	141,363
l_5	95	100	105	130	135
α	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$0^\circ 53' 42''$
β	$7^\circ 7' 30''$	$7^\circ 7' 30''$	$7^\circ 7' 30''$	$4^\circ 45' 48''$	$4^\circ 45' 48''$
Резьба трубы	Дн-73 с внутрь высажен- ным концом ГОСТ 631—63	Дн-89 с внутрь высажен- ным концом ГОСТ 631—63	Дн-114 с внутрь высажен- ным концом ГОСТ 631—63	Дн-114 с наружу высажен- ным концом ГОСТ 631—63	Дн-146 ГОСТ 632—63
Резьба замка	З-76, ГОСТ 5286—58	З-92, ГОСТ 5286—58	З-117, ГОСТ 5286—58	З-133, ГОСТ 5286—58	З-147, ГОСТ 5286—58

Таблица 104

Характеристика замков после термической обработки

Марка стали	Предел текучести, кг/мм ²	Временное сопротивление разрыву, кг/мм ²	Относительное удлинение, %	Относительное сужение поперечного сечения, %	Ударная вязкость, кг·м/см ²	Твердость по Бринеллю
40ХН	58	78	14	50	8	255—321
45	45	70	14	50	5	217—285

Таблица 105

Рекомендуемый крутящий момент для свинчивания замков с ЛБТ

Наружный диаметр трубы, мм	Контактное давление на поверхность резьбы, кг/см ²	Крутящий момент, необходимый для свинчивания, кг·м
73	1050	500
93	790	650
114	730	1250
129	640	1400
147	630	1900

Таблица 106

Переводники для бурильной колонны

Наименование переводника		Тип	Назначение
Штанговые	Верхний	ППВ	Для присоединения квадратной штанги к вертлюгу
	Нижний	ППН	Для присоединения квадратной штанги к бурильным трубам
Промежуточные	Переходные	ПП	Для предохранения от износа резьбы нижнего переводника квадратной штанги Для присоединения к квадратной штанге труб другого диаметра
	Муфтовые Ниппельный	ПМ ПН	Для присоединения с замками ЗН к трубам с замками ЗШ и наоборот Для соединения различного рода инструментов (в тех случаях, когда в бурильной колонне они расположены друг к другу ниппелями или муфтами)

Таблица 107

Механические свойства готовых переводников (после термической обработки)

Наименование	Марка стали	
	40ХН и 40Х	Д и 45У
Предел прочности при разрыве, кг/мм ²	78	70
Предел текучести, кг/мм ²	58	45
Относительное удлинение, %	14	14
Относительное сужение, %	50	50
Ударная вязкость, кг/м·см ²	8	8
Твердость НВ	255—321	217—285

На наружной поверхности каждого переводника в кольцевом пояске нанесены:

- 1) товарный знак завода-изготовителя;
- 2) обозначение типоразмера переводника;
- 3) марка стали;
- 4) дата выпуска (месяц, год);
- 5) номер стандарта.

Таблица 1

Переводники для ведущих труб ПШВ и ПШН (рис. 96)

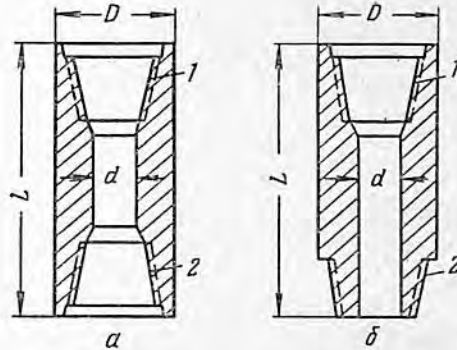


Рис. 96. Переводники ПШВ и ПШН.

а — верхний ПШВ: 1 — резьба замковая левая; 2 — резьба ведущей трубы; б — нижний переводник ПШН: 1 — резьба ведущей трубы; 2 — резьба замковая.

Название	Типоразмер переводника	$D \pm 0,5$, мм	L_{-10}^{+20} , мм	$d + 0,6$, мм	Резьба замковая, левая	Резьба ведущей трубы	Вес, кг
Переводники верхние ПШВ	H73 × 63	95	270	32	3Н95л	63Л	10,2
	H89 × 76	108	280	38	3Н108л	76Л	12,5
	Ш114 × 102	146	315	80	3Ш146л	102Л	22,9
	Ш141 × 127	178	350	101	3Ш178л	127Л	35,8
	Ш168 × 102	197	350	80	3Н197л	102Л	55,2
	H168 × 127	197	380	89	3Н197л	127Л	56,9
	H168 × 152	197	400	89	3Н197л	152Л	54,7
Переводники нижние ПШН	63 × H73	95	270	32	3Н95	63	9,1
	76 × H89	108	280	38	3Н108	76	12
	102 × H114	140	305	58	3Н140	102	18,3
	102 × Ш114	146	330	80	3Ш146	102	20,5
	127 × H141	172	340	70	3Н172	127	30
	127 × Ш141	178	370	101	3Ш178	127	32,7
	152 × H168	197	400	89	3Н197	152	48,5
	152 × Ш168	203	400	127	3Ш203	152	44,8

Основные размеры промежуточных переводников для бурильных нколон по ГОСТ 7360—59 (рис. 97)

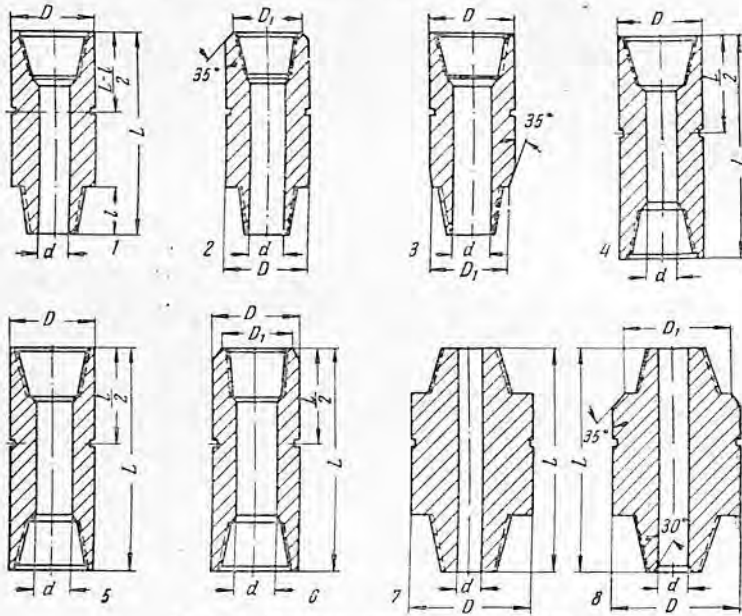


Рис. 97. Переводники ПШ, ПМ и ПН.

1, 2, 3 — переводники переходные для бурильных труб ПП; 4, 5, 6 — переводники муфтовые, ПМ; 7, 8 — переводники бурильные, нижние, ПН.

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диаметр D, мм	Внутренний диаметр переводника d, мм	Длина переводника L, мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертежа на рис. 97	Вес переводника, кг
					муфтовая	шпильная		
ПП-3-62/3-76	95	32	375	ЗН-80/ЗН-95	3-62	3-76	2	14
ПП-3-62/3-88	108	36		ЗН-80/ЗН-108		3-88	2	19
ПП-3-62/3-88А	113	36		ЗН-80/ЗН-113			2	20
ПП-3-62/3-92	108	36		ЗН-80/ЗШ-108		3-92	2	19
				ЗН-80/ЗУ-108		3-76	1	14
ПП-3-76/3-76	95	32		ЗН-95/ЗН-95		3-88	1	20
ПП-3-76/3-88	108	38		ЗН-95/ЗН-108				
ПП-3-76/3-88А	113	38		ЗН-99/ЗН-113				
				ЗН-99/ЗН-108	3-76		1	22
ПП-3-76/3-92	108	45	400	ЗН-95/ЗУ-108		3-92	2	18
ПП-3-76/3-101	118	45		ЗН-95/ЗШ-108		3-101	2	23
ПП-3-76/3-102	118	45		ЗН-95/ЗУ-118		3-102	2	24

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диаметр D , мм	Внутренний диаметр переводника d , мм	Длина переводника L , мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертёжа на рис. 97	Вес переводника, кг
					муфтовая	шпильная		
ПП-3-88/3-76	108	32		ЗН-108/ЗН-95	3-88	3-76	3	18
ПП-3-88/3-76А	113			ЗН-113/ЗН-95				20
ПП-3-88/3-88	108	38		ЗН-108/ЗН-108		3-76	1	19
ПП-3-88/3-88А	113	38		ЗН-113/ЗН-113		3-88	1	21
ПП-3-88/3-92	108	54		ЗН-108/ЗШ-108		3-88	1	17
ПП-3-88/3-92А	113	54		ЗН-108/ЗУ-108		3-92	1	17
				ЗН-113/ЗШ-108		3-92	3	19
				ЗН-113/ЗУ-108				
ПП-3-88/3-101	118	58		ЗН-108/ЗШ-118	3-88	3-101	2	20
ПП-3-88/3-101А	118			ЗН-113/ЗШ-118		2	21	
ПП-3-88/3-102	118	58		ЗН-108/ЗУ-118		3-101	2	22
ПП-3-88/102А	118	58		ЗН-113/ЗУ-118		3-102	2	32
ПП-3-88/3-117	140	58		ЗН-108/ЗН-140		3-117	2	33
ПП-3-88/3-117А	140	58		ЗН-113/ЗН-140		3-117	2	36
ПП-3-88/3-121	146	58	425	ЗН-108/ЗШ-146		3-121	2	37
ПП-3-88/3-121А	146	58		ЗН-113/ЗШ-146		3-121	2	42
ПП-3-88/3-133	155	58		ЗН-108/ЗУ-155		3-133	2	42
ПП-3-88/3-133А	155	58		ЗН-113/ЗУ-155		3-133	2	43
ПП-3-92/3-76	108	32	400	ЗШ-108/ЗН-95	3-92	3-76	3	18
				ЗУ-108/ЗН-95				
				ЗШ-108/ЗН-108				
ПП-3-92/3-88	108			ЗУ-108/ЗН-108		3-88	1	19
				ЗШ-108/ЗН-113				
ПП-3-92/3-88А	113	38		ЗУ-108/ЗН-113			2	21
ПП-3-92/3-92	108			ЗШ-108/ЗШ-108		3-92	1	21
				ЗУ-108/У-108				
ПП-3-92/3-101	108	54		ЗШ-108/ЗУ-108		3-101	2	16
				ЗШ-108/ЗШ-118				
ПП-3-92/3-102		54		ЗУ-108/ЗШ-118		3-102	2	21
				ЗШ-108/ЗУ-118				
ПП-3-101/3-76		32		ЗУ-108/ЗУ-118		3-76	3	
ПП-3-101/3-88	118			ЗШ-118/ЗН-95		3-88	3	
П-ПЗ-101/3-88А	38	400		ЗШ-118/ЗН-108	3-101		3	22
				ЗШ-118/ЗН-113				
П-ПЗ-101/3-92	54			ЗШ-118/ЗШ-108		3-92	3	20
				ЗШ-118/ЗЗ-108				
ПП-3-101/3-101		62		ЗШ-118/ЗШ-118		3-01	1	19
ПП-3-101/3-102				ЗШ-118/ЗУ-118		3-102		
ПП-3-101/3-117	140	58	425	ЗШ-118/ЗН-140	3-101	3-117	2	31
ПП-3-101/3-121	146	62		ЗШ-118/ЗШ-146		3-121		35
ПП-3-101/3-133	155			ЗШ-118/ЗУ-155		3-133		42
ПП-3-102/3-76		12		ЗУ-118/ЗН-95		3-76		20

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Внутренний диаметр d , мм	Длина переводника L , мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертежа рис. 97	Вес переводника, кг
				муфтовая	ниппельная		
ПП-3-102/3-88	118	400	ЗУ-118/ЗН-108	3-102	3-88	3	21
ПП-3-102/3-88А			ЗУ-118/ЗН-113				
ПП-3-102/3-92	140	400	ЗУ-118/ЗШ-108	3-102	3-92	1	19
ПП-3-102/3-101			ЗУ-118/ЗУ-108				
ПП-3-102/3-102	146	400	ЗУ-118/ЗШ-118	3-102	3-101	1	18
ПП-3-102/3-117			ЗУ-118/ЗУ-118				
ПП-3-102/3-121	155	400	ЗУ-118/ЗН-140	3-102	3-102	2	17
ПП-3-102/3-121А			ЗУ-118/ЗН-146				
ПП-3-102/3-133	140	400	ЗУ-118/ЗУ-155	3-102	3-121	2	31
ПП-3-117/3-88			ЗН-140/ЗН-108				
ПП-3-117/3-88А	140	400	ЗН-140/ЗН-113	3-117	3-88	3	31
ПП-3-117/3-101			ЗН-140/ЗШ-118				
ПП-3-117/3-102	146	400	ЗН-140/ЗУ-118	3-117	3-101	1	29
ПП-3-117/3-117			ЗН-140/ЗН-140				
ПП-3-117/3-121	155	400	ЗН-140/ЗШ-146	3-117	3-102	1	29
ПП-3-117/3-133			ЗН-140/ЗУ-155				
ПП-3-117/3-140	172	450	ЗН-140/ЗН-172	3-117	3-117	1	31
ПП-3-117/3-147			ЗН-140/ЗШ-178				
ПП-3-117/3-152	178	450	ЗН-140/ЗШ-197	3-117	3-121	1	31
ПП-3-117/3-161			ЗН-140/ЗУ-185				
ПП-3-117/3-171	197	475	ЗН-140/ЗШ-203	3-117	3-133	2	44
ПП-3-117/3-189			ЗН-140/ЗУ-212				
ПП-3-121/3-88	185	450	ЗШ-146/ЗШ-108	3-121	3-140	2	50
ПП-3-121/3-88А			ЗШ-146/ЗН-113				
ПП-3-121/3-101	203	475	ЗШ-146/ЗШ-118	3-121	3-147	2	53
ПП-3-121/3-102			ЗШ-146/ЗУ-118				
ПП-3-121/3-117	212	475	ЗШ-146/ЗН-140	3-121	3-152	2	70
ПП-3-121/3-121			ЗШ-146/ЗШ-146				
ПП-121/3-133	146	425	ЗШ-146/ЗУ-155	3-121	3-161	3	84
ПП-121/3-140			ЗШ-146/ЗН-172				
ПП-121/3-147	172	450	ЗШ-146/ЗШ-178	3-121	3-171	3	87
ПП-121/3-152			ЗШ-146/ЗН-197				
ПП-121/3-161	178	450	ЗШ-146/ЗН-185	3-121	3-189	3	31
ПП-121/3-171			ЗШ-146/ЗШ-203				
ПП-121/3-189	197	475	ЗШ-146/ЗУ-212	3-121	3-88	3	32
ПП-3-133/3-101			ЗУ-155/ЗШ-118				
ПП-3-133/3-102	185	450	ЗУ-155/ЗУ-118	3-133	3-101	1	30
ПП-3-133/3-117			ЗУ-155/ЗН-140				
ПП-3-133/3-121	203	475	ЗУ-155/ЗШ-146	3-133	3-117	2	69
ПП-3-133/3-133			ЗУ-155/ЗУ-155				
ПП-3-133/3-133А	212	475	ЗУ-155/ЗН-140	3-133	3-121	1	28
ПП-3-133/3-133Б			ЗУ-155/ЗУ-155				

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диаметр D , мм	Внутренний диаметр переводника d , мм	Длина переводника L , мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертежа на рис. 97	Вес переводника, кг
					муфтов- вая	шпиль- ная		
ПП-3-133/3-140	172	70		3У-155/3Н-172	3-133	3-140	2	47
ПП-3-133/3-147	178	101	450	3У-155/3Ш-178		3-147	2	42
ПП-3-133-3-152	197	89	475	3У-155/3Н-197		3-152		63
ПП-3-133/3-161	185			3У-155/3У-185		3-161		48
ПП-3-133/3-171	203	105	450	3У-155/3Ш-203		3-171		65
ПП-3-140/3-189	212		475	3У-155/3У-212	3-140	3-189		76
ПП-3-140/3-117	172	58	450	3Н-172/3Н-140		3-117	3	48
ПП-3-140/3-121		80		3Н-172/3Ш-146		3-121		44
ПП-3-140/3-133		95		3Н-172/3У-155		3-133		40
ПП-3-140/3-140		70		3Н-172/3Н-172		3-140	1	49
ПП-3-140/3-147	178	98		3Н-172/3Ш-178		3-147		46
ПП-3-140/3-152	197	89	475	3Н-172/3Н-197		3-152	2	66
ПП-3-140/3-161	185	98	450	3Н-172/3У-185		3-161		52
ПП-3-140/3-171	203		475	3Н-172/3Ш-203		3-171		70
ПП-3-140/3-189	212			3Н-172/3У-212	3-147	3-189		80
ПП-3-147/3-117		58		3Ш-178/3Н-140		3-117	3	45
ПП-3-147/3-121		80		3Ш-178/3Ш-146		3-121		43
ПП-3-147/3-133	178	95	450	3Ш-178/3У-155		3-133		40
ПП-3-147/3-140		70		3Ш-178/3Н-172		3-140		46
ПП-3-147/3-147		101		3Ш-178/3Ш-178		3-147	1	42
ПП-3-147/3-152	197	89	475	3Ш-178/3Н-197		3-152		63
ПП-3-147/3-161	185		450	3Ш-178/3У-185		3-161	2	49
ПП-3-147/3-171	203	101		3Ш-178/3Ш-203	3-152	3-171		66
ПП-3-147/3-189	212			3Ш-178/3У-212		3-189		77
ПП-3-152/3-117		58		3Н-197/3Н-140		3-117		66
ПП-3-152/3-121		80		3Н-197/3Н-146		3-121		58
ПП-3-152/3-133		95	475	3Н-197/3У-155		3-133	3	55
ПП-3-152/3-140	197	70		3Н-197/3Н-172		3-140		63
ПП-3-152/3-147		101		3Н-197/3Ш-178		3-147		56
ПП-3-152/3-152		89		3Н-197/3Н-197		3-152	1	64
ПП-3-152/3-161		120		3Н-197/3У-185		3-161	3	52
ПП-3-152/3-171	203	122		3Н-197/3Ш-203	3-161	3-171	2	61
ПП-3-152/3-189	212	122		3Н-197/3У-212		3-189	2	70
ПП-3-161/3-117		58		3У-185-3Н-140		3-117		44
ПП-3-161/3-121		80		3У-185/3Ш-146		3-121		
ПП-3-161/3-133	185	95	450	3У-185/3У-155		3-133	3	41
ПП-3-161/3-140		70		3У-185/3Н-172		3-140		49
ПП-3-161/3-147		101		3У-185/3Ш-178		3-147		42
ПП-3-161/3-152	197	89	475	3У-185/3Н-197		3-152	2	60
ПП-3-161/3-161	185	120	450	3У-185/3У-185		3-161	1	39

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диаметр D , мм	Внутренний диаметр переводника d , мм	Длина переводника L , мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертежа на рис. 97	Вес переводника, кг
					муфтов- вая	шипель- ная		
ПП-3-161/3-171	203	127	475	3У-185/3Ш-203		3-171	2	55
ПП-3-161/3-189	212	132	475	3У-185/3У-212		3-189		62
ПП-3-171/3-117		58		3Ш-203/3Н-140	3-171	3-117		59
ПП-3-171/3-121		80		3Ш-203/3Ш-146		3-121		58
ПП-3-171/3-133		95		3Ш-203/3У-155		3-133		57
ПП-3-171/3-140		70		3Ш-203/3Н-172		3-140	3	62
ПП-3-171/3-147	203	101	475	3Ш-203/3Ш-178		3-147		55
ПП-3-171/3-152		89		3Ш-203/3Н-197		3-152		63
ПП-3-171/3-161		120		3Ш-203/3У-183		3-161		51
ПП-3-171/3-171		127		3Ш-203/3Ш-203		3-171	1	53
ПП-3-171/3-189		127		3Ш-203/3У-212		3-189	2	65
ПП-3-189/3-139		95		3У-212/3У-155		3-133		54
ПП-3-189/3-140		70		3У-212/3Н-172	3-189	3-140		62
ПП-3-189/3-147	212	101	475	3У-212/3Ш-178		3-147		56
ПП-3-189/3-152		89		3У-212/3Н-197		3-152	3	63
ПП-3-189/3-161		120		3У-212/3У-185		3-161		62
ПП-3-189/3-171		127		3У-212/3Ш-203		3-171		55
ПП-3-189/3-189		148		3У-212/3У-212		3-189	1	48
ПМ-3-62/3-62	80	36		3Н-80/3Н-80		3-62/3-62	4	11
ПМ-3-76/3-76	85		375	3Н-85/3Н-95		3-76/3-76	4	14
ПМ-3-76/3-88	108	45		3Н-95/3Н-103		3-76/3-88		19
ПМ-3-76/3-88А	113			3Н-95/3Н-113		5-76/3-88А		21
ПМ-3-76/3-92				3Н-95/3Ш-108				
ПМ-3-88/3-88		95		3Н-95/3У-108		3-76/3-92	6	18
ПМ-3-88/3-88А	113			3Н-108/3Н-108		3-88/3-88	4	24
ПМ-3-82/3-101		58	400	3Н-113/3Н-113				
ПМ-3-88/3-101А				3Н-108/3Ш-118		3-88/3-101		22
ПМ-3-88/3-102	118			3Н-108/3Ш-118		3-88/3-101		
ПМ-3-88/3-102А				3Н-113/3У-118		3-88/3-102	6	21
ПМ-3-92/3-92	108	54	375	3Н-113/3У-118				
ПМ-3-101/3-101				3Ш-108/3Ш-108		3-92/3-92	5	16
				3У-108/3У-108				
				3Ш-108/3У-108		3-101/3-101		18
ПМ-3-101/3-102	118	62	400	3Ш-118/3Ш-118				
ПМ-3-102/3-102				3Ш-118/3У-118		3-101/3-102		20
ПМ-3-117/3-117	140	78		3У-118/3У-118		3-102/3-102		17
ПМ-3-117/3-121	146			3Н-140/3Н-140		3-117/3-117	4	26
ПМ-3-117/3-133	155			3Н-140/3Ш-146		3-117/3-121		33
ПМ-3-117/3-140	172			3Н-140/3У-155		3-117/3-133	6	36
ПМ-3-117/3-147	178			3Н-140/3Н-172		3-117/3-140		48
				3Н-140/3Ш-178		3-117/3-147		46

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диа- метр D , мм	Внутренний диаметр пере- водника d , мм	Длина перевод- ника L , мм	Обозначение типо- размеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертёжа на рис. 97	Вес переводни- ков, кг
					муфта- вая	шипель- ная		
ПМ-3-117/3-161	185			ЗН-140/ЗУ-185	3-117/3-161		44	
ПМ-3-121/3-121	146		425	ЗШ-146/ЗШ-146	3-121/3-121	5	32	
ПМ-3-121/3-133	155			ЗШ-146/ЗУ-155	3-121/3-133		35	
ПМ-3-121/3-140	172	80		ЗШ-146/ЗН-172	3-121/3-140	6	48	
ПМ-3-121/3-147	178			ЗШ-146/ЗШ-178	3-121/3-147		49	
ПМ-3-121/3-161	185			ЗШ-146/ЗУ-185	3-121/3-161		50	
ПМ-3-133/3-133	155	105	425	ЗУ-155/ЗУ-155	3-133/3-133	4	30	
ПМ-3-133/3-140	172	98		ЗУ-155/ЗН-172	3-133/3-140		44	
ПМ-3-133/3-147	178	101		ЗУ-155/ЗШ-178	3-133/3-147	6	43	
ПМ-3-133/3-161	185	105		ЗУ-155/ЗУ-185	3-133/3-161		45	
ПМ-3-140/3-140	172		450	ЗН-172/ЗН-172	3-140/3-140	4	47	
ПМ-3-140/3-147	178			ЗН-172/ЗШ-178	3-140/3-147		46	
ПМ-3-140/3-152	197		475	ЗН-172/ЗН-197	3-140/3-152		69	
ПМ-3-140/3-161	185	98	450	ЗН-172/ЗУ-185	3-140/3-161	6	46	
ПМ-3-140/3-171	203			ЗН-172/ЗШ-203	3-140/3-171		69	
ПМ-3-140/3-189	212		475	ЗН-172/ЗУ-212	3-140/3-189		73	
ПМ-3-147/3-147	178		450	ЗШ-178/ЗШ-178	3-147/3-147	5	44	
ПМ-3-147/3-152	197		475	ЗШ-178/ЗН-197	3-147/3-152		65	
ПМ-3-147/3-161	185		450	ЗШ-178-ЗУ-185	3-147/3-161	6	46	
ПМ-3-147/3-171	203	101		ЗШ-178/ЗШ-203	3-147/3-171		69	
ПМ-3-147/3-189	212			ЗШ-178/ЗУ-212	3-147/3-189			
ПМ-3-152/3-152	197		475	ЗН-197/ЗН-197	3-152/3-152	4	66	
ПМ-3-152/3-171	203			ЗН-197/ЗШ-203	3-152/3-171		64	
ПМ-3-152/3-189	212	122		ЗН-197/ЗУ-212	3-152/3-189	6	67	
ПМ-3-161/3-152	197			ЗУ-185/ЗН-197	3-161/3-152		60	
ПМ-3-161/3-161	185	132	450	ЗУ-185/ЗУ-185	3-161/3-161	4	41	
ПМ-3-161/3-171	203	127		ЗУ-185/ЗШ-203	3-161/3-171	6	58	
ПМ-3-161/3-189	212	132		ЗУ-185/ЗУ-212	3-161/3-89		61	
ПМ-3-171/3-171	203		475	ЗШ-203/ЗШ-203	3-171/3-171	5	58	
ПМ-3-171/3-189		127		ЗШ-203/ЗУ-212	3-171/3-189	6	62	
ПМ-3-189/3-189	212	160		ЗУ-212/ЗУ-212	3-189/3-189	4	49	
ПМ-3-62/3-62	80	25	450	ЗН-80/ЗН-80	3-62/3-62	7	13	
ПН-3-76/3-76	95	32		ЗН-95/ЗН-95	3-76/3-76		18	
ПН-3-Н/3-92	108		475	ЗН-95/ЗШ-108	3-76/3-92		23	
ПН-3-88/3-88	108			ЗН-95/ЗУ-108	3-88/3-88	7	24	
				ЗН-108/ЗН-108				
ПН-3-88/3-88А	113			ЗН-113/ЗН-113	3-88/3-88		26	
ПН-3-88/3-101		38	500	ЗН-88/ЗН-118	3-88/3-101		28	
ПН-3-88/3-101А	118			ЗН-108/ЗН-118	3-88/5-101			
ПН-3-88/3-102				ЗН-108/ЗУ-118	3-88/3-102	8	29	
ПН-3-88/3-402А	113			ЗН-113/ЗУ-118	3-88/3-102			

Продолжение табл. 109

Обозначение типоразмеров переводников	Наружный диаметр D , мм	Внутренний диаметр переводника d , мм	Длина переводника L , мм	Обозначение типоразмеров замков, с которыми соединяется переводник	Обозначение резьбы		№ чертежа на рис. 97	Вес переводников, кг
					муфтов- вая	шпиль- ная		
ПН-3-92/3-92	108	54	475	ЗШ-108/ЗШ-108 ЗУ-108/ЗУ-108	3-92/3-92	7	20	
ПН-3-101/3-101		62	500	ЗШ-118/ЗШ-118	3-101/3-101		23	
ПН-3-101/3-102	118			ЗШ-118/ЗУ-118	3-101/3-102		24	
ПН-3-101/3-102		70		ЗУ-118/ЗУ-118	3-102/3-102		22	
ПН-3-117/3-117	140			ЗН-140/ЗН-140	3-117/3-117	7	41	
ПН-3-117/3-121	146			ЗН-140/ЗШ-146	3-117/3-121		45	
ПН-3-117/3-133	155	58		ЗН-140/ЗУ-155	3-117/3-133	8	49	
ПН-3-117/3-140	172			ЗН-140/ЗН-172	3-117/3-140		58	
ПН-3-117/3-147	178			ЗН-140/ЗШ-178	3-117/3-147		62	
ПН-3-117/3-161	185			ЗН-140/ЗУ-185	3-117/3-161		67	
ПН-3-121/3-121	146			ЗШ-146/ЗШ-146	3-121/3-121	7	36	
ПН-3-121/3-133	155	80		ЗШ-146/ЗУ-155	3-121/3-133		41	
ПН-3-121/3-140	172	70	525	ЗШ-146/ЗН-172	3-121/3-140		60	
ПН-3-121/3-147	178	80		ЗШ-146/ЗШ-178	3-121/3-147	8	52	
ПН-3-121/3-161	185	80		ЗШ-146/ЗУ-185	3-121/3-161		60	
ПН-3-133/3-133	155	85		ЗУ-155/ЗУ-155	3-133/3-133	7	35	
ПН-3-133/3-140	172	75		ЗУ-155/ЗН-172	3-133/3-140		56	
ПН-3-133/3-147	178	93		ЗУ-155/ЗШ-178	3-133/3-147	8	48	
ПН-3-133/3-161	185	95		ЗУ-155/ЗУ-185	3-133/3-161		54	
ПН-3-140/3-140	172			ЗН-172/ЗН-172	3-140/3-140	7	60	
ПН-3-140/3-147	178			ЗН-172/ЗШ-178	3-140/3-147		65	
ПН-3-140/3-152	197	70		ЗН-172/ЗН-197	3-140/3-152		78	
ПН-3-140/3-161	185			ЗН-172/ЗУ-185	3-140/3-161	8	73	
ПН-3-140/3-171	203			ЗН-172/ЗШ-203	3-140/3-171		83	
ПН-3-140/3-189	212			ЗН-172/ЗУ-212	3-140/3-189		93	
ПН-3-147/3-147	178	101		ЗШ-178/ЗШ-178	3-147/3-147	7	51	
ПН-3-147/3-152	147	89		ЗШ-178/ЗН-197	3-147/3-152	8	70	
ПН-3-147/3-161	185	101	550	ЗШ-178/ЗУ-185	3-147/3-161	8	57	
ПН-3-147/3-171	203	101		ЗШ-178/ЗШ-203	3-147/3-171	8	69	
ПН-3-147/3-189	212	89		ЗШ-178/ЗУ-212	3-147/3-189	7	78	
ПН-3-152/3-152	197	89		ЗН-197/ЗН-197	3-152/3-152	7	72	
ПН-3-152/3-171	203	89		ЗН-197/ЗШ-203	3-152/3-171	8	81	
ПН-3-152/3-189	212	89		ЗН-197/ЗУ-212	3-152/3-189	8	89	
ПН-3-161/3-152	197	89		ЗУ-185/ЗН-197	3-161/3-152	7	73	
ПН-3-161/3-161	184	89		ЗУ-185/ЗУ-185	3-161/3-161	7	47	
ПН-3-161/3-171	203	120		ЗУ-185/ЗШ-203	3-161/3-171	8	59	
ПН-3-161/3-189	212	127		ЗУ-185/ЗУ-212	3-161/3-189	8	69	
ПН-3-171/3-171	203	127		ЗШ-203/ЗШ-203	3-171/3-171	7	59	
ПН-3-171/3-189	212	127		ЗШ-203-ЗУ-212	3-171/3-189	8	69	
ПН-3-189/3-189		149		ЗУ-212/ЗУ-212	3-189/3-189	7	56	

Таблица 110

Сравнение обозначений типоразмеров переводника и их замковых резьб

Обозначение типоразмеров переводника		Обозначение замковой резьбы	
по ГОСТ 7360-59	по замененному ГОСТ 7360-59	по ГОСТ 5286-58	по ГОСТ 5286-58
ПП-3-76/3-76	ПБП-Н2×Н2	ЗН27/8	3-76
ПМ-3-76/3-76	ПБМ-Н2×Н2	ЗН27/8	3-76
ПН-3-76/3-76	ПБН-Н2×Н2	ЗН27/8	3-76
ПП-3-88/3-88	ПБП-Н3×Н3	ЗН31/2	3-88
ПМ-3-88/3-88	ПБМ-Н3×Н3	ЗН31/2	3-88
ПН-3-88/3-88	ПБН-Н3×Н3	ЗН31/2	3-88
ПП-3-117/3-117	ПБП-Н4×Н4	ЗН41/2	3-117
ПМ-3-117/3-117	ПБМ-Н4×Н4	ЗН41/2	3-117
ПН-3-117/3-117	ПБН-Н4×Н4	ЗН41/2	3-117
ПП-3-140/3-140	ПБП-Н5×Н5	ЗН59/16	3-140
ПМ-3-140/3-140	ПБМ-Н5×Н5	ЗН59/16	3-140
ПН-3-140/3-140	ПБН-Н5×Н5	ЗН59/16	3-140
ПП-3-152/3-152	ПБП-Н6×Н6	ЗН65/8	3-152
ПМ-3-152/3-152	ПБМ-Н6×Н6	ЗН65/8	3-152
ПН-3-152/3-152	ПБН-Н6×Н6	ЗН65/8	3-152
ПМ-3-92/3-92	ПБМ-Ш2×Ш2	ЗШ27/8	3-92
ПН-3-92/3-92	ПБН-Ш2×Ш2	ЗШ27/8	3-92
ПП-3-101/3-101	ПБП-Ш3×Ш3	ЗШ31/2	3-101
ПМ-3-101/3-101	ПБМ-Ш3×Ш3	ЗШ31/2	3-101
ПН-3-101/3-101	ПБН-Ш3×Ш3	ЗШ31/2	3-101
ПП-3-121/3-121	ПБП-Ш4×Ш4	ЗШ41/2	3-121
ПМ-3-121/3-121	ПБМ-Ш4×Ш4	ЗШ41/2	3-121
ПН-3-121/3-121	ПБН-Ш4×Ш4	ЗШ41/2	3-121
ПП-3-147/3-147	ПБП-Ш5×Ш5	ЗШ52/16	3-147
ПМ-3-147/3-147	ПБМ-Ш5×Ш5	ЗШ59/16	3-147
ПН-3-147/3-147	ПБН-Ш5×Ш5	ЗШ59/16	3-147
ПП-3-171/3-171	ПБП-Ш6×Ш6	ЗШ65/8	3-147
ПМ	ПБМ-Ш6×Ш6	ЗШ65/8	3-147
ПН	ПБН-Ш6×Ш6	ЗШ65/8	3-147

Примечание. В таблице указаны переводники только с одинаковыми размерами резьбы обоих концов.

Если резьба неодинакова, в обозначение типоразмера переводника должны входить соответствующие обозначения этой резьбы, например: ПМ-3-76/3-88, ПБМ-Н2-Н3, ЗН27/8/ЗН31/2, 3-76/3-88 (в первой и в четвертой графе приведены новые, а во второй и третьей старые обозначения типоразмера переводника и замковой резьбы).

ПЕРЕВОДНИКИ С БУРИЛЬНЫХ ТРУБ НА ОБСАДНЫЕ

Переводники для соединения бурильных труб с обсадными (рис. 98) в соответствии с нормалью Н545—58 изготавливают из стали марки 45, на одном конце их замковая резьба по ГОСТ 5286—58, а на другой — резьба обсадных труб по ГОСТ 632—64.

Переводники изготавливаются для всех практически встречающихся комбинаций соединений бурильных труб с обсадными. В табл. 126 размеры D и d_1 соответствуют размерам замков бурильных труб. Размеры D_1 и D_2 , d и l соответствуют размерам обсадных труб и их муфт.

Переводники изготавливают с правой и левой резьбой. На переводнике с левой резьбой нанесены вторые опознавательные пояски, на которых обозначено:

- 1) товарный знак завода-изготовителя;
- 2) условное обозначение переводника;
- 3) дата выпуска (месяц, год).

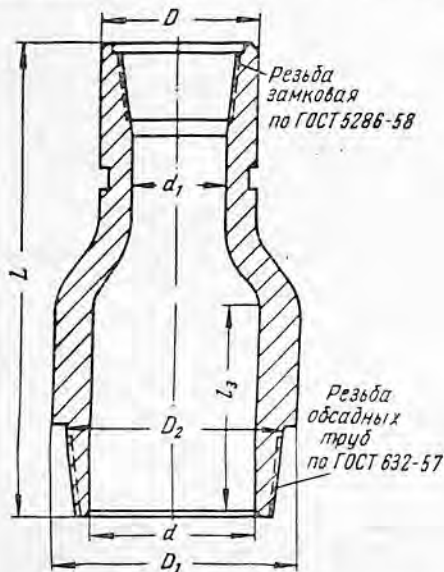


Рис. 98. Переводники с бурильных труб на обсадные.

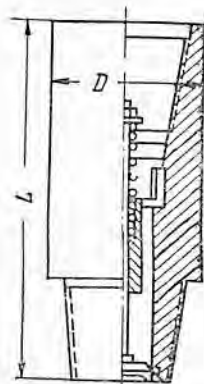


Рис. 99. Обратный клапан для бурильных труб.

ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Обратные клапаны (рис. 99) предназначены для предупреждения выбросов газированной жидкости через бурильные трубы из скважины в процессе спуска и подъема бурильных труб, а также при прекращении промывки скважины в процессе бурения.

Обратные клапаны устанавливают над долотной утяжеленной трубой или под ведущей трубой. В некоторых особо сложных условиях с большими газами или водопроявлениями ставят два обратных клапана, один клапан над долотной трубой, а второй под ведущей.

В соответствии с ГОСТ 9342—60 изготавливаются три типа обратных клапанов. Каждый типоразмер изготавливают как с правой, так и с левой резьбой.

Корпуса обратных клапанов для бурильных труб изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—61.

Клапаны КЗН-172, КЗН-197, КЗШ-178, КЗШ-203, КЗУ-185 и КЗУ-212 с согласия заказчика можно изготавливать из стали 45 по ГОСТ 1050—60.

Таблица 111

Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб по нормам Н545—58

Обозначение типоразмеров переводника	Резьба переводников		D	D ₁	d ₂	d ₁	L	Обозначение типоразмера замка, к которому присоединяется переводник	Вес, кг
	замковая по ГОСТ 5286—58	обсадных труб по ГОСТ 632—57							
П-3-62/114	3-62	114	80	133	80	36	365		17
П-3-62/127	3-62	127	80	147	90	36	365		19
П-3-62/141	3-62	141	80	166	105	36	380	ЗН-80	21
П-3-62/146	3-62	146	80	166	105	36	380		23
П-3-62/159	3-62	159	80	179	115	36	390		27
П-3-62/168	3-62	168	80	188	125	36	400		29
П-3-76/114	3-76	114	95	133	80	45	365		19
П-3-76/127	3-76	127	95	147	90	45	365		21
П-3-76/141	3-76	141	95	166	105	45	380		24
П-3-76/146	3-76	146	95	166	105	45	380		25
П-3-76/159	3-76	159	95	179	115	45	390	ЗН-95	30
П-3-76/168	3-76	168	95	188	125	45	400		31
П-3-76/194	3-76	194	95	216	145	45	430		42
П-3-76/219	3-76	219	95	243	170	45	430		47
П-3-76/245	3-76	245	95	269	190	45	460		60
П-3-88/114	3-88	114	108	133	80	58	365		18
П-3-88/127	3-88	127	108	147	90	58	380		23
П-3-88/141	3-88	141	108	166	105	58	390		26
П-3-88/146	3-88	146	108	166	105	58	390	ЗН-108	25
П-3-88/159	3-88	159	108	179	115	58	400		30
П-3-88/168	3-88	168	108	188	125	58	405		33
П-3-88/194	3-88	194	108	216	145	58	430		41
П-3-88/114А	3-88	114	113	133	80	58	365		20
П-3-88/127А	3-88	127	113	147	90	58	380		24
П-3-88/141А	3-88	141	113	166	105	58	390	ЗН-113	27
П-3-88/146А	3-88	146	113	166	105	58	390		28
П-3-88/159А	3-88	159	113	179	115	58	400		30
П-3-88/168А	3-88	168	113	188	125	58	405		31
П-3-88/194А	3-88	194	113	216	145	58	430		43
П-3-92/117	3-92	114	108	133	80	54	430	ЗШ-108	20
П-3-92/124	3-92	127	108	147	90	54	380	ЗУ-108	23
П-3-92/141	3-92	141	108	166	105	54	390		27
П-3-92/146	3-92	146	108	166	105	54	390	ЗШ-108А	27
П-3-92/159	3-92	159	108	179	115	54	400	ЗУ-108	31
ПЗ-92/168	3-92	168	108	188	125	54	405		32
П-3-92/194	3-92	194	108	216	145	54	430		43

Продолжение табл. 112

Обозначение типоразмеров переводника	Резьба переводников		D	D ₁	d ₂	d ₁	L	Обозначение типоразмера, к которому присоединяется переводник	Вес, кг
	замковил по ГОСТ 5286-58	обсадных труб по ГОСТ 632-57							
П-3-101/146	3-101	146	118	166	105	62	390		28
П-3-101/159	3-101	159	118	179	115	62	400	ЗШ-118	32
П-3-101/168	3-101	168	118	188	125	62	405		34
П-3-101/194	3-101	194	118	216	145	62	430		55
П-3-102/146	3-102	146	118	166	105	78	390		26
П-3-102/159	3-102	159	118	179	115	78	400	ЗУ-118	30
П-3-102/168	3-102	168	118	188	125	78	405		33
П-3-102/194	3-102	194	118	216	145	78	430		41
П-3-117/146	3-117	146	140	166	105	78	390		31
П-3-117/159	3-117	159	140	179	115	78	400		36
П-3-117/168	3-117	168	140	188	125	78	405		39
П-3-117/194	3-117	194	140	216	145	78	430	ЗН-140	45
П-3-117/219	3-117	219	140	243	170	78	450		52
П-3-117/245	3-117	245	140	269	190	78	470		63
П-3-117/273	3-117	273	140	298	215	78	470		68
П-3-121/146	3-121	146	146	166	105	80	390		33
П-3-121/159	3-121	159	146	179	115	80	400		38
П-3-121/168	3-121	168	146	188	125	80	405		42
П-3-121/194	3-121	194	146	216	145	80	430	ЗШ-146	48
П-3-121/219	3-121	219	146	243	170	80	450		56
П-3-121/245	3-121	245	146	269	190	80	470		65
П-3-121/273	3-121	273	146	298	215	80	470		70
П-3-133/146	3-133	146	155	166	105	105	390		32
П-3-133/159	3-133	159	155	179	115	105	400		33
П-3-133/168	3-133	168	155	188	125	105	405		37
П-3-133/194	3-133	194	155	216	145	105	430	ЗУ-155	47
П-3-133/219	3-133	219	155	243	170	105	450		56
П-3-133/245	3-133	245	155	269	190	105	470		69
П-3-133/273	3-133	273	155	298	215	105	470		73
П-3-140/168	3-140	168	172	188	125	98	405		44
П-3-140/194	3-140	194	172	216	145	98	430		52
П-3-140/219	3-140	219	172	243	170	98	450	ЗН-172	60
П-3-140/245	3-140	245	172	269	190	98	470		71
П-3-140/273	3-140	273	172	298	215	98	470		76
П-3-140/299	3-140	299	172	325	240	98	490		83
П-3-147/168	3-147	168	178	188	125	101	405		47
П-3-147/194	3-147	194	178	216	145	101	430		55
П-3-147/219	3-147	219	178	243	170	101	450		63
П-3-147/245	3-147	245	178	269	190	101	470	ЗШ-178	74

Продолжение табл. III

Обозначение типоразмеров переводника	Резьба переводников		D	D ₁	d ₂	d ₁	L	Обозначение типоразмера, к которому присоединяется переводник	Вес, кг
	замковая по ГОСТ 5286—58	обсадных труб по ГОСТ 632—57							
П-3-147/273	3-147	273	178	298	215	101	470	ЗН-197	79
П-3-147/299	3-147	299	178	325	240	101	490		86
П-3-152/168	3-152	168	197	197	122	122	400		49
П-3-152/194	3-152	194	197	216	145	122	430		57
П-3-152/219	3-152	219	197	243	170	122	450		62
П-3-152/245	3-152	245	197	269	190	122	470		70
П-3-152/273	3-152	273	197	298	215	122	470		78
П-3-152/299	3-152	299	197	325	240	122	490		92
П-3-152/325	3-152	325	197	351	265	122	520		103
П-3-152/351	3-152	351	197	376	290	122	540		116
П-3-152/377	3-152	377	197	402	315	122	560		116
П-3-152/426	3-152	426	197	451	360	122	600		158
П-3-161/168	3-161	168	185	185	132	132	405		39
П-3-161/194	3-161	194	185	216	145	132	430		51
П-3-161/219	3-161	219	185	243	170	132	450		59
П-3-161/245	3-161	245	185	269	190	132	470	72	
П-3-161/273	3-161	273	185	298	215	132	470	73	
П-3-161/299	3-161	299	185	325	240	132	490	87	
П-3-171/168	3-171	168	203	203	127	127	400	52	
П-3-171/194	3-171	194	203	216	145	127	430	61	
П-3-171/219	3-171	219	203	243	170	127	450	65	
П-3-171/245	3-171	245	203	269	190	127	470	73	
П-3-171/273	3-171	273	203	298	215	127	470	77	
П-3-171/299	3-171	299	203	325	240	127	490	95	
П-3-171/325	3-171	325	203	351	265	127	520	107	
П-3-171/351	3-171	351	203	376	290	127	540	120	
П-3-171/377	3-171	377	203	402	315	127	560	119	
П-3-171/426	3-171	426	203	451	360	127	600	162	
П-3-189/219	3-189	219	212	243	170	160	450	61	
П-3-189/245	3-189	245	212	269	190	160	470	73	
П-3-189/273	3-189	273	212	298	215	160	480	69	
П-3-189/299	3-189	299	212	325	240	160	500	73	
П-3-189/325	3-189	325	212	351	265	160	520	108	
П-3-189/351	3-189	351	212	376	290	160	540	113	
П-3-189/377	3-189	377	212	402	315	160	560	148	
П-3-189/426	3-189	426	212	451	360	160	600	180	

Примечание. Помимо указанных замков, переводники можно присоединить к другим деталям с резьбой, соответствующей резьбе переводника.

Размеры обратных клапанов

Обозначение типоразмера клапанов	Пробное давление, кг/см ²	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—58	Наружный диаметр D, мм	Длина клапана L, мм	Вес, кг
КЗН-197	150	3-152	197	370	46,2
КЗШ-203	150	3-171	203	370	46,2
КЗУ-212	—	—	212	370	72,0
КЗН-172	150	3-189	172	350	36,4
КЗШ-178	150	3-147	178	350	45,5
КЗУ-185	—	3-161	185	370	58,5
КЗН-140	150	3-117	140	310	21,7
КЗШ-146	150	3-121	146	310	23,1
КЗУ-155	150	3-133	155	350	42,9
КЗН-108	150	3-88	108	280	11,8
КЗШ-118	150	3-101	118	280	13,2
КЗУ-118	—	3-102	118	290	25,2
КЗН-95	150	3-76	95	260	8,7
КЗШ-108	150	3-92	108	260	11,0
КЗУ-108	150	3-92	108	260	21,0

Пример условного обозначения обратного клапана типа КЗН с наружным диаметром 80 мм:

а) правого: клапан КЗН-80 ГОСТ 9342—60;

б) левого: клапан КЗН-80Л ГОСТ 9342—60.

ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТУРБОБУРАХ

Двигателем турбобура является многоступенчатая турбина, приводящая в движение долото, привинченное к валу.

На валу посажены колеса ротора турбины, а в корпусе турбобура расположены колеса статора турбины.

Радиальные опоры вала турбобура воспринимают поперечные нагрузки, а осевые опоры — осевые нагрузки, действующие на вал при бурении.

Не допускается вибрация вала в поперечном направлении более чем на 1 мм, а также эксцентricность присоединительных резьб по отношению к оси.

Роторы и статоры турбобура изготовляют из стального литья или из перлитового ковкого чугуна.

Длительность работы верхнего резьбового соединения равна 150—200 ч, после чего его необходимо ремонтировать.

При турбинном бурении для определения оптимального режима бурения нужно знать характеристику насосной установки и турбины.

Для проверки нового турбобура необходимо отвинтить переводник, разобрать пята и проверить правильность сборки, величину зазора и надежность крепления резьбы.

Крепление шпиделя проверяют по смещению риски, нанесенной на корпусе турбобура и шпиделе. Затяжка резьбы шпиделя осуществляется усилием четырех рабочих, прикладываемым рывками на плече 4 м. Если риска сместится больше, чем на 75 мм, то подкрепляют гайку на валу.

Перед спуском турбобура в скважину необходимо проверить его работоспособность на поверхности.

Во избежание засорения турбины во время обкатки в переводник турбобура ставят укороченный фильтр.

Хорошо собранный и отрегулированный турбобур, как правило, запускают при давлении до 10 кг/см^2 .

Резкая остановка вала указывает на излишнее трение в опорах турбобура. Для приработки деталей опоры необходимо на поверхности в течение 5—10 мин произвести обкатку турбобура.

При бурении скважины работу турбобура контролируют по показаниям манометра и индикатора веса. При постоянной производительности буровых насосов перепад давления в турбобуре с изменением режима его работы почти не меняется.

Для получения максимального коэффициента передачи мощности на забой большое значение имеет сокращение гидравлических потерь. Поэтому выгодно применять бурильные трубы большого диаметра, со стенками уменьшенной толщины, а также трубы с приварными замками и одинаковым диаметром сечения от устья до турбобура.

Основными трубами, применяемыми для бурения скважин глубиной до 2000 м, являются трубы облегченного типа диаметром 168 мм. При глубинах более 200 м рекомендуется бурить 140-мм бурильными трубами.

Режим турбинного бурения определяется количеством прокачиваемой жидкости и величиной осевой нагрузки.

Турбобуры Т12

Турбобуры Т12 (рис. 100) предназначены для вращательного бурения вертикальных и наклонных скважин турбинным способом. Применяются турбобуры различных диаметров в зависимости от условий бурения и конструкции скважин. Для бурения наклонных скважин используют укороченные турбобуры.

Краткое описание

Многоступенчатый безредукторный турбобур Т12 представляет собой забойный гидравлический двигатель, преобразующий гидравлическую энергию потока жидкости в механическую энергию вращения вала.

Турбина турбобура типа Т12 многоступенчатая, осевого типа.

Каждая ступень турбины состоит из неподвижного направляющего аппарата (диска статора с лопатками) и вращающегося рабочего колеса (роторного диска). Все диски статора турбины закреплены в корпусе турбобура шпильками. Система роторных дисков на валу турбобура закреплена специальной гайкой и образует ротор турбины.

Осевые и радиальные опоры вала (подшипники) работают в промывочной жидкости и не нуждаются в специальной смазке. Поэтому все подшипники выполнены резино-металлическими.

Такие подшипники хорошо воспринимают динамические нагрузки.

Валы всех турбобуров Т12, кроме укороченных, вращаются на четырех резино-металлических подшипниках: верхний (радиально-осевой), два промежуточных радиальных и нижний радиальный.

Укороченные турбобуры не имеют промежуточных радиальных подшипников.

Корпус турбобура присоединяется к бурильным трубам через переводник. К нижнему концу вала (с замковой резьбой) присоединяется долото.

Секционные турбобуры

Турбобуры типа Т12МЗ обычного исполнения часто не обеспечивают эффективных режимов бурения, особенно при бурении скважин в пластичных и вязких породах, а также при значительном увеличении глубины скважины, когда

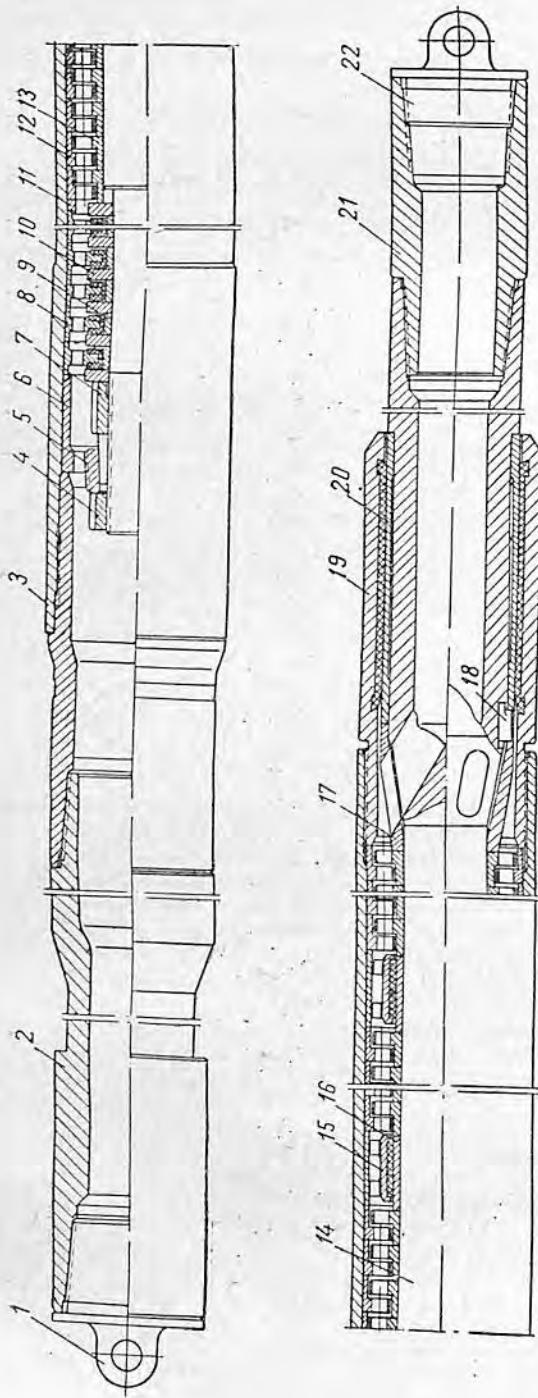


Рис. 100. Турбобур Т12МЗ.

1 — пробка предохранительная верхняя; 2 — переводник; 3 — корпус; 4 — контргайка; 5 — втулка упорная; 7 — гайка роторная; 8 — подпятник; 9 — кольцо плиты; 10 — диск плиты; 11 — кольцо регулировочное; 12 — диск статора; 13 — диск ротора; 14 — вал; 15 — опора средняя; 16 — втулка средней опоры; 17 — упор; 18 — шпонка втулки; 19 — нишпель; 20 — втулка нижней опоры; 21 — переводник вала; 22 — пробка предохранительная нижняя.

Таблица 113

Размеры и вес турбобуров, присоединительная замковая резьба и минимальные размеры долота для бурения этими турбобурами

Шифр турбобура	Диаметр турбобура, мм	Размер долота		Число ступеней	
		условный (номер долота)	номинальный, мм	турбобура	пята
T12M3-10	250/260 *	12	295	100	12
T12M3-9	235/240 *	11	269	120	12
T12M3-8	210/212 *	10—11	243/269	100	12
T12M3-7 ¹ / ₂	190/195 *	9—10	214/243	120	18
T12M3-6 ⁵ / ₈	168	8—9	190/214	100	8

Продолжение табл. 113

Шифр турбобура	Диаметр турбобура, мм	Резьба турбобура для соединений с бурильными трубами	Резьба турбобура для соединения с долотом	Длина турбобура, мм	Вес турбобура, кг
T12M3-10	250/260 *	ЗШ-203 (муфта)	ЗН-197 (муфта)	9220	2465
T12M3-9	235/240 *	ЗШ-178 (муфта)	ЗШ-178 (муфта)	9245	2115
T12M3-8	210/212 *	ЗШ-178 (муфта)	ЗШ-178 (муфта)	9200	1705
T12M3-7 ¹ / ₂	190/195 *	ЗШ-178 (муфта)	ЗШ-146 (муфта)	9100	1450
T12M3-6 ⁵ / ₈	168	ЗШ-146 (муфта)	ЗШ-146 (муфта)	8500	1044

* В знаменателе указан диаметр турбобура в местах резьбового соединения.

величина крутящего момента, создаваемого на валу турбобура, оказывается недостаточной, и приходится соответственно установленной на насосах мощности и предельно допустимому давлению уменьшать количество подаваемой промывочной жидкости, что отражается в конечном счете на мощности и работоспособности турбобура. Мощность турбобура при этом может быть восстановлена при повышении перепада давления вследствие увеличения числа ступеней в турбобуре.

В этом случае мощность турбобура возрастает от увеличения крутящего момента на валу, что улучшает его рабочую характеристику и имеет важное значение при бурении пластичных пород южных месторождений.

В настоящее время разработана конструкция удлиненного турбобура типа ТЗ2 с числом ступеней 130—160, общий вид которого показан на рис. 101. Особенностью турбобура является то, что детали статора в корпусе закреплены при помощи резьбы замкового типа, а нижняя радиальная опора изготовлена в виде обрешиненной втулки, вставляемой в корпус. Турбобур предназначен для бурения скважин средней глубины.

Для бурения на больших глубинах с ростом требуемого крутящего момента применяются составные секционные турбобуры.

В секционных турбобурах турбина состоит из отдельно собираемых секций. Секции соединяются на буровой перед спуском турбобура в скважину.

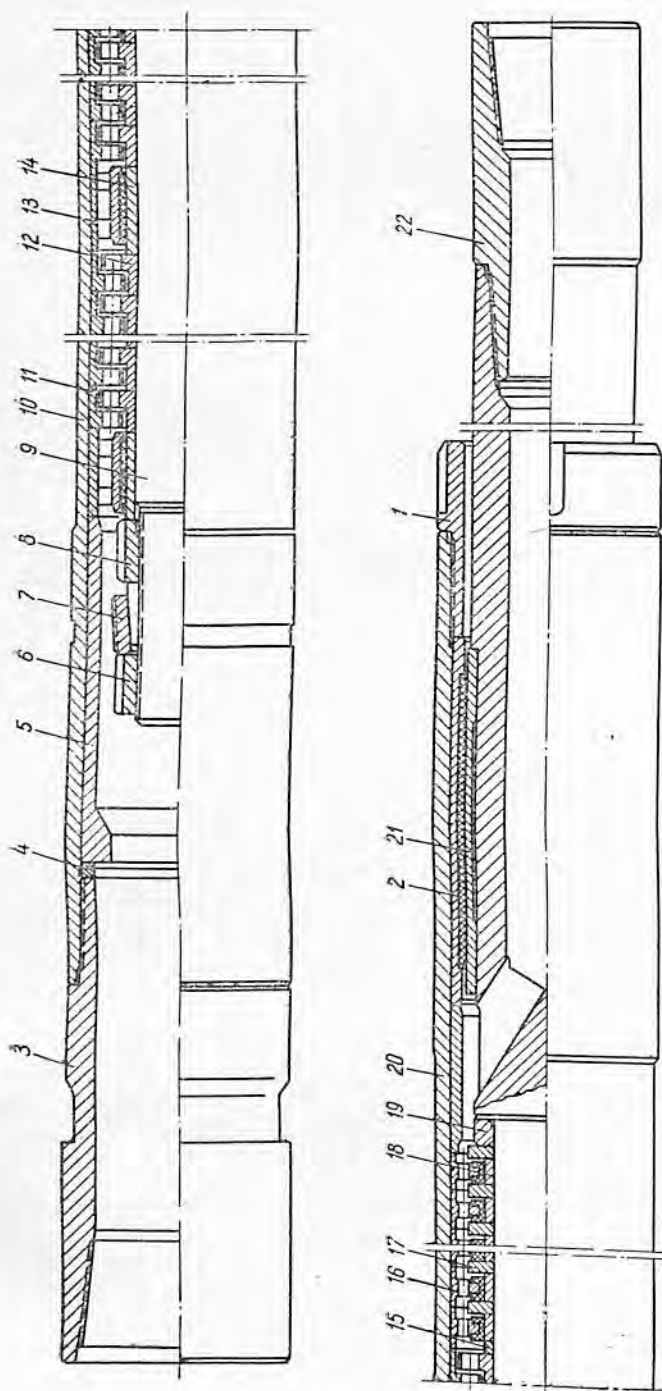


Рис. 101. Удлиненный турбобур Т32.

1 — шпиль; 2 — опора нижняя; 3 — переводник; 4 — кольцо регулировочное; 5 — втулка корпуса; 6 — контргайка; 7 — колпак; 8 — гайка роторная; 9 — вал; 10 — корпус; 11 — диск статора; 12 — диск ротора; 13 — опора средняя; 14 — втулка средней опоры; 15 — кольцо установочное; 16 — подпятник; 17 — диск пяты; 18 — кольцо пяты; 19 — кольцо упорное; 20 — втулка; 21 — втулка нижней опоры; 22 — переводник вала.

Двухсекционные турбобуры

Первыми двухсекционными турбобурами были турбобуры ТС1-8", опытная партия которых была изготовлена в 1953 г., с суммарным числом ступеней 190.

Валы секций соединены шлицевой муфтой, допускающей свободное осевое перемещение соединяемых валов.

Верхняя полумуфта соединена с валом при помощи замковой резьбы ЗШ-147, нижняя посажена на гладкий конус (конусность 1 : 10) и затягута гайкой, навинчиваемой на резьбу вала и полумуфты. Так как шаг этих резьб различен (6 и 4 мм), то полумуфта получает осевую натяжку на конусе.

На основе опыта работы секционного турбобура ТС1-8 была разработана новая конструкция секционного турбобура типа ТС3, в котором шлицевое соединение валов заменено 1 : 10.

Турбобур ТС3 состоит из двух отдельных секций, корпуса которых через переводник соединяются конусной резьбой замкового типа.

На верхнем конце соединительного переводника нарезана цилиндрическая резьба, при помощи которой осуществляется затяжка статора верхней секции.

Для дополнительной герметичности этой резьбы в соединительном переводнике установлено резиновое уплотнение.

Нижняя секция по своему устройству аналогична конструкции турбобура Т12М3 и при необходимости она может быть использована как турбобур.

Верхняя секция не может быть применена без нижней, так как ее вал имеет упорного подшипника и вращается в трех радиальных опорах, расположенных по концам вала и в середине его.

Величина крутящего момента M_{ϕ} , который способен передать конусный фрикцион, определяется формулой

$$M_{\phi} = \frac{Pd_{cp}}{4 \sin \frac{\alpha}{2}} \mu,$$

где P — осевая нагрузка, равная сумме гидравлического усилия и веса ротора верхней секции;

d — диаметр окружности в среднем сечении рабочего конуса;

α — угол при вершине конуса (для облегчения разъема конусов при разборке турбобура на секции угол принят 15—20°);

μ — коэффициент трения.

Ориентировочно можно считать $\mu = 0,1 \div 0,15$.

Промышленные испытания секционных турбобуров ТС3-8 и ТС3-10 показали значительные преимущества этой конструкции по сравнению с конструкцией турбобуров ТС1. С 1955 г. эти турбобуры изготавливаются серийно под шифром ТС4 с размерами 10,8 и 6⁵/₈ (рис. 102—105).

С 1959 г. двухсекционные турбобуры ТС4 диаметром 6⁵/₈ выпускаются только с конусно-шлицевыми муфтами. Этому турбобуру присвоен шифр ТС4А-6⁵/₈.

В 1959 г. была изготовлена и испытана опытная партия секционных турбобуров ТС5-9, конструкция которых предусматривала соединение корпуса верхней секции с соединительным переводником посредством резьбы (конусность 1 : 16) замкового типа с упором в торец.

Для облегчения регулирования натяга по торцу замковой резьбы при одновременной затяжке статорных дисков в систему статора верхней секции были введены мощные тарельчатые пружины, установленные в верхней части корпуса. Такой турбобур получил шифр ТС5А-9.

В дальнейшем, вводя слабоконусную резьбу, удалось освободиться от пластинчатой пружины. Такой турбобур принят в серийное производство и выпускается под шифром ТС5Б в размерах 9 и 7¹/₂.

В двухсекционных турбобурах детали турбины и опор полностью взаимозаменяемы с соответствующими деталями турбобуров Т12М3; за исключением

Таблица 114

Основные данные двухсекционных турбобуров

Шифр турбобура	Диаметр турбобура, мм		Размер долота		Число ступеней		Присоединительная резьба		Резьба, соединяющая корпусы секций	Длина обмотки, мм	Наибольшая длина одной секции, мм	Наибольший вес одной секции, кг	Вес обмотки, кг
	условный (номер долота)	номинальный, мм	тур-блины	пята	вала (муфта)	переводника (муфта)							
ТС4-10"	12 и более	295	200	18	3Ш-203	3Ш-203	3Ш-203	Специальная	16 180	8680	2500	4680	
ТС4-8"	10—11	243—269	197	18	3Ш-178	3Ш-178	3Ш-178	ЗУ-212	15 950	8460	1600	2950	
ТС4А-6 ⁵ / ₈ "	8—9	190—214	187	17	3Ш-146	3Ш-146	3Ш-146	3Ш-178	14 870	7800	1000	1920	
ТС5Б-9"	11 и более	270	215	18	3Ш-178	3Ш-178	3Ш-178	Специальная	15 050	7670	1730	3425	
ТС5Б-7 ¹ / ₂ "	9—10	214—243	220	25	3Ш-146	3Ш-146	3Ш-146	3Ш-203	14 150	7330	1350	2330	

* В знаменателе указан диаметр турбобура в местах резьбового соединения.

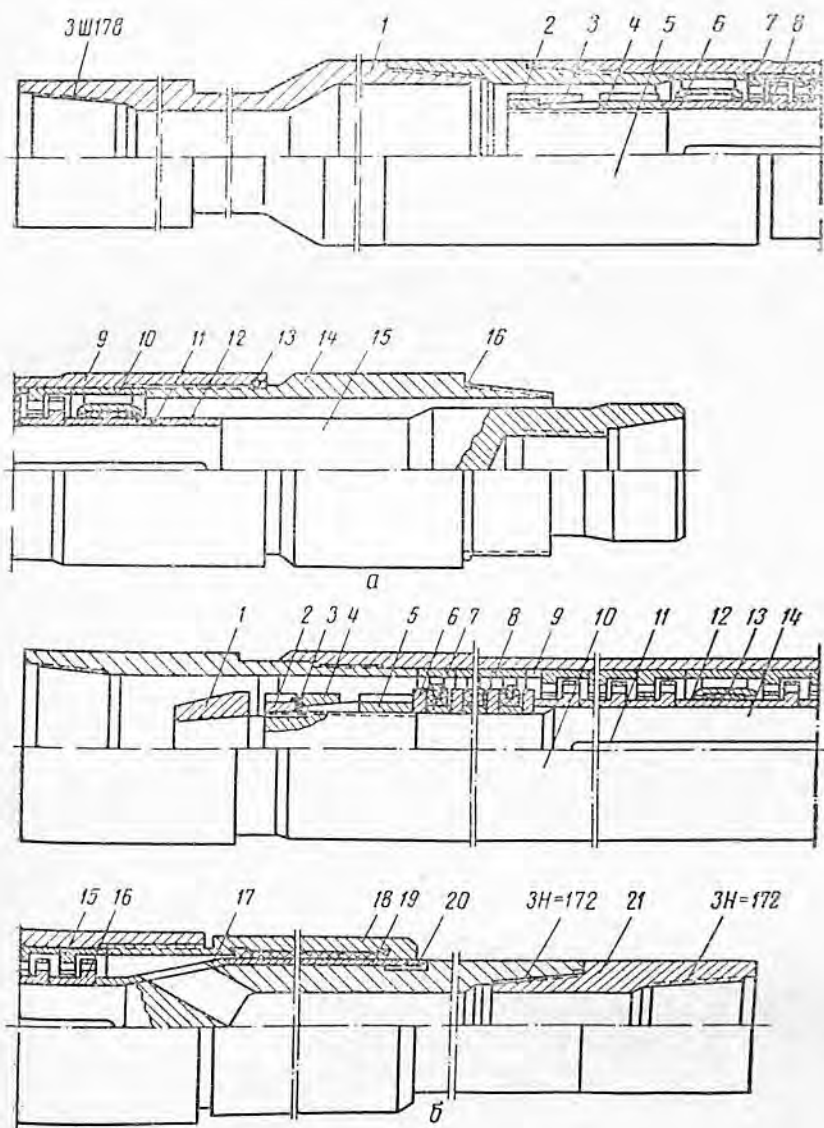


Рис. 102. Секционный турбобур ТС4-10.

а — верхняя секция: 1 — переводник; 2 — контргайка роторная; 3 — колпак роторно-
 гайки; 4 — гайка роторная; 5 — корпус верхней секции; 6 — втулка средней опоры; 7 —
 статор; 8 — ротор; 9 — шпонка роторная; 10 — опора средняя; 11 — кольцо регулировоч-
 ное; 12 — кольцо распорное; 13 — кольцо уплотнительное; 14 — переводник соедини-
 тельный; 15 — вал верхней секции;

б — нижняя секция: 1 — нижняя полумуфта; 2 — контргайка; 3 — шайба замковая; 4 —
 колпак; 5 — гайка ротора; 6 — диск пяты; 7 — кольцо пяты; 8 — подпятник; 9 — кольцо
 регулировочное; 10 — корпус нижней секции; 11 — шпонка ротора; 12 — втулка средней
 опоры; 13 — опора средняя; 14 — вал нижней секции; 15 — статор; 16 — ротор; 17 — упор;
 18 — нишпель; 19 — втулка нижней опоры; 20 — шпонка втулки; 21 — переводник вала.

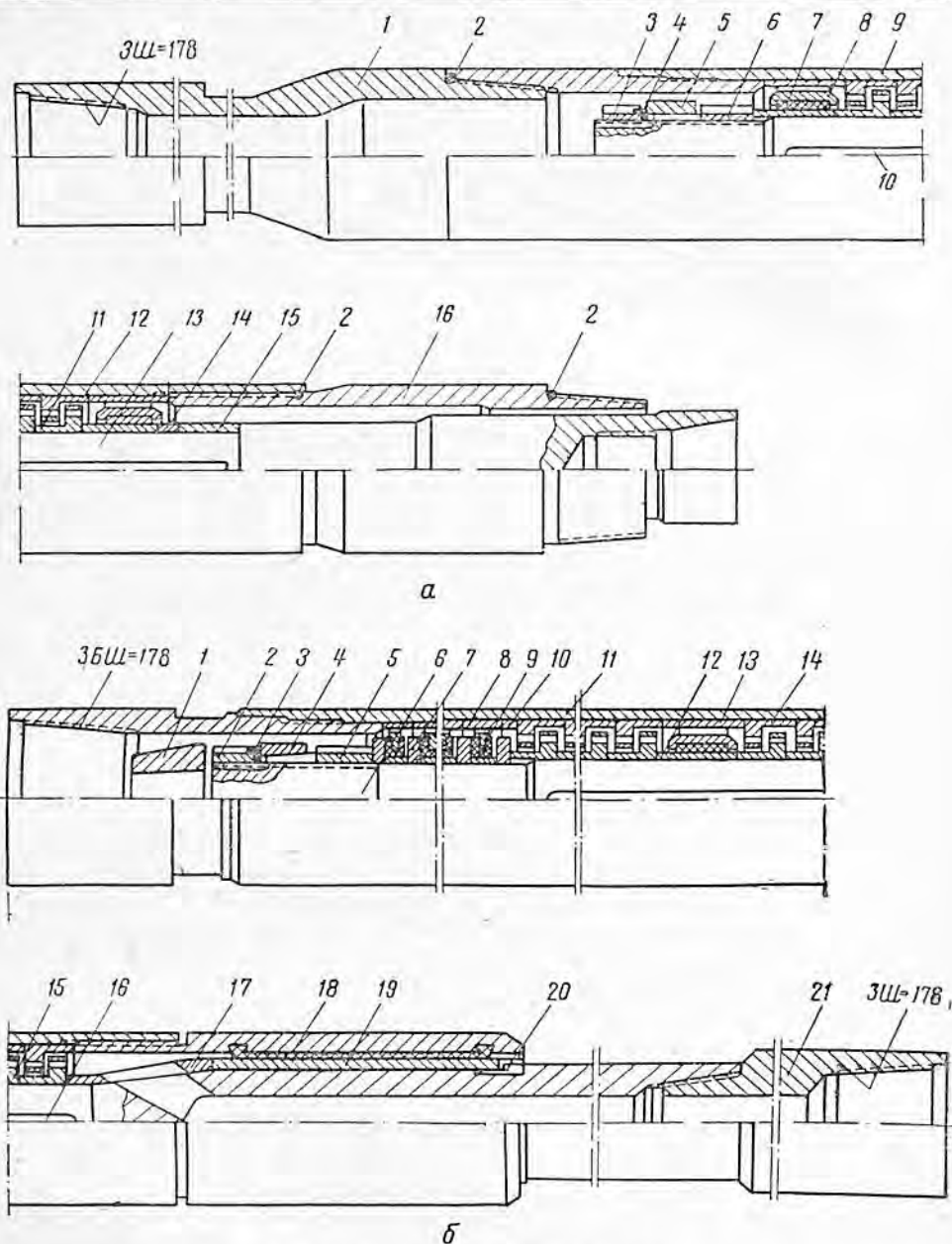


Рис. 103. Секционный турбобур ТС4-8

а — секция верхняя: 1 — переводник; 2 — кольцо уплотнительное 175 × 5,6; 3 — контргайка; 4 — шайба замковая; 5 — колпак; 6 — гайка напорная; 7 — втулка средней опоры; 8 — опора средняя; 9 — корпус верхней секции; 10 — шпонка ротора верхней секции; 11 — ротор; 12 — статор; 13 — вал верхней секции; 14 — кольцо регулировочное; 15 — кольцо распорное; 16 — переводник соединительный;

б — нижняя секция: 1 — конус промежуточный; 2 — контргайка; 3 — шайба замковая; 4 — колпак; 5 — гайка роторная; 6 — вал нижней секции; 7 — диск пяты; 8 — подпятник; 9 — кольцо пяты; 10 — кольцо регулировочное; 11 — корпус нижней секции; 12 — втулка средней опоры; 13 — опора средняя; 14 — статор; 15 — ротор; 16 — шпонка; 17 — упор; 18 — ниппель; 19 — втулка нижней опоры; 20 — шпонка втулки; 21 — переводник вала.

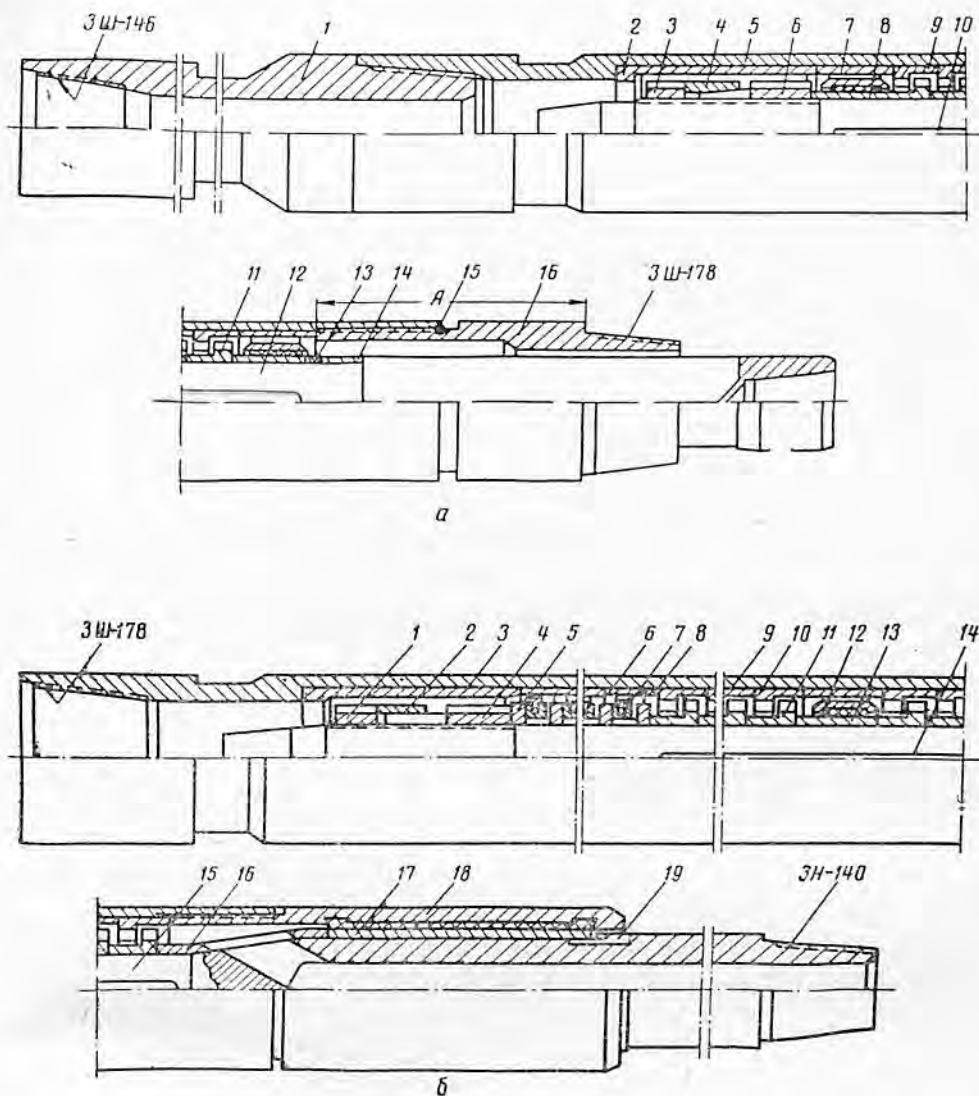


Рис. 104. Секционный турбобур ТС4-6^{3/4}.

а — верхняя секция: 1 — переводник; 2 — втулка упорная; 3 — контргайка роторная; 4 — колпак; 5 — корпус верхней секции; 6 — гайка роторная; 7 — опора средняя; 8 — втулка средней опоры; 9 — статор; 10 — шпонка ротора; 11 — ротор; 12 — вал; 13 — кольцо регулировочное; 14 — кольцо распорное; 15 — кольцо уплотнительное 150 × 5,6; 16 — переводник соединительный;

б — нижняя секция: 1 — контргайка роторная; 2 — колпак; 3 — втулка упорная; 4 — гайка роторная; 5 — диск пяти; 6 — подпятник; 7 — кольцо пяти; 8 — кольцо регулировочное; 9 — корпус нижней секции; 10 — статор; 11 — ротор; 12 — опора средняя; 13 — втулка средней опоры; 14 — шпонка ротора; 15 — вал; 16 — упор; 17 — втулка нижней опоры; 18 — втулка; 19 — шпонка втулки.

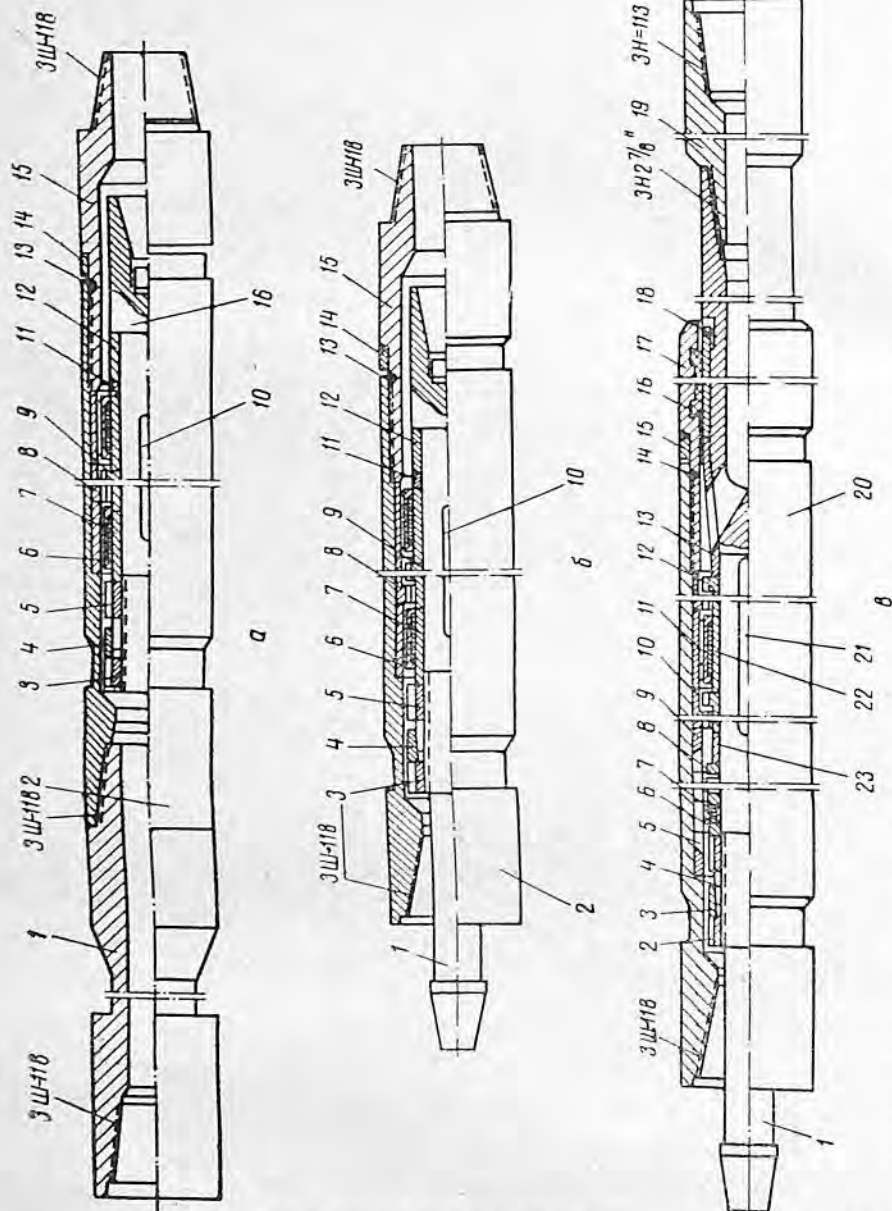


Рис. 105. Секционный турбобур типа ТСА.

- а — верхняя секция; 1 — переводник; 2 — корпус верхней секции; 3 — контргайка; 4 — колпак; 5 — гайка роторная; 6 — опора средняя; 7 — втулка средней опоры; 8 — статор; 9 — ротор; 10 — шпонка ротора; 11 — кольцо регулировочное; 12 — втулка распорная; 13 — кольцо уплотнительное 100 X 3,6; 14 — накладка; 15 — переводник соединительный; 16 — вал верхней секции; б — средняя секция турбобура; 1 — вал средней секции; 2 — корпус средней секции; 3 — контргайка; 4 — колпак гайки; 5 — гайка роторная; 6 — опора средняя; 7 — втулка средней опоры; 8 — статор; 9 — ротор; 10 — шпонка ротора; 11 — кольцо регулировочное; 12 — втулка распорная; 13 — кольцо уплотнительное 100 X 3,6; 14 — накладка; 15 — переводник соединительный; 16 — вал нижней секции; 17 — колпак гайки; 18 — опора средняя; 19 — статор; 20 — корпус нижней секции; 21 — шпонка ротора; 22 — втулка средней опоры; 23 — кольцо установочное.

6 — нижняя секция; 1 — вал нижней секции; 2 — контргайка; 3 — колпак гайки; 4 — гайка роторная; 5 — фланец со шпонкой; 6 — диск икры; 7 — подпятник; 8 — кольцо пяты; 9 — фланец; 10 — статор; 11 — опора средняя; 12 — ротор; 13 — упор; 14 — кольцо уплотнительное 100 X 3,6; 15 — накладка; 16 — втулка нижней опоры; 17 — ишпель; 18 — шпонка втулки нижней опоры; 19 — переводник вала; 20 — корпус нижней секции; 21 — шпонка ротора; 22 — втулка средней опоры; 23 — кольцо установочное.

9" (в турбобурах Т12МЗ-9 и ТС5Б-9 нет взаимозаменяемости между деталями пяты).

В 1959 г. изготовлена опытная партия двухсекционных турбобуров ТС6-6⁵/₈ (рис. 106).

К особенностям турбобура относятся следующее.

Пята турбобура, расположенная в нижней части вала (ниже боковых окон), изготовлена без проточных каналов для прохождения рабочей жидкости. Такая пята с непроточными подпятниками представляет собой своеобразный сальник в виде многоступенчатого лабиринтного и торцового уплотнения, которое препятствует утечкам жидкости в зазор между шипелем и валом турбобура. Значительные гидравлические сопротивления в таком сальнике позволяют работать без утечек с большим подпором на долоте и применять в турбинном бурении гидромониторные долота.

Конструкция подпятника рассчитана только на осевую нагрузку — он облицован резиной только по торцам.

Нижняя опора выполнена в виде обрезиненной втулки.

В деталях кожуха турбобура цилиндрическая резьба заменена конической с конусностью 1 : 16, замкового типа, в том числе и резьба шипеля.

Толщина стенки корпуса увеличена до 14 мм (вместо 11 мм в серийных 6⁵/₈" турбобурах).

Уменьшены зазоры в турбинных дисках (до 15 мм на диаметр) и в радиальных опорах.

В турбобуре ТС6-6⁵/₈ установлено 230 ступеней ободной турбины высотой 46 мм каждая. Общая длина турбобура 14 850 мм. Новым узлом в турбобуре является непроточная пята.

В 1960 г. изготовлена опытная партия турбобуров ТС6-7¹/₂.

Трехсекционные турбобуры

При бурении глубоких скважин малого диаметра для увеличения эффективности бурения целесообразно применять трехсекционные турбобуры. Эти турбобуры ничем не отличаются от двухсекционных, в них устанавливается как бы дополнительная верхняя секция.

В 1957—1958 гг. были испытаны с положительными результатами первые опытные партии трехсекционных турбобуров ЗТС4М-6⁵/₈ и ЗТС5-8.

Турбина ЗТС4М-6⁵/₈ отличается от турбины ТС4-6⁵/₈ измененной системой протока рабочей жидкости в подпятниках, обладающей увеличенной пропускной способностью промывочной жидкости. Над пятой установлен фонарь, направляющий жидкость в периферийные каналы подпятников. Такой же нижний фонарь направляет жидкость в турбину.

В турбобуре ЗТС4М-6⁵/₈ применена ободная турбина с более высоким к. п. д.

После замены конусных муфт более надежными конусно-шлицевыми муфтами началось серийное изготовление трехсекционных турбобуров под шифром ТС4МА-6⁵/₈ (рис. 107).

Таблица 115

Техническая характеристика трехсекционных турбобуров

Турбобур	Наружный диаметр, мм	Длина общая, мм	Число ступеней турбины	Число ступеней пяты	Вес общий, кг
ЗТС5-8	215	22 800	360	18	4800
ЗТС4М-6 ⁵ / ₈	170	22 050	273	18	2900

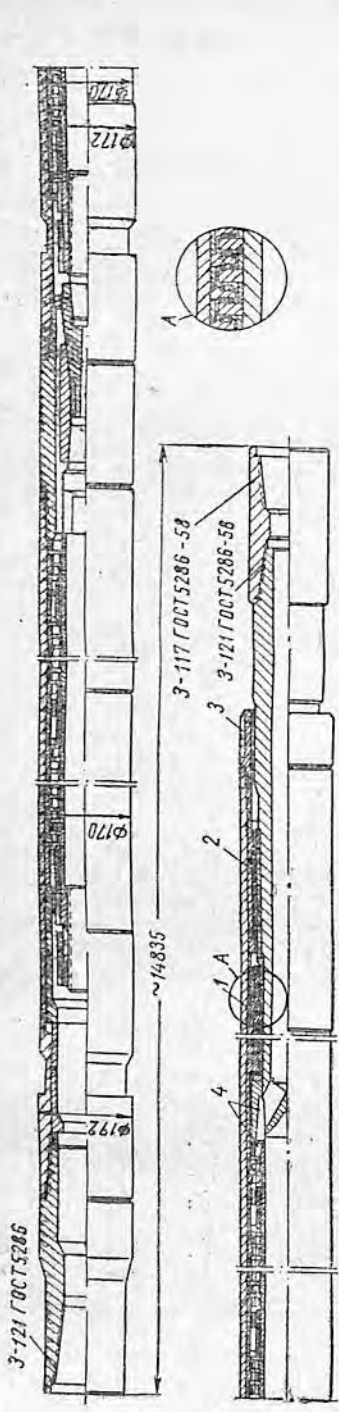


Рис. 106. Секционный турбобур ТС-6⁵/₆".
 1 — цапа с непроточными подпятниками; 2 — нижняя опора; 3 — нипель; 4 — упор.

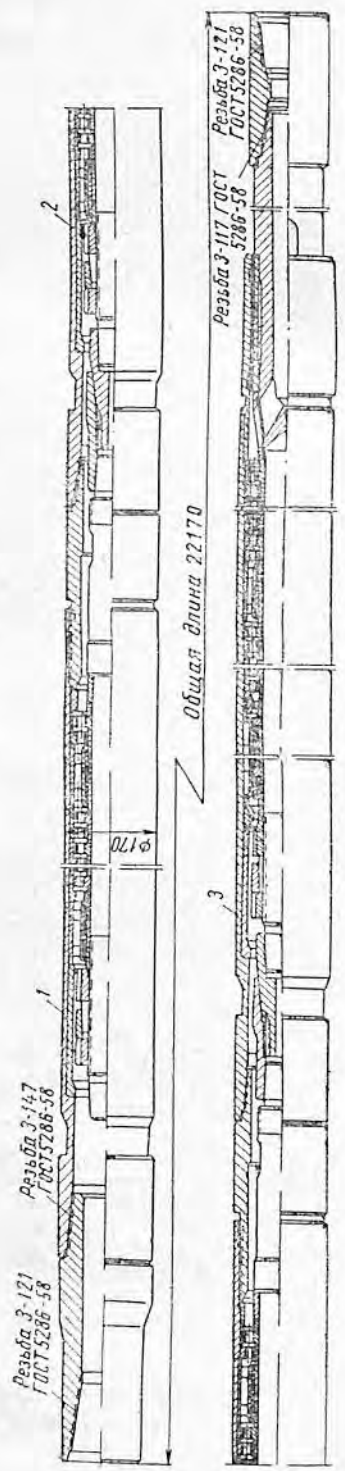


Рис. 107. Трехсекционный турбобур ТСМА-6⁵/₆".
 1 — верхняя секция; 2 — средняя секция; 3 — нижняя секция.

