

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

М.А. Самохвалов

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

*Рекомендовано Сибирским региональным учебно-методическим центром
высшего профессионального образования для межвузовского
использования в качестве учебного пособия для студентов,
обучающихся по специальности 130504.65 «Бурение нефтяных
и газовых скважин» очной и заочной форм обучения*

Издательство
Томского политехнического университета
2010

УДК 622.242(075.8)
ББК 33.132я73
С17

Самохвалов М.А.

С17 Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: учебное пособие / М.А. Самохвалов; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. — 312 с.

ISBN 978-5-98298-700-6

Пособие включает теоретический курс по дисциплине «Монтаж и эксплуатация бурового оборудования»; содержит описание устройства сооружений и основного оборудования буровых установок, предназначенных для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения на нефть и газ, а также рассматривает вопросы его транспортировки, монтажа и эксплуатации.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 130504.65 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

УДК 622.242(075.8)
ББК 33.132я73

Рецензенты

Доктор технических наук, профессор
директор Института нефти и газа
Тюменского нефтегазового университета
С.И. Грачёв

Директор Томского филиала ООО «Интек-Сервис»
А.В. Пахарев

ISBN 978-5-98298-700-6

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2010

© Самохвалов М.А., 2010

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
1. ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	7
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ, ПРИМЕНЯЕМОМ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	11
3. БУРОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ	19
3.1. Буровые вышки	19
3.2. Основания	28
3.3. Элементы металлических конструкций	31
3.4. Фундаменты и кустовые основания	34
3.5. Шламовые амбары	40
4. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ГЛУБОКОГО РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ	43
4.1. Силовой привод	43
4.1.1. Общие сведения о силовом приводе	43
4.1.2. Двигатели	45
4.1.3. Трансмиссии силового привода	52
4.2. Спуско-подъемный комплекс буровой установки	69
4.2.1. Общие сведения	69
4.2.2. Талевая система	74
4.2.2.1. Элементы талевой системы	79
4.2.3. Буровые лебедки	92
4.2.4. Вспомогательное оборудование спуско-подъемного комплекса	109
4.3. Комплекс для вращения бурильной колонны	130
4.3.1. Роторы	130
4.3.2. Вертлюги	135
4.3.3. Системы верхнего привода (силовой вертлюг)	139
4.4. Насосно-циркуляционный комплекс буровой установки	142
4.4.1. Общие сведения	142
4.4.2. Циркуляционная система	146
4.4.3. Насосный блок	167
4.5. Противовыбросовый комплекс буровой установки	179
4.5.1. Состав и основные требования к монтажу противовыбросового оборудования	179

4.5.2. Устьевая часть противовыбросового оборудования	186
4.5.2.1. Устройство и принцип действия плашечного превентора	189
4.5.2.2. Устройство и принцип действия универсального превентора	191
4.5.2.3. Устройство и принцип действия вращающегося превентора	193
4.5.3. Манифольд в составе противовыбросового оборудования	195
4.5.4. Схема управления оборудованием для герметизации устья скважины	197
4.5.4.1. Гидравлическое управление	199
4.5.5. Монтаж противовыбросового оборудования	203
4.5.6. Подготовка к работе превенторной установки	205
4.5.7. Эксплуатация превенторной установки в режиме оперативной готовности	207
4.5.8. Эксплуатация превенторной установки в режиме нормальной работы	209
4.6. Системы управления буровыми установками	210
4.6.1. Пневматическая система управления	212
4.6.2. Электрическая система управления	237
4.6.3. Подсистема контроля технологических параметров процесса бурения	239
5. МОНТАЖ БУРОВЫХ УСТАНОВОК	248
5.1. Этапы монтажа буровой установки	248
5.2. Способы сооружения буровых установок	255
5.3. Первичная сборка буровой установки	257
5.4. Оснастка монтажного оборудования и его использование	260
5.5. Специальная техника для монтажа	267
5.6. Транспортирование кустовой буровой установки	276
5.7. Подготовка оборудования буровой установки к пуску	281
6. ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	285
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	311

ПРЕДИСЛОВИЕ

Курс «Монтаж и эксплуатация бурового оборудования» является одним из основных при освоении специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». В этом курсе освещают вопросы обоснованного выбора буровой установки для ведения буровых работ на нефть и газ. Рассматривают варианты транспортировки бурового оборудования к месту монтажа буровой установки и перемещения буровой установки на новую точку бурения. Изучают способы монтажа буровых установок. Детально рассматривают устройство всего спектра бурового оборудования в составе современных буровых установок. Дают информацию о рациональном выборе и эксплуатации этого оборудования.

В связи с динамичным развитием отрасли машиностроения, занимающейся разработкой и производством оборудования для бурения скважин на нефть и газ, существующая учебная литература по монтажу и эксплуатации этого оборудования значительно устарела. Выпущенная в 2002 году коллективом авторов книга «Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование» под редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского, в которой освещены вопросы монтажа и эксплуатации бурового оборудования, содержит подробную информацию о современном буровом оборудовании производственного объединения «Уралмаш», особенностях его эксплуатации, монтажа и транспортировки. Оборудованию других предприятий уделено недостаточно внимания. Эта книга хорошо дополняется относительно новым изданием справочника «Буровое оборудование», подготовленным коллективом авторов в составе: В.Ф. Абубакиров, В.А. Архангельский, Ю.Г. Буриков, И.Б. Малкин. Кроме того, в 2006 году вышел из печати учебник В.Н. Проталова, Б.З. Султанова, С.В. Кривенкова «Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи» (для подготовки специалистов по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»), в котором имеется раздел по монтажу и эксплуатации оборудования для бурения скважин. При подготовке пособия были использованы эти три источника, инструктивные и рекламные

материалы предприятий, производящих буровое оборудование, а также традиционные учебники по этому курсу*.

Принималась также во внимание информация с интернет-сайтов различных предприятий, производящих оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин.

* Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: учебник. М.: Недра, 1988. 501 с.;
Денисов П.Г. Сооружение буровых: учебник. М.: Недра, 1989. 397 с.;
Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: учебник. М.: Недра, 1989. 396 с.

1. ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

История создания буровых установок для бурения на нефть и газ и оборудования для их комплектации в России начинается с освоения нефтяных месторождений в районе городов Баку и Грозный. Первые буровые установки для бурения нефтяных скважин ударным способом изготавливались из дерева (кроме талевой системы и тартального барабана для подъема выбуренной породы), а при демонтаже разбирались полностью. В качестве привода тартального барабана использовались паровые машины или двигатели внутреннего сгорания мощностью 55—110 кВт в основном зарубежного производства. Глубины бурения не превышали 1000 м.

После спада в нефтяной промышленности, вызванной революционными событиями 1917 года, уже в Советской России, для восстановления и последующего увеличения объемов нефтедобычи потребовалось кардинальное обновление парка оборудования для комплектации буровых установок глубокого разведочного и эксплуатационного бурения. В связи с этим, в Баку был создан проектный Институт нефтяного оборудования (ИНО), а в Москве — институт «Нефтемашпроект» (позже Гипронефтемаш).

Первое буровое оборудование, созданное ИНО, изготавливали бакинские и грозненские заводы. Буровые установки, укомплектованные этим оборудованием, обеспечивали бурение скважин до глубины 2000 м.

На территории современной России создание отечественного парка буровых установок для глубокого бурения на нефть и газ связано, в основном, с производственно-конструкторской деятельностью двух машиностроительных предприятий — Уральского завода тяжелого машиностроения (в настоящее время ОАО «Уралмаш») и завода «Баррикады», из которого позже выделился Волгоградский завод буровой техники, и проектной деятельностью Гипронефтемаша.

С 1946 г. производство полукомплектных буровых установок (не комплектуются заводом, основаниями, системой очистки раствора, коммуникациями) начал завод «Уралмаш». По современной терминологии такую буровую установку называют набором бурового оборудования (НБО). Одна из них (УЗТМ-1М) имела групповой привод на лебедку, ротор и насосы. На базе УЗТМ-1М завод «Уралмаш» создает в 1950 году две полукомплектные буровые установки «Уралмаш-5Д» и «Уралмаш-6Э» для бурения скважин глубиной до 3000 м с дизельным и электрическим приводами, соответственно. В 1961 году эти установки дорабатывают для бурения скважин глубиной до 5000 метров и серийно выпускают под названием «Уралмаш-3Д» и «Уралмаш-4Э». Впоследствии их трижды подвергают модернизации. Серии 1967, 1976 годов выпускали как комплектные, а вариант 1986 года стали поставлять как наборы бурового оборудования. ОАО «Уралмаш» продолжает производство буровых установок 3Д86-1 и 3Д86-2 по настоящее время.

Завод «Уралмаш» комплектные установки начал выпускать с 1963 года. Для бурения скважин глубиной 8000 метров были разработаны буровые установки «Уралмаш-300Э» с электрическим приводом постоянного тока и «Уралмаш-300ДЭ» с дизель-электрическим приводом (300 — максимальный вес бурильной колонны в тоннах).

В 1964 г., для бурения скважин глубиной до 3000 метров, завод «Уралмаш» создает буровые установки «Уралмаш-125БД» и «Уралмаш-125БЭ» (125 — максимальный вес бурильной колонны в тоннах) в комплекте с вышками, основаниями, укрытиями и механизмами АСП-3, предназначенными для механизации спуско-подъемных операций. Применение автоматики спуско-подъема АСП-3 вызвало изменение в конструкциях кронблока, талевого блока и подсвечников. Эти установки были модернизированы в 1967 и 1969 годах и выпускались с аббревиатурой «Уралмаш-3000БД» и «Уралмаш-3000БЭ» (3000 — максимальная глубина бурения). В этот же период созданы буровые установки «Уралмаш-125ДГУ» и «Уралмаш-125ЭУ» с максимальной глубиной бурения 4000 м. В 1973 году их заменяют на буровые установки универсальной монтажеспособности с крупноблочными основаниями «Уралмаш-4000ДГУ» и «Уралмаш-4000ЭУ».

В 1969 г. заводом «Уралмаш» выпущены установки «Уралмаш-200ДГ-III» с дизель-гидравлическим приводом и «Уралмаш-200Э-III» с электрическим приводом для бурения скважин глубиной до 6500 м. Установки комплектуются мелкоблочными сборно-разборными основаниями, башенными вышками ВБА-53-320 для работы со све-

чами 36 м, механизмами АСП-4 и другими необходимыми машинами и механизмами. Впоследствии эти установки модернизируют и заменяют на установки БУ 6500 ДГ и БУ 6500 Э. По техническому уровню буровые установки БУ 6500 соответствуют современным требованиям, а по применяемым средствам механизации и автоматизации трудоемких процессов в бурении не уступают лучшим зарубежным установкам для этих глубин.

В 1970 году были выпущены комплектные буровые установки «Уралмаш-160ДГ-III» с дизель-гидравлическим и «Уралмаш-160Э-III» с электрическим приводом. На базе этих установок в 1975 году начато производство буровых установок «Уралмаш-5000 ДГУ» и «Уралмаш-5000 ЭУ».

За период с 1976 г. по 1980 г. заводом «Уралмаш» была разработана установка БУ 3000 ЭУК с электрическим приводом для кустового бурения скважин глубиной до 3300 м в Западной Сибири и освоено ее промышленное производство. Эта установка многократно подвергалась модернизации (БУ 3000 ЭУК-1М, БУ 3200/200 ЭУК-2М, БУ 3200/200 ЭУК-3МА, БУ 3200/200 ЭУК-2МЯ, БУ 3200/200 ЭК-БМ) и выпускается в настоящее время в различных модификациях.

В начале 80-х годов «Уралмаш» выпускает буровые установки «Уралмаш-8000Э» и «Уралмаш 15000-Э» для бурения скважин глубиной до 8000 и 15 000 м, соответственно. На базе буровой установки «Уралмаш-8000Э» в настоящее время серийно выпускается БУ 8000/500 ДЭР. Кроме того, налажен выпуск оборудования для морских буровых установок.

С 1995 года, по заказам потребителей, ОАО «Уралмаш» начинает масштабное обновление поставляемых буровых установок для облегчения их монтажа, управления оборудованием и повышения автономности. Разрабатываются установки в блочно-модульном исполнении (БМ) с регулируемым тиристорным электроприводом, цифровой микропроцессорной системой управления и компьютеризированными системами технологического контроля. Создаются передвижные буровые установки для глубокого бурения.

Волгоградский завод «Баррикады» в 1950 году создал свою первую комплектную буровую установку БУ-40 для бурения скважин глубиной до 1000 метров.

В 1954 г. здесь была разработана комплектная буровая установка БУ-65 и на ее базе — установка БУ-75 Бр с дизельным, а затем и с электроприводом. Серийный выпуск БУ-75 БрД и БУ-75 БрЭ начинается с 1958 года. Эти установки были оснащены полным комплектом обо-

дования для бурения скважин глубиной до 2000 м. Они выпускались в крупноблочном и мелкоблочном исполнении, а в настоящее время переведены на индивидуальный регулируемый тиристорный электропривод постоянного тока и выпускаются под шифром Б-75. В 1967 г. завод «Баррикады» приступил к выпуску комплектных установок БУ-80 БрД и БУ-80 БрЭ для бурения до глубины 2800 м. Завод «Баррикады» в 1979 году вместо этих установок начал производство полнокомплектных установок БУ 2500 с дизельным и электрическим приводами для бурения до глубины 2500 м. В 1984 году появляется модификация этих установок БУ 2500 ЭУК для кустового бурения.

ООО «Волгоградский завод буровой техники», так же как и ОАО «Уралмаш», — правопреемник завода «Баррикады» — с 1995 года ведет интенсивную модернизацию парка выпускаемых буровых установок. Повышается предельная глубина бурения скважин. Оборудование переводят на индивидуальный тиристорный электропривод постоянного тока, буровые установки оснащают компьютерными системами технологического контроля, повышается их мобильность и облегчается монтаж.

Производство мобильных буровых установок для глубокого бурения на нефть и газ в настоящее время освоили несколько непрофильных предприятий. Например, Кунгурский машиностроительный завод, который специализируется на производстве подъемных агрегатов для ремонта скважин, производит буровую установку МБУ 125 с максимальной глубиной бурения 2500 метров. ООО «Производственное объединение "Свердловмашпром"» на базе набора бурового оборудования ЗД86 производства ОАО «Уралмаш» выпускает комплектную буровую установку БУ ЗД86-3, которая комплектуется А- или П-образной вышками. Совместное российско-канадское предприятие «Иждрил» производит мобильную буровую установку К-160. Передвижная установка К-160 грузоподъемностью 160 тонн, представляющая собой платформу с буровым оборудованием и перемещаемая колесными тягачами, предназначена для проведения всех буровых работ, ремонта и технического обслуживания скважин.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ, ПРИМЕНЯЕМОМ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Для проводки скважины сервисная буровая организация осуществляет на месте проведения буровых работ монтаж бурового комплекса.

Буровой комплекс — это система взаимосвязанных функциональных комплексов бурового оборудования, сооружений и коммуникаций, смонтированных на буровой площадке для бурения скважины. Центральное звено бурового комплекса — буровая установка (БУ).

Буровая установка — это сооружения и функциональные комплексы агрегатов, механизмов для бурения скважин, промывки их раствором с возможностью выноса на поверхность частиц выбуренной породы, приготовления и очистки бурового раствора, выполнения спуско-подъемных операций, для ловильных работ при авариях и ликвидации осложнений, спуска обсадных колонн, исследований и освоения скважин, испытаний (опробований) перед сдачей скважин в эксплуатацию.

Бурение производят вращательным способом с помощью забойных двигателей, ротора или системы верхнего привода, с применением в качестве породоразрушающего инструмента долота, с промывкой забоя скважины буровым раствором или водой.

По назначению современные буровые установки нефтегазового комплекса подразделяются *на три категории*:

1. Установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения.
2. Установки для структурно-поискового и геофизического бурения.
3. Установки для освоения, испытания и капитального ремонта скважин.

Установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения по способу комплектования подразделяются на комплектные, которые поставляются заводом-изготовителем с вышкой, основаниями и буровым оборудованием, и буровые установки в виде набора бурового оборудования (НБО), которые доукомплектовываются на буровом предприятии вышкой и основаниями, поставляемыми другими заводами-изготовителями.

Эти буровые установки делятся также по виду привода. Они могут иметь дизельный, дизель-гидравлический, дизель-электрический, электрический переменного и электрический постоянного тока и гидравлический приводы. Кроме того, среди установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения выделяют установки для морского бурения, а также для кустового бурения.

По способу транспортировки буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения подразделяются на стационарные и мобильные (передвижные).

Все эти разновидности буровых установок имеют в обозначении соответствующую аббревиатуру. Так, например, ОАО «Уралмаш» выпускает комплектные буровые установки для бурения на суше: БУ 2500/160 ДП-БМ, БУ 2500/160 ДЭР-П, БУ 2900/175 ДЭ-БМ, БУ 2900/175 ДЭР, БУ 3200/200 ЭУК-2М2, БУ 3200/200 ЭУК-2МЯ, БУ 3200/200 ЭУК-3МА, БУ 3200/200 ЭК-БМ, БУ 3200/200 ДГУ-1, БУ 3900/225 ЭК-БМ, БУ 4000/250 ЭК-БМ, БУ 4000/250 ДГУ, БУ 4500/270 ЭК-БМ, БУ 4500/270 ЭЧРК, БУ 5000/320 ДГУ-1, БУ 5000/320 ЭР, БУ 5000/320 ДЭР, БУ 5000/320 ЭУК-Я, БУ 6500/450 ДГ, БУ 6500/450 ДЭР, БУ 8000/500 ДЭР, а также наборы бурового оборудования: 3Д86-1, 3Д86-2, НБО-1К, НБО-Э, БО-200ДН. Последние три набора фактически являются ремкомплектами буровых установок БУ 3000 ЭУК-1М, «Уралмаш-3000 БЭ» и «Уралмаш-3000 БД». Буквы и цифры в аббревиатурах имеют следующий смысл: 2500/160 — условная глубина бурения в метрах / допускаемая нагрузка на крюке в тоннах (в соответствии с ГОСТ 16293—89 — см. ниже); Д — привод дизельный; ДГ — привод дизель-гидравлический; ДЭ — привод дизель-электрический; Р — привод регулируемый; Э — привод электрический от промышленной сети; ЭЧР — привод электрический частотно-регулируемый; К — для кустового бурения; БМ — блочно-модульная конструкция; П — передвижная; У — универсальной монтажеспособности; Я — плоскость А-образной вышки поперек эшелона для повышенных ветровых нагрузок и узких кустов; А — в составе буровой установки имеется комплекс автоматики спуска-подъема АСП-3М; НБО — набор бурового оборудования; 86 — год модернизации.

ОАО «Волгоградский завод буровой техники» (ВЗБТ) выпускает в настоящее время следующие буровые установки: БУ 5000/320 ДЭП-БМ, БУ 4000/250 ДЭП-БМ, БУ 3900/225 ДЭП-БМ, БУ 3900/225 ЭПК-БМ, БУ 3200/200 М-ДЭП, БУ 2900/200 ЭПК-БМ, БУ 2900/175 ДЭП, БУ 2500/160 М-ДЭП, БУ 2000/140 М-ДЭП, БУ 2000/125 М-ДЭП,

БУ 1600/100 ЭУ, БУ 1600/100 ДГУ. Аббревиатура этих буровых установок расшифровывается следующим образом: 2900/200 — условная глубина бурения в метрах/допускаемая нагрузка на крюке в тоннах; Э — электропитание БУ от промышленной сети; ЭП — электрический привод постоянного тока тиристорный регулируемый; ДЭП — дизель-электрический привод постоянного тока тиристорный регулируемый; К — для кустового бурения; БМ — блочно-модульного исполнения; М — мобильная. Учитывая спрос сервисных буровых организаций, ВЗБТ возобновил производство буровой установки БУ-75 с электрическим приводом. Эта буровая установка выпускается теперь под шифром Б-75 с индивидуальным регулируемым приводом постоянного тока основных агрегатов — лебедки, ротора и буровых насосов.

Все комплектные буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения подразделяют на 12 классов, в соответствии с ГОСТ 16293—89. Деление на классы производится по допускаемой нагрузке на крюке (табл. 1).

Допускаемой нагрузке на крюке соответствует условная глубина бурения, принятая при оптимальной массе погонного метра бурильной колонны.

ГОСТ 16293—89 регламентирует также интервал максимальной мощности, развиваемой на входном валу подъемного агрегата, которая обеспечивает его работу при предельной нагрузке на крюке.

С ростом условной глубины бурения будут расти гидравлические потери в скважине при промывке, поэтому ГОСТ 16293—89 предписывает необходимую для этого минимальную мощность привода бурового насоса, а также увеличивается момент сил трения бурильной колонны о стенки скважины, что требует наращивания мощности привода ротора. В связи с необходимостью увеличения диаметра спускаемых в скважину обсадных колонн увеличивается диаметр проходного отверстия в нем. Эти требования также предусмотрены ГОСТ 16293—89.

Рост пластового давления с глубиной предопределяет необходимость усиления комплекта противовыбросового оборудования. Это приводит к требованию увеличения высоты отметки пола буровой (стола ротора), что и предусмотрено ГОСТ 16293—89.

Нагрузка на крюке от наибольшей массы бурильной колонны может составлять не более 0,5 допускаемой нагрузки на крюке. Разрешается увеличивать нагрузку на крюке от массы бурильной колонны до 0,6 допускаемой нагрузки на крюке. При этом расчетная глубина бурения может отличаться от условной и должна указываться в технических

условиях на конкретную буровую установку. При спуске тяжелых обсадных колонн кратковременно допускается поднимать нагрузку на крюке до 0,9 от максимально допустимой. В случае расхаживания буровой колонны, которое производится при ликвидации аварий с колонной, нагрузку на крюке разрешается увеличивать до допускаемой нагрузки на крюке.

Таблица 1

Классы буровых установок

Наименование параметра	Значение параметра для буровых установок класса											
1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
2. Условная глубина бурения, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
3. Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны, м/с	От 0,1 до 0,25											
4. Скорость подъёма крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,5									1,3		
5. Расчётная мощность, развиваемая на входном валу подъёмного агрегата, кВт**	От 200 до 240	От 240 до 360	От 300 до 440	От 440 до 550	От 550 до 670	От 670 до 900	От 900 до 1100	От 1100 до 1500	От 1500 до 2200	От 2200 до 3000	От 3000 до 4000	
6. Диаметр отверстия в столе ротора, мм**, не менее	440	520			700				950		1250	
7. Расчётная мощность привода ротора, кВт, не более	180		300		370			440	550		750	
8. Мощность бурового насоса, кВт**, не менее	375	<u>475</u> 375***	<u>600</u> 475***		<u>750</u> 600****		950		1180			
9. Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее	3	5	5,5		6*****			8	9	10	11	

Примечания: * В классах 3, 8, 9 и 11 допускается изготовление буровых установок с допускаемыми нагрузками на крюке, соответственно, 1400, 4500, 5800 и 9000 кН.

** Не распространяется на морские буровые комплексы.

*** Для буровых установок на постоянной транспортной базе.

**** В буровых установках 7-го класса, предназначенных для работы в условиях агрессивных сред, — не менее 8 м.

***** Не допускается применять в установках кустового бурения.

При выборе буровой установки, в соответствии с требованиями ГОСТ 16293–89, проверяется соответствие допускаемой нагрузки на крюке расчетным нагрузкам от массы бурильной и обсадной колонн, а также нагрузке при ликвидации прихвата по формулам:

$$\begin{aligned} P_{\text{бк}} &\leq 0,6Q_{\text{max}}; \\ P_{\text{ок}} &\leq 0,9Q_{\text{max}}; \\ P_{\text{бк}}k_{\text{прихв}} &\leq Q_{\text{max}}, \end{aligned}$$

где $P_{\text{бк}}$ — вес бурильной колонны; $P_{\text{ок}}$ — вес наиболее тяжелой обсадной колонны; $k_{\text{прихв}} = 1,3–1,5$ — коэффициент прихвата бурильной колонны, который определяется типом используемых бурильных труб, должен быть равен отношению допускаемой нагрузки растяжения на колонну в ее наиболее опасном сечении $P_{\text{раст}}$ к ее весу ($k_{\text{прихв}} = P_{\text{раст}}/P_{\text{бк}}$); Q_{max} — допускаемая нагрузка на крюке выбираемой буровой установки. Кроме того, при выборе буровой установки учитывается назначение скважины, возможность подключения силового оборудования к электрическим сетям и условия транспортировки буровой установки в район проведения буровых работ.

Современные комплектные буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения имеют в своем составе буровые сооружения и набор бурового оборудования. При монтаже буровых установок, наряду с сооружениями, входящими в состав буровых установок, строят фундаменты или выполняющие их функции кустовые основания, шламовые амбары и другие сооружения, используемые в технологическом процессе проводки скважин. Буровое оборудование объединено в функциональные комплексы: спуско-подъемный комплекс, насосно-циркуляционный комплекс, комплекс для вращения бурильной колонны и противовыбросовый комплекс. Буровая установка имеет эффективную систему управления, систему технологического контроля параметров бурения, систему отопления, котельную установку для производства технологического пара, топливомаслоустановку, систему энергоснабжения. Спуско-подъемный комплекс, оборудование насосно-циркуляционного комплекса, комплекс для вращения бурильной колонны приводятся в действие функциональным комплексом, который обычно называют силовым приводом. Буровое оборудование этих комплексов, элементы силового привода и системы энергоснабжения располагаются крупными блоками на сборных металлических основаниях заводского изготовления. Транспортировать такие буровые установки можно крупными и мелкими блоками или отдельными агрегатами. Часто буровое оборудование собирается в мелкие

блоки на заводе-изготовителе в виде функциональных модулей, которые при монтаже устанавливаются на сборные крупноблочные основания и соединяют между собой быстроразъемными соединениями. В этом случае буровая установка имеет так называемое блочно-модульное исполнение.

В состав сооружений буровой установки входят вышка, сборные основания и элементы металлических конструкций, к которым относятся укрытия, лестницы, ограждения, переходные площадки, соединительные и опорные элементы, приемные мостки со стеллажами. К буровым сооружениям могут быть также отнесены сооружения, используемые при строительстве скважин, но не относящиеся к буровой установке, — фундаменты под буровую установку, кустовые основания, которые выполняют функцию фундаментов, и шламовые амбары.

Перед началом сооружения буровой установки для бурения разведочной или куста эксплуатационных скважин необходимо получить земельный участок (землеотвод) для *временного краткосрочного* (на период строительства скважины) и *временного долгосрочного* (на период эксплуатации скважины) пользования. В соответствии со строительными нормами СН 459—74, норма землеотвода зависит от:

- назначения скважины (разведочная или эксплуатационная);
- допускаемой нагрузки на крюке буровой установки (75—80 тс, 125—200 тс, более 200 тс);
- типа ее привода (дизельный или электрический);
- высоты вышки (31, 41, 45 или 53 м);
- типа пластового флюида (газ, газовый конденсат или нефть).

В табл. 2, 3 приведены нормы отвода земли для строительства разведочных и эксплуатационных скважин, соответственно.