В конструкцию турбобура ЗТС5-8 внесены некоторые коррективы (введены конусно-шлицевые муфты, улучшена слабоконусная резьба) и ей присвоен шифр ЗТС5А-8.

В трехсекционных турбобурах ТС4МА-6 $\frac{5}{8}$ и ЗТС5-8 применена специальная многолитражная турбина, рассчитанная на получение высоких значений крутящего момента при сравнительно небольшой скорости вращения.

Турбобур с пластмассовой турбиной

Турбобур Т35 (рис. 108) отличается от серийных турбобуров Т12МЗ тем, что в нем вместо чугунных турбинок применены турбины с пластмассовой проточной частью и резино-металлические подшипники упорные и радиальные со съемными резиновыми элементами, герметизацией места выхода вала из корпуса турбобура и заменой цилиндрической резьбы вала и корпуса замковой резьбой с небольшой конусностью.

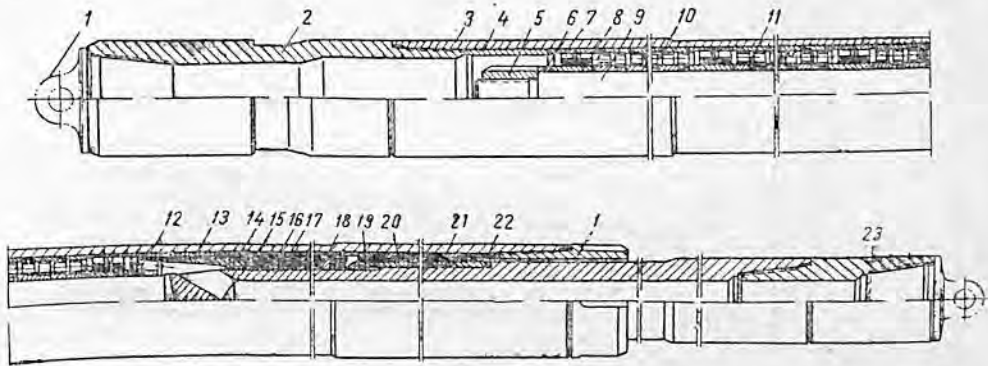


Рис. 108. Турбобур Т35.

1 — шпиль; 2 — переводник; 3 — корпус; 4 — втулка упорная; 5 — гайка; 6 — кольцо регулировочное; 7 — опора средняя; 8 — втулка средней опоры; 9 — вал; 10 — статор; 11 — ротор; 12 — упор; 13 — втулка распорная; 14 — втулка упорная; 15 — диск пяты; 16 — кольцо пяты; 17 — подпятник; 18 — наружное кольцо пяты; 19 — кольцо установочное; 20 — опора нижняя; 21 — втулка нижней опоры; 22 — кольцо регулировочное; 23 — переводник вала.

Средняя опора вала состоит из двух металлических термообработанных обойм, между которыми закладывается смешная резиновая втулка. Для протока рабочей жидкости в теле обоймы профрезерованы окна.

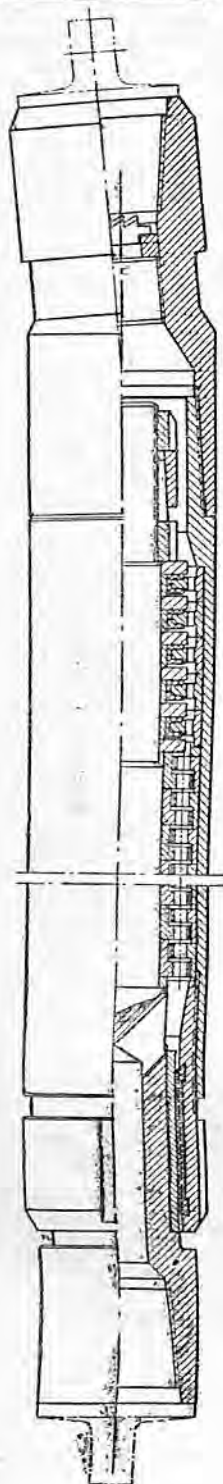
Конструкция нижней радиальной опоры аналогична средней. Пята со съемными резиновыми кольцами, расположенная в нижней части вала, изготовлена с непроточными подпятниками по типу турбобура ТС6, что резко снижает утечку промывочной жидкости через шпиль.

В турбобуре Т35 замковая резьба применена также и на валу для затяжки системы ротора.

Этот турбобур обладает высокими эксплуатационными качествами и позволяет значительно сократить расходы на текущий и капитальный ремонт.

Турбобуры для наклонного бурения

Наклонные скважины, как правило, бурят обычными турбобурами типа Т12МЗ с установкой над ними отклонителя — кривой трубы или кривого переводника. Однако в отдельных случаях целесообразно применять специальные



турбобуры, как, например, укороченные турбобуры и искривленные секционные турбобуры.

Укороченные турбобуры типа Т12МЗК (рис. 109) изготовляют двух размеров — $6\frac{5}{8}$ и 8". Применение укороченных турбобуров выгодно при необходимости быстрого набора кривизны.

Конструкция этих турбобуров аналогична конструкции турбобуров типа Т12МЗ. Переводником турбобура Т12МЗК служит отклонитель — кривой переводник, при помощи которого турбобур соединяется с бурильной колонной.

В укороченном турбобуре нет средней опоры; применена турбина с увеличенным съемом мощности со ступени. Пята турбобура Т12МЗК-8 взаимозаменяема с пятой турбобура Т12МЗ-8, а остальные детали опор специальные.

Турбобуры Т12МЗК изготовляют двух размеров по диаметру и по 30, 55—60 ступеней турбин.

Искривленные секционные турбобуры

В 1956 г. инж. А. А. Мовсумовым были даны рекомендации по использованию секционных турбобуров для бурения наклонно-направленных глубоких скважин уменьшенного диаметра, причем отклонитель в виде кривого переводника предложено устанавливать между секциями, т. е. в средней части турбобура. Секции турбобура в такой компоновке расположены под углом друг к другу.

Кривой переводник, ось концевой резьбы которого направлена под углом $1-2^\circ$ друг к другу, соединяет корпус нижней секции с соединительным переводником верхней секции. Валы соединяются при помощи муфты, состоящей из верхней и нижней полумуфт и венца. Осевая нагрузка от вала верхней секции передается через шар, расположенный между полумуфтами.

Малогобаритные турбобуры для геологоразведочного бурения

Создание секционных турбобуров дало основание для внедрения турбинного бурения при проходке геологоразведочных скважин малого диаметра (до 152 мм).

В турбобуре ТС4М-5 применены безободные диски турбины (240 ступеней), пяты с периферийным протоком рабочей жидкости по ободу подпятников, составные корпуса. Корпуса секций соединены между собой при помощи стандартной замковой резьбы ЗШ-118, а валы — конусошлицевыми муфтами.

Трехсекционный турбобур ТС4А-4 конструктивно не отличается от турбобура ТС4М-5. В турбобурах Т30-3 $\frac{3}{8}$ роторы и статоры изготовлены без ступиц, закрепляются на валу в корпусе горячей посадкой.

Рис. 109. Укороченный турбобур типа Т12МЗК.

Таблица 116

Техническая характеристика укороченных турбобуров типа Т12МЗК

Шифр турбобура	Число ступеней турбины	Число ступеней пяты	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Присоединительная резьба переходника и вала турбобура
Т12МЗК-8 . .	30 55	5 7	215	2405 3440	590 895	ЗШ-178 муфта
Т12МЗК-6 ⁵ / ₈ . . .	30 60	5 9	170	2120 3310	270 440	ЗШ-146 муфта

Таблица 117

Техническая характеристика малогабаритных турбобуров

Турбобур	Диаметр турбобура, мм	Число секций	Число ступеней турбины	Число ступеней пяты	Общая длина турбобура, мм	Наибольшая длина одной секции, мм	Присоединительная резьба		Наибольший вес одной секции, кг	Вес общий, кг
							вала (муфт)	корпуса (муфт)		
ТС4МА-5	127	3	240	15	13 800	5080	ЗН-108	ЗШ-118	410	1080
ТС4М1-5	127	3	340	20	18 100	6400	ЗН-108	ЗШ-118	490	1410
ТС4А-4	105/102	4	320	20	1 665	4700	ЗН-95	ЗН-108	240	870
Т30-3 ³ / ₈	85	5	250	20	1 580	320	Специальная		105	550

Колонковые турбодолота

Колонковые турбодолота со съемной грунтоноской предназначены для бурения нефтяных и газовых скважин с отбором керна турбинным способом без подъема буровой колонны до полной сработки буровой головки. Колонковые турбодолота отличаются от серийных наличием опоры грунтоноски, полого вала и съемной грунтоноски внутри него.

В турбодолоте КТДЗ колонковая труба (грунтоноска) размещена в сквозном отверстии полого вала, в верхней части она заканчивается конусной головкой, которая садится в соответствующую опору, закрепленную в корпусе турбобура вместе с другими неподвижными деталями. Гидравлическое усилие от перепада давления в турбине и долоте прижимает грунтоноску к опоре, чем обеспечивается ее неподвижность относительно керна во время бурения.

Такая конструкция опоры позволяет поднимать колонковую трубу с керна на поверхность без извлечения долота из скважины.

Для подъема грунтоноски в верхней части головки имеет бурт под захват специальным плещом, спускаемым в скважину на канате дополнительной лебедкой.

В остальном конструкция турбодолот КТДЗ аналогична конструкции турбобуров Т12МЗ, за исключением турбодолот КТДЗ-8, в которых турбина Т12МЗ-8 применена с увеличенным на 5 мм диаметром отверстия в диске ротора.

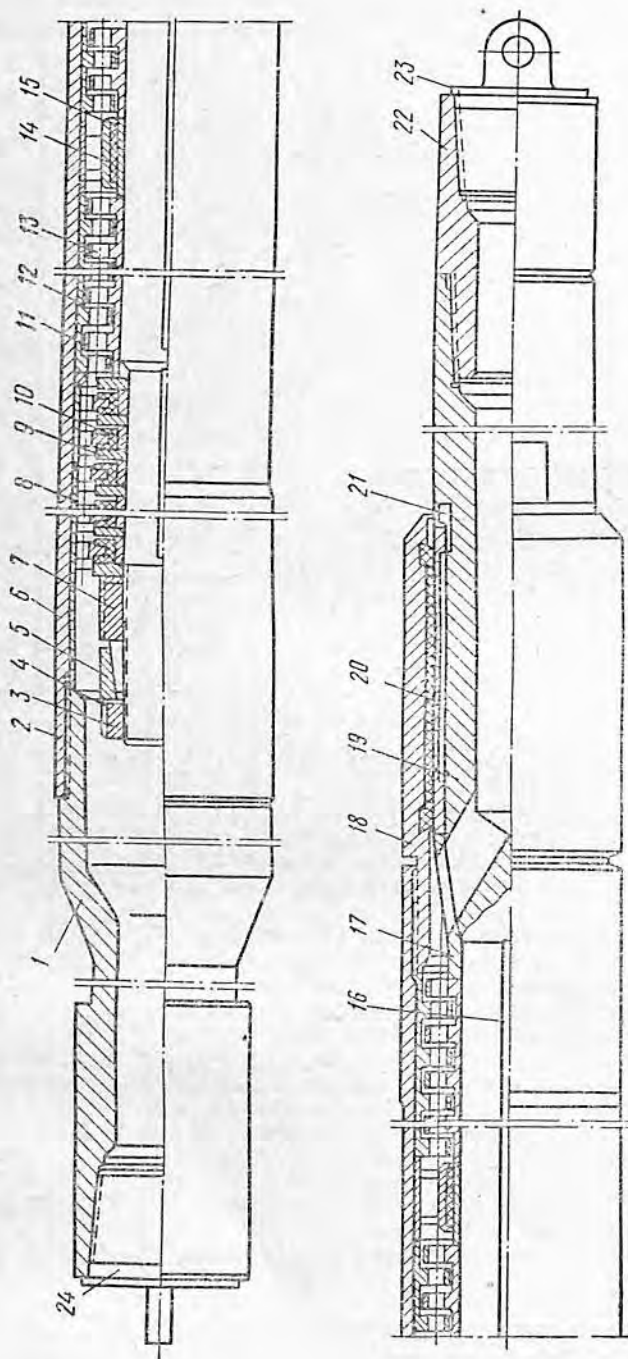


Рис. 110. Колонное турбодвигатель КДТЗ.

1 — переводник; 2 — опора грунтооски; 3 — контргайка; 4 — колпак роторной гайки; 5 — гайка роторная; 6 — втулка распорная; 7 — кольцо пяты; 8 — диск пяты; 9 — подшипник; 10 — кольцо регулировочное; 11 — ротор; 12 — статор; 13 — опора средняя; 14 — втулка средней опоры; 15 — грунтооска съёмная; 16 — корпус; 17 — упор; 18 — корпус; 19 — втулка нижней опоры; 20 — донка втулки нижней опоры; 21 — вал; 22 — переводник вала; 23 — головка буршильная.

Укороченный колонковый турбобур КТДЗ-10-50 (рис. 110) предназначен для отбора керна при бурении направленных скважин и забуривании вторых стволов.

Турбодолота КТДЗ состоят из деталей вращающихся и неподвижных. Вращающиеся детали: вал рабочих колес (диски ротора), диски пяты, кольца пяты (втулки средней и нижней опоры и упора), крепящиеся на валу роторной гайкой, колпаком и контргайкой.

На нижнем конце переводника вала расположена конусная замковая муфта с резьбой для присоединения бурильной головки.

Неподвижные детали: корпус, направляющие кольца (диски статора), подпятники, средние радиальные опоры, распорные втулки и опоры грунтоноски, которые крепятся в корпусе турбодолота ниппелем. На верхний конец корпуса навинчивают переводник, при помощи которого турбодолото присоединяют к колонне бурильных труб.

Ниппель завинчивают в корпусе с усилием, при котором статор во время работы не будет проворачиваться.

Подпятники, ниппель и средние опоры имеют резиновые ободки. Осевое усилие, возникающее на валу турбодолота от перепада давления на турбине и от веса вращающейся системы, направленной сверху вниз, или осевое усилие от реакции забоя, направленное снизу вверх, передается дисками резиновым обкладкам подпятников.

Радиальные усилия, возникающие вследствие вибрации вращающейся системы вала, воспринимаются ниппелем, средними опорами и цилиндрическими поверхностями резиновых обкладок подпятников.

Для облегчения изготовления в КТДЗ-6⁵/₈ применен составной вал, который изготавливают из толстостенной трубы с калибровым отверстием. К трубе на резьбе и цилиндрическом пояске с прессовым натягом присоединяют в горячем виде наставку.

В современных турбодолотах КТДЗ бросовые грунтоноски снабжены рвателями закрытого типа Р11М2 (рис. 111).

Сборка съемной грунтоноски на буровой

При сборке грунтоноски следует:

- 1) положить на деревянную подкладку верхнюю часть грунтоноски, очистить наружную поверхность и смазать резьбу графитовой смазкой;
- 2) тщательно очистить головку грунтоноски и смазать ее резьбу графитовой смазкой, навинтить головку на верхнюю трубу до упора;
- 3) положить на подкладки колонковую трубу, очистить наружную и внутреннюю поверхности трубы, резьбу смазать их графитовой смазкой;
- 4) тщательно очистить рватель, смазать резьбу графитовой смазкой и ввинтить его в колонковую трубу до упора;
- 5) собрать корпус клапана, седло и шар диаметром 19 мм и зашлифовать 3-мм шплинтом; корпус клапана после тщательной очистки смазать графитовой

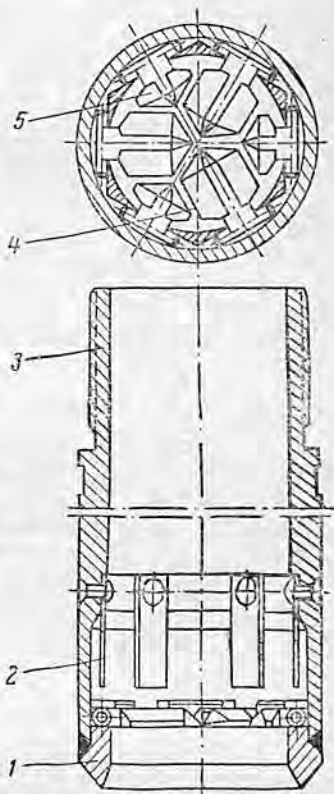


Рис. 111. Рватель Р11М2 закрытого типа.

1 — обойма; 2 — пружина; 3 — корпус; 4, 5 — собачки с поворотными цапфами.

смазкой и ввинтить в колонковую трубу, а также и в верхнюю трубу (седло клапана должно быть внизу);

6) перед каждым сбрасыванием в скважину необходимо проверить прямолинейность грунтоноски;

7) собранную грунтоноску помещают внутри вала турбодолота, при этом рватель грунтоноски должен выступать из переводника вала на 104 мм.

Для предохранения съемной грунтоноски от продольного перемещения внутри турбодолота во время транспортировки ее следует зажимать между пробками деревянной распоркой.

Для получения высокого процента выноса керна рекомендуется при бурении колонковым турбодолотом применять химически обработанные растворы вязкостью по СПВ-5 не ниже 35 сек и водоотдачу от 3 до 10 см³ за 30 мин.

В устойчивых породах допускается отбирать керна турбодолотами с промывкой скважины водой вместо глинистого раствора.

Для того чтобы грунтоноска после спуска бурильной колонны под действием перепада давления села в свое седло, нужно несколько минут колонну держать на весу.

Рекомендуется бурение начинать постепенно, увеличивая нагрузку без рывков; продолжать бурить также без рывков. Не рекомендуется в процессе бурения отрывать долото от забоя.

В осложненных условиях бурения, где возможно образование сальников, способствующих затяжкам и прихватам колонны, допускается проворачивать бурильную колонну ротором и отрывать долото от забоя после 0,5—1,0 м проходки для проработки ствола.

Во избежание заклинивания грунтоноски в шланге на растворе рекомендуется ставить фильтр под квадратную штангу.

В табл. 118 даны рекомендуемые параметры режима при бурении турбодолотом.

Поднимать грунтоноску рекомендуется через каждые 3,0—3,5 м проходки.

Окончив бурение, следует остановить насосы и открыть пусковые задвижки.

Поднимают грунтоноску следующим путем.

Отвинченную ведущую трубу необходимо отвести в сторону с таким расчетом, чтобы канат от опускаемого шлица (рис. 112) не задевал талевой системы.

При отсутствии счетчика длину каната, на котором опускается шлиц для подъема грунтоноски, определяют по меткам.

Во время спуска и подъема шлица рекомендуется проворачивать бурильную колонну ротором не более 10 оборотов за один рейс.

В прорези головки грунтоноски, поднятой до устья, следует вставить вилку (рис. 113) и установить грунтоноску на торце замка бурильной трубы.

При выбрасывании грунтоноски на мостки и при подъеме ее с мостков применять шлиц не разрешается.

Шлиц освобождают при помощи специальных ключей. На головку грунтоноски надевают подвеску (рис. 114), затем поднимают грунтоноску из труб,

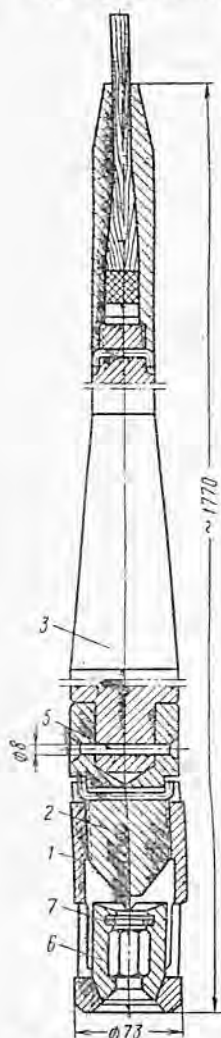


Рис. 112. Шлиц.

- 1 — наконечник; 2 — штанга; 3 — предохранительный штифт; 4 — переводник; 5 — захватывающая головка; 6 — кольцо; 7 — плашка.

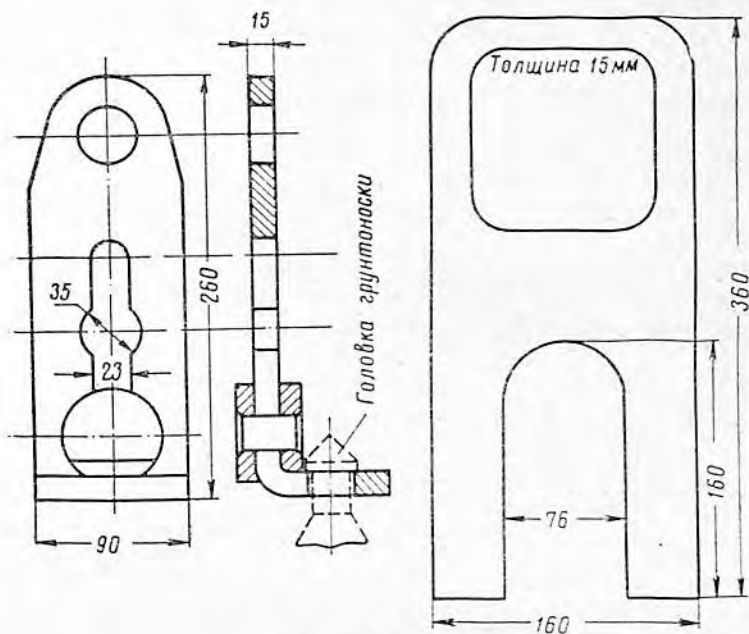


Рис. 113. Вилка.

Рис. 114. Подвеска

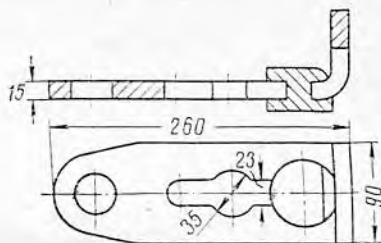


Таблица 118

Рекомендуемые нагрузка и расход жидкости при бурении долотами КТДЗ

Условный номер долота КТДЗ	Номер присоединяемой буровой головки	Нагрузка, Т	Расход жидкости, л/сек
8	10	14	50
	11	16	50
10	12	18	65
	13	20	65
	14	23	65

Взаимозаменяемые детали турбобуров

Турбина	Ниппель	Средняя опора
Т12М2-10, Т12М3-10 Т12М3-10-1, ТС3-10, ТС4-10, КТДЗМ-10 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1, ТС3-8, ТС4-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10, ТС4-10, КТДЗМ-10, КТДЗ-10-50 Т12М1-8, Т12М3-8 Т12М3-8-1, ТС3-8, ТС4-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М2-10, Т12М3-10 Т12М3-10-1, ТС3-10, ТС4-10, КТДЗМ-10 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1, ТС3-8, ТС4-8, КТДЗ-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈
Втулка нижней опоры	Втулка средней опоры	Подпятник
Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1, ТС3-10, ТС4-10, КТДЗ-10, КТЗМД-10 и КТДЗ-10-50 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8, ТС4-8 и Т12М2-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10, ТС4-10 и КТЗМД-10 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8 и ТС4-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10, ТС4-10, КТЗМД-10, Т12М2К-10 и КТДЗ-10-50 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8 и ТС4-8 Т12М2-8 и Т12М2К-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈
Кольцо пяты	Диск пяты	Вал
Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10, ТС4-10 и Т12М2К-10 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8, ТС4-8 Т12М3-9-1 Т12М2-8 и Т12М2К-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈ КТДЗМ-10 и КТДЗ-10-50	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10, ТС4-10 и Т12М2К-10 КТДЗ-10, КТДЗМ-10 и КТДЗ-10-50 Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8, ТС4-8, Т12М2К-8, Т12М3-9-1 и Т12М2К-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М2-10, Т12М3-10 и Т12М3-10-1 Т12М1-8 и Т12М3-8 и Т12М3-8-1
Подпятник	Гайка ротора	Контргайка
Т12М3-10 и ТС3-10	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10 (нижней секции) и ТС4-10 (нижней секции)	Т12М2-10, Т12М3-10, Т12М3-10-1 ТС3-10 (нижней секции) и ТС4-10 (нижней секции)

Продолжение табл. 119

Подпятник	Гайка ротора	Контргайка
Т12М3-8, ТС3-8, Т12М3-8-1 Т12М3-9-1 и ТС4-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈	Т12М1-8, Т12М3-8, Т12М3-8-1 ТС3-8 (нижней секции) ТС4-8 (нижней секции) и Т12М2-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈ КТД3-10, КТД3-8	Т12М1-8, Т12М3-8-1, Т12М3-8 ТС3-8 (нижней секции), ТС4-8 (нижней секции) и Т12М2-8 Т12М1-6 ⁵ / ₈ и ТС4-6 ⁵ / ₈ КТД3-10, КТД3М-10 и КТД3-8

снимают вилку и выбрасывают грунтопопку на мостки. Затем переносят подвеску на запасную грунтопопку, поднимают ее с мостков и вставляют в бурильные трубы. Далее, вставив вилку в прорези головки, устанавливают ее на торце замка снимают подвеску и выдергивают вилку, после чего грунтопопка может опуститься в бурильные трубы. При этом необходимо обеспечить нормальное состояние уровня промывочной жидкости в скважине.

Для извлечения керн съемную грунтопопку следует уложить на мостках буровой на деревянные подкладки, отвинтить рватель и верхнюю часть грунтопопки с клапаном и вытолкнуть из трубы керн. При задержке керн разрешается легко постукивать торцом трубы о деревянную подкладку.

После извлечения из колонковой трубы керн необходимо промыть все детали грунтопопки, проверить их годность к работе, вышедшие из строя детали заменить новыми. Особое внимание надо обратить на состояние рвателя. После этого грунтопопку можно собрать. Резьбовые соединения крепят цепными ключами.

Подъем грунтопопки

Для подъема грунтопопки используют лебедки ЛПГ-3000 и ЛПГ2-3000. Кунгурским заводом начато серийное производство лебедок типа ЛГК для подъема грунтопопки с глубины до 3000 м. По сравнению со старой лебедкой лебедка ЛГК имеет повышенную скорость подъема съемной грунтопопки (26 мин с глубины 3000 м).

Лебедка ЛГК снабжена автоматическим канатоукладчиком, что значительно облегчает обслуживание лебедки.

Лебедку устанавливают на расстоянии 25—30 м от центра буровой в направлении мостков. Тартальный канат от лебедки проходит через оттяжной блок к верхнему блоку.

Техническая характеристика лебедки ЛГК

Грузоподъемность на первом ряду намотки каната, кг	1900
Грузоподъемность на последнем ряду намотки каната, кг	650
Диаметр каната, мм	11
Канатоемкость барабана, м	3100
Скорость вращения барабана, об/мин	48
Скорость подъема, м/сек:	
первого ряда намотки	0,91
среднего ряда	1,91
конечного ряда	2,67
Тормоз лебедки	Ленточный

Привод лебедки	электродвига- тель АК-72-6 с фазовым ротором
Мощность двигателя, <i>квт</i>	20
Скорость вращения двигателя, <i>об/мин</i>	950
Габариты, <i>мм</i> :	
длина	2260
ширина	1630
высота	1370
Вес лебедки, <i>кг</i>	3100

Наиболее удобными для подъема грунтоноски являются двухбарабанные лебедки, т. е. буровые лебедки, имеющие, кроме основного барабана, второй барабан для тартального каната. Так, например, лебедка в буровой установке Уралмаш-9Д.

При отсутствии этих лебедок можно использовать другие лебедки с тяговым усилием на канате не менее $3T$ при скорости подъема, не превышающей 1 м/сек .

В отдельных случаях можно пользоваться тракторами-подъемниками.

Лебедку для подъема грунтоноски рекомендуется устанавливать перед мостками на расстоянии 15—30 м от буровой со смещением на 2—5 м от мостков в правую сторону.

Установленную лебедку необходимо укрепить.

БУРЕНИЕ ЭЛЕКТРОБУРАМИ

Электробур (рис. 115) состоит из трехфазного асинхронного маслонаполненного электродвигателя и шпинделя. Корпусы двигателя и шпинделя соединяются между собой конусными резьбовыми соединениями, а валы при помощи муфты.

Таблица 120

Техническая характеристика электробуров

Показатели	Типы электробуров					
	Э-250/10	Э-250/8	Э-250/10К	Э-215/10	Э-215/8	Э-170/6
Наружный диаметр, <i>мм</i>	250	250	250	215	215	170
Длина, <i>м</i>	12	12	7,5	12	12	11
Скорость вращения вала, <i>об/мин</i>	530	670	530	530	670	920
Осевая нагрузка, <i>Т</i>	30—35	30—35	10—15	15—20	15—20	8—12
Мощность, <i>квт</i>	150	230	80	120	150	100
Напряжение, <i>в</i>	1100	1650	600	1100	1250	1000
Ток, <i>а</i>	160	160	160	150	145	115
Номинальный момент, <i>кГ·м</i>	275	330	150	227	224	110
Максимальный момент, <i>кГ·м</i>	565	630	310	350	350	190
Пусковой момент, <i>кГ·м</i>	465	564	250	380	314	127
К. п. д., %	70	70	71	66	68	66

В верхней части электробур имеет переводник с горловиной для захвата элеваторм и оканчивается шпиделем замка для присоединения к бурильным трубам. В шпиделе размещен контактный стержень кабельного ввода, который при навинчивании бурильной трубы автоматически присоединяется к кабельной системе, расположенной внутри трубы.

Статор двигателя состоит из магнитных и диамагнитных пакетов (жестей) с пазами под обмотку. Соединение концов обмотки статора двигателя с кабельным вводом осуществляется штепсельным устройством.

Ротор состоит из секций магнитных жестей с короткозамкнутой алюминиевой клеткой. Секции посажены на вал и предохранены от поворота ш окнами.

В промежутках между секциями расположены радиальные шариковые подшипники, которые опираются на пакеты диамагнитных жестей статора.

В валу есть сквозное отверстие для прохода глинистого раствора. К нижней части двигателя на конической резьбе присоединен нижний соединительный корпус, в котором размещены упорный подшипник и нижний сальник двигателя.

К верхней части корпуса статора при помощи конической резьбы присоединен верхний соединительный корпус, в котором размещена головка с верхним сальником двигателя.

Внутренняя полость двигателя заполнена трансформаторным маслом, находящимся под давлением, превышающим внешнее давление.

Превышение внутреннего давления над внешним достигается лубрикаторами, у которых на поршни, кроме давления окружающей среды, действует дополнительно давление пружин.

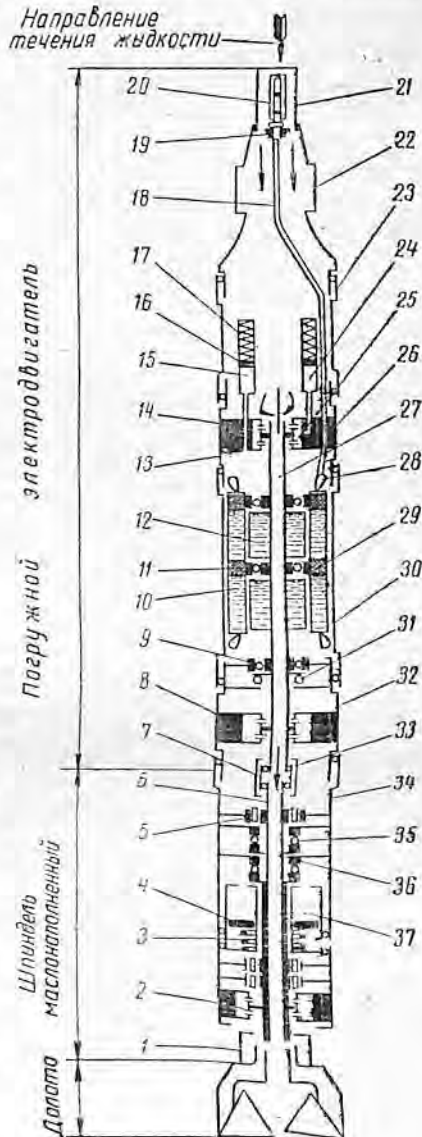


Рис. 115. Электробур.

1 — переводник; 2 — сальниковое уплотнение шпиделя; 3 — пружина лубрикатора; 4 — поршень лубрикатора; 5 — роликовая радиальная опора; 6 — вал шпиделя; 7 — втулка с резиновым уплотнением; 8 — нижнее сальниковое уплотнение; 9, 11 — радиальные шариковые подшипники; 10 — секция статора; 12 — секция ротора; 13 — корпус электродвигателя соединительный, верхний; 14 — среднее сальниковое уплотнение; 15 — лубрикатор (компенсатор) трансформаторного масла; 16 — поршень лубрикатора; 17 — пружина лубрикатора; 18 — кактатора; 19 — опора контактного стержня; 20 — контактный стержень; 21 — предохранительный стакан; 22 — верхний переводник; 23 — корпус лубрикатора; 24 — лубрикатор вязкого масла (компенсатор); 25 — верхнее сальниковое уплотнение; 26 — уплотнение ка сальниковое; 27 — вал электродвигателя; 28 — обмотка статора; 29 — установочные диамагнитные кольца статора; 30 — корпус электродвигателя; 31 — опора; 32 — корпус электродвигателя соединительный нижний; 33 — соединительная муфта; 34 — корпус шпиделя; 35 — опорный шариковый подшипник; 36 — резиновый амортизатор; 37 — лубрикатор шпиделя.

К нижнему соединительному корпусу при помощи конической резьбы приобъединен шпindel для восприятия осевых нагрузок и передачи крутящего момента электродвигателя долоту.

В электробуре применяют шпindel двух конструкций: на подшипниках качения (маслонаполненный) и на резиновой опоре.

Маслонаполненный шпindel, представляет собой вал, смонтированный в корпусе на подшипниках качения, в нижней части вал уплотнен сальником.

В средней части шпинделя расположен лубрикатор, предназначенный для сбывания избыточного давления в шпинделе и компенсации утечек масла.

Шпindel на резиновой опоре смонтирован на подшипниках от турбобура, нижней радиальной опорой служит обрезиненный шпindel.

В нижней части вал шпинделя имеет замковую резьбу под специальный переводник для присоединения долота.

Монтаж токоподвода в бурильной трубе

При бурении электробуром применяют бурильные трубы одинаковой длины с высаженными наружу концами.

Внутри каждой бурильной трубы для подвода электроэнергии к электробуре расположена секция планового резинового трехфазного кабеля.

Каждая секция кабеля вверху окачивается контактным стержнем, а внизу — контактной муфтой. Кабельные секции крепятся к замкам бурильных труб при помощи специальных опор.

Для защиты контактного стержня от механических повреждений на нижней части замка есть защитный стакан.

Перед свинчиванием бурильных труб контактный стержень и муфту смазывают касторовым маслом.

Сопротивление изоляции токоподвода на землю контролируется меггером.

На рис. 116 дана схема монтажа токоподвода в бурильной трубе.

Режим работы электробура и обработка долот

Электробур следует запускать без осевой нагрузки на долото, причем желательно в той части ствола скважины, где диаметр «не потерял».

По мере увеличения осевой нагрузки на долото растет нагрузка двигателя электробура от холостого хода (ток величиной 115—135 а) до номинальной нагрузки (ток 162 а), скорость вращения вала при этом снизится незначительно — с 600 до 530 об/мин.

По величине тока можно определить степень загрузки двигателя.

Бурение необходимо вести при номинальной мощности электробура.

Во время бурения двигатель может кратковременно перегрузиться вследствие заклинивания долота, особенно при его сработке и несоответствующей скорости подачи бурильной колонны.

Перегрузка двигателя допускается, но она ограничивается защитой, которая отключает электробур после 2—3 сек с начала перегрузки.

Опыт показал, что полная нагрузка электробура при бурении твердых и крепких пород достигается при значительных осевых нагрузках (30—40 Т), в то время как в мягких и средних породах нагрузка достигается при меньших осевых нагрузках (15—20 Т).

Подача долота в процесс бурения электробуром производится при помощи бурового автоматического регулятора типа ВАР1-150. Плавная автоматическая подача бурильной колонны при постоянной скорости вращения долота способствует лучшей отработке долот.

Возможность контроля за работой двигателя на забое позволяет определять момент сработки долот и необходимость подъема по следующим признакам:

1) увеличение тока нагрузки двигателя при одновременном снижении осевого давления, частые заклинивания и неравномерность подачи автоматом бурильной колонны вследствие сработки опор долота;

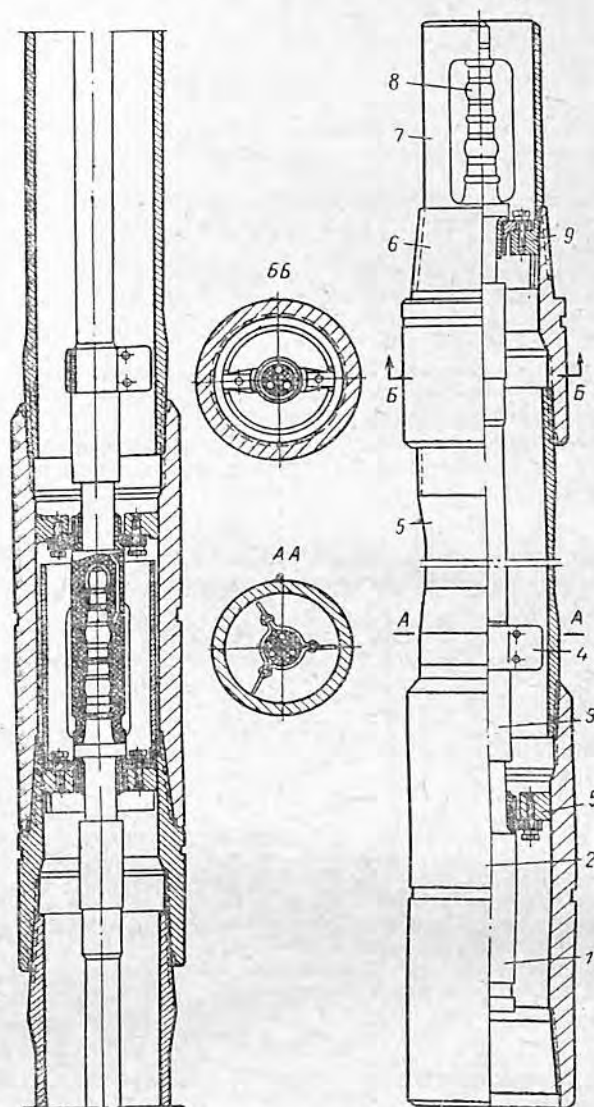


Рис. 116. Схема монтажа токопровода в бурильных трубах.

1 — контактная муфта; 2 — муфта замка; 3 — кабель;
 4 — стабилизатор; 5 — бурильная труба; 6 — nipple;
 7 — защитный стакан; 8 — контактный стержень;
 9 — сухарь для крепления кабельной секции.

2) снижение механической скорости при увеличении осевой нагрузки и сохранение величины тока вследствие сработки шарошек долота.

При наличии этих признаков во избежание аварий с долотом необходимо подвигать и сменить долото.

Влияние величины напряжения на работу электробура

Электродвигатель электробура может обеспечить работу при наличии на его зажимах (на забое) номинального напряжения (1100 в), на которое рассчитан этот двигатель.

При пониженном (против номинального) напряжении электробур загружается на меньшую мощность и развивает значительно меньший перегрузочный (максимальный) момент.

Таким образом, работа электробура при пониженном напряжении ведет к снижению механической скорости бурения и проходки на долото.

При работе электробура в токоподводе (кабеле) происходит потеря напряжения.

Если с поверхности подается напряжение без учета потерь в токоподводе или недостаточное для компенсации этих потерь, двигатель электробура работает при напряжении ниже номинального (1100 в).

Потери напряжения в кабеле токоподвода увеличиваются с углублением скважины, поэтому необходимо поддерживать напряжение не ниже значений, указанных в табл. 121.

Таблица 121

Напряжения, необходимые для номинальной загрузки электробура

Глубина, м	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200
Напряжение на вольтметре пульта управления при номинальной загрузке электробура, в	1190	1200	1210	1230	1240	1260	1270	1280	1300

Эти напряжения включают потерю напряжения в кабеле токоподвода при работе электробура на номинальном токе 162 а.

Необходимо учитывать, что показания вольтметра пульта управления, когда двигатель электробура еще не включен или когда он работает на холостом ходу, будут выше на 50—100 в.

Таблица 122

Величина тока холостого хода электробура

Интервал бурения, м	Величина холостого хода электробура, а
0—500	115—120
500—1000	120—125
1000—1500	125—130
1500—2000	130—135

Различают три показания вольтметра: 1) без включенного электробура; 2) при включенном электробуре, работающем на холостом ходу; 3) при включенном электробуре, работающем на номинальном токе (162 а).

Наиболее низкое напряжение наблюдается в третьем случае и оно должно выдерживаться в процессе бурения (эта величина и указана в таблице).

Правильность подобранного напряжения контролируется по величине тока холостого хода электробура (табл. 122).

Регулирование подачи долота и нагрузка электробура

Буровой автоматический регулятор типа БАР1-150 осуществляет подачу в зависимости от тока нагрузки двигателя электробура.

Настройка автомата производится бурильщиком при помощи двух реостатов 1ШР и 2ШР и переключателя ПУ, установленных на пульте управления (рис. 117).

Шунтовым реостатом 1ШР устанавливается требуемая нагрузка электробура по току.

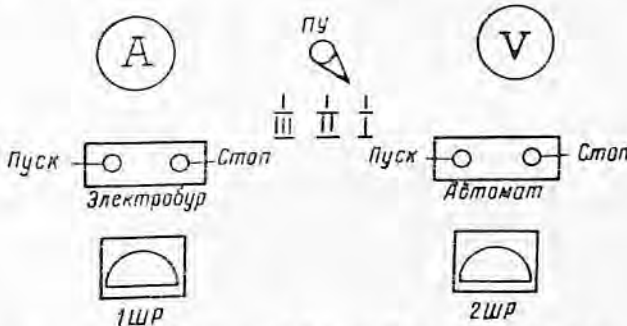


Рис. 117. Реостаты 1ШР и 2ШР и переключатель ПУ.

Скорость подачи долота регулируется переключателем ПУ ступенчато. Три положения переключателя соответствуют трем максимальным ступеням скорости подачи: левое (крайнее) — для наибольшей скорости подачи; среднее — для средней подачи и правое (крайнее) — для минимальной подачи.

После того как переключателем ПУ установлена скорость подачи, реостатом 2ШР осуществляется плавное регулирование в пределах от реверса до соответствующей максимальной скорости подачи, установленной ПУ.

При изменении передаточного числа от промежуточного вала к подъемному валу лебедки соответственно изменяются скорость подачи и грузоподъемность БАР.

При использовании всех возможностей регулирования скорость подачи долота может быть изменена от скорости подъема, равной 30 м/ч, до скорости подачи, равной 170 м/ч, при нагрузке, на крюке до 150 Т.

В начале бурения для грубой ступенчатой регулировки рукоятка переключателя, ПУ устанавливается в крайнее правое положение (первое для минимальной скорости подачи) и затем шунтовым реостатом 2ШР регулятор более плавно настраивают до потребного режима бурения.

Регулируя подачу долота, необходимо добиваться полной (номинальной) загрузки электробура (для двигателя мощностью 150 квт величина тока 162 а, напряжение 1100 в).

Если при крайнем правом положении рукоятки переключателя ПУ не удается загрузить двигатель, необходимо переключить на второе (среднее) или третье (крайнее левое) положения, соответствующие большим скоростям подачи долота.

Обслуживание токопровода и электробуров на буровой

Для повышения надежности работы токопровода в процессе его эксплуатации при бурении скважин необходимо:

1) перед началом бурения надежно закрепить кабельные секции в трубах и проверить наличие на трубах предохранительных стаканов; эксплуатация труб без стаканов или с незакрепленными стаканами не допускается;

2) при транспортировке и затаскивании бурильных труб в буровую падевать на верхний конец трубы колпак для предохранения от повреждения контактного стержня секции;

3) при спуско-подъемных операциях контактное соединение необходимо тщательно промывать водой и смазывать касторовым маслом;

4) при переливе промывочной жидкости из бурильной колонны наращивать трубы запрещается, так как в контактное соединение попадает вода или глинистый раствор, что может быть причиной повреждения соединения при работе электробурора;

5) при спуске бурильной колонны замерять сопротивления изоляции каждой свечи.

Трубы с такими дефектами следует выбрасывать на мостки.

Для обеспечения нормальной работы электробурора на забое перед спуском его в скважину необходимо проверить:

1) сопротивление изоляции обмотки электродвигателя, которое должно быть не ниже 10 *Мом*;

2) положение поршней лубрикаторов, которое не должно быть ниже указанного в рейсовом паспорте;

3) зазор вала шпинделя, который не должен превышать: а) для шпинделей на образованных опорах 15 *мм*; б) для шпинделей на шариковых опорах (маслонаполненных) 2,5 *мм*;

4) наличие масла в полости шпинделя на шариковых опорах;

5) состояние резьбовых соединений корпусов электробурора.

В случае протекания масла через резьбовые соединения, срыва плапок и отвинчивания корпусов электробуров следует выбросить на мостки и заменить другим.

При недостатке масла подкачать его до полного сжатия пружины лубрикатора.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СПУСКА И ПОДЪЕМА БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

Элеваторы

Элеваторы предназначены для захвата, спуска и подъема, поддержания на весу на роторе и на подъемном крюке бурильных и обсадных труб.

По своему назначению элеваторы различают для бурильных и обсадных труб.

Элеваторы для бурильных труб делятся в свою очередь на кованные и литые.

Кованные элеваторы типа ЭБ и ЭКБ для бурильных труб по своей конструкции относятся к типу одностворчатых (корпусных) элеваторов.

Элеваторы типа ЭБ изготавливаются из углеродистой стали 40 и подвергаются термической обработке.

Корпуса усиленных элеваторов ЭКБ, предназначенных для бурения глубоких скважин, изготавливаются из легированной стали 40ХН с пределом текучести не менее 60 *кг/см²* после термической обработки. Створки этих элеваторов изготавливаются из стали марки 40.

Литые элеваторы ЭАЛ1 предназначены для работы элеватора в паре с клиньями или с клиновым захватом на роторе.

Литые элеваторы ЭАЛ1 по своей конструкции относятся к типу двухстворчатых (бескорпусных) элеваторов.

Таблица 123

Основные и габаритные размеры элеваторов

Шифр элеваторов	Грузоподъемность, т	Внутренний диаметр, мм	Габаритные размеры, мм			Вес, кг
			длина	наружный диаметр	высота	
<i>Элеваторы «Красное Сормово» для бурильных труб</i>						
ЭБ-73	75	76	540	240	230	72
ЭБ-76	75	96	540	240	230	69
ЭБ-102	100	118	600	265	245	92
ЭБ-127	110	146	690	290	250	118
ЭБ-152	125	172	720	350	250	135
<i>Элеваторы для глубокого бурения</i>						
ЭКБ-89 × 125	125	92	540	232	230	75,5
ЭКБ-114 × 125	125	118	630	325	260	95
ЭКБ-141 × 200	200	146	700	340	300	187
ЭКБ-168 × 300	300	172	720	345	540	192
<i>Элеваторы литые двухстворчатые (бескорпусные) типа ЭАЛ1</i>						
ЭАЛ1-114-75	75	118	530	445	270	76,5
ЭАЛ1-141-125	125	146	560	490	270	88,7
ЭАЛ1-168-125	125	172	580	520	270	98,2
<i>Элеваторы для обсадных труб</i>						
ЭО-127	125	150	690	325	250	118
ЭО-152	125	172	720	325	250	135
ЭО-178	125	198	780	340	280	177
ЭО-203	125	223	810	370	280	196
ЭО-228	125	250	830	390	300	220
ЭО-254	125	278	880	415	300	240
ЭО-279	125	304	920	415	325	270
ЭО-305	150	330	940	470	325	303
ЭО-330	150	357	970	500	340	325
ЭО-356	160	384	990	520	340	349
<i>Элеваторы усиленного типа *</i>						
ЭКО-168-300	300	172	720	345	300	192
ЭКО-273-300	300	278	900	440	350	270
ЭКО-298-300	300	304	950	480	350	344
<i>Элеваторы литые для обсадных труб</i>						
ЭН-198-125	125	198	785	370	325	167
ЭН-223-125	125	223	810	375	325	210
ЭН-250-125	125	250	840	425	325	229
ЭН-278-125	125	278	880	435	325	246
ЭН-304-125	125	304	905	450	325	283
ЭН-330-125	125	330	940	485	325	288
ЭН-357-125	125	357	965	510	325	322
ЭН-384-125	125	384	1010	565	350	350
ЭН-434-125	125	434	1040	610	350	385
ЭН-487-75	75	487	1090	670	350	410
ЭН-535-100	100	536	1200	720	355	447

* Элеваторы ЭКБ-168-300 и ЭКО-168-300 одинаковы. Элеваторы усиленного типа выпускаются заводом им. Володарского (г. Баку). К этим элеваторам заводом им. Кирова (г. Баку) выпускаются двухстворчатые штробы диаметром 85 и 90 мм грузоподъемностью 200—300 т.

Створки элеваторов отливаются из стали 40ХЛ и подвергаются закалке с высоким отпускком, которая обеспечивает предел текучести не менее 50 кг/см².

Элеваторы для обсадных труб также изготавливаются кованными и литыми.

Кованые элеваторы ЭО и ЭКО, а также литые элеваторы ЭН для обсадных труб относятся к типу односторчатых элеваторов.

От описанных выше элеваторов ЭБ и ЭКБ для бурильных труб элеваторы ЭО, ЭКО и ЭН отличаются конструкцией собачки, имеющей только один выступ (язычок).

Корпус и створки элеваторов ЭО изготавливаются из углеродистой стали марки 30 или 40.

Корпус и створки элеваторов ЭН до размера ЭН-351 включительно отливаются из стали 40ХЛ, а корпус и створки элеваторов большего размера — из стали 40Л.

Корпус кованных элеваторов ЭКО изготавливают из стали 40ХН, а створки из стали 40.

Таблица 124

Габаритные размеры и вес плашечных элеваторов ЭОГ-2 (рис. 118)

Номинальный размер элеватора, дюймы	Длина, мм	Ширина, мм	Общая длина элеватора со штопом, мм	Вес, кг	
				корпуса	общий, без плашек
8	840	685	3000	500	1110
10	945	640	3000	580	1377
14	1090	760	3000	720	1537
18	1175	910	3140	775	1577

Таблица 125

Техническая характеристика элеваторов ЭОГ-2

Условные размеры, дюймы		Расчетная нагрузка, Т	Размеры колонны труб		
элеватора	плашек		номинальный размер обсадных труб, мм	толщина стенки, мм	длина колонны, м
8	5	125	141	9	4100
	6		168	10	3100
	7		194	11	2400
	8		219	11	2100
10	8	160	219	11	2700
	9		244	11	2400
	10		273	12,5	2000
	11		298	11	2200
14	12	180	323	12,5	1800
	13		349	12	1700
	14		375	12,5	1500
18	16	185	425	12	670
	18		476	12	600

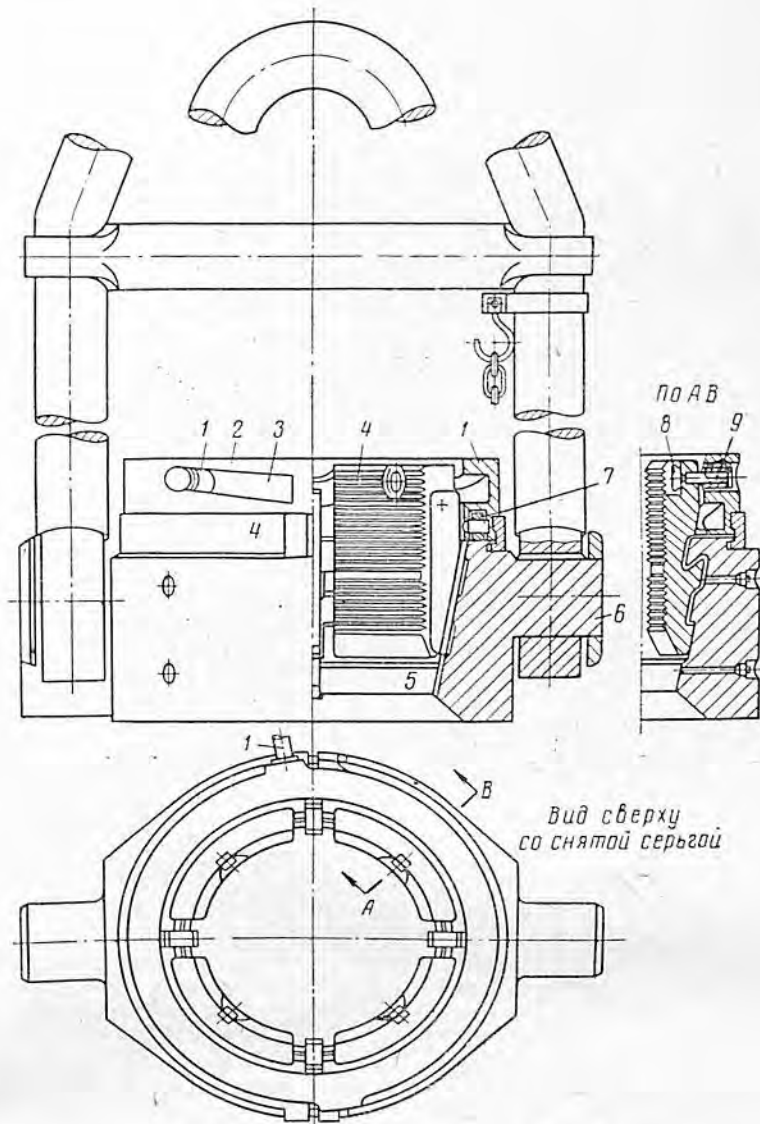


Рис. 118. Плащечный элеватор ЭОГ-2.

1 — кулачковый палец; 2 — сменные плашки; 3 — рукоятка; 4 — комут; 5 — планки; 6 — корпус; 7 — ролики; 8 — гайки; 9 — палец.

Основные размеры элеваторов ЭПГ (рис. 119)

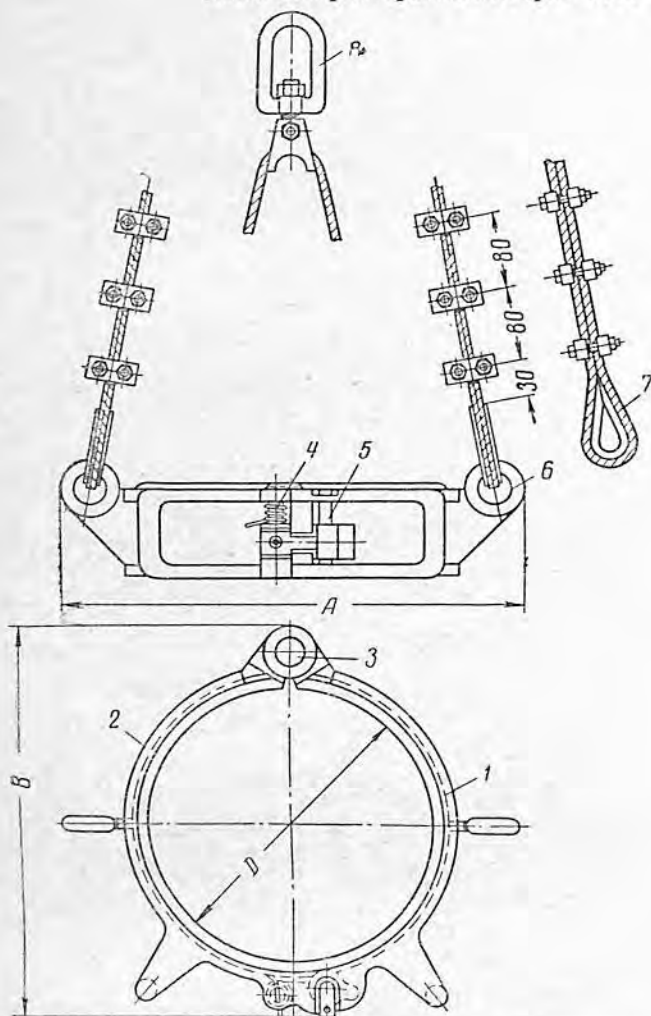


Рис. 119. Элеватор ЭПГ.
 1, 2 — створки; 3 — шарнир; 4 — пружина; 5 — защелка; 6 — проушина; 7 — петли; 8 — штрены.

Номинальный размер, дюймы	Внутренний диаметр, мм	Размер по ушкам, мм	Размер по замку и шарниру, мм	Грузоподъемность, кг	Вес, кг
5	146	320	258	1000	15,0
6	174	340	278	1000	16,8
7	198	370	300	1000	18,8
8	225	460	350	1000	20,8
9	250	480	375	1000	21,8
10	278	500	405	1000	23,2
11	305	530	430	1200	24,4
12	330	555	480	1200	25,4
13	355	585	505	1200	26,4
14	382	605	530	1200	27,4

Штропы

Штропы применяются главным образом для соединения элеваторов с подъемным крюком талевой системы.

В настоящее время изготавливаются два типа штропов — ШБ и ШБН (рис. 120), которые представляют собой замкнутую стальную петлю овальной конфигурации, значительно вытянутую по одной оси.

Штропы изготавливают из углеродистой стали марки 35 цельноковаными или цельнокатаными или же сварными с применением контактной сварки и с последующей термической обработкой.

Каждый готовый штроп испытывают на статическую нагрузку, в 1,5 раза превышающую его грузоподъемность.

Штропы ШБН (нормальные) и ШБУ (укороченные) одинаковы по своей конструкции, но различаются размерами и грузоподъемностью.

Клинья для бурильных и утяжеленных бурильных труб

В соответствии с нормалью Н305—49 клинья изготавливают двух типов: КБ2—для бурильных труб и УБТ—для утяжеленных бурильных труб.

В комплект клиньев входят две секции, охватывающие трубу на одном уровне. Каждая секция состоит из правого и левого корпусов, соединенных между собой шарнирно.

В каждом корпусе клиньев КБ2 помещается 20 собак, а в корпусе УБТ — 15 собак с зубчатой насечкой, поверхность которых имеет форму площадок

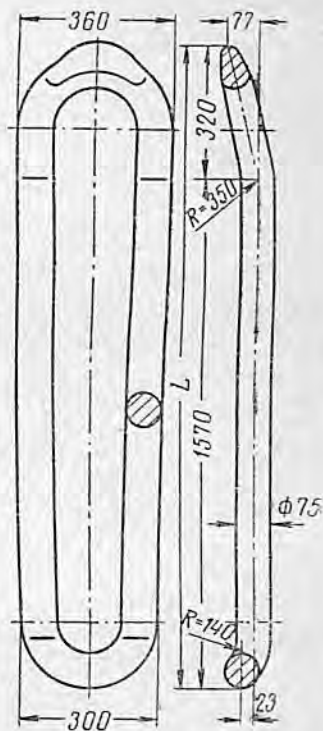


Рис. 120. Штроп ШБН.

Таблица 127

Техническая характеристика штропов ШБН и ШБУ

Шифр	Грузоподъемность, т	Размеры, мм				Вес пары штропов, кг
		L	B	B ₁	d	
ШБН-300	300	2000	440	475	90±3	420
ШБН-200	200	2000	430	465	85±3	380
ШБН-125	125	1890	360	516	75±3	285
ШБУ-125	125	1200	360	534	75±3	179
ШБЭН-75	75	1300	330	487	60±3	127
ШБЭУ-75	75	975	330	498	60±3	97
ШЭ-50	50	890	210	405	45±3	52
ШЭ-25	25	850	190	—	35±1,75	31

Примечание. Штропы с буквой Э в шифре предназначены для ремонта скважин, но могут быть использованы и для буровых установок соответствующей грузоподъемности.

Собачки клиньев, изготовленные из стали 12ХН2, после цементации подвергаются двойной закалке с отпуском до твердости рабочих поверхностей НRC (42 ÷ 53).

Таблица 128

Основные размеры клиньев

Шифр	Диаметр трубы, мм	Диаметр отверстия при нор- мальном положении, мм	Допу- скаемая нагруз- ка, Т	Наиболь- ший наруж- ный диаметр, мм	Длина, мм		Вес, кг
					с руч- кой	без ручки	
КБ2-4	114	114,3	100	325	585	403	70
КБ2-5	141	141,3	110	325	585	405	80
КБ2-6	168	168,3	110	325	585	405	83
УБТ-146	146	146	14	325	529	330	53
УБТ-178	178	178	20	325	529	330	54
УБТ-197	203	197	25	325	529	330	54

Спайдеры

Спайдер предназначен для удержания на весу колонны обсадных труб при спуске их в скважину. В промышленности применяются спайдеры типов СОТШ и САГ-2 (рис. 121).

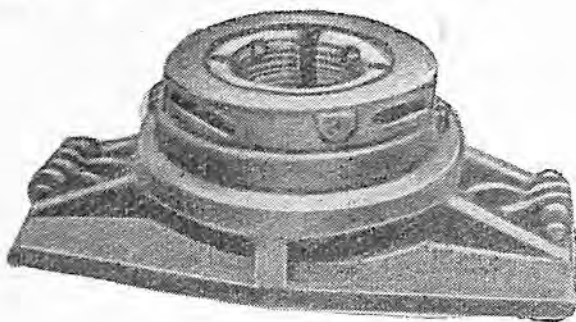


Рис. 121. Спайдер.

Таблица 129

Основные размеры спайдера САГ-2

Номинальный размер, дюймы	Длина, мм	Ширина, мм	Вес, кг	
			корпуса	общий, без клиньев
8	1200	610	600	742
10	1200	700	660	814
14	1400	830	820	1012
18	1400	850	850	1122

Таблица 130

Техническая характеристика спайдеров САГ-2

Номинальный размер спайдера, дюймы	Номинальный размер сменных плашек, дюймы	Расчетная нагрузка, Т	Размеры колонны обсадных труб		
			наружный диаметр обсадных труб, мм	толщина стенки, мм	длина колонны, м
8	5	125	146	9	4100
	6		168	10	3100
	7		194	11	2400
	8		219	11	2100
10	8	160	219	11	2700
	9		244	10	2400
	10		273	12	2000
14	11	180	299	11	2200
	12		323	12	1800
	13		351	12	1700
	14		377	12	1500
18	16	85	426	12	670
	18		508	11	600

Корпус спайдера СОТШ стальной, литой с отверстием в центре для пропуска труб. В корпусе спайдера установлен комплект из четырех плашек. Плашки связаны с кольцом при помощи пальцев. Вращая кольцо на некоторый угол в одну или в другую сторону, можно поднимать или опускать плашки и тем самым захватывать или освобождать трубы плашками. Для управления плашками кольцо снабжено радиальным рычагом.

Каждый комплект плашек приспособлен для захвата труб только одного диаметра, а корпус спайдера в зависимости от размера конусного отверстия допускает установку комплектов плашек для труб двух-трех размеров.

Техническая характеристика спайдеров СОТШ

Тип спайдера	плашечный с ручным рычажным управлением	
Шифр	СОТШ	СОТШ
Размер труб, захватываемых спайдером при соответствующем комплекте плашек, мм	6 ⁵ / ₈ —4 ¹ / ₂	11 ³ / ₄ —10 ³ / ₄
Допускаемая нагрузка на спайдер, Т	114, 141 и 168	273 и 279
Габаритные размеры, мм:		
длина	1350	1350
ширина	850	850
высота	538	538
Общий вес, кг	1400	1460

Ключи машинные для бурильных труб

Машинные ключи для бурильных труб применяют при раскреплении и докреплении замковых соединений в процессе подъема и спуска бурильной колонны, при наращивании труб, а также для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений других элементов бурильной колонны.

Машинные ключи различаются размерами, конструкцией и технологией получения заготовок основных деталей (литые, кованные).

Ключ Б1-168-203

Ключ Б1 — универсальный, им можно без смены деталей захватывать бурильные замки размеров ЗН-172, ЗШ-178, ЗН-197 и ЗШ-203; кроме того, ключ Б1 захватывает 168-мм бурильную трубу.

Ключ Б1 изготавливается по нормали НТ20—41.

Корпус, нажимной и приводной рычаги и накладка изготавливаются из стальных литых заготовок марки 40Л, удержка из стали марки 40ХЛ. Промежуточный рычаг откован из стали 40.

Эти детали ключа закалены с высоким отпуском до твердости НRV (200 ÷ 240).

Сухари изготавливают из стали 20 с цементацией на глубину 1,2—1,5 мм и последующей двойной закалкой с отпуском на твердость НRC (55 ÷ 60).

Палец шарнира изготовлен из стали 40Х с закалкой и высоким отпуском на твердость НRV (241 ÷ 302).

Каждый ключ испытывают усилием, в 1,5 раза превышающим допускаемую нагрузку.

Таблица 131

Характеристика ключа Б1-168-203

Шифр	Допускаемое усилие на рычаге, кг	Габаритные размеры, мм			Вес с подвеской, кг
		L	B	H	
Б1-168-203	5000	1280	820	206	140

Универсальный машинный ключ УМК1

Ключ захватывает бурильные трубы и замки всех типоразмеров диаметром от 108 до 212 мм включительно, что достигается двумя сменными челюстями ключа. Одна из челюстей предназначена для захвата труб и замков диаметром от 108 до 178 мм, другая — от 140 до 212 мм.

Все основные детали ключа изготавливаются из литых заготовок стали 40ХЛ, а пальцы из стали 40Х.

Габаритные размеры ключа УМК1, мм:

длина	1650
ширина	600
высота	550
Вес ключа, кг:	
без подвески	177,4
с подвеской	203

Ключи машинные для обсадных труб

Ключи ОМН предназначены для свинчивания и развинчивания муфтовых соединений обсадных труб. По конструктивной схеме и способам пользования машинные ключи ОМН для обсадных труб аналогичны машинным ключам для бурильных труб.

Челюсти, защелка и рукоятка ключа изготовлены из стального литья (сталь 35Л) с закалкой и высоким отпуском на твердость НРВ (212 ÷ 241). Пальцы изготовлены из стали 40Х с закалкой и высоким отпуском на твердость НРВ (241 ÷ 302).

Сухари изготовлены из стали 20 с цементацией на глубину 1,2—1,5 мм и последующей двойной закалкой и отпуском на твердость НРВ (55 ÷ 60).

Ключи ОМН испытывают усилием, превышающим допускаемое в 1,5 раза.

Таблица 132

Технические данные ключей ОМН

Шифр	Диаметр расточки зева, мм	Допускаемое усилие на рукоятке, кг	Габаритные размеры, мм		Вес (с подвеской), кг
			длина	высота с подвеской	
ОМН-5 ³ / ₄	168	800	1420	1050	100
ОМН-6 ⁵ / ₈	190	800	1445	1050	104
ОМН-7 ⁵ / ₈	218	800	1485	1050	110
ОМН-8 ⁵ / ₈	246	800	1510	1050	114
ОМН-9 ⁵ / ₈	272	800	1555	1050	120
ОМН-10 ³ / ₄	301	800	1560	1050	128
ОМН-11 ³ / ₄	329	800	1580	1050	133
ОМН-12 ³ / ₄	355	800	1615	1050	140
ОМН-13 ³ / ₄	380	800	1650	1050	145
ОМН-14 ³ / ₄	406	800	1670	1050	161
ОМН-16 ³ / ₄	456	800	1750	1050	162
ОМН-18 ³ / ₄	508	800	1800		
ОМН-20 ³ / ₄	559	800	1850		

Подвесной пневматический роликовый ключ ПБК-1

Ключ ПБК-1 (рис. 122) предназначен для свинчивания, развинчивания и закрепления замковых и муфтовых соединений бурильных и обсадных труб.

Техническая характеристика

Число ведущих роликов	2
Диаметр роликов, мм	180
Скорость вращения ведущих роликов, об/мин:	
а) на холостом ходу	118
б) при нагрузке	88
Скорости вращения труб при свинчивании и развинчивании, об/мин:	
а) труб с приварными соединительными концами диаметром 212 мм	58
б) труб с приварными соединительными концами диаметром 197 мм	63
в) труб с замками ЗШ-203 диаметром 203 мм	61

г) труб с замками ЗШ-178 диаметром 178 мм	70
д) обсадных труб диаметром 168 мм	74
Крутящий момент при свинчивании и развинчивании замкового соединения труб, $\kappa\Gamma \cdot \text{м}$	80—90
Крутящий момент при закреплении (от удара корпуса пневматического ключа по докрепляющему ключу), $\kappa\Gamma \cdot \text{м}$	1200—1500
Тип пневматического реверсивного поршневого двигателя	ДР-10
Мощность двигателя ДР-10, л. с.	10
Скорость вращения двигателя ДР-10, об/мин	650
Передаточное отношение редуктора	1 : 9,45
Диаметр сдвоенного пневматического цилиндра, мм	260
Ход поршня, мм	100
Усилие, развиваемое цилиндром, $\kappa\Gamma$	4300—6000
Диаметр цилиндра подъема, мм	150
Ход поршня цилиндра подъема, мм	300
Усилие, развиваемое поршнем, $\kappa\Gamma$	850
Рабочее давление сжатого воздуха, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	5—8
Управление ключом	дистанционное (с пульта, находящегося около буровых шка)
Средний расход воздуха при непрерывной работе двигателя, $\text{м}^3/\text{мин}$	10
Средний расход воздуха на свинчивание и закрепление замкового соединения одной свечки, м^3	2,0—2,3
Вес ключа, кг	984
Габаритные размеры ключа, мм:	
длина	1535
ширина	847
высота	635

Ключ для свинчивания и развинчивания замковых соединений буровых и обсадных труб. Ключ состоит из корпуса, внутри которого находится выдвижной редуктор с пневмомотором.

Корпус имеет зев со створкой, в которой находятся два гладких ролика. С другой стороны корпуса расположен сдвоенный пневматический цилиндр. Шток цилиндров входит внутрь корпуса и шарнирно соединяется с выдвижным редуктором ключа.

Выдвижной редуктор представляет собой коробку, внутри которой размещены две шестеренчатые передачи с общим передаточным отношением 1 : 8 и две цепные передачи с передаточным отношением 1 : 1,18, через которые приводятся во вращение ведущие ролики.

Ключ для докрепления и цилиндр рычага. Ключ ПБК-1 применяется с двумя ключами для докрепления, один из которых предназначен для буровых замков диаметрами 212, 203 и 197 мм, а другой — для 178-мм замков и 168-мм труб.

Ключ для докрепления состоит из двух створок и рычага. На одной из створок находится полукольцо; такое же полукольцо есть на корпусе ключа ПБК-1. При помощи этих полуколец ключ для докрепления соединяется с корпусом. При таком соединении ключ для докрепления может свободно поворачиваться относительно корпуса основного ключа. Оба ключа для докрепления комплектуются одним рычагом. При работе ключом для докрепления рычаг включается и отключается при помощи пневматического цилиндра, для чего на рычаге имеется штырь, на который надевают наконечник штока поршня.

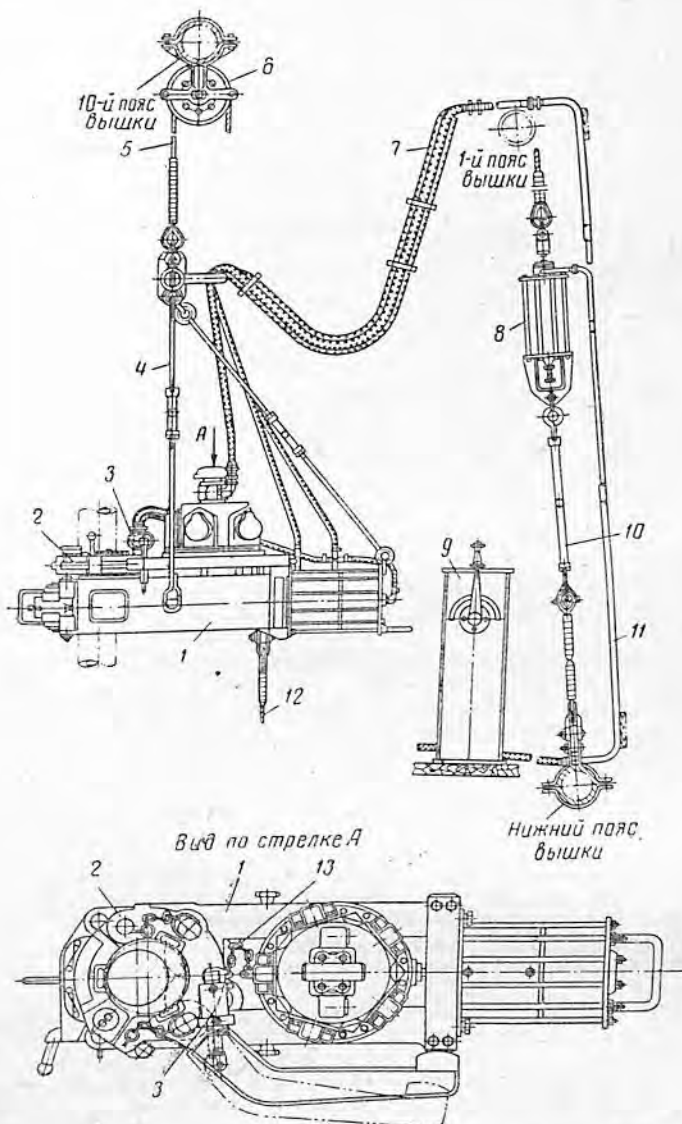


Рис. 122. Подвесной пневматический роликовый ключ ПБК-1.

1 — ключ для свинчивания и развинчивания замковых соединений бурильных и обсадных труб; 2 — ключ для докрепления; 3 — цилиндр рычага; 4 — подвеска ключа; 5 — канат для подвески ключа; 6 — подвесной ролик; 7 — шланги; 8 — цилиндр подъема; 9 — пульт управления; 10 — стяжки; 11 — трубопровод; 12 — канат для задержки докрепляющего ключа; 13 — цепочка для задержки докрепляющего ключа

Цилиндр диаметром 65 мм с рабочим ходом 56 мм имеет ось, которую вставляют в среднее отверстие створки.

Чтобы ключ для докрепления не выходил из полукольца корпуса ключа, на ось цилиндра надевают цепочку, второй конец которой прикреплен к корпусу редуктора.

Цилиндр подъема. Пневматический ключ подвешивается при помощи каната на ролике, который прикреплен на 10-м поясе вышки. Другой конец каната прикрепляется к цилиндру для опускания и подъема ключа, связанному стяжкой с нижним поясом вышки. В нижней части цилиндра расположен регулировочный болт, при помощи которого с изменением длины хода поршня можно устанавливать ключ так, чтобы во время свинчивания резьбовых соединений роликами ключ для докрепления находился выше муфты, а при опускании ключа — на уровне муфты свинчиваемой трубы.

Стяжкой регулируют высоту подвески ключа. При переходе на работу с клиновым захватом ключ поднимают на высоту 600 мм и устанавливают в этом положении.

Пульт управления. Пульт управления представляет собой ящик размером 1000 × 400 × 400 мм, внутри которого расположены кран для управления пневматическим двигателем, кран для управления двоянным цилиндром и цилиндром рычага и кран для управления цилиндром подъема.

Рукоятка первого крана может находиться в трех положениях: среднее — нейтральное, нижнее — для работы двигателя при свинчивании инструмента и верхнее — для работы при развинчивании.

Рукоятка второго крана имеет также три положения: среднее, при котором перекрыт воздух; нижнее — когда двоянный цилиндр прижимает ведущие ролики выдвижной части ключа к замку трубы, а цилиндр рычага заряжает ключ для докрепления на трубе; верхнее — при котором двоянный цилиндр отводит ведущие ролики, а цилиндр рычага отводит рычаг докрепляющего ключа от трубы.

Рукоятка третьего крана расположена на верхней части пульта и имеет два положения: первое — ключ поднят, а второе — ключ опущен.

Ключ ПБК-1 подвешивается на 14-мм канате. Для ограничения движения внутри буровой ключ прикреплен канатом к ротору.

Работа ключом для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб

При спуске труб в скважину после того, как колонну поставят на ротор, на верхнюю часть замка надвигают ключ для свинчивания и развинчивания труб, затем закрывают створки корпуса ключа для докрепления. Ключ ПБК-1 устанавливают с таким расчетом, чтобы ключ для докрепления был выше замка.

Открыв второй кран, двоянными цилиндрами прижимают ведущие ролики к муфте замка.

После зарядки ключа включают первый кран для пуска пневматического двигателя, который, вращая ведущие ролики, свинчивает замковое соединение труб.

После окончания свинчивания следует повернуть рукоятку первого крана в нейтральное положение, затем переключить рукоятку второго крана в верхнее положение для выпуска воздуха из двоянного цилиндра и перевести рукоятку третьего крана, после чего следует опустить при помощи цилиндра подъема весь механизм для докрепления замкового соединения.

Опустив ключ для свинчивания и развинчивания труб, заряжают его на нижней части замка, а ключ для докрепления — на верхней части замка включением второго крана. Включением первого крана докрепляют замковое соединение.

Раскрепление замков и развинчивание их выполняют в обратном порядке.

Таблица 133

Карта смазки

Место смазки	Смазка		Указание по смазке
	летом	зимой	
Пневматический двигатель	Минеральное масло марки Л	Турбинное масло	Менять масло в картере рекомендуется два раза в год — весной и осенью, добавлять ежедневно
Верхняя пара закрытых шестерен подвижной части ключа	Масло трансмиссионное автотракторное (летнее), ГОСТ 542—50	Масло трансмиссионное автотракторное (зимнее), ГОСТ 542—50	Менять масло — два раза в год, добавлять по мере надобности, но не реже одного раза в месяц
Нижняя пара шестерен и ценные передачи подвижной части ключа	Пресс-солидол УС-1, ГОСТ 1033—51	Пресс-солидол УС-1, ГОСТ 1033—51	Смазывать один раз в три дня
Первый и второй крапы	Пресс-солидол УС-1, ГОСТ 1033-51	Пресс-солидол УС-1, ГОСТ 1033-51	Заправлять ручным насосом через шарики масленок один раз в месяц до выступления смазки в зазоры
Подшипники подвижной части ключа	То же	То же	Заправлять при сборке, а также при ревизиях один раз в шесть месяцев
Цилиндры	Машинное масло марки Л	Машинное масло, разбавленное керосином	Смазывать периодически по мере надобности, но не реже двух раз в год

Автоматический стационарный буровой ключ АКБ-3М

При помощи ключа АКБ-3М можно свинчивать и развинчивать бурильные трубы диаметрами 114, 141 и 168 мм со всеми типами соединительных замков, а также свинчивание обсадных труб диаметрами 146 и 168 мм на буровых со стационарным оборудованием и на автоматизированных установках.

Техническая характеристика ключа АКБ-3М

Максимальный крутящий момент, развиваемый ключом при развинчивании труб, при $n = 80$ об/мин, кг·м	5000
Номинальный крутящий момент, развиваемый при вращении от пневматического двигателя, кг·м	117
Максимальная скорость вращения трубок зажимного устройства (без свечей) об/мин	84

Максимальный ход выдвижения ключа, мм . . .	1000
Допустимый пазос бурильных замков по наружному диаметру, мм	9
При 80 об/мин можно с моментом кг·м:	
а) развернуть замок тремя ударами	5000
б) завернуть замок, без докрепления	1800
в) то же с одним докреплением	2500
Расход воздуха за один цикл завинчивания или развинчивания трубы, м ³	1,2
Давление воздуха в сети (у пульта управления) для нормальной работы ключа, кг/см ²	7 ÷ 10
Управление ключом	дистанционное с пульта
Общий вес ключа с пультом управления, кг	2440

Ключ рассчитан на работу с клиньями и двумя элеваторами при длине бурильного замка в собранном виде не менее 540 мм.

Автоматический стационарный буровой ключ (рис. 123) состоит из трех основных узлов: блока ключа, колонны ключа с кареткой и пульта управления.

Блок ключа является основным механизмом, при помощи которого завинчивают или развинчивают бурильные трубы.

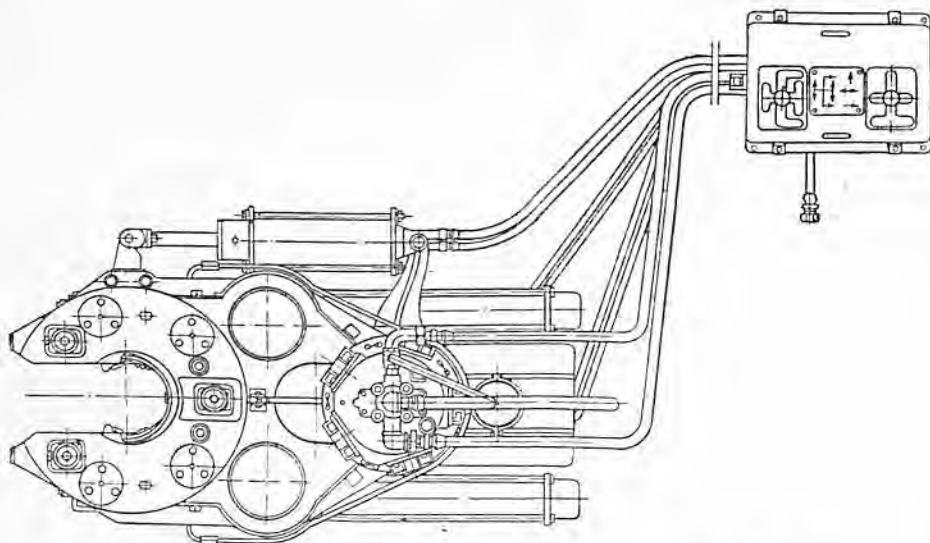


Рис. 123. Автоматический стационарный буровой ключ АКБ-3М.

На корпусе блока ключа смонтированы: трубнозажимное устройство, пониженный редуктор, маховик, двигатель, цилиндр зажима челюстей, блок цилиндров и пневмомасленка.

Блок ключа может поддвигаться или отодвигаться от бурильной трубы (центра скважины) по направляющим ползьям под действием двух пневматических цилиндров двойного действия.

Трубнозажимное устройство в основном состоит из верхнего «плавающего» корпуса с зажимным приспособлением, нижнего зажимного приспособления, смонтированного в корпусе редуктора, разрезной шестерни с втулкой и промежуточного диска с тремя ведущими пальцами.

Верхние и нижние зажимные приспособления состоят из пары сменных челюстей, которые вставлены в челюстедержатели и удерживаются в них дугообразными пружинами и болтами, вкладышей со спиральной поверхностью, устанавливаемых по две пары в каждый корпус. Причем в нижний корпус установлено две пары вкладышей со спиральной поверхностью 11° , а в верхний корпус трубозажимного устройства — пара вкладышей 7° на завинчивание и пара вкладышей 9° на развинчивание.

Челюстедержатели из своего первоначального положения могут проворачиваться на некоторый угол относительно своих корпусов, при этом челюсти, скользя по спиральной поверхности вкладышей, сближаются и сжимают замок (трубу). Для надежного сцепления челюстей с замком (трубой) челюсти снабжены вставными сухарями с насечкой.

При изменении диаметра бурильных труб заменяют рабочие элементы ключа (челюсти и упоры) на соответствующие размеры.

Поворот нижнего челюстедержателя происходит от пневматического цилиндра двойного действия, шток которого шарнирно связан с поводком нижнего челюстедержателя.

Верхний челюстедержатель поворачивают при помощи храпового устройства, представляющего собой пару шариков, установленных во втулке и нижнем челюстедержателе. Один из шариков неподвижный, а второй выдвигается штоком пневматического цилиндра в момент зажатия челюстей бурильного замка. Верхний челюстедержатель имеет хвостовик, свободно входящий в паз втулки.

При вращении разрезной шестерни в момент упора неподвижного шарика храпового устройства в шарик, выдвинутый штоком пневматического цилиндра, происходит кратковременная остановка втулки и связанного с ней верхнего челюстедержателя. В результате дальнейшего вращении верхнего корпуса относительно неподвижного челюстедержателя замок зажимается.

Для установки и фиксации верхнего челюстедержателя в среднем (нейтральном) положении, при холостом вращении верхнего корпуса относительно трубы, челюстедержатель подпирают двумя байками стопорят шариковым фиксатором.

Быстрая и точная остановка вращающихся частей трубозажимного устройства в нейтральном положении по окончании свинчивания или развинчивания для последующего отвода ключа от трубы осуществляется специальным устройством. Это устройство состоит из штока, который под действием поршня пневматического цилиндра выдвигается вверх и, заскакивая в гнездо разрезной шестерни, останавливает трубозажимное устройство. Для смягчения удара и предохранения деталей от поломок верхняя часть штока с двух сторон имеет скосы. Такие же скосы имеются и в гнезде шестерни. Включаться шток может только при вращении шестерни на малых оборотах. Для совмещения разрезной шестерни пневмодвигатель включается в сторону освобождения челюстей.

Блок цилиндров имеет два поршня, из которых один соединен с нижней частью храпового устройства включения верхних челюстей, а с другой — со стопором-штоком. Поршни обоих цилиндров при выключении цилиндров из работы опускаются под действием собственного веса и пружин.

Верхний корпус трубозажимного устройства удерживается на некотором расстоянии относительно промежуточного диска четырьмя стаканчиками. При свинчивании верхний корпус сжимает пружины стаканчиков и опускается вниз. При развинчивании верхний корпус поднимается вверх, удерживаясь на замке (трубе) при зажатии трубы челюстями.

Верхний корпус может также перемещаться в горизонтальной плоскости в двух направлениях относительно разрезной шестерни. Верхний корпус сам устанавливается по бурильному замку (трубе).

В передней части верхнего корпуса смонтировано два толкателя с пружинами, при помощи которых верхний корпус прижимается к бурильному замку (трубе) упором, центрируя верхний корпус относительно бурильного замка (трубы).

В передней части зева ключа на нижнем и верхнем корпусах установлены четыре накладки для работы с 114-мм трубами. Эти накладки самоцентрируют ключ при подводе его к трубе.

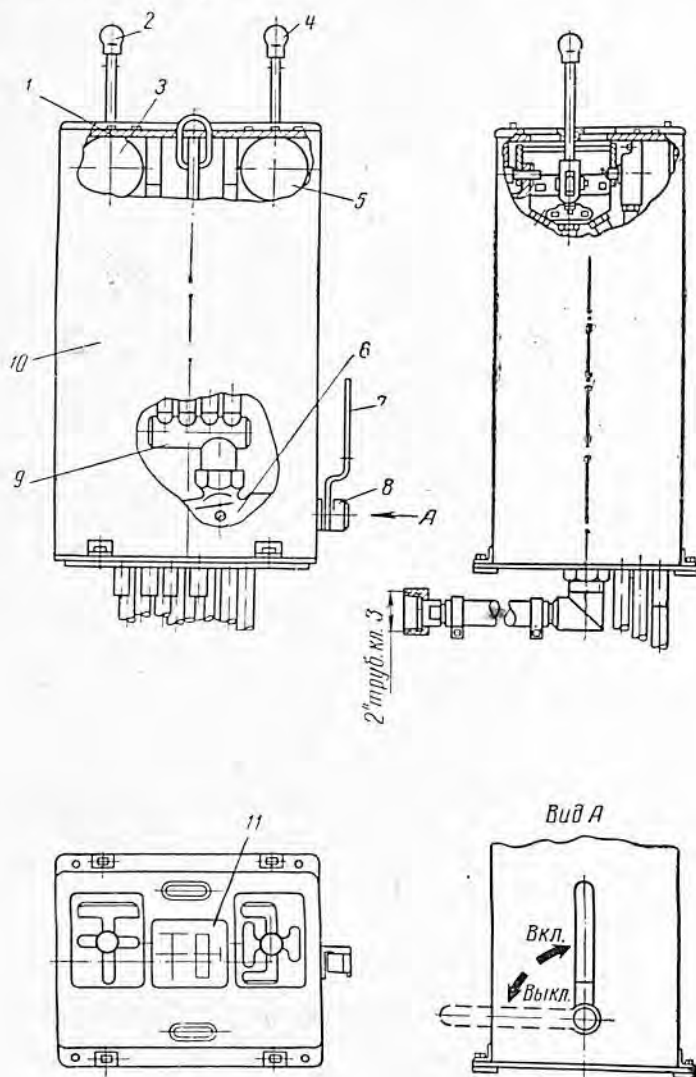


Рис. 124. Пульт управления ключа.

- 1 — корпус; 2, 4 — рукоятки управления; 3, 5, 6 — краны;
7 — нижняя съемная рукоятка; 8 — замок; 9 — коллектор;
10 — кожух; 11 — табличка на пульте.

Вращается труба при свинчивании и развинчивании от пневматического двигателя марки ДР-13 мощностью 13 л. с. Коленчатый вал двигателя соединен с ведущим валом редуктора через маховик и шлицевой валик.

Колонна ключа с кареткой состоит из пяти частей: каретки, двух пневматических цилиндров, колонны, основания и домкрата.

Каретка свободно вращается на верхней части колонны, и ее положение при работе ключа фиксируется чекой.

С двух сторон в каретке жестко прикреплены пневматические цилиндры подвода-отвода ключа двустороннего действия. По обеим сторонам цилиндра расположены пневматические амортизаторы для плавной остановки ключа в крайних положениях. Степень амортизации регулируется иглами при изменении проходного сечения каналов.

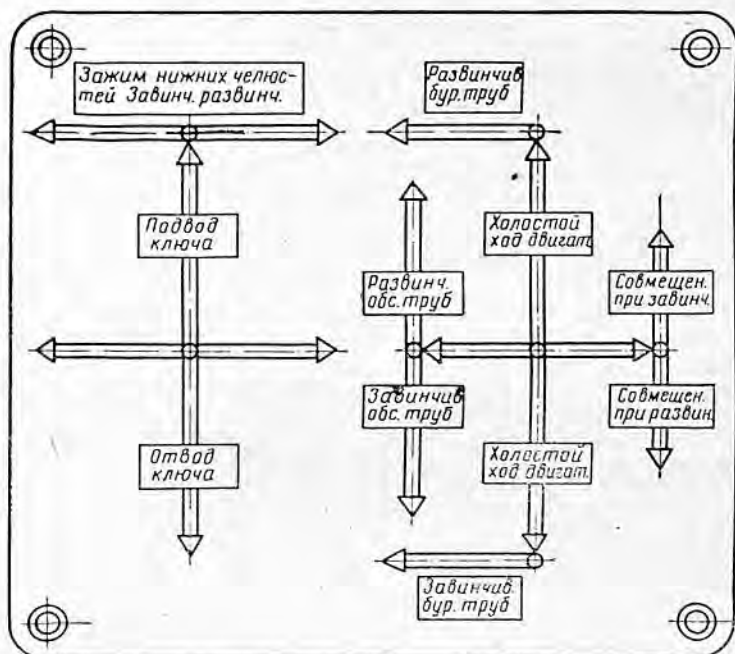


Рис. 125. Схема таблички последовательного включения.

Воздух к цилиндрам подводят и отводят металлической обвязкой из 13-мм труб. Оба потока цилиндра подвода-отвода шарнирно соединяются при помощи подвесок с проушинами блока ключа.

Колонна может вертикально перемещаться в основании.

Для бесступенчатой регулировки ключа по высоте имеется домкратное устройство с ходом винта 150 мм.

Конструкция основания плиты предусматривает два варианта установки ключа около ротора.

Пульт управления (рис. 124) состоит из корпуса 1, кранов 3 и 5, крана 6 с замком 8 и коллектором 9, кожуха 10, двух верхних рукояток управления 2 и 4, нижней съемной рукоятки красного цвета — 7 и шлангов с накидными гайками или угольниками.

Краны 3 и 5 объединены между собой попарно с помощью скоб и рукояток и могут включаться вместе и отдельно при перемещении рукояток 2 и 4 по прорезам в последовательности, указанной в табличке 11 на пульте. Схема таблички приведена на рис. 125.

При помощи рукоятки 2 управляют:

а) большим краном 3, связанным с работой цилиндров подвода и отвода ключа;

б) малым краном 5, связанным с работой цилиндра зажима нижних челюстей.

При помощи рукоятки 10 управляют:

а) большим краном 3, связанным с работой пневмодвигателя ключа;

б) малым краном 5, связанным с работой блока цилиндров, т. е. с зажимом верхних челюстей и механизмом совмещения.

Принципиальная схема работы для всех кранов одинаковая.

Малые краны взаимозаменяемы, а между большими кранами 3 есть конструктивные отличия.

При работе ключа сжатый воздух подается от ресивера через рукав диаметром 38 мм к крану 6 пульта, затем к коллектору 9 и к кранам 3 и 5.

От кранов сжатый воздух поступает к соответствующим цилиндрам и пневмодвигателям по резиновым рукавам диаметрами 18 и 25 мм.

На 2° кране укреплен специальный замок для открытия этого крана только специальной съемной рукояткой 7, которая вставляется и вынимается в горизонтальном положении.

При вынутой рукоятке 7 кран закрыт и полость коллектора сообщена с атмосферой для сбрасывания незначительных утечек воздуха через специальное отверстие в кране.

Конструкция опоры ключа — «колонна ключа с кареткой» рассчитана на установку с различного рода основаниями буровой и используемым буровым оборудованием (роторами, клиньями, лебедками).

Основным вариантом установки ключа в плане является расположение ключа под углом 24° (углом между осевой линией ключа и осевой линией, проходящей через центр ротора параллельно роторному щиту).

Этот вариант, обеспечивая установку опорной плиты колонны на одном уровне относительно ротора, дает возможность по-разному устанавливать сам ключ по высоте и его работе при посадке бурильной колонны на эlevator.

Перед пуском ключа в работу необходимо выполнить следующее

1. В трубозажимное устройство ключа в верхний и нижний корпусы вставить по одному комплекту челюстей с упорами под соответствующий размер бурильных труб (замков) согласно схемам применения челюстей (табл. 134).

В челюсти вставить дугообразные пружины. Закрепить челюсти и упоры болтами.

2. При спуске бурильной колонны, перед процессом свинчивания, левый нижний фиксаторный палец (со сторон цилиндров) поднять, а правый опустить, тем самым давая возможность зажимать и освобождать замок нижними челюстями только при свинчивании.

3. При подъеме бурильной колонны, перед развинчиванием, для работы нижними челюстями левый нижний фиксаторный палец опустить, а правый поднять.

4. Установить оба верхних фиксаторных пальца трубозажимного устройства в верхнем положении.

5. Открыть ротор для возможного проворачивания.

Перед пуском ключа в работу необходимо следующее.

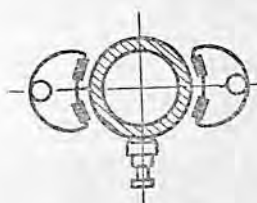
1. В трубозажимное устройство ключа в верхний и нижний корпусы вставить комплект челюстей с упорами соответственно размеру обсадных труб и муфт согласно схемам применения челюстей (табл. 135).

Примечание:

а) при завинчивании и креплении первых труб, челюсти и упоры устанавливают в ключ так, чтобы нижние челюсти были направлены в одну сторону и работали только в сторону завинчивания;

Таблица 134

Схема применения челюстей для бурильных труб



Тип бурильного замка		Условное обозначение челюстей	Условное обозначение упоров	Длина упора, мм
обозначение	наибольшие диаметры D_{\max} , мм			
ЗШ-146	146,5	5"0	50	74,5
Бурильные 114- и 121-мм трубы с приварными замками	172,5	6"0	60	63,5
ЗШ-78	178,5	5"Ш	5Ш	59,5
ЗУ-185	185,5	5"П	5У	56
Бурильные 168-мм трубы с приварными замками	197,5	5"П	5П	50
ЗШ-203	203,5	6"Ш	6Ш	47,5
Бурильные 168-мм трубы с приварными замками	212,5	6"П	6П	42,5
ЗУ-212, бурильные трубы для электробура	216,5	ЭБШ	ЭБШ	50,5

б) при завинчивании и креплении последующих труб нижние челюсти и упоры заменяют под размер муфты.

В этом случае колонну труб от поворота удерживают клинья при запертом роторе.

Нижние челюсти должны быть зафиксированы в среднем нейтральном положении, они выполняют только роль центрирования ключа относительно обсадной колонны.

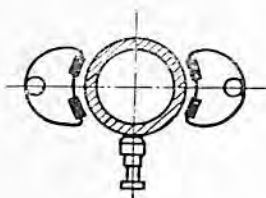
2. Верхний правый фиксаторный палец трубозажимного устройства опустить вниз, а левый — поднять. Это включение фиксаторов производится для более надежной фиксации верхнего челюстедержателя в верхнем конусе (в нейтральном положении) при вращении верхнего корпуса в сторону, обратную завинчиванию, при совмещении и реверсах для дополнительных ударов при подкреплении.

Кроме подготовки ключа и проведения работ на буровой, связанных со спуском обсадной колонны, необходимо на втором поясе буровой вышки (башенного типа), правой или левой стороны от приемных мостков прикрепить раму с люлькой для верхового рабочего или установить центратор для обсадных труб.

Центрирование трубы перед свинчиванием относительно оси спущенной колонны производится верховым рабочим с площадки при помощи хомута.

При центрировании трубы центратором сперва его настраивают, т. е. устанавливают, а затем закрепляют в положении, которое определяется первой свинченной с колонной трубой.

Схема применения челюстей для обсадных труб и муфт



Обсадная труба или муфта		Условное обозначение челюстей	Условное обозначение упоров	Длина упора, мм	Применяемые сухари и прокладки
обозначение	Наибольшие диаметры D_{\max} , мм				
Обсадная 141-мм труба	143,5	5°0	50	74,5	Одна прокладка $S=2,5$. Сухари с насечкой
Обсадная 146-мм труба	148,5	5°0	50	74,5	Сухари с насечкой
Обсадная 159-мм труба	161,3	6°0	60	63,5	Две прокладки $S=5,25$. Сухари с насечкой. Заменить штифт
Муфта для обсадных 141- и 146-мм труб	168,5	6°0	60	63,5	Сухари гладкие
Обсадная 168-мм труба	170,5	6°0	60	63,5	Сухари с насечкой
Муфта для обсадной 159-мм трубы	181,7	5°Ш	5Ш	59,5	Сухари с насечкой
Муфта для обсадной 162-мм трубы	190,9	5°П	5П	50	Сухари гладкие
Обсадная 149-мм труба	196,8	5°П	5П	50	Сухари гладкие

Управление ключом

Начиная работу на пульте управления ключом, необходимо открыть 2" кран, для чего вставить красную рукоятку и повернуть ее в вертикальное положение.

Управляет ключом с пульта двумя рукоятками.

При уходе бурильщик или помощник бурильщика с поста управления ключом обязаны закрыть 2" кран и снять красную рукоятку с пульта с тем, чтобы пневматическая система ключа не находилась под давлением.

Управление при спуско-подъеме бурильной колонны

Работой ключа при завинчивании или развинчивании бурильной колонны в процессе спуско-подъема колонны управляют поочередно, включая в работу механизмы ключа.

Перед началом работы ключом бурильная колонна должна быть посажена на клинья (или элеватор), при этом замок, предназначенный к завинчиванию или развинчиванию, должен находиться на уровне нижних и верхних челюстей.

После этого подводят ключ к трубе, зажимают нижними челюстями бурильный замок, завинчивают или развинчивают бурильный замок, совмещают трубо-зажимные устройства, освобождают нижние челюсти и отводят ключ от трубы.

Подвод ключа и зажим нижних челюстей

Для подвода ключа к бурильной колонне необходимо левую рукоятку 9 отклонить «от себя» до отказа.

После прижатия упоров трубозажимных устройств ключа к замку бурильной колонны зажимают замок нижними челюстями, отклоняя ту же рукоятку влево (при завинчивании) или вправо (при развинчивании).

Завинчивание или развинчивание бурильного замка и совмещение

После подвода ключа к трубе включают пневмодвигатель поворотом рукоятки 10 правой рукой до отказа «на себя» (при завинчивании) или «от себя» (при развинчивании). При этом положении рукоятки 10 происходит холостое вращение верхнего корпуса трубозажимного устройства вокруг бурильного замка — период разгона вращающихся масс.

Затем отклонением этой же рукоятки влево включают верхние челюсти, которые, зажимая верхнюю половину бурильного замка, передают вращение бурильной трубе. Как только верхние челюсти зажали трубу (замок) и началось вращение бурильной трубы, рукоятку 10 отводят вправо до упора с тем, чтобы не было лишних ударов шариков храпового устройства.

После окончания завинчивания или развинчивания бурильного замка рукоятку 10 возвращают в нейтральное положение.

Из нейтрального положения правую рукоятку 10 поворачивают вправо до упора, включая стопор совмещения. Затем эту же рукоятку отклоняют «от себя» (после завинчивания) или «на себя» (после развинчивания), включая пневмодвигатель на малые обороты для совмещения трубозажимных устройств.

После совмещения трубозажимных устройств рукоятку 10 возвращают в нейтральное положение.

Совмещать трубозажимные устройства при развинчивании можно и отклонением рукоятки 10 в прорези кофры пульта «для совмещения» в ту же сторону, т. е. по ходу движения при развинчивании свечи. Это может хорошо получиться при соответствующем навыке рабочего по управлению ключом. В этом случае рукоятка 10 из прорези развинчивания должна быть быстро переключена в прорезь совмещения, без остановки вращения трубы. При этом совмещении челюсти включаются вследствие инерции вращающейся трубы в момент остановки верхнего корпуса стопором совмещения. Совмещение при развинчивании выгодно тем, что оно происходит быстро, и, кроме того, исключаются случаи захвата последней ниткой конусной резьбы шпнеля за резьбу муфты замка.

**Схема пооперационного включения рукояток
пульта управления при свинчивании и развинчивании
бурильных труб**

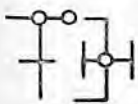
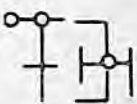
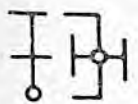
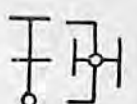
Свинчивание		Развинчивание	
	Ключ в отведенном положении		Ключ в отведенном положении
	Подвод ключа		Подвод ключа
	Зажатие замка нижними челюстями		Зажатие замка [нижними челюстями
	Холостое вращение верхних челюстей		Холостое вращение верхних челюстей
	Завинчивание бурильной трубы ¹		Отвинчивание бурильной трубы ²
	Совмещение		Совмещение ³

¹ Наклоном правой рукоятки влево (показано пунктиром) производят включение верхних челюстей и с момента вращения трубы рукоятку ставят в исходное положение (показано жирной линией) для того, чтобы не было лишних ударов храпового устройства.

² Аналогично примечанию ¹ для свинчивания при неоткреплении резьбы с одного раза операцию по разгону и зажатию повторяют.

³ Возможно производить совмещение и в сторону развинчивания (показано пунктиром).

Продолжение табл. 136

Свинчивание		Развинчивание	
	Освобождение нижних челюстей ¹		Освобождение нижних челюстей ¹
	Отвод ключа		Отвод ключа

¹ Наклоном левой рукоятки вправо (показано пунктиром) производят включение цилиндра нижних челюстей для возврата в нейтральное положение. После этого ставят рукоятку в нейтральное положение (показано жирной линией).

Освобождение нижних челюстей и отвод ключа

Освобождают нижние челюсти поворотом рукоятки 9 левой рукой слева направо с переходом за нейтраль при завинчивании и справа налево также с переходом на нейтраль при развинчивании.

После этого отводят ключ поворотом той же рукоятки на нейтраль «на себя» через центральное положение до упора. Когда ключ будет отведен от центра скважины, рукоятку возвращают в нейтральное положение.

Примечание. Освобождение нижних челюстей при развинчивании для ускорения следует выполнять во время вращения трубы после снятия натяга в резьбовом соединении.

Управление ключом в процессе спуска обсадной колонны

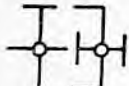
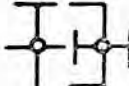
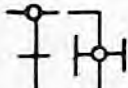
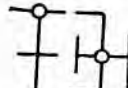
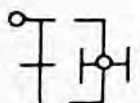
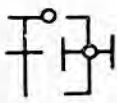
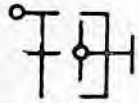
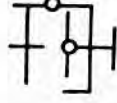
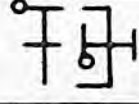
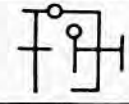

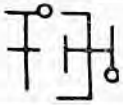

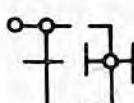
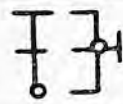
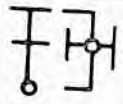
При завинчивании и докреплении обсадных труб в процессе спуска их в скважину работой ключа управляют в основном так же, как и при завинчивании буровых труб, с той лишь разницей, что завинчивать резьбу начинают с минимально малых оборотов вращения трубы и к концу свинчивания обороты доводят до максимальных, при этом рукоятку 10 перемещают в прорези кофры пульта управления «для обсадных труб».

Докрепление резьбы обсадных труб выполняют так же, как и буровых труб — ударами. Для надежного закрепления резьбы необходимо 4—5 ударов до момента трогания муфты обсадных труб в заводской навертке.

При спуске первых труб установку колонны по высоте производят с зажимом труб (колонны) нижними челюстями.

Последующие трубы завинчивают и докрепляют без участия в работе нижних челюстей, а нижние челюсти и упор заменяют на размер под муфту обсадной трубы. Нижние челюсти не включают, и они в этом случае служат для центровки ключа относительно обсадной колонны. Обсадную колонну удерживают от проворота клиньями при запертом роторе.

Схема
пооперационного включения рукояток пульта управления
при свинчивании и развинчивании обсадных труб

Свинчивание		Развинчивание	
	Ключ в отведенном положении		Ключ в отведенном положении
	Подвод ключа		Подвод ключа
	Зажатие муфты нижними челюстями		Зажатие муфты нижними челюстями
	Зажатие трубы верхними челюстями		Зажатие трубы верхними челюстями
	Завинчивание обсадной трубы ¹		Отвинчивание обсадной трубы ³
	Совмещение		Совмещение
	Освобождение нижних челюстей ²		Освобождение нижних челюстей ⁴
	Отвод ключа		Отвод ключа

¹ По окончании завинчивания трубы производят ее подкрепление (не менее 3—4 ударов) аналогично закреплению буровых труб.

² Перевести рукоятку вправо за нейтральное положение (показано пунктиром) и вернуть в нейтральное.

³ При сильной затяжке резьбы предварительно производят раскрепление с разгоном аналогично раскреплению буровых труб.

⁴ Как и при свинчивании, но в обратную сторону.

Таблица 138

Карта смазки

Место смазки	Смазка		Указания по смазке
	летом	зимой	
Зубья резиновой шестерни	Пресс-солидол УС-1 ГОСТ 1033—51	Пресс-солидол УС-1 ГОСТ 1033—51	Смазывать помазком не реже одного раза в неделю
Полости и вкладыши в корпусах трубозажимного устройства	То же	То же	Смазывать перед каждым спуско-подъемом помазком, предварительно тщательно очистив детали от грязи и глинистого раствора
Подшипники паразитных шестерен редуктора	»	»	Заправлять один раз в месяц через прессмасленки при помощи шприца
Роликовая опора разрезной шестерни	Смесь из трех частей солидола УС-1 ГОСТ 1033—51 и одной части турбинного масла 22 ГОСТ 32—53		Пневматическую масленку заправляют ежедневно. Расход смазки регулируют пглой, расположенной под масленкой. Очередную заправку смазки производят пневмомасленкой, опущенной до контрольной метки
Вкладыши каретки и полозья ключа	Машинное масло марки «Л»	Турбинное масло	Масло заливают через колпачковые масленки на корпусе каретки, перед каждым спуско-подъемом, предварительно очищая полозья от грязи
Редуктор ключа	Нигрол легкий ГОСТ 542—50	Нигрол зимний ГОСТ 542—50	Масло заливают до уровня контрольной пробки на боковой крышке редуктора. Доливают один раз в неделю и по мере надобности. Меняют масло один раз в три месяца
Ролики челюстей	Графитовая смазка	Графитовая смазка	При каждой установке челюстей в трубозажимное устройство ключа

Продолжение табл. 138

Место смазки	Смазка		Указания по смазке
	зимой	летом	
Пневматический двигатель ДР-13	Машинное масло марки «Л»	Турбинное масло	Уровень масла должен находиться в пределах щупа пневмодвигателя. Меняют масло один раз в три месяца. Доливают масло ежедневно
Втулки цилиндров подвода и отвода и цилиндров зажима нижних челюстей	Машинное масло марки «Л»	Турбинное масло	Заправляют шприцем через пресс-масленки на передних крышках. Перед каждым спускоподъемом не реже одного раза в неделю
Блок цилиндров и цилиндры зажима нижних челюстей и подвода-отвода ключа	То же	Машинное масло, разбавленное керосином	Смазывают поршни цилиндров и внутреннюю полость не реже одного раза в три месяца, с предварительной очисткой от грязи
Верхний подшипник промежуточного вала	Пресс-солидол УС-1 ГОСТ 1033—51	Пресс-солидол УС-1 ГОСТ 1033—51	Заправляют через пресс-масленку, не реже одного раза в неделю

Пневматические раскрепители резьбовых соединений бурильных свечей ПРС-1 и ПРС-2

Пневматические раскрепители резьбовых соединений бурильных свечей предназначаются для раскрепления резьбовых соединений бурильных труб при помощи машинных ключей.

Таблица 139

Техническая характеристика пневматических раскрепителей

Показатели	ПРС-1	ПРС-2
Усилие, развиваемое пневматическим цилиндром, с учетом коэффициента полезного действия при давлении воздуха, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$:		
5,0	4	5,16
6,0	4,8	6,2
7,0	5,6	7,23
8,0	6,4	8,26
Диаметр пневматического цилиндра, мм	365	412
Ход поршня, мм	700	750
Расход воздуха на одно раскрепление, м^3	0,47	0,6
Управление	Краном с поста бурильника	
Габаритные размеры	450 × 700 × 2800	
Вес, $\kappa\Gamma$	437	462

Пневматический раскрепитель ПРС-1 (рис. 126) состоит из пневматического цилиндра 2 с противовесом 3, стойки 4 с верхними и нижними кронштейнами 1 и 7, ролика 5, свободно вращающегося на оси 6, четырех хомутов 8 для крепления пневматического цилиндра к ноге вышки и крана управления цилиндром, смонтированного на пульте бурильщика.

Пневматический цилиндр шарнирно связан с кронштейном 1, что обеспечивает ему свободное перемещение относительно оси и компенсирует неточности сборки механизма.

Для управления цилиндром применяют кран моториста УЗТМ, который смонтирован на пульте бурильщика.

Воздух к крану управления подводится от коллектора, находящегося в пульте бурильщика.

Цилиндр смазывают через отверстие регулировочного болта в верхней крышке.

Высоту установки цилиндра принимают такой, при которой тяговый канат, идущий от ролика к машинному ключу, находился бы в горизонтальном положении.

При применении пневматического раскрепителя ПРС на скважинах, оборудованных буровыми установками Уралмаш-3Д, стойку с пневматическим цилиндром на 53-м вышке устанавливают сзади лебедки У2-5-4 с таким расчетом, чтобы тяговый канат от пневматического цилиндра к машинному ключу проходил между диском катушки КАП-4У и подшипником катушечного вала лебедки.

Стойку вместе с цилиндром крепят к вертикально установленной сзади лебедки 141—168-мм буровой трубе.

Работа с ПРС. Резьбовые соединения буровых труб раскрепляют следующим образом: первую часть работы, т. е. зарядку машинных ключей, выполняют так же, как и при работе с любой автоматической катушкой. Зарядив ключи, рабочие должны немедленно отойти в сторону за пределы радиуса его поворота и зоны возможного поражения натяжным канатом в случае соскакивания его с ключа или обрыва.

Бурильщик поворотом рукоятки крана под давлением 6—8 кг/см² выпускает сжатый воздух в нижнюю часть цилиндра. Под действием сжатого воздуха поршень поднимается вверх, и затем поворотом рукоятки машинного ключа и при помощи каната бурильщик раскрепляет резьбовое соединение замков свечей.

Раскрепив резьбовое соединение замка, бурильщик поворотом рукоятки крана выпускает воздух из цилиндра и включает ротор для развинчивания свечи.

Поршень со штоком под действием контргруза опускается к нижнему крайнему положению.

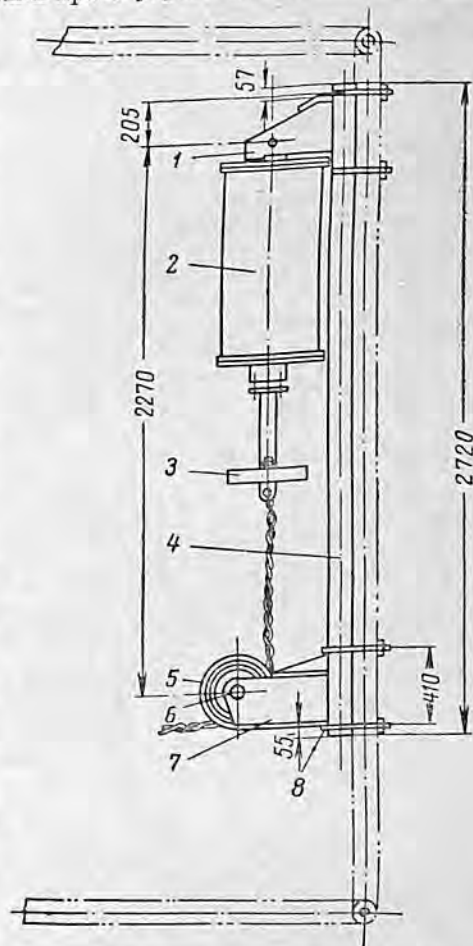


Рис. 126. Пневматический раскрепитель ПРС-1.

Если при раскреплении резьбовых соединений поршень сильно ударяется об верхнюю крышку цилиндра, то необходимо при помощи регулирующего болта, имеющегося на верхней крышке, перекрыть отверстия для выхода воздуха из верхней полости цилиндра. Закрывать отверстия полностью не рекомендуется, так как поршень не успеет опуститься к крайнее нижнее положение за время между двумя раскреплениями резьбовых соединений.

При недостаточном усилии, создаваемом пневматическим цилиндром, рекомендуется резьбовые соединения раскреплять при помощи бочка, прикрепляемого к рычагу машинного ключа. Для этого необходимо иметь канат соответствующей длины.

Раскрепление при помощи бочка производится следующим образом: тяговый канат, идущий от ролика пневматического цилиндра, пропускают через бочек на рычаге ключа, свободный конец его прикрепляют к стойке лебедки. При такой оснастке каната усилие на рукоятке машинного ключа удваивается, а величина хода соответственно уменьшается.

Уход за пневматическим раскрепителем заключается в периодическом осмотре тягового каната, мест соединений и в смазке штока поршня.

Цилиндр смазывают машинным маслом по мере надобности, но не реже одного раза в два месяца через патрубок на верхней крышке.

В зимних условиях цилиндр смазывают машинным маслом с добавлением 25—30% керосина.

Пневматический клиновый захват ПКЗ-3

Пневматический клиновый захват (рис. 131) ПКЗ-3 состоит из домкратного устройства для подъема, опускания и поддержания клиньев на месте, поворот-

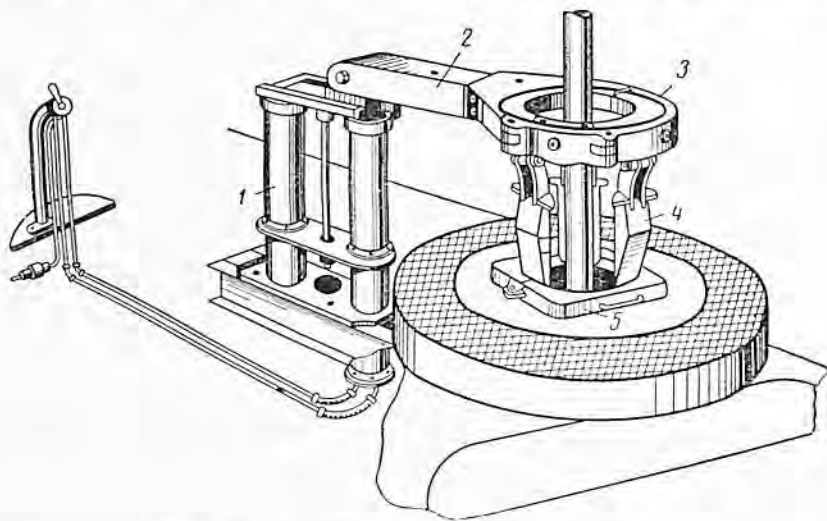


Рис. 127. Пневматический клиновый захват ПКЗ-3.
1 — пневматический домкрат; 2 — рычаг; 3 — кольцо; 4 — клин; 5 — направление клиньев.

ного рычага, держателя с вращающимся на четырех роликах кольцом, к которому на шарнирных подвесках подвешены клинья, направляющей клиньев, трех клиньев со съемными магазинами, плашек, рамы, к которой крепится нижняя плита домкратного устройства, и золотникового крана управления.

Клинья снабжены сменными магазинами с комплектами плашек для работы с 114-, 141- и 168-мм бурильными трубами.

Клинья в заряженном состоянии под нагрузкой могут вращаться вместе с ротором и бурильной колонной.

Максимальный ход пневматического захвата 485 мм. Управление клиновым захватом осуществляется воздухом под давлением 7—8 кг/см² с пульта бурильщика.

Габаритные размеры 2340 × 1425 × 820 мм.

Воздух к пневматическому клиновому захвату можно подавать от компрессора, входящего в комплект бурового станка, а на буровой, где нет сжатого воздуха, — от индивидуальной компрессорной установки.

На промысле применяют установки типа 0-38, выпускаемые заводом «Пневмостроймашина» им. Орджоникидзе.

Техническая характеристика установки типа 0-38

Производительность, м ³ /ч	27—30
Рабочее давление, кг/см ²	6—8
Число цилиндров	2
Емкость цилиндров компрессора, л	0,8
Емкость воздухохранилища, л	22
Тип двигателя	A42/4
Привод	клиноременная передача
Вес установки, кг	168
Габаритные размеры, мм:	
длина	945
ширина	430
высота	840

Перед спуском или подъемом бурильной колонны пневматический клиновой захват устанавливают в рабочее положение, для чего: 1) запирают вкладыши ротора замком; 2) поднимают воздухом домкратное устройство; 3) раскрывают створку корпуса и вкладыш внутреннего кольца держателя клиньев (чтобы кольцо с клиньями не вращалось, его запирают скобой); 4) открывают защелку поворотного рычага и держатель клиньев при помощи лома или руками заводят на колонну бурильных труб; если держатель заводят руками, то его следует приподнять на 40—60 мм; 5) закрывают вкладыш внутреннего кольца и створку корпуса, запирают их пальцами, подвешенными на цепочках, открывают скобу и в ротор вставляют направляющую клиньев.

При выведении пневматического клинового захвата из рабочего состояния в нерабочее все эти работы выполняют в обратной последовательности.

Для того чтобы освободить из клиньев колонну бурильных труб при спуске в скважину, необходимо установить кран управления в положение, соответствующее подъему клиньев, и одновременно приподнять колонну. При этом клинья выйдут из конусного отверстия ротора и займут верхнее положение.

Чтобы посадить колонну бурильных труб на клинья, необходимо спустить колонну до подхода элеватора к держателю клиньев. Как только элеватор подойдет к держателю клиньев, маневрируя краном управления, нужно опустить клинья в отверстие ротора, одновременно продолжая спуск колонны.

После посадки колонны на клинья, когда элеватор несколько приспущен ниже муфты трубы, надо раскрыть элеватор и отвести от трубы, после чего его можно поднять за очередной свечой.

При подъеме колонны необходимо повернуть рукоятку крана в положение, соответствующее подъему клиньев, включить лебедку и поднять колонну на необходимую высоту. Одновременно с подъемом колонны поднимаются и клинья, которые займут верхнее положение. Как только нижняя муфта поднятой труб

окажется выше держателя клиньев, нужно прекратить подъем и переключить край управления на спуск клиньев. При посадке колонны труб на клинья замковая муфта должна находиться на такой высоте от ротора, чтобы на трубу под замок можно было свободно надеть элеватор; после посадки колонны на клинья можно раскреплять замковое соединение двумя машинными ключами.

При спуске и подъеме бурильных труб необходимо периодически смазывать конусную часть клиньев и вкладыша ротора смазкой, состоящей из 80% (по весу) графита и 20% солидола.

Пневматический клиновой захват ПКР-У7

Пневматические клинья служат для подвески спущенной в скважину бурильной колонны или спущенных в скважину обсадных труб при освобожденной талевой системы для выполнения следующих элементов этой операции либо других работ.

При подъеме бурильной колонны пневматические клинья принимают на себя весь вес колонны, находящейся в скважине, на время, необходимое для отсоединения верхней свечи, установки ее за палец и подачи ходового элеватора к муфте очередной свечи, зажатой клиньями в устье скважины; при спуске бурильной колонны — на время, необходимое для подъема пустого элеватора за очередной свечой, подачи очередной свечи и соединения ее с подвешенным на клинья инструментом.

Пневматические клинья можно установить в роторах типа У7-520 и Р560-Ш8 перед спуско-подъемом, после извлечения из устья скважины ведущей трубы. На этих клинях можно поднимать и спускать 89-, 114-, 127-, 141- 146- и 163,5 м

Таблица 140

Карта смазки

Место смазки	Количество смазываемых точек	Тип масленки	Смазка	
			летняя	зимняя
Ось вертлуга	1	Наливная	Машинное масло	Машинное масло
Шарикоподшипник ролика . .	4	Пресс-масленка	Тавот	Тавот
Направляющие цилиндров . .	2	То же	»	Трансформаторное масло
Золотниковый кран	1	Наливная	Машинное масло	То же
Ось рычага	1	»	Нефть	Нефть
Замок	1	»	»	»
Плита поворотного рычага . .	1	»	»	»
Плоскость плиты вертлуга . .	1	»	Тавот	»
Шарниры	4	»	Нефть	»
Ось рамы	1	»	»	»
Внутреннее кольцо (опорная реборда)	1	—	Тавот	»
Болты подвески	3	Наливная	Нефть	»
Болты клина	3	»	»	»
Клинья	3	—	80% графита	и 20% тавота
Направляющая клиньев (конусная поверхность)	1	—	Тавот	Нефть

бурильные трубы, а также спускать в скважину 140-, 146- и 168-мм обсадные трубы.

Поднимают и опускают клинья пневматическим цилиндром.

Примечание. Нормальный диаметр корпуса клиньев для ротора У7 — 520 мм, а для ротора Ш8 — 560 мм.

Техническая характеристика клинового захвата ПКР-У7

Допустимый вес бурильных труб, с толщиной стенки 8 мм, с учетом их прочностных характеристик на износ и смятие клиньями:

90 т труб из стали марки Д	
125 т » » » » Е	
145 т » » » » Л	
160 т » » » » М	
Ход клиньев, мм	414
Диаметр пневматического цилиндра, мм	200
Ход поршня пневматического цилиндра, мм	255
Рабочее давление сжатого воздуха, кг/см ²	7 ÷ 8
Число клиньев в комплекте	4
Управление клиньями	дистанционным педальным крапом у поста бурильщика
Габаритные размеры, мм	1460 × 1330 × 630
Вес клиньев, кг	1645

Приспособление для автоматической установки бурильных свечей на подсвечник АУС-3

АУС-3 (рис. 128) на буровой устанавливают на месте обычного подсвечника. Он рассчитан на установку бурильных свечей в количестве: при 168-мм бурильной колонне — 87 свечей и при 141-мм — 109 свечей длиной 24—25 м.

Подсвечник разгорожен на 10 ячеек. Каждая ячейка закрывается створкой. При загрузке трубами очередной ячейки створка открыта. Подсвечник разделен на две равные части специальным «коридором», через который при помощи крюка-сбрасывателя затаскивается свеча. Для направления свечей в соответствующую сторону между распределителями подсвечника и упором устанавливают направляющую трубу, один конец которой надевают на стойку центрального прохода, а второй конец закладывают в паз откидного упора. После заполнения одной стороны приспособления бурильными свечами направляющую трубу переставляют на другую сторону.

Крюк-сбрасыватель (рис. 129) прикрепляют к свободному концу стального троса 1, укрепленного за второй пояс вышки над серединой металлического подсвечника.

Для смягчения ударов и некоторого торможения свечей при подаче с ротора на подсвечник барьеры АУС обшиваются резиной.

Монтируют АУС на скважине следующим образом. Под металлическое основание подсвечника укладывают 5—7 деревянных брусков с зазором между ними 80—130 мм для стока глинистого раствора. Затем брусья крепят гвоздями к полу буровой, на них ставят подсвечник с таким расчетом, чтобы расстояние от нижнего пояса вышки до подсвечника было равно 520—1000 мм. При этом подсвечник должен быть ниже стола ротора не более чем на 240 мм.

При монтаже подсвечника упор ставят в рабочее положение и крепят болтами. Одновременно с монтажом распределителя на втором поясе вышки закрепляют стальной канат с крюком-сбрасывателем и стяжкой. Прежде чем приступить к подъему бурильной колонны при помощи АУС, необходимо:

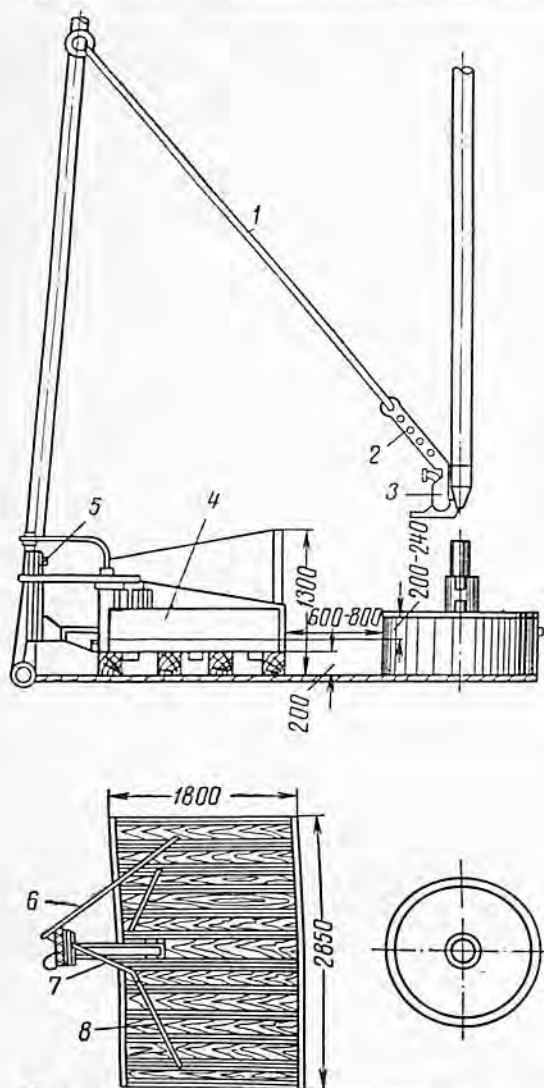


Рис. 128. Приспособление для авто литической установки бурильных свечей на подсвечник АУС-3. 1 — стальной канатик; 2 — стяжка; 3 — крюк-сбрасыватель; 4 — металлический подсвечник; 5 — упор; 6 — направляющая планка; 7 — отклоняющая планка; 8 — створка.

1) отрегулировать стяжку так, чтобы крюк-сбрасыватель проходил через центральный «корridor» подсвечника и ударялся своим курком о среднюю часть деревянного упора;

2) надеть направляющий канат на створку той ячейки, в которую будут устанавливаться свечи.

При установке первого ряда свечей направляющий канат не надевается, так как створки ячеек, подлежащих заполнению, закрыты.

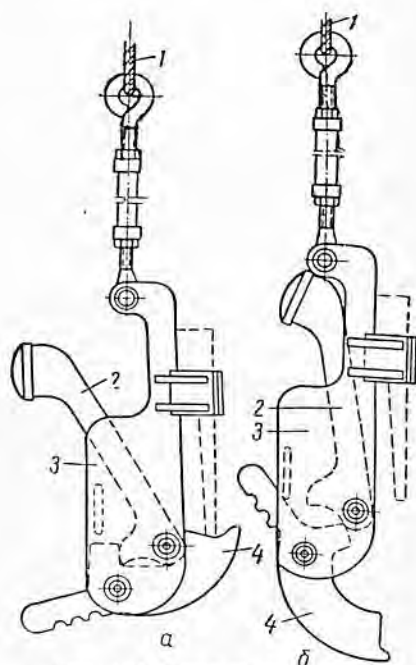


Рис. 129. Крюк-сбрасыватель. а — крюк-сбрасыватель в варяженном виде; б — крюк-сбрасыватель в рабочем виде; 1 — стальной трос; 2 — курок; 3 — корпус; 4 — опора.

Комплексная установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций в бурении АСП-1

Применением комплексных установок достигается:

1) совмещение во времени спуска и подъема колонны труб, а также холодного хода элеватора со свинчиванием и развинчиванием свечи, установкой свечи на подсвечник и выносом ее с подсвечника;

- 2) механизация свинчивания и развинчивания бурильных труб;
- 3) автоматизация открывания и закрывания элеватора;
- 4) механизация установки свечей на подсвечник и выноса их к центру скважины;
- 5) механизация погрузочно-разгрузочных работ на приемных мостках.

Техническая характеристика основных узлов комплексной установки АСП-1

Талевая система

Максимальная грузоподъемность, <i>т</i>	130
Талевый канат	канат (трос) $6 \times 37 =$ = 222 проволоки и один органический сердечник по ГОСТ 3071-55
Диаметр роликов, <i>мм</i>	900
Число струн оснастки	8

Механизмы для расстановки свечей

1. Магазины:	
количество свечей при расстановке 168-мм бурильных труб	79
количество свечей при расстановке 141-мм бурильных труб	93
2. Механизм для захвата и переноса свечи:	
а) высота подъема свечи, <i>мм</i>	900
б) максимально допустимый вес свечи, <i>кг</i>	1400
3. Механизм подъема свечи для вертикаль- ного перемещения механизма захвата свечи вместе со свечой:	
а) грузоподъемность, <i>кг</i>	1500
б) скорость подъема свечи, <i>м/сек</i>	0,267
в) диаметр подъемного каната, <i>мм</i>	15,5
г) привод	электродвигатель МГК-21-6 крановый короткозамкнутый асинхронный трех- фазного тока; напря- жение 220/380 в, мощность 5 квт, скорость вращения вала 905 об/мин
4. Механизм для переноса свечи от центра скважины на подсвечник (в магазины) и обратно:	
а) скорость переноса свечи, <i>м/сек</i>	0,3
б) максимальный ход стрелы, <i>м</i>	2,4
в) максимальное перемещение тележки от среднего положения вправо и влево, <i>м</i>	1,96
г) максимально допустимый вес пере- носимой свечи, <i>кг</i>	1400

д) привод стрелы и тележки	электродвигатель АОС 42-4 закрытый, мощность 2,8 <i>квт</i> , скорость вращения вала 1420 <i>об/мин</i>
5. Управление приводом захвата, подъема и перенос свечи	дистанционное с пульта управления, расположенного на уровне подсвечника

Буровая вышка, металлическая (трубчатая) ВМ-45

Тип решетки	крестовая с гибкими связями
Ноги	из 168-мм бурильных труб
Высота вышки, м	45
Высота панели, м	4,027
Размер основания, м:	
внизу	8,6 × 8,6
вверху	2 × 2
Грузоподъемность на крюке, т	150
Вес вышки, т	26

Автоматический электрорычаг для свинчивания и развинчивания бурильных труб

Скорость вращения свечи в минуту при вращении электрорычагом, <i>об/мин</i>	40
Максимальный момент, прикладываемый к бурильному замку при развинчивании, <i>кГ·м</i>	6000
Максимальный момент, прикладываемый к бурильному замку при свинчивании, <i>кГ·м</i>	1200
Скорость отвода ключа от центра скважины и подвода его к центру скважины, <i>м/сек</i>	0,3
Время отвода-подвода ключа, <i>сек</i>	4,5
Максимальный угол поворота ключа при отводе от центра скважины, <i>град</i>	50
Привод	от асинхронных электродвигателей трехфазного тока в закрытом исполнении мощностью 28 и 11 <i>квт</i>
Управление	ручное дистанционное с пульта, расположенного у поста бурильщика

Электрорычаги, предназначенные для удержания колонны бурильных труб на весу

Скорость спуско-подъема клиньев, <i>м/сек</i>	0,3
Высота подъема клиньев, <i>мм</i>	550
Время спуско-подъема клиньев, <i>сек</i>	2,0

Привод	от асинхронного электродвигателя трехфазного тока в закрытом исполнении мощностью 7 квт
Управление	дистанционное ножной педалью с пульта у поста бурильщика

Кран для механизации погрузочно-разгрузочных работ на приемных мостках буровой

Грузоподъемность, т	3
Максимальный радиус действия, м	10
Минимальный радиус действия, м	0,75
Скорость подъема груза, м/мин	8
Угол поворота вправо и влево от среднего положения, град	75
Высота подъема крюка, м	6
Электротали ТБ-311:	
а) мощность электродвигателя при скорости вращения вала 1000 об/мин, квт	4,5
б) диаметр каната (6 × 37 × 1), мм	13
Управление	кнопочное с мостков буровой

Талевая система отличается от обычной тем, что талевый блок состоит из двух секций, раздвинутых относительно центральной вертикальной оси и соединенных между собой траверсой; блок может опускаться и подниматься, пропуская сквозь себя бурильную свечу.

Свеча в вертикальном положении во время ее свинчивания и развинчивания поддерживается центратором, который состоит из двух дверок, расположенных в горизонтальной плоскости на уровне шестого пояса вышки. Талевый блок, поднимаясь вверх, открывает дверки центратора, а при движении вниз закрывает их. При вводе свечи захватом в центр буровой кулачки дверок открываются самой свечой и проускают ее в центр. Для вывода свечи из центра буровая свеча поднимается захватом, верхнее устройство которого открывает кулачки дверок. Захватывается свеча клиновым устройством.

Автоматический элеватор состоит из замкнутого корпуса, через который свободно проходит бурильный замок ЭШ-203. Внутри корпуса помещены четыре клина, подвешенные к тарелке, которая может передвигаться вдоль направляющего патрубка. К тарелке шарнирно прикреплены четыре рычага с роликами, стремящиеся сомкнуться, находясь под действием пружин. При движении элеватора вдоль трубы ролики раздвигаются и приподнимают клинья, которые расходятся, образуя свободный проход для замков бурильных труб. При подходе элеватора к концу свечи или колонны, как только ролики сойдут с последнего замка, под действием пружины они сблизятся между собой и вся система рычагов опустится, клинья сойдутся и захватят свечу под замок. Таким образом, элеватор автоматически захватывает и освобождает свечу или колонну.

Электроключ и электроклинья выполнены в виде общего блока, смонтированного на раме-салазках, которая устанавливается между ротором и лебедкой.

На раме-салазках установлены две колонны. Одна из них служит для поддержания электроключа, другая для поддержания электроклиньев.

Конструкция ключа позволяет свинчивать и развинчивать 141- и 168-мм бурильные трубы, для чего требуется вставить легко снимаемые челюсти соответствующего размера.

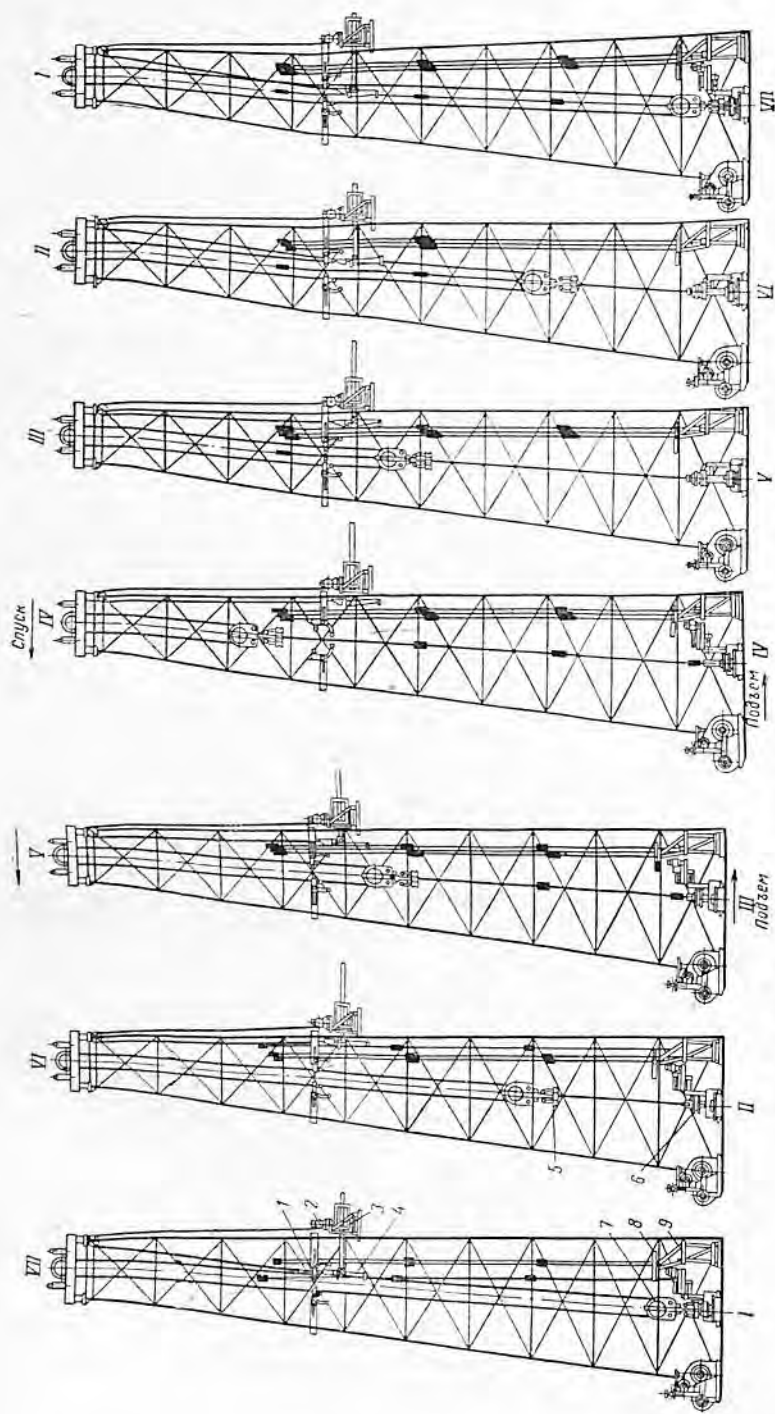


Рис. 130. Схема работы механизмов при спуско-подъемных операциях.

1 — центратор; 2 — механизм подачи свечи; 3 — механизм порозоса свечи; 4 — механизм захвата свечи; 5 — автоматический электроватор; 6 — электрогильзы; 7 — талевый блок; 8 — электроподъем; 9 — подсвечник.

Привод поворота механизма ключа осуществляется от двигателя трехфазного тока мощностью 11 *квт*, а для вращения верхнего ключа служит двигатель трехфазного тока мощностью 28 *квт*.

Электроклинья представляют собой три шарнирно связанных клина, свободно подвешенных на держателе, соединенном рычагом с подвижной кареткой, которая может перемещаться вдоль вертикальной колонны. Спускают и поднимают клинья посредством перемещения каретки червячным редуктором с электродвигателем трехфазного тока мощностью 7 *квт*.

Работа механизмов во время спуско-подъемных операций показана на рис. 130.

ЭЛЕМЕНТЫ МАЛОЙ МЕХАНИЗАЦИИ В БУРЕНИИ

Автоматический затаскиватель ведущей трубы в шурф

Автозатаскиватель (рис. 131) состоит из полукольца направляющей обоймы 1, к которой приварены ушки 2 для пропуска 19-мм каната.

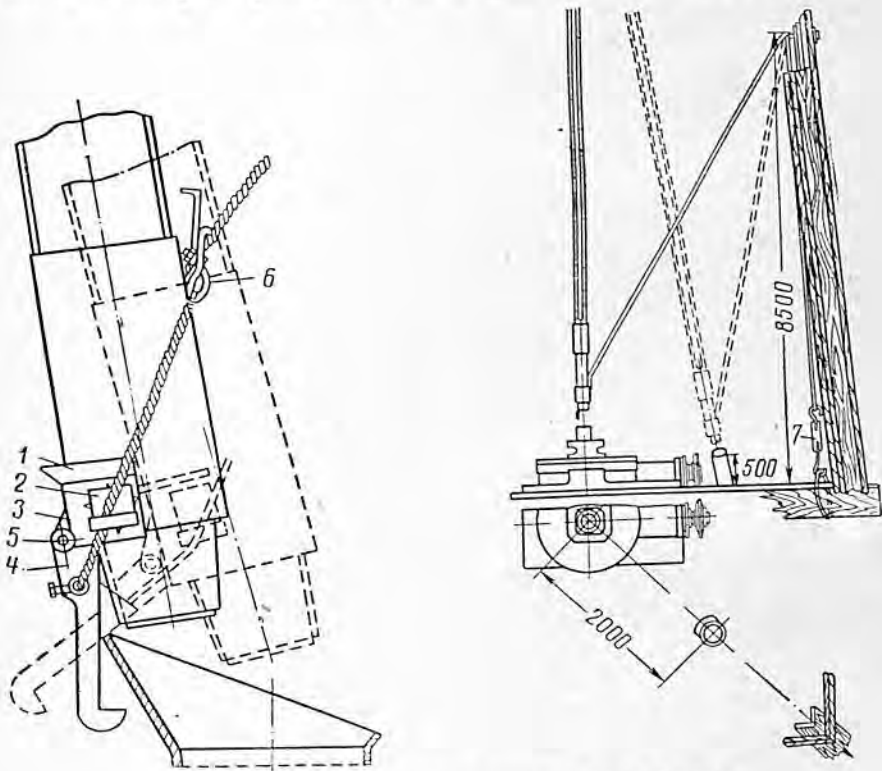


Рис. 131. Автозатаскиватель ведущей трубы в шурф.
— направляющая обойма; 2 — ушки; 3 — петли; 4 — сбрасыватель;
5 — болт; 6 — петля; 7 — регулирующая стяжка.

К обойме шарнирно присоединен сбрасыватель 4, через отверстие в котором пропущен канат, закрепленный стопорным болтом 5.

Устье шурфовой трубы оборудовано козырьком, который отстоит от пола буровой не выше чем на 0,5 м.

К ноге вышки на высоте 8,5 м подвешивают ролик, через который переброшен канат автозатаскивателя. Устанавливают ролик в соответствии с направлением оси, проходящей через устье скважины и шурфа.

Противоположный конец каната автозатаскивателя крепят за рамный брус или нижний пояс вышки при помощи стяжки для регулировки длины каната.

Первый конец каната пропускают через три отверстия автозатаскивателя и крепят к крючку, надеваемому на канат.

Во избежание сползания крючка по канату между прядями пропускают и укрепляют болт.

Круговой ключ Залкина

Круговой ключ (рис. 132) состоит из двух половин-створок 2 и 3, соединенных между собой шарниром 4 и в сомкнутом виде запирающихся замком 7

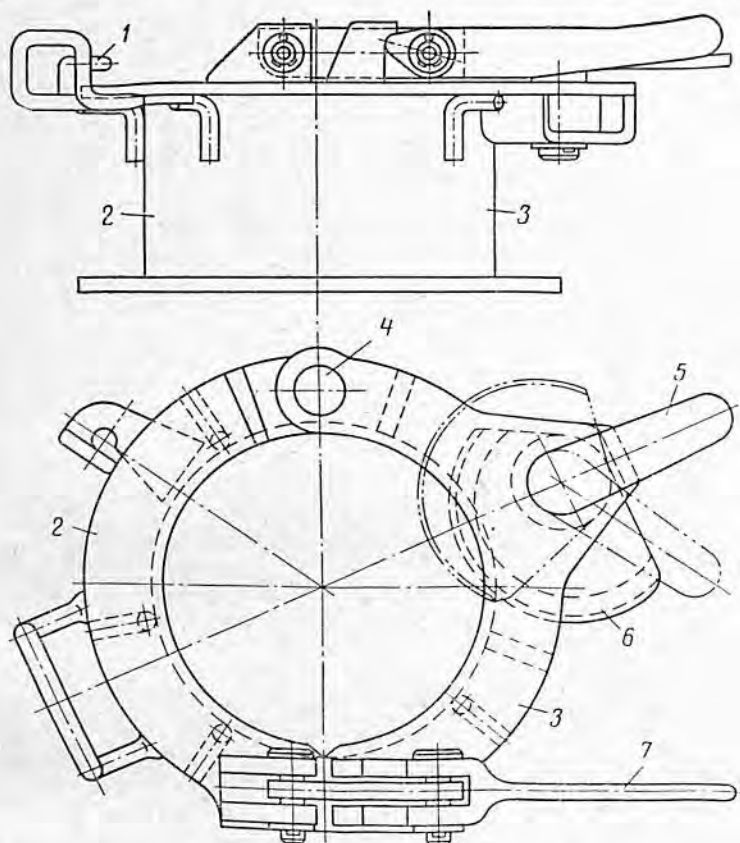


Рис. 132. Круговой ключ Залкина.

1 — крючок; 2, 3 — створки; 4 — шарнир; 5 — рукоятка; 6 — эксцентричный зубчатый сектор; 7 — замок.

На ключе для закрепления его на бурильной трубе установлен эксцентричный зубчатый сектор 6, поворачиваемый рукояткой 5.

Для четкой и бесперебойной работы кругового ключа необходимо иметь гибкий стальной 11—13-мм трос. Для крепления каната на ключе имеется крючок 1.

Длина троса с петлями составляет 5700 мм. Стальной трос соединяется с пеньковым канатом длиной 7—8 м.

Для свинчивания труб стальной канат наматывают на ключ в 5—6 витков.

Четырехколесная тележка для бурильных труб

Четырехколесная тележка (рис. 133) предназначена для выброса из буровой на приемные мостки бурильных труб и турбобуров, а также для перевозки разных инструментов и приспособлений. Габаритные размеры тележки: длина

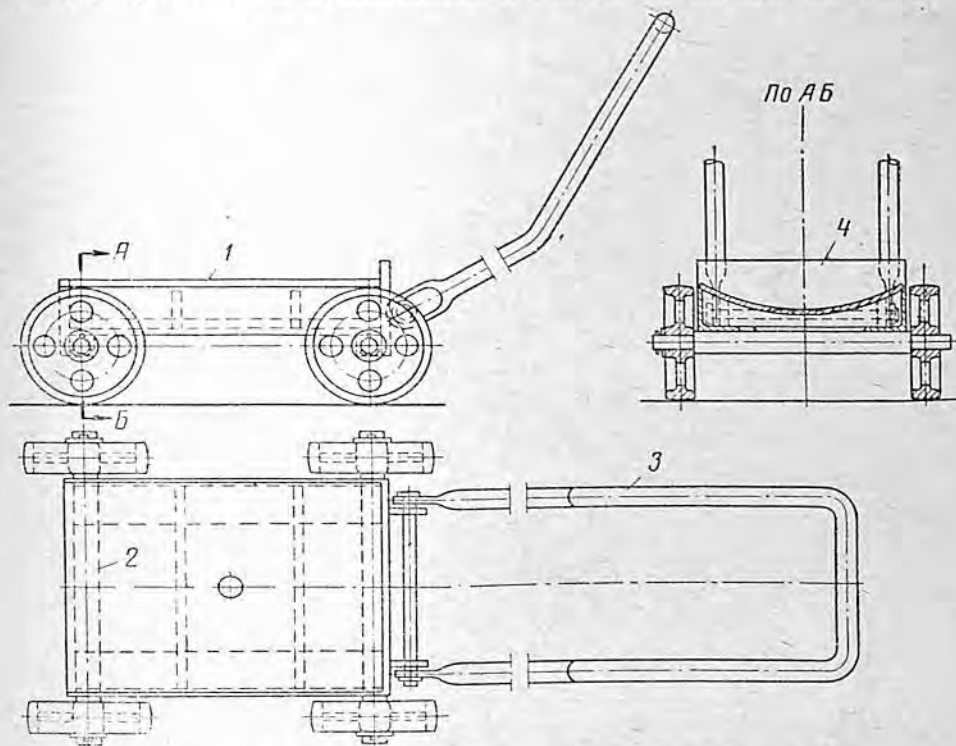


Рис. 133. Четырехколесная тележка для бурильных труб.
1 — кузов; 2 — скат; 3 — ручка; 4 — упорная стенка.

500 мм, ширина 450 мм, высота 210 мм, диаметр колес 150 мм; грузоподъемность тележки 3 т.

Четырехколесные тележки могут быть выполнены с поворотной передней осью.

Таблица 141

Размеры круговых ключей

Номинальный размер ключа, дюймы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, мм	Высота, мм	Вес, кг
4	250	148	440	174	10,3
5	280	180	450	174	10,9
6	300	206	465	174	13,8

Приспособление для правильного наматывания каната на барабан лебедки

Приспособление (рис. 134) состоит из четырех металлических роликов *1* и *2*, смонтированных в общей раме *3*. Поверхность роликов *2* цилиндрическая,

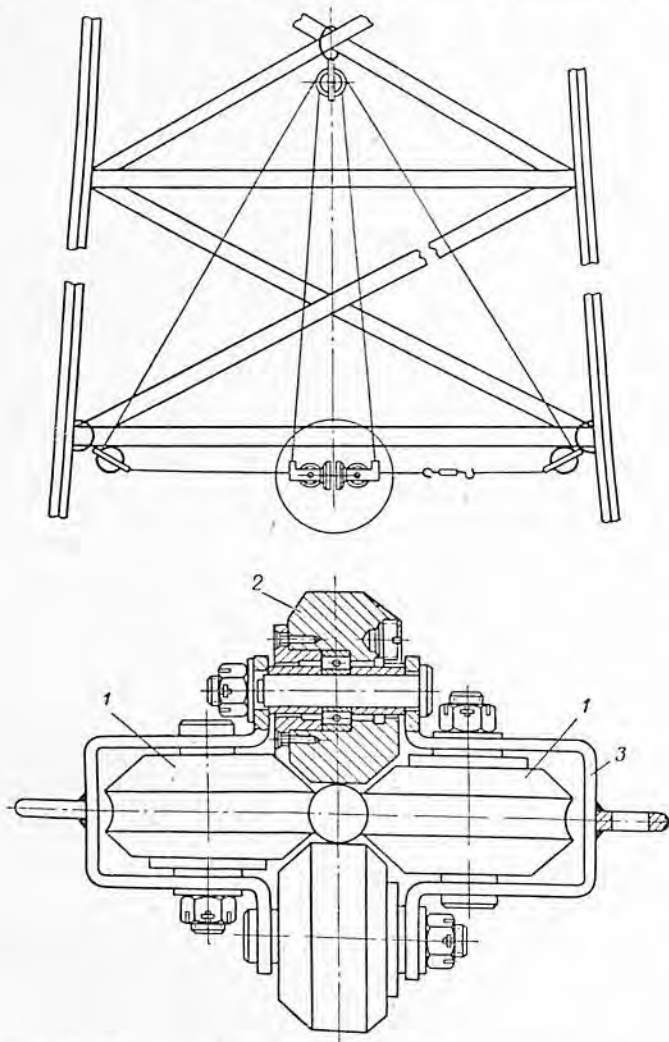


Рис. 134. Приспособление для правильного наматывания каната на барабан лебедки.
1, 2 — ролики; 3 — рама.

а роликов *1* вогнутая. Расположены они попарно, образуя в центре направляющее отверстие для каната.

Приспособление подвешено на системе блоков и тросов над подъемным барабаном на высоте первого пояса вышки.

Два боковых блока диаметром 200 мм прикреплены к первому поясу вышки. Третий блок того же диаметра и сидящий с ним на одной оси блок диаметром 150 мм подвешены ко второму поясу.

Приспособление для крепления неподвижного конца талевого каната

Для правильного крепления неподвижного конца талевого каната служит специальное приспособление (рис. 135), состоящее из литого корпуса 1 с опорной плитой. Корпус имеет прилив-опору для вкладышей 3, прижимаемых к приливу крышкой 2.

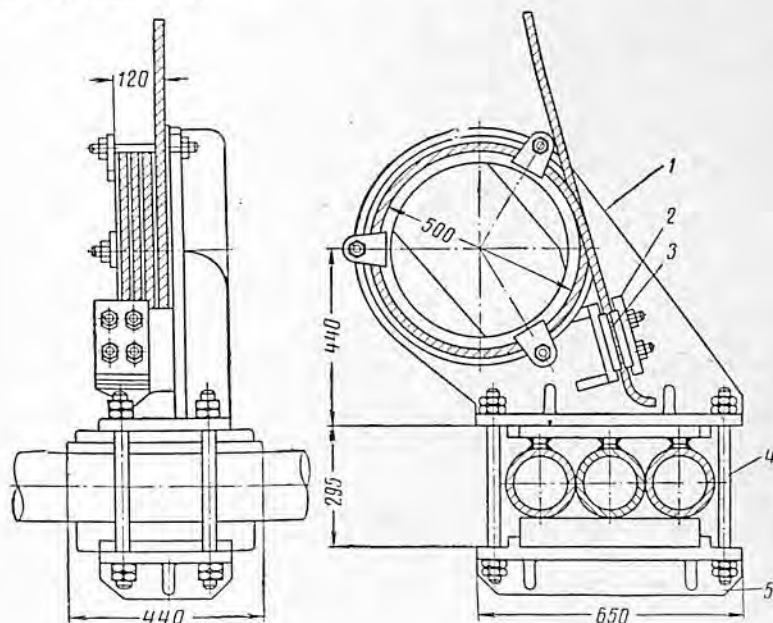


Рис. 135. Приспособление для крепления неподвижного конца талевого каната.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — вкладыши; 4 — шпильки; 5 — нижняя плита.

Приспособление установлено на рамных брусках и прикреплено при помощи нижней плиты 5 и шпилек 4.

Неподвижный конец каната четырьмя витками навивают на барабан приспособления, а свободный конец зажимают между вкладышами.

Диаметр барабана приспособления 500 мм. Максимальное натяжение неподвижного конца каната 38 Т.

Подвесной блок для якорного каната

Подвесной блок (рис. 136) состоит из серьги 1, ролика 2 и пальца 3. В центре пальца расположено отверстие для смазки.

Основные размеры блока даны на чертеже.

Предохранительный ролик для якорного каната

Ролик (рис. 137) служит для предохранения якорного каната от истирания об узловую косынку ворот вышки.

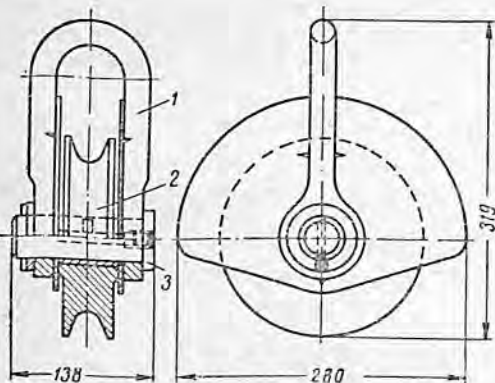


Рис. 136. Подвесной блок для якорного каната.

1 — серьга; 2 — ролик; 3 — палец.

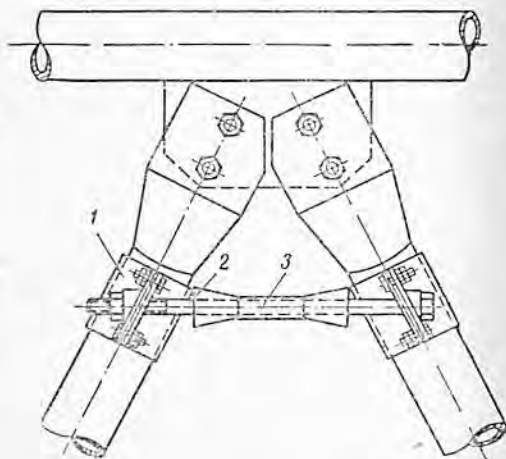


Рис. 137. Предохранительный ролик для якорного болта.

1 — ролик; 2 — ось-болт; 3 — хомут.

Приспособление состоит из ролика 1, свободно насаженного на ось-болт 2, пропущенный через отверстия в хомутах 3, прикрепленных к раскосам вышки ниже узловой косынки.

Приспособление против разбрызгивания глинистого раствора с автоматическим затвором

Приспособление против разбрызгивания с автоматическим затвором (рис. 138) состоит из двух половин, соединенных между собой петлями и запирающихся автоматическим затвором, состоящим из вертикального валика с ручкой 3, двух затворов 2, пружины и кулачков. Внутренний диаметр верхней манжеты 1 соответствует наружному диаметру буровой трубы, а внутренний диаметр нижней манжеты 5 — наружному диаметру замка буровой трубы.

Для стока глинистого раствора в желоб служит патрубок 4, а для подвешивания приспособления — две петли 6.

Приспособление выпускается заводами нефтяного машиностроения для буровых труб диаметром до 168 мм.

Приспособление для наращивания буровой колонны тремя элеваторами

В комплект приспособлений для наращивания тремя элеваторами входят:

1. Элеватор типа «Сормово» с предохранительным затвором (рис. 139 и 140). Этот элеватор надевается на нижнюю шейку ведущей трубы в перевернутом виде. Собачка 1 (см. рис. 140) предохраняет элеватор от раскрытия. На тыльной стороне элеватора ввинчены два рым-болта для крепления штрона из троса.

2. Крючок (рис. 141) для подвески третьего элеватора, изготовленный из стали диаметром 25 мм, который крепится на конец 13-мм троса, укрепленного за раму кронблока.

3. Штрона диаметром 75 мм и длиной 120 мм.

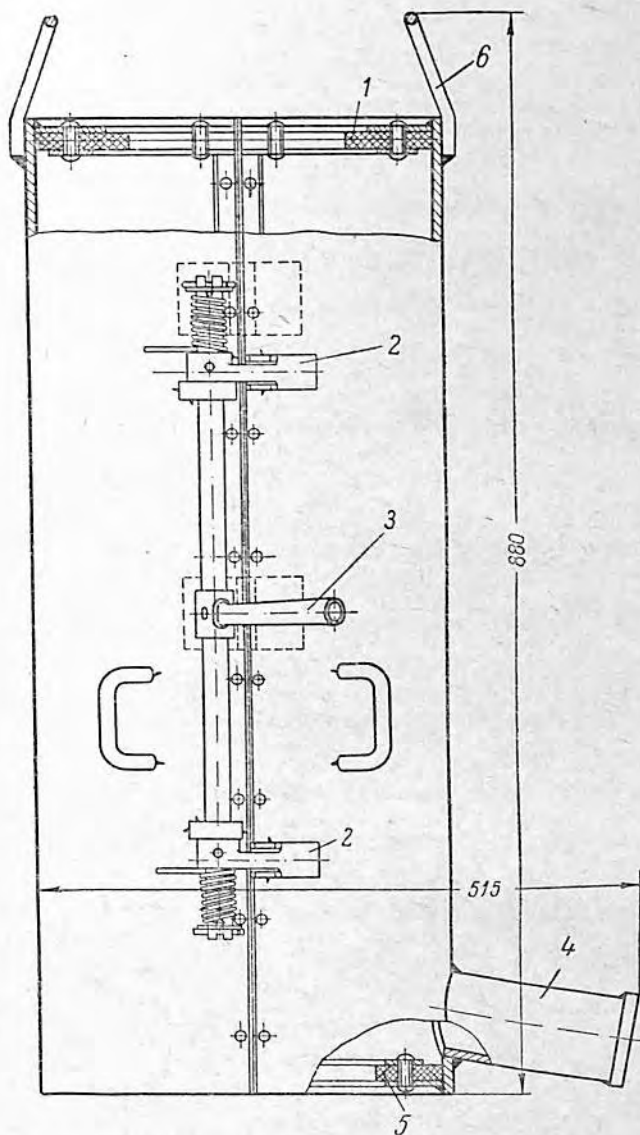


Рис. 138. Приспособление против разбрызгивания глинистого раствора с автоматическим затвором.

1 — верхняя манжета; 2 — захват; 3 — ручка; 4 — патрубок; 5 — нижняя манжета; 6 — петля.

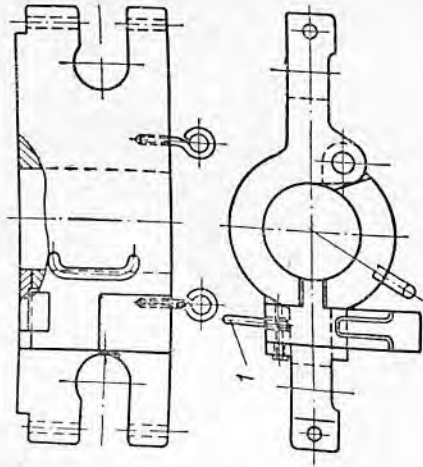


Рис. 139. Элеватор типа «Сормово».

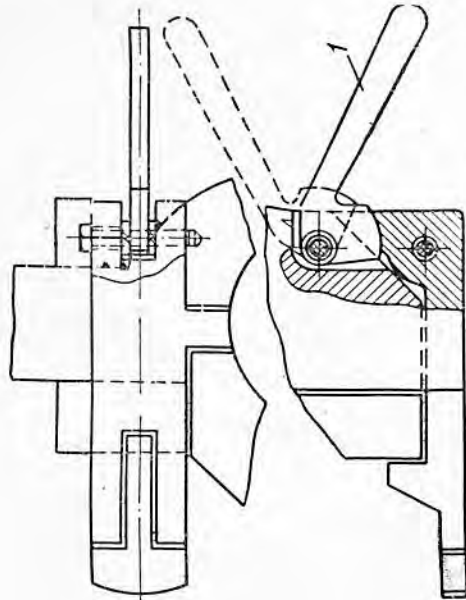


Рис. 140. Предохранительный затвор элеватора. 1 — собачка.

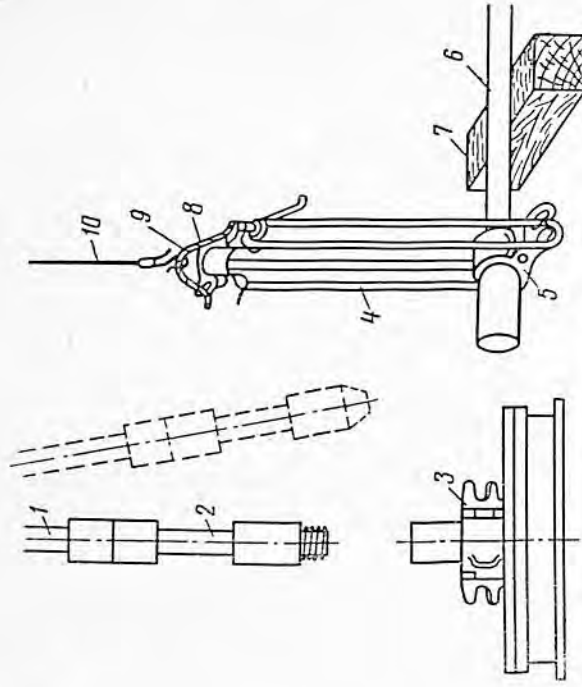


Рис. 142. Парашивание бурильных труб тремя элеваторами в 41-м вышке.

1 — ведущая труба; 2 — переводник; 3 — первый элеватор; 4 — штропы; 5 — второй элеватор; 6 — двухтрубка; 7 — брус; 8 — третий элеватор; 9 — штроп для подвешивания элеватора; 10 — крючок.

Рис. 141. Крючок для подвески третьего элеватора.

4. Ведущая труба длиной 15—16 м с обточенным концом, к которому привариваются кольца, образующие упорный бурт для подвески третьего элеватора. При использовании коротких труб применяют патрубков длиной 1,2 м.

5. Буровой рукав и стояк 17—18 м.

При бурении 168-мм трубами наращивание тремя элеваторами рекомендуется производить до глубины 2000 м, при бурении 141-мм трубами — до 3000 м. На рис. 142 показана схема наращивания бурильных труб тремя элеваторами в 41-м вышке.

Приспособление для отвинчивания и завинчивания шарошечных долот

Приспособление состоит из стальной плиты 4 (рис. 143), к которой приварен патрубок 3 с тремя планками 1. Края трубы усилены кольцом 2.

Приспособление имеет два ушка 5 под канатный штроп для перемещения при помощи якоря.

Приспособление изготовляют двух размеров: для долот диаметром 245—295 мм и 345—395 мм.

При пользовании приспособлением стол ротора необходимо застопорить.

Комбинированный колпачок для подноски долот

Колпачок (рис. 144) состоит из корпуса 1 и дужки 2, свободно поворачивающейся на цапфах 3.

Корпус имеет нарезки: наружную — для ввинчивания его в долото с муфтовой резьбой и внутреннюю — для навинчивания на выступающий конус.

Колпачок с дужкой для подъема утяжеленных бурильных труб

Колпачок (рис. 145) состоит из отточенного бурильного замкового конуса 3, на который до упорного бурта надето кольцо 2. К кольцу приварена дужка 1. Диаметр колпачка 152 мм, утяжеленного низа 230 мм, высота 285 мм.

Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей

Машинка (рис. 146) состоит из двух рычагов 1, шарнирно соединенных между собой.

На концах рычагов имеются гайки 2 с цапфами, внутри которых проходит винт 3 с правой и левой резьбой. На конец винта насажена рукоятка 4, при помощи которой вращают винт.

Кроме такой машинки, в бурении применяются также стяжки конструкции ЦИМТнефти, состоящей из системы простейших рычагов и двух крючков.

При откидывании рычага-рукоятки в левое положение крючки раздвигаются, а при откидывании в правое — сдвигаются.

Расстояние между центрами крючков при стягивании цепи равно 280 мм, а при раздвигании — 460 мм.

Ключ для загибания шпилек у втулочно-роликовых цепей

Специальный ключ (рис. 147) предназначен для облегчения шплинтовки и представляет собой стержень 2, снабженный рукояткой 1, головкой ключа 3 и ограничителем 4.

Правильное положение шпильки при шплинтовке определяется ограничителем 4, приваренным сбоку к патрону. Вес ключа 2,35 кг.

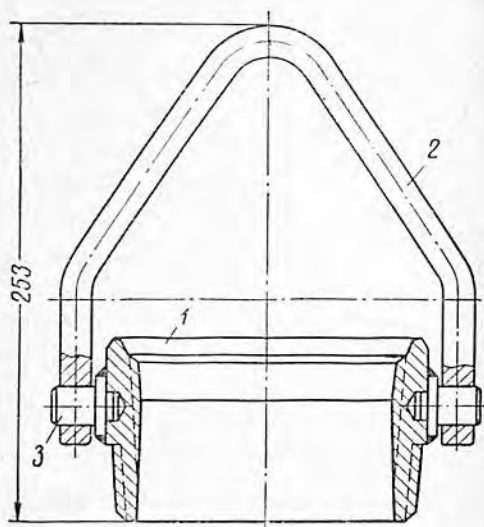
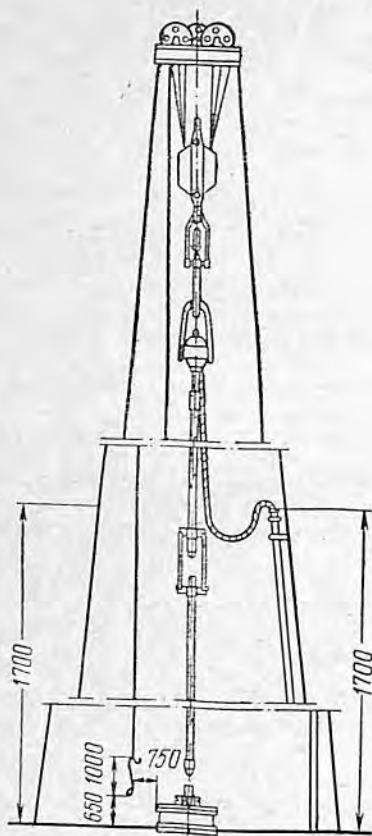


Рис. 144. Комбинированный колпачок для подноски долот.

1 — корпус; 2 — дужка; 3 — цапфа.

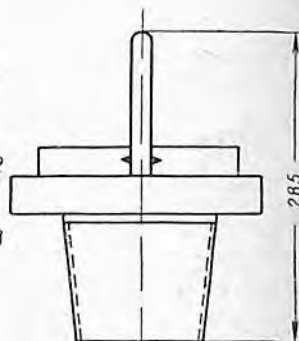
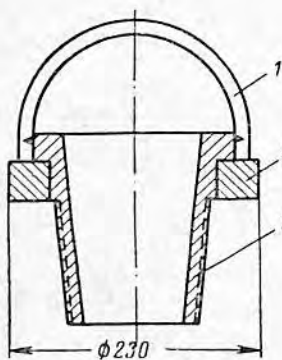
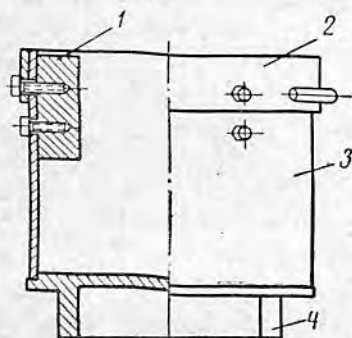


Рис. 145. Колпачок с дужкой для подъема утяжеленных труб.

1 — дужка; 2 — кольцо; 3 — замковый конус.

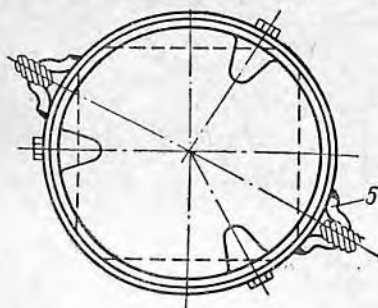


Рис. 143. Приспособление для отвинчивания и завинчивания трехшарошечных долот

1 — планка; 2 — кольцо; 3 — патрубок; 4 — стальная плита; 5 — ушко.

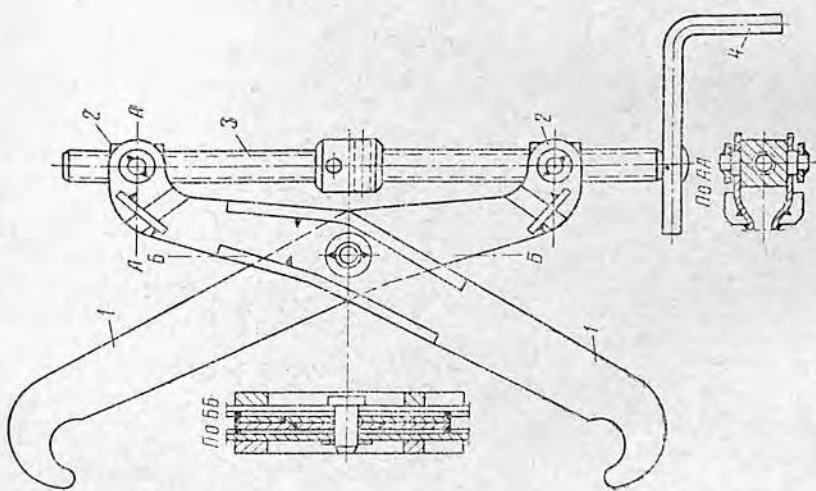


Рис. 146. Машинка для стягивания углочно-роиковых щелей.
 1 — рычаг; 2 — гайка; 3 — винт; 4 — рукоятка.

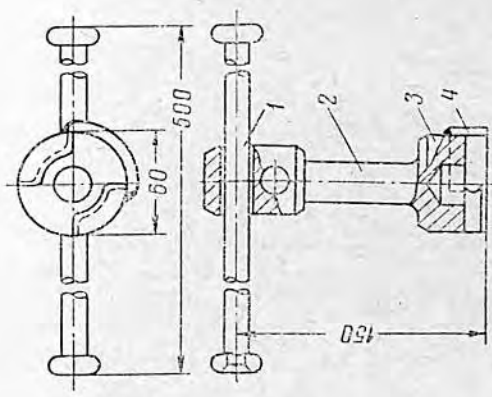


Рис. 147. Ключ для зарыбления.
 1 — рукоятка; 2 — стержень; 3 — го-ловка ключа; 4 — ограничитель.

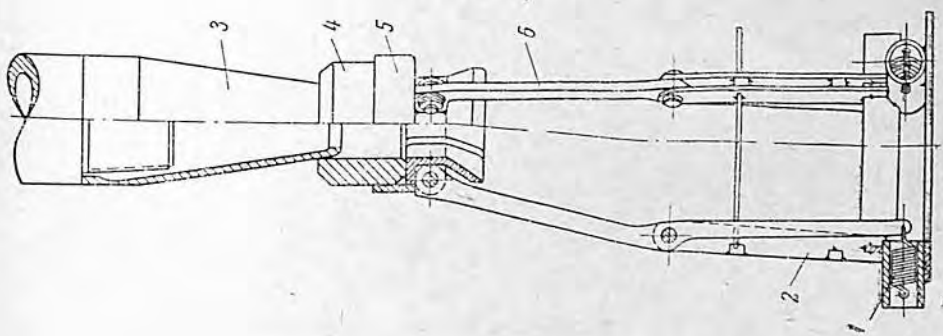


Рис. 148. Приспо-собление для на-девания предохра-нительных рези-новых колец на бурильные трубы.
 1 — пружина; 2 — корпус; 3 — конус; 4 — рези-новое кольцо; 5 — чашка; 6 — рычаг.

Приспособление для надевания предохранительных резиновых колец на бурильные трубы

На корпусе 2 (рис. 148) закреплены на шарнирах три рычага 6. Верхние концы соединены шарнирно с секторами чашки 5. Нижние концы рычагов оттягиваются пружинами 1, а верхние концы сближаются, образуя чашу для вкладывания кольца.

В комплект приспособления входит вспомогательный конус 3.

При надевании колец на 168-мм бурильные трубы приспособление устанавливают на ротор рядом с элеватором и прикрепляют к нему пеньковым штормом.

При надевании колец на 114-мм трубы приспособление надевают на замковую муфту бурильной трубы, спущенной в скважину.

При работе с приспособлением вспомогательный конус смазывают снаружи тавотом. Резиновое кольцо 4 также смазывают тавотом.

Приспособление для правильного размещения бурильных свечей за пальцами

Приспособление (рис. 149) состоит из двух кронштейнов 5, прикрепленных болтами к полу полатей. На кронштейнах установлены подшипники 4 с осью 3.

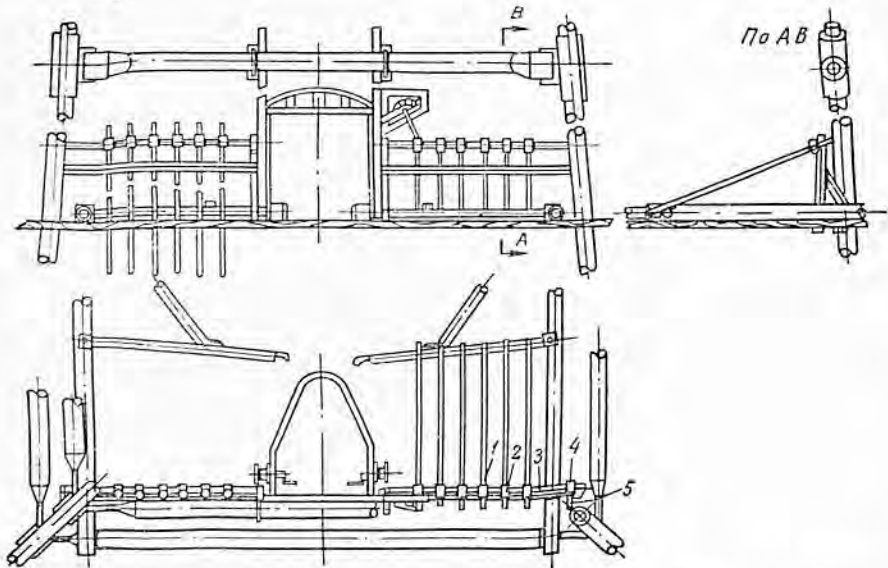


Рис. 149. Приспособление для правильного размещения бурильных свечей за пальцами полатей.

1 — стержни; 2 — кулачки; 3 — ось; 4 — подшипники; 5 — кронштейн.

На ось насажены кулачки 2, свободно перемещающиеся по ней. Через горизонтальные отверстия пропущены стержни 1 с ручками на концах. Стержни могут перемещаться по горизонтальной и вертикальной плоскостям.

Подвеска машинных ключей в буровой вышке

При подвеске машинных ключей необходимо соблюдать следующие условия:

1. Ключи должны быть подвешены каждый самостоятельно на 13-мм стальных канатах, пропущенных через 152-мм блоки. Блоки укрепляются на девятом и десятом поясах вышки. Правый машинный ключ должен отстоять от пола

на высоту 700 мм и от центра скважины на расстояние не более 850 мм, а левый (нижний) ключ должен отстоять от пола буровой на 500 мм и от центра скважины на 1200 мм.

2. Подвешенные ключи должны быть в горизонтальном положении.

Приспособление для автоматического зацепления подъемного крюка за серьгу вертлюга

Это приспособление (рис. 150) состоит из 10-мм стального троса 1 или же одной пряди 25-мм талевого каната, прикрепленного в углу буровой к рамному брусу вышки 2 с глухой петлей (штропом) 3 на конце.