Таблица 2

Нормы отвода земель для разведочных нефтяных и газовых скважин на временное краткосрочное (ВКП) и временное долгосрочное (ВДП) пользование по СН 459—74

Условия землеотвода	Площадь землеотвода	
	ВКП	ВДП
<i>Разведочные скважины</i>		
1. При бурении буровыми установками с дизельным приводом:		
а) установками грузоподъемностью от 125 до 200 тс с вышкой высотой 53 м	2,50	

Окончание табл. 2

Условия землеотвода	Площадь землеотвода	
	ВКП	ВДП
<i>Разведочные скважины</i>		
б) то же, с вышкой высотой 31, 41, 45 м	2,00	
в) установками грузоподъемностью от 75 до 80 тс	1,70	
2. При бурении буровыми установками с электрическим приводом	2,20	
а) установками грузоподъемностью от 125 до 200 тс с вышкой высотой 53 м		
б) то же, с вышкой высотой 31, 41, 45 м	2,00	
в) установками грузоподъемностью от 75 до 80 тс	1,60	
3. При бурении разведочных скважин, где могут быть вскрыты газовые пласты, независимо от типа буровой установки и высоты вышки	3,50	
4. При структурно-поисковом бурении передвижными буровыми установками	0,50	

Таблица 3

Нормы отвода земель для эксплуатационных нефтяных и газовых скважин на временное краткосрочное (ВКП) и временное долгосрочное (ВДП) пользование (по СН 459–74)

Условия землеотвода	Площадь землеотвода, га	
	ВКП	ВДП
<i>Эксплуатационные скважины</i>		
1. При бурении буровыми установками с дизельным приводом:		
а) установками грузоподъемностью от 125 до 200 тс с вышкой высотой 53 м	2,10	0,36
б) то же, с вышкой высотой 31, 41, 45 м	1,90	0,36
в) установками грузоподъемностью от 75 до 80 тс	1,70	0,36
2. При бурении буровыми установками с электрическим приводом:		
а) установками грузоподъемностью от 125 до 200 тс с вышкой высотой 53 м	2,00	0,36
б) то же, с вышкой высотой 31, 41, 45 м	1,80	0,36
в) установками грузоподъемностью от 75 до 80 тс	1,60	0,36

Окончание табл. 3

Условия землеотвода	Площадь землеотвода, га	
	ВКП	ВДП
<i>Эксплуатационные скважины</i>		
3. При бурении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях независимо от типа буровой установки и высоты вышки	3,50	0,36
4. При бурении куста скважин к размерам земельных участков, приведенных в поз. 5, 6 и 7 таблицы, добавляется на каждую последующую скважину в кусте (кроме первой)	0,20	0,10

Примечание: размеры земельных участков для нефтяных и газовых разведочных скважин, передаваемых в эксплуатацию, принимаются равными размерам земельных участков, отводимых во временное долгосрочное пользование (на период эксплуатации) соответствующих эксплуатационных скважин, приведенных в поз. 1, 2, и 3 таблицы.

3. БУРОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ

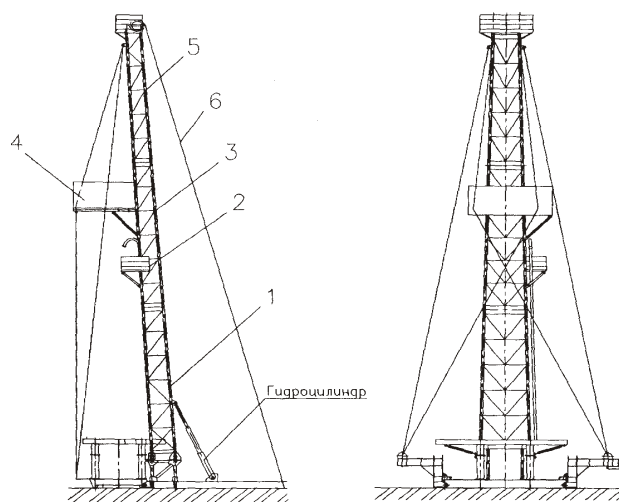
3.1. Буровые вышки

Буровая вышка предназначена для размещения основных элементов спуско-подъемного комплекса, восприятия нагрузки от талевой системы и передачи ее основанию, размещения и восприятия нагрузки от бурильных свечей, установленных на подсвечнике и подвешенных на крюке талевой системы. Высота буровой вышки должна обеспечивать размещение в ней талевой системы со свободно висящей бурильной свечой. Буровые вышки имеют несколько конструктивных исполнений. Различают вышки мачтовые и башенные. Мачтовые вышки подразделяются на одномачтовые (мачты) с открытой передней гранью и двухмачтовые А-образные. При условной глубине бурения более 5000 м в мачтах этих вышек используют А-образные нижние секции. Башенные вышки обладают большей устойчивостью, чем мачтовые, и поэтому, как правило, применяются в буровых установках с условной глубиной бурения 5000 м и более. Кроме того, башенные вышки применяются в морских буровых комплексах.

Вышки-мачты с открытой передней гранью используют в мобильных буровых установках с условной глубиной бурения до 2500 м. Эти вышки, в связи с их низкой устойчивостью и необходимостью обеспечить уклон в сторону роторной площадки, устанавливаются в вертикальное положение обязательно с растяжками. Для облегчения транспортировки и монтажа их часто выполняют телескопическими. Мачты имеют две-три секции. Они оборудуются буровой площадкой и балконом верхового рабочего. Буровая площадка связана с мачтой и устанавливается в рабочее положение с помощью устройства типа параллелограмма или на подкосах. Подъем мачты производят гидроцилиндрами или буровой лебедкой. В верхней части вышки устанавливают крон-блок талевой системы. На рис. 1 приведен пример такой вышки.



а

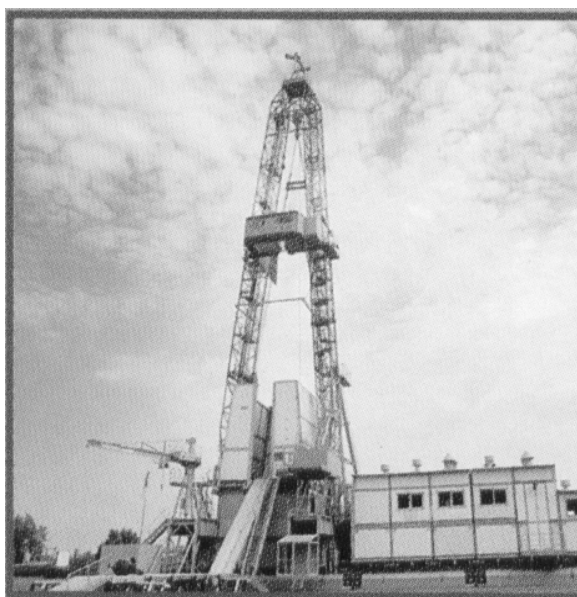


б

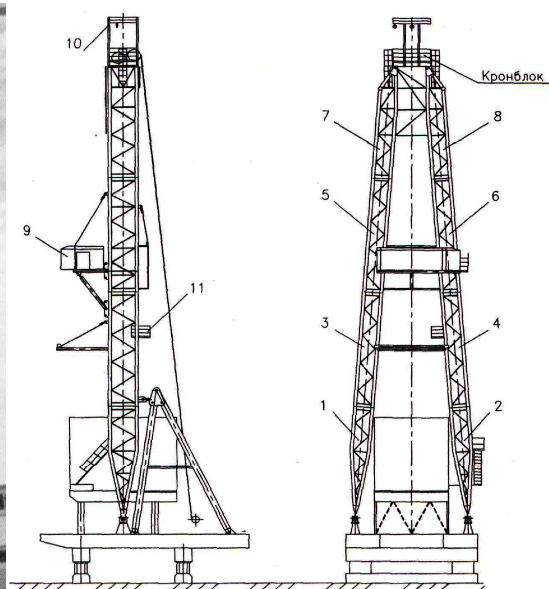
Рис. 1. Вышка-мачта буровой установки БУ 2500/160 ДП-БМ:
 а — внешний вид вышки УМ 31/160-ОГР БУ 2500/160 ДП-БМ; б — конструкция вышки:
 1 — модуль нижней секции; 2 — площадка стояка; 3 — модуль средней секции;
 4 — платформа (балкон) верхового; 5 — модуль верхней секции; 6 — оттяжка

Двухмачтовые А-образные вышки применяются в буровых установках с условной глубиной бурения до 8000 метров и состоят из двух мачт, называемых «ногами» вышки, которые соединены между собой в верхней части подкронблочной рамой, двумя горизонтальными поясами и двумя диагональными тягами. В расширяющейся книзу части они связаны между собой основанием. Устойчивость А-образной вышки, в плоскости, перпендикулярной плоскости «ног», у буровых установок с условной глубиной до 5000 метров обеспечивается с помощью так называемых порталных А-образных стоек (рис. 2), которые устанавливаются на основании при монтаже перед подъемом вышки или с помощью подкосов. У буровых установок с условной глубиной бурения 5000 метров и более устойчивость достигается за счет А-образного ветвления «ног» вышки в их нижней части — так называемые четырех-опорные мачтовые вышки (рис. 3).

Каждая «нога» мачтовой вышки состоит из трех-пяти секций длиной около 10 м, соединяемых при монтаже болтами (имеют фланцы), пальцами (имеются проушины) или спецхомутами быстросъемными. Верхние секции шарнирно соединяются с подкронблочной рамой, являющейся связующим звеном верхней части мачт вышки. Кроме этого, в верхней части мачты соединяются шарнирно между собой двумя поясами и двумя винтовыми стяжками, расположенными накрест. Нижние секции мачт шарнирно крепятся в стойках, установленных на подвышечном основании.



а



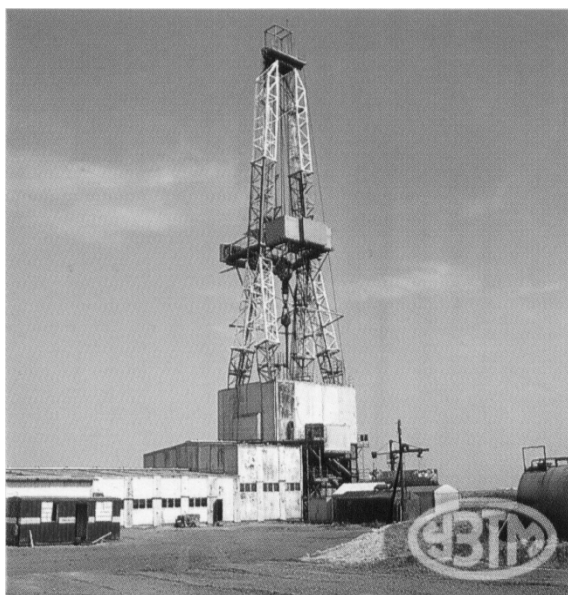
б

Рис. 2. Двухопорная буровая вышка:

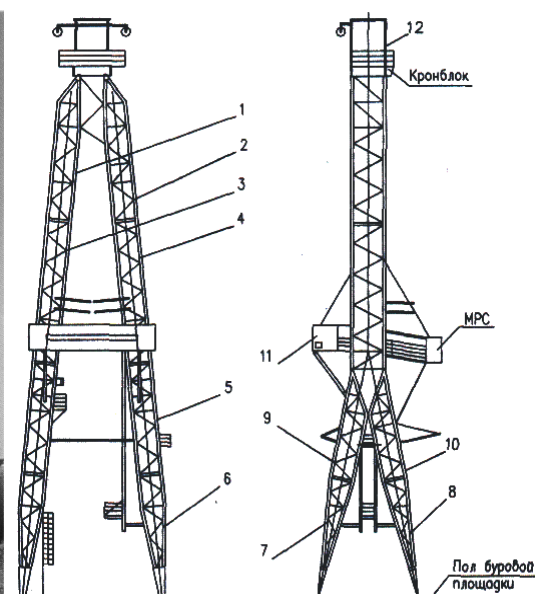
а — вышка УМ 45/225-Р буровой остановки 3200/200 ЭК-БМ;

б — конструкция вышки: 1–8 — модули секций вышки; 9 — платформа (балкон) верхового;

10 — площадка для обслуживания стояка



а



б

Рис. 3. Четырехопорная А-образная вышка:

а — вышка УМ4 45/500-АР буровой остановки 6500/400 ЭР (ДЭР);

б — конструкция вышки: 1–10 — секции вышки;

11 — платформа ручной расстановки свечей (балкон верхового); 12 — козлы

Сборку А-образных вышек из отдельных секций-ферм производят в горизонтальном положении, устанавливают балкон верхового рабочего, монтируют талевую систему и затем поднимают с использованием специального устройства подъема вышки (УПВ) буровой лебедкой или тракторной тягой. На рис. 4 приведена кинематическая схема подъема двухопорной вышки буровой лебедкой.

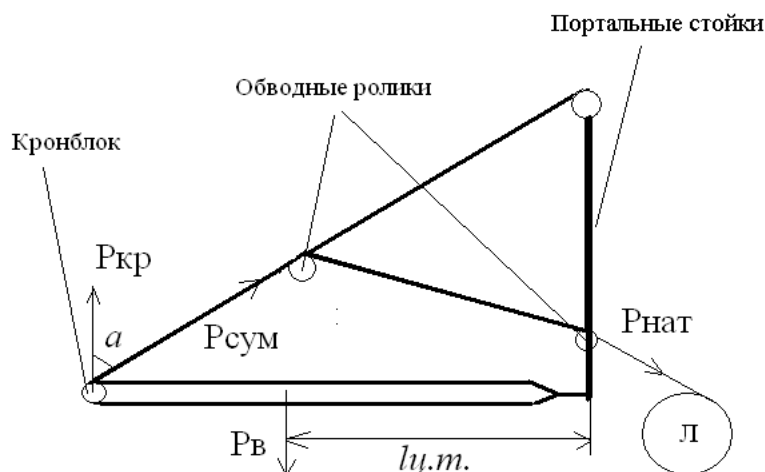


Рис. 4. Схема подъема двухопорной А-образной вышки производства ОАО «Уралмаш» с помощью буровой лебедки

Устройство подъема вышки представляет собой раму с обводным роликом, одну сторону которой крепят с помощью канатных «вожжей» к портальным стойкам, другую — к крюку смонтированной талевой системы. Второй обводной ролик расположен на краю роторной площадки со стороны буровой лебедки. Через обводные ролики пропускают ходовую ветвь талевого каната.

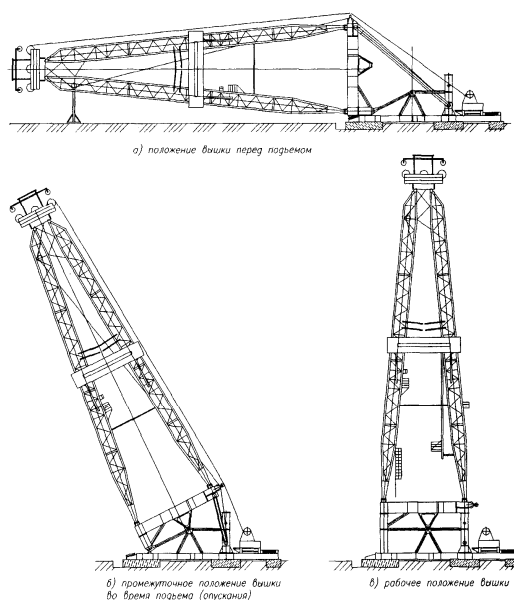


Рис. 5. Подъем четырехопорной А-образной буровой вышки буровой лебедкой

При монтаже 4-опорной вышки устанавливают верхнюю часть основания (роторную площадку) с блоками дополнительного полиспаста, собирают талевую систему и затем поднимают вышку буровой лебедкой или тракторной тягой с использованием талевой системы.