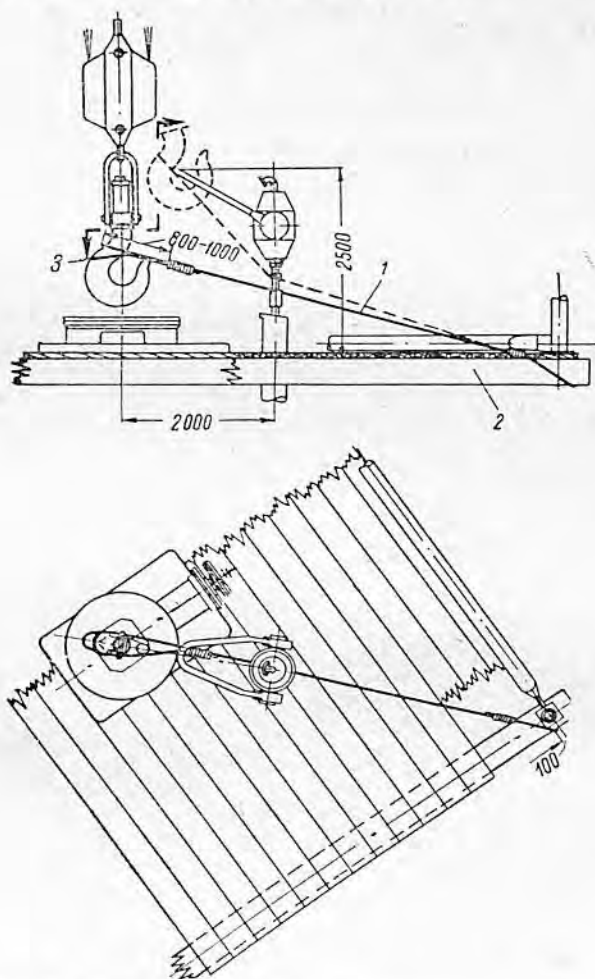


Рис. 150. Приспособление для автоматического зацепления подъемного крюка за серьгу вертлюга.

1 — стальной трос; 2 — рамный брус вышки; 3 — петля.

РЕЖИМ БУРЕНИЯ

Общие данные по режиму бурения

Режим бурения определяется буримостью горных пород (механической скоростью бурения) и проходкой на долото.

Режим бурения выражается пятью основными величинами: 1) давлением долота на забой; 2) скоростью вращения долота; 3) количеством промывочной жидкости, прокачиваемой в 1 сек; 4) давлением на насосе (при турбинном бурении); 5) качеством промывочной жидкости.

Давление долота на забой создается частично весом бурильной колонны, однако чрезмерное увеличение нагрузки может вызвать поломку бурильной колонны и искривление скважины. Во избежание искривления скважины и аварий внизу бурильной колонны устанавливается утяжеленный низ.

При работе с утяжеленным низом его вес используется только на 75%. Заданная величина нагрузки на долото контролируется соответствующими приборами.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИНДИКАТОРЫ ВЕСА И ДАВЛЕНИЯ

Гидравлические индикаторы веса ГИВГ-1 и ГИВ-2 предназначены только для измерения и записи натяжения неподвижного конца талевого каната с целью

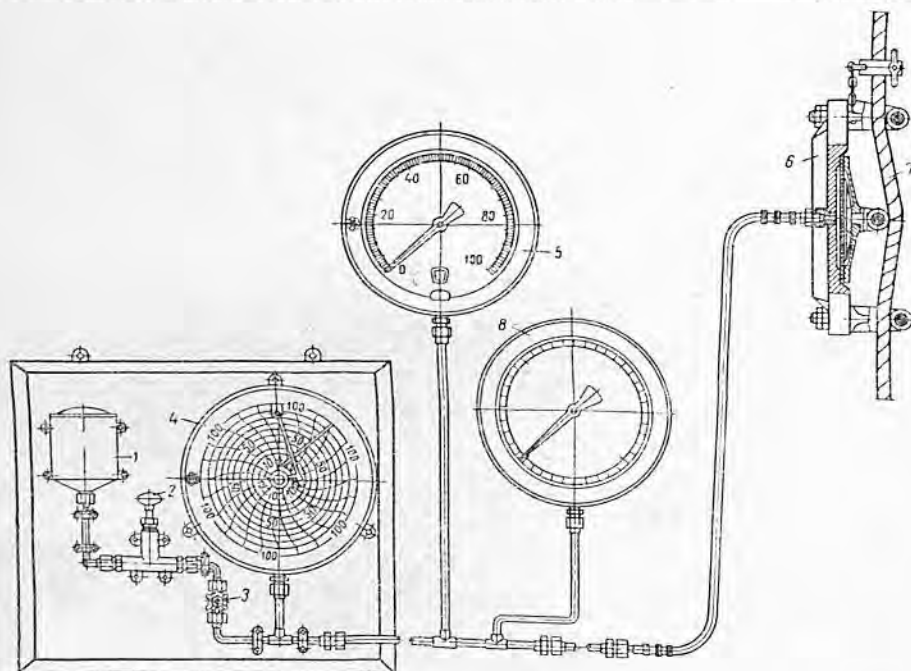


Рис. 151. Индикатор веса ГИВ-2.

1 — бак; 2 — ручной насос; 3 — запорный вентиль; 4 — записывающий прибор; 5 — указывающий прибор; 6 — трансформатор давления; 7 — талевый канат; 8 — верньер.

определения веса бурильной колонны и нагрузки на буровой инструмент. ГИВД-2 и ГИВ-4 предназначены для измерения и записи также давления промывочной жидкости.

С 1962 г. выпускают гидравлические индикаторы веса и давления типа ГИВ-4М, который заменяет все выпускавшиеся ранее приборы такого типа.

Гидравлический индикатор веса ГИВГ-1 применяется при бурении геолого-разведочных скважин, состоит из трансформатора давления, показывающего манометра и щита, на котором укреплены самопишущий манометр типа МГ-410, а также бачок и насос, служащие для заполнения системы жидкостью.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-2 (рис. 151) применяется при бурении буровыми установками и отличаются от ГИВГ-1 наличием верньер-манометра, служащего для более точного отсчета усилий натяжения каната, и большими размерами трансформатора давления.

Таблица 142

Технические данные ГИВГ-1 и ГИВ-2

Наименование	ГИВГ-1	ГИВ-2
Пределы измерения натяжения неподвижного конца талевого каната, $\kappa\Gamma$	100—1400 200—8000	500—12 000 500—15 000 500—18 000
Основные приведенные погрешности, %:		
комплекта в целом	± 4	$\pm 2,5$
самопишущего прибора	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
Расчетные диаметры канатов, мм	15—19	28
Максимальное рабочее давление в гидравлической системе, $\kappa\Gamma/\text{см}^3$	8	8
Угол поворота стрелок, показывающих манометров, град:		
основного прибора	270	270
верньер-манометр	—	1800
Скорость вращения валика самопишущего прибора, $\text{об}/\text{сек}$	1	1
Привод диаграммы	От часового механизма	
Точность хода часового механизма	± 5 мин за 24 ч	
Продолжительность хода часового механизма, сутки	2	5

Индикатор веса ГИВ-2

Индикатор веса ГИВ-2 состоит из трансформатора давления 6, укрепляемого на неподвижном конце талевого каната 7, указывающего прибора 5 и верньера 8, записывающего прибора 4, медных трубок, соединяющих трансформатор давления с указывающим и записывающим приборами, бачка 1 для запасной жидкости, ручного насоса 2 и запорного вентиля 3. Вся система для предохранения от коррозии заполняется жидкостью: в летнее время водой или 1%-ным раствором хромпика в воде, а зимой незамерзающей жидкостью — смесью воды со спиртом или с глицерином.

Показывающий прибор представляет собой манометр с трубчатой пружиной; шкала указывающего прибора 5 разделена на 100 частей.

Для более точного определения нагрузки на долото служит верньер 8. Шкала верньера занимает всю окружность и разделена на 40 делений без указания цифр. При изменении нагрузки, действующей в талевого канате, до наибольшего значения, соответствующего 100 делениям прибора 5, стрелка верньера делает пять оборотов. Таким образом, одно деление верньера соответствует половине деления прибора.

При каждом индикаторе веса должно быть свидетельство о тарировке на рабочий талевый канат диаметром 25, 29 или 44 мм, которое необходимо иметь при подсчетах цены одного деления.

Пример. Определить цену одного деления (в кг) по указывающему прибору индикатора веса с верньером (ГИВ-2), если вес бурильной колонны на крюке — 56 делений.

В показании указывающего прибора индикатора веса ГИВ-2 по свидетельству тарировки на канате диаметром 29 мм усилие на один конец при 50 делениях — 5415 кг, а при 60 делениях — 6650 кг.

Разность в показаниях усилий между 50 и 60 делениями определится

$$6650 - 5415 = 1235 \text{ кг.}$$

Таким образом, 1235 кг есть цена одного деления в показаниях индикатора веса между 50 и 60 делениями.

Таблица 143

Показатели прибора

Показатели указывающего прибора	Усилие на один конец талевого каната, кг		Отклонение в показании, кг	
	с верньером	без верньера	с верньером	без верньера
10	500	500	0	0
20	1 815	1 750	140	100
30	3 050	2 850	175	130
40	4 165	4 015	190	190
50	5 415	5 225	190	250
60	6 650	6 390	175	165
70	7 850	7 565	225	190
80	9 240	8 850	190	175
90	10 640	10 175	165	180
100	12 150	11 600	0	0

Заданная осевая нагрузка на долото 12 т в делениях определится по формуле

$$Q = \frac{12\,000}{g} = \frac{12\,000}{1235} = 10 \text{ делений,}$$

где Q — осевая нагрузка на долото в делениях;
 g — цена одного деления в кг.

Цена одного деления в показаниях индикатора веса при разных делениях (от 10 до 20, от 20 до 30 и т. д.) различная.

Пример. Определить истинный вес на крюке бурильной колонны в кг при оснастке талевой системы 5 × 6 на 10 струн, если указывающий прибор показывает 74 деления.

Усилие на один конец 29-мм талевого каната по тарировке индикатора веса при 70 делениях равно 7850 кг. Истинный вес на крюке при 70 делениях на 10 струн (оснастка талей 5 × 6)

$$Q = 7850 \times 10 = 78\,500 \text{ кг.}$$

Истинный вес на крюке при 74 делениях

$$\sum Q = Q + 4a = 78\,500 + 4 \times 1390 = 84\,064 \text{ кг,}$$

где $\sum Q$ — суммарный вес бурильной колонны на крюке, равный 74 делениям, в кг;

Q — вес бурильного инструмента при 70 делениях в кг;

a — цена одного деления в показаниях индикатора веса между 70 и 80 делениями в кг.

Гидравлический индикатор веса и давления ГИВ-4М

В комплект индикатора ГИВ-4М (рис. 152) входят датчик веса (трансформатор) 1, разделитель 2, приборный шкаф, в котором смонтированы рабочий манометр

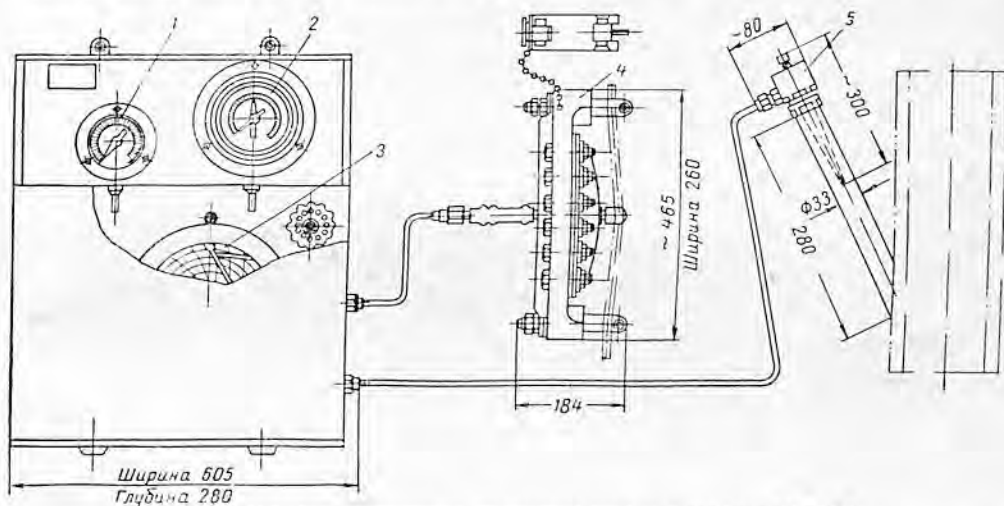


Рис. 152. Гидравлический индикатор веса и давления ГИВ-4М.

1 — датчик веса; 2 — разделитель; 3 — рабочий манометр; 4 — верньер-манометр; 5 — самопишущий манометр.

метр 3 для измерения давления в нагнетательной линии, верньер-манометр 4 для измерения веса колонны и самопишущий манометр 5 типа МСТМ-430 для одновременной записи на одной диаграмме веса бурильной колонны и давления в нагнетательной линии.

ТРАНСФОРМАТОР ДАВЛЕНИЯ

По требованию заказчика трансформаторы давления поставляются двух типоразмеров.

Трансформаторы для измерения малых усилий натяжения (рис. 153) тарируются на два предела измерения: от 100 до 4000 кгГ и от 200 до 8000 кгГ. Другие трансформаторы (рис. 154) могут тарироваться на три предела измерения: 500—12000, 500—15000 и 500—18000 кгГ.

Конструкции трансформаторов обоих типоразмеров одинаковы. К приливам корпуса 1 гайками и контргайками крепятся опоры 2, несущие крайние ролики 3. Взаимная перпендикулярность роликов и каната 4 обеспечивается фиксированием опоры в корпусе стопорными винтами.

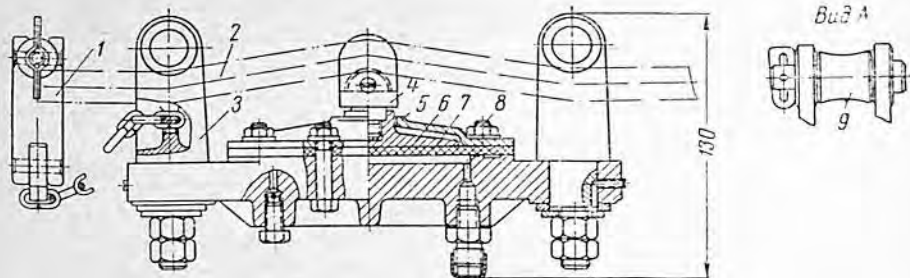


Рис. 153. Трансформатор давления для усилий до 8000 кг.

1 — корпус; 2 — канат; 3 — опора; 4 — опора среднего ролика; 5 — крышка; 6 — подвижная тарелка; 7 — резиновая мембрана; 8 — болт; 9 — крайний ролик.

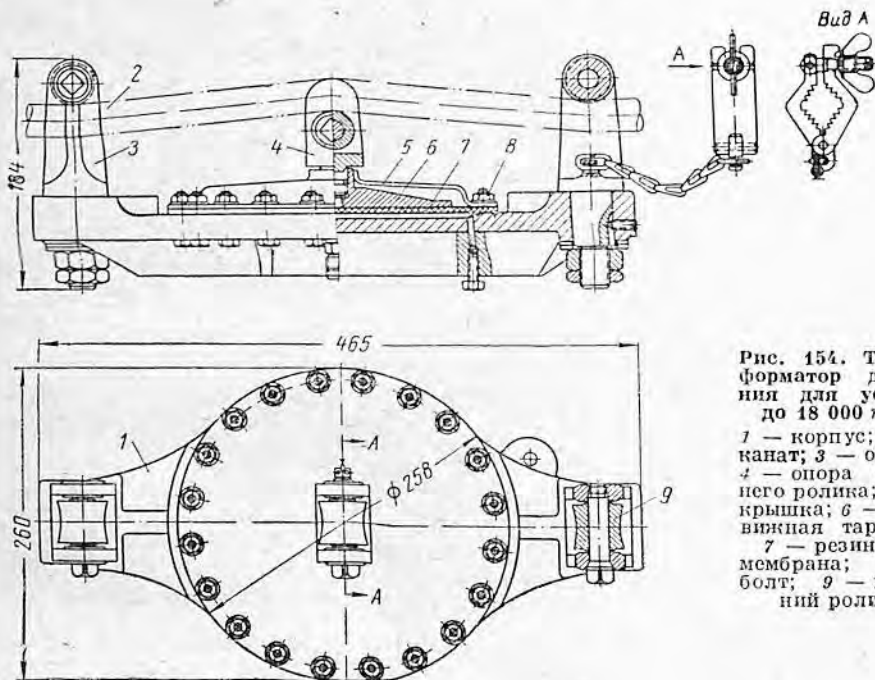


Рис. 154. Трансформатор давления для усилий до 18 000 кг.

1 — корпус; 2 — канат; 3 — опора; 4 — опора среднего ролика; 5 — крышка; 6 — подвижная тарелка; 7 — резиновая мембрана; 8 — болт; 9 — крайний ролик.

В средней части корпуса имеется цилиндрическая выточка, которая перекрывается резиновой мембраной 5, образующей камеру давления. Мембрана прижата к корпусу крышкой 6 и болтами 7, на мембрану опирается подвижная тарелка 8, несущая опору 9 среднего ролика. Конструкция крепления и размеры трех роликов одинаковы.

Для удаления воздуха из камеры давления при ее закреплении жидкостью в корпусе предусмотрено отверстие, закрываемое пробками.

Трансформатор с магистралью, идущей к манометрам, соединяется посредством дюритового шланга, надеваемого на штуцер.

Для подвески трансформатора на канат во время монтажа служит струбина, соединенная с трансформатором цепью.

Стрела прогиба каната регулируется установкой прокладок под торцы средней и крайних опор роликов.

ГРЯЗЕВОЙ РАЗДЕЛИТЕЛЬ

Разделитель (рис. 155) состоит из корпуса 1, в который ввинчены штуцер 2 для соединения разделителя с магистралью, идущей к манометрам, пробка 3 для выпуска воздуха при заполнении системы жидкостью и штуцер 4, на конец которого надета глухая резиновая трубка 5. Во внутренней полости штуцера 6 установлены демпфирующие диафрагмы 7, при помощи которых производится начальное гашение пульсации давления, создающейся при работе поршневых насосов. Уплотнение между штуцером 6 и корпусом достигается установкой алюминиевой прокладки.

Разделитель крепится на патрубке, вваренном в стояк с помощью резьбы М20 на конце штуцера 6.

ПРИБОРНЫЙ ШКАФ

Приборный шкаф (рис. 156) изготовлен из фанеры толщиной 10 мм с передней 1 и задней 2 откидными дверцами, неподвижного щитка 10 на лицевой стороне для крепления рабочего манометра 6, измеряющего давление промывочной жидкости и верньер манометра 4. Между задней и передней дверцами расположена перегородка 11, на которой смонтированы самопишущий манометр 7 для регистрации веса колонны и давления промывочной жидкости.

Присоединительные штуцеры 8 и 9 (с табличками) выведены на боковую стенку.

В крышку шкафа вмонтирован бачок 5 для заполнения жидкостью систем измерения веса и давления.

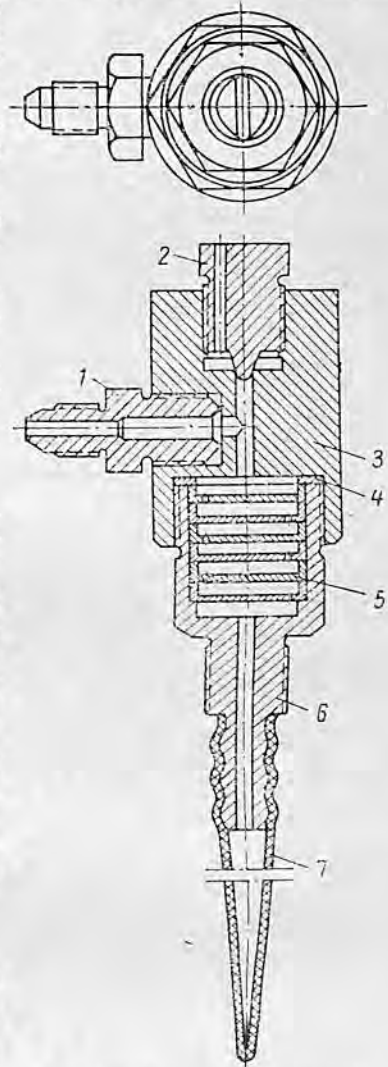


Рис. 155. Грязевой разделитель.

1 — штуцер; 2 — пробка; 3 — корпус; 4 — алюминиевая прокладка; 5 — демпфирующая диафрагма; 6 — штуцер; 7 — глухая резиновая трубка.

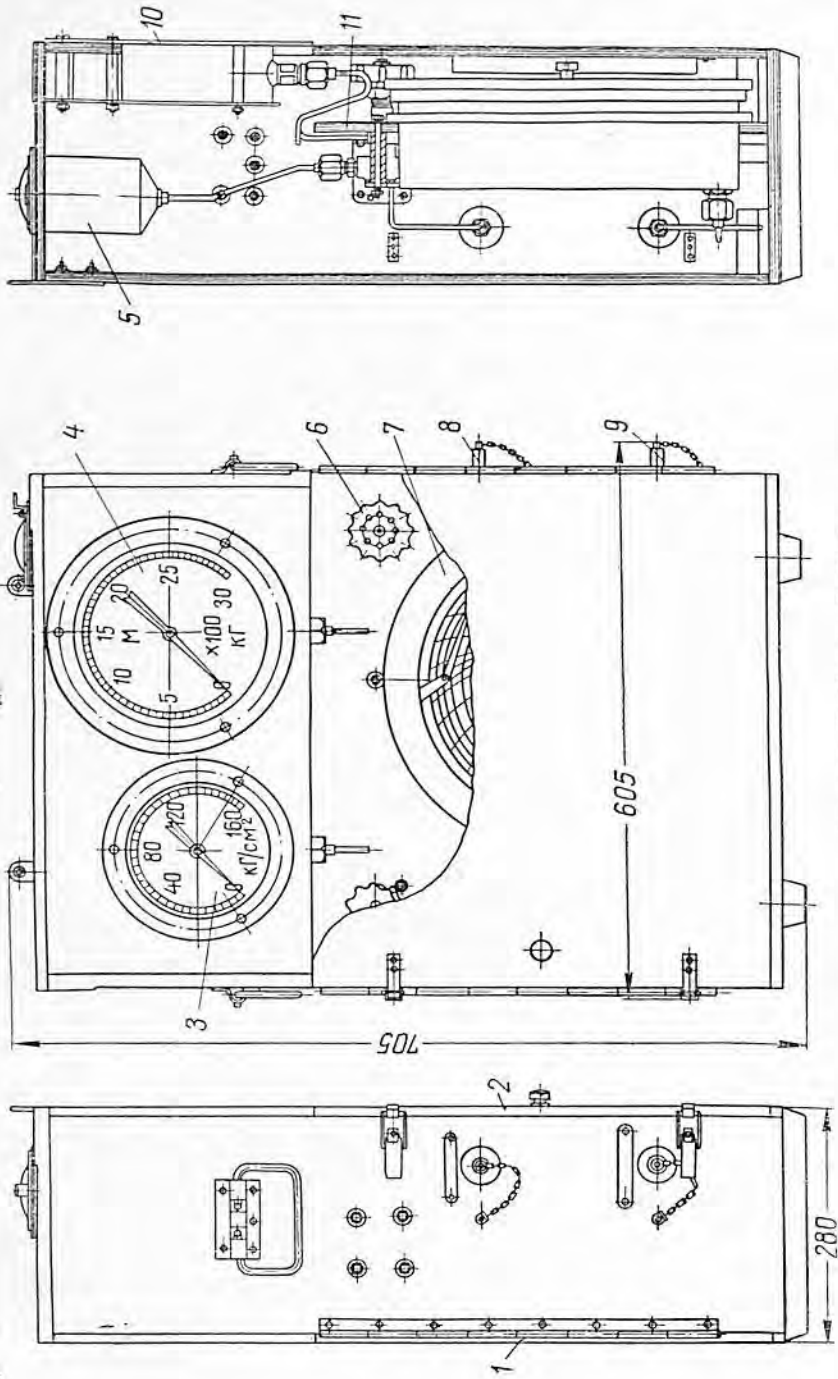


Рис. 156. Шкаф с приборами.

1 — передняя откидная дверца; 2 — задняя откидная дверца; 3 — рабочий манометр; 4 — верньер-манометр; 5 — бачок; 6 — вентиль; 7 — самопишущий манометр; 8, 9 — присоединительный штуцер; 10 — неподвижный штуцер; 11 — предохранитель.

В шкафу на трубопроводах смонтированы четыре вентиля *б*, два из которых запирают подвод жидкости к системам измерения веса колонны и давления промывочной жидкости и два служат дросселями для сглаживания импульсов давления пород рабочим манометром *з* и самопишущим манометром *7*.

В качестве рабочего манометра используется стандартный корабельный манометр. Регистратором служит стандартный манометр с многовитковыми (геликоидальными) пружинами типа МСТМ-430.

Указатель веса бурильной колонны представляет собой двухпружинный двухстрелочный манометр, в котором малая пружина *1* с малой стрелкой является системой грубого отсчета, а большая пружина *2* с большой стрелкой и верньерным устройством для более точного отсчета. Внешняя шкала и большая стрелка окрашены в красный цвет.

Перемещению малой стрелки на одно деление внутренней черной шкалы соответствует один оборот стрелки верньера. Для отсчета по указателю веса нужно к последнему делению, пройденному малой черной стрелкой, прибавить отсчет по верньерной стрелке.

Передаточный механизм верньера имеет устройство для регулирования передаточного числа, состоящее из подвижной каретки *б*, являющейся также шарниром тяги, и ходового винта *4*. При помощи каретки можно плавно изменить передаточное число верньерного механизма при тарировке прибора.

Таблица 144

Технические данные ГИВД-2, ГИВ-4 и ГИВ-4М

Показатели	ГИВД-2	ГИВ-4	ГИВ-4М
Пределы измерения натяжения неподвижного конца талевого каната, кг	100—4000 200—8000 —	500—12 000 500—15 000 500—18 000	100—4000 200—8000 500—12 000 500—15 000 500—18 000
Предел измерения давления в нагревательной колонне, кг/см ²	0—250	0—250	0—250
Основные приведенные погрешности, %:			
измерения веса бурильной колонны	±2,5	±2,5	±2,5
измерения давления промывочной жидкости	±2,5	±2,5	±2,5
самопишущего прибора	±1,5	±1,5	±1,5
Расчетные диаметры каната, мм	15—19	22—30	15—30
Максимальное рабочее давление в гидравлической системе измерения веса бурильной колонны, кг/см ² :	10	10	10
Угол поворота стрелок верньер-манометра, град:			
основной стрелки	270	270	270
верньерной стрелки	1800	1800	1800
Привод диаграммы	От часового механизма		
Скорость вращения диаграммы	1 оборот за 24 ч		
Точность хода часового механизма	±5 мин за 24 ч		
Продолжительность хода часового механизма, сутки	7	7	7
Условия работы приборов:			
температура, °С	От -40 до +50		
влажность, %	До 80		

Гидравлические индикаторы веса и давления ГИВД-2 и ГИВ-4 отличаются от ГИВ-4М только отсутствием в комплекте второго трансформатора давления с пределами измерения натяжения неподвижного конца талевого каната от 12 000 до 18 000 кг (ГИВД-2) или до 8 000 кг (ГИВ-4).

ПУЛЬТ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ПКБ-2

Пульт процесса бурения ПКБ-2 (рис. 157) предназначен для комплектования буровых установок грузоподъемностью 75—130 т.

Вес бурильной колонны, ее подача и давление в нагнетательной линии записываются на общей ленточной диаграмме, движущейся со скоростью 50 м/ч. Самопишущий прибор приводится электродвигателем СД-2.

Питание пульта от сети переменного тока 220 в, 50 гц.

Датчик монтируется: на приспособлении для крепления неподвижного конца талевого каната (датчик веса); на прямом участке нагнетательной линии насосов (датчики давления и расхода); на раме кронблока или лебедки (датчик подачи); на фланце промежуточного вала лебедки (датчик оборотов ротора).

Нормальный режим работы обеспечивается на открытом воздухе при температуре от -40 до $+50^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности до 80%.

Таблица 145

Техническая характеристика ПКБ-2

Измеряемый параметр	Пределы измерения	Основная приведенная погрешность, %	Примечание
Вес бурильной колонны, т	0—100 0—150	$\pm 2,5$	Для БУ-75 Для БУ-125
Давление промывочной жидкости, кг/см ²	0—250	$\pm 2,5$	
Расход промывочной жидкости, л/сек	0—75	± 4	
Подача бурильной колонны	Не ограничена	—	Запись зигзагообразная
Механическая скорость, м/ч	0—50	$\pm 2,5$ или ± 4 в пределах одного долбления	В зависимости от установки датчика на кронблоке или лебедке
Скорость вращения ротора, об/мин	0—300	$\pm 2,5$	

КОНТРОЛЬНЫЙ ПУЛЬТ БУРИЛЬЩИКА КПБ-5Э

Контрольный пульт КПБ-5Э предназначен для контроля основных параметров процесса бурения на буровых установках БУ-75БрЭ.

В состав пульта КПБ-5Э (рис. 159) входят: 1 — блок указателей; 2 — самопишущий прибор; 3 — датчик подачи; 4 — датчик веса; 5 — датчик давления; 6 — распределительный блок; 7 — датчик расхода и комплект соединительных кабелей.

Пульт КПБ-5Э отличается от пульта ПКБ-2 тем, что в его состав не входят приборы для измерения механической скорости бурения и скорости вращения ротора. Запись подачи производится от датчика, представляющего собой сельсия БД-404А. Самопишущий прибор работает только от сети 220 в, 50 гц и не имеет преобразователя для питания лентопротяжного механизма постоянным

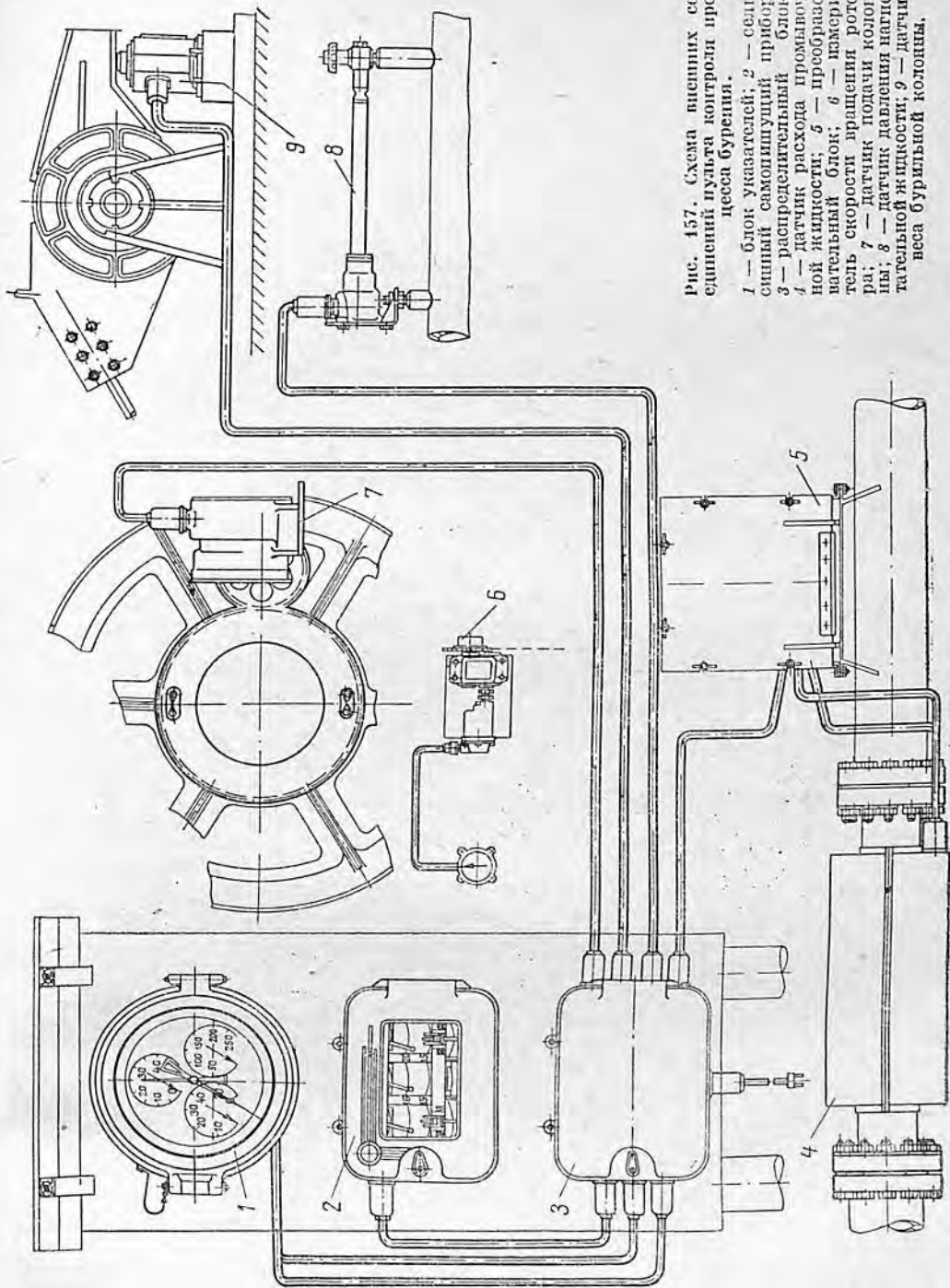


Рис. 157. Схема внешних соединений пульта контроля процесса бурения.

1 — блок указателей; 2 — селективный самонастраивающийся прибор; 3 — распределительный блок; 4 — датчик расхода промывочной жидкости; 5 — преобразовательный блок; 6 — измеритель скорости вращения ротора; 7 — датчик подачи колонны; 8 — датчик давления нагнетательной жидкости; 9 — датчик веса буровой колонны.

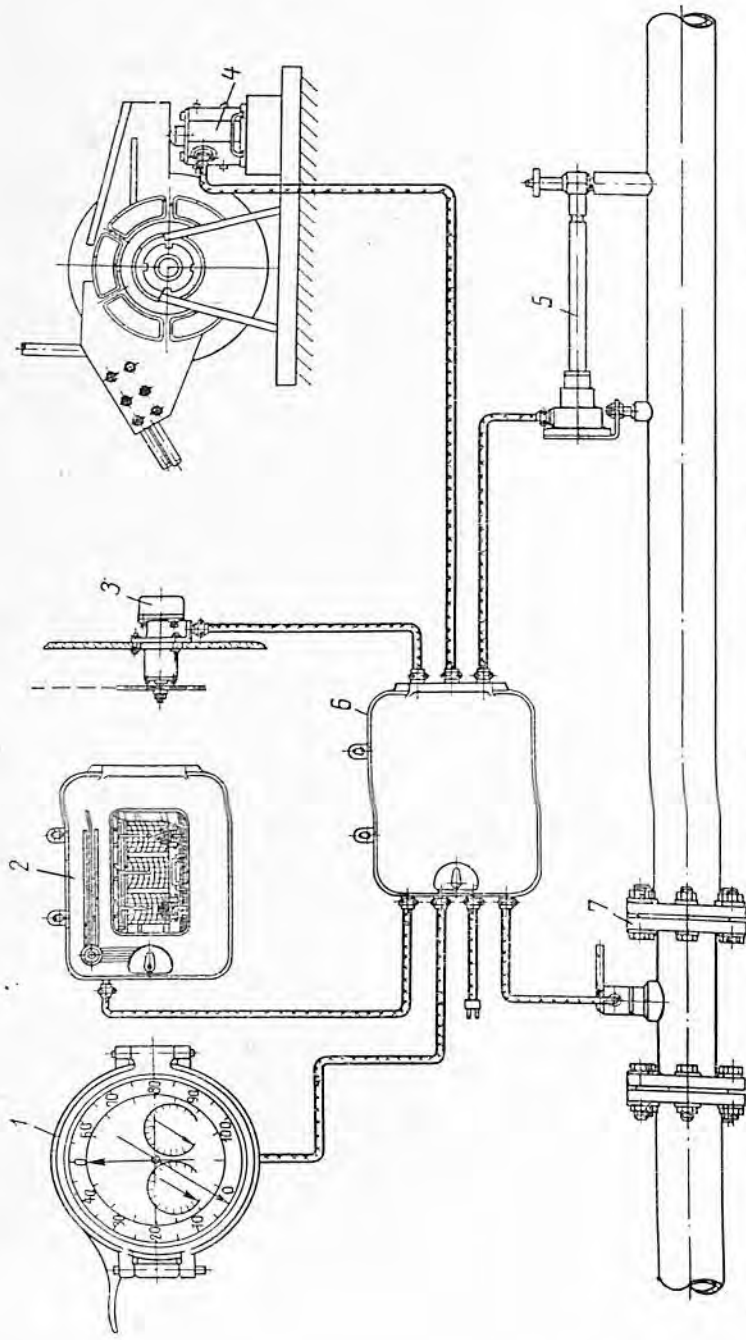


Рис. 158. Схема контрольного пульта буровишника КПВ-5Э для буровой установки БУ-БрЭ.
 1 — блок указателей; 2 — самопишущий прибор; 3 — датчик веса; 4 — датчик давления; 5 — датчик расхода и комплект соединительных кабелей; 6 — распределительный блок; 7 — датчик расхода и комплект соединительных кабелей.

током. Вместо индукционного расходомера в пульте КРБ-59 применяется расходомер турбинного типа с бесконтактным измерением скорости вращения вертушки. Датчик расхода менее надежен в эксплуатации на буровых, чем индукторный расходомер, так как некоторые подвижные части его работают в среде глинистого раствора, несущего большое количество выбуренной породы, в силу чего необходимо устанавливать фильтр перед прибором.

Основным элементом датчика является вертушка, по обе стороны которой смонтированы струевыпрямляющие аппараты. При вращении вертушки со скоростью, изменяющейся пропорционально расходу, буртики вертушки периодически пересекают магнитное поле разомкнутого магнитопровода и замыкают его один раз на каждом обороте. При этом в обмотках, надетых на стержни магнитопровода, индуктируется э. д. с. с частотой, пропорциональной расходу, которая измеряется при помощи специального устройства.

Таблица 146

Техническая характеристика КРБ-59

Измеряемый параметр	Пределы измерения	Основная приведенная погрешность, %
Вес бурильной колонны, <i>т</i>	0—100	±2,5
Давление промывочной жидкости, <i>кг/см³</i>	0—200	±2,5
Расход промывочной жидкости, <i>л/сек</i>	15—60	±4
Подача бурильной колонны	Не ограничена	±4 в пределах одного долбления
Запись веса колонны, ее подачи и давления промывочной жидкости	На общей ленточной диаграмме	50
Скорость движения диаграммы, <i>мм/ч</i>	От электродвигателя СД-2	
Привод диаграммы	От сети переменного тока	220 в, 50 гц
Питание пульта	На открытом воздухе при температуре от —40 до +50° С	
Нормальный режим работы	и относительной влажности до 80%	

КОНТРОЛЬНЫЙ ПУЛЬТ БУРИЛЬЩИКА КРБ-50

Пульт бурильщика КРБ-50 (рис. 159) входит в комплект буровой установки БУ-50Бр и предназначен для контроля основных технологических параметров процесса бурения.

Пульт состоит из блока указателей 1, шкафа гидравлических приборов 2, грязевого разделителя 6, тахометрических датчиков 4 и 5, мембранных мессдоз 6 и 7 и комплекта соединительных кабелей и трубопроводов.

Вес бурильной колонны определяется по величине натяжения неподвижного конца талевого каната. В качестве датчика веса используется мембранная мессдоза. Усилие нажатия на опорный шарик преобразуется в мембранной мессдозе в давление жидкости, которое измеряется двухстрелочным манометром с верньерным устройством, как в гидравлических индикаторах веса ГИВ.

Давление в нагнетательной линии измеряется стандартными указывающим и самопишущим манометрами.

На буровой установке БУ-50Бр крутящий момент передается от двигателя на ротор через специальный качающийся редуктор, который под действием момента может поворачиваться на небольшой угол относительно оси вала. При этом корпус редуктора через пята рычага переключения скоростей и рычаг

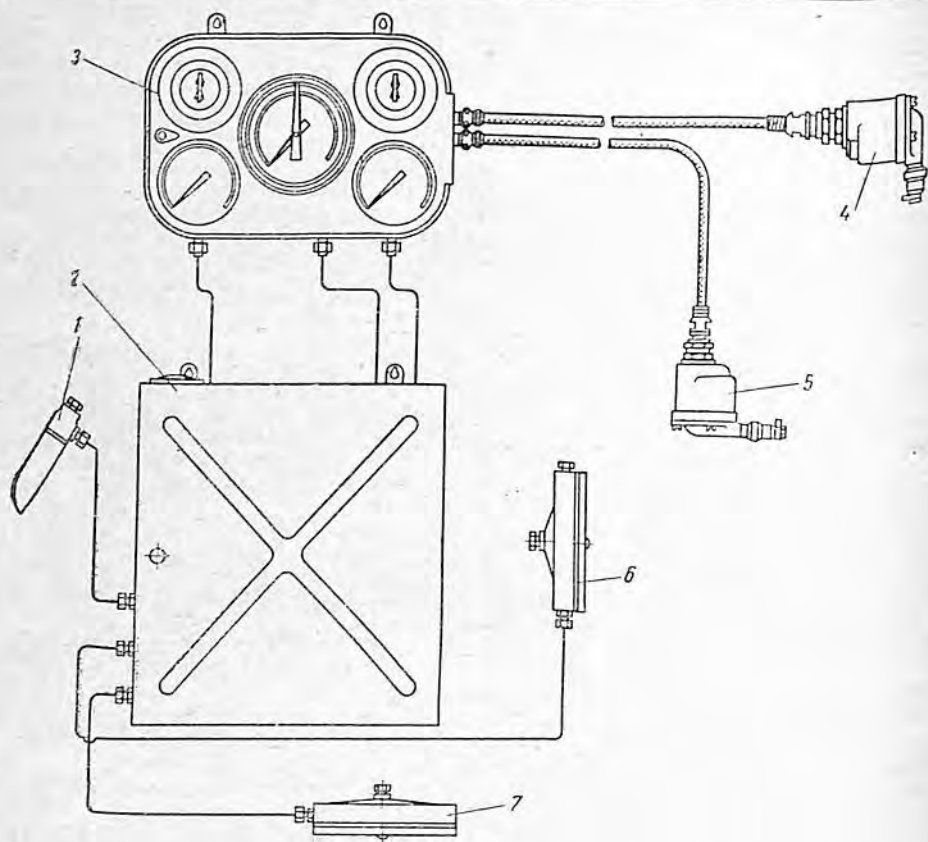


Рис. 159. Контрольный пульт бурильщика КПБ-50.

1 — гризевой разделитель; 2 — шкаф гидравлических приборов; 3 — блок указателей; 4, 5 — тахометрические датчики; 6, 7 — мембранные месдозы.

Техническая характеристика КПБ-50

Таблица 147

Измеряемый параметр	Рабочие пределы измерения	Основная приведенная погрешность, %
Вес бурильной колонны, т	0—70	± 2,5
Давление в нагнетательной линии, кг/см ²	0—200	± 2,5
Крутящий момент на роторе, кг·м	0—200	± 4
Механическая скорость проходки, м/ч	0—35	± 2,5
Скорость вращения ротора, об/мин	0—350	± 2,5
Запись веса бурильной колонны и давления в нагнетательной линии	На общей дисковой диаграмме	
Скорость вращения диаграммы	1 оборот за 24 ч	

Продолжение табл. 147

Измеряемый параметр	Рабочие пределы измерения	Основная приведенная погрешность, %
Привод диаграммы	От часового механизма	
Максимальное давление, кг/см^2 :	15	—
в системе измерения веса	10	—
в системе измерения крутящего момента	250	—
в системе измерения давления	При температуре окружающего воздуха от -40 до $+40^\circ\text{C}$ и относительной влажности до 80%	
Нормальный режим работы		
Габаритные размеры прибора (высота \times ширина \times глубина), мм:		
блок указателей	430 \times 630 \times 150	
шкаф самописца	620 \times 570 \times 170	
месдоза	620 \times 100	
разделитель	225 \times 42 \times 80	
датчик тахометра	115 \times 70 \times 125	
Вес, кг	96	

нажимает на опорный шарик мембранной месдозы, которая преобразует это усилие в давление жидкости, измеряемое стандартным манометром со шкалой, градуированной в $\text{кг}\cdot\text{м}$.

Механическая скорость проходки измеряется стандартным манометром типа ТЭ-204. Датчик тахометра присоединяется к промежуточному валу автомата подачи долота через специальный редуктор, выходной вал которого вращается со скоростью 3500 об/мин при скорости бурения 35 м/ч.

Скорость вращения ротора измеряют стандартным тахометром типа ТЭ-204. Датчик тахометра присоединен к приводному валу ротора через специальный редуктор, выходной вал которого вращается в 10 раз быстрее ротора.

СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

Как показала практика роторного бурения, оптимальные скорости вращения трехшарошечных долот, при которых были получены наилучшие результаты по механическим скоростям и проходке на долото, находятся в пределах 200—220 об/мин при бурении в верхних интервалах скважины.

В табл. 148 приведена скорость вращения долота в зависимости от глубины бурения.

Таблица 148

Скорость вращения долота в зависимости от глубины бурения (в об/мин)

Номер долота	Глубина бурения, м						
	500	1000	1500	2000	2500	2800	4000
10	—	—	—	—	—	—	92
12	220	—	—	200	—	108	—
14	—	—	—	—	168	—	—
16	—	220	200	—	—	—	—

РАСХОД ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Количество промывочной жидкости зависит от мощности насосной группы бурового оборудования и от применяемого бурового инструмента. Современные мощные насосы при спаренной работе позволяют закачивать жидкость в количестве 60 л/сек и более. Однако имеются опасения, что чрезмерное увеличение скорости прокачиваемой жидкости в скважинах, сложенных слабыми породами, приведет к размыву ствола.

Таблица 149

Скорости восходящего потока глинистого раствора в кольцевом пространстве в зависимости от производительности насосов (в л/сек)

Диаметр, мм		Производительность насоса, л/сек				
скважин	бурильных труб	20	30	40	44	50
451	168	—	—	0,29	0,32	0,38
400	168	—	0,29	0,39	0,42	0,48
349	141	0,21	0,37	0,50	0,55	0,63
298	141	0,37	0,55	0,74	0,81	0,92
267	141	0,50	0,73	0,77	1,07	1,22
248	114	0,53	0,77	1,03	1,13	1,28
197	114	0,80	1,19	1,59	1,75	1,99

РЕЖИМ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ

Режим турбинного бурения определяется величиной осевой нагрузки, расходом промывочной жидкости и скоростью вращения долота.

В турбинном бурении повышение мощности и вращающего момента на валу турбобура связано с увеличением расхода промывочной жидкости. При повышении количества прокачиваемой жидкости наряду с увеличением мощностных характеристик турбобура достигается лучшая очистка забоя от выбуренной породы и улучшаются условия работы долота на забое.

Осевая нагрузка на долото

С увеличением осевой нагрузки на долото скорость вращения вала турбобура уменьшается, а крутящий момент возрастает и при скорости вращения, равной нулю, достигает максимальной величины.

Постепенным изменением осевой нагрузки на долото можно найти такую скорость вращения, при которой мощность и к. п. д. развиваемые турбиной, а также механическая скорость проходки будут максимальными.

Выбранную нагрузку даже при бурении в одной и той же породе в связи с износом долота необходимо периодически проверять путем изменения нагрузки на долото.

Турбобуры современной конструкции позволяют работать при нагрузках на долото до 30 т.

Допустимые нагрузки на долото

№ долота	10	11	12
Допустимая нагрузка, Т	16—18	20—22	25—30

Скорость вращения долота

Скорость вращения долота в турбинном бурении зависит от количества прокачиваемой жидкости и величины осевой нагрузки.

При долотах современных конструкций наиболее выгодной скоростью вращения считается 300—600 об/мин.

При работе в твердых породах необходимо нагрузку на долото увеличивать, а в мягких породах — снижать.

Из теории турбин известны следующие зависимости скорости вращения мощностей, моментов и перепада давлений от расхода потока.

1. Если расход потока увеличить в 2 раза, скорость вращения турбобура увеличится тоже в 2 раза

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2}.$$

2. Если расход потока увеличить в 2 раза, то мощность увеличится в 8 раз

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^3.$$

3. Если расход потока увеличить в 2 раза, то момент на валу турбины увеличится в 4 раза

$$\frac{M_1}{M_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2.$$

4. Если расход потока увеличить в 2 раза, то перепад давления увеличится в 4 раза

$$\frac{p_1}{p_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2.$$

Пример. Определить потерю напора при промывке забоя глинистым раствором удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$, если известно, что глубина 296-мм скважины 2200 м, диаметр бурильных труб 141 мм с замками ЗШ, производительность насоса 50 л/сек.

Из таблиц потерь напора имеем:

1) потери напора в бурильных трубах

$$p_{\text{т}} = 21,2 \times 2,2 = 46,64 \text{ кг/см}^2;$$

2) потеря напора в затрубном пространстве

$$p_{\text{к}} = 3,0 \times 2,2 = 6,6 \text{ кг/см}^2;$$

3) потеря напора в замках

$$p_{\text{з}} = 4,9 \times 2,2 = 10,78 \text{ кг/см}^2;$$

4) потеря напора в долоте

$$p_{\text{д}} = 6,5 \text{ кг/см}^2;$$

5) потеря напора в обвязке насоса

$$p_{\text{об}} = 8,8 \text{ кг/см}^2.$$

Мощность двигателя для привода насоса можно определить по формуле

$$N_{\text{н}} = \frac{p_0 Q}{7,5 \eta_{\text{н}}} \text{ [л. с.]},$$

где p_0 — потеря напора, равная 77,16 кг/см²; Q — подача насоса, равная 50 л/сек; $\eta_{\text{н}}$ — к. п. д. насоса, равный 0,65.

Отсюда

$$N = \frac{10 \times 77,16 \times 50}{102 \times 0,65} = 585 \text{ квт.}$$

РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБОБУРОВ

Шифр турбобура	Расход промысловой жидкости, л/сек	Скорость вращения, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.	Примечание
<i>Рабочая жидкость — глинистый раствор удельного веса 1,20 Г/см³</i>						
T12M2-10	40	490	185	36,0	126	Характеристика серийных турбобуров
T12M3-10	45	550	235	45,6	180	
T12M3-10-I	50	610	288	56,4	246	
	55	670	348	68,4	325	
	60	730	415	81,5	424	
	65	790	487	95,5	540	
T12M3-9	40	625	184	43,5	161	То же
	45	708	233	55,2	223	
	55	770	360	79,0	390	
T12M3-9-I (120 ступеней)	35	492	147,5	31,2	101,5	»
	40	563	191,8	40,5	150,5	
	45	632	245,0	51,6	216,0	
	50	704	298,0	63,5	293,0	
	55	772	363,0	77,0	392,0	
	42	590	210	47,5	175	
	52	730	320	73,0	330	
T12M3-6 ⁵ / ₈ (T12M1-6 ⁵ / ₈)	18	475	31,8	20,0	21,0	»
	20	530	39,0	24,6	28,8	
	22	580	60,0	32,0	48,0	
	25	660	61,2	38,4	56,4	
	30	795	88,0	55,5	97,5	
	32	845	126,0	68,0	147,0	
T12M1-8	35	565	124	37,0	97,5	
T12M3-8	40	645	162	48,5	146,0	
T12M3-8-I	45	725	204	61,5	206,0	
T12M2K-10	40	740	110,0	40,8	113	То же. Число ступеней 38
	45	830	139,0	51,5	162	
	50	925	171,5	63,5	222	
T12M2K-8	30	760	63,5	27,1	67,5	Характеристика опытных турбобуров. Число ступеней 47
	36	915	91,8	39,1	117,0	
	40	1015	113,5	48,5	161,0	
T12M3-71 ¹ / ₂ (120 ступеней)	26	660	93	43	85	
	35	890	168	78	209	

Продолжение табл. 150.

Шифр турбобура	Расход промышленной жидкости, л/сек	Скорость вращения, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.	Примечание
<i>Рабочая жидкость — вода</i>						
T12M2-10	40	490	154	30,0	105	Характеристика серийных турбобуров
T12M3-10	45	550	195	38,0	150	
	50	610	240	47,0	205	
T12M3-10-I	55	670	290	57,0	272	
	60	730	346	68,0	353	
	65	790	406	79,5	450	
	68	830	435	84,0	505	
T12M3-9	45	630	205	44	180	То же
	60	840	360	79	420	
T12M3-9-I (120 ступеней)	30	422	90,8	19,0	53,6	»
	35	492	123,0	26,0	84,7	
	40	563	160,0	33,7	125,0	
	45	632	204,0	43,0	180,0	
	50	704	248,0	53,0	244,0	
	55	772	303,0	64,0	324,0	
	60	845	355,0	81,0	420,0	
T12M1-8	35	565	103	31,0	81,4	»
T12M2-8	40	645	135	40,4	121,0	
T12M3-8-I	45	725	170	51,2	172,0	
	50	830	210	69,0	244,0	
T12M1-6 ⁵ /8	20	530,0	32,5	20,5	24,0	»
	25	660,0	51,0	32,0	47,0	
	30	795,0	73,5	46,2	81,5	
	35	925,0	125,0	68,0	161,0	
T9M-50-5	10	1000	8	18,5	11	»
	14	1440	15	36,0	31	
T12M3-71/2 (120 ступеней)	28	710	90	42	90	»
	38	965	165	77	220	

Таблица 151
**ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ НА ПЯТУ ТУРБУБУРА В ЗАВИСИМОСТИ
 ОТ ПРИМЕНЯЕМОЙ ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ**

Шифр турбобура	Расход промывочной жид- кости, л/сек	Средний диаметр турбины, см	Площадь по среднему диаметру, см ²	Площадь опорной поверх- ности подпятника, см ²	Количество подпятников	Общая площадь опорной поверхности, см ²	Вес вала с деталями, т	Промывочная жидкость — вода				Промывочная жидкость — гли- нистый раствор			
								перепад давления при работе турбо- бура, кг/см ²	гидравлическая на- грузка на вал при работе турбобура, T	общая нагрузка на вал турбобура при работе турбобура, T	Удельное давление на пятую при работе турбобура, кг/см ²	перепад давления при работе турбо- бура, кг/см ²	гидравлическая на- грузка на вал при работе турбобура, T	общая нагрузка на вал турбобура при работе турбобура, T	Удельное давление на пятую при работе турбобура, кг/см ²
T12M2-10	45	17,55	242	76,12	12	912	1,147	38,0	9,30	10,45	14,50	45,6	11,40	12,26	14,1
T12M3-10	55							57,0	13,75	14,90	16,35	68,4	16,55	17,70	19,4
T12M3-10-1	65							79,5	19,20	20,35	22,30	94,5	23,10	24,25	26,6
T12M3-9-1	40	16,0	204	50,5	12	606	0,905	33,7	6,80	7,705	12,70	40,5	8,20	9,11	15,0
(120 ступеней)	50							53,0	10,70	11,605	19,20	63,5	12,70	13,61	22,5
T12M1-8	35	14,7	169,7	50,5	12	606	0,765	31,0	5,27	6,03	9,90	37,0	6,30	7,06	11,65
T12M3-8	40							40,4	6,90	7,66	12,05	48,5	8,25	9,02	14,85
T12M3-8-1	45							51,2	8,70	9,46	15,50	61,5	10,41	11,17	18,40
T12M1-6 ⁵ /8	20	11,9	111,22	25,0	8	200	0,498	20,5	2,28	2,78	13,89	24,6	2,74	3,24	16,19
	25							32,0	3,57	4,07	20,34	38,4	4,29	4,79	23,94
	30							46,2	5,13	5,63	28,14	55,0	6,16	6,66	33,29
T12M2K-10	40	18,35	265	76,12	5	380,6	0,526	34,0	9,0	9,53	25,0	40,8	10,80	11,33	29,7
	45							43,0	11,4	11,93	31,3	51,5	13,64	14,17	36,6
	50							53,0	14,0	14,53	38,3	63,5	16,80	17,33	45,0
T12M2K-8	34	14,2	158,57	50,5	7	35,5	0,293	29,0	4,60	4,89	13,8	34,8	5,52	5,81	16,4
	38							36,2	5,73	5,99	16,9	43,5	6,90	7,19	20,3
	42							44,5	7,07	7,36	20,8	53,5	8,50	8,79	24,9
TC3-10	38	17,55	242	76,12	18	1370	2,025	53,8	13,0	15,03	10,95	64,5	15,60	17,63	12,9
TC4-10	42							65,8	15,8	17,83	13,00	79,0	19,20	21,23	15,5
	48							86,5	20,8	22,83	16,70	—	—	—	—

Шифр турбобура	Расход промывочной жид- кости, л/сек	Средний диаметр турбины, см	Площадь по среднему диаметру, см ²	Площадь опорной поверх- ности подпятника, см ²	Количество подпятников	Общая площадь опорной поверхности, см ²	Вес вага с деталями, т	Промывочная жидкость — вода				Промывочная жидкость — гли- нистый раствор			
								перепад давления при работе турбо- бура, кг/см ²	гидравлическая на- грузка на вал при работе турбобура, Т	обман нагрузки на вал турбобура при работе турбобура, Т	удельное давление на пяту при работе турбобура, кг/см ²	перепад давления при работе турбо- бура, кг/см ²	гидравлическая на- грузка на вал при работе турбобура, Т	обман нагрузки на вал турбобура при работе турбобура, Т	удельное давление на пяту при работе турбобура, кг/см ²
ТС3-8 ТС4-8	28	14,7	169,7	50,5	18	910	1,458	39,5	6,70	8,16	8,95	47,5	8,10	9,56	10,50
	32							51,0	8,66	10,42	41,10	61,0	10,35	11,81	13,00
ТС4-6 5 ⁵ /s	38							72,0	12,20	13,66	15,00	86,5	14,70	16,16	17,75
	42							88,0	14,90	16,36	18,00	105,0	17,84	19,30	21,20
	46	11,9	111,22	25	17	425	0,96	24,5	2,73	3,69	8,70	29,5	3,29	4,25	4,00
	20							38,4	4,27	5,23	12,30	46,0	5,12	6,08	14,30
ТС4-5	25							60,0	6,69	7,65	18,00	72,0	8,02	8,98	21,40
	8	8,825	61,1	17,8	15	267	0,483	34,5	2,11	2,59	9,70	41,5	2,53	3,01	11,30
КТД3-10	10							54,0	3,29	3,77	13,60	65,0	3,97	4,45	16,70
	12							78,0	4,76	5,24	19,70	93,5	5,68	6,16	23,20
КТД3М-10	45	17,95	254	74,98	12	900	0,735	39,5	10,00	10,74	11,95	47,5	12,00	12,74	14,15
	55							59,0	15,00	15,74	17,50	71,0	18,00	18,74	20,85
КТД3М-10	65							82,5	21,00	21,74	24,20	99,0	25,10	23,84	28,70
	45	17,55	242	76,12	8	609,6	0,774	32,3	7,80	8,57	13,8	38,8	9,40	10,17	16,70
	55							48,5	11,70	12,47	20,5	58,2	14,10	14,87	24,45
	65							67,5	16,30	17,07	27,9	81,0	19,60	20,37	33,50
КТД3-10-50	40	14,7	242	76,12	5	380,6	0,497	27,5	6,50	7,00	18,3	33,0	7,95	8,45	22,20
	45							34,8	8,40	8,89	23,3	41,8	10,10	10,60	27,70
КТД3-8	50							43,0	10,30	10,80	28,2	51,8	12,40	12,90	33,80
	35	14,7	169,7	33,05	14	462	0,502	24,5	4,15	4,65	10,01	29,5	5,00	5,50	11,90
	40							32,0	5,42	5,92	12,80	38,5	6,54	7,04	15,20
45							40,5	6,86	7,36	15,90	48,7	8,29	8,79	19,00	

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИН СЕКЦИОННЫХ ТУРБОБУРОВ

Тип турбобура	Число ступеней	Расход промывочной жидкости, л/сек	Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.	
<i>Рабочая жидкость — глинистый раствор удельного веса 1,2 Г/см²</i>							
ТС3-10	200	35	430	284	54,8	175	
ТС4-10		38	365	325	63,0	211	
		40	490	370	72,0	252	
ТС5-9	165	45	550	455	88,0	350	
		40	555	258	56,5	207	
		45	622	340	71,5	295	
		50	690	420	88,0	405	
ТС5Б-9	215	55	—	—	—	—	
		30	415	199	42,0	115	
		35	495	265	59,0	182	
		40	555	350	74,0	272	
		42	590	380	85,0	312	
ТС4-5	240	45	622	445	93,0	385	
		50	—	—	—	—	
		8	585	25,0	41,5	20,5	
		10	735	39,0	65,0	40,0	
		12	880	55,5	93,5	69,0	
ТС4М1-5	340	8	585	35,5	59,0	29,0	
		9	655	44,5	74,5	41,0	
		10	735	55,0	92,0	56,5	
ТС3-8	197	28	455	155,5	47,5	99	
ТС4-8		30	500	180,0	58,0	125	
		32	515	203,5	61,0	145	
		35	565	244,0	73,0	193	
		38	615	286,0	86,5	245	
		40	645	319,0	95,5	287	
ТС4-6 ⁵ / ₈		187	16	370	36,0	23,3	27,8
			20	530	73,0	46,0	54,0
	25		660	114,5	72,0	106,0	
ЗТС5А-8	320	28	385	280	68	150	
		32	440	360	88	220	
ТС5Б-7 ¹ / ₂	220	22	560	125	57	98	
		28	710	200	92	198	
ТС4А-6 ⁵ / ₈	187	20	530	92	50	68	
		25	660	145	77	134	
ТС4МА-6 ⁵ / ₈	271	22	485	120	54	82	
		28	615	195	87	168	
ТС4МА-5	240	10	635	36	55	32	
		12	760	52	80	55	

Продолжение табл. 152

Тип турбобура	Число ступеней	Расход промывочной жидкости, л/сек	Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.
ТС4А-4	283	6	790	21	55	23
		7	920	28	75	31
<i>Рабочая жидкость — вода</i>						
ТС3-10 ТС4-10	200	35	430	233	46,5	143
		40	490	308	60	210
		42	515	330	65	237
		45	550	390	75,5	300
		50	610	470	91	410
ТС5-9	165	—	—	—	—	—
		45	622	284	59,5	246
		50	690	350	74	340
		55	760	425	89	450
ТС5Б-9	215	35	485	255	47	152
		30	555	292	61,5	225
		45	622	370	77,5	320
		50	690	460	97	445
ТС3-8 ТС4-8	197	30	485	149	47	101
		35	580	205	66	166
		40	665	265	87	246
		16	425	39	24,5	23
ТС4-6 ⁵ / ₈	187	20	530	61	38,4	45
		25	660	95,5	60	88
		25	735	120,0	77	120
		8	585	20,8	34,5	17,1
ТС4-5	240	10	735	32,5	54	3,3
		12	880	46,5	78	57,6
		8	585	29,5	49	24,2
ТС4М1-5	340	9	655	37	62	33,8
		10	735	46	76,5	47,2
		11	805	56	92,5	62,8
		30	410	265	65	152
ЭТС5-8	320	35	480	360	88	241
		25	635	130	61	115
		30	760	185	88	196
ТС4А-6 ⁵ / ₈	187	22	580	92	50	75
		28	740	150	81	155
		25	550	130	58	100
ТС4МА-6 ⁵ / ₈	271	30	660	185	85	175
		12	760	43	66	46
		14	885	59	90	73
ТС4МА-5	240	7	920	24	62	30
		8	1050	31	81	45

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИН КОЛОНКОВЫХ ТУРБОДОЛОТ

Тип турбодолота	Тип турбины	Число ступеней	Расход жидкости, л/сек	Максимальная мощность, л. с.	Скорость вращения вала при максимальной мощности, об/мин	Момент на валу при максимальной мощности, кг·м	Перепад давления, кг/см ²
-----------------	-------------	----------------	------------------------	------------------------------	----------------------------------------------------------	------------------------------------------------	--------------------------------------

При бурении с промывкой глинистым раствором удельного веса 1,2 Г/см²

КТДЗ-10	Т19-10	80	40	114	590	138	37,5
			45	162,5	665	175	47,5
			50	223,0	740	216	58,5
			55	295,0	810	261	71,0
			60	384,0	885	311	84,0
КТДЗМ-10	Т12М2-10	85	65	490,0	960	365	99,0
			40	107,5	490	157	30,6
			45	153,0	550	199	38,8
			50	209,0	610	245	48,0
			55	277,0	670	296	58,2
			60	360,0	730	353	69,5
			65	458,0	790	415	81,0
КТДЗ-10—50	—	—	35	80,5	615	93,6	25,2
			40	120,0	700	122,5	33,0
			45	173,0	790	157,5	41,8
			50	234,0	875	192,0	51,5
			35	77,5	565	98,0	29,5
КТДЗ-8	Т1-1	80	40	115,0	645	128,0	38,5
			45	162,0	725	161	48,7
			50	208	720	260	56
КТДЗ-9		100	38	100	630	115	38
			45	170	750	160	53
КТДЗ-8		79	28	100	690	106,5	44,5
			30	134	738	120,5	51,0
КТДЗ-7 ¹ / ₂		117	25	66	660	73	40
			30	115	790	105	57

При бурении с промывкой водой

КТДЗ-10	Т19-10	80	40	95,0	590	115	31,2
			45	135,5	665	146	39,5
			50	186,0	740	180	49,0
			55	246,0	810	217	59,0
			60	320,0	885	259	70,0
КТДЗМ-10	Т12М2-10	85	65	408,0	960	304	82,5
			40	89,5	490	131	25,5
			45	127,5	550	161	32,3
			50	174,5	610	204	40,0
			55	231,0	670	246	48,5
			60	300,0	730	294	58,0
			65	382,0	790	346	67,5

Продолжение табл. 153

Тип турбодолота	Тип турбины	Число ступеней	Расход жидкости, л/сек	Максимальная мощность, л. с.	Скорость вращения вала при максимальной мощности, об/мин	Момент на валу при максимальной мощности, кг·м	Перепад давления, кг/см ²
КТДЗ-10—50			35	67,0	615	78	21,0
			40	100,0	700	102	27,5
			45	144,0	790	132	34,8
КТДЗ-8	Т12М1-8	80	50	195,0	875	160	43,0
			35	64,3	565	81,5	24,5
			40	95,5	645	106,5	32,0
			45	35,5	725	134,0	40,5

Таблица 154

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТУРБИН
168-мм ТУРБОБУРОВ ПРИ БУРЕНИИ С ПРОМЫВКОЙ ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ
УДЕЛЬНОГО ВЕСА $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$ И РАСХОДЕ $Q = 25 \text{ л/сек}$

Тип турбобура	Высота ступени, мм	Число ступеней	Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.	Гидравлический, к. в. д.	Примечание
T12M3	56	100	660	78	42	72	0,510	Безободная Пластмассовая Ободная То же »
T12MII	56	100	860	99	57	119	0,625	
ТС4МА	60	94	550	54	24,2	41	0,510	
ТС4Е	46	120	625	82	39	71	0,550	
ТС6	46	230	680	160	83	151	0,550	

Таблица 155

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИН СЕРИЙНЫХ УКОРОЧЕННЫХ
ТУРБОБУРОВ ПРИ БУРЕНИИ С ПРОМЫВКОЙ ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ
УДЕЛЬНОГО ВЕСА $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$

Тип турбобура	Число ступеней	Расход жидкости, л/сек	Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кг·м	Перепад давления, кг/см ²	Мощность, л. с.
T12M3K-8	30	35	750	57	23,5	58
		45	965	94	39	123
		30	645	77	31,5	69
T12M3K-6 ⁵ / ₈	30	40	855	136	55,5	162
		22	900	25	17	31
		28	1145	40	28	64
	60	20	820	41	28,5	46
		25	1025	65	44,5	92

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ,
СОЗДАВАЕМОЙ БУРОВЫМИ НАСОСАМИ В ТУРБИННОМ БУРЕНИИ

Таблица 156

Потери давления в бурильных трубах на 1000 м длины (в кг/см²)

Размер бурильных труб, мм	Толщина стенок, мм	Внутренний диаметр, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек								
			20	25	30	35	40	45	50	55	60
<i>Для воды</i>											
168	8	152	—	—	—	—	3,1	4,0	4,9	5,9	7,0
	9	150	—	—	—	—	3,3	4,2	5,7	6,3	7,4
141	11	146	—	—	—	—	3,9	4,9	6,0	7,7	8,6
	8	125	—	—	4,7	6,4	8,3	10,4	12,9	—	—
114	9	123	—	—	5,1	6,9	8,9	11,3	13,9	—	—
	11	119	—	—	6,0	8,1	10,6	13,3	16,4	—	—
114	8	98	7,2	11,0	15,7	21,3	—	—	—	—	—
	10	94	8,8	13,6	19,4	26,4	—	—	—	—	—

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$

168	8	152	—	—	—	—	4,6	5,6	6,9	8,3	9,3
	9	150	—	—	—	—	4,9	6,0	7,2	8,6	9,9
141	11	146	—	—	—	—	5,5	6,8	8,2	9,7	11,3
	8	125	—	—	6,7	8,8	11,2	13,8	16,7	—	—
114	9	123	—	—	7,2	9,5	12,0	14,9	18,1	—	—
	11	119	—	—	8,4	10,9	14,1	17,3	21,2	—	—
114	8	98	9,9	14,7	20,5	27,0	—	—	—	—	—
	10	94	12,0	17,9	25,0	33,0	—	—	—	—	—

Таблица 157

Потери давления в затрубном пространстве на 1000 м глубины скважины (в кг/см²)

Диаметр бурильных труб, мм	Диаметр скважины, дюймы	Расход промывочной жидкости, л/сек								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
<i>Для воды</i>										
168	299	—	—	—	—	2,2	2,3	3,5	4,2	5,1
	324	—	—	—	—	1,0	1,2	1,5	1,8	2,2
141	245	2,3	3,5	5,1	6,9	9,0	—	—	—	—
	273	—	—	1,6	2,1	2,8	3,6	4,4	—	—
114	299	—	—	0,7	0,9	1,2	1,5	1,9	—	—
	324	—	—	0,4	0,5	0,6	0,8	—	—	—
114	219	2,8	4,3	6,2	8,5	—	—	—	—	—
	245	1,0	1,6	2,3	3,2	—	—	—	—	—
	273	0,4	0,6	0,9	1,3	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 157

Диаметр буровых труб, мм	Диаметр скважины, дюймы	Расход промывочной жидкости, л/сек								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
<i>Для глинистого раствора удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^2$</i>										
168	299	—	—	—	—	3,0	3,9	4,8	5,8	6,8
	324	—	—	—	—	1,5	1,9	2,4	2,9	3,4
141	245	2,9	4,5	6,5	8,8	11,5	—	—	—	—
	273	—	—	2,1	2,8	3,7	4,7	5,8	—	—
114	299	—	—	1,1	1,5	1,9	2,4	3,0	—	—
	324	—	—	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	—	—
114	219	3,7	5,8	8,4	11,5	—	—	—	—	—
	245	1,4	2,4	3,4	4,7	—	—	—	—	—
	273	0,6	0,9	1,3	1,8	—	—	—	—	—

Таблица 158

Потери давления в замковых соединениях для глинистого раствора удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$ на 1000 м глубины скважины (в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$)

Тип и размер замка, мм	Толщина стенки буровой трубы, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек									
		20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
ЗШ-146	8	2,70	4,2	6,1	8,3	—	—	—	—	—	—
	10	5,6	8,8	12,6	17,2	—	—	—	—	—	—
ЗШ-178	8 и 9	—	—	1,8	2,4	3,1	4,0	4,9	—	—	—
	11	—	—	3,9	5,3	6,9	8,7	10,8	—	—	—
ЗШ-203	8 и 9	—	—	—	—	1,0	1,3	1,6	2,0	2,4	2,8
	11	—	—	—	—	1,9	2,4	3,0	3,6	4,2	5,0
ЗН-197	9 и 11	—	—	—	—	10,7	14,8	18,2	12,1	26,2	30,8

Таблица 159

Потери давления в обвязке насоса $p_{об}$ (в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$)

Количество штангов	Расход промывочной жидкости, л/сек									
	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
<i>Для воды</i>										
1	1,1	1,8	2,5	3,4	4,5	5,7	7,0	8,5	10,1	
2	0,7	1,1	1,5	2,1	2,7	3,4	4,3	5,1	6,1	
<i>Для глинистого раствора удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$</i>										
1	1,4	2,2	3,2	4,3	5,6	7,1	8,8	10,6	12,6	
2	0,8	1,3	1,9	2,6	3,4	4,3	5,3	6,4	7,6	

Таблица 160

Потери давления в трехшарошечных долотах при турбинном бурении
(в кг/см²)

Диаметр долота, мм	Размер тур-бобура, мм	Диаметр промывочных отверстий, мм	Площадь сечения промывочных отверстий, см ²	Расход промывочной жидкости, л/сек									
				20	25	30	35	40	45	50	55	60	
<i>Для воды</i>													
295	250/260	30	21,2	—	—	—	—	3,0	3,9	4,8	5,8	6,9	
270	232/235	25	14,7	—	—	3,3	4,5	5,9	7,5	9,3	—	—	
245	210/212	24	13,6	—	—	3,9	5,3	6,9	8,7	10,8	—	—	
215	190/195	20	9,42	3,2	5,1	7,3	9,9	—	—	—	—	—	
190	168	18	7,65	4,6	7,3	10,4	14,2	—	—	—	—	—	

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$

295	250/260	30	21,2	—	—	—	—	4,2	5,3	6,5	7,9	9,4
270	232/235	25	14,7	—	—	4,8	6,4	8,3	10,5	13,0	—	—
245	210/212	24	13,7	—	—	5,5	7,5	9,8	12,3	15,2	—	—
215	190/195	20	9,42	4,2	6,6	9,5	13,0	—	—	—	—	—
190	168	18	7,65	7,0	10,9	15,2	21,3	—	—	—	—	—

Таблица 161

Потери давления в трехшарошечных долотах с увеличенными промывочными отверстиями и плавным входом жидкости (в кг/см²)

Диаметр долота, мм	Размер тур-бобура, мм	Диаметр промывочных отверстий, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек										
			20	25	30	35	40	45	50	55	60		
<i>Для воды</i>													
295	250/260	30	—	—	—	—	2,6	3,2	4,0	4,9	5,8		
270	232/235	25	—	—	2,7	3,7	4,8	6,1	7,5	—	—		
245	210/212	24	—	—	3,2	4,3	5,6	7,1	8,8	—	—		
215	190/195	21	1,9	3,0	4,3	5,9	—	—	—	—	—		
190	168	19	2,6	4,1	5,9	8,1	—	—	—	—	—		

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$

295	250/260	30	—	—	—	—	3,4	4,3	5,3	6,4	7,6
270	232/235	25	—	—	3,8	5,2	6,7	8,5	10,5	—	—
245	210/212	24	—	—	4,4	6,0	7,8	9,9	12,3	—	—
215	190/195	21	3,0	4,6	6,7	9,1	—	—	—	—	—
190	168	19	4,2	6,6	9,5	12,9	—	—	—	—	—

Таблица 162

Суммарные потери давления в циркуляционной системе на 1000 м
глубины скважины (в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$)

Диаметр долота, мм	Размер буриль- ных труб, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60

Для воды

295	168	—	—	—	—	14,6	18,5	22,9	27,6	32,9
	141	—	—	12,1	16,5	21,6	27,4	33,8	—	—
270	168	—	—	—	—	19,6	24,8	30,6	37,1	44,2
	141	—	—	14,5	19,8	25,8	32,7	40,4	—	—
245	141	—	—	16,6	22,6	29,6	37,4	46,2	—	—
	114	13,5	21,1	30,4	41,3	—	—	—	—	—
215	141	11,0	17,2	24,8	33,7	44,1	—	—	—	—
	114	16,1	25,3	36,4	49,5	—	—	—	—	—
190	114	20,0	31,3	45,1	61,5	—	—	—	—	—

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$

295	168	—	—	—	—	19,3	24,4	30,2	36,5	43,4
	141	—	—	16,0	21,8	28,5	36,0	44,5	—	—
270	168	—	—	—	—	26,0	32,8	40,6	49,1	58,4
	141	—	—	19,4	26,4	34,5	43,7	49,6	—	—
245	141	—	—	21,4	29,2	38,1	48,2	59,5	—	—
	114	17,7	27,6	39,7	54,0	—	—	—	—	—
215	141	14,2	22,1	31,8	43,8	56,5	—	—	—	—
	114	21,0	32,8	47,2	64,4	—	—	—	—	—
190	114	26,8	41,9	60,4	82,2	—	—	—	—	—

Таблица 163

Суммарные потери давления в циркуляционной системе на 1000 м
глубины скважины при работе с бурильными трубами
равнопроходного сечения и увеличенного проходного сечения
в обвязке насоса и долоте

Диаметр долота, мм	Размер бу- рильных труб, мм	Внутренний диаметр труб, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек								
			20	25	30	35	40	45	50	55	60

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2 \text{ Г/см}^3$

295	168	152	—	—	—	—	14,6	18,4	22,8	27,5	32,8
270	168	152	—	—	—	15,6	20,4	25,8	31,9	38,6	—
245	152	136	—	—	17,3	23,6	30,8	39,0	—	—	—
215	147	129	—	19,4	28,0	38,0	49,6	—	—	—	—
190	124	107	—	32,7	46,4	68,0	—	—	—	—	—

Диаметр долота, мм	Размер бу- рильных труб, мм	Внутренний диаметр труб, мм	Расход промывочной жидкости, л/сек								
			20	25	30	35	40	45	50	55	60
<i>Для воды</i>											
215	168	152	—	—	—	—	11,0	14,0	17,3	20,9	24,8
270	168	152	—	—	—	11,8	15,4	19,4	24,0	29,0	—
245	152	136	—	—	13,6	18,5	24,2	30,6	—	—	—
215	147	129	—	14,6	21,0	28,6	37,4	—	—	—	—
190	121	107	—	23,8	34,2	46,5	—	—	—	—	—

Примечание. Обвязка насосов из труб с увеличенными проходными сечениями принята только для 168-мм труб, для труб остальных размеров обвязка обычная.

ТРЕБОВАНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ДИСЦИПЛИНЕ В БУРЕНИИ

1. Основным документом по проводке скважины является геолого-технический наряд (ГТН), обязательный для выполнения буровыми мастерами, бурильщиками и начальниками участков.

2. ГТН составляется на основании утвержденного типового проекта для каждой скважины индивидуально и утверждается главным инженером и главным геологом предприятия (цех, разведка, контора).

3. Отступление от ГТН в процессе бурения разрешается делать буровому мастеру только по указанию руководства предприятия. Самовольное отступление от технологии проводки скважин начальником участка, буровым мастером или бурильщиком руководством предприятия должно расцениваться как нарушение технологического режима.

4. За три дня до начала бурения новой скважины утвержденный ГТН выдается буровому мастеру. За один день до начала бурения скважины в буровой должно быть проведено производственное совещание — пусковая конференция — под председательством директора предприятия или главного инженера с обязательным участием бурового мастера с бригадой, начальника участка, главного геолога, начальников технического отдела и отдела нормирования, главного механика предприятия, ответственных представителей подсобных предприятий.

Буровой мастер на пусковой бригадной конференции подробно освещает ГТН, а также знакомит с инструкцией по уходу за оборудованием, по эксплуатации бурильных труб и предлагает оперативный график бурения скважины.

5. Пуск скважины без полного комплекта контрольно-измерительной аппаратуры по контролю процесса технологии бурения и по измерению качества глинистого раствора не разрешается. В комплект контрольно-измерительных приборов на буровой должны входить:

- индикатор веса (самопишущий и показывающий);
- амперметры и вольтметры (при наличии электропривода);
- манометры;
- аппарат для измерения кривизны скважины системы Петросьяна;
- ареометр АГ-1 с ведром и футляром;
- вискозиметр СПВ-5 с мерной кружкой;
- отстойник металлический Лысенко ОМ-1 с кружкой.

Ответственные скважины (опорные, разведочные и глубокие эксплуатационные) должны иметь переносную лабораторию по глинистым растворам.

На буровой направленного турбинного бурения, кроме перечисленных выше, должны быть все приборы и приспособления по визированию: лебедка Яковлева (тяжелая), аппарат Шашьгина или Амбарцумова.

6. ГТН, в котором должны быть заполнены все графы полностью четким почерком тушью, вывешивается в рамке под стеклом в месте удобном для пользования.

7. Изменения, намечаемые в технологии бурения, вызываемые в результате полученных дополнительных данных в процессе проводки скважины, а также намечаемые изменения проектных глубин и конструкции скважин должны быть внесены в ГТН.

8. Перед спуском на глубину свыше 1000 м и цементированием скважин технический отдел предприятия должен вручить буровому мастеру план организации спуска колонны и цементирования скважины, утвержденный главным инженером предприятия. Анализ тампонажного цемента должен представляться буровому мастеру с первой партией цемента, доставляемой на буровую.

9. Для правильной эксплуатации бурильных и утяжеленных труб должна быть вручена буровому мастеру копия паспорта на трубы. Всеякие изменения в комплекте бурильных труб, сколько метров скважины пробурено ими, допущенные максимальные нагрузки на них, аварии и причины возникновения их с трубами должны фиксироваться буровым мастером в паспорте.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

В качестве промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин применяют глинистые растворы, растворы на нефтяной основе, а также техническую воду. Техническая вода широко используется в нефтяных районах Урало-Поволжья. Это позволило улучшить условия работы буровых насосов и сократить расход запасных частей, улучшить очистку промывочной жидкости от выбуренной породы, повысить производительность насосов при меньшем рабочем давлении на выкиде, увеличить мощность турбобура (вследствие чего он стал воспринимать большие нагрузки), а также увеличить проходку за рейс и механическую скорость проходки; сократить количество подъемов бурильной колонны и расход долот и соответственно повысить коммерческую скорость бурения.

При использовании воды в качестве промывочной жидкости необходимо соблюдать следующие условия:

1) обеспечить нормальную очистку промывочной жидкости от шлама за счет установки механизмов, вибросит и сит-конвейеров или устройства амбарной системы;

2) перед подъемом инструмента скважину необходимо тщательно промыть;

3) особо уделять внимание замковым соединениям, тщательно следить за смазкой резьбы стойкой мазью и крепить их машинными ключами во избежание промыва резьбы водой;

4) переходить с воды на глинистый раствор не менее чем за 50 м до входа в зону бурения с промывкой глинистым раствором.

При переходе с воды на глинистый раствор во избежание прихватов инструмента необходимо следить за состоянием качества глинистого раствора, не допуская ухудшения его параметров.

РАСЧЕТ РАСХОДА ГЛИНЫ НА ПРИГОТОВЛЕНИЕ 1 м³ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Расход глины зависит от удельного веса глины, влажности глины, удельного веса приготавливаемого и исходного раствора и определяется по формуле

$$X = \frac{\gamma_r (\gamma_p - \gamma_b)}{\gamma_r - \gamma_b (1 - n + n\gamma_r)}$$

где X — количество глины в 1 м^3 раствора в t ; γ_r — удельный вес глины в $\Gamma/\text{см}^2$; γ_p — удельный вес глинистого раствора в $\Gamma/\text{см}^3$; γ_v — удельный вес воды в $\Gamma/\text{см}^2$; n — влажность глины в долях от единицы.

Поскольку на практике расход глины учитывать легче по объему, рекомендуется следующая формула для пересчета

$$V = \frac{X}{1,9}$$

где V — объем глины в раздробленном виде в м^3 ; 1,9 — средний объемный вес глины в $\text{T}/\text{м}^3$, X — количество глины, растворенной в 1 м^3 раствора в t .

Таблица 164

КОЛИЧЕСТВО ГЛИНЫ, НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ 1 м^3
ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ПРИ ВЛАЖНОСТИ ГЛИНЫ 10%

Удельный вес глинистого раствора, $\Gamma/\text{см}^3$	Удельный вес глины, $\Gamma/\text{см}^3$				
	2,25	2,35	2,45	2,6	2,8
1,05	0,100	0,970	0,940	0,900	0,870
1,10	0,200	0,193	0,183	0,180	0,173
1,12	0,240	0,232	0,225	0,217	0,207
1,15	0,300	0,289	0,281	0,271	0,259
1,18	0,359	0,349	0,339	0,325	0,312
1,20	0,400	0,386	0,375	0,362	0,346
1,21	0,421	0,405	0,396	0,380	0,363
1,22	0,441	0,426	0,414	0,398	0,380
1,23	0,461	0,445	0,433	0,416	0,397
1,24	0,480	0,465	0,458	0,435	0,415
1,25	0,504	0,485	0,470	0,451	0,432
1,26	0,520	0,504	0,488	0,470	0,450
1,27	0,541	0,522	0,508	0,488	0,467
1,28	0,560	0,542	0,527	0,507	0,478
1,29	0,581	0,566	0,546	0,524	0,502
1,30	0,600	0,580	0,563	0,541	0,519

Примечание. Здесь не учтено присутствие в глинах веществ, не переходящих в суспензию. Поэтому при использовании обычных натуральных глин числа, указанные в таблице, следует умножить на коэффициент, равный 1,05—1,10.

БЕНТОНИТОВЫЙ ГЛИНОПОРОШОК

При бурении нефтяных и газовых скважин в качестве добавки к структурным глинистым растворам, приготовленным из местных глин, а также в качестве основного материала для приготовления промывочных растворов с низким удельным весом и высокими тиксотропными свойствами при проходке в зонах, поглощающих обычную промывочную жидкость (воду или глинистый раствор), применяют порошок из бентонитовой глины.

Бентонитовый порошок готовят из бентонитовой глины, не содержащей гипса, мергеля, песка и других вредных примесей.

Качество порошка определяют по параметрам растворов, приготовленных на его основе с дистиллированной водой, а тонкость помола бентонитовой глины — по остатку на сите (4900 отверстий на 1 см²), который не должен превышать 5%.

Характеристика глинистого раствора, приготовленного из порошка бентонитовой глины, должна быть следующая:

Вязкость по СПВ-5, сек	20 ± 0,2
Удельный вес, Г/см ³	1,05 + 1,003
Водоотдача за 30 мин, см ³	14
Толщина корки, мм	не более 1,5
Суточный отстой	0
Стабильность	0,00

УТЯЖЕЛИТЕЛИ ДЛЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Таблица 165

Удельный вес утяжелителей

Утяжелитель	Удельный вес, Г/см ³	
	руда	чистый
Барит кировабадский	3,77—3,85	4,5
Барит беловский	4,10—4,20	4,5
Барит кутаисский	4,30—4,35	4,5
Гематит	4,30—4,60	5,19—5,28
Серный колчедан	4,00—4,20	4,90—5,20
Магнетитовые пески	3,80—4,50	4,90—5,20
Пиритовые огарки	—	3,60—3,80
Колошниковая пыль	—	4,00—4,50

Примечание. Тонкость помола утяжелителей: остаток на сите 4900 отверстий на 1 см² при размере ячеек в свету 0,085 мм не более 5%.

Расчет расхода утяжелителей на утяжеление 1 м³ глинистого раствора

Расход утяжелителя зависит от удельного веса утяжелителя, влажности утяжелителя, удельного веса приготовляемого и исходного раствора и определяется по формуле

$$X = \frac{\gamma_3 (\gamma_2 - \gamma_1) (1 - n)}{\gamma_3 - \gamma_2 (1 - n + n\gamma_3)}$$

где X — количество утяжелителя, добавляемое к 1 м³ глинистого раствора, в m ; γ_1 — удельный вес глинистого раствора до утяжеления; γ_2 — удельный вес глинистого раствора после утяжеления; γ_3 — удельный вес утяжелителя; n — влажность в %.

Расход утяжелителя на приготовление 1 м³ раствора при различном его удельном весе приведен в табл. 166—168.

Таблица 166

Количество утяжелителя — гематита (удельного веса 4,3—4,6), необходимое для утяжеления 1 м³ глинистого раствора от удельного веса γ_1 до удельного веса γ_2 при 10%-ной влажности утяжелителя (в кг)

Удельный вес исходного глинистого раствора, Г/см ³	Удельный вес утяжеленного глинистого раствора, Г/см ³																						
	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80	1,85	1,90	1,95	2,0	2,05	2,10	2,15	2,20	2,25	2,30		
1,25	73	151	230	315	404	498	600	700	813	933	1069	1195	1337	1487	1653	1825	2020	2200	2440	2690	2960		
1,30		75	153	236	324	415	512	615	723	840	963	1095	1235	1378	1545	1715	1900	2090	2310	2550	2810		
1,35			77	157	242	333	426	525	633	745	865	995	1135	1275	1430	1602	1785	1970	2180	2420	2670		
1,40				79	161	250	343	438	542	653	770	895	1030	1170	1323	1485	1665	1850	2050	2280	2540		
1,45				81	166	256	352	451	559	674	795	925	1062	1215	1373	1545	1725	1927	2150	2390			
1,50					83	171	264	362	465	576	696	824	955	1100	1260	1437	1600	1800	2010	2250			
1,55						86	176	272	373	480	595	720	850	990	1145	1310	1480	1617	1884	2110			
1,60							88		182	280	385	496	616	742	880	1030	1180	1356	1595	1745	1975		
1,65								88	91	186	289	398	515	636	770	915	1070	1233	1415	1615	1830		
1,70									93	192	298	412	530	660	800	950	1110	1285	1482	1690			
1,75										96	199	309	425	550	685	834	985	1155	1345	1552			
1,80											99	318	440	571	712	862	1020	1190	1380	1590			
1,85												330	458	594	738	890	1075	1267	1475				
1,90												402	530	670	820	980	1165	1365	1580				
1,95													410	540	690	850	1030	1230	1440				
2,00														410	540	700	880	1080	1290				
2,05															410	540	720	920	1130				
2,10																410	540	750	960				
2,15																	410	540	780				
2,25																		410	540				

Таблица 167

Количество утяжелителя — белого барита (удельного веса γ_1 —4,1—4,2 г/см³), необходимое для утяжеления глинистого раствора от удельного веса γ_2 до удельного веса γ_3 при 10%-ной влажности барита (в кг)

Удельный вес исходного глинистого раствора, Г/см ³	Удельный вес утяжеленного глинистого раствора, Г/см ³																					
	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80	1,85	1,90	1,95	2,00	2,05	2,10	2,15	2,20	2,25	2,30	
1,25	76	156	241	332	425	528	635	747	872	1000	1145	1288	1455	1625	1815	2030	2250	2505	2760	3070	3425	
1,30		78	161	249	340	440	544	656	774	900	1046	1181	1345	1510	1695	1900	2115	2370	2620	2915	3160	
1,35			80	166	256	352	452	562	680	800	935	1074	1231	1395	1575	1775	1980	2225	2475	2770	3090	
1,40				83	170	264	362	468	582	700	830	967	1116	1275	1455	1650	1850	2083	2325	2610	2930	
1,45					85	176	271	374	485	600	728	859	1005	1160	1335	1523	1720	1945	2180	2460	2775	
1,50						88	181	281	388	500	625	752	893	1044	1210	1395	1586	1810	2035	2305	2610	
1,55							90	187	291	400	520	645	784	827	1090	1268	1455	1670	1892	2150	2440	
1,60								93	194	300	415	536	672	812	967	1140	1320	1530	1745	2000	2280	
1,65									97	300	412	530	660	696	850	1025	1187	1390	1600	1845	2120	
1,70										300	412	530	660	696	850	1025	1187	1390	1600	1845	2120	
1,75										100	207	322	447	580	728	889	1055	1250	1455	1690	1955	
1,80										104	215	335	464	605	762	926	1110	1306	1535	1792	2120	
1,85											104	107	223	348	485	634	794	975	1160	1383	1630	
1,90												112	232	364	507	660	835	1035	1236	1465	1700	
2,00													116	242	380	528	695	873	1076	1300	1541	
2,05														121	253	396	555	726	922	1141	1390	
2,10														127	264	417	581	768	980	1241	1515	
2,15															132	278	436	615	815	1041	1330	
2,20															139	291	461	650	873	1115	1454	

Таблица 168

Количество кировабадского утяжелителя, необходимое для приготовления 1 м³ утяжеленного глинистого раствора от γ_1 до γ_2 при 10%-ной влажности утяжелителя (в кг)

Удельный вес жидкого глинистого раствора, Г/см ³	Удельный вес утяжеленного глинистого раствора, Г/см ³											
	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80
1,25		79,4	163,5	254,0	347,0	450,0	567,0	676,0	800	938,0	1080,0	1235,0
1,30			86,6	168,5	261,0	360,0	465,0	580,0	700	835,0	974,0	1120,0
1,35				84,3	173,6	270,0	372,0	483,0	600	730,0	865,0	1010,0
1,40					86,8	180,0	279,0	387,0	500	625,0	756,0	900,0
1,45						90,2	186,0	290,0	400	521,0	650,0	785,0
1,50							93,0	193,5	300	417,0	540,0	675,0
1,55								96,7	200	313,0	432,0	562,0
1,60									100	209,0	325,0	450,0
1,65										104,2	216,2	337,0
1,70											108,0	225,0
1,75												112,5
1,80												—

ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ареометр АГ-1 для определения удельного веса промывочной жидкости (рис. 160).

Этим прибором можно измерять и контролировать промывочные жидкости удельного веса от 0,9 до 2,4 Г/см³.

Он состоит из поплавка 1, стакана 2 и съемного грузика 3. Для определения удельного веса необходимо поворотом вправо отсоединить стакан 2 от поплавка и заполнить его промывочной жидкостью. Затем следует вставить в него поплавок и поворотом влево плотно соединить обе эти части. Емкость стакана составляет 180 см³. При соединении поплавок со стаканом излишек жидкости выдавливается через отверстия в стакане, чем обеспечивается постоянство объемов измеряемых порций жидкости.

Перед погружением на замер заряженный таким способом ареометр необходимо тщательно обмыть водой, после чего опустить его в ведро, заполненное чистой водой.

Деление на шкале поплавок, до которого ареометр погружится в воду, будет соответствовать плотности измеряемой промывочной жидкости. Удельный вес промывочной жидкости от 0,9 до 1,7 Г/см³ измеряется с закрепленным на стакане ареометра грузом по левой шкале поплавок, а в пределах 1,6—2,4 Г/см³ — без груза, по правой шкале.

Измерение с паспортной погрешностью возможно при погружении ареометра в воду удельного веса $1 \pm 0,02$.



Рис. 160. Ареометр АГ-1.

1 — поплавок; 2 — стакан; 3 — съемный грузик.

Так как вода на буровой обычно минерализована и плотность ее больше $1,0 \text{ Г/см}^3$, рекомендуется определять удельный вес воды стеклянным ареометром и вводить поправку измерения промывочной жидкости по табл. 169.

Таблица 169

Поправка к результатам измерения удельного веса воды
стеклянными ареометрами

Удельный вес промывочной жидкости, Г/см^3		Удельный вес воды, Г/см^3				
по левой шкале	по правой шкале	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05
1,0	1,7	0,04	0,085	0,13	0,17	0,21
1,1	1,8	0,045	0,09	0,13	0,175	0,22
1,2	1,9	0,045	0,09	0,135	0,185	0,23
1,3	2,0	0,05	0,095	0,14	0,19	0,235
1,4	2,1	0,05	0,10	0,145	0,195	0,245
1,5	2,2	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
1,6	2,3	0,055	0,105	0,16	0,21	0,26

Примечание. Таблица составлена по данным справочника «Автоматизация, приборы контроля и регулирования». Госгостехиздат, 1963 г. (стр. 76, рис. 2.2)

Пример. Определить истинный удельный вес промывочной жидкости. Ареометр показывает удельный вес промывочной жидкости 1,6 или $2,3 \text{ Г/см}^3$, при этом удельный вес воды оказался равным $1,05 \text{ Г/см}^3$, поправка по табл. 179 составляет $0,26 \text{ Г/см}^3$. Искомая плотность будет $1,86 \text{ Г/см}^3$.

Практически при отсутствии таблицы рекомендуется поправку находить следующим путем: измерить удельный вес воды, вычесть $1,0 \text{ Г/см}^3$ и разность, увеличенную в 5 раз, прибавить к показанию ареометра.

Техническая характеристика ареометра АГ-1

Пределы измерения, Г/см^3	0,9—2,4
Цена деления шкалы, Г/см^3	0,02
Погрешность измерения, Г/см^3	$\pm 0,01$
Объем стакана, см^3	180
Габаритные размеры прибора, мм	102,5—450
Вес прибора с грузом, кг	0,6

Вискозиметр СПВ-5 (рис. 161)

Стандартный полевой вискозиметр состоит из металлической воронки 1, к нижней части которой припаяна калиброванная трубка 2, ручка воронки имеет две прорези для подвески вискозиметра в вертикальном положении. Воронка снабжена съемной сеткой для процеживания промывочной жидкости при заполнении ею воронки. В комплект вискозиметра входит специальная кружка, разделенная на два отделения объемами 500 и 200 см^3 .



Рис. 161. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5.

1 — сетка; 2 — жестяная воронка; 3 — калиброванная трубка диаметром 5 мм; 4 — пружина с глухой перегородкой, разделяющая ее на две части, объемом 200 и 500 см^3 .

Условной вязкостью глинистого раствора (измеряемой в секундах по СПВ-5) называется время истечения 500 см³ жидкости из налитых в воронку 700 см³.

Практически замер производится следующим образом. В воронку наливают поочередно 500 и 200 см³ глинистого раствора, закрыв нижний конец трубки пальцем. Для правильности показаний раствор должен быть пропущен через сетку, предварительно вставленную в воронку. Подставив под воронку кружку, отнимают палец от конца трубки, а другой рукой засекают время на секундомере. Время истечения 500 см³ воды из вискозиметра при 5-мм трубке равно 15 сек при температуре воды 20° С ± 2.

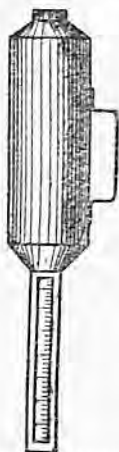


Рис. 162. Металлический отстойник ОМ-1.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПЕСКА В ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Содержание песка определяется при помощи колбы Лысенко — в лабораторных условиях и отстойниках ОМ-1 — на буровой.

Колба Лысенко представляет собой стеклянный цилиндр диаметром 68 мм, переходящий внизу в трубку диаметром 12 мм. Колба имеет деления до 10 см³ через 1 см³ и до 50 см³ через 50 см³.

Отстойник ОМ-1 представляет собой металлический цилиндр, в нижней части которого в металлическом чехле заделана стеклянная бюретка, градуированная в кубических сантиметрах. Отстойник закрывается крышкой с прокладкой.

Для определения процента содержания песка в глинистом растворе (рис. 162) в отстойник ОМ-1 наливают 50 см³ глинистого раствора, который затем разбавляют водой до объема 500 см³. Содержимое сильно взбалтывают, после чего прибор ставят в вертикальное положение на 3 мин. Этого времени вполне достаточно для осаждения песка, так как при этом успевают осесть все частицы размером более 0,02 мм. Частицы, не успевшие осесть,

являются пылью и на качество глинистого раствора практически не влияют.

Содержание песка определяется объемом песка, осевшего за 3 мин, умноженным на 2. Например, если оседает 1 см³ песка, то содержание его составляет 2%.

Технические данные

Емкость отстойника ОМ-1, см ³	550
Объем стеклянной бюретки, см ³	10
Цена деления шкалы, см ³	0,1
Габаритные размеры, мм:	
отстойника	60 × 372
кружки	60 × 177
Вес прибора, кг	0,5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Стабильность измеряется следующим образом. Цилиндрический сосуд (рис. 163) заполняют глинистым раствором и оставляют в покое на 24 ч. Если вначале раствор в сосуде был однороден, то после стояния в покое его свойства в верхней и нижней частях сосуда становятся различными.

После 24-часового отстаивания глинистый раствор из верхней половины сосуда сливают через боковой отвод, снабженный резиновой трубкой и зажимом, а из нижней половины — через нижний отвод. Ареометром измеряют удельный вес обеих порций рас-

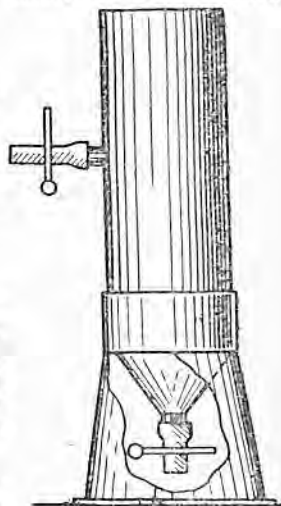


Рис. 163. Прибор ЦС-1 для определения стабильности глинистого раствора.

твора. Разность удельных весов обозначается буквой C и принимается за меру стабильности глинистого раствора.

Пр и м е р. Удельный вес глинистого раствора в верхней половине сосуда равен $1,20 \text{ г/см}^3$, а в нижней $1,24 \text{ г/см}^3$; стабильность при этом будет равна $C = 1,24 - 1,20 = 0,04 \text{ г/см}^3$.

Чем выше стабильность, тем хуже качество глинистого раствора. Для не утяжеленных глинистых растворов стабильность должна быть не более $0,02$, а для утяжеленных не более $0,06 \text{ г/см}^3$.

Технические данные прибора ПС-1

Объем цилиндра, см^3	500
Высота цилиндра, мм	230
Габаритные размеры прибора с подставкой, мм	145×320
Вес прибора, кг	0,5

СУТОЧНЫЙ ОТСТОЙ

Для определения суточного отстоя глинистый раствор наливают в стеклянную мензурку и оставляют в покое на 24 ч. Затем измеряют объем выделившегося из раствора слоя светлой жидкости в процентах от объема глинистого раствора.

Для хороших глинистых растворов суточный отстой равен нулю; вообще он не должен быть выше $2-4\%$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА

Статическим напряжением сдвига называется прочность жесткой пространственной структуры, возникающей в глинистом растворе в состоянии покоя вследствие слипания частиц глины.

Так как прочность структуры глинистого раствора возрастает с течением времени, прошедшего с момента окончания перемешивания, было установлено, что измерение следует производить через 1 мин и через 10 мин после окончания перемешивания; в этом случае статическое напряжение сдвига обозначается θ_1 и θ_{10} .

Статическое напряжение сдвига можно измерять приборами трех типов: ротационным (прибор ГрозНИИ и СНС-2); с поступательным движением пластины в глинистом растворе (прибор ВНИИ-СКБ-6 и С. Ю. Жуховицкого); капиллярным (А. А. Линецкого — Н. М. Охрименко).

В основном применяются приборы ГрозНИИ и СНС-2, промышленностью серийно выпускается прибор СНС-2.

Статическое напряжение сдвига на приборе СНС-2 (рис. 164) измеряется следующим образом. Глинистый раствор наливают в цилиндр 3, установленный на вращающемся столике 5. Вращение столику передается при помощи кольцеобразной пружины от маленького электродвигателя. После сильного перемешивания раствора в стакане 2 в него погружают цилиндр 3, подвешенный на крючке 4 на тонкой упругой стальной нити 1. После паузы в 1 мин или 10 мин включают двигатель, стакан начинает вращаться со скоростью один оборот за 5 мин. Пока структура в глинистом растворе не разрушена, вращение от стакана передается через слой глинистого раствора, как через твердое тело, цилиндр 3, который вращается вместе со стаканом. Нить 1 при этом закручивается и сила сопротивления ее дальнейшему закручиванию все возрастает, но наступает такой момент, когда сопротивление нити преодолевает прочность структуры глинистого раствора у стенок цилиндра и цилиндр останавливается. В этом положении замечают наибольший угол закручивания нити от первоначального положения и по данным, имеющимся в паспорте прибора, рассчитывают соответствующую этому углу закручивания величину статического напряжения сдвига. Для отсчета углов закручивания на приборе установлен лимб.

Для утяжеления считаются пригодными глинистые растворы с $\theta = 30 \div 50 \text{ кг/см}^2$.

Для контроля полученного результата производят повторный замер, при этом внутренний цилиндр возвращают в исходное положение и раствор перемешивают. Через 10 мин замер повторяют.

Полученные в результате замеров величины углов закручивания нити следует умножить на величину статического напряжения сдвига, соответствующую углу закручивания нити в 1° . Эта величина (V) приведена в паспорте прибора и проверяется регулярной градуировкой. Разница между двумя величинами,

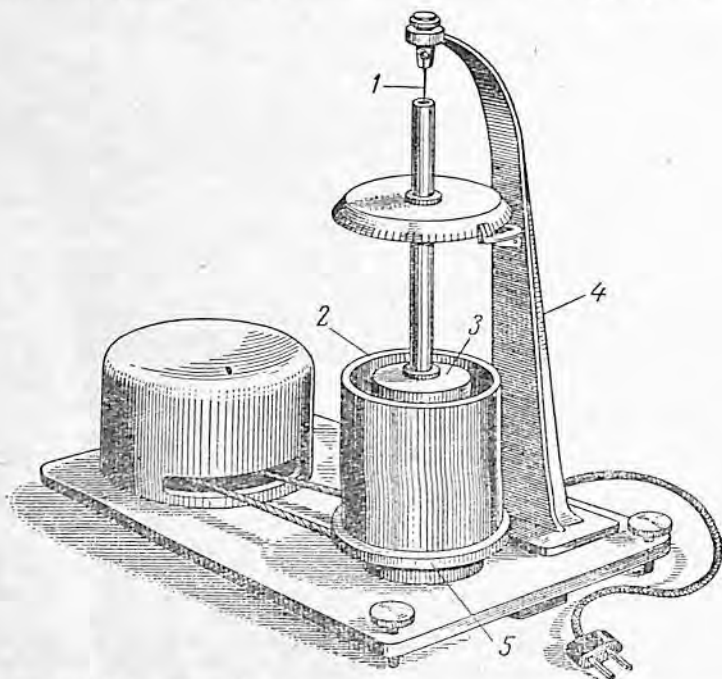


Рис. 164. Прибор СНС-2 для определения статического напряжения сдвига глинистых растворов.
1 — стальная нить; 2 — стакан; 3 — цилиндр; 4 — кронштейн;
5 — вращающийся столик.

полученными при измерении через 10 и 1 мин, позволяет судить о тиксотропии глинистого раствора.

Величина V определяется по формуле

$$V = 109,65 \frac{I}{R^2 h T^2} \left(\frac{\text{мГ}}{\text{см}^2 \text{град}} \right),$$

где I — момент инерции подвесной системы в $\text{Г} \cdot \text{см}/\text{сек}^2$; R — радиус внутреннего цилиндра в м; h — высота внутреннего цилиндра в м; T — полный период колебания подвесной системы в сек.

R и h указаны в паспорте и могут быть измерены в процессе градуировки. Величины I и T определяют экспериментально при помощи градуировочного кольца, момент которого указан в паспорте.

Технические данные

Пределы измерений, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$:	
при диаметре нити 0,3 мм	0—40
» » » 0,4 мм	0—100
» » » 0,5 мм	0—200
Скорость вращения внешнего цилиндра, <i>об/мин</i>	0,2
Цена деления шкалы, <i>град</i>	2
Основная приведенная погрешность, %	± 3
Максимально допускаемый угол поворота внешнего цилиндра, <i>град</i>	72
Диаметр внешнего цилиндра, мм	60
Диаметр внутреннего цилиндра, мм	40
Высота внутреннего цилиндра, мм	60
Напряжение питания, <i>в</i>	220
Габаритные размеры прибора, мм	$160 \times 240 \times$ $\times 405$
Вес в ящике, <i>кг</i>	6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДООТДАЧИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Водоотдача глинистого раствора определяется как объем фильтрата в кубических сантиметрах, выделившегося из раствора, находящегося под давлением 1 или 20 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ за 30 мин через фильтр диаметром 75 мм. Показатель водоотдачи характеризует способность глинистого раствора отдавать свободную воду под давлением в пласты и создавать на стенках скважины глинистую корку. При измерении водоотдачи, как правило, измеряют и толщину глинистой корки.

Для измерения водоотдачи существуют три типа приборов: прибор ГрозНИИ, ВРГ-1 и ВМ-6.

Прибор ГрозНИИ в качестве основания имеет масляную камеру с двумя пробками для заполнения маслом и для опорожнения. На крышке камеры устанавливаются корпус ручного насоса, приемный клапан которого входит внутрь камеры, баллон и стеклянный мерный цилиндр.

Водоотдача прибором ГрозНИИ определяется следующим образом. Фильтрационный стакан вывинчивается из вентиля, разбирается, промывается, после чего на вкладыш накладывается смоченный водой и отжатый между двумя листами фильтровальной бумаги бумажный фильтр и камера собирается.

В собранную фильтрационную камеру заливается испытуемый раствор, постукиванием камеры удаляются пузырьки воздуха из раствора, и камера ввинчивается в вентиль.

В ряде случаев, особенно при густых и тяжелых растворах, заполняется раствором корпус камеры, а затем накладываются фильтр, вкладыш и навинчивается поддон.

Ручным насосом масло из камеры нагнетается в баллон и сжимает воздух до давления 1 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ или 20 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Фильтрат стекает в мерный цилиндр в течение 30 мин, объем фильтрата принимается за водоотдачу глинистого раствора, выраженного в кубических сантиметрах.

Прибор ВРГ-1

Прибор ВРГ-1 в принципе аналогичен прибору ГрозНИИ. Прибор представляет собой масляную литую камеру с массивной крышкой, на которой крепятся воздушно-масляный насос, сферический баллон и стойка с кронштейном для фильтрационной камеры. Фильтрационный стакан соединен с баллоном трубкой. Фильтрат стекает в мерный цилиндр, установленный в специальной выемке в масляной камере.

Прибор применяется в самоходных лабораториях глинистого раствора,

Техническая характеристика

	Прибор ГрозНИИ	Прибор ВРГ-1
Объем баллона, $см^3$	1500	500
Объем пробы раствора, $см^3$	300	300
Диаметр фильтра $мм$	75	74
Диаметр поршня, насоса, $мм$	25	20
Ход поршня, $мм$	30	60
Габаритные размеры, $мм$	$270 \times 370 \times$ $\times 500$	$250 \times 290 \times$ $\times 550$

Водоотдача на буровых измеряется при помощи приборов ВМ-6 (рис. 165). Образец глинистого раствора объемом $120 см^3$ заливают в фильтрационный стакан 3. Дно стакана представляет собой решетку для вытекания отделяющейся жидкости. На эту решетку в качестве пористой перегородки кладут фильтровальную бумагу. Избыток давления на глинистый раствор создается весом плунжера 1 и кожуха 8 с грузовым кольцом 2, подобранного с расчетом создания избыточного давления $1 кг/см^2$.

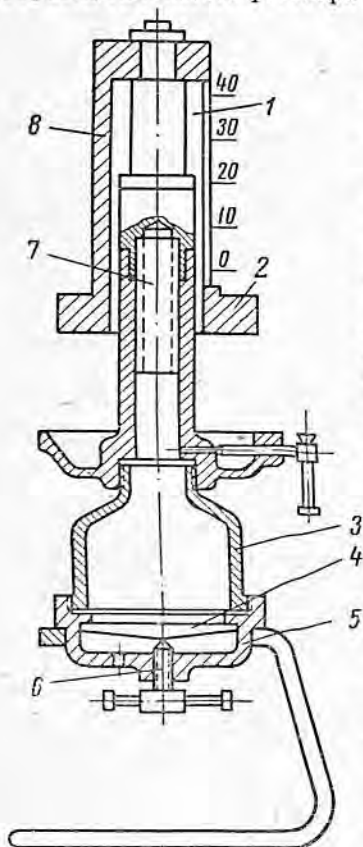


Рис. 165. Прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистых растворов.

1 — плунжер; 2 — грузовое кольцо; 3 — фильтрационный стакан; 4 — стальной диск; 5 — нижняя крышка; 6 — нажимной винт; 7 — цилиндр; 8 — кожух.

Давление плунжера на глинистый раствор передается через машинное масло, заполняющее цилиндр 7. Объем воды, отжимаемой из глинистого раствора, определяется по опусканию плунжера в цилиндре. Для отсчета на цилиндре 7 сделана метка, а к кожуху 8 прикреплена шкала, деления на которой показывают величину водоотдачи в кубических сантиметрах. В нижней крышке 5 сделан запорный клапан, состоящий из стального диска 4 с резиновой прокладкой сверху и нажимного винта 6. Этот запорный клапан препятствует выделению воды из глинистого раствора во время сборки и регулировки прибора перед измерением.

Прибор ВМ-6 позволяет непосредственно измерять водоотдачу до $40 см^3$.

Техническая характеристика

Предел измерения, $см^3$	40
Цена деления шкалы, $см^3$	1
Точность измерения, $см^3$	0,5
Объем пробы раствора, $см^3$	120
Давление фильтрации, $кг/см^2$	1
Диаметр фильтрации, $мм$	53
Габаритные размеры, $мм$	$120 \times 160 \times$ $\times 360$
Вес, $кг$	около 7

Исследование водоотдачи глинистых растворов при высокой температуре

Установка УИВ-1 для исследования водоотдачи (рис. 166) работает при температуре до $200^\circ С$ и перепаде давления на фильтре до $50 кг/см^2$.

В фильтрационной камере над бумажным фильтром давление (75 кг/см^2) создается измерительным прессом с электроприводом. Пресс, заполненный разделительной жидкостью (водой или маслом), передает давление через поршневой разделитель в фильтрационную камеру. Давление регулируется контактным манометром, включенным в цепь катушек пусковых реле.

Давление после фильтра (25 кг/см^2) может регулироваться, но оно всегда должно быть выше упругости паров при температуре фильтрата; для температуры 200°C давление должно быть не ниже 20 кг/см^2 .

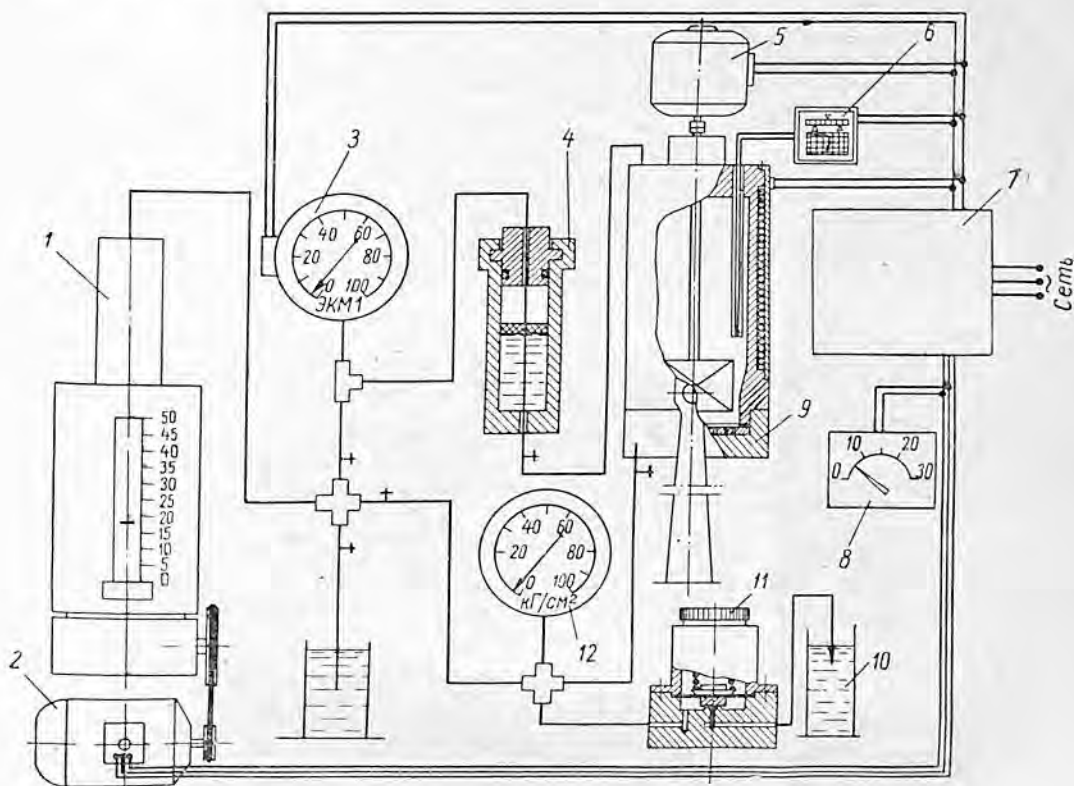


Рис. 166. Принципиальная схема установки УИВ-1.

1 — измерительный пресс; 2 — электродвигатель; 3 — электроконтактный манометр; 4 — разделитель; 5 — привод мешалки; 6 — электронный регулятор температуры; 7 — блок питания; 8 — реле времени; 9 — фильтрационная камера; 10 — мерный цилиндр; 11 — регулятор давления; 12 — манометр.

На наружной стенке фильтрационной камеры находится электропечь, а внутри камеры для равномерного нагрева раствора помещена мешалка, приводимая электродвигателем и вращающаяся со скоростью $30-40 \text{ об/мин}$. Небольшая скорость позволяет избежать динамического эффекта и размыва глинистой корки.

Температура измеряется автоматическим электронным показывающим и регулирующим мостом сопротивления типа МРТ-012 с платиновым термометром сопротивления и может поддерживаться до 200°C с точностью $\pm 2^\circ \text{C}$.

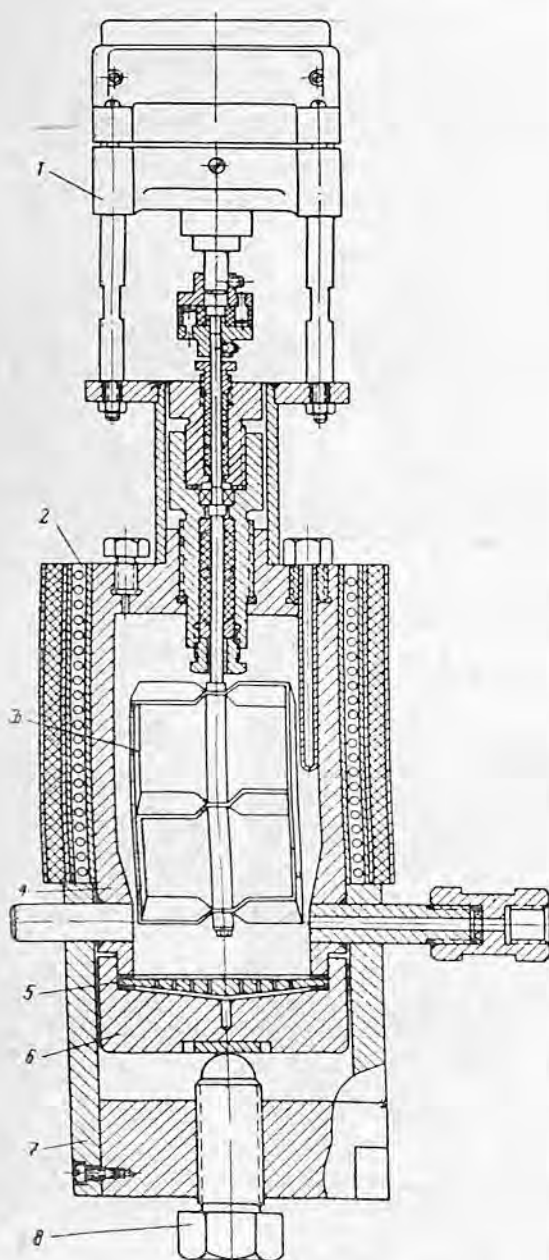


Рис. 167. Фильтрационная камера.

1 — электродвигатель; 2 — электропечь; 3 — мешалка; 4 — фильтрационный стакан; 5 — решетка; 6 — поддон; 7 — трубочина; 8 — винт.

Установка смонтирована на специальном стенде, состоящем из основания, лицевой панели и перегородки, отделяющей электрическую часть от гидравлической.

На лицевой панели имеются окна для наблюдения за шкалами приборов, установленных на задней стенке этой панели.

На панели смонтированы электроконтактный манометр со шкалой 0—100 кг/см² для контроля давления до фильтра и манометр со шкалой 0—25 кг/см² для контроля давления после фильтра.

На панели установлен измерительный пресс, на нижней части панели — электронный мост-регулятор температуры, на верхней части — реле времени на время срабатывания 30 мин или, если ожидается водоотдача более 50 см³, на 15 или 20 мин.

На этой же панели расположены выключатели, сигнальные лампочки и распределитель с тремя вентилями для различных переключений линий при разогреве, фильтрации и наборе разделительной жидкости в пресс.

Основной узел прибора — фильтрационная камера (рис. 167) находится в отдельном отсеке, состоит из фильтрационного стакана и поддона с сеткой. Поддон соединяется со стаканом струбиной с винтовым зажимом. На фильтрационном стакане помещается обмотка электронагревателя мощностью 340 Вт, которая закрывается стальным цилиндром-крышкой.

В верхнюю часть камеры вварены карман для термометра сопротивления и сальник для вала мешалки.

Привод мешалки — двигатель с редуктором РД-09 — устанавливается на камере только во время работы.

Для определения водоотдачи на установке УИВ-1

в приемный бачок заливают разделительную жидкость, вынимают пробку и заполняют его исследуемым раствором. Фильтрационный стакан поворачивают на 180° и наливают в него тот же раствор.

После этого собирают камеру, причем полость поддона под фильтром заливают водой и переворачивают в рабочее положение. На электроконтактном манометре устанавливают контакт на 75 кг/см^2 , а на электронном регуляторе — температуру 200°C .

Затем с приемным бачком соединяют пресс, который засасывает жидкость при обратном ходе плунжера. Далее, выдавливая некоторое количество жидкости выводят из системы пузырьки воздуха. Вентилем соединяют пространство до и после фильтра. После этого ставят на место двигатель мешалки, включают питание установки и электронагрев.

Нагрев проводится до 200°C в течение 20 мин. Излишек расширяющейся от нагревания жидкости (разделительной) выпускается через регулятор давления. При температуре раствора 200°C полости фильтрационной камеры разобщаются вентилем на манифольде и включается двигатель привода насоса. При давлении 75 кг/см^2 включают реле времени, под сточную трубку ставят мерный стаканчик. Одновременно записывают показания по шкале измерительного пресса.

Через 30 мин сбрасывают реле времени, включая электрический звонок, по которому лаборант убирает мерный цилиндр, записывает показания по шкале измерительного пресса и выключает установку. Водоотдачу измеряют по объему фильтрата с контролем по объему жидкости, выдавленной из измерительного пресса.

Техническая характеристика

Перепад давления в фильтрационной камере, кг/см^2	50
Точность поддержания перепада давления, кг/см^2	$\pm 2,5$
Давление над фильтрационной камерой, кг/см^2	75
Давление под фильтрационной камерой, кг/см^2	25
Температура в фильтрационной камере, $^\circ \text{C}$	до 200
Точность поддержания температуры, $^\circ \text{C}$	± 2
Погрешность в измерении водоотдачи, см^3 :	
по фильтрату	$\pm 0,5$
по измерительному прессу	$\pm 0,01$
Питание	200 в, 50 гц
Потребляемая мощность, <i>квт</i>	0,4
Габаритные размеры установки, мм	$620 \times 420 \times$ $\times 610$
Вес установки, <i>кг</i>	90

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Оперативный контроль глинистого раствора осуществляется при помощи передвижной лаборатории ЛГР-2 и переносной лаборатории ЛГР-3 (рис. 168).

Передвижная лаборатория ЛГР-2 предназначена для оперативного обслуживания буровых: контроля качества глинистого и цементного растворов, подбора рецептуры и химической обработки.

При помощи ЛГР-2 можно измерять плотность, вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдачу, процентное содержание песка, стабильность, толщину корки, степень загрязненности чапов, растекаемость, начало и конец схватывания цементного раствора.

Лаборатория ЛГР-2 расположена в автобусе ПАЗ-651 на шасси автомашины ГАЗ-63.

Питание лаборатории осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 в, а аварийное освещение — от аккумулятора автомашины.

В комплект ЛГР-2 входит ареометр АГ-1 с ведром, вискозиметр СПВ-5 с кружкой, отстойник ОМ-1 с кружкой, цилиндр стабильности ЦС-1, прибор водоотдачи ВМ-6, прибор сдвига СНС-2, игла ВИКА ИВ-2, конус АзНИИ КР-1, пробоотборник ПГР-1, мешалка ЛМГР-1.

Переносная лаборатория ЛГР-3 предназначена для оперативного контроля качества глинистого раствора непосредственно на буровой. Она позволяет определить плотность (в $г/см^3$), вязкость (в $сек$ по СПВ-5), водоотдачу (в $см^3$), стабильность (в $г/см^3$), содержание песка (в %), суточный отстой (в %).

В комплект лаборатории входит ареометр АГ-2 с ведром-футляром, вискозиметр СПВ-5, прибор для определения водоотдачи глинистых растворов ВМ-6, цилиндр для определения стабильности ПС-2, отстойник ОМ-2 с запасной бюреткой, мерный цилиндр емкостью 100 $см^3$, ртутный термометр, секундомер и пробоотборник ПГР-1.

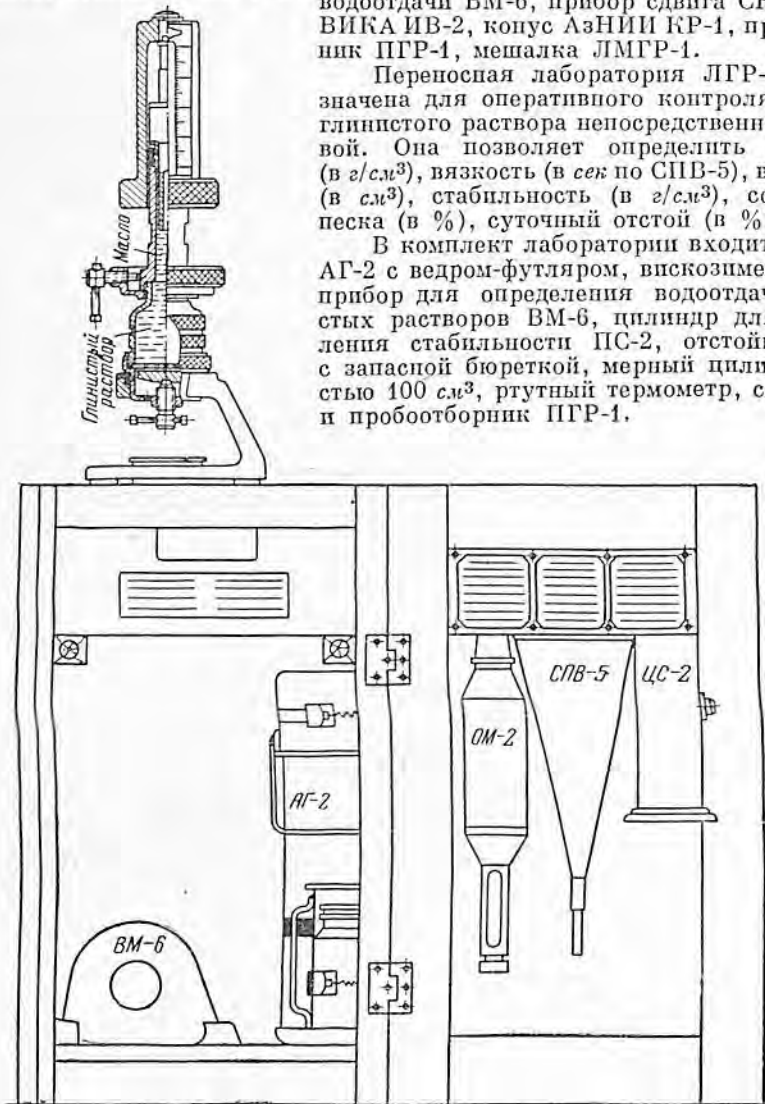


Рис. 168. Переносная лаборатория глинистых растворов ЛГР-3.

ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

В настоящее время разработаны три модификации полуавтоматического регистратора типа РПГР: РПГР-2 — регистратор параметров глинистого раствора, измеряющий его плотность и вязкость; РПГР-3 — измеряющий те же параметры, что и РПГР-2, но с добавочной сигнализацией об опасном содержании газа в растворе; РПГР-10 — регистратор плотности, вязкости и водоотдачи глинистого раствора.

Регистратор параметров глинистого раствора РПГР-2

РПГР-2 предназначен для автоматического непрерывного измерения плотности и периодического полуавтоматического измерения условной вязкости глинистого раствора.

Принцип измерения плотности раствора — пьезометрический при помощи барботажных трубок.

В желоб 1 (рис. 169) циркуляционной системы буровой опущены трубки 2 и 3, через которые продувается воздух. Давление воздуха в каждой трубке равно весу вытесненного из нее столба жидкости. Разность давления в них

$$\Delta p = \gamma \Delta H,$$

где γ — удельный вес раствора; ΔH — расстояние между выходными отверстиями трубок.

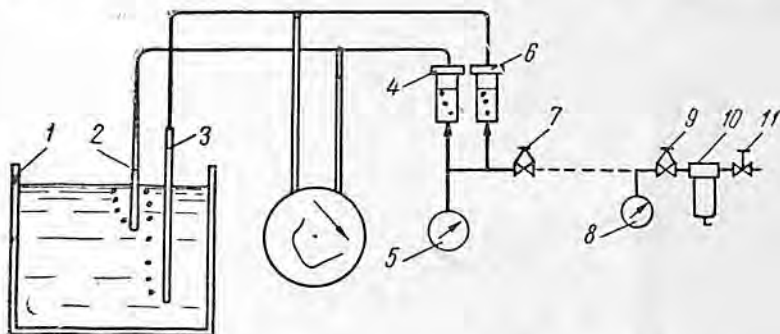


Рис. 169. Схема измерения удельного веса прибором РПГР-2.

Воздух подается из ресивера буровой установки на узел отбора, который состоит из запорного вентиля 11, фильтра воздуха 10, редуктора давления 9 и манометра 8.

Из узла отбора воздух поступает на блок подготовки воздуха БПВШ-2, состоящий из редуктора 7, манометра 5 и двух контрольных стаканчиков 4 и 6.

Редуктор 7 снижает давление воздуха до $1,4 \text{ кг/см}^2$ и подает его в контрольные стаканчики. Внутри каждого из них помещен регулируемый дроссель. Летом стаканчики залиты наполовину водой, а зимой незамерзающей жидкостью, через которую проникают пузырьки воздуха.

Вязкость измеряется воронкой вискозиметра СПВ-5. В нее заливают около 1 л промывочной жидкости. Измерение и запись величины вязкости осуществляются автоматически.

Регистратор параметров глинистого раствора РПГР-2 (рис. 170) состоит из узла отбора давления 1, регистратора 2 и узла датчика 3. Узел датчика представляет собой стойку с зажимом (крепится к стойке желоба), на которой закреплены струбица с барботажными трубками и воронка вискозиметра с электродами.

Самонирующий прибор помещен в шкаф и представляет собой поплавковый дифманометр ДП-430, у которого манометрическая пружина заменена реверсивным часовым двигателем типа СД-2. В корпусе самониющего прибора дифманометра установлены реле.

Регистратор устанавливается на двух стойках, вбитых в землю и изолированных от пола буровой.

Наибольшее расстояние от узла датчиков до регистратора 15 м.

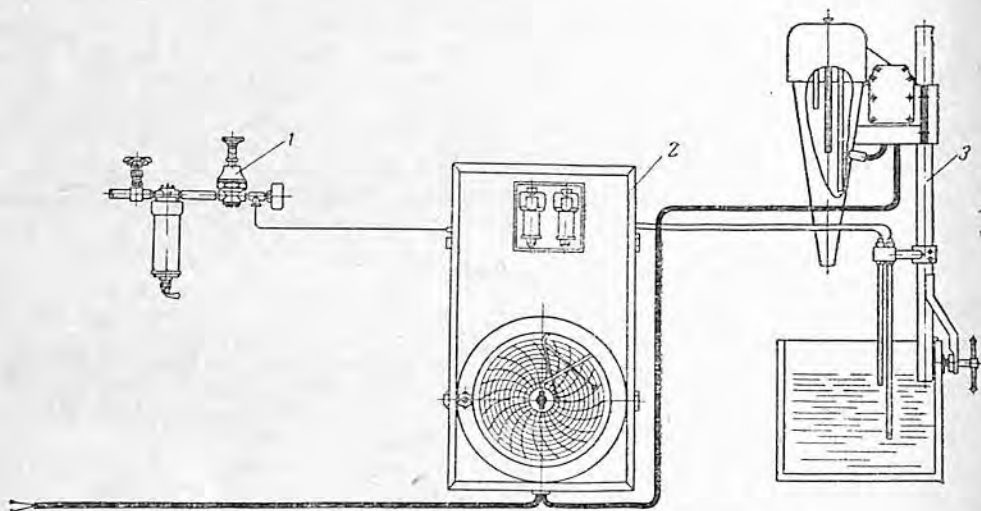


Рис. 170. Регистратор параметров глинистого раствора РПГР-2.

Регистратор параметров глинистого раствора РПГР-3

Прибор РПГР-3 (рис. 171) в отличие от РПГР-2 имеет систему замера газосодержания, состоящую из поплавкового дегазатора, закрепленного на желобе циркуляционной системы и блока газоанализатора. Газоанализатор состоит

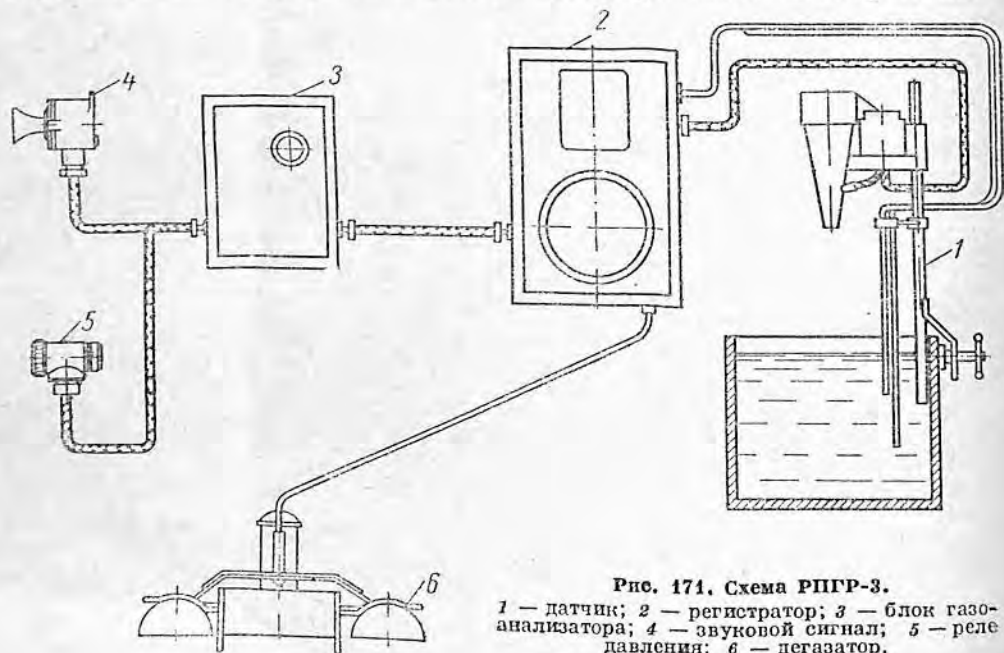


Рис. 171. Схема РПГР-3.
1 — датчик; 2 — регистратор; 3 — блок газоанализатора; 4 — звуковой сигнал; 5 — реле давления; 6 — дегазатор.

из четырех элементов, включенных по схеме моста сопротивлений. Элементы нагреваются электрическим током.

При наличии газа в воздухе, омывающем нити элементов-плеч, меняются условия охлаждения и, следовательно, температура элементов. Это вызывает разбаланс моста и появление тока в измерительной диагонали.

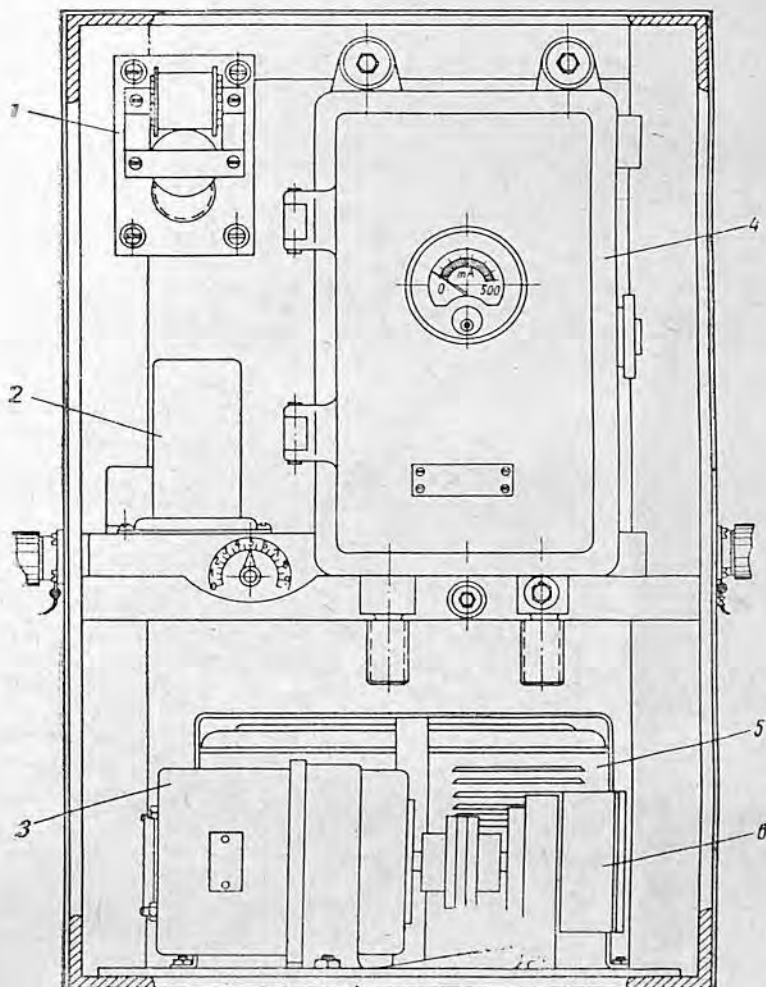


Рис. 172. Блок газоанализатора.

1 — реле времени; 2 — электронный блок; 3 — электродвигатель;
4 — газоанализатор ГЭУК-21; 5 — стабилизатор напряжения; 6 —
воздуходувка.

Напряжение небаланса моста через двухкаскадный усилитель воздействует на сигнальное реле. В зависимости от настройки регулятора усиления реле сбрасывает при определенном газосодержании.

Прибор тарируют, исходя из состава газа и его содержания в растворе, для каждого района бурения.

Реле замыкает цепь реле времени, которое через каждые 5 мин включает на 30 сек ревуи и реле с пером на самописце. Воздуходувка с приводом включается через реле давления в установленное на стояке напорной линии в буровой. Это обеспечивает работу насоса только при бурении скважины. Когда насосы останавливаются, давление падает и питание схемы отключается.

Дегазатор поплавкового типа применяется в газокаротажных станциях типа ГКС. Он плавает на поверхности глинистого раствора и соединяется с газоанализатором вакуумной резиновой трубкой.

Блок газоанализатора (рис. 172) представляет собой шкаф, внутри которого смонтированы приемник стандартного сигнализатора ГЭУК-21, электронный блок, реле времени, воздуходувка с приводом и стабилизатор напряжения.

Регистратор параметров глинистого раствора РПГР-10

Регистратор РПГР-10 измеряет и регистрирует плотность, условную вязкость и водоотдачу. Плотность измеряется радиоактивным плотномером жидкости ПЖР-2. Схема измерения условной вязкости принципиально такая же, как и в РПГР-2. Отличие заключается в том, что использованы реле других типов, питание электродов постоянным током 36 в.

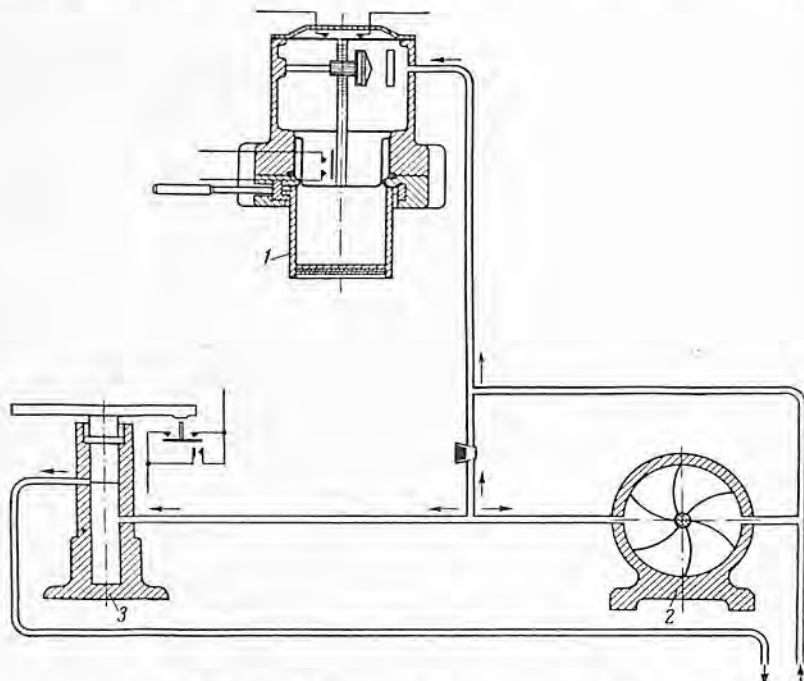


Рис. 173. Схема измерения водоотдачи РПГР-10.

1 — узел фильтровального стакана; 2 — насос; 3 — датчик давления.

Система измерения водоотдачи (рис. 173) в РПГР-10 состоит из датчика водоотдачи, датчика давления, насоса с электроприводом и реле времени. Датчик водоотдачи представляет собой герметичную камеру, рассчитанную на давление 20 кг/см^2 , которая состоит из корпуса и фильтрационного стакана, разделенных резиновым разделителем. Количество фильтра, прошедшего через фильтровальную бумагу диаметром 53 мм за 30 мин при перепаде давле-

ния на фильтре 15 или 20 кг/см², определяется по изменению объема глинистого раствора в фильтровальном стакане.

Измерение водоотдачи начинается с заправки вручную стакана фильтровальной бумагой, заполнения его раствором и соединения с корпусом прибора специальным замком.

Затем подается питание и включается насос, который закачивает масло в верхнюю камеру датчика водоотдачи. Давление над резиновым разделителем регулируется задатчиком давления (грузопоршневым манометром).

Излишек давления, создаваемый насосом, автоматически погашается, так как при нарастании давления поршень с грузом поднимается и частично открывает отверстие, через которое начинается перетекание масла. При этом устанавливается динамическое равновесие и давление в системе определяется нагрузкой поршня. Как только давление в системе задатчик давления — фильтрационный стакан — достигает заданного значения, поршень приподнимается и срабатывает концевой выключатель, который через реле замыкает цепь питания электромагнит-

Таблица 170

Технические данные полуавтоматических регистраторов параметров глинистого раствора

Наименование	РПГР-2	РПГР-3	РПГР-10
Пределы измерения:			
плотность, г/см ³	1,0—2,0	1,0—2,0	1,0—2,0
вязкость, сек	0—100	0—100	0—100
водоотдача, см ³ за 30 мин			
концентрации газа в рас-			
творе, %	—	от 3	—
Погрешность измерения, %:			
плотность	±2	±2	±2,5
вязкость	±2	±2	±0,5 сек
водоотдача	—	—	±4
Питание	От сети переменного тока 220 в, 50 гц		
Потребляемая мощность, ватт:			
летом	0,1	0,1	1,0
зимой	1,0	1,0	1,0
Расход воздуха, л/ч	2,0	2,0	—
Габаритные размеры узлов, мм:			
узла датчиков	300×400×600	300×400×600	
регистратора	490×710×350	490×710×350	500×500×400
датчика плотности	—	—	570×415×200
блока газоанализатора	—	420×565×395	—
дегазатора	—	400×590×245	—
остальных узлов в сборе	—	—	820×420×350
Вес, кг:			
узла датчиков	15	15	—
регистратора	60	60	30
датчика плотности	—	—	—
блока газоанализатора	—	30	—
дегазатора	—	6	—
остальных узлов в сборе	—	—	60
Температура окружающего воздуха, °С	От +40 до -30		±40

ной муфты в датчике водоотдачи, цепь питания реле времени и цепь питания электромагнитного замка, открывающего поворотную ручку фильтровального стакана.

В результате фильтрации объем пробы раствора уменьшается и разделитель с жестким центром перемещается вниз. С разделителем связана зубчатая рейка, поворачивающая через электромагнитную муфту ось потенциометра.

Перемещение разделителя преобразуется поворотом оси потенциометра в электрический сигнал, который в дальнейшем трансформируется в механическую величину — перемещение пера самопишущего устройства. Через 30 мин реле времени срабатывает, включает питание электропривода насоса, электромагнитную муфту.

Если водоотдача глинистого раствора превышает 50 см^3 за 30 мин, то при достижении этой величины концевой выключатель отключает цепь электродвигателя насоса.

Параметры записываются на самопишущем приборе ЭПИД-02, поставляемом в комплекте с прибором ПЖР-2 с дополнительно встроенными элементами для записи условий вязкости и водоотдачи.

ИЗМЕРЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА pH ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

pH-метр ПГГ-pH-3 предназначен для измерения потенциала pH глинистых растворов непосредственно на бурящихся скважинах.

Шкала прибора оцифрована в единицах pH от 0 до 12 и в мВ от 0 до 700. Оцифровка шкалы в мВ дает возможность измерять pH других растворов при помощи сурьмяного и хингидронного электродов.

Схема прибора показана на рис. 174. pH-метр ПГГ-pH-3 является потенциометром постоянного тока. Сопротивления R , R_1 и R_2 в цепи сухого элемента типа 3-СЛ-30 образуют делитель напряжения. С участка реохорда ab снимается напряжение, равное ir .

К клеммам E_x подключаются электроды прибора. В цепи включен гальванометр G , являющийся нуль-индикатором. Разность $ir - E_x$ вызовет появление в цепи тока и отклонение стрелки гальванометра G . Перемещением ползуна b стрелка гальванометра приводится к нулю. На шкале отсчитывается ir в мВ или единицах pH. Для стандартизации тока, которую нужно проводить регулярно, так как напряжение элемента E падает с течением времени, ключ K_2 переводится в положение ст (стандартизация) и в цепь нуль-индикатора подключается нормальный элемент Н. Э.

Э. д. с. нормального элемента должна быть равна падению напряжения на сопротивлениях R , R_1 , т. е. $i(R + R_1)$. Если равенства нет, изменением сопротивления R_2 изменяют силу тока i так, чтобы она стала равной i_0 . Тогда э. д. с. нормального элемента будет $i_0(R + R_1)$ и стрелка гальванометра возвратится к нулю. Кнопки K_1 и K служат для замыкания цепи гальванометра при разных сопротивлениях цепи ab , следовательно, разной чувствительности измерений: «грубо» и «точно».

Общий вид прибора представлен на рис. 175.

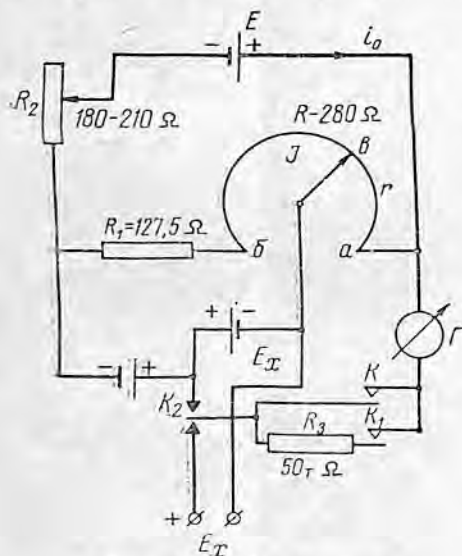


Рис. 174. Схема pH-метра.

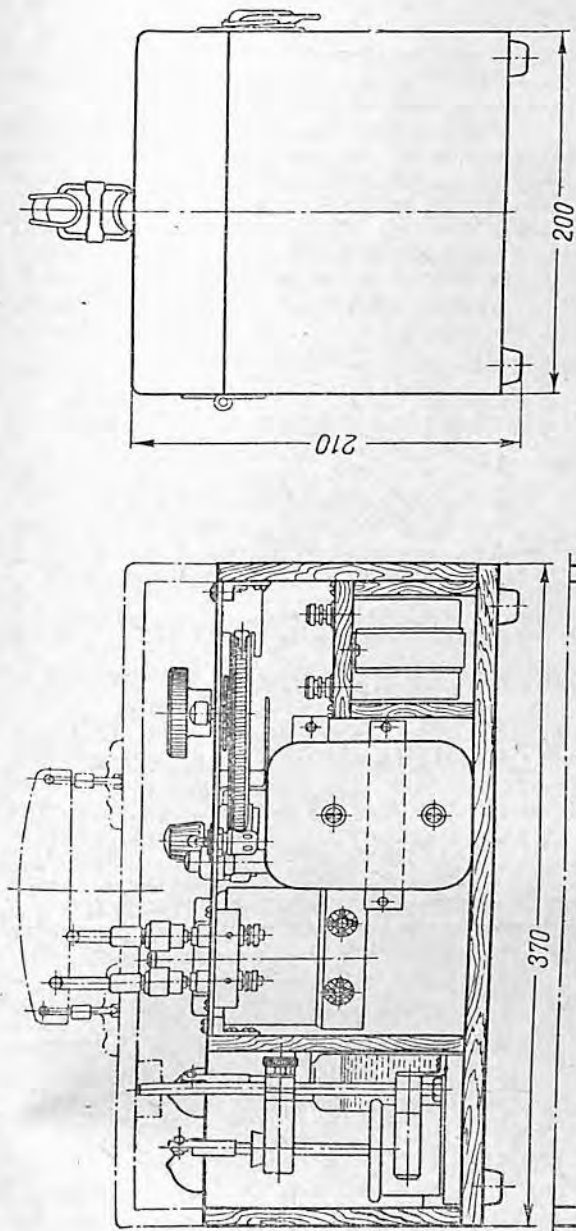


Рис. 175. Общий вид рн-мestra.

Для проверки прибора с сурьмяным электродом к нему прилагаются буферные растворы, отличающиеся друг от друга не менее чем на 4 единицы рН. рН глинистого раствора измеряется в два приема: вначале производится стандартизация тока — установка его ручкой «регулировка тока».

При стандартизации необходимо установку на нуль производить при нажатии сначала кнопки «грубо», а затем уже кнопки «точно». Затем в стаканчик наливают поочередно буферные растворы и опускают электроды. Если показания прибора будут иметь отклонения, корректируют стрелку указателя в нужном направлении. После проверки в чистый стаканчик заливается глинистый раствор и производится измерение. Поворотом ручки реохорда добиваются установки стрелки гальванометра на нуль. Тогда по шкале можно отсчитывать величину рН раствора. Иногда показания прибора устанавливаются не сразу: необходимо выждать 1—2 мин для достижения установившегося режима. После измерения следует проверять постоянство тока в цепи батарей — произвести стандартизацию. Если ток изменился, необходимо сделать повторный замер.

Технические данные

Пределы измерения:	
единиц рН	0—12
мв	0—700
Цена деления шкалы:	
единиц рН	0,1
мв	5
Температура окружающего воздуха, °С	+5 — +45
Габаритные размеры, мм	370 × 210 × × 200
Вес, кг	4

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Для приготовления глинистого раствора из комовой глины, утяжеления глинистого раствора и приготовления химических реагентов служат механические глиномешалки, а для приготовления глинистого раствора из глинопопоя — гидравлические мешалки инъекционного типа.

Таблица 171

Техническая характеристика механических глиномешалок

Показатели	Марка глиномешалки		
	Г2П2-4	МГ2-4	Г2-10
Емкость барабана, м ³	4	4	10
Количество валов	2	2	2
Количество лопастей	24	24	24
Угол поворота лопастей, град	60	60	60
Скорость вращения вала, об/мин	70	95	95
Привод	Р е м е н н ы й		
Ширина ремня, мм	175	175	175
Число зубьев большой шестерни	47	47	47
Число зубьев малой шестерни	13	13	13
Ширина шкива, мм	200	200	200
Диаметр шкива, мм	950	950	950

Продолжение табл. 177

Показатели	Марка глиномешалки		
	Г2П2-4	МГ2-4	Г2-10
Габаритные размеры, мм:			
длина	4080	3890	4080
ширина	3120	3015	3120
высота	1295	1445	2400
Вес, кг	3900	3565	4200
Мощность двигателя, кВт	21,5	21,5	21,5
Скорость вращения двигателя, об/мин	730	730	730

Существует три способа очистки промывочной жидкости от выбуренной породы:

- 1) осаждение твердых частиц выбуренной породы под влиянием собственного веса из раствора в желобах и отстойниках циркуляционной системы;
- 2) очистка раствора при помощи механических сит;
- 3) сепарация раствора в аппаратах, работа которых основана на использовании центробежной силы вращающегося потока глинистого раствора.

ГИДРОМЕШАЛКА

Гидромешалка (рис. 176) представляет собой открытую металлическую емкость, в которой размещена гидромониторная система.

Процесс приготовления раствора сводится к размешиванию глины при помощи непрерывного потока (кругооборота) жидкости, создаваемого буровым насосом. Гидромешалка присоединяется к приемной трубе и к нагнетательной линии бурового насоса фланцевыми соединениями.

Гидравлическая глиномешалка загружается глиной через бункерную часть. Туда же подается вода по трубопроводу. Для увеличения срока замачивания глины при загрузке ее в глиномешалку необходимо, чтобы ее уровень был выше уровня жидкости в глиномешалке. Размешивание глины начинается с момента, когда мешалка заполнена водой до уровня приемной трубы насоса.

При размешивании глины необходимо поддерживать давление в гидромониторной системе в пределах 20—30 кг/см².

Гидромешалка изготовляется из 50 м³ цилиндрической металлической емкости.

Техническая характеристика самовращающегося сепаратора для очистки глинистого раствора СГС 60/15-46 (рис. 206)

Пропускная способность, л/сек:

максимальная	60
минимальная	15

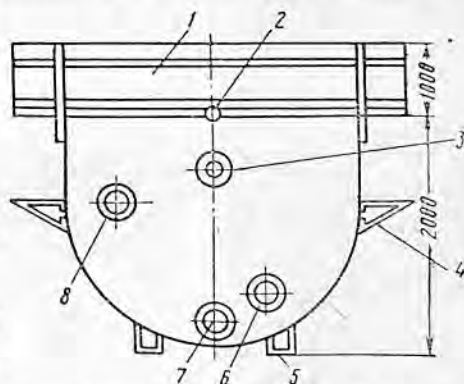


Рис. 176. Вид гидромешалки со стороны подключения к буровому насосу.

- 1 — устройство бункерной части; 2 — манометр нагнетательной линии; 3 — отверстие для 127-мм трубы нагнетательной линии; 4 — кронштейн для настила; 5 — металлические салазки; 6 — отверстие под 254-мм патрубков для присоединения приема насоса; 7 — отверстие под 254-мм патрубков для очистки глиномешалки; 8 — отверстие под 254-мм патрубков для сливания раствора.

Скорость вращения силового колеса, <i>об/мин</i> :	
максимальная	84
минимальная	8,5
Мощность силового колеса, <i>л. с.</i>	0,4—0,1
Скорость вращения рабочего барабана, <i>об/мин</i> :	
максимальная	22
минимальная	5,5
Скорость вращения вспомогательного барабана, <i>об/мин</i> :	
максимальная	35
минимальная	8,5
Передача от силового колеса на трансмиссию осуществляется коническими шестернями	1 : 1
Передача на барабане клиноременная	1 : 16
Ремни, тип	Б
Габаритные размеры, <i>мм</i> :	
длина	5000
ширина	1290
высота	2234
Вес, <i>кг</i>	1285
Размеры подшипников качения, <i>мм</i> :	
силового колеса	25 × 52 × 15
трансмиссии	25 × 52 × 15
барабана	35 × 72 × 17
пробоотборника	25 × 52 × 15
леникка	50 × 90 × 20
	20 × 47 × 14

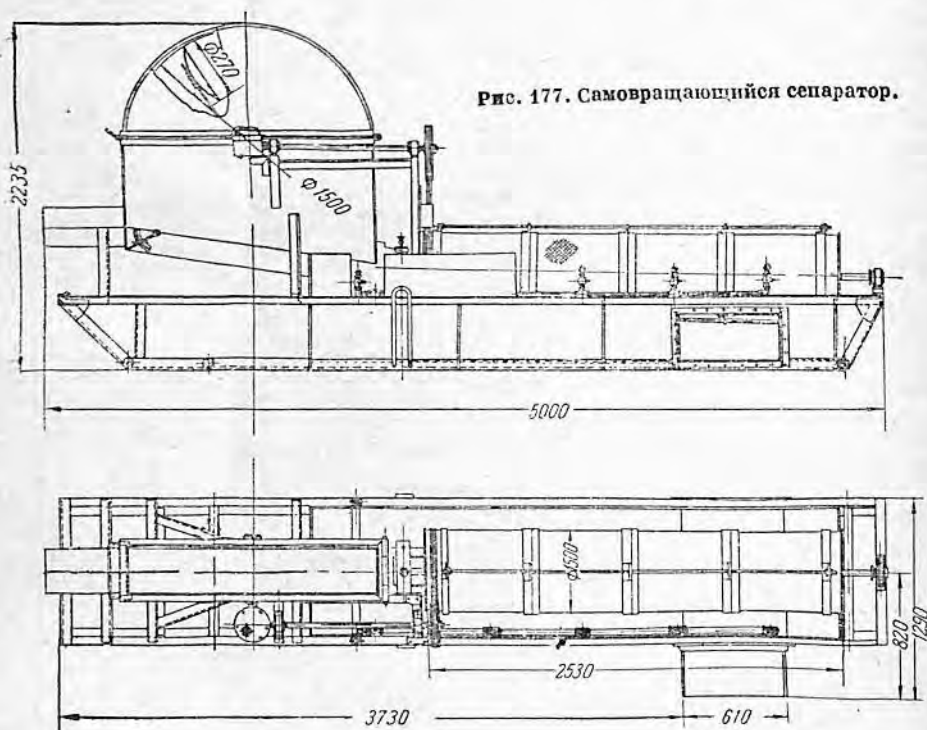


Рис. 177. Самовращающийся сепаратор.

СИТА ВИБРАЦИОННЫЕ

Таблица 172

Техническая характеристика вибрационных сит (рис. 178)

Показатели	Одинарное сито СВ-1	Сдвоенное сито СВС
Производительность, л/сек	18—20	45—50
Перепад, мм	700	750
Размеры сетки, мм	1200×1500	900×1600
Число отверстий на 1 см сетки при диаметре проволоки, мм:		
0,25	16	16
0,35	12	12
Материал проволоки	Нержавеющая сталь	
Привод сита:		
мощность электродвигателя, квт	2	3,2
количество двигателей	1	2
Клиновидные ремни	Тип А, длина 2265 мм	Тип Б, длина 2700 мм
Скорость вращения двигателя, об/мин	1430	1440
Число вибраций в минуту	1430	1800—2400
Угол наклона сетки, град	15	От 12 до 18
Габаритные размеры, мм:		
длина	1875	3440
ширина	2190	3250
высота	1100	1785
Общий вес, кг	725 (без электродвигателя)	2660

СИТО-КОНВЕЙЕР СКР-650

Техническая характеристика сита-конвейера СКР-650 (рис. 208)

Ширина сетки, мм	650
Размер ячеек сетки, мм	0,7 × 2,3 1 × 2,3 1 × 5,0
Материал сетки	нержавеющая сталь
Привод	гидравлическое колесо
Источник энергии	поток глинистого раствора, выходящего из скважины
Передача	клиновидный ремень типа А длиной 2500 мм, ГОСТ 1284—57
Опоры:	
а) для барабана и гидравлического колеса	шариковые подшипники № 1309
б) для валиков	шариковые подшипники № 205
Габаритные размеры установки, мм:	
длина	4050
ширина	1425
высота	1675
Вес, кг	830

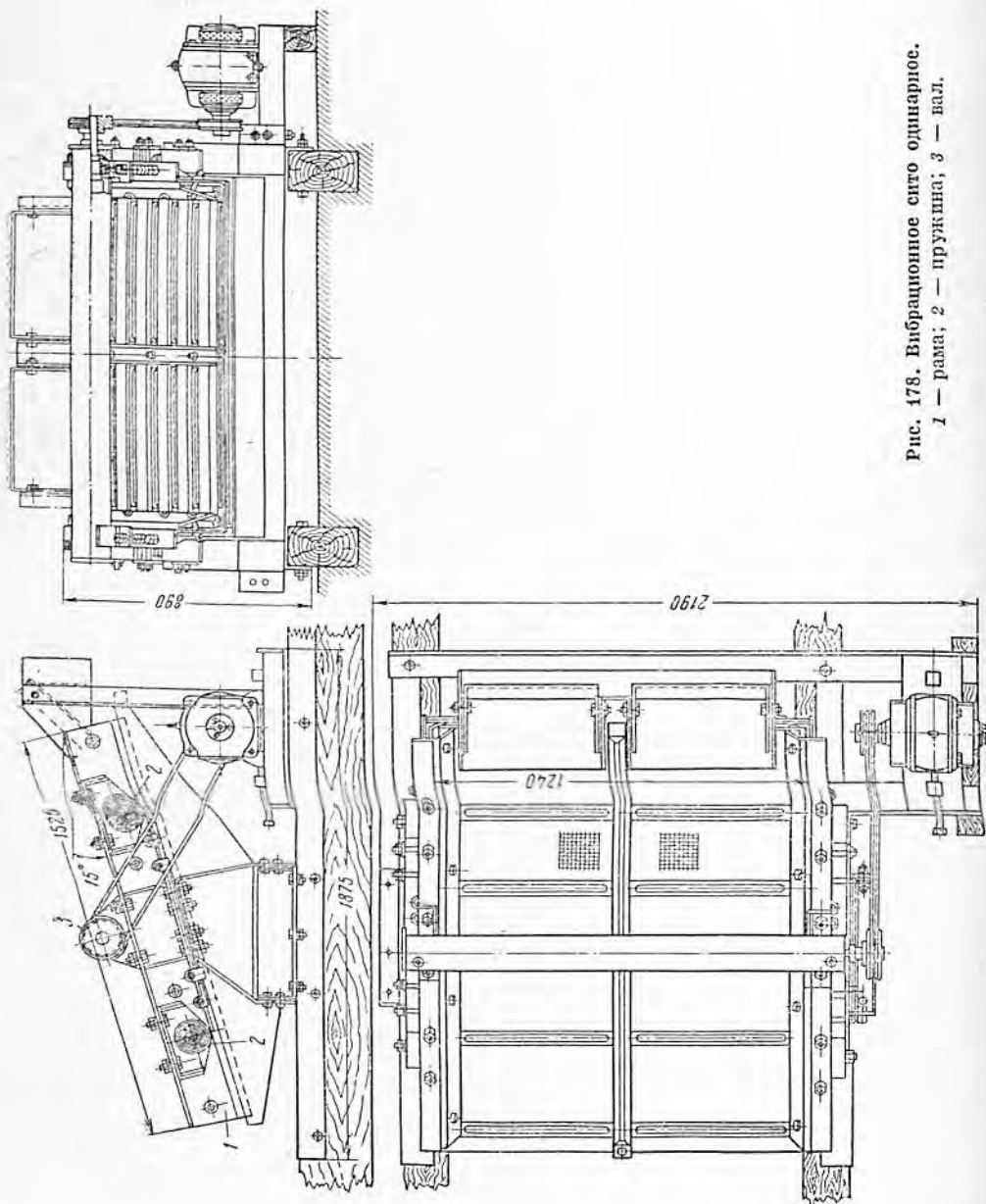


Рис. 178. Вибрационное сито однарис.
 1 — рама; 2 — пружина; 3 — вал.

Примечания. 1. Наиболее эффективная очистка глинистого раствора достигается при вязкости раствора, не превышающей 80 сек через СПВ-5 при сетке с размерами ячеек 1×5 мм.

2. При сетке с размерами ячеек $0,7 \times 2,3$ мм раствор от мелкого песка очищается на 50%.

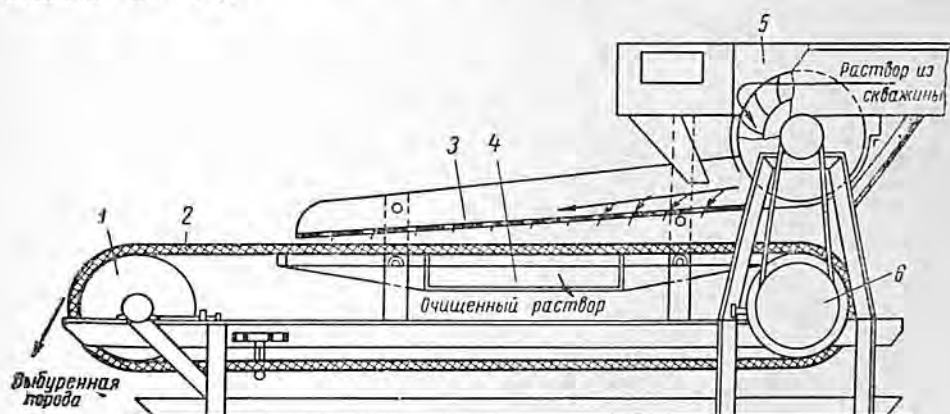


Рис. 179. Сито-конвейер СКР-650.

1 — ведомый барабан; 2 — лента (сетка); 3 — распределительное устройство; 4 — картер; 5 — гидравлическое колесо; 6 — ведущий барабан.

3. Во время бурения с раходами глинистого раствора 60 л/сек и более рекомендуется устанавливать параллельно два сито-конвейера.

4. Для смазки подшипников следует применять солидол УС-2 (Л).

5. Целесообразно работать на следующих скоростях движения сетки:

а) на малой скорости при очистке растворов с вязкостью от 60 до 80 сек через СПВ-5;

б) на повышенной скорости при очистке растворов с вязкостью до 60 сек через СПВ-5.

ГИДРОЦИКЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

На рис. 180 приведена схема устройства гидроциклона. Предварительно очищенная от крупного шлама вибрационными ситами или другим способом промывочная жидкость подается через приемную трубу 1 в шламовый насос 2, приводимый электродвигателем 3. Шламовым насосом этот раствор вводится через сопло 4 в приемный цилиндр 5 гидроциклона. Благодаря эксцентричному расположению сопла относительно цилиндра поступающая в цилиндр жидкость приобретает вращательное движение, за счет чего образуются центробежные силы и возникает эффект сепарации раствора, отделившиеся твердые частицы постепенно скапливаются в нижней конусной части 6, откуда удаляются через шламовый штуцер 7, а очищенная жидкость через отводную трубу 8 подается в приемный мерник бурового насоса.

Чем больше скорость струи поступающего в цилиндр раствора, тем выше степень его очистки. Однако при чрезмерном увеличении скорости может начаться сильное засасывание воздуха через шламовый штуцер. Размер штуцерной насадки должен обеспечить непрерывное полное удаление шлама при минимальных потерях раствора через штуцер. Степень очистки раствора гидроциклоном измеряется полным удалением частиц шлама размером до $0,02-0,01$ мм.

Эффективность очистки раствора зависит от давления на входе, вязкости раствора и диаметра отверстия на выкиде циклона. Рост давления на входе приводит к повышению процента удаляемых частиц размером 20—325 меш.

На рис. 181 приведена схема блока очистки глинистого раствора установки 4СГУ Гипронефтемаша.

В сито-гидроциклонной установке 4СГУ поступающий промывочный раствор направляется на вибросито. После предварительной очистки он попадает

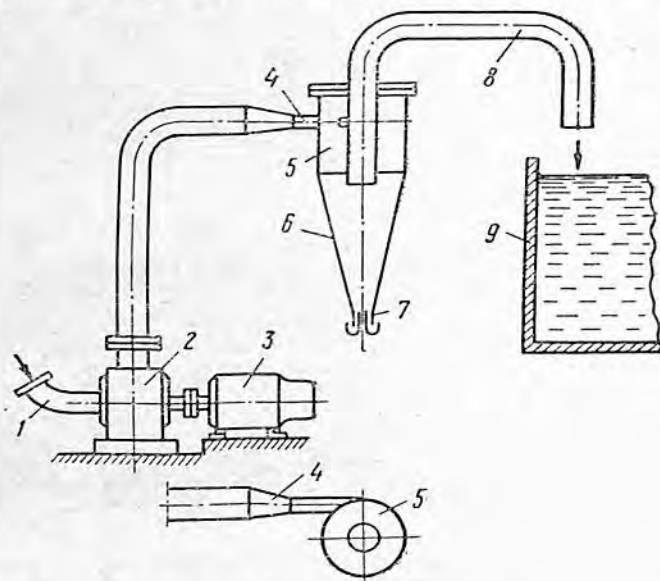


Рис. 180. Схема гидроциклона.

1 — приемная труба; 2 — шламмовый насос; 3 — электродвигатель; 4 — сопло; 5 — приемный цилиндр; 6 — нижняя конусная часть; 7 — шламмовый штуцер; 8 — отводная труба; 9 — прием бурового насоса.

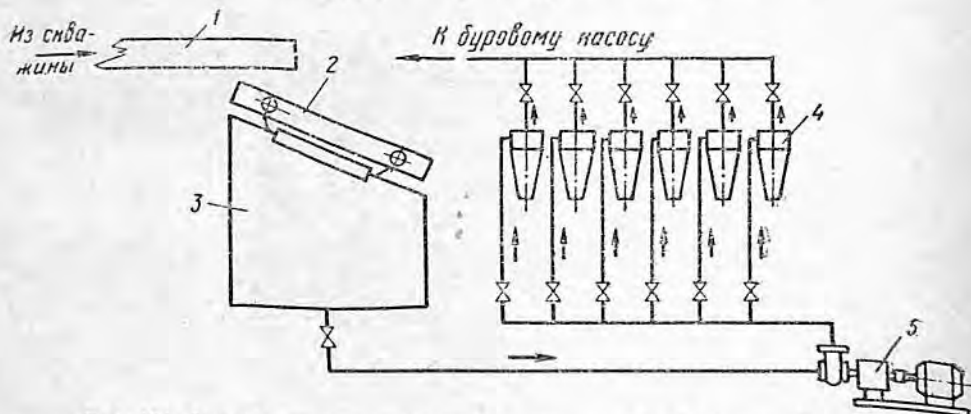


Рис. 181. Схема блока очистки раствора установки 4СГУ Гипронефтемаша.

1 — желоб; 2 — вибросито; 3 — емкость для очищенного виброситом раствора; 4 — циклон; 5 — шламмовый насос.

в специальную емкость, из которой центробежным шламмовым насосом через напорный коллектор под давлением до 3 кг/см^2 подается в батарею гидроциклонов для окончательной очистки.

Техническая характеристика сито-гидроциклонной установки 4СГУ

Максимальная производительность, л/сек	60
Максимальное допустимое давление в нагнетательной линии, кг/см ²	4
Степень очистки	полное удаление твердых частиц размером более 0,1 мм и значительной части частиц более 0,05 мм
Общая установленная мощность, квт	61,6
в том числе:	
на привод двух вертикальных насосов ВШН	56
на привод двух вибросит	5,6
Высота приемного желоба от уровня земли, мм	1400
Высота сливной трубы от уровня земли, мм	3000
Частота колебаний сетки вибросита в минуту	1400; 2000
Размеры ячеек сетки вибросита на свету, мм	3,0 × 6,0
Полезный объем емкости, установки, м ³	4,0
Габариты установки, мм:	
длина	4250
ширина	2400
высота	3400
Вес установки (на салазках), кг	4420

БОРЬБА С ИСКРИВЛЕНИЕМ СКВАЖИН

Во избежание искривления скважины от заданного направления необходимо обеспечить:

- 1) соосность верхнего и нижнего оснований буровой вышки;
- 2) горизонтальность стола ротора;
- 3) укомплектование буровой прямой ведущей трубой и прямыми бурильными трубами;
- 4) применение для бурения утяжеленных бурильных труб;
- 5) планомерный контроль кривизны скважины измерением ее инклинометром и другими более простыми приборами;
- 6) увеличение жесткости нижней части бурильной колонны и устойчивости положения турбобура в скважине за счет применения секционных турбобуров установки над турбобуром утяжеленных бурильных труб увеличенного диаметра, установки обсадных труб большого диаметра или специальных компоновок с применением этих труб;
- 7) увеличение устойчивости положения турбобура в скважине применением одного или двух центраторов, устанавливаемых на утяжеленных бурильных трубах, причем в твердых и средних породах следует применять жесткие центраторы, а в мягких и средних — эластичные;
- 8) периодическое проворачивание бурильной колонны ротором во время бурения или обеспечение возможности его вращения под действием реактивного момента турбобура;
- 9) выбор наиболее эффективного метода борьбы с искривлением скважины для каждого конкретного случая бурения и уточнение этого метода на основе опыта бурения.

В сложных геологических условиях при больших углах падения и перемежающейся твердости пород не всегда удается получить вертикальный ствол перечисленными мероприятиями. В этих случаях после тщательного изучения

характера кривизны и установления ее закономерности следует перейти на бурение скважины направленным способом с использованием в естественных условиях искривления ствола.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Аппарат Петросяна

Аппарат Петросяна предназначен для измерения кривизны ствола скважины путем определения отклонения скважины от вертикальной оси удлинителя или нижней утяжеленной трубы, а также для непосредственного измерения кривизны в обсаженной или необсаженной скважине.

Для измерения кривизны аппарат сбрасывают или спускают на канате в бурильные трубы.

Аппараты изготовляют трех размеров: П6 — на сминающее давление 375 кг/см^2 ; П5 и П4 — на $\frac{1}{2}$ сминающее давление 425 кг/см^2 .

Аппарат Петросяна (рис. 182) состоит из направляющей желонки и измерительного прибора.

Направляющая желонка цилиндрической формы состоит из верхнего патрубку 5 и нижнего 10, которые навинчены на пробку 9 и приварены к ней.

Верхний патрубок закрывается пробкой 3 и герметизируется резиновой прокладкой 4. На концы желонки навинчены верхний 1 и нижний 11 конусы.

Замок 2 предназначен для крепления канатика.

Нижний конус 11 допускает увеличение груза в патрубке 10. В верхнем патрубке 5 между двумя амортизационными пружинами 6 помещают измерительный прибор 8.

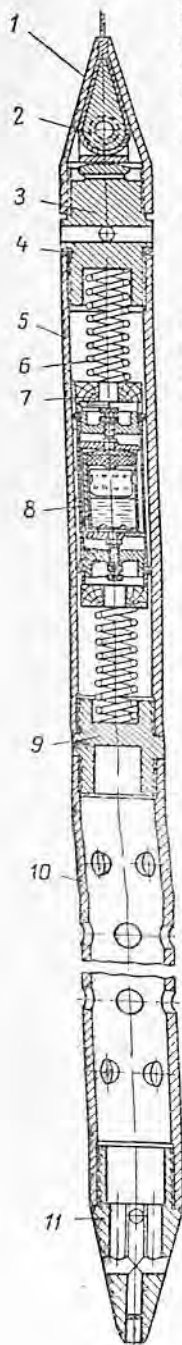


Рис. 182. Аппарат Петросяна.

1 — верхний конус; 2 — замок; 3 — верхняя пробка; 4 — резиновая прокладка; 5 — верхний патрубок; 6 — пружина; 7 — деревянная пробка; 8 — измерительный прибор; 9 — прибор; 10 — нижний патрубок; 11 — нижний конус.

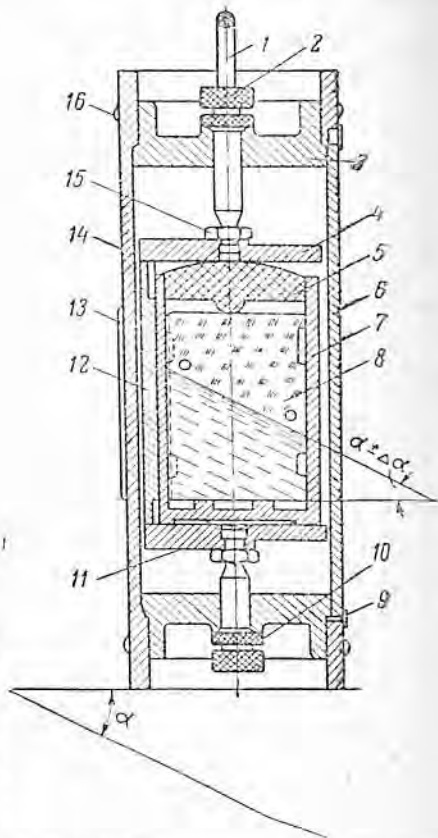


Рис. 183. Измерительный прибор аппарата Петросяна.

1 — ручка; 2 — винт подпятника; 3 — днище вращающегося полуцилиндра; 4 — пробка резиновая; 5 — крышка; 6 — стакан-коробка; 7 — измерительное стекло; 8 — винт ватцелки; 9 — гайка; 10 — винт крепежный; 11 — вращающийся полуцилиндр; 12 — табличка; 13 — корпус; 14 — подушка подпятника; 15 — кольцо резиновое.

Таблица 173

Основные размеры замерных стекол

Шифр аппарата	Условный размер, мм	Ширина, мм	Допустимое отклонение ширины $\pm \Delta d$, мм	Высота h , мм	Допустимое отклонение высоты $\pm \Delta h$, мм	Толщина δ , мм	Угол нижнего основания α , град	Допустимое отклонение угла $\pm \Delta \alpha$, град
П6	152	41	0,3	40	0,5	1—2	90	25
П5	127	30	0,3	40	0,5	1—2	90	25
П4	102	22	0,3	40	0,5	1—2	90	25

¹ Отклонение толщины каждого стекла от параллельности не должно превышать при измерении в различных точках $\pm 0,05$ мм.

Измерительный прибор аппарата Петросяна (рис. 183) состоит из корпуса 14 и вращающегося полуцилиндра 12, в котором находится стакан-коробка 7 с замерным стеклом 8. Полуцилиндр 12 имеет подпятники и вращается на винтах подпятника 2.

Корпус 14 на наружной поверхности на обоих концах имеет выточки для резиновых уплотняющих колец.

Корпус имеет вставную боковую крышку 6, укрепляемую защелками, и ручку 1, при помощи которой прибор вставляют в желонку и извлекают из нее. Стакан-коробку заливают плавиковой кислотой примерно до половины, после чего закрывают резиновой пробкой 5.

Инструкция для выполнения работ с аппаратом Петросяна

1. При измерении угла искривления на глубинах 1400—1600 м и ниже необходимо пользоваться 20%-ной кислотой, а при меньших глубинах 16%-ной кислотой.

Техническая плавиковая кислота, поставляемая в парафиновых бутылках, 40%-ная, поэтому в первом случае она должна быть разбавлена равным объемом воды, во втором случае на два объема кислоты следует взять пять объемов воды.