До балкона верхового рабочего А-образная вышка оборудуется маршевыми лестницами с переходными площадками, а выше балкона, до кронблочной площадки лестницами туннельного типа. Лестницы располагают, как правило, внутри «ног» вышки. Стояк манифольда высокого давления также располагается внутри «ноги» вышки и для подсоединения к нему рукава высокого давления внутри «ноги» смонтирована специальная площадка.

Преимущества мачтовых вышек:

- меньшая металлоемкость по сравнению с вышками башенного типа;
- сокращается время на монтаж-демонтаж;
- удобство в размещении оборудования и механизмов для СПО;
- хороший обзор вдоль граней.

Недостатки мачтовых вышек:

- высокая трудоемкость в изготовлении;
- сложность ремонта ферм на промыслах;
- меньшая устойчивость, чем у башенных вышек.

Современные мачтовые вышки производства ОАО «Уралмаш» выдерживают максимальную нагрузку на крюке талевой системы от 160 до 500 тонн.

Для комплектации передвижных буровых установок выпускаются вышки-мачты с открытой передней гранью УМ 31/160-ОГР и УМ 31/175-ОГР. Аббревиатура этих вышек расшифровывается следующим образом: У — производство ОАО «Уралмаш»; М — мачтовая; 31 — расстояние от роторной площадки до низа подкронблочной рамы; 160, 175 — допускаемая нагрузка на крюке в тоннах при оснастке талевой системы 4×5; ОГ — открытая передняя грань; Р — ручная расстановка свечей.

Для стационарных буровых установок ОАО «Уралмаш» выпускает двухопорные А-образные вышки: УМ 45/225-Р, УМ 45/250-Р, УМ 45/270-Р и 4-опорную А-образную УМ4 45/500-АР. Здесь буква Р обозначает ручную расстановку свечей, АР — возможность расстановки свечей с применением комплекса механизмов автоматики спуско-подъема (АСП). В настоящее время встречаются и предыдущие модификации этих вышек: ВМР — для ручной расстановки свечей и ВМА — с возможностью применения комплекса механизмов АСП.

Волгоградский завод буровой техники в своих буровых установках использует вышки мачты с открытой передней гранью в мобильных буровых установках и мачтовые А-образные — в стационарных. В некоторых А-образных вышках этого завода «ноги» сверху связаны фермой-наголовником, на которую монтируют кронблок. Специальной аббре-

виатуры эти вышки не имеют и идентифицируются по шифру буровой установки.

Буровая вышка башенного типа представляет собой вертикальную металлическую конструкцию в виде усеченной пирамиды, сужающейся кверху. Вышка-пирамида состоит из граней, в верхней части которых крепится подкронблочная рама с кронблоком, а нижняя часть вышки крепится к основанию буровой.

Башенные вышки собирают из уголковых или трубчатых стоек, которые связывают поясами и диагональными тягами в секции, число которых у вышки высотой 53 метра может достигать до 8 (рис. 6).

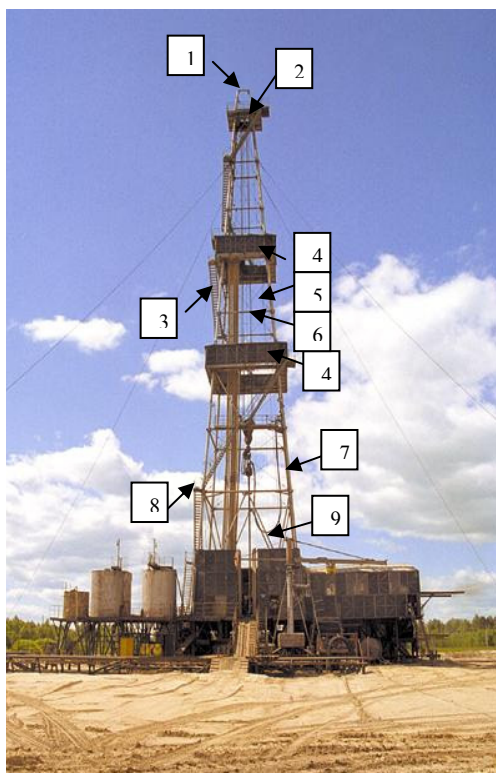


Рис. 6. Башенная вышка ВБ-53х300М буровой установки БУ 3Д86:

*1 – козлы; 2 – кронблочная площадка;
3 – маршевая лестница; 4 – балконы;
5 – диагональная тяга; 6 – пояс; 7 – стойка;
8 – переходная площадка; 9 – подкос*

Пояса и стяжки крепятся к ногам болтами. Трубы стоек соединяют между собой хомутами или на фланцах. В последнем случае эти трубы называют пилонами. Внизу, в передней (со стороны приемного моста) и задней гранях вышки, имеются ворота, образованные подкосами, для затаскивания на роторную площадку труб и другого оборудования и материалов. Башенная вышка оборудуется одним балконом при высоте 41 м и двумя балконами, если ее высота составляет 53 м. Балконы устанавливают на различных расстояниях от основания буровой (23, 25, 34 м) в зависимости от длины свечи (24, 27, 36 м) на внешних гранях вышки и имеют ограждения и укрытия.

На башенной вышке, от пола буровой до кронблочной площадки, монтируют маршевые лестницы с переходными площадками. Монтаж башенной вышки, как правило, ведут секциями методом «сверху вниз» с помощью вышечного подъемника (подъемника Кершенбаума, рис. 7).

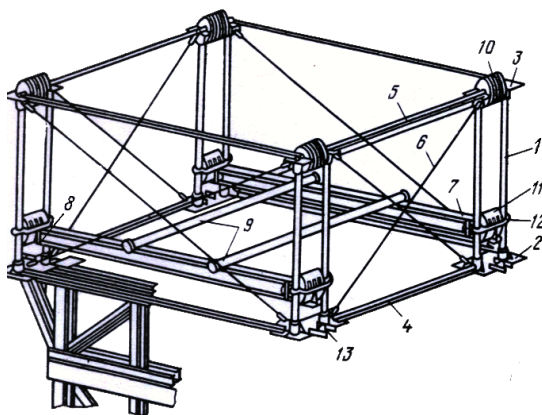
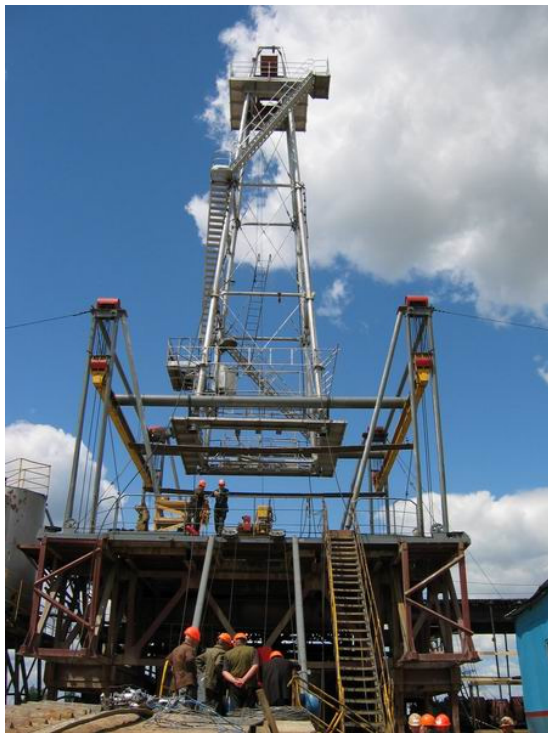


Рис. 7. Монтаж башенной вышки методом «сверху вниз» подъемником Кершенбаума типа ПВ5-60 и его конструкция:

- 1 – спаренные трубные стойки с блоками полиспастов (10); 2 – нижние опоры стоек;
3 – наголовники; 4 – нижние пояса; 5 – верхние пояса; 6 – диагональные связи;
7, 8 – несущие балки с блоками полиспастов (12); 9 – несущие труб;
10 – верхние блоки полиспастов; 11 – нижние блоки полиспастов;
12 – направляющие ползун; 13 – направляющие ролики*

Монтаж башенной вышки может производиться также методом «снизу вверх» подвесной монтажной стрелой или двумя шагающими стрелами. Башенная вышка может быть собрана в горизонтальном положении и затем поднята в вертикальное положение.

Преимущества башенных вышек:

- жесткость и устойчивость конструкции;
- небольшая трудоемкость изготовления;
- простота смены поврежденных деталей.

Недостатки башенных вышек:

- большая металлоемкость;
- трудоемкость сборки, так как вышка состоит из отдельных элементов.

В настоящее время в буровых установках для бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин на суше выпускаются несколько модификаций башенных вышек ВБ-53х300, ВБА-53х300 и ВБА-58х400. Аббревиатуру этих вышек следует читать следующим образом: 1-я буква — В — вышка; 2-я буква — Б — башенная; 3-я буква — А — рассчитана на механизированную расстановку свечей с помощью комплекса АСП, две первых цифры — полезная высота вышки в метрах, 3 последних цифры — допускаемая нагрузка на крюке в тоннах (например, вышка ВБА-58х400 — вышка башенная с механизированной расстановкой свечей, полезная высота вышки — 58 м, допускаемая нагрузка на крюке — 400 т). Размеры нижнего основания у вышек высотой 53 м — 10×10 м, у вышек высотой 58 м — 16,5×16 м.

Кроме того, продолжается эксплуатация башенных вышек с одним балконом верхового ВМ1-41М, у которых полезная высота вышки 41 м, размер нижнего основания — 8х8 метров и максимально допустимая нагрузка на крюке талевой системы — 200 тонн. Модификацию этой вышки в настоящее время производят на ОАО «Азнефтехиммаш» в Азербайджане под шифром ОУ-200х41.

На всех типах буровых вышек, на уровне балкона верхового закрепляют магазин со стопорными «пальцами», в который, при выполнении спуско-подъемных операций, устанавливают бурильные свечи. При больших глубинах бурения на уровне балкона верхового могут устанавливаться механизмы автоматики спуско-подъема (АСП) или комплекс механизмов спуско-подъема (КМСП).

К основным эксплуатационным параметрам мачтовых и башенных вышек относятся:

- грузоподъемность;
- высота;
- размеры нижнего основания и верхней площадки (для вышек башенного типа) или расстояние между мачтами;
- расстояние от роторной площадки до балкона второго помощника бурильщика;
- высота ворот (для вышек башенного типа).

Грузоподъемность вышек определяется по допускаемой нагрузке на крюке талевой системы.

Высота вышек определяется как расстояние по вертикали от роторной площадки до низа подкронблочной рамы.

Размер нижнего основания и расстояние между мачтами определяется расстояниями между опорами «ног» вышки, а *размер верхней площадки* — размерами подкронблочной рамы.

Допускаемая нагрузка является предельно допустимой вертикальной нагрузкой на крюк, превышение которой в процессе выполнения операций по проводке скважины может вызвать разрушение вышки. К разрушению вышки может привести и отсутствие осмотров. Все вышки подвергаются ежегодному осмотру согласно регламента, а также после длительных ветровых нагрузок при скорости ветра 15 м/с в равнинных районах и 21 м/с — в лесных, перед спуском обсадной колонны, перед началом и после окончания аварийных работ, требующих расхаживания прихваченной колонны труб при нагрузках, равных паспортной грузоподъемности вышки, после монтажно-демонтажных и транспортных работ, после открытых фонтанов и выбросов. Кроме того, должна проводиться экспертная оценка технического состояния вышки или ее статические испытания с периодичностью:

- при сроке эксплуатации до 10 лет — не реже одного раза в 5 лет;
- сроке эксплуатации свыше 10 лет — не реже одного раза в 3 года.

По истечении гарантированного изготовителем срока службы (20 лет для вышек производства ОАО «Уралмаш») проводится экспертиза состояния вышки на предмет возможности ее дальнейшей эксплуатации, с оформлением соответствующего заключения. Эти работы проводит организация, имеющая соответствующую лицензию, путем экспертной оценки технического состояния вышки и ее статических испытаний по утвержденной Ростехнадзором методике.

На буровую вышку действует *комплекс нагрузок*, из которых можно выделить:

- постоянные;
- эксплуатационные;
- ветровые;
- монтажно-транспортные.

Постоянные нагрузки состоят из нагрузки от веса самой вышки и веса смонтированного на ней оборудования.

Эксплуатационные нагрузки возникают в процессе бурения, проведения спуско-подъемных операций и изменяются по величине.

В результате воздействия на вышку указанных нагрузок возникают вертикальные и горизонтальные усилия. Вертикальные сжимающие усилия создаются весом вышки, нагрузкой на крюке талевого системы, натяжением ведущей и неподвижной ветвей талевого каната, весом остального смонтированного оборудования.

Горизонтальные усилия, стремящиеся опрокинуть вышку, являются горизонтальными составляющими от натяжения ведущей и непо-

движной ветвей талевого каната, от веса наклонно установленных в магазин свечей бурильной колонны и от действия ветра. Горизонтальная нагрузка на вышку учитывается в расчетах оттяжек, обеспечивающих ее устойчивость.

От сочетания перечисленных нагрузок зависит грузоподъемность и устойчивость вышки. Расчет вышек на прочность обычно производят при их конструировании по предельным состояниям, в качестве которых выбирают наиболее опасные сочетания нагрузок на вышку при различных технологических операциях, выполняемых на буровой установке, в том числе и в процессе ее перемещения для бурения новых скважин.

3.2. Основания

Для сокращения сроков строительства буровой установки и упрощения монтажа, демонтажа и транспортировки необходимо все оборудование буровой установки, в том числе и вышку, смонтировать на таких металлоконструкциях, которые позволили бы с минимальными затратами удобно перевезти все оборудование на новую точку, смонтировать (желательно без специальных фундаментов) и начать бурение новой скважины. Таким сооружением служит набор металлоконструкций, называемый основанием.