2. При разбавлении следует кислоту наливать в воду, но не наоборот.

3. Работнику, производящему замер, необходимо соблюдать все меры предосторожности и иметь под руками раствор соды (раствор соды нейтрализует кислоту).

4. Замерное стекло следует заправлять в пазы коробки шлифованной стороной вниз, т. е. стороной, имеющей надписанный номер вверх.

5. Все операции, начиная с момента налива кислоты в стакан-коробку до начала спуска аппарата или броска его в инструмент, следует производить возможно быстрее.

6. При спуске аппарата на канате через бурильные трубы после достижения им долота, что отмечается по снижению нагрузки на канат, следует приподнять и опустить инструмент 3—4 раза на 2—3 м, после чего вновь опустить на ротор, приподнять аппарат над долотом на 1—1,5 м и, выждав 5—8 мин, не двигая инструмент, извлечь аппарат.

7. При подъеме аппарата остановки недопустимы.

Глубину замера ориентировочно определяют по длине канатика и контролируют по длине бурильной колошны.

При броске по достижении аппаратом долота (т. е. через 2—3 мин после броска) провернуть бурильную колонну на несколько оборотов, приподнять 2—3 раза на 2—3 м и, опустив вновь на элеватор, выждать, не двигая 8—10 мин, после чего извлечь бурильную колонну.

В глубоких скважинах при опасности прихвата в виде исключения во время выдержки аппарата в бурильной колонне разрешается медленно приподнять ее на 2—3 м и опустить.

8. Отработанная кислота может быть использована вторично.

9. Угол искривления скважины, зафиксированный плавиковой кислотой на стекле, измеряется при помощи угломера (рис. 184).

Максимальная абсолютная погрешность собственно аппарата не превышает $\pm 1^\circ$.

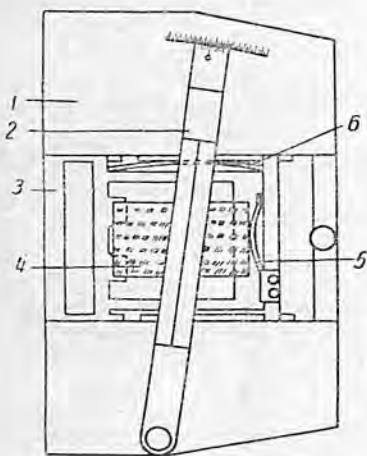


Рис. 184. Угломер Петросяна.

1 — плата угломера; 2 — рейка с нулем; 3 — движок; 4 — стекло; 5 — пружина стекла; 6 — пружина движка.

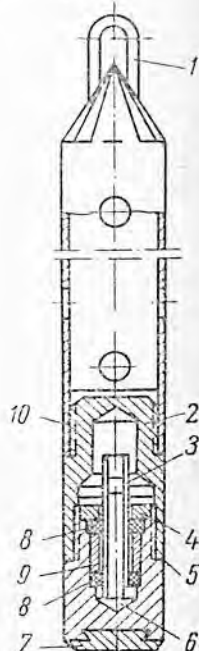


Рис. 185. Аппарат Шаньгина-Кулигина.

1 — ушко; 2 — колпак; 3 — стаканчик; 4 — гайка; 5 — прокладка; 6 — подушка; 7 — печать свинцовая; 8 — кольцо резиновое; 9 — кольцо распорное; 10 — желонка.

Аппарат Шаньгина-Кулигина

Метод забойного ориентирования Шаньгина-Кулигина заключается в следующем.

В замок, находящийся над искривленной трубой, ввинчивается кольцо, имеющее поперечный нож (рис. 185) или два параллельно расположенных ножа. На верхней кромке ножа имеются зубья. По их скосу определяют направление искривления трубы. Нож должен быть расположен обязательно в плоскости искривления трубы.

Аппарат опускают в бурильные трубы на канате до удара о нож и оставляют в покое на 10—15 мин, т. е. на время, необходимое для оставления следа плавиковой кислотой на стаканчике.

При подъеме и разборке аппарата на специальной карточке забойного ориентирования фиксируется положение отпечатка плавиковой кислоты на стаканчике, т. е. положение большой оси эллипса относительно отпечатка зубьев на печати. По отпечатку зубьев на торце аппарата определяют положение плоскости искривления трубы, а положение большой оси отпечатка плавиковой кислоты на стаканчике показывает плоскость искривления скважины.

Аппарат Шаньгина-Кулигина применяют в сочетании с систематическими замерами инклинометром заранее известного направления искривления скважины, что позволяет ориентировать кривую трубу относительно плоскости искривления скважины.

Для совмещения плоскости искривления трубы с плоскостью искривления скважины необходимо повернуть ротор на угол, полученный на карточке забойного визирования между отпечатками положения ножа и положения следа от плавиковой кислоты.

Аппарат Амбарцумова

Разновидностью аппарата для забойного ориентирования является аппарат Амбарцумова (рис. 186), корпус которого представляет собой эксцентричный груз, всегда располагающийся в плоскости искривления скважины.

Аппарат Амбарцумова после посадки на нож можно немедленно поднимать, что позволяет значительно сократить время на работы по ориентированию бурильной колонны.

РЕГУЛЯТОРЫ ПОДАЧИ ДОЛОТА БУРОВОЙ РЕГУЛЯТОР ПОДАЧИ ДОЛОТА НА ЗАБОЙ БАР1-150

Регулятор подачи долота на забой БАР1-150 предназначается для автоматической подачи бурильной колонны при роторном и турбинном бурении скважин и при бурении электробуром.

При помощи БАР1-150 осуществляется плавное изменение скорости подачи долота, а также реверсирование в зависимости от заданной величины тока нагрузки бурового двигателя при роторном бурении и при бурении электробуром; в турбинном бурении скорость подачи и реверсирование изменяются бурильщиком вручную с пульта управления.

Автоматический регулятор подачи долота БАР1-150 состоит из электродифференциального механизма подачи со встроенным в станцию управления типа ПГМ 5114-15А-1 регулирующим блоком БГУ 9302-05А1, обеспечивающим постоянство осевой нагрузки на долото.

Бурильная колонна на забой при бурении скважины подается совместной работой двух электродвигателей: асинхронного трехфазного двигателя K с коротко замкнутым ротором и двигателя постоянного тока B , питаемого от генератора постоянного тока G .

В БАР1-150 установлены:

- 1) электродвигатель асинхронный трехфазный с коротко замкнутым ротором типа А81-8 (мощность 20 *квт*, скорость вращения вала 730 *об/мин*, напряжение тока 500 *в*);
- 2) генератор постоянного тока с независимым возбуждением типа ПН-205 (мощность 14,5 *квт*, скорость вращения вала 750 *об/мин*, напряжение 110 *в*);
- 3) двигатель постоянного тока типа ПН-290 (мощность 19 *квт*, скорость вращения вала 770 *об/мин*, самовозбуждение 110 *в*);
- 4) асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором типа А032-4 (мощность 1 *квт*, скорость вращения вала 1410 *об/мин*, напряжение 500 *в*);

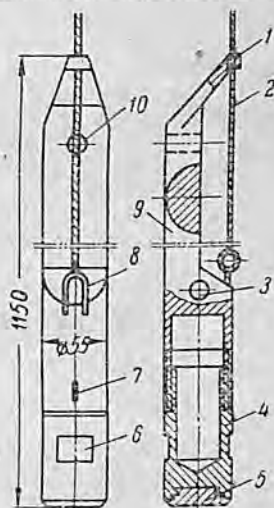


Рис. 186. Аппарат Амбарцумова.

1 — отверстие для пропуска канатика; 2, 3 — отверстие для отвинчивания стаканчика оправки; 4 — стаканчик; 5 — свинцовая печать; 6 — заточки; 7 — отметка положения азимута ствола скважины; 8 — ушко для прикрепления канатика; 9 — корпус; 10 — отверстие для подвешивания аппарата на гвоздь в буровой.

- 5) генератор постоянного тока типа МИ-32-4 с самовозбуждением (мощность 0,9 *квт*, скорость вращения вала 1450 *об/мин*, напряжение 115 *в*);
- 6) автомат установочный трехполюсный переменного тока на 500 *в*;
- 7) контактор линейный типов КТ-32Е, ГК-3805, Б6-2НО, 2НЗ на 500 *в*;
- 8) вольтметр магнитоэлектрический типа М-213 на 150 *в*;
- 9) сопротивление установочное типа ПС-418/12 на 5,4 *а*;
- 10) сопротивление установочное типа ПС-418/21,6 на 5,4 *а*;
- 11) сопротивление установочное типа ПС-418/96 на 1,9 *а*;
- 12) сопротивление установочное типа ПЭ-75 (трубчатое сопротивление второго класса на 0,27 *а* и 0,71 *а*);
- 13) сопротивление установочное типа ПЭ-75 (трубчатое сопротивление второго класса на 0,27 *а*);
- 14) сопротивление установочное типа ПС-418/18 на 4,4 *а*;
- 15) сопротивление установочное типа ПС-418/1,45 на 15,4 *а*;
- 16) усилитель магнитный типа УМ8-6⁵/₁₆;
- 17) трансформатор напряжения типа НОС-0,5 (500/100 *в*, 200 *ва*—100 *в*);
- 18) кнопка управления «стоп», «пуск» типов КУ-121-2, К2НО, 2НЗ на 127 *в*;
- 19) предохранитель трубчатый типа ПР-1 на 250 *в*;
- 20) шунтовый регулятор типа РВ-5203 (объемная мощность 450 *вт*);
- 21) переключатель универсальный типа УП-5111/с 30 на 110 *в*;
- 22) переключатель типа УП-5111/ж40 на 110 *в*;
- 23) сопротивление установочное на 91 *а*;
- 24) сопротивление установочное типа ПС-418/12 на 5,4 *а*.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ПОДАЧИ ДОЛОТА АПД-1

АПД-1 представляет собой регулятор с пневматическим управлением механизмом подачи долота. Он состоит из механизма подачи долота МПД-1 (рис. 187) и электропневматической системы регулирования подачи.

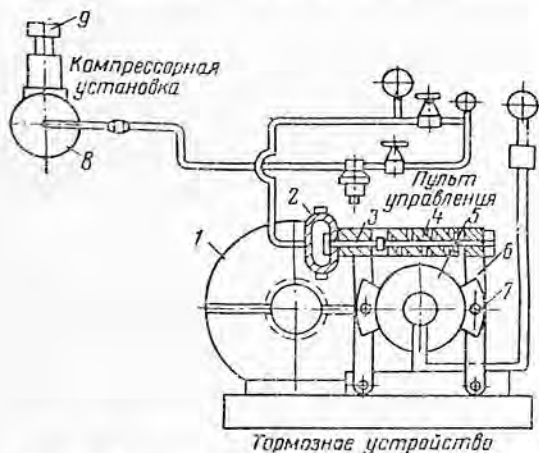


Рис. 187. Механизм подачи долота МПД-1.

1 — редуктор; 2 — тормозной шкив; 3 — тормозные колодки; 4, 5 — рычаги; 6 — пружина; 7 — мембранная головка; 8 — компрессор; 9 — воздушный редуктор.

В механизм подачи долота МПД-1 входят: тормозное устройство, пульт управления и компрессорная установка.

Тормозное устройство состоит из редуктора и пневматического колодочного тормоза. На валу редуктора посажен тормозной шкив, а на тихоходном валу цепное колесо ($z = 11$). Через цепное колесо ($z = 11$) редуктор получает вращение от лебедки. Тормозные колодки на шарнирах прикреплены к рычагам тормозной пружины мембранной головки. Пружина, стягивая рычаги, прижимает колодки тормоза к шкиву и тормозит его вращение.

Тормоз освобождается под давлением воздуха, поступающего в мембранную головку из компрессора.

Управление АПД-1 осуществляется с пульта управления при помощи сжатого воздуха.

Давление воздуха в магистрали должно быть не менее 1,5 *кг/см²*.

ЗАБОЙНЫЙ МЕХАНИЗМ ПОДАЧИ ДОЛОТА

Забойный механизм подачи (рис. 188) позволяет бурить без подачи бурильной колонны при помощи талевого системы.

Нагрузка на забой без жесткой связи турбобура с колонной бурильных труб создается перепадом давления в турбобуре и долоте.

Во время бурения при помощи забойного механизма на долото действует постоянное осевое усилие, равное сумме гидравлической нагрузки и веса нижней части колонны, турбобура и долота, расположенных под механизмом.

Механизм на заданную величину осевой нагрузки настраивают подбором нижней части колонны соответствующего веса.

Для зарядки механизма бурильную колонну опускают до забоя; при этом цилиндр надвинется на шток и индикатор покажет уменьшение общего веса бурильной колонны на величину веса ее нижней части и гидравлического усилия, т. е. на величину нагрузки, создаваемой долотом на забой.

Восстановление полного веса бурильной колонны указывает на то, что «зарядка» механизма кончилась и ее надо возобновить.

ИЗМЕРИТЕЛЬ ДЛИНЫ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ИДК-2

Измеритель длины колонны бурильных труб предназначен для автоматического измерения расстояния между долотом и забоем в каждом стволе трехствольной скважины и подачи звукового сигнала о том, что до забоя осталось 30—50 м. Предельной глубиной измерения является 2700 м. Погрешность при измерении находится в пределах ± 2 м на 1000 м глубины. Питание прибора осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 в.

Прибор фиксирует угловые перемещения ролика кронблока, пропорциональные перемещению нагруженного крюка; при перемещении же порожнего крюка прибор автоматически выключается.

Прибор состоит из четырех основных узлов:

1) датчика подачи ДП-3, устанавливаемого на кронблоке и связанного кабелем с аппаратным шкафом;

2) указателя глубины;

3) выключателя, устанавливаемого на неподвижном конце талевого каната, отключающего счетные устройства во время холостых рейсов крюка;

4) аппаратного шкафа, в котором смонтированы все элементы схемы управления.

В комплекте прибора имеется «реву» для предупредительных звуковых сигналов.

Переключатель, установленный в пульте управления кронблоком, переключает реле схемы управления, одновременно подключая к датчику счетчик глубины того ствола, в котором производится работа по спуску или подъему бурильной колонны.

Датчик подачи ДП-3 состоит из сельсина-датчика ДП-511, связанного зубчатой передачей с третьим роликом кронблока.

Один оборот сельсина-датчика пропорционален перемещению крюка на 0,5 м.

Указатель длины состоит из трех счетных механизмов, а каждый механизм в свою очередь — из принимающего сельсина СС-404, счетчика глубины и сигнального устройства. Сельсин вращает ось счетчика с передаточным отношением

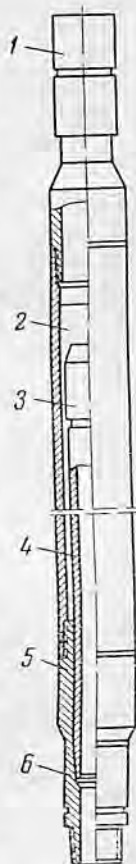


Рис. 188. Забойный механизм подачи долота.

1 — переводник для соединения забойного механизма с бурильной трубой; 2 — шток; 3 — корпус; 4 — поршень; 5 — направление штока; 6 — переводник для соединения штока с турбобуром.

20 : 1 и винт сигнального устройства, по которому движется сигнальная каретка. Крайнее левое положение каретки соответствует нулевому показанию счетчика.

На интервале глубины 30—50 м каретка подводит закрепленный на ней микровыключатель к нажимному кулачку, замыкая цепь «ревуна».

Выключатель неподвижного конца каната представляет собой рессору, на которой закреплен второй микровыключатель.

При отсутствии нагрузки на крюке выключатель разомкнут. При создании нагрузки на крюке неподвижный конец талевого каната натягивается, выпрямляет рессору и замыкает выключатель; при этом включается соответствующий сельсин-датчик и его счетчик отмечает перемещение крюка.

Указатель глубины монтируется около рабочего места бурльщика.

ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

МЕТЧИКИ

Метчики (рис. 189) бывают двух типов; универсальные — с удлиненной ловильной конусной частью и специальные — с укороченной ловильной конусной частью.

Универсальные метчики (рис. 190) изготовляют двух типов в зависимости от присоединительной резьбы и размеров. Эти метчики предназначены для ловли колонны бурильных труб за замок или утолщенную часть трубы.

Специальные метчики изготовляются также двух типов и различаются типом присоединительной резьбы и размерами. Они предназначены для ловли колонны бурильных труб за резьбу замка (замковую или трубную).

Метчики бывают как с правой резьбой — правые, так и с левой резьбой — левые в соответствии с нормалью Н593—56 б. Министерства нефтяной промышленности СССР. Присоединительная резьба метчиков выполняется по ГОСТ 5286—58.

В зависимости от условий производства ловильных работ метчики применяют с центрирующим приспособлением либо без него. Центрирующее приспособление (рис. 191) предназначается для направления конца бурильной колонны и захода метчика в объект захвата.

Метчики с правой резьбой применяют при ловле оставшегося в скважине инструмента бурильными трубами с правой резьбой, метчики с левой резьбой — при ловле бурильными трубами с левой резьбой.

Универсальные метчики для ловли инструмента выбирают, руководствуясь табл. 174. Основные технические данные метчиков приведены в табл. 190 и 191.

Условные обозначения 146-мм направления центрирующего приспособления с правой резьбой: направление 146 мм Н593—58. Для направления с левой резьбой перед первой цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

На верхнем конусе метчика нарезана резьба под замок бурильных труб.

Метчики размером 168, 141, 114 мм изготовляют из стали 15ХФ или 12ХН2, метчики размером 89 и 73 мм — из стали 12ХН3 и подвергают термической обработке — цементации ловильной резьбы на глубину 0,8—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском.

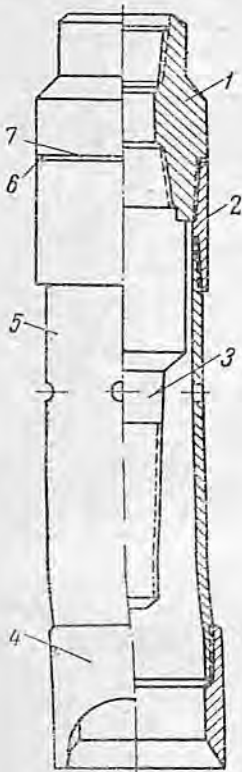


Рис. 189. Метчик.

1 — головка центрирующего приспособления; 2 — муфта обсадной трубы; 3 — метчик; 4 — воронка; 5 — направление центрирующего приспособления; 6 — кольцо упорное; 7 — прокладка.

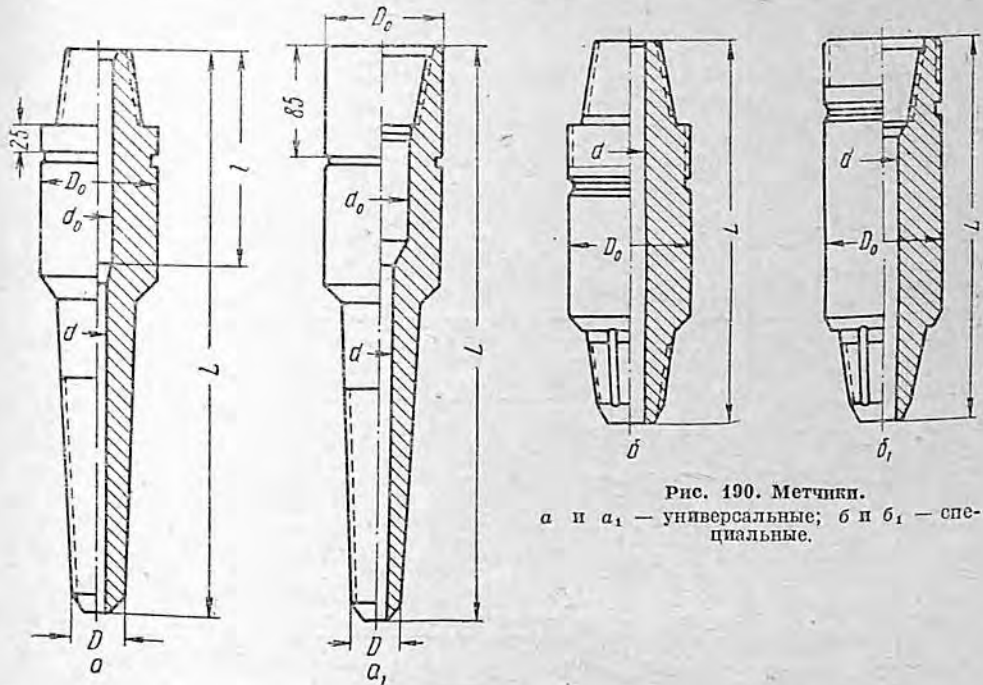


Рис. 190. Метчики.
а и а₁ — универсальные; б и б₁ — специальные.

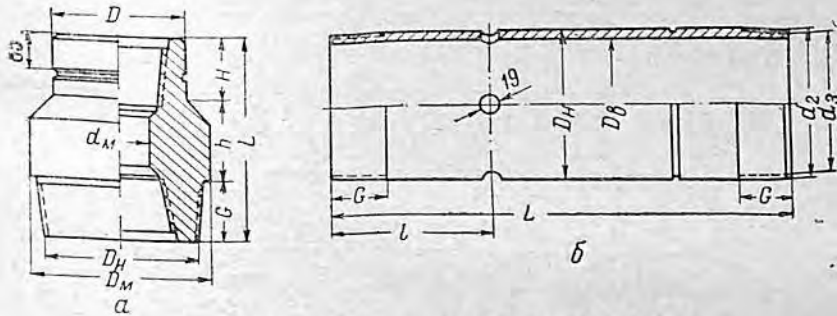


Рис. 191. Центрирующее приспособление.
а — головка; б — направление.

Таблица 174

Данные для выбора универсальных метчиков

Условные обозначения метчика	Основные размеры деталей замков по ГОСТ 5286—58, мм				
	труба буровая (наружный диаметр)	муфта ЗН	нипель ЗН	нипель ЗШ	нипель ЗШ
H27/8×30	73	—	95 и 108	—	—
H27/8×45	89	95	—	108	108
H31/2×58	—	108	140	118	118
Ш41/2×70	114	140	172	146	146
Ш5 ⁹ /16×89	141	172	197	178	178
H65/8×118	168	197	—	203	203

Таблица 175

Основные технические данные универсальных метчиков (в мм)

Условные обозначения метчика	Размер замковой резьбы	№ чертёка	$D_0 \pm 0,3$	$H \pm 3$	$h - 2$	$D \pm 0,3$	$l \pm 3$	$d_1 \pm 0,3$	$d_2 \pm 0,3$	$d \pm 0,3$	$L_p \pm 3$	$L_n \pm 3$	$L \pm 13$	Количество продольных канавок	Вес, кг
$H27/8 \times 30$	3-76	a_1	95	130	—	30	105	—	45	10	310	606	750	4	15
$H27/8 \times 45$	3-76	a_1	95	130	—	45	105	—	45	14	340	635	770	5	22
$H31/2 \times 58$	3-92	a	108	130	96	58	200	50	30	18	240	660	900	5	35
$III41/2 \times 70$	3-121	a	146	200	102	70	280	60	40	20	410	775	1100	5	70
$III59/16 \times 89$	3-147	a	178	200	127	89	300	80	50	25	540	840	1200	5	120
$H65/8 \times 118$	3-152	a	197	200	127	118	300	90	50	30	510	800	1150	5	160

Примечания. 1. Длина продольных канавок на участке лопильной резьбы равна $L_p + 15$ мм.

2. Для комплектования центрирующих приспособлений, находящихся в эксплуатации, допускается изготовление замковой резьбы на метчиках $61/2 \times 70$ и $59/16 \times 89$. Условное обозначение метчика универсального с замковой резьбой 3-152 и наименьшим диаметром конуса $D = 118$ мм. метчик универсальный $H65/8 \times 118$ H593—56. Для метчиков с левой резьбой перед первой цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

Основные технические данные специальных метчиков

Условные обозначения метчика	$D_0 \pm 0,05$	$d \pm 0,05$	D_1	D_2	$l \pm 5$	$l_1 - 2$	$l_2 - 2$	$l_3 - 2$	$L \pm 10$	$C \pm 0,5$	Конусность ловильной резьбы	Количество продольных канавок	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58	Ловильная резьба		Вес, кг
														Размер	Количество на 25,4 мм	
Ш27/8	108	20	70,08	—	10	98	212	—	310	5	1:4	4	3-92	3-92	5	18
Н27/8	95	20	54,2	—	10	98	212	—	310	8	1:4	4	3-76	3-76	5	16
ТР27/8	95	20	69,619	73	10	94	216	—	310	8	1:16	4	3-76	Тр-73	8	18
Ш31/2	118	30	77,44	—	10	106	198	96	400	5	1:4	5	3-101	3-101	5	21
Н31/2	108	30	64,89	—	10	106	198	96	400	8	1:4	5	3-88	3-88	5	19
ТР31/2	108	30	85,494	88,9	10	94	200	96	390	8	1:16	5	3-88	Тр-89	8	21
Ш41/2	146	40	96,21	—	15	117	231	102	450	10	1:4	5	3-121	3-121	5	41
Н41/2	146	40	90,46	—	15	123	225	102	450	12	1:4	5	3-121	3-117	5	40
ТР41/2	146	40	109,706	114,3	15	119	219	102	440	12	1:16	5	3-121	Тр-114	8	42
Ш5 ⁹ / ₁₆	178	50	126,78	—	20	147	226	127	500	12	1:6	5	3-147	3-147	4	66
Н5 ⁹ / ₁₆	178	50	110,2	—	20	140	233	127	500	15	1:4	5	3-147	3-140	4	57
ТР5 ⁹ / ₁₆	178	50	136,331	141,3	20	130	233	127	490	15	1:16	5	3-147	Тр-141	8	67
Ш6 ⁵ / ₈	203	50	150,7	—	30	157	216	127	500	12	1:6	5	3-171	3-171	4	85
Н6 ⁵ / ₈	197	50	131,02	—	30	157	216	127	500	15	1:6	5	3-152	3-152	8	75
ТР6 ⁵ / ₈	197	50	162,9	168,3	30	146	217	127	490	12	1:16	5	3-152	Тр-168	8	87

Примечание. Длина продольных канавок на участке ловильной резьбы равна $L_p + 10$ мм. Резьба ловильная восьмитоочная по ГОСТ 631—63, четырех- и пятизубчатая по ГОСТ 5286—58.

Условные обозначения метчика специального с замковой резьбой 3-152 для ловли замка за замковую резьбу 3-152: метчик специальный Н6⁵/₈ Н593—56. Для метчиков с левой резьбой перед первой цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

Таблица 177

Основные технические данные, характеризующие центрирующее приспособление

Условные обозначения центрирующих приспособлений в сборе	Размер буровых труб, мм	Размер метчика, мм	Диаметр скважины, мм	Габаритные размеры сборки, мм		Условные обозначения составных частей приспособления			
				D	L	головки	муфты соединительной и направляющей	воронки	
								обозначение	№ чертёжа
$3\frac{1}{2} \times 7\frac{3}{4}$	89	89	490	166	1467	$3\frac{1}{2} \times 5\frac{3}{4}$	146	$5\frac{3}{4} \times 6\frac{9}{16}$	1
$4\frac{1}{2} \times 8\frac{3}{4}$	114	114	214	195	1765	$4\frac{1}{2} \times 6\frac{5}{8}$	168	$6\frac{5}{8} \times 7\frac{11}{16}$	1
$4\frac{1}{2} \times 9\frac{3}{4}$	114	114	243	216	1796	$4\frac{1}{2} \times 7\frac{5}{8}$	194	$7\frac{5}{8} \times 8\frac{1}{2}$	1
$4\frac{1}{2} \times 10\frac{3}{4}$	114	114	269	243	1816	$4\frac{1}{2} \times 7\frac{5}{8}$	194	$7\frac{5}{8} \times 9\frac{9}{16}$	2
$5\frac{9}{16} \times 10\frac{3}{4}$	141	141	269	243	1821	$5\frac{9}{16} \times 8\frac{5}{8}$	219	$8\frac{5}{8} \times 9\frac{9}{16}$	1
$5\frac{9}{16} \times 10\frac{3}{4}$	141	141	295	269	1841	$5\frac{9}{16} \times 8\frac{5}{8}$	219	$8\frac{5}{8} \times 10\frac{5}{8}$	2
$5\frac{9}{16} \times 12\frac{3}{4}$	141	141	320	298	1841	$5\frac{9}{16} \times 8\frac{5}{8}$	219	$8\frac{5}{8} \times 11\frac{1}{4}$	2
$6\frac{5}{8} \times 11\frac{3}{4}$	168	168	295	269	1826	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 10\frac{5}{8}$	1
$6\frac{5}{8} \times 12\frac{3}{4}$	168	168	320	298	1826	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 11\frac{3}{4}$	2
$6\frac{5}{8} \times 13\frac{3}{4}$	168	168	345	298	1846	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 11\frac{3}{4}$	2
$6\frac{5}{8} \times 14\frac{3}{4}$	168	168	370	343	1886	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 13\frac{1}{2}$	2
$6\frac{5}{8} \times 15\frac{3}{4}$	168	168	394	343	1886	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 13\frac{1}{2}$	2
$6\frac{5}{8} \times 17\frac{3}{4}$	168	168	445	394	1931	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 15\frac{1}{2}$	2
$6\frac{5}{8} \times 19\frac{3}{4}$	168	168	490	445	1976	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 17\frac{1}{2}$	2
$6\frac{5}{8} \times 20\frac{3}{4}$	168	168	540	470	1986	$6\frac{5}{8} \times 9\frac{5}{8}$	245	$9\frac{5}{8} \times 18\frac{1}{2}$	2

Примечание. Условное обозначение центрирующего приспособления после его сборки выбрасывается на направлении справа от конца самого направления по форме указанной ниже.

Условные обозначения центрирующего приспособления к 11,4-мм правому метчику (с воронкой $7\frac{5}{8} \times 9\frac{9}{16}$) для лова 11,4-мм буровых труб в скважине приспособление $4\frac{1}{2} \times 10\frac{3}{4}$ Н593—56. То же к 168-мм правому метчику (с воронкой $9\frac{5}{8} \times 13\frac{1}{2}$) для лова 168-мм буровых труб в скважине диаметром 370 мм; центрирующее приспособление $6\frac{5}{8} \times 14\frac{3}{4}$ Н593—56. Для метчиков с левой резьбой перед первой цифрой условного обозначения добавляется буква Л. Центрирующим приспособлениям по чертежу 1 соответствуют воронки типа а, а приспособлениям по чертежу 2 — воронки типа б.

Основные технические данные головок центрирующих приспособлений (в мм)

Условное обозначение головки	Тип замковой резьбы по ГОСТ 5286-58		$D \pm 0,5$	$H \pm 5$	$D_M \pm 0,5$	$h \pm 5$	$D_H \sim$	$C \pm 3$	$d_M \pm 1$	$L \pm 10$	Резьба обсадных труб по ГОСТ 632-57 (632-64)	Вес, кг
	верхней	нижней										
ШЗ ¹ / ₂ × 5 ³ / ₄	3-101	3-88	118	430	166	90	146	85	58	340	146	31
	3-88	3-88	108	430	166	84	146	85	58	340	146	31
ШЗ ¹ / ₂ × 3 ¹ / ₂ × 6 ⁵ / ₈	3-121	3-88	146	200	188	90	168	85	58	405	168	50
	3-121	3-117	146	200	188	90	168	85	78	405	168	44
НЗ ¹ / ₂ × 6 ⁵ / ₈	3-117	3-117	140	200	188	86	168	85	78	405	168	42
	3-121	3-88	146	200	216	97	194	88	78	435	194	65
ШЗ ¹ / ₂ × 7 ⁵ / ₈	3-121	3-121	146	200	216	97	194	88	80	435	194	60
	3-117	3-121	140	200	216	93	194	88	78	435	194	59
ШЗ ⁵ / ₁₆ × 4 ¹ / ₂ × 8 ⁵ / ₈	3-147	3-121	178	200	243	96	219	88	80	430	219	81
	3-147	3-147	178	200	243	96	219	88	101	430	219	71
НЗ ⁵ / ₁₆ × 8 ⁵ / ₈	3-140	3-147	172	200	243	91	219	88	98	430	219	72
	3-152	3-147	197	200	269	96	245	88	122	435	245	94
ШЗ ⁵ / ₈ × 5 ⁹ / ₁₆ × 9 ⁵ / ₈	3-171	3-152	203	200	269	100	245	88	122	435	245	92
	3-152	3-152	197	200	269	96	245	88	122	435	245	93

Примечание. Условное обозначение головки центрирующего приспособления с замковой (нормальной) резьбой 3-152 в верхнем конце к правым метчикам Н6⁵/₈ × 118 с направлением 244 мм: головка Н6⁵/₈ × 9⁵/₈ / Н593-56. То же с замковой (широкой) резьбой 3-152 в верхнем конце к правым ловильным метчикам Н6⁵/₈ × 118 с направлением 244 мм (9⁵/₈ / а): головка ШЗ⁵/₈ × 9⁵/₈ / Н593-56. То же с замковой (нормальной) резьбой в верхнем конце к правым ловильным метчикам ШЗ⁵/₈ × 89 с направлением 244 мм (9⁵/₈ / а): головка Н6⁵/₈ × 5⁹/₁₆ × 9⁵/₈ / Н593-56. Для метчиков с левой резьбой перед первой цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

Таблица 179

Основные технические данные направления центрирующего приспособления
(в мм)

Условное обозначение, мм	D_{II}	D_{II} (не менее)	L	δ (не более)	d_2	d_3	C	l	Резьба обсадных труб ГОСТ 632—57 (ГОСТ 632—63)	Вес, кг
146	146	126	770	10	144,016	139,798	79,5	160	146	25,3
168	168	148	1000	10	166,016	161,798	79,5	160	168	38,3
194	194	174	1000	10	189,844	185,626	82,5	160	194	44,2
219	219	197	1030	11	214,844	210,626	82,5	160	219	56,8
245	245	223	1030	11	240,844	236,626	82,5	160	245	63,9

КОЛОКОЛА ДЛЯ ЛОВЛИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Колокол (рис. 192) представляет собой стальную массивную трубу, на верхнем конце которой нарезана резьба муфты для соединения с колонной буровых труб по ГОСТ 5286—58.

Таблица 180

Основные размеры колоколов (в мм)

Номинальные размеры колоколов	Чертеж	D_0	H	D	d	d_0	l_1	L	Число продольных канавок	Резьба под воронку, мм	Вес, кг
ЗН6 ⁵ / ₈ × 113 ³ / ₄	<i>a</i>	197	240	219	176	122	380	730	5	219	120
ЗШ6 ⁵ / ₈ × 113 ³ / ₄	<i>a</i>	203	240	219	176	153	380	730	5	219	122
ЗН5 ⁹ / ₁₆ × 93 ³ / ₄	<i>a</i>	174,5	220	194	150	98	400	750	5	194	78,5
ЗШ5 ⁹ / ₁₆ × 93 ³ / ₄	<i>a</i>	178	220	194	150	127	400	750	5	194	75
ЗН4 ¹ / ₂ × 83 ³ / ₄	<i>a</i>	140	200	168	120	78	350	670	5	168	55,5
ЗШ4 ¹ / ₂ × 83 ³ / ₄	<i>a</i>	146	200	168	120	100	350	670	5	168	55
ЗН4 ¹ / ₂ × 73 ³ / ₄	<i>b</i>	140	200	168	120	78	450	770	5	—	58,5
ЗШ4 ¹ / ₂ × 73 ³ / ₄	<i>b</i>	146	200	168	120	99	450	770	5	—	59
ЗН3 ¹ / ₂ × 63 ³ / ₄	<i>b</i>	108	180	135	95	58	300	600	5	—	32,5
ЗШ3 ¹ / ₂ × 63 ³ / ₄	<i>b</i>	117,5	180	135	95	78	300	600	5	—	33
ЗН2 ⁷ / ₈ × 53 ³ / ₄	<i>b</i>	95	175	115	80	45	300	520	4	—	20
ЗШ2 ⁷ / ₈ × 53 ³ / ₄	<i>b</i>	108	175	115	80	63	300	520	4	—	22,5

Колокола изготовляют по нормам Н592—56 б. Министерства нефтяной промышленности СССР из легированной конструкционной стали 20Х.

На нижней наружной части колокола нарезана резьба по калибру обсадных труб по ГОСТ 632—64 для присоединения направляющей воронки для колоколов размером 168, 141 и 114 мм. Ловильная резьба имеет конусность 1 : 16 (угол уклона 1°47'24") и продольные канавки (рис. 192, б).

Для ловли 114-мм буровых труб в 197-мм скважине направляющая воронка является частью корпуса колокола (рис. 192, а). Для ловли 89- и 76-мм буровых труб в 168- и 146-мм обсадных трубах нижняя часть колокола имеет только внутреннюю фаску под углом 30° к оси колокола (рис. 192, в). Наружная резьба под направляющую воронку отсутствует.

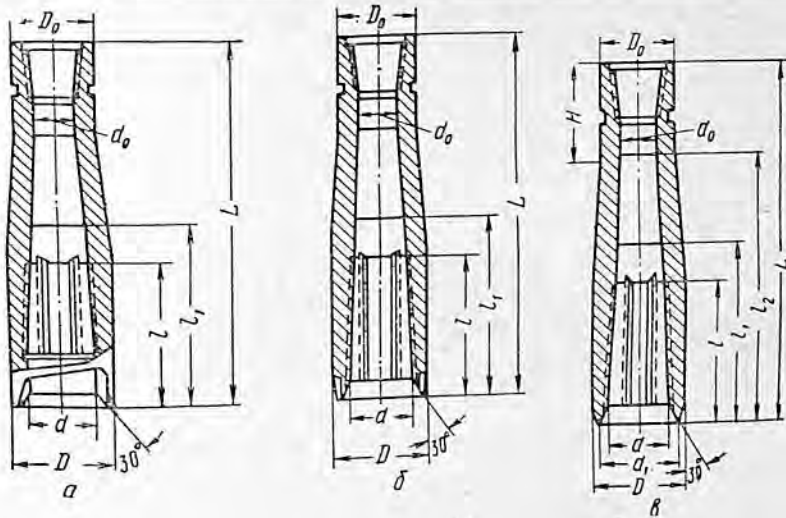


Рис. 192. Колокол для ловли буровых труб.

Колокола бывают с правой ловильной резьбой и левой.

При изготовлении колокола его резьба подвергается термообработке — цементации на глубину 0,8—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском. Твердость поверхности резьбы HRC56.

Маркировка колоколов: на специально проточенном пояске нанесены:

- 1) товарный знак завода-изготовителя;
- 2) условное обозначение;
- 3) номер или индекс плавки и марка стали;
- 4) дата выпуска.

На левом колоколе имеется дополнительный опознавательный поясок.

ЛОВИТЕЛИ С ПРОМЫВКОЙ

Для извлечения из скважины оставшейся части буровой колонны применяют также ловители типа ЛБП (ШО-1), которыми можно захватить оборванный конец за тело трубы или за замок. Конструкция ловителя позволяет восстановить промывку скважины через пойманную часть буровой колонны.

Ловитель ЛБП (ШО-1) относится к освобождающемуся типу инструментов, изготавливается по нормам Н699—53 б. Министерства нефтяной промышленности СССР. Ловитель состоит из корпуса, двух плашек с левой винтовой нарезкой, удерживаемых от проворачивания шпонками, приваренными к корпусу. Над плашками расположены кольцо, резиновая манжета, нажимная втулка и спиральная пружина, поджимаемая переводником.

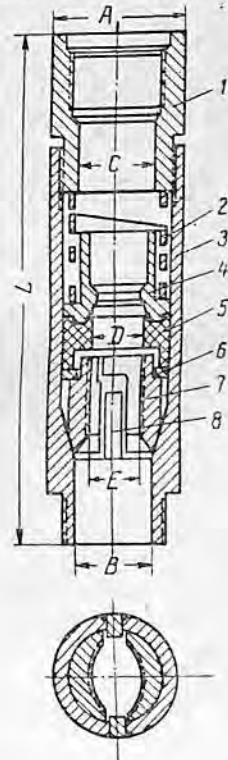


Рис. 193. Ловитель с промывкой.

- 1 — переводник; 2 — пружина; 3 — корпус; 4 — нажимная втулка; 5 — манжета; 6 — кольцо; 7 — плашки; 8 — шпонки.

На нижнем конце корпуса ловителя имеется резьба под направляющую воронку.

Резьба корпуса под воронку и присоединительная резьба переводника вышеляются по ГОСТ 632—64.

Корпус ловителя изготовляют из стали 50 с последующей нормализацией, переводник — из стали 50 с последующей закалкой и отпуском, плашки — из стали 20 с закалкой и отпуском на твердость HRC50—60 после цементации, пружину — из пружинно-рессорной стали.

Таблица 181

Основные размеры (в мм) ловителей с промывкой типа ЛБП (ШО-1)

Условные обозначения	Наружный диаметр	Длина	Присоединительная резьба переводника к трубе, мм	Резьба корпуса под воронку, мм	Диаметр труб, на которых спускается ловитель в скважину	Вес, кг
$5\frac{3}{4} \times 3\frac{1}{2}$	175	730	146	146	89	110
$6\frac{5}{8} \times 4\frac{1}{2}$	216	760	168	194	114	160
$8\frac{5}{8} \times 5\frac{9}{16}$	243	885	219	219	141	165
$9\frac{5}{8} \times 6\frac{5}{8}$	269	885	245	245	168	230

ОВЕРШОТЫ

Овершот (рис. 194) состоит из корпуса 1 и пластинчатых пружин 2, которые крепятся к корпусу заклепками 3. Он относится к освобождающему типу ловильного инструмента.

Овершотом можно ловить оставшийся в скважине инструмент только под муфту или под замок.

Для освобождения овершота дается натяжка буровой колонны и поворачивают ее ротором, вследствие чего пружины ломаются и овершот идет наверх.

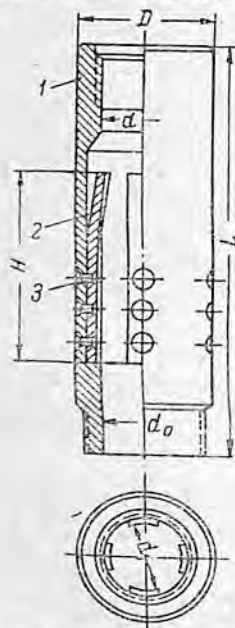


Рис. 194. Овершот пружинный
1 — корпус; 2 — пластинчатые пружины; 3 — заклепки.

ФРЕЗЕРЫ ЗАБОЙНЫЕ

Для очистки забоя скважины от оставленных в ней посторонних металлических предметов методом фрезерования применяют забойный торцовый фрезер типа ФЗТ-1 с внутренней замковой резбой для присоединения к буровым трубам (рис. 195).

В зависимости от направления резьбы и зубьев фрезеры подразделяются на правые и левые.

Фрезеры в центре по оси имеют сквозное отверстие и в нижней части — две боковые прорези для промывки скважины и охлаждения инструмента при работе.

Зубья фрезеров нарезаются по торцу в радиальном направлении с уменьшающимися к центру размерами, направлены твердым сплавом и термически обработаны.

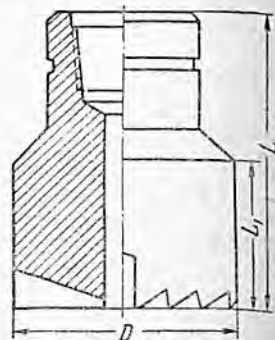


Рис. 195. Фрезер забойный.

Таблица 182

Основные размеры овершотов (в мм)

Условные размеры	D	d_0	d_1	d	H	L	Соединительная резьба, дюймы	Вес, кг
$5^3/4 \times 3^1/2$	166	124	75	128	330	725	146	41
$6^5/8 \times 4^1/2$	196	152	100	152	350	750	168	50
$7^5/8 \times 5^9/16$	224	178	125	178	380	800	194	66
$8^5/8 \times 5^9/16$	243	190	125	200	390	800	219	77
$8^5/8 \times 6^5/8$	254	204	150	203	400	800	219	82
$9^5/8 \times 6^5/8$	269	215	150	225	400	800	244	90
$10^3/4 \times 6^5/8$	298	250	150	250	455	925	273	114

Фрезеры ФЗТ-1 изготовляют по нормам Н385—50 б. Министерства нефтяной промышленности СССР из стали 45.

Таблица 183

Технические данные фрезеров забойных

Условные обозначения	Наибольший диаметр, мм	Длина + 15, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58	Теоретический вес, кг
ФЗТ1-4 $1/2$ × 9	214	400	3-121	65
ФЗТ1-6 $5/8$ × 10	243	420	3-151	112
ФЗТ1-6 $5/8$ × 12	295	415	3-152	125
ФЗТ1-6 $5/8$ × 13	346	438	3-152	175
ФЗТ1-6 $5/8$ × 15	394	600	3-152	360

МАГНИТНЫЙ ФРЕЗЕР

Магнитный фрезер МФ-3М предназначен для извлечения из скважины мелких металлических предметов, оставшихся на забое при авариях с долотом или упавших сверлу.

Таблица 184

Основные размеры магнитных фрезеров

Параметры	Условные обозначения					
	МФ-3М 5 $3/4$	МФ-3М 7 $3/4$	МФ-3М 9 $3/4$	МФ-3М 11 $3/4$	МФ-3М 13 $3/4$	МФ-3М 13 $3/4$ с коронкой
Диаметр, мм	135	180	225	275	325	375
Длина, мм	550	645	760	785	785	1010
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58	3-101	3-121	3-147	3-171	3-171	3-171
Подъемная сила магнита, кгГ	50	60	80	180	180	180
Вес, кг	45	60	100	165	260	284
Теоретический вес, кг	41	90	122	182	302	317

В качестве материала для магнитов применяют сплав «Магнико ИШ-627». Магнитный полюс изготавливают по нормали Н487—50 б. Министерства нефтяной промышленности СССР.

На подъемные усилия магнита и сплава магнико практически не влияют вибрации, удары и колебания температуры в процессе эксплуатации, но с течением времени магниты теряют свои свойства. Рекомендуется через один год их эксплуатации вновь произвести намагничивание.

При полной разборке магнитного фрезера (снятии полюсов и магнитов) необходимо новое намагничивание.

Сплав магнико тверд, хрупок и крупнозернист. Ударять по магнитам опасно, так как в них могут образоваться трещины.

Магнитные фрезеры выпускают шести типоразмеров.

ДОМКРАТ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ГД1-300

Гидравлический домкрат состоит из двух плунжерных насосов высокого и низкого давления с ручным приводом и двух цилиндров со скалками.

Техническая характеристика ГД1-300

Давление насоса низкого давления, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	50
Давление насоса высокого давления, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	300
Диаметр плунжера насоса низкого давления, мм	50
Диаметр плунжера насоса высокого давления, мм	20
Грузоподъемность (общая) двух цилиндров при максимальном давлении 300 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$, т	300
Ход скалки домкрата, мм	500
Диаметр скалки, мм	252
Вес установки, кг	1950
Габаритные размеры насоса, мм	1310 × 700 × × 1165
Габаритные размеры цилиндра, мм:	
диаметр	3550
высота	830

При необходимости освобождения прихваченных труб цилиндры со скалками ставят на специальные брусья.

Таблица 185

Перевод атмосферных показаний манометра в усилие (в Т) на поднимаемый домкратами инструмент

Показание манометра, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	Усилие		Показание манометра	Усилие	
	при 203-мм пистонах	при 254-мм пистонах		при 203-мм пистонах	при 254-мм пистонах
1	0,648	1,013	30	19,440	30,390
2	1,296	2,026	40	25,920	40,420
3	1,944	3,039	50	32,400	50,650
4	2,592	4,052	60	38,880	60,780
5	3,240	5,065	70	45,360	70,910
6	3,888	6,078	80	51,840	81,040
7	4,536	7,091	90	58,320	91,170
8	5,184	8,104	100	64,800	101,300
9	5,832	9,117	150	97,200	151,950
10	6,480	10,130	200	129,600	202,600
20	12,960	20,260	250	162,000	253,250

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ПРЕВЕНТОРЫ ПЛАШЕЧНЫЕ ПИМ

Плашечный превентор (рис. 196) состоит из стального литого корпуса, внутри которого перемещаются плашки с резиновыми уплотнениями (глухие или с полу-

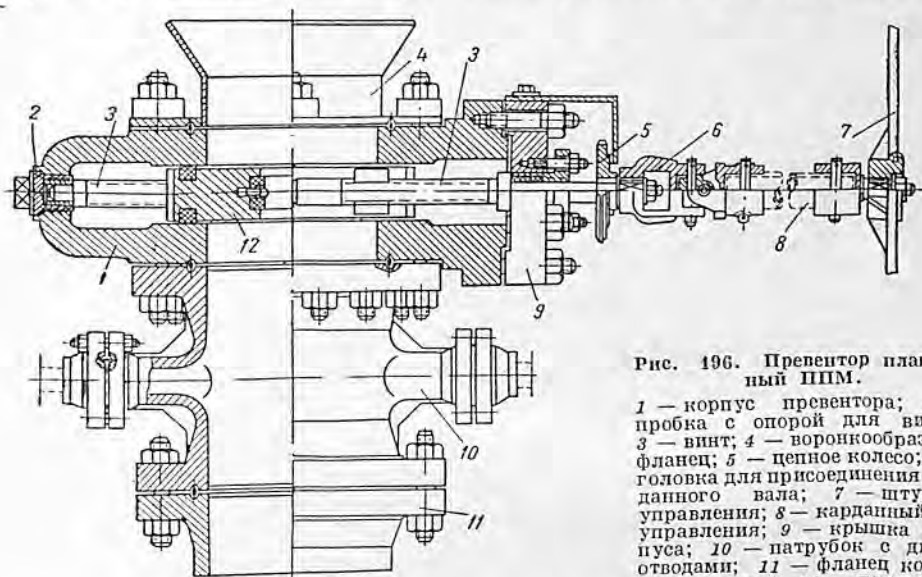


Рис. 196. Превентор плашечный ПИМ.

1 — корпус превентора; 2 — пробка с опорой для винта; 3 — винт; 4 — воронкообразный фланец; 5 — цепное колесо; 6 — головка для присоединения карданного вала; 7 — штурвал управления; 8 — карданный вал управления; 9 — крышка корпуса; 10 — патрубок с двумя отводами; 11 — фланец колонной головки; 12 — плашки.

цилиндрическими вырезами под бурильные трубы). Плашки перемещаются от штурвала через карданные сочленения, цепную передачу, состоящую из двух цепных колес, насаженных на наружные концы винтов. Плашки по бокам имеют пазы, в которые вставляются полугайки, находящиеся в зацеплении с винтами. При повороте штурвала вращаются оба винта, связанные между собой цепной передачей. На каждом винте нарезаны правая и левая резьбы, поэтому плашки в зависимости от направления вращения штурвала перемещаются либо к оси скважины, либо от нее.

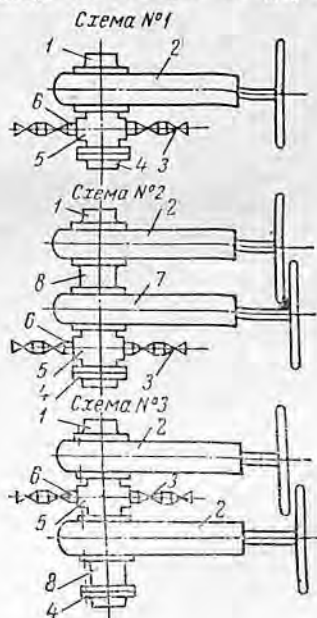
Корпус превентора закрыт сбоку крышкой.

На верхнем и нижнем торцах корпус превентора имеет кольцевые канавки для уплотнительных колец из мягкой малоуглеродистой стали.

В соответствии с нормалью Н537—51 б. Министерства нефтяной промышленности СССР установка превенторов предусматривается по одной из трех схем, изображенных на рис. 197.

Рис. 197. Схемы установки превенторов.

1 — фланец воронкообразный; 2 — превентор с трубными плашками; 3 — 102-мм задвижки; 4 — колонный фланец; 5 — патрубок с двумя отводами; 6 — 102-мм ниппели; 7 — превентор с глухими плашками; 8 — патрубок переводной.



В указанных схемах, кроме превенторов, используются общие детали. Патрубок переводной служит для присоединения превентора через колонный фланец к колонне обсадных труб.

Патрубок с двумя 102-мм отводами в схемах № 1 и 2 является переводником для присоединения превентора к колонне обсадных труб. В схеме № 3 он используется для соединения двух превенторов. Оба боковых отвода имеют по две 102-мм задвижки. Один из отводов рекомендуется соединить с буровым насосом для подачи при необходимости раствора в скважину. Другой отвод соединяется с буферным ящиком и предназначается для выпуска газа и газированного раствора из скважины.

Техническая характеристика

Тип превентора	ППМ-8	ППМ-12	ППМ-16
	плашечный одинарный с глухими или трубными плашками		
Диаметр проходного отверстия в корпусе, мм	205	306	406
Рабочее давление, кг/см ²		75	75
Давление при испытании, кг/см ²	150	150	150
Диаметр обсадных труб, на которые устанавливают превенторы, мм	194	245	351
	219	273	377
		299	426
		325	
Диаметр бурильных труб, для которых предусмотрены плашки, мм	73	114	114
	89	141	141
	114	168	168
Габаритные размеры, мм:			
длина	1145	1300	1780
ширина	725	970	1110
высота	1050	1185	1355
Вес одного превентора вместе с верхним воронкообразным фланцем, кг	1190	1735	3310

ПРЕВЕНТОР ПЛАШЕЧНЫЙ ПП-11-200

Корпус превентора ПП-11-200 представляет собой стальную отливку приплюснутой сферической формы с верхним, нижним и боковым фланцами.

Цилиндрическое отверстие диаметром 280 мм в корпусе предназначено для прохода бурильной колонны, а боковое прямоугольное отверстие для установки в корпусе плашек с винтами в собранном виде. В корпус (рис. 198) можно монтировать глухие или трубные плашки с резиновым уплотнением соответствующей конфигурации. Каждый винт имеет правую и левую резьбы. На боковых сторонах корпусов плашек установлены полугайки, охватывающие резьбовые участки винтов, а на консольных частях винтов — шестерни, связанные с центральной шестерней на крышке. Полугайки удерживаются на плашках крышками.

Центральная шестерня имеет вилку, соединяемую с карданным валом привода от электрического двигателя или ручного штурвала. При вращении центральной шестерни вращаются также винты, открывая или закрывая превентор.

Уплотнение верхнего и нижнего фланцев корпуса осуществляется кольцами овального сечения из мягкой стали.

Герметичность боковой крышки достигается резиновой прокладкой. Соединение полости у тыльной части плашек с затрубным пространством (между

бурильными и обсадными трубами) снижает усилие, необходимое для закрытия превентора.

Для центрирования трубы относительно плашек последние имеют выступы, предотвращающие попадание трубы между плоскими торцами открытых плашек.

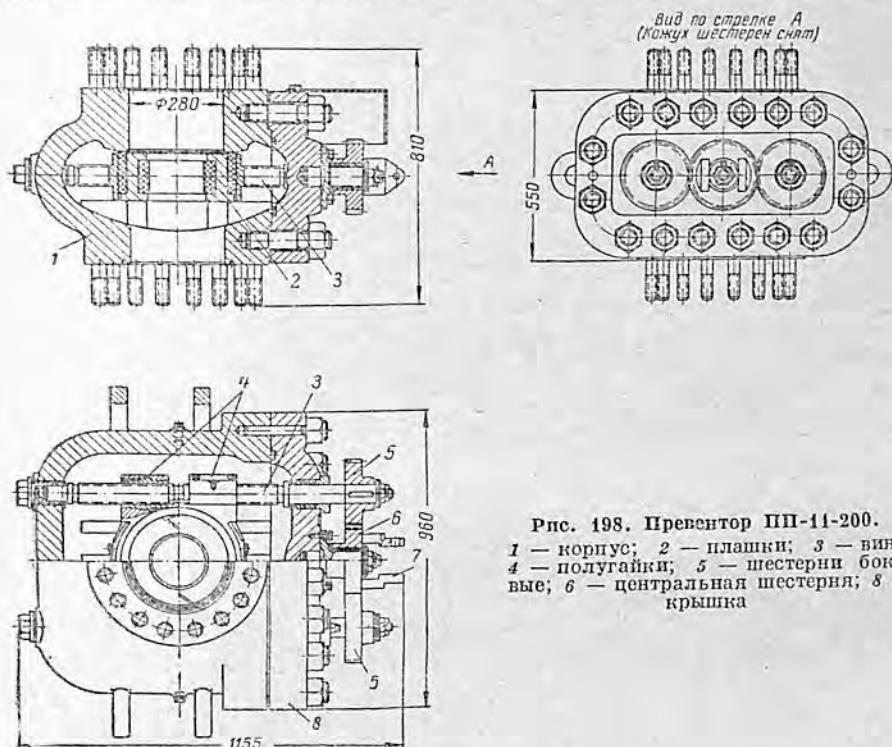


Рис. 198. Превентор ПП-11-200.
 1 — корпус; 2 — плашки; 3 — винт;
 4 — полурайки; 5 — шестерни боковые;
 6 — центральная шестерня; 8 — крышка

Превентор имеет электрическое дистанционное управление, позволяющее закрывать его в течение 40 сек.

Превентор поставляется в собранном виде с глухими плашками для 141-мм труб.

Техническая характеристика превентора ПП-11-200

Тип превентора	плащечный, одинарный с трубными или глухими плашками
Диаметр проходного отверстия, мм	280
Давление рабочее, кг/см ²	200
Давление при испытании, кг/см ²	400
Размеры сменных плашек, мм	114, 141, 168
Управление	дистанционное электрическое и ручное штурвалом

Диаметр обсадных труб, на которые устанавливается превентор, мм 245, 273 и 299

Тип уплотнения:	
верхнего и нижнего фланцев	кольца из мягкой стали
боковой крышки и плашек	кольца резиновые
винтов	кольца резиновые шевронные
Габаритные размеры, мм:	
длина	1155
ширина	1140
высота (со шпильками)	810
Вес без узла управления, кг	1455

ПРЕВЕНТОР ПЛАШЕЧНЫЙ ППС-12-200

Превентор (рис. 199) состоит из стального литого корпуса с двумя полостями прямоугольного сечения, в которых установлены два комплекта плашек. Полости закрываются плоскими крышками и герметизируются резиновыми прокладками.

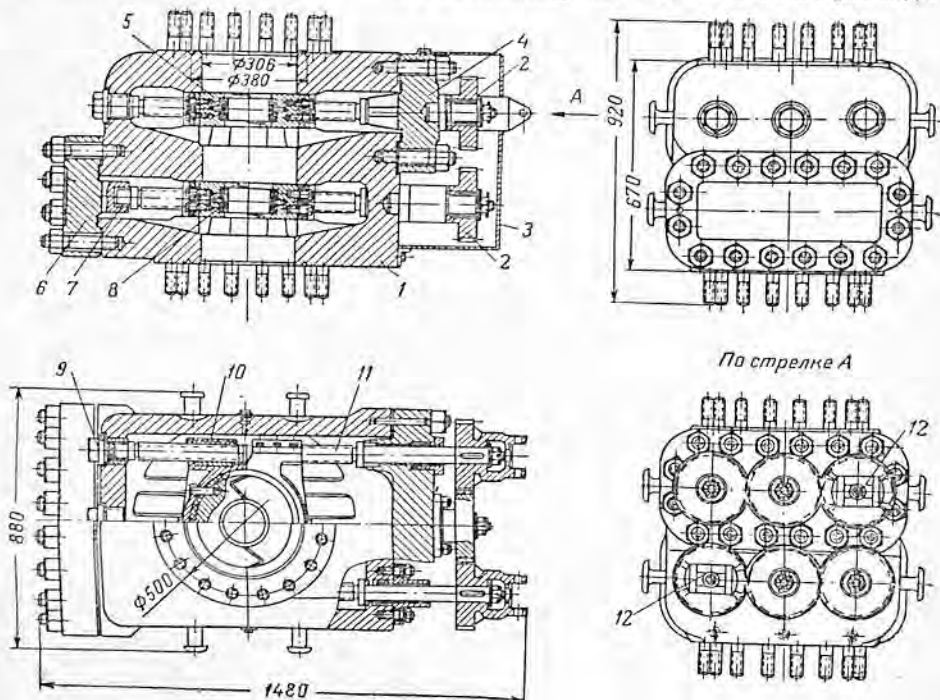


Рис. 199. Превентор плашечный ППС-12-200.

1 — корпус; 2 — шестерни средние; 3 — кожух; 4 — крышка верхнего винта; 5 — плашки верхние; 6 — крышка нижнего винта; 7 — опора нижнего винта; 8 — плашки нижние; 9 — опорная пробка винта; 10 — полулайка; 11 — винт; 12 — вилки для присоединения карданного вала управления.

Плашки разъемной конструкции состоят из стального литого корпуса, вкладыша и резиновых уплотнений, надетых на вкладыши и закрепленных на них тремя винтами М16.

Корпус превентора допускает установку плашек следующих типоразмеров: трубных диаметром 114, 141 и 168 мм и глухих для перекрытия ствола при извлечении из скважины инструмента. Винты, на которые посажены плашки, имеют правую и левую резьбы, что обеспечивает одновременное перемещение обеих.

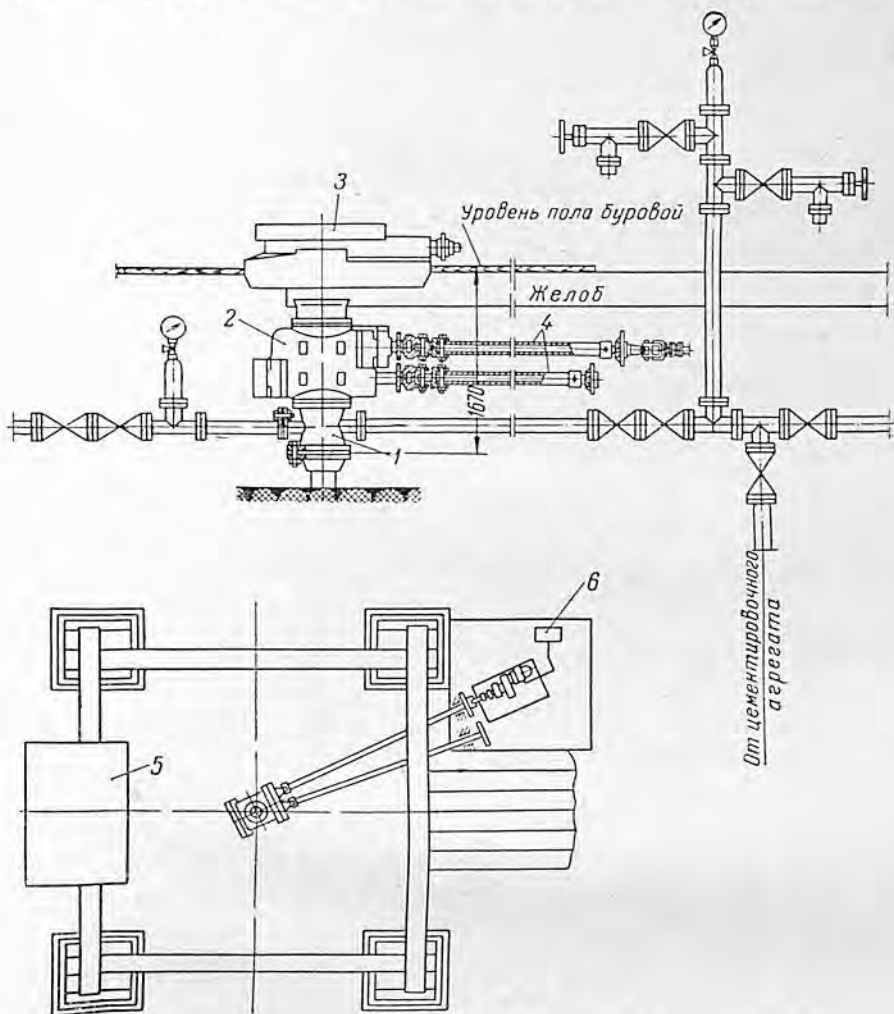


Рис. 200. Схема установки превентора ППС-12-200 на устье скважины.
1 — колонная головка; 2 — превентор; 3 — ротор; 4 — карданные валаы управления; 5 — лебедка; 6 — электроаппаратура управления.

плашек. Винты верхних и нижних плашек выведены из корпуса превентора через отверстие с сальниковым уплотнением из резиновых шевронных колец.

На концах винтов на шпонках установлены шестерни, находящиеся в зацеплении с соединяющими их средними шестернями.

Одна из шестерен каждой пары имеет вилку для присоединения карданного вала, при помощи которого осуществляется управление соответствующим комплектом плашек (глухих или трубных). Шестеренчатые передачи винтов

ограждены сварным кожухом, который прикреплен болтами к крышке и корпусу преვენтора. Управление преვენтором, т. е. привод обоих карданных валов, электрическое. Предусмотрен также ручной привод. Соединение полости у тыльной части плашек с затрубным пространством, т. е. с пространством между бурильными и обсадными трубами, облегчает закрывание преვენтора.

Применение преვენтора ППС-12-200 позволяет уменьшить на 730 мм высоту обвязки устья скважины по сравнению с установкой двух отдельных преვენторов (с трубными и глухими плашками).

Схема установки преვენтора показана на рис. 200.

Техническая характеристика	
Тип преვენтора	плашечный сдвоенный в одном корпусе
Диаметр проходного отверстия, мм	306
Давление рабочее, кг/см ²	200
Давление при испытании, кг/см ²	400
Размер сменных плашек для бурильных труб, мм	114, 141, 168
Тип уплотнения:	
верхнего и нижнего фланцев	кольца из мягкой стали
винтов	резиновые шевроновые контакты
фланцев	кольца из мягкой стали
Диаметр обсадных труб, на которые устанавли- вается преვენтор, мм	245, 273, 299 и 325
Управление	электрическое дистанцион- ное и ручное штурвалом
Габаритные размеры (без управления), мм:	
длина	1480
ширина	880
высота (со шпильками)	920
Вес, кг	2875

ПРЕВЕНТОР ВРАЩАЮЩИЙСЯ ПВ-12-75

Этот преვენтор предназначен для герметизации устья скважины с обеспечением возможности вращения и расхаживания бурильной колонны. Он состоит из корпуса с гидравлическими запорными устройствами, патрона в сборе со стволем, уплотнителя и управления (рис. 201).

Стальной корпус имеет два запорных устройства для закрепления патрона. Под действием пружины запорный клин входит в кольцевой паз патрона. Для освобождения патрона из корпуса стопоры запорного устройства выводятся из кольцевого паза давлением жидкости, подаваемой ручным насосом с поста бурильщика.

В патроне на трех подшипниках качения (двух радиальных роликовых и одном упорном шариковом) установлен ствол с головкой для зажимов ведущей трубы. В головке имеются защелки для крепления зажимов. К нижней части ствола при помощи резьбового кольца и накидной гайки прикреплен резиновый уплотнитель со стальным кольцом.

Герметизация ствола в месте крепления уплотнителя достигается резиновым уплотняющим кольцом. Резина уплотнителя в верхней части имеет

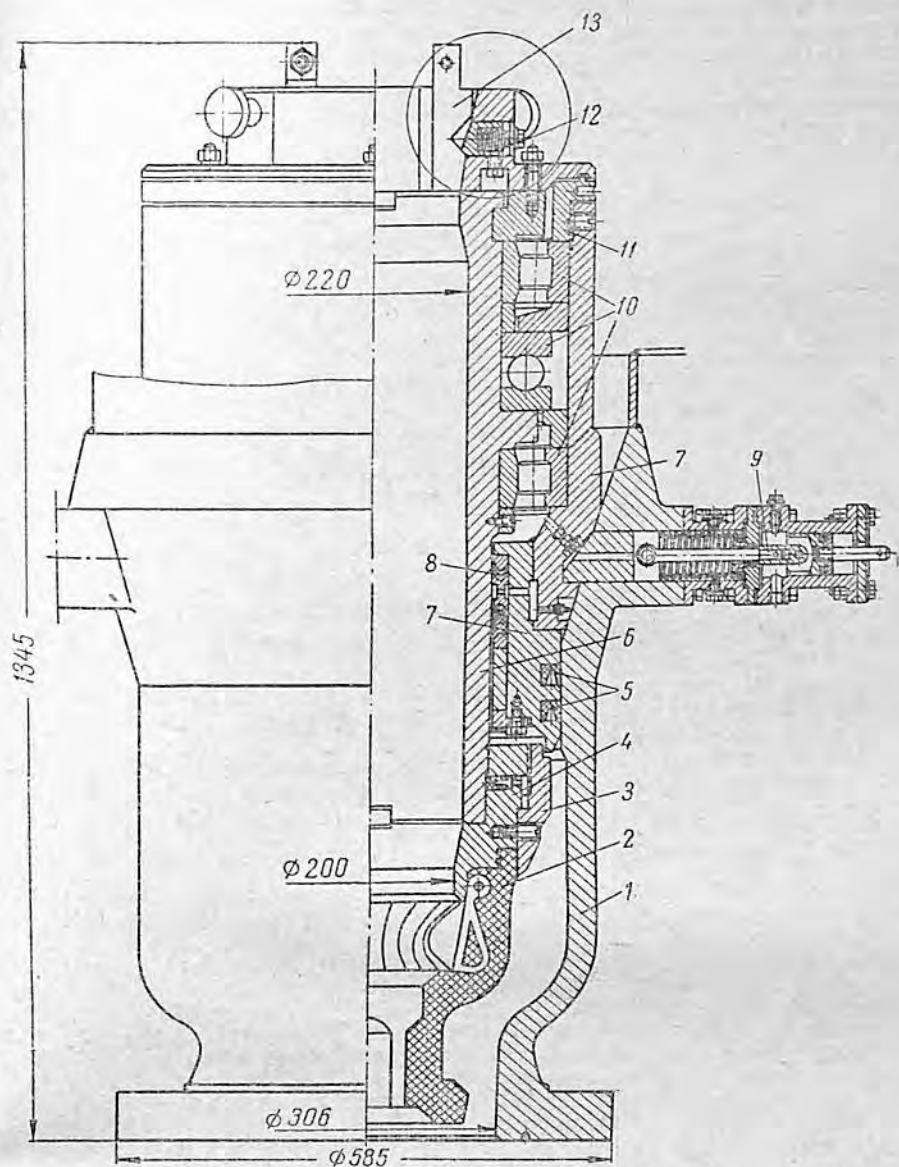


Рис. 201. Превентор вращающийся ПВ-12-75.

1 — корпус; 2 — резиновый уплотнитель; 3 — накидная гайка для прикрепления уплотнителя к стволу; 4 — стальное кольцо уплотнителя; 5 — манжетные уплотнения затрубного пространства; 6 — ствол; 7 — патрон; 8 — манжетные уплотнения ствола в патроне; 9 — запорное устройство для крепления патрона в корпусе; 10 — подшипники качения; 11 — закрывка патрона; 12 — защелки для крепления зажимов ведущей трубы штанги; 13 — зажимы ведущей трубы.

цилиндрическую форму для уплотнения трубы и замка, а в нижней части квадратную форму для уплотнения ведущей трубы.

Вращающийся превентор устанавливается на 305-мм плашечном превенторе, поэтому высота расположения пола буровой над колонным фланцем должна быть не менее 2250 мм.

Обвязка превентора, состоящая из выкидного патрубка и труб с регулирующими штуцерами, позволяет присоединять обвязку к буровым насосам и цементировочному агрегату.

Техническая характеристика

Рабочее давление, кг/см ²	75
Давление при испытании, кг/см ²	150
Диаметр проходного отверстия, мм	306
Диаметр уплотнителя для труб, мм	141
Максимальная скорость вращения патрона, об/мин	100
Габаритные размеры, мм:	
длина	1236
ширина	665
высота	1345
Вес, кг	1685

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЛАШЕЧНЫМ ПРЕВЕНТОРОМ УПЭ-2

Установка электрического управления УПЭ-2 (рис. 202) предназначена для дистанционного открытия и закрытия одного сдвоенного или комплекта из двух одинарных плашечных превенторов.

УПЭ-2 состоит из следующих основных частей: электродвигателя, цепного редуктора, двух конечных выключателей, карданных валов и магнитной станции управления.

Цепной двухступенчатый редуктор имеет цепные передачи $\frac{15}{67}$ и $\frac{17}{67}$ с однопорядной втулочно-роликовой цепью. Цепные передачи огражденные кожухом. Оба вала цепного редуктора смонтированы на шарикоподшипниках № 310 (50 × 110 × 27).

На конце вторичного вала редуктора установлены вилка карданного сочленения и кулачковая муфта для включения и выключения карданного вала. На раме управления помещены два конечных выключателя ВК-211, которые через шестеренную передачу и винтовой механизм связаны со вторичным валом цепного редуктора и служат для автоматического выключения электродвигателя при закрытии или открытии превентора.

При своем движении по винту гайка вступает в контакт с рычагом одного из конечных выключателей, поворачивает его и отключает электродвигатель.

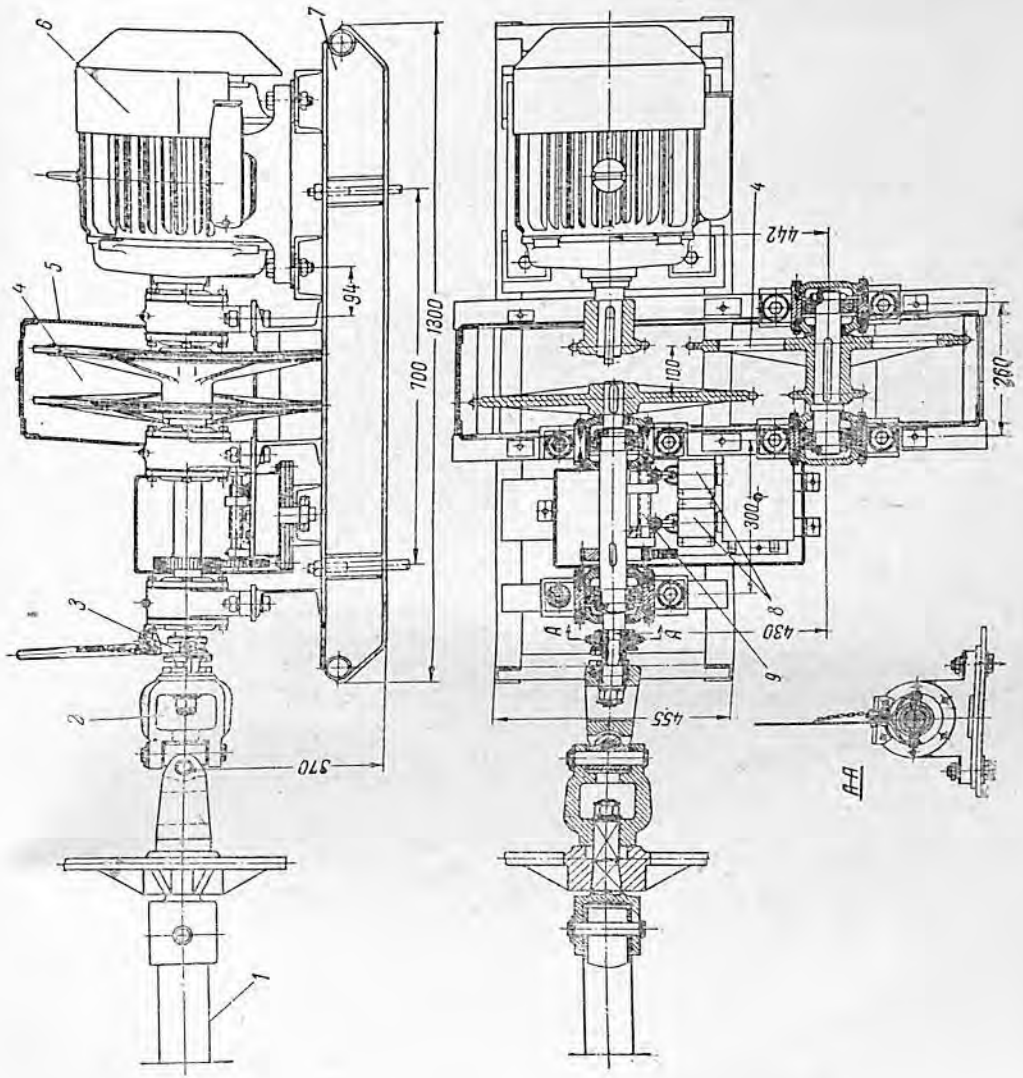
Магнитная станция управления представляет собой герметически закрытый металлический ящик, в котором смонтированы щит с рубильником, реверсивный магнитный пускатель П-213, реле тока ИТ-81-11, трансформатор ВТ-380/6 в для сигнальных ламп, трехкнопочный пульт управления электродвигателем и три сигнальные электролампы, сообщающие о закрытии и открытии превентора и о неполадках в нем, мешающих выполнению этих операций.

Все узлы электрического управления превентором (кроме магнитной станции) монтируются на общей цельносварной раме.

При отключении электроэнергии или других неполадках управление превентором осуществляется вручную штурвалом.

Рис. 202. Электроуправление
плашечными прессорами
УПЭ-2.

1 — карданный вал; 2 —
вышка карданного сочлене-
ния; 3 — кулачковая муфта
с рычагом управления; 4 —
цепной редуктор; 5 — ко-
жух для ограждения цеп-
ных передач; 6 — электро-
двигатель; 7 — сварная ра-
ма-саласки; 8 — концевые
выключатели; 9 — винтовой
механизм конечных выклю-
чателей.



Техническая характеристика

Тип электродвигателя	АО-62-8
Мощность электродвигателя, <i>квт</i>	4,5
Напряжение, <i>в</i>	380
Скорость вращения вала, <i>об/мин</i>	735
Передачное число цепного двухступенчатого редуктора	17,5
Шаг цепи, <i>мм</i>	25,4
Передача от привода к превентору	однорядная карданным валом
Скорость вращения карданных валов, <i>об/мин</i>	41,5
Габаритные размеры узла управления (без магнитной станции), <i>мм</i> :	
длина	1300
ширина	1040
высота	670
Вес, <i>кг</i>	626

БОРЬБА С ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯМИ И ВЫБРОСАМИ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Скважины на площадях, где предполагаются горизонты с высоким пластовым давлением, следует бурить с использованием утяжеленных химически обработанных промывочных жидкостей. Устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовой арматурой.

2. Зоны с газонефтепроявлениями следует вскрывать глинистым раствором с водоотдачей не свыше 5—10 см^3 за 30 *мин.*, вязкостью по СПВ-5 не свыше 50 *сек.*, статическим напряжением сдвига от 25 до 35 мг/см^2 и с превышением на 0,02—0,025 г/см^3 удельного веса взятой для условий равновесия гидростатического давления столба промывочной жидкости и пластового давления.

3. Превентор устанавливают на кондуктор или промежуточную колонну. Установку и обвязку превентора следует производить во время твердения цемента, руководствуясь при этом инструкцией по оборудованию скважин.

4. Превентор перед отправкой на буровую в механической мастерской должен быть проверен и опрессован на максимально допустимое для него давление (не ниже 100 кг/см^2).

5. После установки превентора на устье скважины колонну вместе с превентором и со всей обвязкой следует опрессовать в течение 5 *мин.* Величина давления устанавливается для 377-мм труб 60 кг/см^2 и для 273-мм труб 80 кг/см^2 .

На каждом выкиде превентора должны быть установлены по две задвижки высокого давления (аварийная и рабочая) и манометр. Один из выкидов превентора должен быть соединен с нагнетательной линией и оборудован штуцером, направленным в ударную будку.

В зимнее время превенторы должны обогреваться.

Пользование задвижками на выкидах превентора в качестве регулируемых штуцеров не разрешается.

6. Штурвал превентора должен быть вынесен в безопасное место с удобным подходом к нему и закрыт навесом со стенкой в сторону буровой. Выкид от превентора должен быть удлинен дальше штурвала превентора не менее чем на 10 м. Во избежание ошибок у штурвала следует устанавливать доску, на которой стрелкой показываются направление вращения штурвала и скорость вращения для полного закрытия превентора.

7. Штурвал должен легко вращаться при спущенной в скважину бурильной колонне. Ось инструмента обязательно должна совпадать с осью превентора.

8. Ведущая труба должна иметь обратный клапан.

9. На буровой должна быть установлена запасная металлическая емкость или земляные амбары емкостью трехкратного объема скважины, заполненные глинистым раствором не менее двухкратного объема скважины. Все излишки глинистого раствора, получаемые в процессе бурения, также должны храниться в запасных емкостях.

10. Для установки противовыбросовой арматуры в зависимости от ее схемы пол буровой вышки делается выше уровня земли на соответствующую высоту. Площадка под полом буровой должна быть бетонной с уклоном для беспрепятственного стока воды и грязи.

11. Для дегазации глинистого раствора разбрызгиванием запасные емкости или земляные амбары снабжаются ударными ящиками, к которым подводится выкид бурового насоса, а также выкид пренентора.

12. Для утяжеления промывочной жидкости в циркуляционную систему включают глиномешалку, раствор из которой поступает по желобу в любой из приемов насосов.

13. На световых линиях, идущих к буровой вышке и насосному сараю, должны быть установлены отдельные выключатели. Световой выключатель ставят в безопасном месте (в конце приемного моста). Освещение в период выброса осуществляется заблаговременно установленными прожекторами.

14. У всех двигателей внутреннего сгорания выхлопные трубы должны быть снабжены искрогасителями.

15. Во время газонефтяного выброса немедленно должны быть остановлены двигатели бурового агрегата. Разрешить пуск двигателей может только главный инженер конторы бурения.

РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В БУРЕНИИ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

В качестве средств, улучшающих качество промывочных растворов, применяют различные материалы, в том числе бурый уголь, торф, сульфит-спиртовую барду (ССБ), каустическую соду, кальцинированную соду, карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), известь и различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Цель химической обработки промывочной жидкости — снижение водоотдачи, липкости, уменьшение толщины корки, снижение или повышение вязкости, регулирование этих и других параметров промывочной буровой жидкости при прохождении засоленных пород и т. д.

Основным реагентом, используемым для обработки промывочных жидкостей в СССР, является углекислотный реагент (УЦР). В значительно меньших объемах применяют торфощелочной реагент (ТЩР). Наиболее распространенные соотношения угля и щелочи составляют при работе на пресной воде 13 : 2 и на морской воде 10 : 2.

Углекислотный реагент используют для общего улучшения буровых растворов и агрегативной устойчивости, снижения водоотдачи и вязкости. По принципу действия этот реагент следует отнести к стабилизатору суспензии, но в то же время он характеризуется пептизирующими функциями. УЦР служит также для регулирования вязкости и напряжения сдвига загустевшего от выбуренной породы раствора путем вторичных обработок. Для проведения повторных обработок в раствор вводят из специальных емкостей разбавленный реагент в соотношении 1 : 2. Для обработки используется отстоявшийся химреагент.

При воздействии на раствор агрессивных (засоленных) вод или засоленных разбуриваемых пород обработка раствора гуматными реагентами не достигает цели, раствор, как правило, коагулирует и продолжение буровых работ становится невозможным.

Наиболее активным реагентом-стабилизатором для растворов, подвергшихся воздействию соли, ангидрита и т. п., является карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Добавление КМЦ к соленым растворам приводит к их значительному разжижению и нарушению структуры, поэтому в подобных случаях целесообразно использовать КМЦ с гидролизованым крахмалом.

Для стабилизации свойств малоглинистых и силикатных растворов применяется высоковязкая, низкоэтерифицированная КМЦ, известная под названием ГЭЦ.

Гидролизованный крахмал обладает хорошим стабилизирующим действием, который до появления синтетических продуктов был единственным высокоактивным стабилизатором для буровых промывочных растворов.

Крахмальный реагент готовят в промышленных глиномешалках путем смешения крахмала с раствором каустической соды.

Кальцинированная сода используется в качестве пептизатора глинистых суспензий и как средство против агрессии разбураиваемых сульфатных пород и цемента.

В качестве понизителя вязкости применяется специализированный реагент — ССБ со щелочью или без нее. Недостатком ССБ (особенно при обработке неутраженных растворов) является образование пены.

Имеются и другие понизители вязкости отечественного производства, как гексаметафосфат натрия (ГМФ) и лесохимические полифенолы (ПФЛХ), последний превосходит другие реагенты-разжижители по своей эффективности, уступаая в этом отношении лишь квебрахо.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), получаемая путем конденсации обычной ССБ с формальдегидом в присутствии серной кислоты, имеет разжижающие и стабилизирующие свойства.

Известковые растворы характеризуются высокой стабильностью свойств в процессе бурения. В основе действия известковых растворов лежит их способность гидрофобизировать проходимые глинистые породы и тем самым снижать размокание этих пород, а также уменьшать загущение растворов. При этом резко увеличивается способность раствора к содержанию повышенного количества выбуренной глины (без ущерба для подвижности), а также уменьшается чувствительность раствора к агрессии.

Для обработки кальциевых глинистых растворов используются ПАВ, в частности оксиэтилированный фенол (2% к объему исходного глинистого раствора).

Известковые глинистые растворы при повышенных температурах сильно загустевают, их температурный предел максимум 130°С, а при 170°С могут твердеть. Применение растворов, обработанных ПАВ совместно с КМЦ при сохранении преимуществ известковых растворов, открывает перспективы для использования их при бурении глубоких скважин с высокой забойной температурой, способствует большей устойчивости проходимых пород и облегчает проведение электрометрических работ.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ВЫБРОСОВ

1. Приступая к спуску бурильной колонны, бурильщик должен убедиться в наличии глинистого раствора необходимого количества и качества. Запасная емкость (амбары) должна содержать раствора не менее двукратного объема скважины.

2. При каждом спуске бурильной колонны необходимо производить пробное закрытие плашек превентора. Бурильщик обязан лично проверить сходжение плашек. Закрывать превентор следует при бурильной колонне, подвешенной на тросах. Закрывать превентор при бурильной колонне, стоящей на элеваторе, не допускается.

3. Каждый раз при закрытии превентора необходимо обращать внимание на совпадение оси инструмента с центром отверстия превентора. При несовпадении осей должны быть немедленно приняты меры к устранению этого явления.

4. Скважины перед бурением при наличии пластов с сильным газопроявлением на забое начинают промывать, не доходя до забоя на одну свечу. Продолжительность промывки и выравнивание раствора определяются полным циклом оборачиваемости раствора в скважине.

5. При появлении газированного раствора в желобах следует обеспечить полную дегазацию глинистого раствора, для этого раствор необходимо пропускать через распылитель на выкиде бурового насоса. Кроме того, в желобную систему следует ввести дополнительные перегородки, не доходящие до дна на 8—10 см, возвышающиеся над краем на 5—6 см и находящиеся впереди основных перегородок на расстоянии 1 м.

6. Если удельный вес глинистого раствора после дегазации полностью восстанавливается, бурение продолжают; если удельный вес не восстанавливается, производят химическую обработку раствора и одновременно утяжеляют его для снижения статического напряжения сдвига до нормы (25—35 мГ/см²) и повышения удельного веса.

7. О всех случаях газонефтепроявлений, угрожающих выбросом, бурильщик немедленно сообщает буровому мастеру или начальнику участка, последние в свою очередь — директору или главному инженеру конторы бурения.

8. При появлении интенсивного движения глинистого раствора помощник бурильщика и рабочий немедленно закрывают преентор, свет в буровой выключают и включают прожектор, установленный вне буровой.

9. Во избежание срыва резинового уплотнения преентора во время его закрытия задвижки на выкидах всегда должны быть открытыми, а конец выкида преентора замазан глиной.

10. Перед подъемом бурильной колонны раствор в скважине должен быть тщательно выравнен и должен иметь установленные параметры. Бурильную колонну поднимают при непрерывном заполнении скважины глинистым раствором из запасной емкости самотеком. Снижение уровня жидкости в скважине равносильно снижению удельного веса раствора и снижению противодавления на пласт. Если при подъеме бурильной колонны замечается затяжка вследствие наличия сальника, подъем прекращают.

Интенсивной промывкой скважины и проворачиванием бурильной колонны размывают сальник. При отсутствии затяжек после промывки продолжают подъем бурильной колонны.

11. Во время газонефтепроявления в скважине при подъеме бурильной колонны раствор обновляют (заменяют новым) под давлением, только после этого поднимают бурильную колонну.

12. При всех случаях газонефтепроявлений свежий глинистый раствор закачивается в скважину непрерывно на форсированном режиме и максимальном рабочем давлении; при этом противодавление регулируется на выкиде преентора штуцером.

13. Удельный вес раствора при нормальном бурении регистрируется через каждые 15 мин с занесением показаний в журнал, во время газопроявления — непрерывно, о чем должно быть указано в ГТН.

14. Скважину при вскрытых газонефтяных пластах следует бурить безостановочно. Наматывание сальника на долото ни в коем случае не допускается.

15. На буровой всегда следует иметь необходимый запас химического реагента и утяжелителя.

БОРЬБА С ПРИХВАТАМИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

ПРИЧИНЫ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Прихваты бурильной колонны являются следствием плохого качества раствора, нарушения технических правил бурения и несоответствия применяемой технологии геологическим условиям бурения, а именно:

1) загрязнения скважины вследствие неудовлетворительной очистки раствора от выбуренной породы (без установки в желобной системе сливных щитов выбуренная порода попадает в приемные чаны насосов, а из них закачивается насосам в скважину);

2) недостаточной скорости движения раствора в кольцевом (сечении) пространстве во время бурения;

- 3) бурения с промывкой раствором плохого качества, когда на пористых стенках скважины образуется глинистая корка толщиной более 4 мм за 30 мин;
- 4) оставления бурильной колонны без движения в скважине продолжительное время;
- 5) промыва в резьбовых соединениях и уменьшения циркуляции через долото.