Основание предназначено для установки на нем блока оборудования, обеспечения технических требований и правил безопасной эксплуатации этого оборудования без недопустимой вибрации, а также для транспортировки блока без демонтажа оборудования на новую точку.

Обычно выделяют основания вышечно-лебедочного блока, блока очистки и приготовления бурового раствора, насосного блока, силового блока, компрессорного блока и др. Число, размеры и масса оснований блоков зависят от типа буровой установки, ее монтажеспособности и массы устанавливаемого на них оборудования. Комплектуют основания крупных блоков в соответствии с кинематической и гидравлической схемами буровой установки.

Масса крупных блоков в сборе ограничивается грузоподъемностью существующих тяжеловозов и удельным давлением на грунт. Большинство оснований заводского изготовления представляют собой сборную пространственную металлоконструкцию, состоящую из отдельных цельносварных пространственных и плоских ферм, балок, рам и связей. Габаритные размеры этих узлов позволяют перевозить их к месту монтажа железнодорожным или автотранспортом.

При первичном монтаже буровой установки фермы и секции собирают в единые крупноблочные основания и комплектуют блоки оборудования.

Основания устанавливают либо непосредственно на фундаменты и кустовые основания, либо на направляющие для передвижки буровой установки с одной скважины на другую. Для современных буровых установок кустового бурения в качестве таких направляющих используют рельсовые пути, закрепленные на опорных балках, которые значительно снижают удельную нагрузку на кустовое основание.

На рис. 8 приведен пример собранного основания вышечно-лебедочного блока ОБ-53М буровой установки БУ 3Д-86.

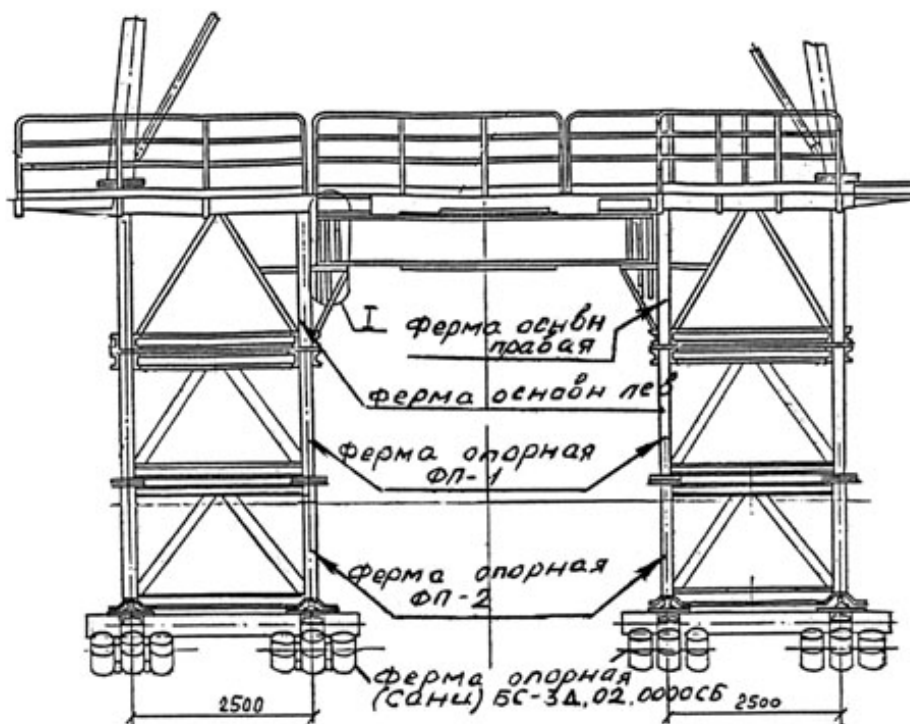


Рис. 8. Основание ОБ-53М буровой установки БУ 3Д-86

Сборные основания вышечно-лебедочных блоков буровых установок для кустового бурения производства ОАО «Уралмаш» имеют этажную компоновку (рис. 9).

Основными параметрами крупноблочных оснований являются наибольшая допустимая нагрузка, габаритные размеры и масса.

Наиболее жесткие требования по грузонесущей способности предъявляют к основанию вышечно-лебедочного блока.

Нагрузки, действующие на основание вышечно-лебедочного блока, меняются в зависимости от выполняемых операций в процессе бурения скважин и при транспортировке этого блока. Схема нагрузок приведена на рис. 10.

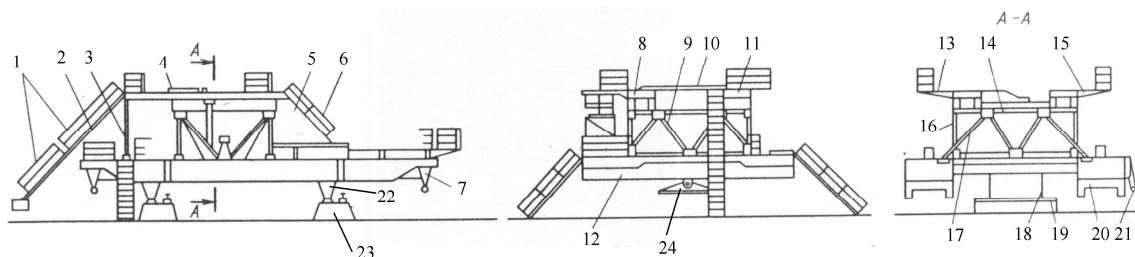


Рис. 9. Основание вышечно-лебедочного блока БУ 3000 ЭУК-1М:

1, 6 – перила; 2, 5 – лестницы; 3 – трубчатые стойки; 4 – подсвечники;
7 – кронштейны под тяжеловозы; 8, 10, 11 – рамы; 12, 21 – балки; 9, 14 – фермы;
13, 15 – площадки; 16, 17, 19 – тяги; 18 – оси; 20 – опоры; 22 – тележки;
23 – опорные балки; 24 – съемный балансир для двух тяжеловозов

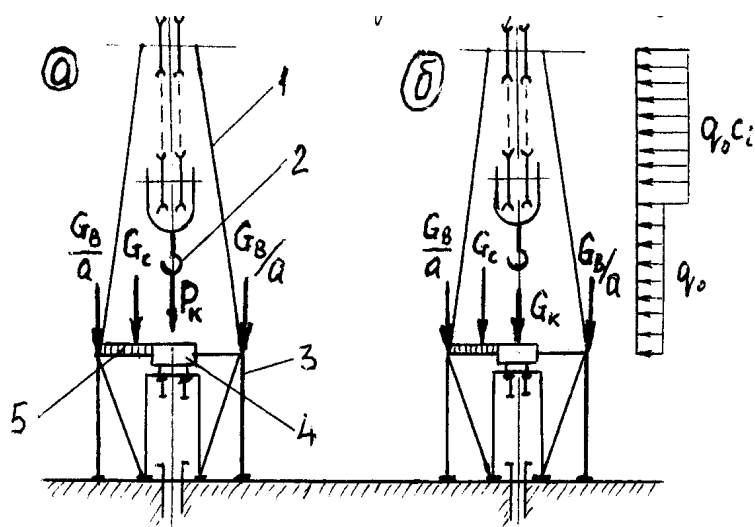


Рис. 10. Схема нагрузок на основание вышки:

1 – вышка; 2 – крюк; 3 – основание вышки; 4 – ротор; 5 – подсвечник

Опасными для прочности основания вышечно-лебедочного блока могут быть три случая нагружения.

1. Полный комплект свечей буровой колонны находится на подсвечниках, крюк нагружен максимальной нагрузкой (например, прихват в конце подъема буровой колонны, натяжение при спуске обсадной колонны), ветровая нагрузка на вышку $q_0 = 250$ Па (вид *a* на рис. 10).

В этом случае общая вертикальная нагрузка определится как

$$Q_{\text{общ.1}} = P_{\text{к}} + G_{\text{в}} + G_{\text{с}} + G_{\text{об}},$$

где $P_{\text{к}}$ – усилие на крюке; $G_{\text{в}}$ – суммарная нагрузка на «ноги» вышки от ее веса; $G_{\text{с}}$ – вес комплекта свечей буровой колонны; $G_{\text{об}}$ – вес оборудования, смонтированного на полу буровой (настилы, укрытия, ограждения и т. д.).

2. Полный комплект свечей бурильной колонны находится на под-свечниках, на ротор установлена обсадная колонна максимального веса, крюк не нагружен (вид б, рис. 10), ветровая нагрузка на вышку $q_0 = 250$ Па.

В этом случае общая вертикальная нагрузка определится как

$$Q_{\text{общ. 2}} = G_{\text{к}} + G_{\text{в}} + G_{\text{с}} + G_{\text{об}},$$

где $G_{\text{к}}$ — вес обсадной колонны, установленной в роторе; $G_{\text{к}} = (1,7...2,2)G_{\text{с}}$; $G_{\text{в}}$ — вес вышки; $G_{\text{с}}$ — вес комплекта свечей бурильной колонны; $G_{\text{об}}$ — вес смонтированного на полу оборудования.

Исходя из этого, формулу для расчета общей вертикальной нагрузки можно записать как

$$G_{\text{общ.2}} = (2,7...3,2)G_{\text{с}} + G_{\text{в}} + G_{\text{об}}.$$

3. Основание блока транспортируется с комплектом смонтированного на нем оборудования с вышкой или без нее, в зависимости от конструкции. Транспортировка осуществляется в наиболее неблагоприятных дорожных условиях, где имеются наклоны продольные и боковые, вызывающие смещение центра тяжести, ухабы и т. д.

Многократная нагрузка, разгрузка и транспортировка оснований не должны нарушать их прочность, жесткость и форму.

Нагрузки, действующие на основания других блоков, равны весу установленного на них оборудования плюс вибрационные нагрузки, возникающие при эксплуатации оборудования.

Нагрузки, действующие на основания, учитываются при расчете фундаментов под них.

3.3. Элементы металлических конструкций

Элементы металлических конструкций — это приемные мостки и стеллажи, лестницы и ограждения, укрытия, соединительные и опорные элементы.

Приемные мостки и стеллажи. Приемные мостки служат для перемещения по ним труб, оборудования и инструмента, а стеллажи — для укладки и хранения бурильных и обсадных труб. Приемные мостки имеют горизонтальный и наклонный участки. Они комплектуются наклонными трапами для захода на горизонтальный участок и роторную площадку вышечно-лебедочного блока. Горизонтальная часть мостка состоит из нескольких соединенных секций с общей длиной — 14...16 м, высотой — 1,2...2 м, шириной — 2...2,5 м. Уклон сходов должен быть не более 20°. В середине мостков делается желоб или рельсовый

путь для тележки. Их используют для перемещения труб на буровую или из нее. На современных буровых установках мостки оборудуют рычажным пневмотолкателем труб со стеллажей.

Стеллажи состоят из отдельных ферм — кóзел высотой, равной высоте горизонтальной части мостков. В верхней части стеллажей имеется настил для прохода рабочих при перекачивании труб на мостки или обратно.

Проем в основании между фермами в месте выхода наклонного желоба на роторную площадку перекрывается откидными металлическими рамами.

Под горизонтальную часть мостков и стеллажи делают фундаменты из бетонных плит, брусьев, круглого леса или используют часть кустового основания. Мостки на фундамент укладывают краном и центрируют по основанию вышки. Осевая линия желоба должна проходить через центр стола ротора, образуя продольную ось буровой установки.

После установки приемных мостков монтируют наклонные трапы и стеллажи. С приемными мостками трапы соединяют шарнирно, верхний трап крепится к основанию вышки, нижний — к горизонтальной части мостков. Верхний трап обычно имеет уклон более 20° ($35\text{--}70^\circ$), что зависит от высоты вышечного основания. Поэтому для захода с приемных мостков на рабочую площадку буровой с правой стороны устанавливают лестницу с перилами.

Стеллажи устанавливают на одном уровне с мостками. Их количество должно соответствовать полному комплекту бурильных труб для обеспечения проектной глубины скважины. При этом высота штабеля труб не должна превышать 1,25 м. Стеллажи должны иметь откидные металлические стойки, предохраняющие трубы от раскатывания.

Лестницы и ограждения. Количество лестниц, необходимых для подъема на основания, определяется конструкцией буровой установки. Размеры лестниц, перил и ступенек, переходных площадок выполняются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Основания лестниц изготавливаются из гнутого профиля или профильного проката таврового сечения, перила и стойки — из труб. Закрепление лестниц к фермам основания — шарнирное.

Все движущиеся части должны иметь прочные металлические ограждения со всех сторон, надежно закрывающие доступ к ним обслуживающего персонала. Устанавливаются ограждения после монтажа оборудования и окончательного его крепления.

Карданные валы, муфты, зубчатые и цепные передачи огораживают сплошными металлическими щитами (кожухами). Клиноременные

передачи, с целью облегчения конструкции ограждения, закрывают по боковой поверхности сетками с ячейей не более 30×30 мм, помещенными в оправу (каркас). Высота сетчатого ограждения должна быть не менее 1,8 м. Механизмы, имеющие высоту менее 1,8 м, должны ограждаться полностью.

Ограждения, устанавливаемые на расстоянии более 350 мм от движущихся частей, могут выполняться в виде перил. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1,25 м. Нижний пояс ограждения делается высотой 150 мм. Промежутки между поясами должны быть не более 400 мм, а расстояние между осями смежных стоек — не более 2,5 м. Кроме того, перильные ограждения устанавливаются по периметру каждого блочного основания, на балконе, для производства работ вторым помощником бурильщика, а также на подкронблочной раме.

Буровые укрытия предназначены для утепления помещений и защиты обслуживающего персонала и оборудования от атмосферных воздействий. Укрытия делятся на 2 группы:

- укрытия привышечных сооружений, в которых располагаются буровые насосы, силовой привод, компрессорные станции, оборудование для приготовления и очистки буровых растворов и т. д.;
- укрытие вышки.

Современные буровые установки комплектуются металлическими каркасами для укрытия оборудования, которые монтируют на основаниях блоков. Конструкция каркасов разборная. Состоит из отдельных элементов: ферм, стоек, связей, рамок и крепежных деталей.