Наибольшее значение для борьбы с прихватами имеет комплексное устранение причин, которые вызывают загрязнение скважины и отложение на пористых стенках толстых и плотных корок с повышенной липкостью.

ПРИЗНАКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1. Бурильная колонна, поднимаемая из скважины, имеет над замками и муфтами бурильных труб сальники из частиц глины и выбуренной породы.
2. Поднятая из скважины бурильная колонна имеет сальник на утяжеленных бурильных трубах или долоте.
3. Приемные чаны насосов загрязнены выбуренной породой, которая не была осаждена в желобах.
4. Объем выбуренной породы около желобов составляет только часть от выбуренного объема из скважины (при подсчете объема выбуренной породы необходимо предусмотреть коэффициент размокания и разрыхления, дающий увеличение объема на 50—60%).
5. При спуске нового долота в скважину требуется проработка.

МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЧИСТОТЫ СКВАЖИН

Вся выбуренная порода должна быть осаждена в очистной системе, приемный чан во время бурения должен быть чистым.

Во время приготовления или утяжеления глинистый раствор спускают из глиномешалки не сразу в прием насоса, а очищают сначала в желобе длиной 10—15 м, продолженном между глиномешалкой и приемом насоса.

Существуют три способа очистки промывочной жидкости от выбуренной породы:

- 1) осаждение выбуренной породы из раствора в отстойниках и желобах;
- 2) отделение твердых частиц путем пропускания раствора через сита;
- 3) удаление частиц породы из промывочной жидкости в сепараторах за счет центробежной силы.

Очистка промывочной жидкости от выбуренной породы в отстойниках применяется там, где в качестве промывочной жидкости используется вода, для очистки глинистого раствора отстойники не пригодны, так как значительная часть частиц выбуренной породы удерживается раствором практически неограниченное время.

Более распространенный способ очистки глинистых растворов в желобах обладает низким качеством очистки, после прохождения желобной системы в растворе остаются в значительном количестве частицы выбуренной породы. Кроме того, очистка желобов от шлама является трудоемкой и тяжелой работой.

В настоящее время широкое распространение получила очистка промывочной жидкости при помощи вибросит, сит-конвейеров и сепараторов типа СГР-ЗИС.

Чистоту приемных чанов насосов следует определять при помощи пробоотборника, а также по проценту содержания песка в растворе, закачиваемого из приемных чанов в скважину. Содержание песка не должно быть выше 4%. Процентное содержание песка в растворе необходимо также определять в начале и в конце желобной системы для подсчета коэффициента очистной способности системы. Коэффициентом очистной способности называется разность показаний процентного содержания песка в начале и в конце системы. Этот коэффициент должен быть не менее 1%. (Песком считают все частицы, выпадающие в отстойнике Лысенко в течение первой минуты).

Скорость движения в кольцевом пространстве после спуска кондуктора должна быть не менее 1 м/сек, а при бурении долотами свыше 305 мм не менее 0,6 м/сек.

Во избежание возникновения одностороннего движения раствора при неподвижной бурильной колонне скважину после бурения следует промывать с вращением бурильной колонны в пределах длины ведущей трубы. Утяжеление глинистых растворов производить также при вращении бурильной колонны во избежание затяжек и прихвата ее.

При проработке ствола скважины перед спуском колонны показатели качества глинистого раствора (удельного веса, вязкости и процентного содержания песка; последнее в случаях неутяжеленных растворов) должны соответствовать показателям указанным в геолого-техническом наряде для последнего проведенного рейса.

При бурении в глубоких скважинах в случае падения температуры выходящего глинистого раствора следует немедленно приподнять бурильную колонну на длину ведущей трубы и замерять в течение 10—15 мин температуру глинистого раствора через каждые 5 мин. Если температура раствора остается неизменной или продолжается ее понижение, бурильную колонну следует поднять и опрессовать.

УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ, СВЯЗАННЫХ С ОТЛОЖЕНИЕМ НА ПОРИСТЫХ СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ ТОЛСТОЙ, ПЛОТНОЙ И ЛИПКОЙ КОРКИ

Для получения тонких и желатинообразных корок на стенках скважин рекомендуется использовать в бурении для промывки скважин растворы из высококоллаидных глин, приготовленных на пресной воде.

Таблица 186

Таблица для расчета водо-нефтяных ванн

Наружный диаметр бурильных труб, мм	Толщина труб, мм	Внутренний диаметр бурильных труб, мм	Теоретический объем 1 м внутри-трубного пространства, м ³	Теоретический объем 1 м затрубного пространства скважины в м ³ при диаметре долот в мм								
				243	269	295	346	394	445	490	540	
114	8	98	0,0076	0,0361	0,0465	0,0581	—	—	—	—	—	—
	10	94	0,0070	0,361	0,0465	0,0581	—	—	—	—	—	—
141	8	125	0,0123	0,0307	0,0411	0,0526	0,0783	0,1062	0,1400	—	—	—
	9	123	0,0119	0,0307	0,0411	0,0526	0,0783	0,1062	0,1400	—	—	—
168	8	152	0,0182	0,0241	0,0346	0,0461	0,0617	0,0996	0,1332	0,1662	0,2067	—
	9	150	0,0177	0,0241	0,0346	0,0461	0,0617	0,0996	0,1332	0,1662	0,2067	—
	11	146	0,0168	0,0241	0,0346	0,0461	0,0617	0,0996	0,1332	0,1662	0,2067	—

Пример. Определить, на какую высоту H будет поднята нефть в затрубном пространстве в скважине диаметром (условно) 377, если оказалась прихваченной нижняя часть (долотная) 141-мм бурильной колонны при наличии 6 м³ нефти на скважине.

Решение

$$H = \frac{6}{0,0783} = 76,7 \text{ м.}$$

Зная длину находящейся 141-мм бурильной колонны (860 м) в скважине, можно вычислить объем продажной жидкости для выкачивания нефти из бурильных труб.

Решение

$$V = 0,0123 \times 860 = 10,6 \text{ м}^3.$$

Для снижения толщины, плотности и липкости глинистых корок следует производить химическую обработку глинистых растворов и добавлять к ним бентонитовые глины.

При обработке раствора маслянистой нефтью необходимо соблюдать следующие условия.

1. При первоначальной обработке раствора с вязкостью 25—26 сек по СПВ-5 вводится 10—12% нефти от объема обрабатываемого раствора. Повторные обработки следует производить один раз в декаду из расчета добавки 5% нефти (при нормальной работе), если раствор приготовлен на пресной воде, эту норму необходимо уменьшить в 2 раза.

2. Добавлять нефть в циркулирующий глинистый раствор следует из специального бака во время бурения со скоростью, обеспечивающей окончание обработки раствора в 2—3 цикла циркуляции всего объема раствора.

3. Место ввода нефти в раствор должно быть установлено за сито-конвейером или за вибростомом.

4. Нефть следует вводить в раствор без длительных перерывов (желательно в период 2—3 рейсов).

Для предупреждения поглощений следует применять профилактические растворы, обработанные только углекислыми или торфощелочными реагентами, а для повышения структурно-механических свойств растворов — бентонитовые глины.

Для повышения вязкости глинистых растворов можно использовать щелочные растворы ССБ с обязательной добавкой бентонитовых глин. Обработку нужно начинать на 40—50 м выше кровли дренированной зоны.

В случае прихвата бурильной колонны следует применять водо-нефтяные ванны.

УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ, СВЯЗАННЫХ С ПОГЛОЩЕНИЕМ, ПОТЕРЕЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ИЛИ РАБОТАМИ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЦИРКУЛЯЦИИ

1. Не следует углублять скважину без спуска кондуктора на глубину, указанную в ГТН.

2. В случаях падения уровня глинистого раствора ниже башмака кондуктора бурильную колонну при наличии неустойчивых пород должны поднять к башмаку для восстановления циркуляции.

3. После забойных или висячих залывок, особенно в случае бурения с промывкой забоя утяжеленным глинистым раствором удельного веса 1,7 г/см³ и выше, необходимо поднимать всю бурильную колонну.

Оставление части бурильной колонны даже в обсадной может привести к прихвату его вследствие возможного одностороннего движения закачанного цементно-глинистого раствора. В этом случае для забойных и висячих цементировок (установки мостов) следует применять утяжеленный цемент, дающий возможность получения вязких растворов удельного веса до 2,4—2,5 г/см³.

4. Буровой мастер перед забойной цементировкой или установкой моста должен знать начало схватывания цемента, определенное в лаборатории при забойной температуре.

УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ, СВЯЗАННЫХ С РАБОТАМИ ПО БОРЬБЕ С ГАЗОВОДОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯМИ И ОБВАЛАМИ

1. Утяжелитель крупных фракций, выпадающий в желобах вместе с выбуренной породой, необходимо вычищать, не допуская в прием насосов, так как это приводит к прихватам инструмента.

2. Для введения утяжелителей в раствор следует применять глиномешалки непрерывного действия. Во избежание попадания комков утяжелителя в скважину выходящий из выкида глиномешалки раствор должен быть очищен в желоб-

ной системе (на вибрационном сите) шириной 0,8 м и глубиной 0,4 м с уклоном 0,015 и загородками высотой 24 см, установленными через 4 м. Длина желобов должна быть не менее 10—15 м.

3. Для получения профилактического раствора в скважинах, осложненных уходами циркуляции и выбросами, запрещается употреблять известь, цемент и жидкое стекло. Водоотдача растворов должна быть не более 10 см³ за 30 мин. Водоотдача растворов, применяемых для борьбы с обвалами, должна быть не более 5 см³ за 30 мин.

4. Во время бурения должны быть сокращены до минимума непроизводительные простои, особенно при работе в зоне обвалов. Увеличение сроков бурения в зонах обвалов ведет к осложнениям в скважинах.

5. При создании дополнительного давления на устье в период герметизации скважины давление на выкиде превентора следует уменьшать постепенно по 3—4 кг/см² в 1 мин.

УСТРАНЕНИЕ ПРИХВАТОВ ПРИ ВНЕЗАПНОМ ПРЕКРАЩЕНИИ ПОДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ И НАЛИЧИИ ИНСТРУМЕНТА НА ЗАБОЕ

При внезапном прекращении подачи энергии для бурения и наличии бурильной колонны на забое ее следует оставить на забое с разгрузкой до 25 делений по индикатору веса.

ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ ЗА ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ

1. Контора бурения обязана организовать:

а) лабораторный контроль за состоянием глинистого раствора при бурении скважин и работу буровых мастеров по обеспечению параметров раствора, устанавливаемых ГТН и лабораторией; контроль осуществлять через вахтенных техников передвижными лабораториями;

б) регистрацию параметров раствора в центральной и передвижной лабораториях.

2. При отсутствии передвижных лабораторий вахтенные техники лаборатории должны отбирать пробы раствора на буровых и проверять параметры глинистого раствора в буровой и лаборатории.

3. Буровой мастер обязан следить за качеством глинистого раствора, производительностью насосов, очисткой глинистого раствора от выбуренной породы

Таблица 187

Интервалы замеров параметров глинистого раствора (в ч)

Показатели	В неосложненных условиях	В осложненных условиях и в скважинах глубиной свыше 1500 м
Удельный вес	2	0,5
Вязкость СПВ-5	2	0,5
Содержание песка	2	0,5
Температура	2	0,5
Статическое напряжение сдвига . . .	Два раза за вахту	
Водоотдача за 30 мин	То же	
Толщина корки	»	
Чистота приемного чана (высота осадка в приемном чане)	»	

и чистотой приемного чана насосов, а также обязан организовать регистрацию состояния глинистого раствора при бурении скважины и определять свойства глинистых растворов через определенные промежутки времени (табл. 202).

Буровой мастер обязан проводить регистрацию в журнале (форма № 2) времени начала химической обработки с указанием (в примечании) количества израсходованного реагента, воды, утяжелителя и других добавок и остатка их в конце каждого дня.

4. При сдаче вахты желобная система должна быть чистой.

ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ

Для освобождения бурильной колонны от прихвата применяют различные способы, в том числе расхаживание и проворачивание ее в пределах крутящего момента при бурении; усиленную промывку скважины качественным раствором с добавками нефти и без нее; нефтяные, кислотные и водяные ванны в зависимости от характера прихвата бурильной колонны; взрыв шпуровой торпеды против зоны прихвата и т. д.

Бурильную колонну, прихваченную в зоне песчаного разреза, рекомендуется освобождать при помощи нефтяной ванны и против глинистого разреза наряду с нефтяной целесообразно применять водяные ванны. Кислотную ванну следует применять во время прихватов в зоне известковой части разреза.

Иногда для извлечения бурильной колонны, прихваченной в скважине, используется левый разворот с последующим извлечением ее оставшейся части при помощи ловильного инструмента.

Перед началом работы по ликвидации прихватов любым из указанных способов необходимо выявить, какой вид прихвата произошел в каждом конкретном случае, а также глубину прихвата, которая позволит определить не только величину свободной части бурильной колонны, но и место расположения прихвата относительно стратиграфии разреза скважины.

Глубину прихвата можно установить следующим способом¹: инструменту дают натяжку, равную полному весу инструмента по показанию индикатора веса, и в этом положении на бурильной колонне на уровне стола ротора делают отметку мелом, затем увеличивают натяжку до 10—20 *T*. Под влиянием дополнительного натяжения сделанная отметка переместится вместе с вытяжкой трубы вверх, в этом положении на уровне стола ротора на бурильной колонне делается вторая отметка в виде черты. По расстоянию *l* между двумя отметками (в м) и определяют длину *L* (в м) свободной части бурильной колонны по формуле

$$L = \frac{Kl}{p},$$

где *K* — коэффициент, величина которого зависит от размеров бурильных труб (табл. 188);

p — величина дополнительного натяжения колонны в *T*.

Пример. При дополнительной нагрузке 10 *T* натяжение бурильных труб 168 мм × 4 составило 151 мм. Следовательно, длина свободной части колонны равна

$$L = \frac{151 \times 98,78}{10} = 1481,5 \text{ м.}$$

Определив величину свободной части бурильных труб, нетрудно получить и остальные исходные данные для расчета самой ванны или глубины спуска торпеды и т. д.

¹ Этот метод все же не точен. Существуют другие методы, в частности геофизические: метод установки магнитных меток с последующим расхаживанием и др.

Таблица 188

**Определение величины K в зависимости от дополнительного
натяжения каната**

Наруж- ный диаметр, мм	Толщи- на стенки, мм	Дополнительные нагрузки, T						
		5	10	15	20	25	30	35
168	8	172,00	86,00	57,33	43,00	34,40	28,66	24,57
	9	197,57	98,78	65,86	49,39	39,51	32,93	28,22
	11	234,61	117,30	78,20	58,65	46,92	39,10	33,51
146	9	173,31	86,66	57,77	43,33	34,66	28,89	24,76
	11	207,27	103,64	69,09	51,82	41,45	34,55	29,61
141	8	145,53	72,76	48,51	36,38	29,11	24,26	20,79
	9	163,17	81,59	54,39	40,79	32,63	27,20	23,31
114	11	197,13	98,57	65,71	49,28	32,43	32,86	28,16
	8	118,18	59,09	39,39	29,55	23,64	19,70	16,88
	10	145,53	72,76	48,51	36,38	29,11	24,26	20,79
89	9	98,78	49,39	32,93	24,70	19,76	16,46	14,11
	11	118,19	59,10	39,40	29,55	23,64	19,70	16,88

Количество нефти или другой активной жидкости для установления ванны рекомендуется принимать из расчета перекрытия интервала прихвата на 75 м выше.

В трубах необходимо оставлять некоторый объем активной жидкости (нефть, вода или кислота) с тем, чтобы на устье скважины в конце закачки жидкости в затрубное пространство избыточное давление составляло 10—12 кг/см².

Сущность метода освобождения прихваченной бурильной колонны взрывом внутри прихваченной обсадной колонны шнуровой торпеды (ТДШ) состоит в том, что при взрыве ТДШ против зоны прихвата образуется ударная волна встряхивания, которая распространяется через стенки бурильных труб к породе, вызывая резкое снижение статического напряжения сдвига в слоях корки, прилегающих к трубе, что способствует отрыву труб от корки с образованием зазора за трубой.

Свойство ударной волны взрыва ТДШ используется также для освобождения колонны по частям, развинчивая их в замковых соединениях. Для создания ударной волны взрывом применяют торпеды ТДШ-50 и ТДШ-25 (максимальный диаметр по головке ТДШ-50 — 50 мм; ТДШ-25 — 25 мм).

Освобождение прихваченной колонны отвинчиванием при помощи взрывной волны состоит из следующих операций:

- 1) определения длины свободной части колонны;
- 2) закрепления верхних резьбовых соединений колонны ротором;
- 3) разгрузки намеченного к отвинчиванию соединения отвеса вышележащих труб путем создания талевым механизмом нагрузки, равной весу свободной части труб;
- 4) посадки натянутой колонны на клинья с изменением величины натяжения в пределах $\pm 1 T$;
- 5) приложения левого крутящего момента путем поворота бурильной колонны ротором влево на расчетное число оборотов и быстрого застопоривания ротора;
- 6) спуска шнуровой торпеды на заданную глубину и ее взрыва;
- 7) подъема отвинченной ротором части бурильной колонны на одну свечу, включения насосов и промывки с вращением до головы прихваченной части колонны со скоростью не более 30 м/ч;

8) соединения отвинченной части колонны с оставшейся прихваченной и ее расхаживания;

9) повторного определения места прихвата и дублирования всех операций по отвинчиванию на большей глубине.

Операция по отвинчиванию, промывке и соединению повторяется до полного освобождения прихваченной колонны.

Детонирующий шнур, входящий в шнуровую торпеду, может иметь различную длину. Обычно длина заряда больше длины бурильной трубы, что гарантирует обязательный охват взрывом одного замкового соединения.

Допускаемый крутящий момент ($M_{кр. доп}$) для трубы можно определить по формуле

$$M_{кр. доп} = \frac{\pi}{2400} (D_n^3 - d_n^3) \sigma_T,$$

где D_n — наружный диаметр трубы в см;

d_n — внутренний диаметр трубы в см;

σ_T — предел текучести материала трубы в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Скорость вращения ротора, соответствующая допускаемому моменту кручения, определяется по формуле

$$n = \frac{M_{кр. доп} d \cdot 10^4}{2\pi a n - E'},$$

где d — длина колонны бурильных труб в м;

E' — модуль упругости при сдвиге, равный $0,81 \cdot 10^{10}$, в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;

$a n$ — полярный момент инерции сечения бурильных труб в см^4 .

Значения скорости вращения для освобождения ротора (отнесенные к 1000 м длины свободных от прихвата бурильных труб) прихваченной бурильной колонны при помощи шнуровой торпеды приведены в табл. 189.

Таблица 189

Значения скорости вращения ротора

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Допускаемый момент кручения, $\kappa\Gamma \cdot \text{м}$	Скорость вращения ротора, об/мин
168	9,0	7600	1,5
	11,0	7960	1,4
141	9,0	6060	2,6
	11,0	7000	2,2
114	8,0	3470	2,8
	9,0	4000	2,8
89	9,0	2200	3,4

Примечание. По табличным данным скорость вращения ротора можно определить для любой длины труб при данных крутящих моментах. Например, для 168-мм труб с толщиной стенки 9 мм и длиной свободной части 1500 м скорость вращения ротора будет составлять:

$$n = \frac{1,5 \cdot 1500}{1000} = 2,25 \text{ об/мин.}$$

ПРОХОДКА СКВАЖИН В ПОГЛОЩАЮЩИХ ЗОНАХ
И В СИЛЬНО ДРЕНИРОВАННЫХ ПЛАСТАХ

Основные причины длительной ликвидации поглощений в процессе бурения: 1) низкое качество промывочных растворов, применяемых при восстановлении циркуляции; 2) оборудование буровых не соответствует требованиям химической обработки глинистых растворов и применению специальных растворов (гельцементов). Для устранения этих причин рекомендуются следующие мероприятия.

1. Желоб от устья скважины должен быть выведен со стороны поста бурильщика.

2. Приемные чаны насосов должны быть установлены под «залив».

3. Глиномешалку следует располагать на минимальном расстоянии от одного из буровых насосов и присоединять к приемной линии насоса для выкачивания из нее приготавливаемых вязких специальных смесей (гельцементов) с большим углом естественного откоса. Глиномешалка должна быть оборудована площадкой для хранения реагентов, цемента и других материалов.

Для ускорения монтажных работ применяют крупный блок из глиномешалки, двигателя и площадки. На площадке рядом с воронкой глиномешалки устанавливают два герметически закрывающихся ящика: один под цемент (не менее 5 т) и другой под алебастр (до 3 т). При добавлении в глинистый раствор реагентов и наполнителей (слюды, рисовой шелухи и др.), а также приготовлении раствора из глины глиномешалку следует переоборудовать для непрерывного метода, присоединить к ней с торцевой стороны 38—76-мм водяную линию, а с противоположного торца устроить выход для глинистого раствора в желоб сечением $0,8 \times 0,4$ м, подводящий раствор в общую желобную систему или в один из приемных чанов насоса. Уклон желоба от глиномешалки 0,03.

4. Уклон желобной системы от устья скважины до приемных чанов насосов должен быть не менее 0,03. Через каждые 6 м в желобе устанавливают сливные перегородки для создания перепадов. Высоту сливной перегородки необходимо брать на 8 см ниже высоты бортов желоба. Длина желобов должна быть не менее 30 м, причем три секции (18 м) из них двойные.

5. Для замера добавляемой воды в раствор следует установить емкость на 5 м³, а для химического реагента — на 15—20 м³.

6. При газопроявлениях или водопроявлениях устье скважины необходимо оборудовать превентором.

7. Для растворов с нетекучей вязкостью по СПВ-5 растекаемость их следует контролировать методом, указанным в ГТН.

Необходимо отмечать в журналах по учету качества раствора на буровых, а также в суточном рапорте мастера и буровом журнале растекаемость профилактических растворов, применяемых при бурении, и гельцементных растворов.

8. Отверстия в долотах, применяемых для бурения в поглощающих породах, следует расширить до 38 мм для заливки геляцемента через долото.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

1. Скважины в пластах, поглощающих глинистые растворы, необходимо бурить с промывкой раствором минимального удельного веса и малой водоотдачи, высокой вязкости по СПВ-5 и высокого статического напряжения сдвига, а также повышенной способности к тиксотропному загустеванию.

2. Для борьбы с поглощениями (колеблющийся уровень) в скважинах вязкость профилактического глинистого раствора по СПВ-5 должна быть не менее 100 сек, статическое напряжение сдвига не менее 120 мГ/см² через 1 мин стояния в покое. Через 10 мин стояния раствора в покое статическое напряжение сдвига более чем в 1,5 раза должно превышать первоначальное значение.

3. Для закрытия встречаемых мелких трещин и дренажных каналов в профилактический глинистый раствор следует добавлять рисовую шелуху, опилки и слюду.

Количество добавляемых наполнителей необходимо определять в лаборатории в зависимости от растекаемости раствора по конусу АзНИИ.

П р и м е ч а н и я. 1. При отсутствии кальцинированной или каустической соды допускается обработка раствора жидким стеклом, в крайнем случае известью, при обязательном вводе нефти до 12% объема скважины и дополнительном вводе 3—5% нефти в объем раствора, находящегося в циркуляции через каждые 100 м проходки. В раствор, приготовляемый в глиномешалке, следует добавлять 12% нефти.

2. Пределы водоотдачи глинистых растворов при работе с коагулирующими добавками (жидким стеклом, известью и др.) можно не устанавливать.

3. Негашеную известь, доставленную на скважину в кусках, вначале необходимо полить небольшим количеством воды. Пушонку, распустившуюся из кусков извести, забросать в глиномешалку для приготовления известкового молока. Известковое молоко перекачать в чан для воды или реагентов для равномерного добавления его ко всему объему раствора, циркулирующего через скважину.

Извести берется не менее 3—5% вес. от объема раствора.

Концентрацию известкового молока и количество его для добавления в раствор подбираем опытным путем. Обычно рекомендуется 20—30%-ная концентрация.

Добавление известкового молока приводит к снижению удельного веса глинистого раствора, а цементного раствора — к его повышению, что нежелательно.

4. В глинистый раствор, приготовленный на морской воде, целесообразно вводить 3—5% вес. жидкого стекла от объема раствора. В раствор, приготовленный на пресной воде, кроме жидкого стекла, необходимо также добавлять 0,5—1% вес. извести от объема глинистого раствора для получения структурообразования и повышения вязкости раствора. Большое количество жидкого стекла вызывает разжижение раствора.

Добавлять жидкое стекло нормальной растекаемости следует из чана, установленного для воды или реагентов. Струя жидкого стекла должна направляться не прямо в раствор, а вначале на доску, установленную на 4—6 см над уровнем раствора, чтобы с поверхности доски пленки жидкого стекла равномерно распределялись на поверхности раствора. Добавление жидкого стекла прямо в раствор приводит к плохому и неравномерному смещению, так как удельный вес жидкого стекла выше удельного веса глинистого раствора, употребляемого для борьбы с поглощениями.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ ПРИ ПАДЕНИИ УРОВНЯ В СКВАЖИНЕ

1. При поглощении глинистого раствора с шумом или резким снижением уровня не рекомендуется производить восстановление циркуляции закачкой глинистого раствора. В этих случаях следует применять только специальные смеси (гельцемент) для закрытия встречаемых трещин, дренажных каналов и каверн.

2. Буровой мастер обязан знать рецепт приготовления цементно-глинистого раствора с добавками алебаstra, технологию закачки этих смесей в скважину, начало схватывания этих растворов при различных температурах (весь процесс закачки этих растворов следует закончить в течение 70—75% времени до начала схватывания), а также проверять закачиваемые специальные растворы (гельцемент) на растекаемость.

3. Цемент и алебастр, поставляемые на скважину для приготовления гельцементов, должны быть просеяны через 5-мм сито.

4. В состав гельцементов нужно добавлять 3—5% вес. слюды от объема специального раствора. Размер частиц слюды брать не более 5 мм.

При отсутствии слюды необходимо добавлять опилки, рисовую шелуху, просеянные через 5-мм сито. Начало схватывания гельцементов с указанными

добавками определяют при различных температурах, соответствующих интервалам поглощения.

5. Перед закачкой гельцемента под ведущую трубу в бурильную трубу следует устанавливать перфорированный патрубок длиной 1 м. Размер отверстий в патрубке должен составлять $\frac{3}{4}$ от диаметра отверстий в долоте, но не менее 15 мм.

6. Во время приготовления гельцемента вскрытый поглощающий пласт должен быть еще пробурен на глубину до 10 м при подаче насоса на $\frac{1}{4}$ его производительности с перепуском остального раствора через холостой выкид.

7. После углубления скважины на 10 м бурильную колонну следует поднять на 15—20 м над местом первоначального ухода и закачать из глиномешалки приготовленный гельцемент. Количество глинистого раствора для продавки гельцемента из бурильных труб брать за вычетом объема труб, соответствующего расстоянию от устья до сниженного уровня. К полученному объему необходимо добавить до 0,5—1 м³ раствора для обеспечения полного вытеснения гельцемента из бурильных труб, но не более объема, занимаемого 15 м ствола скважины. При выходе гельцемента из бурильных труб бурильную колонну нужно вращать и медленно подавать вниз до окончания продавки, после чего ее следует приподнять на старое место. Закончив вытеснение гельцемента и промывку труб, бурильную колонну необходимо извлечь из скважины. После наступления конца схватывания (определенного по пробе, отобранной при начале закачки гельцемента) следует спустить бурильную колонну и разбурить пробку.

8. При восстановлении циркуляции в период закачки гельцемента необходимо предусмотреть возможность задавки его в пласт под давлением 10—15 кг/см².

9. Во время падения уровня в скважине ниже башкама кондуктора или колошны запрещается заливать раствор из самотечных чанов в устье скважины, так как это ведет к размыву обнаженных неустойчивых пород и к обвалу их, что грозит прихватом бурильной колонны.

10. Буровой мастер обязан отметить в журнале по контролю за раствором, а в суточном рапорте растекаемость гельцемента, закачанного в скважину, количество гельцемента, цемента с добавками, продавочной жидкости, а также глубину, на которой была установлена бурильная колонна при закачке гельцемента. Следует принять немедленно меры к восстановлению запасов цемента и алебаstra на площадке буровой.

11. В случае повторного поглощения раствора при проработке скважины после закачки гельцемента необходимо операцию повторить.

12. При новом резком падении уровня раствора в стволе во время дальнейшего углубления скважины следует пробурить интервал до 10 м, поднять бурильную колонну на высоту 15—20 м над местом начавшегося нового ухода и закачать гельцемент в соответствии с указаниями п. 7.

13. При подборе в лаборатории рецепта гельцемента для восстановления циркуляции следует иметь для руководства ориентировочные рецепты. В процессе приготовления гельцемента очень важно сохранить последовательность ввода компонентов и выдерживать время перемешивания.

14. В скважинах, бурящихся с промывкой утяжеленными растворами, следует использовать утяжеленный гельцементный раствор с добавкой алебаstra или жидкого стекла. Применение гельцемента меньшего удельного веса, чем удельный вес глинистого раствора, приводит к движению гельцемента одной стороной в виде языка.

МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

В зависимости от характера поглощения скважиной промывочной жидкости применяются соответствующие методы из ликвидации, как, например, повышение вязкости и снижение до минимума удельного веса промывочной жидкости, заливка забоя цементным раствором, закачка цементного раствора

в поглощающий пласт, забойные заливки различных быстрохватывающихся смесей, вязких смесей, намыв в пласт песка, замораживание поглощающего пласта и др.

Для борьбы с сильными и катастрофическими поглощениями промывочной жидкости в процессе бурения, где обычные методы (закачка тампонажного цемента или быстрохватывающейся смеси) не дают положительных результатов, рекомендуется производить намыв песка с последующим креплением образовавшегося конуса цементным раствором или быстрохватывающейся смесью. Для выбора метода борьбы с поглощением необходимо по возможности вскрыть поглощающий пласт на всю мощность и по методике, разработанной ВНИИБТ, определять коэффициент поглощающей способности скважины по следующей формуле:

$$K = \frac{Q}{\sqrt{H}},$$

где K — коэффициент поглощающей способности пласта;

Q — количество поглощаемой жидкости в м³;

H — разность между динамическим и статическим напорами столбов жидкости в скважине.

При частичных поглощениях

$$K = \frac{Q}{\sqrt{H+h}},$$

где h — дополнительный напор на поглощающий пласт восходящего потока жидкости, затрачиваемой при выходе циркуляции на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве, в м вод. ст.

Количество поглощаемой жидкости определяют замером ее расхода в приемном мернике или по производительности насоса.

Статический уровень жидкости устанавливают аппаратом Яковлева в бурильных трубах, спущенных ниже статического уровня, для чего через ведущую трубу в пространство между кондуктором и бурильными трубами закачивают промывочную жидкость до устранения динамического уровня.

Таблица 190

Классификация зон поглощения, разработанная ВНИИБТ

Категория	K	Методы ликвидации поглощения
I	1	Переход с воды на глинистый раствор
II	1 ÷ 3	Забойная заливка 5—10 м быстрохватывающейся смеси (БСС) с цементом
III	3 ÷ 5	Забойная заливка 10—20 м БСС с цементом
IV	5 ÷ 15	Забойная заливка высоковязкой БСС, затворенной на глинистом растворе, или с добавлением в смесь бентонитового порошка (расход цемента 20—60 м)
V	15 ÷ 25	Поглощающую способность снижают при помощи намыва песка, забрасывания инертных материалов и т. п. Когда K станет меньше 15, производят заливку, как указано для IV категории
VI	25	Бурят без выхода циркуляции; спускают промежуточную колонну

Тампонирующие смеси могут быть следующих типов:

- а) быстрогустеющие глиноцементные смеси;
- б) быстросхватывающиеся смеси;
- в) цементный раствор с добавкой, ускоряющей сроки схватывания.

Песок рекомендуется намывать при коэффициенте поглощающей способности пласта, равном 15 или более; при коэффициенте ниже 15 следует проводить обычную закачку цементного раствора или быстросхватывающейся смеси.

Песок намывают через бурильные трубы, нижний конец которых необходимо установить у верхней границы зоны поглощения или на 5—10 м выше ее. Количество песка на 1 м³ закачиваемой воды определяют из расчета получения удельного веса пульпы (вода и песок), превышающего удельный вес промывочной жидкости, при которой был вскрыт поглощающий горизонт.

Содержание песка в пульпе может быть доведено до 30—40%. В зависимости от интенсивности поглощения и величины закарстованности общее количество песка колеблется от 100 до 500 м³ и более.

Песок следует закачивать непрерывно до появления в скважине циркуляции или резкого уменьшения интенсивности поглощения. После появления циркуляции закачивают 3—5 м³ цементного раствора. В момент выхода цемента из труб следует закрыть превентор и продолжать закачку под давлением для большого проникновения цемента в намывтый песок.

При отсутствии на устье скважины превентора необходимо размыть образовавшуюся в стволе скважины песчаную пробку и, не прекращая циркуляции, закачать цементный раствор, как при забойной заливке.

Процесс размыва песка в поглощающую зону осуществляется следующим образом.

В муфту бурильных труб, спущенных в скважину, ввинчивают шпиль бурильного замка с сваренным боковым 51-мм отводом. В шпиль бурильного замка (в 8-ниточную резьбу) ввинчивают воронку по типу цементировочной без штуцера и камеры для смешения цемента. К 51-мм патрубку присоединяют цементировочный агрегат, подающий воду, а в воронку по мере закачки воды засыпают песок вручную или при помощи ленточного транспортера.

Во время намыва песка необходимо расхаживание бурильной колонны в пределах 0,5—1 м во избежание прихвата бурильных труб.

При бурении скважины с промывкой водой песок может быть закачан насосами через ведущую штангу, установленную на 0,3—0,5 м над воронкой, в которую подается песок.

Цементный раствор закачивают через цементировочную головку, которую ввинчивают вместо шпильки с патрубком и воронкой. После прокачки контрольной жидкости необходимо немедленно поднять бурильную колонну.

При больших мощностях поглощающих пластов возможны повторные закачки песка, вызванные неравномерным распределением его по пласту при первой закачке.

Сроки схватывания БСС могут регулироваться за счет изменения количества глиноземистого цемента в смеси.

В БСС иногда вводятся инертные добавки в виде песка, что может оказаться полезным для более успешного цементирования каверн и трещин. Хорошие результаты показала смесь тампонажного цемента с алебастром. Техника приготовления БСС состоит из следующих операций.

1. В приемное устройство цементосмесительной машины СМН засыпаются цементы в подобранном соотношении (например, пять мешков тампонажного и один мешок глиноземистого). При подъеме цемента шнеком происходит его перемешивание.

2. Приготовление смеси цементосмесительной машиной.

3. Закачка смеси в скважину цементировочным агрегатом через спущенные бурильные трубы.

Цементные растворы с добавками, ускоряющими сроки схватывания, имеют широкое применение для изоляции поглощающих каналов. Наиболее

Таблица 191

Рецепты приготовления быстрохватывающихся смесей (БСС)
и высоковязких БСС для восстановления циркуляции

БСС	В процентах по весу к весу цемента	БСС	В процентах по весу к весу цемента
<i>Рецепт 1</i>		<i>Рецепт 2</i>	
Тампонажный цемент гипсо-глиноземистый	80—50	Тампонажный цемент	100
Тампонажный глиноземистый цемент	20—50	Бентонитовая глина	5—10
Вода	40—50	Кальцинированная сода	5—10
		Вода	50—70
<i>Рецепт 2</i>		<i>Рецепт 3</i>	
Тампонажный цемент	100	Тампонажный цемент	100
Хлористый кальций	6—10	Бентонитовая глина	2—5
Вода	40—50	Жидкое стекло	3—4
		Кальцинированная сода	2—5
		Вода	50
<i>Рецепт 3</i>		<i>Рецепт 4</i>	
Тампонажный цемент	100	Тампонажный цемент	100
Кальцинированная сода	6—8	Бентонитовая глина	5—10
Вода	40—50	Хлористый кальций	5—10
		Вода	5—70
Высоковязкая БСС			
<i>Рецепт 1</i>			
Тампонажный цемент	100		
Жидкое стекло	8—12		
Вода	40—50		

распространенными ускорителями являются жидкое стекло, хлористый кальций, ССБ и др. Увеличение процентного содержания жидкого стекла в смеси приводит к устранению схватывания цементного раствора, увеличению при этом его вязкости. При добавках жидкого стекла более 10% и перемешивании раствора наступает процесс «размолаживания», при котором срок схватывания резко растет. Опыт показывает, что цементные растворы с добавкой жидкого стекла до 5% являются наиболее распространенными. Количество хлористого кальция рекомендуется вводить не больше 7%, так как дальнейшее увеличение процентного содержания этого ускорителя приводит к очень резкому сокращению сроков схватывания, затрудняя нормальный процесс закачки цементного раствора в поглощающие каналы. ССБ следует вводить от 3 до 5% от веса цемента, а консистенцию раствора вследствие разжижающего действия ССБ на цементные растворы принимать в пределах 30—35%.

ВНИИБТ предложена классификация различных смесей, в основу которой положены следующие принципы: сроки схватывания и твердения смеси, простота приготовления ее, дефицитность материалов, входящих в состав смеси, и др. Согласно этой классификации быстрохватывающиеся и твердеющие смеси расположены в виде последовательного ряда, построенного на основании практической целесообразности их применения: а) БСС на основе глиноземистого

Таблица 192

Быстрохватывающиеся глиноцементные смеси и пасты

Состав смеси	Количество		Расте- каемость, см	Сроки схватывания, ч—мин	
	весовое, л	в % к ве- су смеси		начало	конец
Цемент тампонажный	1000 *	53,4	12	0—25	1—00
Глинистый раствор ($\gamma = 1,2$)	700	31,5			
Жидкое стекло ($\gamma = 1,48$) . . .	67	3,6			
Каустическая сода ($\gamma = 1,3$)	117	6,2			
Вода	100	5,6			
Цемент тампонажный	909	50,7	18	0—27	1—00
Глинистый раствор ($\gamma = 1,2$)	545	30,1			
Жидкое стекло ($\gamma = 1,48$) . . .	95	5,3			
Каустическая сода ($\gamma = 1,3$)	147	8,3			
Вода	100	5,6			
Портланд-цемент	1060 *	56,6	Густая паста	2—20	3—20
Глинистый раствор ($\gamma = 1,2$)	700	33,9			
Жидкое стекло ($\gamma = 1,48$) . .	67	3,8			
Вода	100	5,7			

* Дано в килограммах.

цемента; б) БСС — цемент с жидким стеклом; в) БСС — цемент с хлористым кальцием; г) БСС — глиноцементные; д) смесь цемента с ССБ; е) гельцементы, глиноцементные пасты.

При использовании БСС, приготовленной на основе тампонажного цемента с алебастром, начало схватывания этой смеси регулируется содержанием в ней алебаstra. По классификации смесей, очевидно, ее следует отнести к первой группе.

При практическом применении различных цементных смесей для ликвидации поглощения подбирать их рецептуры необходимо в условиях забойной температуры и давления, так как по мере роста этих параметров сроки схватывания смесей сокращаются.

АВАРИИ В БУРЕНИИ

Аварией считается внезапная полная или частичная остановка нормального производственного процесса, обусловленная поломками или повреждениями промышленных установок, сооружений и механизмов, а также нарушением технологического режима.

Повреждения или поломки оборудования и механизмов, ликвидируемые силами обслуживающего персонала в течение 8 ч и не приводящие к замене оборудования или механизмов промышленных объектов, к авариям не относятся. В бурении все поломки бурового оборудования и инструмента, оставление долот на забое скважин, отвинчивание и прихват бурильной колонны, попадание в скважину посторонних предметов при бурении вне зависимости от времени, затраченного на ликвидацию, следует считать авариями.

Аварии всех видов делятся на две категории: аварии в скважине и аварии с наземным оборудованием.

К авариям в скважине относятся:

а) поломки и повреждения бурового инструмента, обсадных труб, обрывы бурильных и насосно-компрессорных труб, падение в скважину посторонних предметов, а также обрывы талевых подъемных и тартальных канатов, вызвавших ловильные работы;

б) прихваты насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб.

К авариям с наземным оборудованием относятся:

а) поломки и повреждения бурового, эксплуатационного и энергетического оборудования, установленного на бурящихся и эксплуатационных скважинах, в подсобных предприятиях (механических, компрессорных, нефтеносных и др.);

б) взрывы компрессоров и их установок, котлов, трапов, резервуаров, падение буровых и эксплуатационных вышек, эклипсов, мачт, треног, поломка перекачных средств, разрывы нефтепроводов, газопроводов и других трубопроводов.

Классификация аварий

Аварии в зависимости от тяжести вызванных последствий для производства разделяются на сложные и простые.

К сложным относятся аварии, вызывающие ликвидацию объекта, изменение технических проектов (забуривание нового ствола), а именно:

а) прихват бурильного инструмента и обсадных труб;

б) оставление на забое скважин долот или других металлических предметов;

в) обвалы стенок скважины;

г) открытые фонтаны всех видов;

д) обрывы глубиннонасосных труб, оставление на забое глубинного насоса, желонки и других посторонних предметов, не извлеченных из скважин, послуживших причиной возврата на выпележающий горизонт;

е) падение или поломка вышек;

ж) взрывы котлов и других объектов, работающих под давлением, потребовавшие замены выбывшего из строя оборудования и механизмов, а также капитально-восстановительных работ;

з) повреждения электромеханического оборудования, вызывающие капитальный ремонт и переоборудование этих объектов.

Порядок расследования аварий

1. Все происшедшие аварии подлежат расследованию в течение 24 ч с момента возникновения, о чем составляется акт (по форме № 1, 2 и 3).

2. Сложные аварии расследуются комиссией в составе главного инженера предприятия, начальника аварийного объекта, представителя государственной горнотехнической инспекции и начальника спецотдела.

По мере надобности в комиссию по расследованию привлекаются представители Котлонадзора, пожарной охраны и газоспасательной части, эксперты и представители других заинтересованных организаций.

3. Аварии, не относящиеся к категориям сложных, расследуются комиссией в составе инженера участка, разведки или цеха, механика, мастера или бригадира аварийного объекта.

4. Комиссии, расследовавшие аварии, обязаны:

а) проводить расследование в присутствии работников, во время дежурства которых произошла авария;

б) установить действительные организационные и технические причины, вызвавшие аварию;

в) установить конкретных виновников аварии и рекомендовать меры воздействия в отношении их;

г) наметить необходимые мероприятия для ликвидации аварии и по предупреждению подобных аварий в дальнейшем.

5. По каждой совершеннейшей аварии главный инженер предприятия принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

а) составляет план ликвидации аварии, в котором должны быть указаны конкретные мероприятия, способствующие ликвидации данной аварии, сроки проведения ликвидационных работ, мероприятия для избежания несчастных случаев и осложнений;

б) назначает работника, ответственного за проведение плана работ по ликвидации аварии;

в) обеспечивает контроль за ходом работ по ликвидации аварии и необходимую помощь в выполнении плана работ по ликвидации аварии.

6. Управляющий или главный инженер треста обязаны рассматривать каждый акт комиссии по расследованию аварии в бурении и принимать конкретные решения о мерах по ее ликвидации, предотвращению аварий в дальнейшем и привлечению к ответственности лиц, виновных в авариях.

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ

В соответствии с ГОСТ 632—64 стальные бесшовные (обсадные трубы с короткой, нормальной и удлиненной резьбой и муфты к ним изготавливаются из сталей семи марок: С, Д, К, Е, Л, М и Р.

В зависимости от глубины скважины и геологических условий применяют трубы соответствующих размеров, толщины стенок, марок стали.

В нефтяной промышленности используются обсадные трубы как отечественного, так и зарубежного производства, особенно стран народной демократии.

Крепление скважины есть результирующая операция в строительстве скважины, а поэтому очень важно знать, какими трубами производится крепление скважины, какой завод является поставщиком труб, нет ли среди поставленных на буровую труб несоответствующих марок и размеров. Для удобства контроля завод-поставщик маркирует все выпускаемые обсадные трубы.

Каждый завод-поставщик имеет свою маркировку, часто резко отличающуюся по расположению знаков и их значению.

Основные размеры и вес труб и муфт с короткой, нормальной и удлиненной резьбами приведены в табл. 193.

Обсадные трубы и муфты к ним изготавливают из стали одной группы прочности

Параметры	Группы прочности						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_B , кг/мм ²	55	65	70	75	80	90	110
Предел текучести σ_T , кг/мм ²	32	38	50	55	65	75	95

Трубы группы прочности К, Е, Л, М и Р должны быть подвергнуты термической обработке.

Основные данные на трубы обсадные и муфты к ним по ГОСТ 632-64

Условный диаметр, мм	Трубы				Муфты			Испытательное гидравлическое давление в кг/см ² для труб из сталей группы прочности							
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	теоретический вес 1 м.м., кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	теоретический вес, кг	С	Д	К	Е	Л	М	И	Р
<i>Трубы с короткой, нормальной резьбой</i>															
114	114,3	6	102,3	16,0	133	158	3,7	250	250	420	460	545			
		7	100,3	18,5				250	250	490	540	640			
		8	98,3	20,9				250	250	560	615	700			
127	127	6	115	17,9	146	165	5,7	250	250	375	415	490			
		7	113	20,7				250	250	440	485	570			
		8	111	23,5				250	250	505	550	655			
		9	109	26,2				250	250	565	620	700			
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	7,0	250	250	340	375	445			
		7	125,7	23,0				250	250	400	440	520			
		8	123,7	26,0				250	250	455	500	595			
		9	121,7	29,1				250	250	515	565	670			
		10	119,7	32,1				250	250	570	630	700			
		11	117,7	35,0			250	250	625	690	700				
146	146	6,5	133	20,7	166	177	8,0	225	250	355	390	460			
		7	132	24,0				245	250	385	420	500			
		8	130	27,2				250	250	440	480	570			
		9	128	30,4				250	250	495	540	640			
		10	126	33,5				250	250	545	600	700			
		11	124	36,6			250	250	600	660	700				

согласованию сторон

168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	9,1	195	235	310	340	400					
		7,0	154,3	27,8	184			215	250	335	365	435					
		8,0	152,3	31,6				245	250	380	420	495					
		9,0	150,3	35,3				250	250	430	470	555					
		10,0	148,3	39,0				250	250	475	525	620					
		11,0	146,3	42,6				250	250	525	575	680					
		12,0	144,3	46,2				250	250	570	630	700					
		178	177,8	7				163,8	29,6	198	184	10,0	200	240	315	345	410
				8				161,8	33,6				230	250	360	395	470
				9				159,8	37,3				250	250	405	445	525
				10				157,8	41,4				250	250	450	495	585
				11				155,8	45,0				250	250	495	545	645
12	153,8			49,0		250	250	540	595				700				
194	193,7	7	179,7	32,3	216	190	12,2	185	220	295	315	375					
		8	177,7	36,7				210	250	250	365	430					
		9	175,7	41,1				240	250	250	405	485					
		10	173,7	45,4				250	250	250	455	535					
		12	169,7	53,9				250	250	250	545	645					
		219	219,1	7				205,1	36,6	245	196	16,2	165	195	255	280	330
8	203,1			41,6	185	220	290	320	380								
9	201,1			46,6	210	250	330	360	425								
10	199,1			51,5	235	250	365	400	475								
12	195,1			61,3	250	250	440	480	570								
245	244,5			7	230,5	41,1	270	196	17,3				110	130	170	190	225
		8	228,5	46,5	125	150				195	215	255					
		9	226,5	52,4	140	170				220	245	285					
		10	224,5	58,0	155	185				245	270	320					
		12	220,5	69,0	190	225				295	325	380					
		273	273,1	7	259,1	45,9				299	203	21,0	100	115	155	170	200
8	257,1			52,3	115	135	175	195	230								

Условный диаметр, мм	Трубы				Муфты			Испытательное гидравлическое давление в кг/см ² для труб из сталей группы прочности								
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	теоретический вес 1 м.м., кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	теоретический вес, кг	С	Д	К	Е	Л	М	И	Р	
																С
273	273,4	9	255,4	58,6	299	203	21,0	425	150	200	220	255				
		10	253,1	64,9				440	165	220	240	285				
		12	249,1	77,2				470	200	265	290	345				
299	298,5	8	282,5	57,4	324	203	22,4	105	120	160	175					
		9	280,5	64,4				115	135	180	200					
		10	278,5	71,3				130	155	200	220					
		11	276,5	78,1				140	170	220	245					
		12	274,5	84,9				155	185	240	265					
324	323,9	9	305,9	70,1	351	203	23,4	105	125	165	185					
		10	303,9	77,6				120	140	185	205					
		11	301,9	85,1				130	155	200	225					
		12	299,9	92,6				140	170	220	245					
340	339,7	7	321,7	73,2	365	203	25,5	100	120	160	175					
		10	319,7	82,0				110	135	175	195					
		11	317,7	89,0				125	150	195	215					
		12	315,7	96,6				135	160	210	235					
(351)	(351)	9	333	75,0	376	229	29	100	115	155	170					
		10	331	84,1				110	130	170	190					
		11	329	92,7				120	140	190	205					
		12	327	100,3				130	155	205	225					

Названия по согласованию сторон

(377)	(377)	9	359	81,7	402	229	31	90	110	145	Не подготовлены
		10	357	90,5				100	120	160	
		11	355	99,3				110	135	175	
		12	353	108,0				120	145	190	
407	406,4	9	388,4	88,0	432	228	35,8	85	100	130	Подготавливаются по согласованию сторон
		10	386,4	97,5				95	110	150	
		11	384,4	107,0				105	125	160	
		12	382,4	117,5				115	135	180	
(426)	(425,5)	10	406	102,7	451	229	37,5	90	110	140	
		11	404	112,6				100	120	155	
		12	402	122,5				110	130	170	
508	508	11	486	135	533	228	44,6	85	100		

Трубы с удлиненной резьбой

114	114,3	7	100,3	18,5	133	177	5,6	375	490	540	700
		8	98,3	20,9				425	560	615	700
		9	96,3	23,3				480	630	690	700
127	127	7	113	20,7	146	196	7,0	335	440	485	700
		8	111	23,5				380	505	555	700
		9	109	26,2				430	565	620	700
140	139,7	7	125,7	23,0	159	203	8,5	305	400	440	685
		8	123,7	26,0				350	455	500	700
		9	121,7	28,1				390	515	565	700
		10	119,7	32,1				435	570	630	700
		11	117,7	35,0				475	525	69	700

Продолжение табл. 193

Условный диаметр, мм	Трубы					Муфты			Испытательное гидравлическое давление в кг/см ² для труб из сталей группы прочности							
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	теоретический вес 1 м.м., кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	теоретический вес, кг	С	Д	К	Е	Л	М	И	Р	
																С
146	146	7	132	24,0	166	215	9,7	290	385	420	500	575	700			
		8	130	22,2				335	440	480	570	670	700			
		9	128	30,4				375	495	540	640	700	700			
		10	126	33,5				415	545	600	700	700	700	700		
		11	124	30,6				460	600	660	700	700	700	700		
168	168,3	8	152,3	31,6	168	222	11,3	290	380	420	495	570	700			
		9	150,3	35,3				325	430	470	555	675	700			
		10	148,3	39,0				360	475	525	620	700	700			
		11	146,3	42,6				400	525	575	680	700	700	700		
		12	144,3	46,7				435	570	630	700	700	700	700		
	14	140,3	53,2				505	665	700	700	700	700	700			
178	177,8	8	161,8	33,6	198	228	10,7	275	360	395	470	540	680			
		9	159,8	37,3				310	405	445	525	605	700			
		10	157,8	41,4				340	450	495	585	675	700			

ГОСТ 632—64 предусмотрена маркировка труб по следующей схеме. На расстоянии 0,4—0,6 м от конца трубы клейменем наносится:

Условный диаметр трубы, мм и номер трубы	Группа прочности и длина резьбы «короткая» или «удлиненная»	Толщина стенки, мм	Товарный знак завода-изготовителя	Месяц и год выпуска

Устойчивой светлой краской наносится

Условный диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина трубы, см	Товарный знак завода-изготовителя

На рис. 203—210 даны образцы маркировки обсадных труб различными заводами.

Примерный расчет равнопрочной обсадной колонны

Равнопрочную обсадную колонну можно рассчитывать непосредственно по расчетным формулам или по готовым табличным данным.

Первый способ значительно сложнее второго и требует соответствующей теоретической подготовки и продолжительного времени. Из-за простоты, достаточной точности, а также экономии времени при составлении проектной документации в настоящее время пользуются вторым способом.

Рассчитывают обсадные колонны на сопротивление колонны сминающим усилиям $P_{см}$ от внешнего давления и на сдвигающие нагрузки муфтового соединения от собственного веса колонны, а также на внутреннее давление при продавливании цементного раствора.

Цель расчета колонны заключается в том, чтобы установить, на какую глубину можно спустить в скважину обсадные трубы, изготовленные из стали той или иной марки, и соответствующей толщины стенки в зависимости от глубины скважины, применяемого для промывки скважины раствора, понижения уровня жидкости в колонне при опробовании скважины и возможного давления газа во время эксплуатации.

Допустим, что глубина скважины, на которую необходимо опустить 162-мм обсадную колонну, $H = 2500$ м, удельный вес глинистого раствора $\gamma = 1,5$ Г/см³, уровень жидкости в колонне при опробовании скважины (от башмака колонны) $h = 500$ мм, удельный вес жидкости в колонне $\gamma_1 = 0,86$ Г/см³, коэффициент запаса прочности для зоны перфорации при расчете на смятие $K = 1,3$, коэффициент запаса прочности для вышележащей зоны при расчете на смятие $K_1 = 1,15$, коэффициент запаса прочности при расчете на сминающее

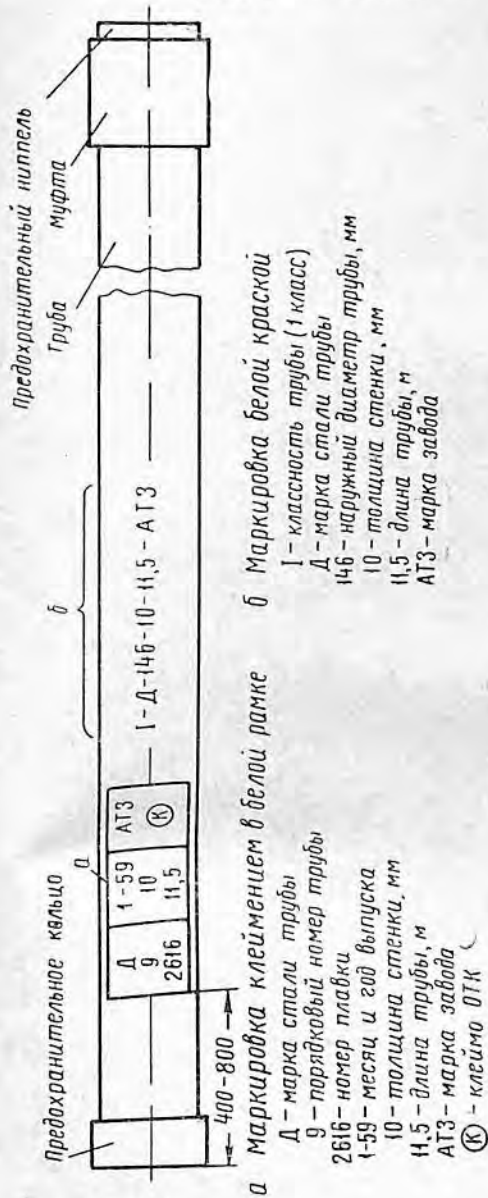


Рис. 203. Образец маркировки обсадных труб Азербайджанского трубного завода.

Примечание. Трубы 2-го класса имеют дополнительную маркировку краской: по середине трубы полог зеленого цвета; труб 2-го сорта завод не выпускает.

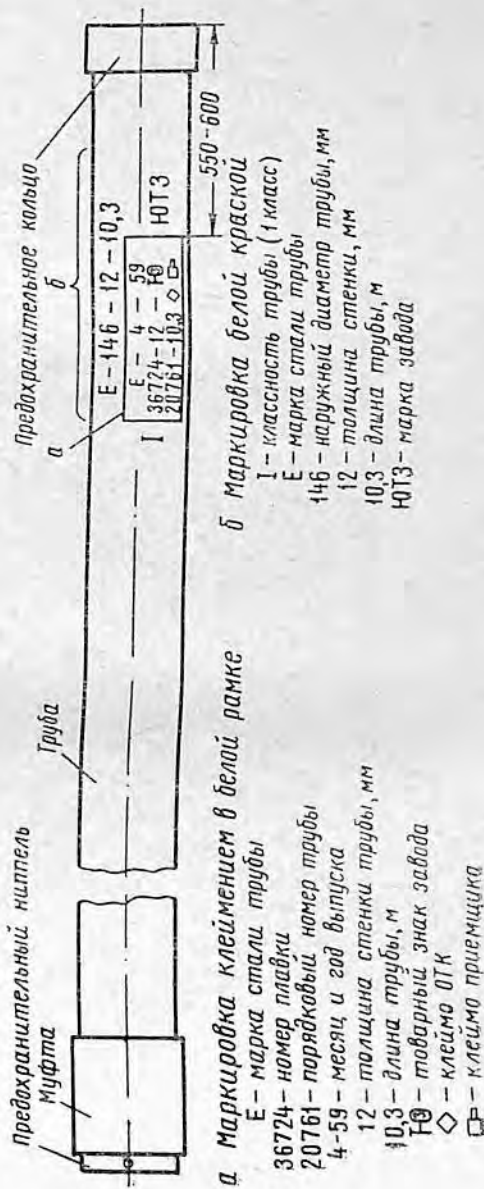


Рис. 204. Образец маркировки обсадных труб Никопольского Южнотрубного металлургического завода.

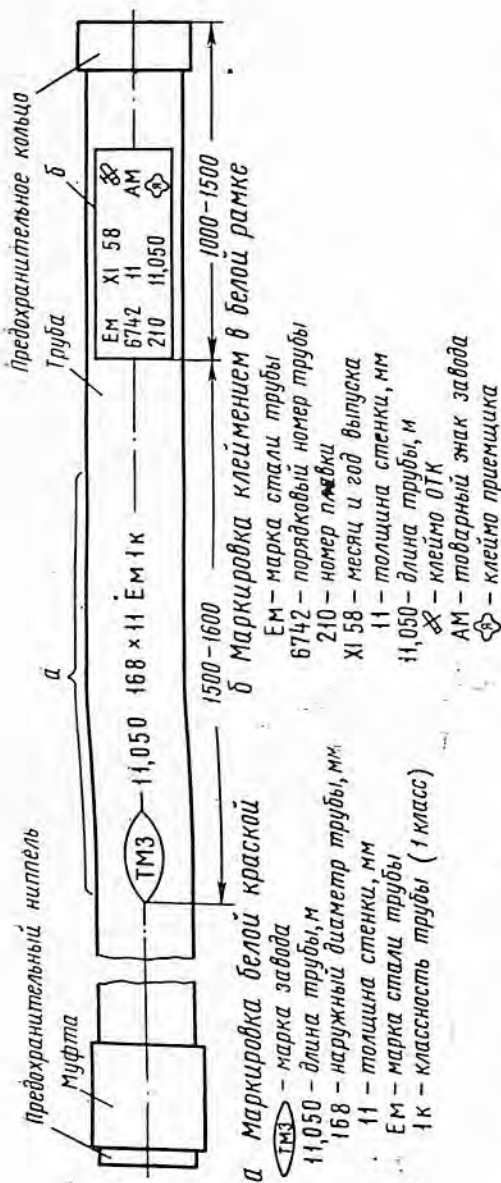


Рис. 205. Образец маркировки обесцвеченных труб Таганрогского металлургического завода.

Примечание. Трубы из стали марки ЕМ имеют голубого цвета пояс, нанесенный краской слева от маркировки. Муфты окрашиваются: у труб из стали марки С — в красный цвет, у труб марок Е и ЕМ — в белый. Трубы 2-го класса имеют рядом с клейменом зеленый пояс и знак 2к, нанесенный белой краской. Трубы 2-го сорта имеют два пояса, нанесенных светлой краской в том же месте.

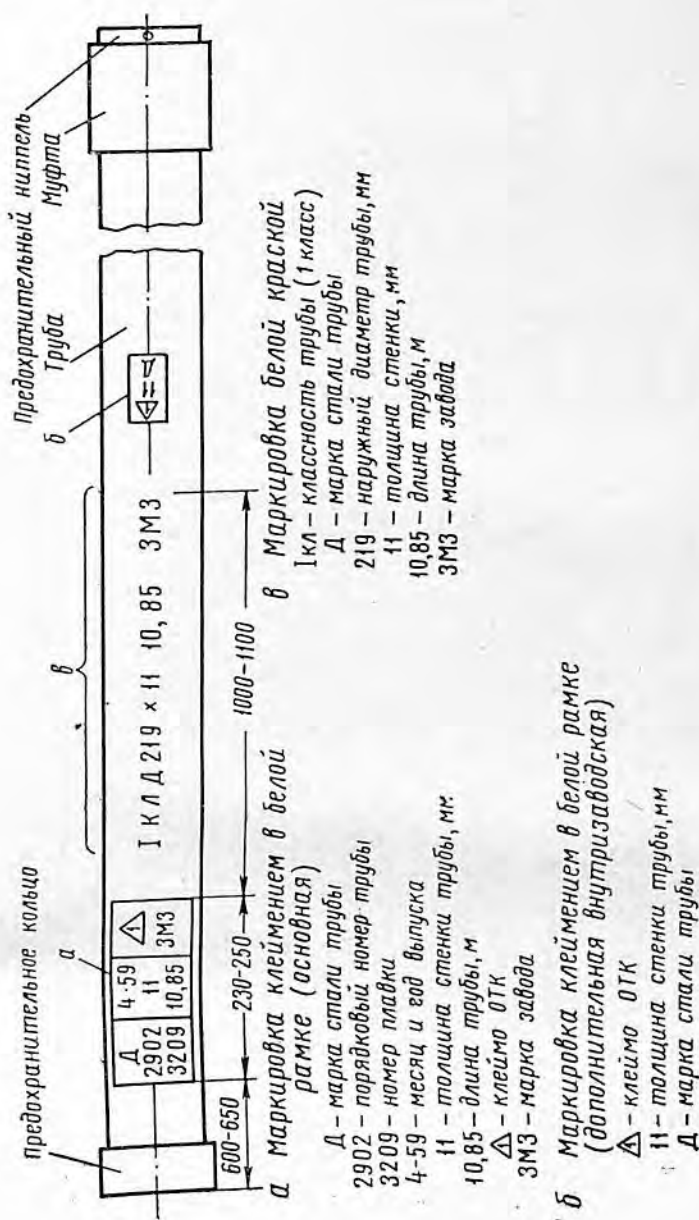
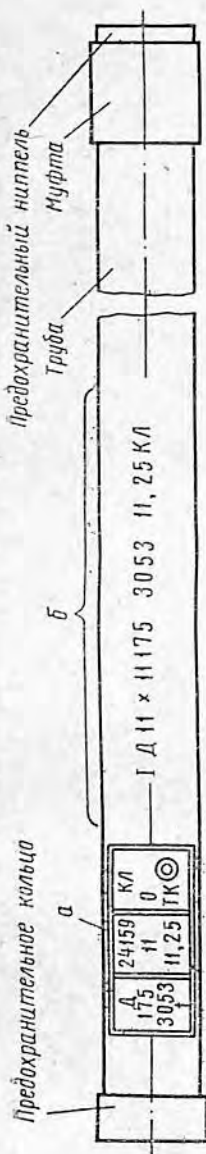


Рис. 206. Образец маркировки обсадных труб Закавказского металлургического завода.

Примечание. Трубы 2-го класса имеют дополнительную маркировку краской: зеленый поясok посредине трубы и знак Зкт, нанесенный белой краской. Труб 2-го сорта завод не поставляет.



а Маркировка клейменцем в белой рамке

Д — Марка стали трубы
 175 — порядковый номер трубы
 3053 — номер плавки
 I — классность трубы (1 класс)
 24159 — число, месяц и год выпуска
 11 — толщина стенки, мм
 11,25 — длина трубы, м
 КЛ — марка завода
 ТК — клеймо ОТК
 ⊙ — клеймо приемщика

б Маркировка белой краской

I — классность трубы (1 класс)
 Д — марка стали трубы
 11 — сокращенное обозначение условного размера трубы в дюймах (113/4")
 11 — толщина стенки, мм
 175 — порядковый номер трубы
 3053 — номер плавки
 11,25 — длина трубы, м
 КЛ — марка завода

Рис. 207. Образец маркировки обсадных труб завода им. К. Либкнехта.

Примечание. Трубы 2-го класса имеют дополнительный зеленый цвет полос, нанесенный между маркировкой, клейменцем и краской. Трубы 2-го сорта имеют два пояска, нанесенные светлой краской.

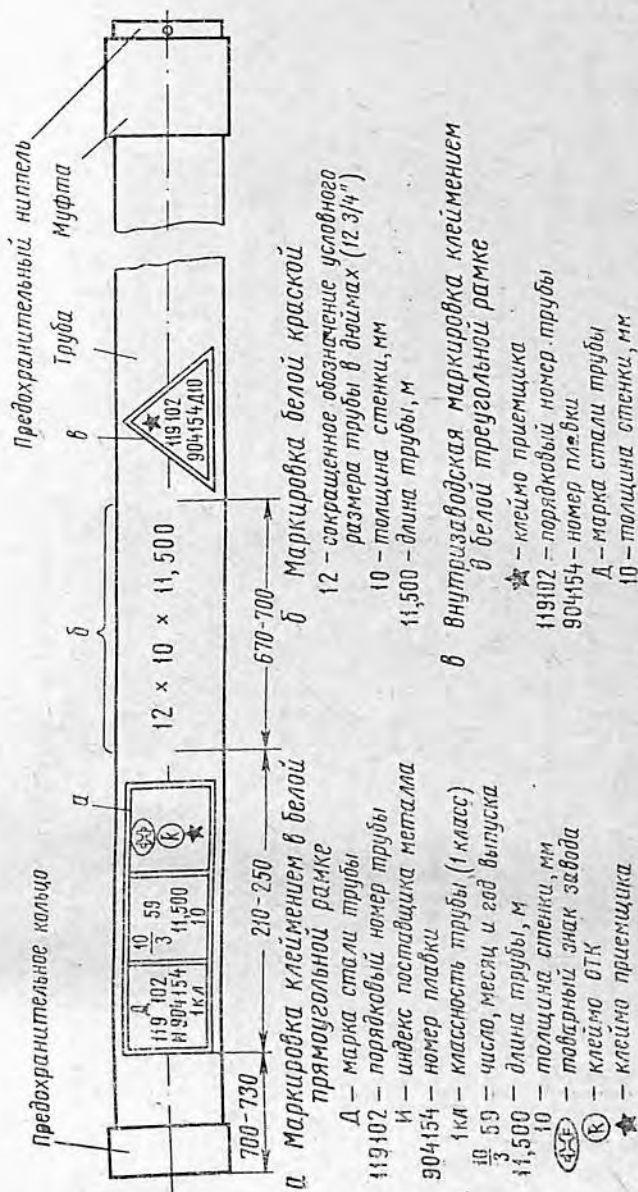


Рис. 208. Образец маркировки обсадных труб завода им. Куйбышева.
Примечание. Трубы второго класса имеют один белый цвет поясок, нанесенный краской справа от маркировки.
Трубы 2-го класса имеют два пояска белого цвета в том же месте.

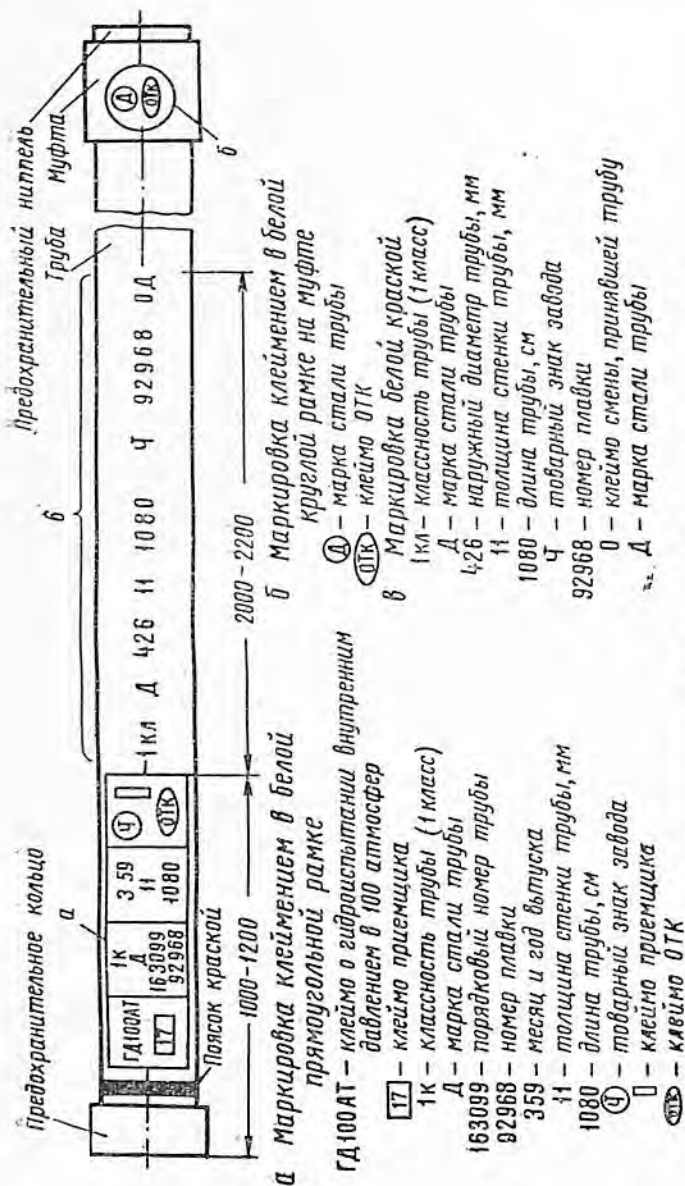


Рис. 209. Образец маркировки обсадных труб Челябинского трубного завода.

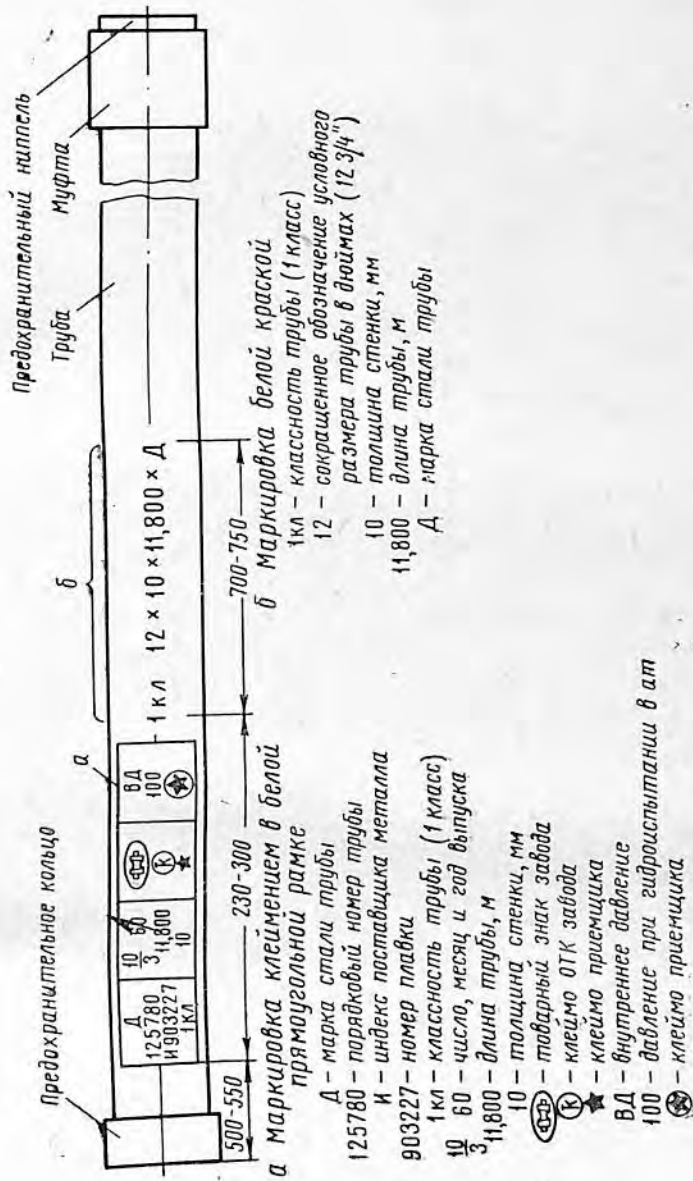


Рис. 210. Образец маркировки обсадных труб Ждановского завода им. Ильича.

Прочностные характеристики об

Условное обозначение диаметра труб, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Теоретический вес 1 м трубы, кг	Наружный диаметр муфты, мм	Вес муфты (приблизительный), кг	Вес 1 м трубы с муфтой, кг
114	114	6	102	16,0	133	6,3	16,6
		7	100	18,5			
		8	98	20,9			
127	127	6	115	17,9	147	7,3	18,6
		7	113	20,7			
		8	111	23,5			
		9	109	26,2			
140	141	6	129	20,0	166	8,7	20,8
		7	127	23,1			
		8	125	26,2			
		9	123	24,3			
		10	121	32,3			
		11	119	35,3			
146	146	6	134	20,7	166	8,7	21,5
		7	132	24,0			
		8	130	27,2			
		9	128	30,4			
		10	126	33,5			
		11	124	36,6			
		12	122	39,7			
		168	168	6			
7	154			27,8			
8	152			31,6			
9	150			35,3			
10	148			39,0			
11	146			42,6			
12	144			46,2			
194	199,7			8	178	36,7	216
		9	176	41,1			
		10	174	45,4			
		11	172	49,6			
		12	170	53,9			

Таблица 194

садных труб (по ГОСТ 632—57)

Страгивающая нагрузка $P_{стр}$, Т							Нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, Т						
Для марки стали													
А	С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М
25	32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75
	38	45	60	65	77	89		65	77	100	110	130	155
	48	57	75	82	97	110		75	89	115	130	155	175
	58	68	90	99	115	135		85	100	135	145	175	200
	42	50	65	72	85	98		73	86	115	125	150	170
	53	63	82	91	105	125		84	100	130	145	170	200
	63	75	99	110	130	150		96	115	150	165	195	225
	74	88	115	130	150	175		105	125	165	185	215	250
	46	54	72	79	93	110		81	97	125	140	165	190
	58	68	90	99	115	135		94	110	145	160	190	220
	70	83	110	120	140	165		105	125	165	185	215	250
	81	97	125	140	165	190		117	140	185	200	240	275
	93	110	145	160	190	220		130	155	205	225	265	310
	105	125	165	180	215	245		145	170	225	245	290	335
	47	56	74	81	96	110		84	100	130	145	170	200
	59	71	93	100	120	140		98	115	155	170	200	230
	72	95	110	125	145	170		110	130	175	190	225	260
	84	100	130	145	170	195		125	145	195	215	250	290
	96	115	150	165	195	225		135	160	215	235	280	320
	110	130	170	185	220	255		150	175	235	255	305	350
	120	145	190	205	245	280		160	190	250	280	330	380
	53	63	83	91	110	125		98	115	150	170	200	230
	67	80	105	115	135	155		115	135	175	195	230	265
	80	96	125	140	165	190		130	155	200	220	260	300
	94	110	145	160	190	220		145	170	225	245	290	335
	110	130	170	185	220	255		160	190	250	275	320	370
	120	145	190	210	245	285		175	205	270	300	350	405
	135	160	210	235	275	315		190	225	295	325	380	440
	91	110	145	155	185	215		150	180	235	255	305	350
	105	125	165	185	215	250		165	200	260	285	340	390
	120	145	190	210	250	285		185	220	290	320	375	435
	140	165	215	235	280	325		200	240	315	350	410	475
	155	180	240	265	310	360		220	260	345	375	445	515

Условное обозначение диаметра труб, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Теоретический вес 1 м трубы, кг	Наружный диаметр муфты, мм	Вес муфты (приблизительный), кг	Вес 1 м трубы с муфтой, кг
219	219,1	7	205	36,6	243	15,0	38,1
		8	203	41,6			43,1
		9	200	49,1			50,6
		11	197	56,4			57,9
		12	194	63,7			65,2
245	245	7	231	41,1	269	17,3	42,8
		8	229	46,8			48,5
		9	226	55,2			56,9
		10	223	63,5			65,2
		12	220	71,7			73,4
273	273	9	255	58,6	298	21,5	60,7
		10	252	68,0			70,1
		12	249	77,2			79,3
299	299	9	281	64,4	325	24,3	66,8
		10	279	71,3			73,7
		11	277	78,1			80,5
		12	275	84,9			87,3
324	325	9	307	70,1	351	28	72,9
		10	305	77,7			80,5
		11	303	85,2			88,0
		12	301	92,6			95,4
351	351	10	331	84,1	376	29	87,0
		11	329	92,2			95,1
		12	327	100,3			103,2
377	377	10	357	90,5	402	31	93,6
		11	355	99,3			102,4
		12	353	108,0			111,1
426	426	10	406	102,7	451	35	106,2
		11	404	112,6			116,1
		12	402	122,6			126,1

Примечания. 1. Стреловидные нагрузки подсчитаны по формуле Яковлева

2. Значения сминающих давлений определены по формуле АзНИИ (Г. М. Саркисова), ления с учетом минусовых отклонений. Для труб первого класса повышенной точности из

3. Внутренние давления подсчитаны по формуле $p_{в} = \frac{2\sigma_{т} \delta}{D_{п}}$, где $\sigma_{т}$ — предел текучести, δ — толщина стенки трубы в мм.

4. Величины нагрузок и давлений свыше 100 округлены до ближайших крайних пяти.

5. Коэффициент запаса прочности при расчете обсадных колонн на смятие в зоне перчатках — не менее 1,15. При расчете обсадных колонн для наклонных скважин и для всех трубчатых элементов — не менее 1,3, а в остальных случаях — не менее 1,15.

Продолжение табл. 194

Страгивающая нагрузка $P_{стр}, T$							Нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, T						
Для марки стали													
А	С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М
25	32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75
	84	100	130	145	170	195		150	175	235	255	305	350
	100	120	160	175	205	235		170	200	265	290	345	400
	125	150	200	215	255	295		200	235	310	345	405	470
	150	180	240	260	310	355		230	275	360	395	465	540
	180	210	280	305	360	415		260	310	405	445	525	610
	91	110	145	155	185	215		170	205	265	295	345	400
	110	130	170	190	225	260		190	225	300	325	385	445
	140	165	215	235	280	325		225	265	350	385	455	525
	165	195	260	285	340	390		260	305	405	445	525	605
	195	230	305	335	395	455		290	345	455	500	595	685
	130	150	200	220	260	300		240	285	375	410	485	560
	160	190	250	275	325	370		275	330	435	475	565	650
	190	225	295	325	385	445		315	375	490	540	640	740
	135	165	215	235	280	320		260	310	410	450	535	615
	160	190	250	275	325	375		290	345	455	500	590	680
	180	215	285	310	370	425		320	380	495	545	645	745
	205	240	320	350	415	475		345	410	540	595	705	810
115	150	175	235	255	—	—	225	285	340	445	490	—	—
135	175	205	270	300	—	—	260	330	395	520	570	—	—
155	195	235	310	340	—	—	270	345	410	540	595	—	—
175	220	265	345	380	—	—	295	375	450	590	650	—	—
145	185	220	285	315	—	—	270	345	405	535	590	—	—
165	210	250	325	360	—	—	295	375	445	585	645	—	—
185	235	280	365	405	—	—	320	410	485	640	700	—	—
150	195	230	300	330	—	—	290	370	440	575	635	—	—
170	220	260	345	380	—	—	315	405	480	630	695	—	—
195	245	295	385	425	—	—	345	440	525	690	755	—	—
165	210	250	330	360	—	—	325	420	495	655	720	—	—
185	240	285	375	410	—	—	360	460	545	715	790	—	—
210	270	320	420	480	—	—	390	500	595	780	860	—	—

при этом толщина стенки принята для труб первого класса нормальной точности изготовления сминающие давления повышаются на 3—4%.

сти материала в $\kappa\Gamma/\text{м}^2$; $D_{н}$ — номинальный наружный диаметр в мм; δ — номинальная тол-

форации и на 50 м выше рекомендуется принимать не менее 1,3, а во всех остальных слу-
скважин глубиной свыше 300 м коэффициент запаса на страгивание рекомендуется при-

Сминающие давления, кг/см²

Овальность														
0,01							0,02							
А	С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М	А
25	32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75	25
	260	300	365	385	420	445								
	320	370	470	505	570	625								
	380	445	575	625	720	805								
	220	250	290	305	325	340								
	275	320	390	420	465	500								
	330	390	490	530	605	665								
	385	450	580	635	730	820								
	180	200	230	240	250	255								
	235	270	325	340	370	395								
	290	335	415	445	495	535								
	335	395	500	540	615	675								
	385	450	580	635	730	820								
	430	505	655	715	835	945								
	170	190	210	220	230	235								
	225	255	300	320	345	365								
	275	320	390	420	460	490								
	320	375	475	510	575	630								
	370	430	555	605	690	770								
	410	485	630	685	795	895								
	455	540	700	765	895	1020								
	125	135	145	150	155	160		110	115	130	135	140	145	
	175	195	220	230	245	255		150	165	195	200	215	230	
	220	250	300	310	335	350		190	215	255	270	290	310	
			265	305	375	400	440	470		230	265	325	345	380
			310	360	450	485	545	590		270	315	390	420	475
			345	405	520	560	640	710		310	360	455	495	560
			385	455	590	640	740	830		350	410	525	565	650
			170	190	215	220	230	235		145	160	185	195	205
			210	240	280	295	315	330		180	205	245	255	280
			250	290	350	370	400	425		215	250	300	320	350
			285	335	415	445	495	530		250	290	360	385	430
			325	380	480	515	585	640		285	335	420	450	510
			97	100	110	110	115	115		84	90	100	100	105
			135	145	155	165	165	170		115	125	140	145	150
			190	210	245	250	265	270		160	180	210	225	240
			240	275	335	350	380	405		210	235	285	305	330

Продолжение табл. 194

0,25						Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кг/см ²						
С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М
32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75
210	245	295	315	345	375		335	400	525	580	685	790
270	310	390	420	475	520		395	465	615	675	600	920
325	380	485	525	600	670		450	535	700	770	910	1055
175	200	240	250	270	290		300	360	470	520	615	710
225	260	320	345	380	420		355	420	550	605	715	825
280	325	410	440	500	550		405	480	630	690	820	945
330	385	490	535	610	680		455	540	710	780	920	1065
145	160	190	200	210	225		270	325	425	470	555	640
190	220	265	280	305	325		320	375	495	545	645	745
240	275	340	365	405	445		365	430	520	625	740	850
285	325	415	450	510	560		410	485	640	700	830	955
330	385	490	535	610	685		455	540	710	780	920	1065
375	440	565	615	710	800		500	595	780	860	1015	1170
135	150	175	180	195	205		265	310	410	450	535	615
180	205	245	260	285	305		305	365	480	525	625	720
225	260	320	340	380	410		350	415	550	600	710	820
270	315	395	420	475	525		395	470	615	680	800	925
315	365	465	505	575	640		440	520	685	755	890	1025
355	420	540	585	675	755		480	570	755	830	980	1130
400	475	610	665	770	870		545	645	850	935	1110	1280
415							230	270	355	395	465	535
515							265	315	415	460	540	625
620							305	360	475	525	620	715
730							345	405	535	590	695	805
							380	450	595	655	775	890
							420	500	655	720	850	910
							455	545	715	785	930	1010
215							265	315	410	435	535	620
295							295	350	465	510	605	695
375							330	390	515	565	670	775
465							365	430	565	625	740	850
560							395	470	620	680	805	930
105							205	245	320	350	415	480
155							235	280	365	400	475	550
255							280	330	435	475	555	650
355							320	380	500	550	655	755

Сминающие давления, кг/см^2

Овальность

0,01							0,02							
А	С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М	А
25	32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75	25
			290	340	420	450	500	540		255	295	365	390	435
			73	76	79	80	81	83		64	68	73	74	76
			100	110	115	115	120	120		88	95	105	105	110
			150	165	180	185	195	200		130	140	160	165	175
			200	225	260	270	285	295		170	190	225	235	255
			245	285	345	360	395	415		215	245	295	315	345
			105	110	120	120	125	125		90	97	105	110	115
			150	160	180	185	190	195		125	140	155	165	170
			195	215	250	260	270	280		165	185	215	225	270
			83	87	92	93	95	96		72	77	84	86	88
			110	115	125	125	130	130		93	100	110	115	120
			135	150	160	165	170	175		115	125	140	145	155
			165	180	200	205	215	220		135	150	175	180	190
		62	67	70	73	74	—	—	53	59	62	67	68	—
		80	89	94	100	100	—	—	68	77	83	90	93	—
		99	110	120	125	130	—	—	83	95	105	115	115	—
		120	135	145	160	165	—	—	110	115	125	140	145	—
		67	72	75	79	80	—	—	57	63	67	72	74	—
		84	94	98	105	105	—	—	71	80	86	95	97	—
		100	115	120	130	135	—	—	85	98	105	115	120	—
		56	60	62	64	65	—	—	48	53	56	59	60	—
		71	78	81	86	87	—	—	60	67	71	77	79	—
		87	96	100	110	110	—	—	73	83	89	97	100	—
		41	43	44	45	46	—	—	36	38	40	42	43	—
		53	55	58	60	61	—	—	45	50	52	56	56	—
		65	70	73	76	77	—	—	55	62	65	70	71	—

Продолжение табл. 194

0,25						Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кг/см ²						
С	Д	К	Е	Л	М	А	С	Д	К	Е	Л	М
32	38	50	55	65	75	25	32	38	50	55	65	75
470							365	435	570	630	740	855
78							185	215	285	315	370	430
115							210	250	325	360	425	490
180							250	295	390	425	505	580
270							285	340	450	495	585	675
365							325	390	510	560	665	765
115							210	250	330	360	430	495
180							245	290	385	425	585	675
255							280	335	440	485	570	660
90							195	230	300	330	390	450
120							215	255	335	370	435	500
160							235	280	370	405	480	550
200							255	305	400	440	520	600
—						140	175	210	275	305	—	—
—						155	195	235	310	340	—	—
—						170	215	255	340	370	—	—
—						185	235	280	370	405	—	—
—						140	180	215	285	315	—	—
—						155	200	240	315	345	—	—
—						170	220	260	340	375	—	—
—						135	170	200	265	290	—	—
—						146	185	220	290	320	—	—
—						160	205	240	320	350	—	—
—						115	150	180	235	260	—	—
—						130	165	195	260	285	—	—
—						140	180	215	280	310	—	—

усилие $K_2 = 1,15$. Расчет на смятие обсадных труб ведем снизу вверх. Зона прострела $n_1 = 300$ м.

Из числа ходовых марок сталей для глубины 2500 м необходимо помнить трубы, табличное сминающее усилие которых

$$P_{см} = \frac{(H\gamma - h\gamma_1) 1,3}{10} = \frac{(2500 \times 1,5 - 500 \times 0,86) 1,3}{10} = 432 \text{ кг/см}^2.$$

Получив таким образом первую характеристику нижней трубы обсадной колонны, по табл. 205 найдем наиболее подходящие толщину стенки и марку стали обсадной трубы. Этой величине соответствуют трубы с пределом текучести 55 кг/мм^2 , с толщиной стенки 10 мм, $P_{см}$ которых равно 450 кг/см^2 .

Следующими по характеристике могут быть приняты для расчета трубы с толщиной стенки 9 мм, изготовленные из той же марки стали либо трубы из стали марки Д с толщиной стенки 10 мм.

Как видно из табл. 209, наиболее подходящими являются трубы с пределом текучести 50 кг/мм^2 , так как их глубина спуска в соответствии с прочностью значительно больше, чем у труб из стали марки Д с большей толщиной стенок. Следовательно, следующая секция колонны будет состоять из труб толщиной 9 мм с пределом текучести 50 кг/мм^2 ; глубина их спуска определяется:

$$2500 - 300 = 2200 \text{ м.}$$

Из расчета видно, что эти трубы вполне соответствуют по прочности

$$P_{см} = \frac{(H\gamma - h\gamma_1) 1,15}{10} = \frac{(2200 \times 1,5 - 200 \times 0,86) 1,15}{10} = 365 \text{ кг/см}^2.$$

Как видно из расчета, при $K_1 = 1,15$ этими трубами перекрывается 150 м колонны, заполненной промывочной жидкостью удельного веса $\gamma = 0,86 \text{ Г/см}^3$. Проверочный расчет при коэффициенте запаса прочности для зоны прострела показывает, что дальше эту колонну спускать нельзя.

Следующими наиболее выгодными трубами в соответствии с данными табл. 209 являются трубы марки Д с толщиной стенки 9 мм; их можно будет опустить на глубину

$$h_2 = \frac{305 \times 10}{1,15\gamma} = \frac{305 \times 10}{1,15 \times 1,5} = 1765 \text{ м.}$$

Аналогично определим следующий, расположенный выше интервал колонны; для него наиболее подходящими трубами будут трубы из стали марки Д с толщиной стенки 8 мм; глубина спуска их составит

$$h_3 = \frac{250 \times 10}{1,15 \times 1,5} = 1450 \text{ м.}$$

Сведя полученные данные, найдем длину каждой секции снизу вверх:

I секция: $2500 - 2150 = 350$ м с толщиной стенки 10 мм и пределом текучести 50 кг/мм^2 ;

II секция: $2150 - 1765 = 385$ м с толщиной стенки 9 мм и пределом текучести 50 кг/мм^2 ;

III секция: $1765 - 1450 = 315$ м с толщиной стенки 9 мм марки Д;

IV секция: $1450 - 0 = 1450$ м с толщиной стенки 8 мм марки Д.

Произведем проверочный расчет на срагивание резьбового муфтового соединения от собственного веса. Для этого необходимо подсчитать вес запрокинутой колонны.

Зная вес 1 м трубы, получаем вес всей колонны:

для секций с толщиной стенки 10 мм	350 × 410 =	14,0 т
для секций с толщиной стенки 9 мм	700 × 362 =	25,4 т
для секций с толщиной стенки 8 мм	1450 × 325 =	47,2 т

86,6 т

С учетом потерь в весе при погружении в раствор общая расчетная нагрузка на страгивание будет составлять 70 Т.

Чтобы проверить колонну на прочность от страгивающих сил, необходимо данные табл. 205 для верхней трубы колонны (в данном случае для 8-м.м труб из стали марки Д, что соответствует 96 м) разделить на полученный вес колонны; в результате получим коэффициент запаса прочности верхней трубы на страгивание

$$K_1 = \frac{96}{70,0} = 1,37,$$

что на 0,22 выше, чем допустимый коэффициент запаса прочности на страгивание.

Аналогично можно рассчитать любую другую эксплуатационную колонну. Промежуточные колонны рассчитывают только на страгивающую нагрузку, при этом коэффициент запаса прочности принимается равным 1,15.

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Герметизация устья скважины находится в прямой связи с качественным цементированием скважины и герметичностью спущенных в скважину обсадных колонн.

Плохая герметизация устья скважины нередко является причиной открытых газовых, нефтяных и водяных фонтанов из межтрубного пространства, провалов направления и образования огромных кратеров.

Герметизация устья скважины сводится к проведению следующих мероприятий.

После спуска обсадных колонн производится обвязка устья при помощи специальной колонной головки, которая герметизирует кольцевые пространства между колоннами (кондуктором, промежуточной и эксплуатационной колоннами).

Колонные головки устанавливаются на колонный фланец или непосредственно соединяются на резьбе с верхней трубой кондуктора над полом буровой. Они являются частью оборудования устья и предназначаются для обвязки спущенных в скважину обсадных колонн между собой и для герметизации межтрубного пространства.

АзИНМАШ разработал ряд конструкций колонных головок с клиновой подвеской труб (рис. 211).

Таблица 195

Колонные головки с клиновой подвеской труб

Шифр колонной головки	Размеры обвязываемых колонн, мм	Давление, кг/см ²	
		рабочее	пробное
ГКК300-168×273	273×168	300	600
	299×168	300	600
	325×168	300	600
ГКК200-168×273	273×168	200	400
	299×168	200	400
	325×168	200	400
ГКК128-168×273	273×168	125	250
	299×168	125	250
	325×168	125	250

Продолжение табл. 195

Шифр колонной головки	Размеры обвязываемых колонн, мм	Давление, кг/см ²	
		рабочее	пробное
ГКК300-146×219	219×146	300	600
	245×146	300	600
	273×146	300	600
	299×146	300	600
	325×146	300	600
ГКК125-146×219	219×146	125	250
	245×146	125	250
	273×146	125	250
	299×146	125	250
	325×146	125	250
2ГКК320-114×219	168×114	320	640
	194×114	320	640
	219×114	320	640
1ГКК125-114×219	168×114	125	250
	194×114	125	250
	219×114	125	250

ИСПЫТАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Эксплуатационные колонны на герметичность в разведочных скважинах испытываются двумя способами: опрессовкой и снижением уровня, а в эксплуатационных скважинах — только опрессовкой.

В эксплуатационных скважинах, проводимых на высокопродуктивные горизонты с большим пластовым давлением, испытание рекомендуется производить опрессовкой и снижением уровня.

Необходимость испытания эксплуатационной колонны двумя способами устанавливается в каждом отдельном случае.

Водозакрывающие колонны на качество цементирования испытывают, если колонну устанавливают и заливают непосредственно над объектом эксплуатации. В этих случаях водозакрывающую колонну испытывают на герметичность опрессовкой, после этого разбуривают цемент, оставшийся в колонне, а затем углубляют на 0,5—1,0 м ниже башмака обсадной колонны и снижают уровень для испытания надежности закрытия воды.

Необходимость испытания на закрытие воды устанавливается в каждом конкретном случае.

Испытание на герметичность кондукторов и промежуточных колонн производится лишь в тех случаях, когда после их спуска при бурении на колонне монтируют противовибросовое оборудование (превентор). Колонну испытывают одним способом — опрессовкой до разбуривания цементного станка при заполненной промывочной жидкостью скважине того же удельного веса, какой был перед спуском колонны.

При испытании обсадных колонн на герметичность способом опрессовки давление на устье скважины должно быть для 140-мм колонны не менее 100 кг/см², для 168-мм колонны не менее 80 кг/см², для 219-мм колонны не менее 70 кг/см², для 273—324-мм колонны не менее 60 кг/см², для 377—426-мм колонны не менее 50 кг/см².

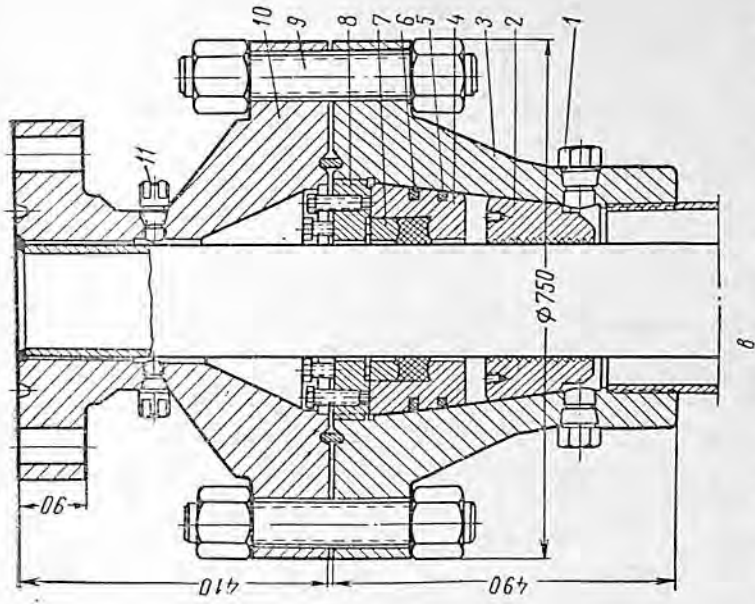
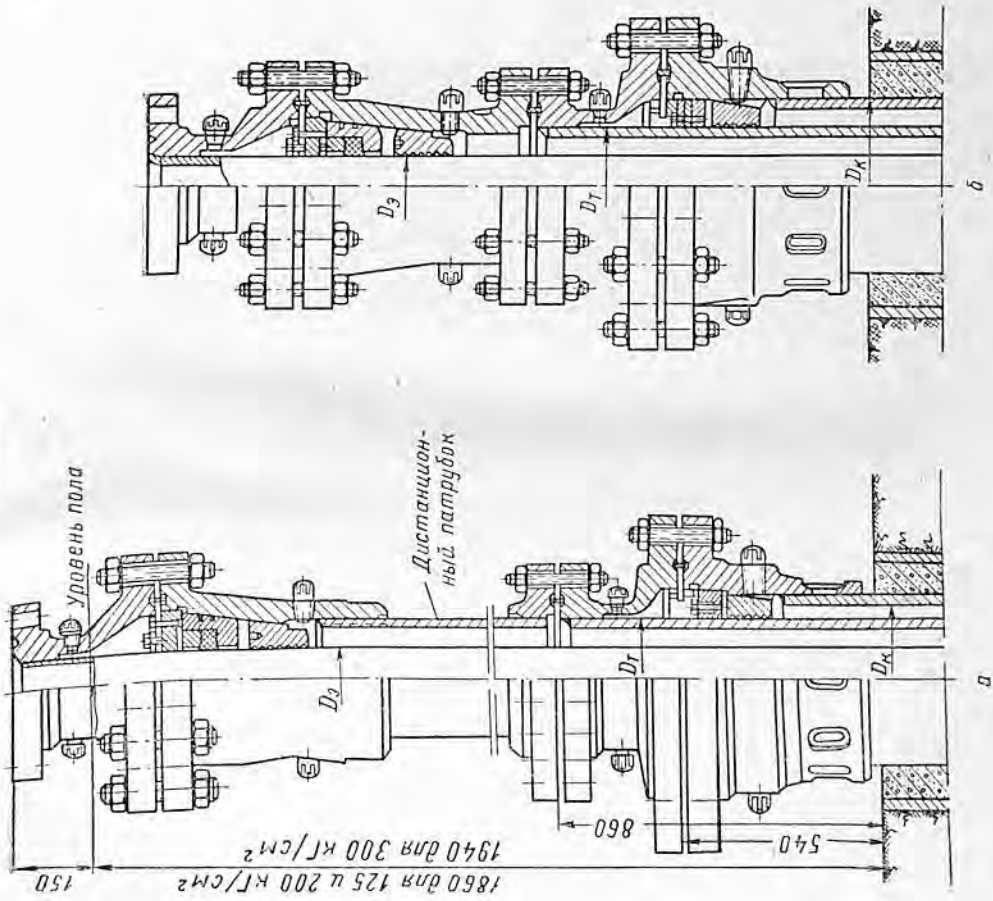


Рис. 211. Обвязка обсадных колонн в устье скважины и колонная головка с клиновой подвеской труб.
 а — обвязка с дистанционным патрубком; б — обвязка без дистанционного патрубка; D_1, D_2, D_3, D_4 — диаметр эксплуатационной колонны и кондуктора; в — колонная головка с клиновой подвеской труб.
 1, 11 — пробки; 2 — клинья; 3 — колонный фланец; 4 — обжим; 5, 6 — резиновые уплотнительные кольца; 7 — стальное кольцо; 8 — нажимная гайка; 9 — шпилька; 10 — катушка.

При испытании герметичности колонны (герметичности цементного стакана) и испытании качества цементирования способом снижения уровня последний в скважинах, пробуренных с промывкой глинистым раствором удельного веса не выше 1,4, должен быть снижен при глубине скважин до 500 м не менее чем на 400 м от устья, при глубине от 500 до 1000 м не менее 500 м, при глубине от 1000 до 1500 м не менее 650 м, при глубине от 1500 до 2000 м не менее 800 м, при глубине свыше 2000 м не менее 1000 м.

Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность опрессовкой в том случае, если давление в течение 30 мин снизится не более 5 кг/см^2 при давлении испытания $70-100 \text{ кг/см}^2$ и не более 3 кг/см^2 при давлении $40-60 \text{ кг/см}^2$. Наблюдать за изменением давления следует через 5 мин после создания требуемого давления.

При повышении этой нормы и принятии соответствующих мер по устранению негерметичности производят дополнительную проверку. Если нормы опрессовки не будут выдержаны, колонну проверяют на герметичность снижением уровня.

При снижении уровня колонна считается герметичной в том случае, если уровень жидкости, сниженный до требуемой величины за 8 ч наблюдения, поднимается не более:

Диаметр колонны, мм	Снижение уровня на глубину в м при длине колонны, м				
	до 400	400—600	600—800	800—1000	более 1000
140—219	0,80	1,10	1,4	1,70	2,0
Свыше 219	0,50	0,80	1,1	1,30	1,50

Замеры должны производиться желонкой с отвинченным клапаном или аппаратом Яковлева через каждые 2 ч. Для исключения влияния стока воды со стенок колонны замерять следует спустя 3 ч после окончания оттартования. Замеры подъема уровня повторной продавкой компрессором не разрешаются.

Для скважин, бурившихся с промывкой утяжеленным глинистым раствором удельного веса 1,4 и более, колонну следует опрессовывать при том утяжеленном растворе, который применяли при бурении. Испытание герметичности колонны способом снижения уровня в этих скважинах может быть заменено промывкой ствола скважины до чистой воды. Если в течение 1 ч не произойдет перелива или выделения газа, колонна считается выдержавшей испытание.

ПОРТЛАНД-ЦЕМЕНТ ТАМПОНАЖНЫЙ

Тампонажный портланд-цемент (ГОСТ 1581—63) в зависимости от назначения выпускается двух видов: цемент для «холодных» скважин и цемент для «горячих» скважин.

Тампонажный портланд-цемент является разновидностью портланд-цемента и изготавливается путем совместного тонкого измельчения клинкера и гипса в количестве, необходимом для регулирования сроков схватывания и твердения.

При испытании тампонажного цемента для определения его физико-механических свойств применяется цементное тесто, для приготовления которого берется 50% пресной воды от веса цемента.

По согласованию с потребителем допускается применение воды для затворения цемента без изменения показателей стандарта.

Цементное тесто должно иметь растекаемость, при которой расплав образца в виде конуса из этого теста составлял бы не менее 180 мм.

Таблица 196

Предел прочности при изгибе образцов-балочек размером $40 \times 40 \times 160$ мм, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение двух суток

Вид цемента	Температура твердения, °С	Предел прочности при изгибе, кг/см ² (не менее)
Для «холодных» скважин	22 ± 2	27
Для «горячих» скважин	75 ± 3	62

Таблица 197

Сроки схватывания тампонажных цементов

Вид цемента	Начало схватывания после затворения	Конец схватывания после затворения
Для «холодных» скважин	Не ранее 2 ч	Не позднее 10 ч
Для «горячих» скважин	Не ранее 1 ч 45 мин	Не позднее 4 ч 30 мин

Цемент при испытании образцов, приготовленных из теста нормальной густоты, должен показывать равномерность изменения объема при кипячении в воде.

Тонкость помола цемента должна быть такой, чтобы при просеивании пробы цемента сквозь сито № 008 (размера стороны ячейки в свету 0,08 мм) по ГОСТ 3584—53 проходило не менее 85% от веса пробы. На каждую партию тампонажного цемента выдается паспорт, в котором указывается: название завода-изготовителя; номер паспорта и партии цемента; год, месяц и число отправки цемента; вес партии; наименование и адрес получателя; номера вагонов (номер судна) и накладных; название цемента; вид добавки и количества добавки в процентах (по средним суточным производственным данным ГОСТ 1581—63 пп. 6—11); дата изготовления образцов и результаты их испытаний; номер действующего стандарта.

ЦЕМЕНТ ГЛИНОЗЕМИСТЫЙ

За последнее время в нефтяной промышленности для борьбы с уходом циркуляции, а также при тампонаже кондукторов применяют глиноземистый цемент, который быстро схватывается после затворения его на воде.

Глиноземистый цемент изготавливается в соответствии с ГОСТ 969—41. Глиноземистый цемент представляет собой быстротвердеющее гидравлическое вяжущее вещество, полученное тонким измельчением сплава или клинкера, изготовляемых расплавлением или обжигом до спекания сырьевой смеси.

Глиноземистый цемент выпускается трех марок: «400», «500» и «600», характеризующих прочность этого цемента, временное сопротивление сжатых образцов-кубов из раствора жесткой консистенции состава 1:3, изготовленных и твердевших в соответствии с требованиями указанного ГОСТ и испытанных через 3 дня с момента затворения.

Таблица 198

**Предел прочности при сжатии образцов
стандартного изготовления**

Марка цемента	Предел прочности при сжатии кг/см ² через	
	24 ч	3 суток
400	350	400
500	450	500
600	500	600

Начало схватывания должно наступать не ранее, чем через 30 мин, а конец схватывания — не позднее 12 ч от начала затворения.

Тонкость помола: через сито № 008 должно проходить не менее 90% от веса пробы, подвергаемой прессованию.

ЦЕМЕНТ ГИПСОГЛИНОЗЕМИСТЫЙ РАСШИРЯЮЩИЙСЯ

В соответствии с ГОСТ 11052—64 гипсоглиноземистый цемент бывает двух марок — «400» и «500».

Гипсоглиноземистый цемент — быстротвердеющее порошкообразное гидравлическое вяжущее вещество, получаемое совместным тонким измельчением высокоглиноземистых доменных шлаков и природного двуводного гипса или тщательным смешиванием тех же материалов, измельченных отдельно.

Марка цемента определяется пределом прочности при сжатии образцов кубов из цементного раствора жесткой консистенции состава 1 : 3 (по весу) с нормальным песком, изготовленных и твердевших в соответствии с требованиями ГОСТ 310—60 и испытанных через 3 дня с момента изготовления.

При испытании образцов пределы прочности должны соответствовать следующим данным.

Марка цемента	Предел прочности при сжатии в кг/см ² через	
	24 ч	3 суток
400	350	400
500	450	500

Начало схватывания должно наступать не ранее, чем через 20 мин, а конец схватывания — не позднее 4 ч от начала затворения.

Тонкость помола: остаток на сите № 008 не более 10% от просеваемой пробы.

ТАМПОНАЖНО-ПЕСЧАНЫЙ ЦЕМЕНТ

В состав этого цемента входят 20% кварцевого песка (перед смешением прокаленного при температуре 600° С), размоленного совместно с клинкером.

Тампонажно-песчаный цемент устойчив против действия агрессивных сульфатно-натриевых и хлор-магнелиевых вод.

Характерной особенностью песчаного цемента или песчано-цементной смеси является получение стандартной растекаемости по конусу АзНИИ (16—16,5 мм)

с содержанием воды не менее 50%, при этом нередко сохраняются прочностные характеристики, отвечающие требованиям ГОСТ 1581-63 на тампонажный цемент.

ЦЕМЕНТО-ПЕСЧАНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Для цементирования кондукторов и промежуточных колонн применяют цементно-песчаные смеси с содержанием песка от 30 до 50% вес. от веса цемента; при забойных заливках эти соотношения могут быть доведены до 1 : 1.

В качестве наполнителя может быть использован песок крупностью от 0,5 до 0,1 мм. При более мелком песке прочность цементного камня снижается за счет повышенной влагоемкости. В связи с этим желательно применять песок с фракционным составом ближе к 0,5 мм.

Перед употреблением песок должен быть просушен при температуре 100—104° С.

Количество воды для затворения цементно-песчаной смеси определяют по отношению к активной части смеси, т. е. цементу, из расчета 45—50%, или же по отношению к смеси, учитывая, что влагоемкость песка составляет всего 2—3%.

Пример определения средневзвешенного процента воды для затворения смеси

Дана смесь в составе: 3 части цемента с водоцементным отношением 47%, 1 часть песка с добавлением 3% воды. Тогда средневзвешенный процент воды составит

$$\frac{3 \times 47 + 1 \times 3}{4} = 36,2\%.$$

Как показали лабораторные исследования, прочность камня цементно-песчаной смеси при соотношениях 2 части цемента на 1 часть песка и 3 части цемента на 1 часть песка приближается к прочности камня из чистого цемента, а в некоторых случаях равна и даже выше, как, например, при температуре более 80° С.

Цементно-песчаную смесь в лаборатории необходимо испытывать при температуре забоя скважины.

Лаборатория обязана в паспорте на цементно-песчаную смесь указать растекаемость, удельный вес смеси, количество добавленной воды в процентах к весу смеси, прочность на изгиб, начало и конец схватывания и температуру, при которой проводилось испытание.

УТЯЖЕЛЕННЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ ЦЕМЕНТ

Этот цемент предназначен для тампонажа бурящихся скважин с применением утяжеленных растворов удельного веса 2,2 г/см³ и выше. Он представляет собой продукт совместного помола тампонажного клинкера 40—50% и гематита 50—60% с добавкой 4—5% гипса. Вместо гематита могут использоваться и другие высококачественные утяжелители в соответствующей пропорции.

Утяжеленные цементы должны иметь предел прочности при разрыве через 2 дня после приготовления образца не менее 7 кг/см² на пресной воде и 9 кг/см² на морской воде при температуре 22 ± 2° С, а при температуре 75 ± 3° С не менее 20 кг/см² независимо от качества воды.

ВОЛОКНИСТЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ ЦЕМЕНТ

Этот цемент состоит из обычного тампонажного цемента (для «холодных» или для «горячих» скважин) с добавкой 1,5—3% волокнистых материалов (асбестовых мелочей или отходов текстильной промышленности).

Таблица 200

Теоретический объем затрубного пространства скважины в зависимости от диаметра долота, колонны и глубины спуска колонны (в м³)

Глубина скважины, м	Номер долота								
	7	8	8	9	10	11	12	11	12
	Диаметр обсадных труб, мм								
	114	114	146	146	168	168	168	194	219
50	0,44	0,8415	0,5815	0,9625	1,2075	1,73	2,3055	1,36	1,5355
100	0,88	0,683	1,163	1,925	2,415	3,46	4,611	2,72	3,071
150	1,32	2,5245	1,7445	2,8875	3,6225	5,19	6,9165	4,08	4,6065
200	1,76	3,366	2,326	3,850	4,830	6,92	9,222	5,44	6,142
250	2,20	4,2075	2,9075	4,8125	6,0375	8,65	11,5275	6,80	7,6775
300	2,64	5,0490	3,4890	5,7750	7,2450	10,38	12,8330	8,16	9,2130
350	3,08	5,8905	4,0705	6,7375	8,4525	12,11	16,1385	9,52	10,7485
400	3,52	6,732	4,652	7,700	9,660	13,84	18,444	10,88	12,284
450	3,96	7,5735	5,2335	8,6625	10,8675	15,57	20,7495	12,24	13,8195
500	4,40	8,4150	5,815	9,625	12,075	17,30	23,055	13,60	15,355
550	4,84	9,2565	6,3965	10,5875	13,2825	19,03	24,3605	14,96	16,8905
600	5,28	10,098	6,978	11,550	14,490	20,76	25,666	16,32	18,426
650	5,72	10,9395	7,5792	12,5125	15,6975	22,49	28,9715	17,68	19,9615
700	6,16	11,781	8,141	13,475	16,905	24,22	32,277	19,04	21,497
750	6,60	12,6225	8,7225	14,4375	18,1125	25,95	34,5825	20,40	23,0325
800	7,04	13,464	9,304	15,4	19,32	27,68	36,888	21,76	24,568
900	7,92	14,147	10,467	17,325	21,735	31,14	41,499	24,48	27,639
1000	8,8	16,83	11,63	19,25	24,15	34,6	46,11	27,2	30,71
1500	13,2	25,245	17,445	28,875	36,225	51,90	69,165	40,80	46,065
2000	17,60	33,66	23,26	38,50	48,30	69,2	92,22	54,4	—
2500	22,00	42,075	29,075	48,125	60,375	86,50	115,275	—	—
3000	26,4	50,49	34,89	57,75	72,45	103,8	—	—	—
3500	30,8	58,905	40,705	57,375	84,525	—	—	—	—
4000	35,2	67,32	46,52	77,00	96,60	—	—	—	—

Таблица 201

Норма расхода сухого цемента для заполнения 1 м затрубного пространства цементным раствором (в т)

Конструкция (условный диаметр) долог и обсадных колонн, мм	Объем 1 м за- трубного простран- ства, м ³	Коэффициенты запаса											
		1,00	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60
610—478	0,09390	0,114	0,125	0,131	0,137	0,142	0,148	0,154	0,160	0,166	0,172	0,178	0,184
540—478	0,04955	0,060	0,066	0,069	0,072	0,075	0,078	0,081	0,084	0,087	0,090	0,093	0,096
490—426	0,04602	0,056	0,062	0,064	0,067	0,070	0,073	0,076	0,079	0,082	0,085	0,088	0,091
455—377	0,04388	0,053	0,058	0,061	0,064	0,066	0,069	0,072	0,075	0,078	0,081	0,084	0,087
394—324	0,03894	0,047	0,052	0,054	0,056	0,059	0,061	0,063	0,065	0,067	0,069	0,072	0,074
370—299	0,03729	0,045	0,050	0,052	0,054	0,056	0,058	0,061	0,063	0,065	0,067	0,069	0,072
346—273	0,03547	0,043	0,047	0,049	0,052	0,054	0,056	0,058	0,060	0,062	0,064	0,066	0,068
320—245	0,03326	0,040	0,044	0,046	0,048	0,050	0,052	0,054	0,056	0,058	0,060	0,062	0,064
295—219	0,03066	0,037	0,041	0,043	0,044	0,046	0,048	0,050	0,052	0,054	0,056	0,058	0,060

При водоцементном отношении 0,45

295—168	0,04616	0,060	0,066	0,069	0,072	0,075	0,078	0,081	0,084	0,087	0,090	0,093	0,096
269—168	0,03461	0,045	0,050	0,052	0,054	0,056	0,058	0,060	0,062	0,064	0,066	0,068	0,070
245—168	0,02420	0,032	0,035	0,037	0,038	0,040	0,042	0,044	0,046	0,048	0,050	0,052	0,054
214—146	0,01922	0,025	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,033	0,034	0,035	0,036	0,037	0,038
190—146	0,01161	0,015	0,016	0,017	0,18	0,19	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026

Примечание. Цементирование обсадных колонн от 478 до 219 мм предусматривается при затворении цементного раствора с водоцементным отношением, равным 50%.

В некоторых случаях при цементировании колонн или при капитальном ремонте скважин цементный раствор, проникая в продуктивные пласты, затрудняет доступ нефти из пласта в скважину. Применение в указанных условиях цемента с волокнистыми добавками во многих случаях исключает подобные явления.

Согласно техническим условиям, утвержденным б. Министерством нефтяной промышленности СССР, начало схватывания волокнистых цементов для «холодных» скважин (при температуре $22 \pm 2^\circ \text{C}$) не ранее 3 ч и не позднее 7 ч при затворении на морской воде, а при затворении на пресной воде не ранее 3 ч и не позднее 8 ч; для «горячих» скважин (при температуре $75 \pm 3^\circ \text{C}$) начало схватывания должно быть не ранее 1 ч 45 мин, а конец схватывания не позднее 1 ч 30 мин после начала схватывания.

Испытание волокнистого цемента производится на разрыв по методике, предусмотренной ГОСТ 1581—63. Пределы прочности на растяжение этого цемента (в кг/см^2) приведены ниже.

	Для холодных скважин	Для горячих скважин
Цемент, затворенный на пресной воде	8	18
Цемент, затворенный на морской воде	10	18

РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ЦЕМЕНТА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Д а н о. Глубина скважины 1009 м, диаметр скважины 351 мм, диаметр обсадной колонны 273 мм, толщина стенки обсадной колонны 10,5 мм, высота подъема цемента в затрубном пространстве 700 м, высота цементного стакана в 273-мм колонне 20 м, коэффициент запаса цемента на заполнение каверн, потери и т. д. 1,5. Необходимо определить потребность в цементе по данным табл. 216 и 217.

Р а с ч е т. По табл. 216 для затрубного пространства между 273-мм колонной и стенкой 351-мм скважины норма расхода цемента на 1 м подъема цементного раствора составляет 0,064 т. При заданной высоте подъема цемента в затрубном пространстве 700 м потребность в цементе для заполнения цементным раствором этой части скважины составит $0,064 \times 700 = 44,8$ т.

По табл. 217 для создания цементного стакана высотой 20 м в 273-мм колонне требуется сухого цемента 1,32 т.

Следовательно, общая потребность в цементе для цементирования скважины составит $44,8 + 1,32 = 46,12$ т.

Таблица 202

Диаметр обсадных труб, мм	426	377	324	273	219	194	168	140
Расход сухого цемента для заполнения 1 м внутреннего простран- ства трубы, т . . .	0,166	0,128	0,095	0,066	0,041	0,031	0,023	0,017

Таблица 203

**Теоретический объем 1 м внутреннего пространства обсадных труб
в зависимости от толщины их стенок**

Диаметр обсадных труб, мм	Объем 1 м внутреннего пространства обсадных труб в м ³ при толщине стенок обсадных труб, мм										
	7,0	8,0	9,0	9,5	10,0	10,5	11,0	12,0	12,5	14,0	средняя
140	0,0137	0,0133	—	—	0,0125	—	—	0,0117	—	—	0,0133
168	0,0186	0,0181	0,0177	—	0,0172	—	0,0167	0,0163	—	0,0154	0,018
194	—	0,0249	—	—	0,0238	—	—	0,0227	—	0,0217	0,0240
219	—	0,0340	—	0,0314	—	—	0,0305	—	0,0295	—	0,0314
245	—	0,0412	—	0,0409	—	—	0,0391	—	0,0380	—	0,0401
273	—	—	0,0510	—	—	0,0498	—	0,0487	—	—	0,0504
299	—	—	—	—	0,0611	—	0,0602	0,0594	—	—	0,0602
324	—	—	—	—	0,0730	—	0,0720	0,0711	—	—	0,0726
351	—	—	—	—	0,0860	—	0,0850	0,0839	—	—	0,0846
377	—	—	—	—	—	—	0,0989	0,0978	—	—	0,0985
426	—	—	—	—	—	—	0,1281	0,1268	—	—	0,1275

ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ

Цементировочный агрегат МЦА $\frac{1,4}{150}$

Оборудование цементировочного агрегата смонтировано на шасси автомобиля МАЗ-200, имеющего в качестве тягового двигателя двухтактный дизель-мотор ЯАЗ-204.

На платформе автомобиля размещены насос 4Т, бензиновый двигатель ГАЗ-ММ, водяной насос 1Ш, мерный бак и обвязка.

Поршневой насос 4Т — двухцилиндровый, двойного действия с приводной частью эксцентрикового типа — предназначен для перекачивания цементного и глинистого растворов. Насос имеет сменные втулки диаметром 115 и 127 мм. Поршневой насос 4Т приводится от тягового двигателя автомобиля. Максимальная скорость вращения коренного вала насоса, соответствующая четвертой скорости автомобиля, 125 об/мин.

Водяной насос приводится в движение бензиновым двигателем ГАЗ-ММ мощностью 50 л. с. и с максимальной скоростью вращения 2600 об/мин.

Техническая характеристика цементировочного агрегата МЦА $\frac{1,4}{150}$

Тип агрегата самоходный
Монтажно-транспортная база шасси грузового автомобиля МАЗ-200

Основной двигатель

Тип автомобильный
дизель ЯАЗ-204
(тяговый двигатель
автомобиля МАЗ-200)

Максимальная мощность, л. с. 110
Скорость вращения, об/мин 2000

Основной насос	
Тип	горизонтальный поршневой двухцилиндровый двойного действия 4Т
Гидравлическая мощность, л. с.	85
Длина хода поршня, мм	250
Диаметр цилиндрических втулок, мм	115 и 127
Передача к насосу	червячная глобоидная
Передаточное число	20,5
Число зубьев червячного колеса	41
Модуль, мм	18

Водяной насос	
Тип	шестигранный (1Ш)
Максимальная производительность, л/сек	13,1
Максимальное давление, кг/см ²	15,0
Скорость вращения вала, об/мин	1100
Потребляемая мощность, л. с.	30

Двигатель привода водяного насоса	
Тип	автомобильный бензиновый ГАЗ-ММ
Максимальная скорость вращения вала, об/мин	2600
Максимальная мощность, л. с.	50
Емкость мерного бака, м ³	3
Диаметры нагнетательных трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	51
шестеренного	51
Производительность цементомешалки (по сухому цементу)	1
Емкость бачка для цементного раствора, м ³	0,25
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	2550
высота	2750
Вес агрегата с автомобилем, т	11

Таблица 204

Предельные рабочие параметры насоса при различных втулках

Параметры	Втулка диаметром 115 мм		Втулка диаметром 127 мм	
	Предельное рабочее число двойных ходов насоса в минуту			
	наименьшее 28 (III скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)	наименьшее 28 (III скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)
Производительность:				
л/сек	4,35	18,3	5,15	23,3
м ³ /мин	0,26	1,1	0,31	1,4
Давление, кг/см ²	150	35	123	27

Цементировочный агрегат ЦА-300 [на МАЗ-200]

Агрегат смонтирован на шасси автомобиля МАЗ-200 и имеет такую же конструктивную и кинематическую схему, как агрегат МЦА $\frac{1,4}{150}$, отличаясь от него наличием поршневого насоса 9Т вместо насоса 4Т.

Техническая характеристика агрегата

Основной насос

Тип	горизонтальный поршневой двухцилиндровый двойного действия — 9Т
Гидравлическая мощность, л. с.	85
Длина хода поршня, мм	250
Диаметр цилиндровых втулок, мм	100, 115, 127
Передача к насосу	червячная глобоидная
Передаточное число	20,5

Водяной насос

Тип	шестеренчатый (1Ш)
Максимальная производительность, л/сек	13,1
Максимальное давление, кг/см ²	15
Скорость вращения вала, об/мин	1100
Потребляемая мощность, л. с.	30

Двигатель приводного водяного насоса

Тип	автомобильный бензиновый ГАЗ-ММ
Максимальная скорость вращения вала, об/мин	2000
Максимальная мощность, л. с.	50
Емкость мерного бака, м ³	3
Диаметры нагнетательных трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	51
шестеренного	51
Диаметры всасывающих трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	102
шестеренного	76
Производительность цементаменалки (по сухому цементу), т/мин	1
Емкость бачка для цементного раствора, м ³	0,25
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	7700
ширина	2750
высота	2750
Вес агрегата, т	11

Предельные рабочие параметры насоса при различных втулках

Параметры	Втулка диаметром 100 мм		Втулка диаметром 115 мм		Втулка диаметром 127 мм	
	Предельное рабочее число двойных ходов насоса в минуту					
	наименьшее 16 (I скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)	наименьшее 16 (I скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)	наименьшее 16 (I скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)
Производительность:						
<i>л/сек</i>	1,75	13,5	2,26	18,3	2,77	23,3
<i>м³/мин</i>	0,105	0,81	0,135	1,1	0,166	1,4
Давление, <i>кг/см²</i>	300	45	280	35	230	27

Цементировочный агрегат ЦА-300 (на ЯАЗ-210)

Цементировочный агрегат ЦА-300 смонтирован на шасси автомобиля ЯАЗ-210, имеющего в качестве тягового двигателя двухтактный дизель-мотор ЯАЗ-206.

На платформе автомобиля установлены поршневой насос 9Т, бензиновый двигатель ГАЗ-ММ, шестеренный насос 1Ш, мерный бак и обвязка.

Техническая характеристика ЦА-300 (на ЯАЗ-210)

Тип агрегата	самоходный
Монтажно-транспортная база	шасси грузового автомобиля ЯАЗ-210

Основной двигатель

Тип	автомобильный двухтактный дизель ЯАЗ-206 (тяговый двигатель автомобиля ЯАЗ-210)
Максимальная мощность, <i>л. с.</i>	165
Максимальная скорость вращения, <i>об/мин</i>	2000

Основной насос

Тип	горизонтальный поршневой двухцилиндровый двойного действия — 9Т
Гидравлическая мощность, <i>л. с.</i>	112
Длина хода поршня, <i>мм</i>	250
Диаметр цилиндрических втулок, <i>мм</i>	110, 115, 127
Передача к насосу	червячная глобоидная
Передаточное число	20,5
Модуль, <i>мм</i>	18
Число зубьев червячного колеса	41
Червяк	двухходовой

Водяной насос

Тип	1Ш
Максимальная производительность, л/сек	13,1
Максимальное давление, кг/см ²	15
Скорость вращения вала, об/мин	1100
Потребляемая мощность, л. с.	30

Двигатель привода водяного насоса

Тип	автомобильный бензиновый ГАЗ-ММ
Максимальная скорость вращения вала, об/мин	2600
Максимальная мощность, л. с.	50
Емкость мерного бака, м ³	4
Диаметры нагнетательных трубопроводов насосов, мм	
поршневого	51
шестеренного	51
Диаметры всасывающих трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	102
шестеренного	76
Производительность цементаменалки (по сухому цементу), т/мин	1
Емкость бачка для цементного раствора, м ³	0,25
Габаритные размеры, мм:	
длина	9600
ширина	2650
высота	2865
Вес агрегата с автомашиной, кг	15 500
Вес оборудования, кг	5560
Вес пассажи, кг	9940

Таблица 206

Предельные рабочие параметры при различных втулках

Параметры	Втулка диаметром 100 мм		Втулка диаметром 115 мм		Втулка диаметром 127 мм	
	Предельное рабочее число двойных ходов насоса в минуту					
	наименьшее 26 (II скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)	наименьшее 26 (II скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)	наименьшее 26 (II скорость)	наибольшее 125 (IV скорость)
Производительность:						
л/сек	2,6	13,5	3,54	18,3	4,37	29,8
м ³ /мин	0,156	0,81	0,212	1,1	0,262	1,37
Давление, кг/см ²	300	62	233	46	190	36

Цементировочный агрегат ЦА-320М

Техническая характеристика

Тип агрегата	самоходный
Монтажно-транспортная база	шасси грузового автомобиля ЯАЗ -219 или КрАЗ-219

Основной двигатель

Тип	автомобильный двухтактный дизель ЯАЗ-М206А (тяговый двигатель автомо- биля)
Максимальная мощность, л. с.	180
Максимальная скорость вращения, об/мин	2000
Передача к насосу	червячная глобоид- ная
Передаточное число	20,5
Модуль, мм	18
Число зубьев червячного колеса	41
Червяк	двухходовой

Вспомогательный водяной насос

Тип	вертикальный трех- плунжерный 1В
Диаметр плунжера, мм	125
Длина хода плунжера, мм	170

Основной насос

Тип	приводной горизон- тальный поршневой двухцилиндровый двойного действия — 9Т
Гидравлическая мощность, л. с.	112
Длина хода поршня, мм	250
Диаметр сменных цилиндрических втулок, мм	90, 100, 115, 127
Скорость вращения трансмиссионного вала, об/мин	545
Передаточное число зубчатой передачи	3,88
Скорость вращения коленчатого вала, об/мин	140
Производительность, л/сек	13
Давление, кг/см ²	15
Потребляемая мощность на приводе, л. с.	35

Двигатель привода насоса

Тип	автомобильный бензиновый ГАЗ-51
Максимальная скорость вращения, об/мин	280
Максимальная мощность, л. с.	70

Рекламируемая скорость вращения для привода насоса, 1В <i>об/мин</i>	1700
Емкость мерного бака, м ³	6,4
Диаметр нагнетательных трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	51
плунжерного	51
Диаметры всасывающих трубопроводов насосов, мм:	
поршневого	102
плунжерного	102
Производительность цементомешалки (по сухому цементу), <i>т/мин</i>	1
Емкость бачка для цементного раствора, м ³	0,25
Габаритные размеры, мм:	
длина	10 425
ширина	2650
высота	3225
Общий вес, кг	17

Цементировочный агрегат ЗЦА-400

Агрегат смонтирован на шасси трехосного грузового автомобиля марки «Днепр-219» грузоподъемностью 12 т, имеющего двухтактный двигатель внутреннего сгорания, с прямоточной продувкой, мощностью 180 л. с. при скорости вращения 2000 *об/мин*.

Агрегат ЗЦА-400 имеет длину 10 655 мм, ширину 2900 мм и высоту 3270 мм.

На платформе автомашины размещены насос трехцилиндровый двойного действия типа 10Т, силовая установка ЗУС-500 для привода насоса, коробка передач типа 4КПм, бак замерный и др.

Насос 10Т имеет сменные втулки трех размеров (100, 115 и 127 мм), длина хода поршня 200 мм.

Насос рассчитан на максимальное число двойных ходов поршней 156 в минуту и на максимально допустимое давление 400 *кг/см²*.

Трансмиссионный вал насоса связан с коренным валом цилиндрической зубчатой передачей с шевронным зубцом.

Передаточное число редуктора 1,65.

Цементировочный агрегат рассчитан на максимальное рабочее давление 400 *кг/см²* при производительности 6,5 *л/сек* и на максимальную производительность 33 *л/сек* при давлении 79 *кг/см²*.

Цементировочный агрегат имеет нагнетательную линию диаметром 50 мм, приемный трубопровод диаметром 125 мм, раздаточный трубопровод от замерной емкости диаметром 100 мм, вспомогательный трубопровод из шести труб общей длиной 23,5 м, приемный планг условным диаметром 127 мм.

Трубы имеют гибкие металлические соединения.

Силовая установка ЗУС-500 оборудована двигателем В2-500А4 мощностью 500 л. с. при скорости вращения 1800 *об/мин*. Наибольший крутящий момент, развиваемый двигателем, достигает 225 *кг·м* при скорости вращения 1100—1200 *об/мин*.

Эксплуатационная мощность двигателя при 1000 *об/мин* составляет 468 л. с.

Коробка передач (4КПм), рассчитанная на передачу мощности 500 л. с. при скорости вращения ведущего вала 1800 *об/мин*, имеет четыре ступени. Первая передача имеет передаточное число 4,66, вторая 3,26, третья 2,2 и четвертая 1,59.

Общий вес агрегата 21 073 кг.

Таблица 207

Пределные рабочие параметры двухцилиндрового насоса 9Т при различных втулках

Характер режима	Скорость вращения, об/мин	Выношенная скорость	Число двойных ходов в минуту	Диаметр сменных цилиндрических втулок, мм											
				90			100			115			127		
				Производи- тельность м ³ /мин	а/сек	Давление, кг/см ²	Производи- тельность м ³ /мин	а/сек	Давление, кг/см ²	Производи- тельность м ³ /мин	а/сек	Давление, кг/см ²	Производи- тельность м ³ /мин	а/сек	Давление, кг/см ²
На максимальную производитель- ность	2000	2	28	0,143	2,38	390	0,182	3,04	305	0,247	4,1	225	0,306	5,1	182
	2000	2	54	0,276	4,6	202	0,350	5,84	159	0,475	7,9	117	0,590	9,85	95
	2000	2	97	0,495	8,25	113	0,627	10,5	88	0,855	14,3	65	1,06	17,65	52
	2000	2	125	0,640	10,7	87	0,811	13,5	69	1,100	18,3	50	1,370	22,8	40
На максимальное давление	1880	2	27	0,138	2,3	400*	0,175	2,92	320*	0,238	3,96	230*	0,296	4,94	185*
	1500	3	41	0,210	3,5	231	0,266	4,44	182	0,362	6,05	134	0,447	7,45	109
	1500	4	73	0,372	6,2	130	0,472	7,9	103	0,644	10,7	75	0,800	13,35	61
	1500	5	94	0,480	8,0	102	0,610	10,15	80	0,830	13,8	59	1,03	17,2	47

* На этих давлениях допускается кратковременная работа.

Таблица 208

Техническая характеристика цементировочных насосов

	4Т	5Т	9Т	10Т
Тип насоса	Поршневой горизонтальный, эксцентриковый, двухцилиндровый двойного действия с глобоидной червячной передачей			
Гидравлическая мощность, л. с.	85	112	112	347
Длина хода поршня, мм	250	250	250	200
Наибольшее число двойных ходов поршня в минуту	125	125	125	156
Диаметр цилиндровых втулок, мм	115	100	100	115
Максимальная производительность (при 125 двойных ходах в минуту), л/сек	17,65	13,5	13,5	115
Давление при максимальной производительности, кг/см ²	35	63	63	26
Максимальное давление, кг/см ²	150	300	320	100
Производительность при максимальном давлении, л/сек	4,25	2,8	2,6	8,6
Габаритные размеры, мм:				
длина	2435	2435	2385	
ширина	855	910	1005	
высота	1720	1840	1840	

Таблица 209

Производительность и давление, развиваемые агрегатом ЗЦА-400

Скорость вращения коренного вала насоса, об/мин	Скорость вращения вала двигателя, об/мин	Включение передачи агрегата	Давление, кг/см ²			Действительная производительность, л/сек		
			Диаметр втулок, мм					
			100	115	127	100	115	127
53,4	1600	I	400	305	232	6,51	8,6	11,25
76,2	1600	II	270	205	163	9,6	12,7	16,5
112,5	1600	III	182,5	138	110	14,2	18,7	23,8
156	1600	IV	131	100	79,2	18,7	26	33

ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ ГОЛОВКА ЦГЗ-120

Цементировочная головка состоит из корпуса, к верхней части которого на резьбе навинчена крышка. Головка имеет соответствующую длину для помещения в нее верхней разделительной пробки, которая в процессе закачки цемента удерживается в верхнем положении двумя стопорами, имеющими сальниковые уплотнения.

Нижняя часть корпуса имеет трубную резьбу, соответствующую нарезке на обсадных трубах тех же размеров по диаметру.

Рабочее максимальное давление, допускаемое головкам, 120 кг/см², а опрессовочное 150 кг/см².

Цементировочные головки ЦГЗ изготовляются в соответствии с номинальными размерами обсадных труб 140, 168, 194 и 219 мм.

Таблица 210

Размеры цементировочных головок ЦГЗ-120 (в мм)

Шифр	Наружный диаметр крышки	Наружный диаметр корпуса	Общая высота головки	Ширина головки	Вес, кг
ЦГЗ-5	190	166	825	496	60
ЦГЗ-6	220	188	836	518	70
ЦГЗ-7	250	216	845	545	90
ЦГЗ-8	280	243	885	573	118

Таблица 211

Размеры цементировочных головок ГЦК (в мм)

Шифр	Диаметр крышки	Наружный диаметр корпуса	Высота головки	Ширина по боковым патрубкам	Вес, кг
ГЦК-9	300	226	560	366	77
ГЦК-10	325	289	620	389	93
ГЦК-11	355	320	620	420	114
ГЦК-12	380	341	660	441	120
ГЦК-13	400	367	665	467	125
ГЦК-14	430	392	685	492	138
ГЦК-16	480	443	685	543	157

Цементировочная головка ГЦК отличается от ЦГЗ наличием двух патрубков и отсутствием стопоров.

Цементировочные головки ГЦК изготавливаются под семь размеров обсадных труб (245, 273, 299, 324, 351, 377 и 426 мм).

ЦЕМЕНТОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ

Цементосмесительная машина СМН-20

Цементосмесительный агрегат, смонтированный на шасси автомашины МАЗ-20 грузоподъемностью 7 т, состоит из бункера емкостью 20—25 т, снабженного в нижней части механизмами для равномерной подачи цемента, и смесительного устройства.

К месту работы машина подается незагруженной (по шоссе и сухим грунтовыми дорогам в бункере можно перевозить до 5 т сухого цемента).

Техническая характеристика машины СМН-20

Производительность машины, м ³ /мин	0,8—1,6
Емкость бункера (по сухому цементу), т	20
Удельный вес приготавливаемого раствора, г/см ³	1,7—2,0
Удельный вес утяжеленного раствора, г/см ³	2,0 и выше
Стабильность удельного веса выдаваемого цементного раствора	±0,02
Потребляемая мощность, л. с.	40
Давление воды, кг/см ²	7—10
Производительность загрузочного шнека, т/ч	20

Бункер имеет стенки с углом наклона 53° и днище в виде двух параллельных корыт для шнековых транспортеров. Его загружают цементом через два верхних люка с плотно закрывающимися крышками. Для подачи цемента из бункера в приемную воронку используют два горизонтальных шнека. Диаметр шнека 245 мм, шаг 150 мм.

Производительность загрузочного шнекового транспортера 20 т/ч цемента при скорости вращения вала 350 об/мин и угле подъема цемента 70°.

Цементосмесительные машины работают совместно с цементировочными агрегатами. Вода попадает в смесительное устройство от ротационного или поршневого насоса под давлением 7—10 кг/см².

Загрузка бункера машины цементом должна производиться при работе двигателя машины на пониженных скоростях вращения (1000—1200 об/мин), на I скорости.

Для совместной работы с цементировочным агрегатом ЦА-150 регулятор удельного веса устанавливают на соплах диаметром 12 или 13,5 мм.

В зависимости от диаметра применяемого сопла на смесителе следует регулировать скорость вращения двигателя: при сопле диаметром 12,5 мм скорость вращения должна быть 1000—1200 об/мин, при диаметре сопла 13,5 мм — 1000—1300 об/мин и при диаметре 14,5 мм — до 1500 об/мин; минимальная скорость вращения соответствует давлению 7—8 кг/см², максимальная — давлению до 10 кг/см².

К концу опорожнения бункера (при остатке цемента 0,5—1 т) следует скорость вращения двигателя увеличить на 10—15%.

Для безстарной перевозки цемента от склада до скважины и загрузки цементосмесительной машины используют автоцементовозы.

В СССР применяются автоцементовозы нескольких типов: шнековый цементовоз Т-149, цементовоз с опрокидывающейся цистерной конструкции Ермакова и Солодова. Шнековый цементовоз Т-149 состоит из цистерны, смонтированной на шасси автомашины ЗИС-150. Автоцементовоз конструкции Ермакова и Солодова представляет собой цистерну в форме эллиптического цилиндра,

переходящего в конце в усеченный конус, установленную на подвижную раму самосвала ЗИС-585 взамен кузова.

Угол опрокидывания цистерны 48° . Вес цистерны с гидравлической частью 800 кг, размер выходного люка 1000×670 мм.

Смесительная машина СМП-20

Смесительная машина СМП-20 предназначена для приготовления из порошковых материалов цементного или глинистого раствора, а также утяжеления глинистых растворов сухими порошкообразными утяжелителями. Порошкообразные материалы к месту работы доставляются в бункере машины.

Смесительная машина является агрегатом, смонтированным на шасси автополуприцепа грузоподъемностью 20 т, и состоит из следующих основных узлов:

а) бункера с двумя шнековыми питательными транспортерами, размещенными в двух корытах его днища, выходящими в воронку с перемешивателями и задвижкой;

б) смесительного устройства вакуумного гидравлического типа, принятого на смесительных машинах СМН-20, 2СМН-20 и др.;

в) приводной части, состоящей из автомобильного двигателя ГАЗ-ММ с коробкой перемены передач, и раздаточного редуктора, соединяемых со шнековыми транспортерами бункера двумя цепными передачами.

Машина транспортируется как полуприцеп тягачом ЯАЗ-210Д и имеет несколько повышенные ходовые качества.

Техническая характеристика СМП-20

Грузоподъемность (по сухому материалу) при транспортировке, т	20
Производительность, м ³ /мин:	
минимальная	0,8
максимальная	1,6
Удельный вес выдаваемого цементного раствора, Г/см ³	1,75—2,00
Способ получения цементного раствора	вакуумно-гидравлический
Подача порошка к смесителю	двумя шнеками, $D = 245$ мм, шаг равен 150 мм
Емкость бункера (для порошкообразного материала насыпного веса $\gamma = 1,4$, угол наклона стенок 54°), т	20
Приемная воронка	с вертикальным лопастным ворошителем
Максимальная необходимая мощность на два шнека, л. с.	40
Привод	двигатель ГАЗ-ММ с коробкой перемены передач 50 л. с. автотягач ЯАЗ-210Д или трактор С-80
Транспортное устройство	
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:	
длина	12 700
ширина	2700
высота	3300

Габаритные размеры в рабочем положении, мм:	
длина	770 (+1800)
ширина	2700 (+1000)
высота	3300
Вес без автотягача, кг	8520
Давление в водяной аппаратуре, кг/см ²	7—15

Смесительная машина СМ-10

Цементосмесительная машина СМ-10 предназначена для перевозки и смешивания порошковых материалов с жидкостью при цементовании скважин, капитальном ремонте скважин, гидроразрыве пластов, приготовлении растворов из глинопорошков, а также утяжелении глинистых растворов. Кроме того, машина может применяться для доставки порошкообразных материалов и перегрузки их на скважине в смесительные машины большой емкости.

Эта машина представляет собой самоходный агрегат, смонтированный на шасси автомашины ЯАЗ-210.

Кузов бункера запроектирован заново, а остальные основные узлы и механизмы заимствованы полностью или с небольшими изменениями из машины типа СМН-20.

Техническая характеристика СМ-10

Грузоподъемность, кг:	
по хорошим дорогам	11 500
по плохим дорогам	9500
Емкость бункера, м ³	7,5
Производительность по цементному раствору, м ³ /мин	0,6—1,0
Удельный вес цементного раствора, Г/см ³	1,7—2,0
Стабильность удельного веса	±0,02
Давление воды в компенсаторе, кг/см ³	7,0—10,0
Потребляемая мощность, л. с.	30
Габаритные размеры, мм:	
длина	9700
ширина	2690
высота	2700
Вес машины в порожнем состоянии, кг	11 800

Цементосмесительная машина 2СМН-20

Техническая характеристика цементосмесительной машины 2СМН-20

Транспортная грузоподъемность, т	8—9
Емкость бункера, т (по цементу)	20
Объем бункера, м ³	14,5
Производительность, м ³ /мин:	
при приготовлении цементного раствора	0,6—1,2
при приготовлении глинистого раствора	1,0—2,0
при утяжелении глинистого раствора	1,0—2,0
Удельный вес при стабильности ±0,02, Г/см ³ :	
цементного раствора	1,7—2,0
глинистого раствора	1,02—1,4
утяжеленного раствора	1,35—2,3
Давление жидкости в линии к смесителю, кг/см ² :	
при приготовлении цементного раствора	6—10
при приготовлении и утяжелении глинистого раствора	15—25
Транспортная база	автомашин ЯАЗ-210

Система регулирования удельного веса цементного раствора:

- 1) изменением количества подаваемой воды при помощи специального устройства с набором насадок и краном на обводной линии;
- 2) изменением количества подаваемого сухого цемента посредством скорости вращения двигателя;

Догрузка	на месте работ специальным грузочным шнеком с производительностью 12—15 т/ч
Подача цемента к смесителю	двумя горизонтальными и одним вертикальным шнеком
Габаритные размеры в рабочем положении, мм:	
длина	9700
ширина	4500
высота	4200
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	
длина	9700
ширина	2700
высота	3400
Вес машины, кг	13 800

Примечание. При совместной работе с цементировочным агрегатом, имеющим трехплунжерный насос 1В, производительность машины в результате повышения производительности насоса может быть увеличена до 1,5 м³/мин.

ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ

Обратный клапан типа 01 (рис. 212) предназначен для облегчения обсадной колонны при спуске ее в скважину, а также служит средством защиты от возможных открытых фонтанов при спуске обсадных колонн и от обратного движения цементного раствора при цементировании скважины.

Таблица 212

Техническая характеристика клапана 01

Условное обозначение клапанов	Пробное давление, кг/см ²	Габаритные размеры, мм		Вес, кг
		D	L	
01-5	80	166	220	13
01-6	80	188	230	16
01-7	80	216	250	23
01-8	80	243	250	29
01-9	60	269	250	36
01-10	60	298	270	47
01-11	60	325	270	52
01-12	60	351	290	62

Седло и тарелка клапана сделаны из чугуна для облегчения разрушения клапана при разбуривании цемента.

Обратные клапаны для бурильных труб предназначены для предупреждения выбросов через бурильные трубы из скважины в процессе спуско-подъемных

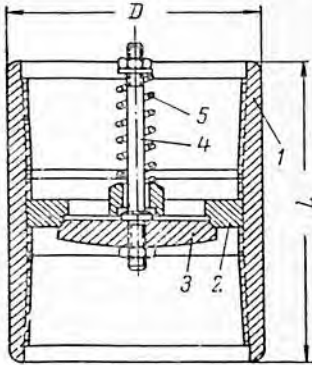


Рис. 212. Обратный клапан типа 01.

1 — корпус; 2 — седло; 3 — тарелка; 4 — шток; 5 — пружина.

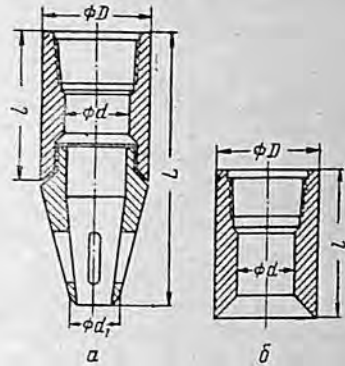


Рис. 213. Башмаки для обсадных труб.

а — с направляющей чугунной пробкой; б — с фаской (без направляющей чугунной пробки).

операций и во время наращивания инструмента при открытом и закрытом пре-вентором стволе скважины.

В соответствии с ГОСТ 9342—60 в настоящее время изготавливаются обратные клапаны трех типов: КЗН — для колонны с замками с нормальным проход-

Таблица 213

Основные размеры обратных клапанов для бурильных труб по ГОСТ 9342—60

Типоразмеры клапанов	Замковая резьба по ГОСТ 5286—58	Наружный диаметр корпуса D, мм	Длина колонны L, мм	Вес не более, кг
КЗН-80	3-62	80	240	7,2
КЗН-95	3-76	95	260	8,7
КЗН-108	3-88	108	280	11,8
КЗН-113	3-88	113	280	11,7
КЗН-140 *	3-117	140	310	21,7
КЗН-172 *	3-140	172	350	36,4
КЗН-197 *	3-152	197	370	46,2
КЗШ-108	3-92	108	260	11,0
КЗШ-118	3-101	118	280	13,2
КЗШ-146	3-121	146	310	23,1
КЗШ-178	3-147	178	350	45,5
КЗШ-203	3-171	203	370	46,2
КЗУ-108	3-92	108	260	21,0
КЗУ-118	3-102	118	290	25,2
КЗУ-155	3-133	155	350	42,9
КЗУ-185	3-161	185	370	58,5
КЗУ-212	3-189	212	370	72,0

ным отверстием; КЗШ — для колонны с замками с широким проходным отверстием; КЗУ — для колонны с замками с увеличенным проходным отверстием.

Клапаны каждого типа изготавливаются как с правой, так и с левой резьбами.

Основные размеры клапанов приведены на рис. 212 и в табл. 228. Корпусы клапанов изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—61.

Клапаны КЗН-172, КЗН-197, КЗШ-178, КЗШ-203, КЗУ-185 и КЗУ-212 с согласия заказчика допускается изготавливать из стали марки 45 (ГОСТ 1050—60).

Обратные клапаны испытываются на давление 150 кг/см².

Клапаны, размеры которых отмечены звездочкой, применять не рекомендуется.

Пример условного обозначения клапана обратного типа КЗН с наружным диаметром 80 мм:

а) правого клапана — КЗН — 80 ГОСТ 9342—60;

б) левого клапана — КЗН — 80Л ГОСТ 9342—60.

БАШМАКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ (рис. 213)

При спуске обсадной колонны на конец ее для жесткости навинчивают башмак, изготовленный из специальной башмачной трубы. Для лучшего направления колонны в башмачное кольцо ввинчивают конусную чугунную направ-

Таблица 214

Техническая характеристика башмаков типа Б

Номинальный размер, мм	D	d	d ₁	L	l	Вес, кг	
						башмак с пробкой	башмак с фаской
Б-141	166	128	80	405	225	31	17
Б-168	188	153	90	455	230	37	18,5
Б-194	216	175	100	495	260	48	25,5
Б-219	243	200	105	525	280	60	31,5
Б-245	269	227	120	590	300	78	40,5
Б-273	298	255	130	600	300	93	42,5
Б-299	325	280	140	660	325	120	61
Б-324	351	305	145	715	350	137	73
Б-351	376	331	155	800	400	155	91,6
Б-377	402	353	170	830	400	180	103
Б-426	451	402	—	—	400	—	114
Б-478	503	454	—	—	425	—	139

Примечание. Башмаки с чугунным направлением изготавливаются диаметрами до 377 мм.

Таблица 215

Техническая характеристика башмаков типа БП

	БП-141	БП-168	БП-219	БП-245	БП-273	БП-299	БП-324	БП-377	БП-426
D, мм	166	188	243	269	298	325	351	402	451
d, мм	128	153	200	227	255	280	305	353	402
L, мм	425	465	545	615	620	655	745	855	990
Вес, кг	31	37	60	76	93	120	137	180	225

вляющую пробку. Вместо чугунных нередко применяют деревянные и цементные пробки.

Существуют два типа башмаков: башмаки типа Б с фаской, изготавливаемые по нормам И266—49 б. Министерства нефтяной промышленности СССР, и башмаки типа БП — по нормам И266—58.

Башмаки изготавливаются из стали марок А, С и Д, направляющие пробки из чугуна марки ст-15-32.

ПРУЖИННЫЕ ФОНАРИ ГРОЗНИИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Пружинный фонарь ГрозНИИ (рис. 214) предназначен для центрирования обсадных колонн в скважинах, чтобы получить равномерное распределение цементного раствора в кольцевом пространстве при цементировании.

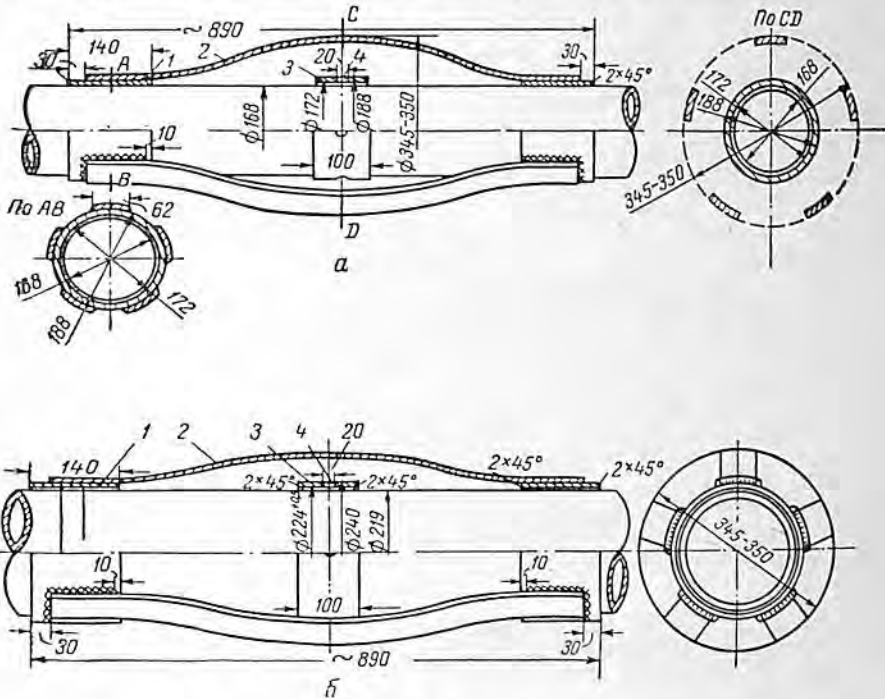


Рис. 214. Фонари ГрозНИИ для обсадных колонн.

а — фонарь для 152-мм трубы; б — фонарь для 203-мм трубы; 1 — муфты; 2 — планка; 3 — упорное кольцо; 4 — отверстие под заклепку.

Пружинный фонарь ГрозНИИ состоит из пяти изогнутых планок 2, изготовленных из рессорной стали марки 55ХГ, концы которых приварены к муфтам 1, благодаря чему разрозненные элементы собраны в одно целое, представляющее собой фонарь.

Фонарь свободно надевается на обсадную трубу и удерживается на ней при помощи упорного кольца 3, которое крепится на обсадной трубе через имеющееся в его теле отверстие при помощи электросварки.

Благодаря такой установке фонарь ГрозНИИ может свободно перемещаться вдоль оси трубы в оба конца до момента соприкосновения муфт 1 с упорным кольцом, а также свободно вращаться на трубе.

При цементировании эксплуатационной колонны расстояние между фонарями не должно превышать 35 м. В искривленных скважинах это расстояние может быть уменьшено до 10—15 м.

Фонарь имеет поперечный размер на 50 мм больше диаметра долота, которым бурилась скважина. В случае искривления скважины до 3° и отсутствия каверн допускается применение фонарей, поперечный размер которых превышает диаметр долота на 30 мм.

При установке фонаря на трубу следует иметь в виду, что расстояние от упорного кольца до муфты обсадной трубы должно быть не менее 700 мм, что обуславливается величиной хода фонаря относительно упорного кольца и величиной удлинения фонаря при амортизации в узком месте скважины.

Таблица 216

Размер фонарей

Диаметр обсадных труб, мм	Размер долота, мм		
	243	269	295
	Диаметр фонаря, мм		
168	285 и 300	300 и 320	330 и 350
219	—	—	330 и 350

Перед спуском в скважину фонарь следует тщательно осмотреть и при обнаружении трещин на планках или на сварочных швах его нужно забраковать.

Фонарь должен свободно без задержек вращаться на трубе, для которой он предназначен, и свободно перемещаться вдоль ее оси.

При изготовлении фонари диаметром 300—330 мм для 168-труб должны быть проверены протягиванием по одному разу через 289-мм калибр (внутренний диаметр 284 мм) и пять раз через 273-мм калибр с внутренним диаметром 250 мм.

Фонари диаметром 350 мм для 168-мм трубы, а также для 219-мм трубы должны быть проверены таким же способом в 286-мм калибре. На кольце фонаря должны быть нанесены клеймо ОТК устойчивой белой краской на внутренней стороне планки и дата испытания фонаря.

ОПРОВОБОВАНИЕ СКВАЖИН

ТРАКТОРНЫЕ ПОДЪЕМНИКИ

Таблица 217

Техническая характеристика тракторных подъемников

Показатели	Подъемник		
	ЛТ2М-80	ЛТ11-К	ЛТ12-80
Завод-изготовитель	Азнефтемаш	Кунгурский	Азнефтемаш
Марка трактора	С-80	С-80	С-80
Марка двигателя (дизеля) . .	КДМ-46	КДМ-46	КДМ-46
Мощность максимальная, л. с.	93	93	93
Скорость вращения вала двигателя, об/мин	1000	1000	1000
Глубина скважины, м	2300	2500	1500

Продолжение табл. 217

Показатели	Подъемник		
	ЛТ2М-80	ЛТ11-К	ЛТ12-80
Габаритные размеры, мм:			
длина	5680	5162	4620
ширина	3040	2456	2456
высота	2770	1866	2940
Вес подъемника, кг	15 550	14 611	14 527
Тяговое усилие на канате при наматывании четвертого ря- да на барабан лебедки, кг:			
скорость I	8900	7100	5000
» II	6400	4500	3460
» III	3280	2300	1740
» IV	2530	1400	1160
» V	1830	—	—
» VI	920	—	—
Скорость вращения барабана лебедки в минуту при рабо- те на скоростях, об/мин:			
вперед I	25	34	44
» II	35	54	64
» III	68	107	126
» IV	89	170	189
» V	124	—	—
» VI	242	—	—
назад I	47	34	39,6
» II	65	54	—
» III	127	107	—
» IV	—	170	—

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Таблица 218

Размеры и вес насосно-компрессорных труб (по ГОСТ 633—63)

Условный диаметр трубы и муфты, мм	Диаметр, мм		Толщина стенок, мм	Вес 1 м трубы, кг		Вес муфты, кг	
	наруж- ный	внутрен- ный		гладкой части	увеличение веса одной трубы при высадке обоих концов	гладкой	с выса- женными концами
25,4	32	25	3,5	2,46	0,1	—	0,5
32	42,2	35,2	3,5	3,34	0,2	—	0,7
38	48,3	40,3	4	4,39	0,4	0,5	0,8
51	60,3	50,3	5	6,84	0,7	1,3	1,5
63	73	62	5,5	9,16	0,9	2,4	2,8
76	88,9	75,9	6,5	13,22	1,3	3,6	4,2
89	101,6	88,6	6,5	15,22	1,4	4,5	5,0
102	114,3	100,3	7,0	18,47	1,6	5,1	6,3

ФОНТАННАЯ АРМАТУРА

Таблица 219

Типоразмеры фланцевой арматуры для фонтанных скважин на рабочее давление 40, 75 и 125 кг/см² по нормам И697—53

Крестовая арматура		Тройниковая арматура	
для однорядного лифта	для двухрядного лифта	для однорядного лифта	для двухрядного лифта
1АФК2 ¹ / ₂ -40	2АФК2 ¹ / ₂ -40	1АФТ2 ¹ / ₂ -40	2АФТ2 ¹ / ₂ -40
1АФК2 ¹ / ₂ -75	2АФК2 ¹ / ₂ -75	1АФТ2 ¹ / ₂ -75	2АФТ2 ¹ / ₂ -75
1АФК2 ¹ / ₂ -125	2АФК2 ¹ / ₂ -125	1АФТ2 ¹ / ₂ -125	2АФТ2 ¹ / ₂ -125
1АФК4-40	2АФК4-40	1АФТ4-40	2АФТ4-40
1АФК4-75	2АФК4-75	1АФТ4-75	2АФТ4-75
1АФК4-125	2АФК4-125	1АФТ4-125	2АФТ4-125

ОПРОБОВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ ФОНТАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

На каждую закачиваемую бурением скважину составляется план работ по освоению. Для освоения эксплуатационных скважин план составляется промыслом и согласовывается с конторой бурения, а для разведочных план составляется конторой бурения, согласовывается нефтеразведкой с нефтепромысловым управлением, трестом разведочного бурения и утверждается объединением буровых работ.

Оборудование устья фонтанных эксплуатационных и разведочных скважин

Законченная строительством скважина в зависимости от конструкции может быть сдана промыслу с муфтой или специальным фланцем на устье.

1. Запрещается приваривать муфту к трубе эксплуатационной колонны, муфта должна быть навинчена на резьбу и приварена электросваркой.

2. На муфту навинчивают колонный патрубок, толщина стенки которого не менее толщины стенки последней трубы эксплуатационной колонны с фланцем. Размер фланца должен соответствовать размеру фланца крестовины фонтанной арматуры на пробное давление 250 кг/см².

3. На разведочных скважинах во всех случаях (при наличии даже только одного кондуктора) и эксплуатационных скважинах с высоким пластовым давлением следует устанавливать колонные головки на соответствующее пробное давление.

4. Колонная головка оборудуется манометром и отводом с вентилем высокого давления для снижения давления в межколонном пространстве и для закачки жидкости между колоннами.

5. При утечке газа через эксплуатационную колонну в затрубном пространстве между промежуточной и водозакрывающей колоннами или кондуктором следует поддерживать давление не более максимально допустимого для промежуточной колонны или кондуктора.

6. Давление газа в затрубном пространстве должно регулироваться через вторую от крестовика задвижку при постоянно открытой первой задвижке.

7. Перед сменой штуцера и штуцерных патрубков необходимо (после перевода струи на резервный выкид и закрытия соответствующей задвижки на рабочем выкиде) снизить давление до атмосферного в струе за штуцером через вентиль, установленный на линии.

Смена штуцеров под давлением запрещается.

8. Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, штуцерных патрубков и др.) должны сооружаться металлические площадки с рифленным полом, лестницей и перилами.

9. Под выкидными линиями должны быть металлические опоры с надежным креплением, представляющие падение линий при их отсоединении во время ремонта, а также вибрацию от ударов струн.

10. Перед перфорацией эксплуатационную колонну при установленной колонной головке и крестовине фонтанной арматуры опрессовывают на давление, допускаемое для колонны данной скважины.

При опрессовке обязательно должны присутствовать представители промысла и конторы бурения.

11. На опрессовку колонны, колонной головки, крестовины фонтанной арматуры и задвижки для перфорации составляется акт с участием представителя промысла.

12. Колонна перфорируется при удельном весе глинистого раствора не ниже удельного веса его в процессе вскрытия пласта при наличии на устье специальной задвижки, опрессованной на пробное давление, равное давлению опрессовки устанавливаемой фонтанной арматуры. Во время перфорации колонны следует вывести штурвал за пределы буровой.

* Спуск фонтанных труб и установка фонтанной арматуры

1. Насосно-компрессорные трубы должны быть подвезены к скважине до начала перфорационных работ.

Перед спуском насосно-компрессорные трубы обязательно райберуются и во время спуска шаблонизируются.

2. Насосно-компрессорные трубы спускают только при наличии на полу буровой предохранительной задвижки со специальным фланцем и патрубком в собранном виде.

3. В эксплуатационных скважинах трубы спускает бригада в присутствии бурового мастера и представителя по добыче нефти, в разведочных скважинах — буровая бригада с обязательным присутствием бурового мастера.

4. При прекращении подачи света запрещается спускать трубы; при этом их следует подвесить на специальном фланце, а на устье установить предохранительную задвижку.

5. При выделении газа во время спуска или подъема труб на фланце крестовины устанавливают накладку из цветного металла.

6. При спуске насосно-компрессорных труб на скважине должен находиться комплект инструмента из цветного металла.

7. После окончания спуска труб на устье скважины устанавливают фонтанную арматуру, рассчитанную на максимально возможное давление при работе скважины.

8. Арматуру и обвязку для эксплуатационных скважин монтирует НПУ, а для разведочных скважин — конторы бурения.

9. Обвязка изготавливается из 102-мм насосно-компрессорных труб с установкой 102-мм стальных сварных задвижек.

10. На линии обвязки устанавливают 19-мм патрубки с вентилями для уменьшения давления при переходе на работу по другой струне и взятия пробы для анализа подаваемой жидкости.

11. Из межтрубного пространства (между водозакрывающей колонной и трубками) выводится 63-мм линия насосно-компрессорных труб на расстоянии не менее 25 м от скважины.

12. Разведочную скважину оборудуют обводной линией для отключения трапа и факельной из 102-мм труб.

13. На факельной линии разведочных скважин устанавливают патрубки для манометров с вентилями на расстоянии не менее 100 м друг от друга.

14. Индивидуальные трапы скважин оборудуют удерживателями, замерным стеклом и замерными приспособлениями для газа.

15. Для газовых разведочных скважин с высоким давлением в обязанности монтируют дополнительные штуцерные патрубки для ступенчатых штуцеров.

16. На затрубном пространстве и на буфере фонтанной арматуры устанавливают манометры. На разведочных скважинах желательнее применять регистрирующие манометры.

Освоение фонтанных эксплуатационных и разведочных скважин

1. Качество монтажа фонтанной арматуры на эксплуатационных скважинах проверяет руководство промысла, а на разведочных скважинах — главный инженер конторы бурения и промысла.

2. При замене в скважине глинистого раствора водой или нефтью следует систематически контролировать давление по манометру, установленному на нагнетательной линии.

3. Понижение уровня в эксплуатационных и разведочных скважинах следует производить компрессором или поршневым насосом. Снижение уровня желонкой запрещается.

4. При поршневании скважины при помощи бурового станка рабочее место бурильщика необходимо оборудовать навесом.

5. Независимо от вида применяемых для поршневания механизмов (буровой станок, подъемник) кронблок должен быть защищен от фонтанной струи устройством обшивки в фонаре вышки — ниже кронблочных балок.

6. Поршневание производится только при наличии пожарного поста.

7. Во избежание искрообразования при поршневании на верхней фонтанной задвижке устанавливают обмедненную направляющую воронку или направляющую пробку из дерева твердой породы. Верхний и нижний конусы клапана и дужки поршня должны быть изготовлены из цветного металла или надежно обмеднены.

8. При появлении признаков фонтанирования поршень должен быть извлечен из насосно-компрессорных труб, а подъемник остановлен.

9. В процессе поршневания скважин обязательно присутствие ответственных представителей промысла и конторы бурения.

10. Во время поршневания скважины при помощи подъемника последний располагают с наветренной стороны на расстоянии не менее 20 м от устья скважины. На глушителе подъемника обязательно должен быть установлен искрогаситель.

11. При свабировании на скважине запрещается производить работы, не связанные с этим процессом.

12. При начавшемся фонтанировании струю направляют в трап или на групповую установку по рабочей верхней струне фонтанной арматуры, а при замене штуцера — по нижней.

13. В процессе освоения скважин при помощи промывочной или аэрированной жидкости, а также нагнетания газа или сжатого воздуха на нагнетательной линии должны быть установлены манометр, обратный клапан и задвижка. Нагнетательные трубопроводы должны быть опрессованы на полтора кратное давление от ожидаемого максимального рабочего давления.

14. Во время закачки жидкости в скважину цементировочным агрегатом для задвижки скважины нагнетательная линия должна быть опрессована на давление, в полтора раза превышающее затрубное давление.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Наземные сооружения

Буровые вышки	3
Крупноблочные основания	7
Буровое оборудование	7
Буровая установка Уралмаш-5Д	7
Буровая установка Уралмаш-5Д-61	15
Буровая установка Уралмаш-6Э	16
Буровая установка Уралмаш-6Э-61	17
Буровая установка Уралмаш-3Д	19
Буровая установка Уралмаш-3Д-61	27
Буровая установка Уралмаш-4Э	28
Буровая установка Уралмаш-4Э-61	36
Буровая установка Уралмаш-125БД	37
Буровая установка БУ-200Бр	44
Буровая установка БУ-200БрЭ	45
Буровая установка БУ-75Бр	45
Буровая установка БУ-75БрЭ	51
Буровая установка БУ-75БрМ	53
Буровая установка БУ-50Бр	55
Буровые лебедки	56
Лебедка У2-4-5	56
Буровая лебедка У2-4-8	65
Буровая лебедка У2-5-5	66
Лебедка буровых установок БУ-75Бр и БУ-75БЭ	66
Лебедка буровой установки БУ-75БрМ	68
Лебедка буровой установки БУ-50Бр	69
Лебедка буровой установки БУ-200Бр (с дизельным приводом)	70
Силловые агрегаты буровых установок	70
Силловые агрегаты для буровой установки Уралмаш-5Д	73
Силловые агрегаты для буровой установки Уралмаш-6Э	77
Силловой привод буровой установки Уралмаш-6Э-61	77
Силловые приводы буровой установки Уралмаш-3Д	82
Силловой агрегат СУ-200 для привода буровых насосов	83
Электрооборудование буровой установки Уралмаш-3Д	89
Электрооборудование компрессора КСЭ-3М с электроприводом	89
Привод буровой установки Уралмаш-4Э	92
Силловой привод буровой установки БУ-200Бр	92
Силловой агрегат САТ-4	94
Силловой привод буровой установки БУ-75БрЭ	96
Электрооборудование установки БУ-75БрМ	97
Роторы	99
Ротор Р560-Ш8	99
Роторы У7-520-2 и У7-760	99
Ротор буровой установки БУ-75Бр	99
Ротор буровой установки БУ-75БрЭ	100
Ротор буровой установки БУ-75БрМ	100

	Стр.
Ротор буровой установки БУ-50Бр	100
Редукторы	102
Редуктор РД6-1	102
Редуктор РД2-2	102
Цепной редуктор буровой установки БУ-75Бр	103
Цепной редуктор в буровой установке БУ-75БрМ	105
Талевая система	106
Кронблочки	107
Кронблок УЗ-130-2	107
Кронблок КБН7-300	110
Кронблок УЗ-200-2	110
Кронблок буровой установки БУ-75Бр	110
Кронблок буровой установки БУ-75БрМ	110
Кронблок буровой установки БУ-50Бр	110
Талевые блоки	111
Талевый блок У4-130-3	111
Талевый блок ТБН6-300	111
Талевый блок У4-130-5	113
Талевый блок У4-200-3	113
Талевый блок БУ-75Бр	113
Подъемные крюки	116
Подъемный крюк У5-130-2	116
Подъемный крюк Кр3-300	117
Подъемный крюк буровой установки БУ-75Бр и БУ-75БрЭ	117
Крюкоблоки	117
Крюкоблок БУ-50Бр	117
Крюкоблок БУ-75БрМ	121
Крюкоблок буровых установок 5Д-61 и 6Э-61	121
Крюкоблок буровых установок 3Д-61 и 4Э-61	122
Вертлюги	122
Вертлюг ШВ14-160	122
Вертлюг У6-130-1	123
Вертлюг У6-ШВ14-160М	124
Вертлюг БУ-50Бр	125
Вертлюг БУ-75Бр	125
Приводные буровые насосы	125
Двухцилиндровые насосы	125
Буровой насос У8-3	128
Буровой насос У8-4	128
Буровой насос У8-5	130
Буровой насос У8-6	130
Буровой насос 12Гр	130
Буровой насос НГ-150	130
Буровой насос 9МГр	130
Гидравлические тормозы	132
Гидравлический двухроторный тормоз	132
Турбопередачи, применяемые в приводах современных буровых устано- вок	134
Самоходные буровые установки	137
Передвижная буровая установка УБШ-1	137
Буровая установка Уфимец	137
Буровая установка УРБ-5	138
Отопительные установки	140
Компенсаторы и задвижки в системе обвязки	147
Компенсаторы	147
Задвижки	150

Бурение скважин

	Стр.
Долота	152
Долота шарошечные для сплошного и колонкового бурения	152
Долота шарошечные для колонкового бурения	154
Алмазные долота и колонковые бурильные головки	156
Колонковые турбодолота КТДЗ	178
Колонковые турбодолота КТД4	178
Двухшарошечные долота	180
Одношарошечные долота	185
Лопастные долота	185
Пикообразные долота конструкции Азинмаша	185
Долота истирающе-режущего типа	190
Долота фрезерного типа ФР	195
Расширители	195
Трубы бурильные	196
Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним	196
Трубы бурильные с приваренными соединительными концами	203
Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ)	203
Утяжеленные бурильные трубы	208
Трубы ведущие бурильные	210
Замки для бурильных труб	210
Облегченные замки для легкосплавных бурильных труб	211
Переводники для бурильной колонны	213
Переводники с бурильных труб на обсадные	226
Обратные клапаны для бурильных труб	226
Турбинное бурение	230
Общие сведения о турбобурах	230
Турбобуры Т12	231
Секционные турбобуры	231
Двухсекционные турбобуры	235
Трехсекционные турбобуры	241
Турбобуры с пластмассовой турбиной	243
Турбобуры для наклонного бурения	243
Искривленные секционные турбобуры	244
Малогабаритные турбобуры для геологоразведочного бурения	244
Колонковые турбодолота	245
Бурение электробурами	252
Инструмент для спуска и подъема бурильных и обсадных труб	258
Элеваторы	258
Штропы	263
Клинья для бурильных и утяжеленных бурильных труб	263
Спайдеры	264
Ключи машинные для бурильных труб	266
Ключи машинные для обсадных труб	267
Автоматический стационарный буровой ключ АКБ-3М	271
Пневматические раскренители резьбовых соединений бурильных свечей ПРС-1 и ПРС-2	284
Пневматический клиновой захват ПКЗ-3	286
Пневматический клиновой захват ПКР-У7	288
Приспособление для автоматической установки бурильных свечей на подсвечник АУС-3	289
Комплексная установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций в бурении АСП-1	290
Элементы малой механизации в бурении	295
Автоматический затаскиватель ведущей трубы в шурф	295
Круговой ключ Залкина	296

	Стр.
Четырехколесная тележка для бурильной труб	297
Приспособление для правильного наматывания каната на барабан лебедки	298
Приспособление для крепления неподвижного конца талевого каната	299
Подвесной блок для якорного каната	299
Предохранительный ролик для якорного каната	300
Приспособление против разбрызгивания глинистого раствора с автоматическим затвором	300
Приспособление для наращивания бурильной колонны тремя элеваторами	300
Приспособление для отвинчивания и завинчивания шарошечных долот	303
Комбинированный колпачок для подноски долот	303
Колпачок с дужкой для подъема утяжеленных бурильных труб	303
Машинка для стягивания втулочно-роликковых цепей	303
Ключ для загибания шпилек у втулочно-роликковых цепей	303
Приспособление для надевания предохранительных резиновых колец на бурильные трубы	306
Приспособление для правильного размещения бурильных свечей за пальцами	306
Подвеска машинных ключей в буровой вышке	306
Приспособление для автоматического зацепления подъемного крюка за серьгу вертлюга	307
Режим бурения	308
Общие данные по режиму бурения	308
Гидравлические индикаторы веса и давления	308
Индикатор веса ГИВ-2	309
Гидравлический индикатор веса и давления ГИВ-4М	311
Трансформатор давления	311
Грязевой разделитель	313
Приборный шкаф	313
Пульт контроля процесса бурения ПКБ-2	316
Контрольный пульт бурильщика КПБ-5Э	316
Контрольный пульт бурильщика КПБ-50	319
Скорость вращения долота	321
Расход промывочной жидкости	322
Режим турбинного бурения	322
Рабочие характеристики турбобуров	324
Основные параметры для определения нагрузки на пяту турбобура в зависимости от применяемой промывочной жидкости	326
Техническая характеристика турбин секционных турбобуров	328
Гидравлическая характеристика турбин колонковых турбодолот	330
Технические характеристики различных типов турбин 168-мм турбобуров при бурении с промывкой глинистым раствором удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$ и расходе $Q = 25 \text{ л/сек}$	331
Технические характеристики турбин серийных укороченных турбобуров при бурении с промывкой глинистым раствором удельного веса $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$	331
Использование гидравлической мощности, создаваемой буровыми насосами в турбинном бурении	332
Требования по технологической дисциплине в бурении	336
Промывочные жидкости	337
Расчет расхода глины на приготовление 1 м^3 глинистого раствора	337
Количество глины, необходимое для приготовления 1 м^3 глинистого раствора при влажности глины 10%	338

	Стр.
Бентонитовый глинопорошок	338
Утяжелители для глинистых растворов	339
Приборы для контроля качества промывочной жидкости в процессе бурения скважин	342
Определение содержания песка в промывочной жидкости	344
Определение стабильности глинистого раствора	344
Суточный отстой	345
Определение статического напряжения сдвига	345
Определение водоотдачи глинистого раствора	347
Оперативный контроль качества глинистых растворов	351
Полуавтоматические приборы для контроля параметров глинистого раствора	352
Измерение потенциала рН глинистых растворов	358
Оборудование для приготовления и очистки глинистых растворов	360
Гидромешалка	361
Сита вибрационные	363
Сито-конвейер СКР-650	363
Гидроциклонные установки	365
Борьба с искривлением скважин	367
Контрольно-измерительные приборы	368
Регуляторы подачи долота	371
Буровой регулятор подачи долота на забой БАР1-150	371
Автоматический регулятор подачи долота АПД-1	372
Забойный механизм подачи долота	373
Измеритель длины колонны бурильных труб ИДК-2	373
Ловильный инструмент	374
Метчики	374
Колокола для ловли бурильных труб	380
Ловители с промывкой	381
Овершоты	382
Фрезеры забойные	382
Магнитный фрезер	383
Домкрат гидравлический ГД1-300	384
Противовыбросовое оборудование	385
Превенторы плащечные ППМ	385
Превентор плащечный ПП-11-200	386
Превентор плащечный ППС-12-200	388
Превентор вращающийся ПВ-12-75	390
Электрическое управление плащечным превентором УПЭ-2	392
Борьба с газопроявлениями и выбросами	394
Общие положения	394
Реагенты, применяемые в бурении для химической обработки промывочных растворов	395
Мероприятия по предупреждению выбросов	396
Борьба с прихватами при бурении скважин	397
Причины прихватов бурильной колонны	397
Признаки загрязнения скважины	398
Мероприятия для обеспечения чистоты скважин	398
Устранение прихватов, связанных с отложением на пористых стенках скважины толстой, плотной и липкой корки	399
Устранение прихватов, связанных с поглощением, потерей циркуляции или работами по восстановлению циркуляции	400
Устранение прихватов, связанных с работами по борьбе с газоводонефтепроявлениями и обвалами	400
Устранение прихватов при внезапном прекращении подачи электроэнергии для бурения и наличии инструмента на забое	401

Порядок контроля за глинистым раствором	401
Ликвидация прихватов	402
Проходка скважин в поглощающих зонах и в сильно дренированных пластах	405
Предупреждение поглощений глинистого раствора	405
Восстановление циркуляции при падении уровня в скважине	406
Методы изоляции поглощающих горизонтов	407
Классификация зон поглощения, разработанная ВНИИБТ	408
Рецепты приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и высоковязких БСС для восстановления циркуляции	410
Быстросхватывающиеся глиноцементные смеси и пасты	411
Аварии в бурении	411
Классификация аварий	412
Порядок расследования аварий	412
Крепление скважин	413
Трубы обсадные	413
Герметизация устья скважины	437
Испытание обсадных колонн на герметичность	438
Портланд-цемент тампонажный	440
Цемент глиноземистый	441
Цемент гипсоглиноземистый расширяющийся	442
Тампонажно-песчаный цемент	442
Цементо-песчаные смеси для цементирования скважин	443
Утяжеленный тампонажный цемент	443
Волокнистый тампонажный цемент	443
Теоретический объем скважины в зависимости от диаметра долота и глубины скважины (в м ³)	444
Теоретический объем затрубного пространства скважины в зависимости от диаметра долота, колонны и глубины спуска колонны (в м ³)	445
Норма расхода сухого цемента для заполнения 1 м затрубного пространства цементным раствором (в т)	447
Расчет потребности цемента для цементирования обсадной колонны	448
Цементировочные агрегаты	449
Цементировочный агрегат МЦА $\frac{1,4}{150}$	449
Цементировочный агрегат ЦА-300 (на МАЗ-200)	451
Цементировочный агрегат ЦА-300 (на ЯАЗ-210)	452
Цементировочный агрегат ЦА-320М	454
Цементировочный агрегат ЗЦА-400	455
Цементировочная головка ЦГЗ-120	458
Цементосмесительные машины	459
Цементосмесительная машина СМН-20	459
Смесительная машина СМП-20	460
Смесительная машина СМ-10	461
Цементосмесительная машина 2СМН-20	461
Обратные клапаны	462
Башмаки для обсадных труб	464
Пружинные фонари ГрозНИИ для обсадных колонн	465
Опробование скважин	466
Тракторные подъемники	466
Насосно-компрессорные трубы	467
Фонтанная арматура	468
Опробование и освоение фонтанных эксплуатационных и разведочных скважин	468