Укрытия для рабочей площадки вышки делают в виде стен с двухстворчатыми воротами со стороны приемных мостков. Высота стен от пола площадки должна быть не менее 6 м, а для районов Крайнего Севера — не менее 8 м. Ворота оборудуют механическим или пневмомеханическим приводом раскрытия створок и входной дверью.

В вышках башенной конструкции к колоннам сначала крепят металлический каркас, а затем болтами — съемные защитные металлические листы. Для увеличения жесткости каркаса применяют диагональные металлические стяжки (винтовые). К фермам каркаса закрепляют балку — монорельсовый путь с ручной талью для ремонта оборудования.

В буровых установках, оборудованных А-образными вышками, на рабочей площадке основания размещены стойки с каркасом, к которым крепят защитные листы.

Укрытие привышечных сооружений осуществляется с помощью легкосъёмных колонн, закрепленных на балках основания лебедочно-

го, силового и насосного блоков. К этим колоннам сначала крепят легкие стропильные фермы, затем между колоннами каркас, а уже к нему — панели разной формы и из различных материалов. Применение в качестве защитных панелей металлических листов в буровых установках ОАО «Уралмаш» хотя и несколько увеличивает металлоемкость буровых сооружений, зато обеспечивает:

- 1) длительный срок службы укрытий;
- 2) пожарную безопасность;
- 3) простоту крепления и обслуживания.

В новейших буровых установках блочно-модульной конструкции укрытия обогреваемых помещений выполнены из двойных металлических листов с утеплителем в виде быстросборных модулей заводской готовности.

Соединительные элементы предназначены для сборки металлоконструкций оснований и вышки. Трудоемкость сборки и разборки зависит от типа и числа разъемных соединений. Широко применяют быстросъемные соединения. Весьма экономичны и надежны соединения на пальцах и высокопрочных болтах большого диаметра.

Опорные элементы (опорные фермы и балки, кóзлы, подставки) предназначены для восприятия силовых воздействий и передачи их на фундамент (бетонный, деревянный), непосредственно на грунт или кустовое основание. Опорная поверхность этих элементов выполняется с развитой площадью опоры, обеспечивающей низкие удельные нагрузки. Допустимые удельные нагрузки на фундамент, грунт или кустовое основание определяются в каждом конкретном случае в зависимости от результатов их расчета или (и) испытаний и выбираются в пределах 0,05...0,2 Па.

3.4. Фундаменты и кустовые основания

Фундаментом называется подземная часть сооружения, которая воспринимает нагрузку от наземных частей и передает ее грунтовому основанию сооружения. Верхняя часть фундамента (обрез) служит опорой для механизмов или сооружений буровой установки. При кустовом бурении фундаментом БУ служит кустовое основание. Выбор типа фундамента (кустового основания) зависит от характеристик грунтов в районе буровых работ.

Типы фундаментов

Существует 6 основных типов фундамента, применяемых при строительстве скважин, которые представлены на рис. 11.

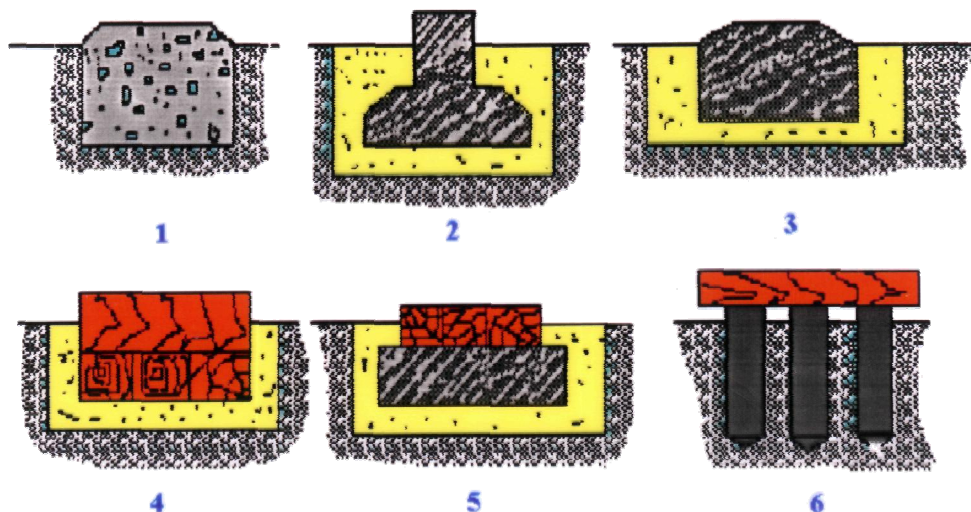


Рис. 11. Типы фундаментов:

1 – бетонные, бутобетонные; 2, 3 – бетонные, железобетонные блоки на песчаной подушке; 4 – деревянные брусья на песчаной подушке; 5 – деревянные брусья на бетонном блоке; 6 – свайные фундаменты

Расчет фундаментов

Первый метод – по несущей способности грунтов. Этот метод применяется для случаев, когда возможно разрушение грунта под всем фундаментом. При выполнении расчета находят площадь подошвы фундамента S , по величине которой затем определяется конфигурация фундамента, с учетом конструкции оснований блоков буровой установки. Перед вычислением S рассчитывается нагрузка $Q_{\text{общ}}$, действующая на основание блока. Глубина заложения фундамента определяется с учетом грунтов, их физического состояния, уровня грунтовых вод, климатических особенностей района, возможности выпучивания грунтов при промерзании и осадки при оттаивании и продолжительности эксплуатации буровой установки. Основным фактор, влияющий на глубину заложения, – глубина промерзания. При отсутствии данных наблюдений нормативную глубину промерзания можно определять по формуле

$$h_{\text{пр}} = 23 (T_{\text{м}} + 2)^{0,5},$$

где $T_{\text{м}}$ – сумма отрицательных среднемесячных температур воздуха за зиму, принимаемая как средняя из данных многолетних наблюдений местной метеостанции. Подошва фундамента должна находиться не выше максимальной глубины промерзания, если эксплуатация буровой установки предполагается и в зимний период. Для варианта 1 первого метода (используется для грунта, в разрушении которого практически не играют роли деформации сдвига) расчетная формула для S имеет вид:

$$S = \frac{Nn}{kR_0 - \rho h},$$

где N — нагрузка на фундамент, равная сумме расчетной нагрузки $Q_{\text{общ}}$, действующей на основание буровой установки и веса основания; K — коэффициент условий работы фундамента; n — коэффициент запаса; R_0 — расчетное значение прочности грунта на одноосное сжатие (определяется экспериментально или выбирается из СНиП 2.02.01–83); S — площадь подошвы фундамента; ρ — плотность материала фундамента; h — высота фундамента.

Для варианта 2 (применяется при определяющем влиянии на прочность грунта деформаций сдвига) расчет S производят по формуле:

$$S = \frac{Nn}{\left(\frac{Ck}{\text{tg } \beta} \right) - \rho h},$$

где C — расчетное удельное сцепление грунта; β — расчетный угол внутреннего трения грунта (из СНиП 2.02.01–83).

Формулы справедливы для случая, когда площадь подошвы фундамента находится на уровне дневной поверхности. Если на уровне дневной поверхности находится площадь обреза фундамента, то вместо ρ следует подставить разность плотностей фундамента и грунта.

Второй метод — по предельным деформациям грунтов. Этот метод применяется для случаев неравномерной осадки или морозного пучения грунта под основаниями буровой установки:

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}},$$

где $\delta_{\text{расч}}$ — величина осадки фундамента, полученная расчетным путем в соответствии со СНиП 2.02.01–83; $\delta_{\text{доп}}$ — допустимая величина осадки фундамента, которая выбирается исходя из недопущения опасных деформаций надфундаментных сооружений буровой установки.

Конструкции кустовых оснований

Конструкция кустового основания (КО) должна обеспечить нормальные условия для строительства скважин и их дальнейшей эксплуатации, а также изоляцию токсичных отходов бурения от окружающей природной среды.

Кустовое основание как буровое сооружение выполняет функции фундамента буровой установки и технологической площадки при кустовом бурении скважин.

Выбор конструкции КО осуществляется в зависимости от гидро-геологических условий и данных инженерно-геологических изысканий, в соответствии с характеристиками грунтов в районе строительства КО. Обычно КО располагают на болотах, которые подразделяются на болота первого, второго и третьего типов. Болота первого типа — сухие, второго — полностью заполнены обводненным торфом, третьи — частично заполнены обводненным торфом, с открытыми озерными участками.

Типы кустовых оснований

Кустовые основания подразделяются на следующие типы:

- лежнево-насыпные;
- с торфом в теле насыпи;
- насыпные;
- намывные;
- экспериментальные (с применением синтетических материалов);
- естественные.

Схемы перечисленных кустовых оснований представлены на рис. 12–17.

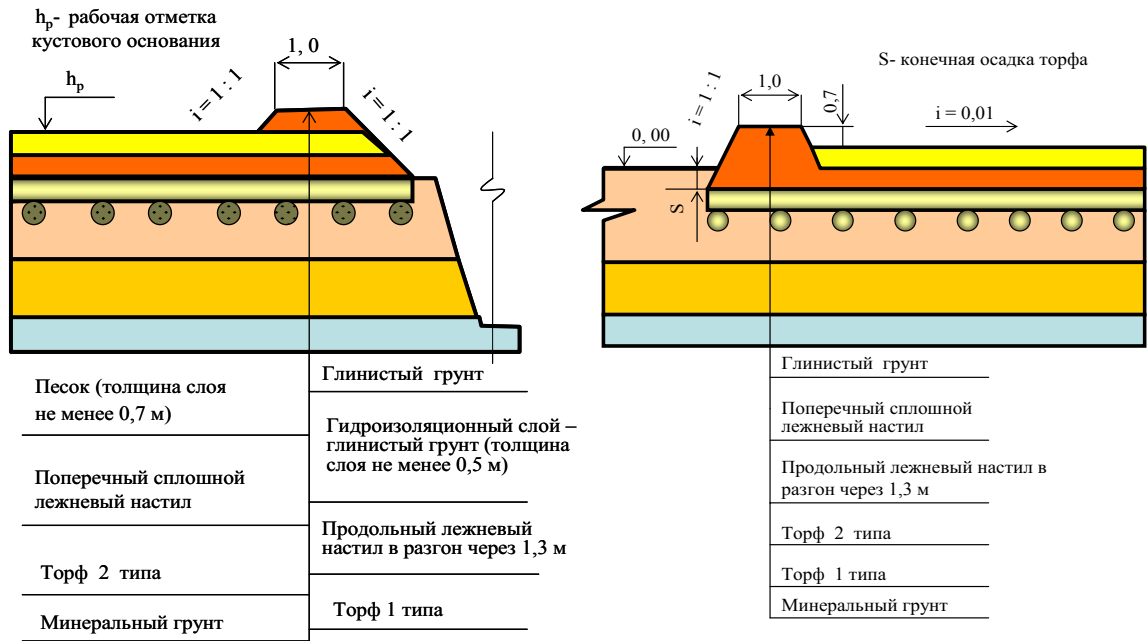


Рис. 12. Схема лежнево-насыпного кустового основания на болотах 1-го (глубиной более 2,5 м) и 2-го типов

На рис. 16 приведен внешний вид намывного кустового основания, которое обычно сооружают в поймах открытых водоемов. В район работ буксируют плавучие земснаряды, которые мощными грязевыми

насосами, через пульпопроводы намывают подводный минеральный грунт на пойменную территорию, оформляя кустовое основание.

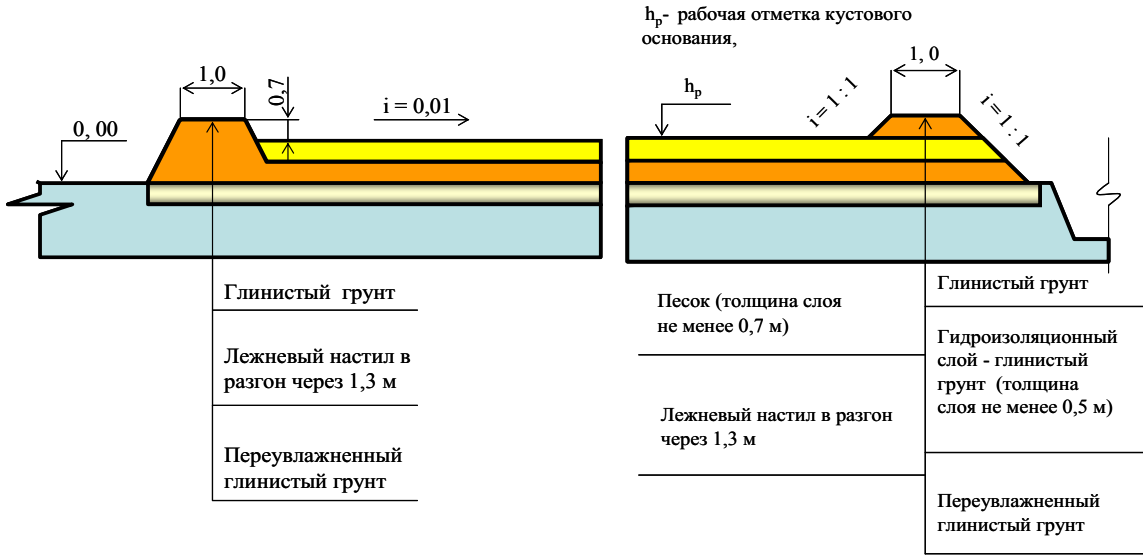


Рис. 13. Схема лежнево-насыпного кустового основания на переувлажненных глинистых грунтах

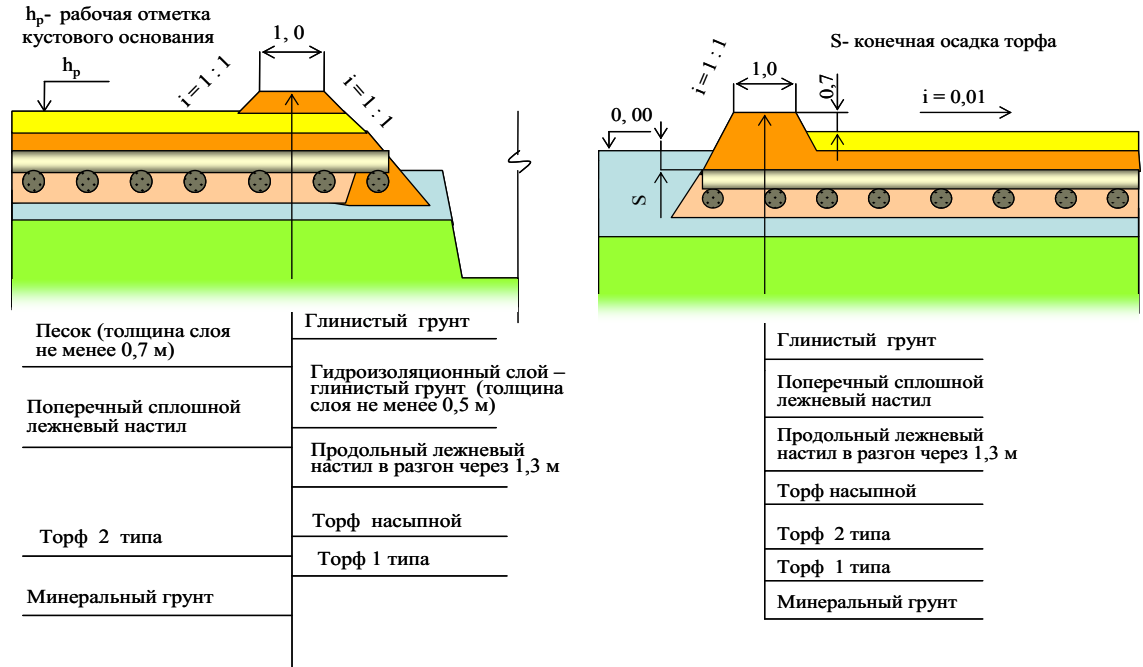


Рис. 14. Схема лежнево-насыпного кустового основания с торфом в теле насыпи на болотах 1-го (глубиной более 2,5 м) и 2-го типов

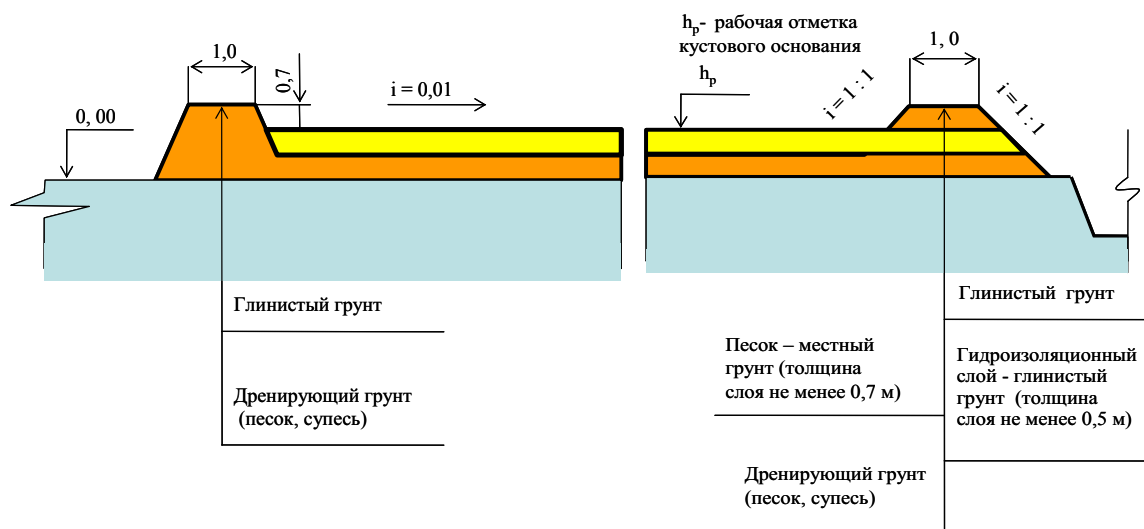


Рис. 15. Схема насыпного кустового основания на дренирующих грунтах



Рис. 16. Внешний вид намывного кустового основания

Кустовое основание с применением синтетических материалов, схема которого представлена на рис. 17, является экспериментальным, весьма дорогостоящим сооружением и рекомендуется к применению только при очень длительных сроках эксплуатации скважин куста.

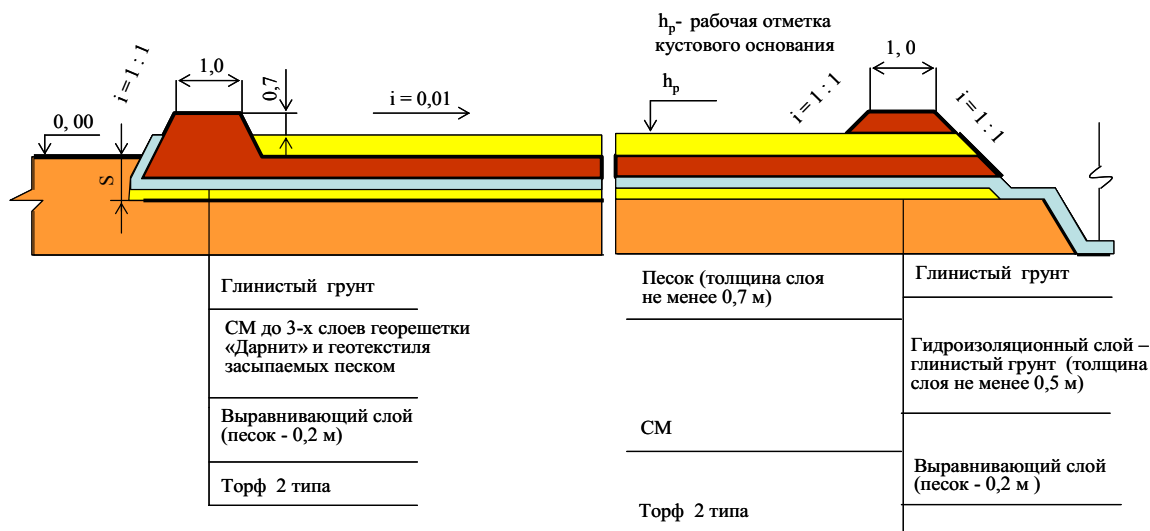


Рис. 17. Схема кустового основания с применением синтетических материалов

При строительстве кустового основания любой конструкции необходимо обеспечить уклон 1:100 в сторону шламового амбара.

3.5. Шламовые амбары

Шламовый амбар (ША) — технологически необходимое сооружение в процессе проводки скважин, предназначенное для сбора отработанного бурового раствора, шлама и сточных вод.

Объем ША определяется количеством скважин в кусте и удельным объемом ША на 1 скважину, который в первом приближении составляет:

- для скважин глубиной менее 2000 м — до 500 м³;
- скважин глубиной менее 3000 м — до 700 м³;
- разведочных скважин глубиной свыше 3000 м — до 3000 м³.

Расчет объема ША на 1 скважину может быть проведен, в соответствии с РД 51-1-96, по формуле:

$$V_{\text{ша}} = 1,1(V_{\text{ш}} + V_{\text{ОБР}} + V_{\text{БСВ}}),$$

где $V_{\text{ш}}$ — объем шлама; $V_{\text{ш}} = V_n \times 1,2$; V_n — объем скважины с учетом коэффициента кавернозности; $V_{\text{ОБР}}$ — объем отработанного бурового раствора, сбрасываемого в амбар (при условии повторного использования) $V_{\text{обр}} = 0,25V_n \times K_1 + 0,5V_{\text{ц}}$; K_1 — коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-91 $K_1 = 1,052$); $V_{\text{ц}}$ — полезный объем циркуляционной системы буровой установки; $V_{\text{БСВ}}$ — объем буровых сточных вод при внедрении оборотной системы водоснабжения; $V_{\text{БСВ}} = 0,25V_{\text{ОБР}}$; $V_{\text{ОБР}}$ — объем оборотной воды.

Конструкция шламового амбара

Конструкция ША выбирается с учетом требований экологии, гидрогеологических условий строительства и возможности применения определенной землеройной техники:

- на суходолах и на болотах 1-го типа предусматривается ленточная конструкция ША, которая выполняется с помощью скреперов;
- на болотах 2-го типа предусматривается секционная конструкция ША, которую сооружают с помощью экскаваторов с площадок между секциями, усиленных по грузонесущей способности;
- на болотах 3-го типа, глубиной более 2,5, на озерных кустах и кустах, расположенных в пойменной (затопляемой) зоне, ША выполняются в теле насыпи КО.

Ленточные амбары могут быть одно- и двухленточными. Двухленточный амбар позволяет отделять техническую воду от твердой фазы, которую можно использовать для оборотного водоснабжения буровой установки. На таком амбаре легче выполнить работы по захоронению отходов.

При строительстве амбаров обязательно должны быть выполнены работы по их гидроизоляции. Гидроизоляцию выполняют уплотняемым глинистым грунтом или специальной полимерной пленкой.

На рис. 18, 19 приведены план и разрез двухленточного амбара, а на рис. 20 изображен план секционного амбара.

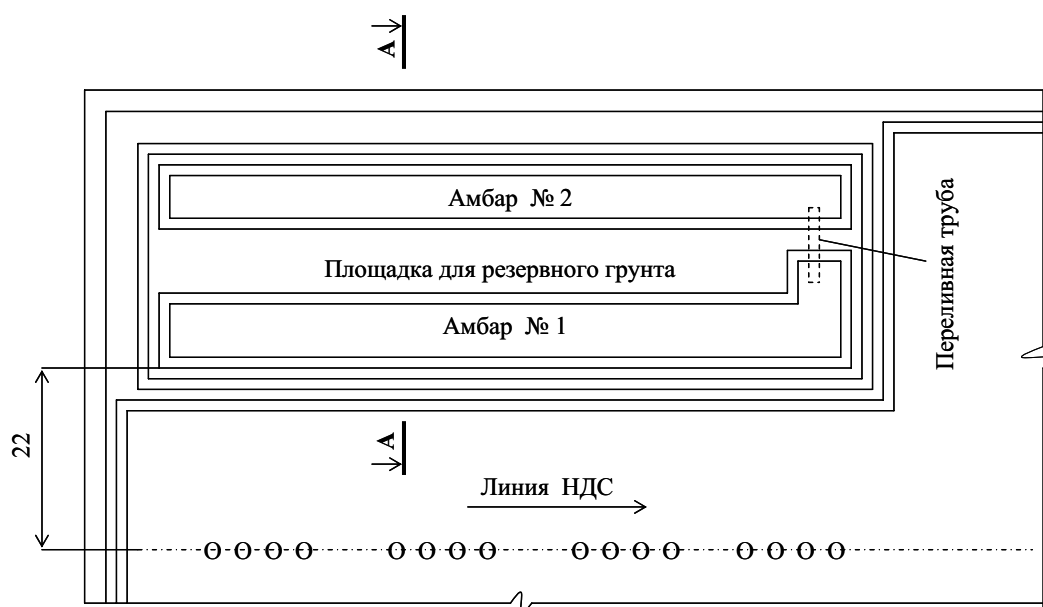


Рис. 18. План двухленточного амбара

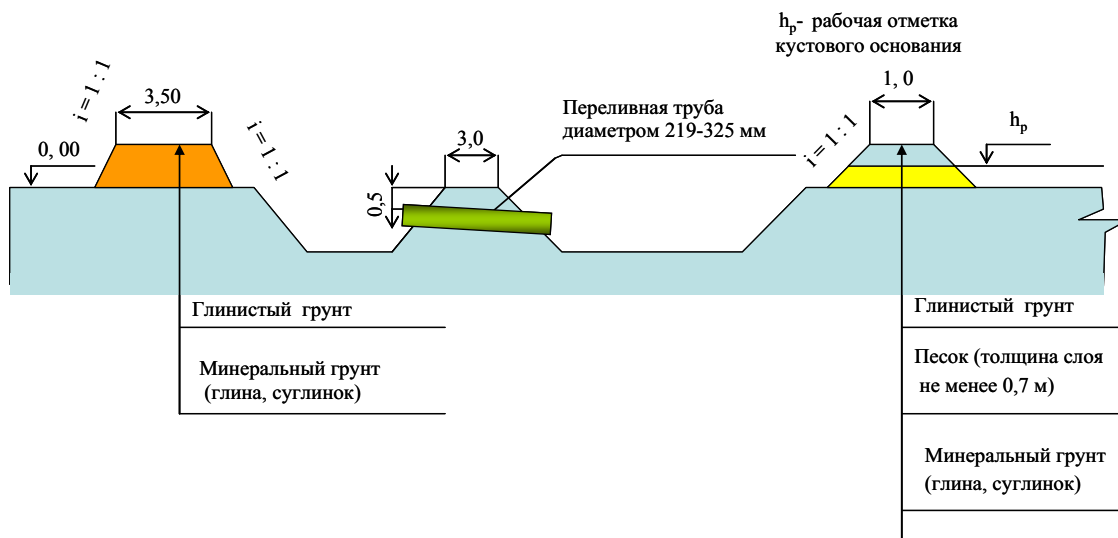


Рис. 19. Разрез двухленточного амбара по оси переливной трубы

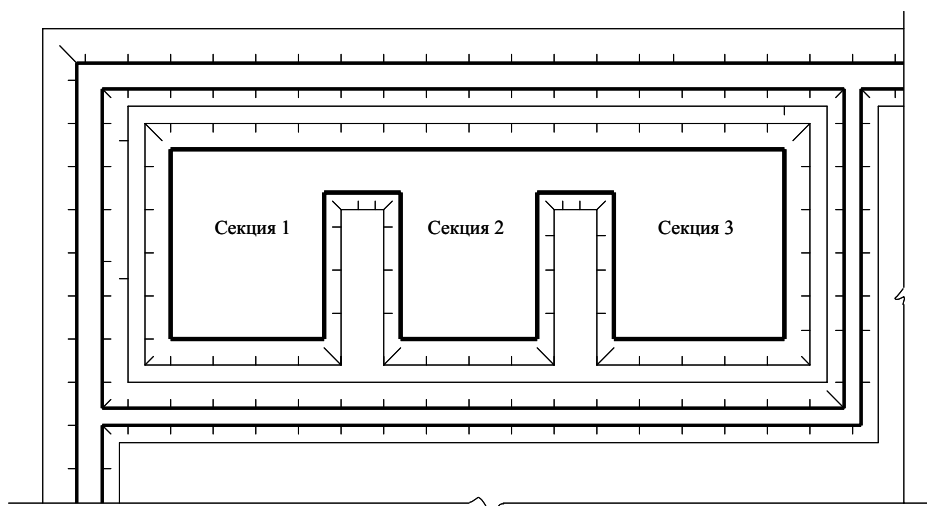


Рис. 20. План секционного шламового амбара

4. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ГЛУБОКОГО РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ

4.1. Силовой привод

4.1.1. Общие сведения о силовом приводе

Буровые установки (БУ), с точки зрения прикладной механики, — это система двигателей (Д), трансмиссий (Т) и исполнительных механизмов (ИМ).

$$\text{БУ} = \text{Д} + \text{Т} + \text{ИМ}.$$

Комплекс, состоящий из двигателей и трансмиссий, получил условное название *силовой привод (СП)*. Таким образом,

$$\text{БУ} = \text{СП} + \text{ИМ},$$

где ИМ — это ротор, насосы, лебедки, компрессоры и т. д.

Силовой привод предназначен для преобразования тепловой (электрической) энергии посредством двигателя в механическую, регулирования ее и передачи посредством Т на ИМ.

Классификация силового привода:

1. По уровню мощности двигателя:

- главный (основной);
- вспомогательный.

Главный СП — это привод лебедки, бурового насоса и ротора. Его мощность доходит до 6 тыс. кВт и более.

Вспомогательный СП — это привод компрессоров, вибросит, глиномешалок, регулятора подачи долота, маслонасосов, подпорных насосов, механизмов для СПО и др. Суммарная мощность вспомогательного привода обычно не превышает 10–15 % мощности основного привода.

2. По виду используемых Д главный СП подразделяется на:

- паровой (в настоящее время не используют);
- дизельный;
- электрический;
- газотурбинный (в настоящее время не используют);
- гидравлический.

Паровой СП впервые в России был применен в 1861 году для бурения нефтяных скважин в Азербайджане ударно-канатным способом. Затем его использовали в установках вращательного бурения.

Электрический СП впервые в России был применен в 20-х годах в Азербайджане. В настоящее время около 50 % БУ снабжены электрическими СП (автономными и неавтономными).

3. По степени зависимости от центральных энергосистем:

- автономный;
- неавтономный.

Автономный СП не зависит от центральных энергосистем. К нему относятся: дизельный, дизель-гидравлический, дизель-электрический, газотурбинный, газотурбинно-электрический СП. Неавтономный — это электрический привод с питанием от линий электропередач. Целесообразность использования его определяется стоимостью электроэнергии в районе бурения.

4. По числу Д в СП:

- однодвигательные;
- многодвигательные.

Однодвигательный СП характеризуется компактностью, высоким КПД. Многодвигательный СП характеризуется высокой надежностью при отказах Д, экономичностью (часть Д может при необходимости отключаться) и возможностью использования маломощных Д.

5. По количеству ИМ:

- индивидуальный;
- групповой;
- смешанный (комбинированный).

В индивидуальном СП каждый из ИМ приводится от Д независимо друг от друга. Этим достигается компактность при монтаже и высокий КПД.

В групповом приводе один или несколько двигателей, соединенных суммирующей трансмиссией, передают мощность на несколько ИМ. Этим достигается сокращение числа двигателей и установленной мощности БУ. Действительно, когда мощность СП затрачивается на работу буровой лебедки, на работу насосов и ротора затрат нет. Однако групповой СП требует много места для размещения и имеет низкий КПД. Такие приводы применяют при условии, что сумма мощности насоса и ротора примерно равна мощности лебедки. Это имеет место для БУ с условными глубинами бурения до 5000 метров.

В смешанном СП используются индивидуальный и групповой СП в пределах одной БУ.

Основным параметром, характеризующим работу СП, является его *мощность* $N_{\text{сп}}$. Она может быть рассчитана по формуле:

$$N_{\text{сп}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{д}i} \eta_m, \text{ кВт},$$

где $N_{\text{д}i}$ — номинальная мощность i -го двигателя, кВт; η_m — КПД трансмиссии.

Силовой привод имеет следующие *режимы работы*:

- 1) пусковой — это режим ХХ с отключенной нагрузкой, при этом задается не более 5–10 % $N_{\text{сп}}$;
- 2) непрерывный (длительный). Задается не более 60 % $N_{\text{сп}}$. Это типичный режим работы СП бурового насоса;
- 3) циклический (повторно-кратковременный). Задается около 80 % $N_{\text{сп}}$. Типичный режим работы буровой лебедки;
- 4) пиковый (кратковременный), перегрузочный. Задается до 100 % $N_{\text{сп}}$. Типичный режим работы СП буровой лебедки при ликвидации прихвата.

4.1.2. Двигатели

Основными элементами силовых приводов являются *двигатели*.

Двигатели характеризуются следующими *главными параметрами*:

1. Технические параметры:
 - мощность $N_{\text{н}}$, кВт;
 - крутящий момент на валу $M_{\text{н}}$, кН*м;
 - частота вращения вала $n_{\text{н}}$, об/мин;
 - КПД η , %;
 - масса m , кг.

Между этими тремя параметрами имеется связь:

$$N_{\text{н}} = 9,55 M_{\text{н}} n_{\text{н}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт (9,55 — размерный коэффициент).}$$

Кроме этих параметров степень совершенства конструкции двигателя характеризуют также удельной мощностью:

$$N_{\text{уд}} = m/N_{\text{н}}, \text{ кг/кВт, обычно } N_{\text{уд}} = 2\text{—}15 \text{ кг/кВт.}$$

2. Эксплуатационные параметры:
 - коэффициент перегрузки $k_{\text{п}}$;
 - диапазон регулирования частоты вращения вала $R_{\text{д}}$;
 - коэффициент гибкости $k_{\text{г}}$.

Рассмотрим теперь более подробно эти параметры:

Коэффициент перегрузки

$$k_{\pi} = M_{\max}/M_{\text{н}},$$

где $M_{\max}$ — максимально достижимый крутящий момент; $M_{\text{н}}$ — номинальный крутящий момент.

Диапазон регулирования частоты вращения вала (скоростной коэффициент)

$$R_{\text{д}} = n_{\max}/n_{\text{н}},$$

где $n_{\max}$ — максимально достижимая частота вращения вала Д; $n_{\text{н}}$ — номинальная частота вращения вала двигателя.

Небольшие значения k_{π} и $R_{\text{д}}$ свидетельствуют об ограниченной способности двигателя к преодолению возрастающих нагрузок.

Коэффициент гибкости

$$k_{\text{г}} = \Delta n / \Delta M,$$

где ΔM — изменение крутящего момента на валу Д при изменении внешней нагрузки; Δn — соответствующее этому изменению частоты вращения вала. Смысл этого параметра в следующем. Если мы попытаемся затормозить вал двигателя, двигатель среагирует снижением частоты вращения вала. Происходящий при этом прирост крутящего момента и уменьшение частоты вращения двигателя и есть параметры ΔM и Δn для расчета коэффициента гибкости. Двигатель имеет гибкую характеристику при $k_{\text{г}} > 2$, жесткую характеристику — при $k_{\text{г}} < 2$.

Типы двигателей, используемые в главном силовом приводе, представлены на блок-схеме (рис. 21).

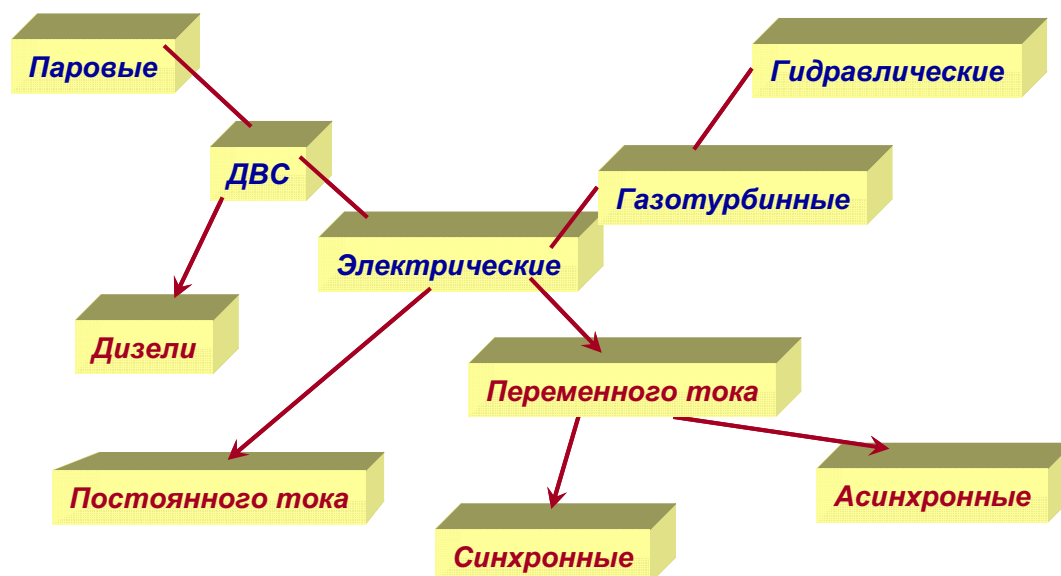


Рис. 21. Типы двигателей главных силовых приводов БУ

Ниже рассмотрены особенности и технические характеристики двигателей различного типа.

Паровые двигатели (ПД)

Первые БУ вращательного бурения — ПД.

Они имели следующие эксплуатационные параметры:

- $k_n = 1,5...3$ (высокий);
- $R_d = 2,0...5,0$ (высокий);
- $k_r > 2$ (гибкая характеристика);
- $N_d = 55...110$ кВт.

Этот тип двигателя прост и надежен.

Недостатки: низкий КПД, большой расход энергоносителей, низкая мощность. В настоящее время их не применяют.

Дизельные двигатели (ДД)

Применяемые в силовых приводах БУ ДВС работают на тяжелых топливах (дизтопливо). Двигатели, работающие на легких топливах (бензин, керосин), на буровых установках не применяются из-за неэкономичности.

ДД имеют следующие эксплуатационные показатели:

- $k_n = 1,1...1,2$ (низкий);
- $R_d = 1,3...1,8$ (удовлетворительный);
- $k_r > 2$ (гибкая характеристика);
- КПД — 25...35 %.

Крутящий момент $M_{ДД}$ изменяется в узких пределах (≈ 10 %), а соответствующие изменения n в широком диапазоне (23...44 %).

Особенности ДД:

- нельзя запускать под нагрузкой (требуется установка фрикционных муфт, отключающих трансмиссию);
- не способны к большим перегрузкам (требуются специальные устройства — редукторы, гидротрансформаторы для адаптации к большим нагрузкам);
- мощность двигателя зависит от давления, температуры и влажности окружающей среды.

В отечественных буровых установках предшествующего поколения преимущественно использовались 4-тактные 12-цилиндровые двигатели с V-образным расположением цилиндров и жидкостным охлаждением В2-450ТК, взамен которых сейчас идут близкие по конструкции двигатели В2-500ТК и 1Д12Бс2. Кроме того, в силовых приводах БУ применяют 8-цилиндровые двигатели с V-образным расположением цилиндров 84Н 26/26 и В-500Б. Последний имеет воздушное

охлаждение. Дизельный двигатель 64Н 21/21 имеет 6 цилиндров с линейным размещением. Технические характеристики некоторых дизельных двигателей, применяемых в буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, приведены в табл. 4.

Рекомендации по монтажу и эксплуатации. При монтаже ДД, как и при монтаже других двигателей СП БУ, следует добиваться соосности валов двигателей и трансмиссионных валов. После центрирования валов, на дизеля устанавливают выхлопные трубы и искрогасители. Каждый выхлопной коллектор дизеля должен быть соединен с отдельной выхлопной трубой. Высота выхлопной трубы от пола должна быть не менее 2...2,2 м с уклоном в сторону выхлопа в пределах 20°. Для выхлопных труб используют стальные трубы диаметром не менее 100 мм. Выхлопные трубы устанавливают на стойках и подвешивают к каркасу укрытия так, чтобы масса их не передавалась на выхлопной коллектор дизеля. В конце каждой выхлопной трубы должен быть установлен искрогаситель. Расстояние от искрогасителя до стены укрытия, если она сделана из горючего материала, должно быть не менее 5 метров. Выхлопные трубы с коллекторами дизелей и с искрогасителями соединяют с помощью фланцев. Между фланцами устанавливают асбестовые прокладки. В стенках укрытий из пожароопасного материала устанавливают разделку из листовой стали или другого несгораемого материала.

Таблица 4

Технические характеристики дизельных двигателей БУ

Тип ДВС	N_n , кВт	V_p цилиндра, л	n_n , об/мин	m , кг	$N_{уд}$, кг/кВт	M_n , кН·м	Расход топлива, г/кВт·ч	Тип БУ
B2-450	330	2,8	1600	1590	4,8	1,97	227	БУ2500ДГУ БУ 3Д БУ3000ДГ БУ40000ДГУ
B2-500ТК	404	3,89	1600	1700	6,64	2,0	216	БУ 3Д НБО-Д
64Н 21/21	460	7,3	1200	4200	9,1	3,7	220	БУ5000ДГ БУ 3Д
84Н 26/26	785	13,5	1000	8000	10,2	7,5	215	БУ6500ДГ
1Д12Бс2	309	2,4	1600	1550	4,8	1,84	216	БУ 3Д БУ2500ДГУ БУ3000ДГ
Wola H12	330	2,8	1600	1600	4,8	1,97	нд	БУ 3Д

В процессе эксплуатации следует избегать пиковых нагрузок на привод, при которых (как отмечено выше) задействуется 100 % мощности двигателя. В этом случае идет быстрый износ ДД, снижается его КПД и срок службы. Необходимо также постоянно следить за системой масляного охлаждения и смазки ДД, так как от качества смазки и охлаждения в значительной степени зависит его долговечность. Нельзя допускать использования дизтоплива с примесью воды, так как в этом случае идет его ускоренный износ и может произойти аварийная остановка ДД. Необходимо также производить на ДД все виды ТО, предусмотренные заводом-изготовителем.

Электродвигатели

В настоящее время число БУ с электрическим приводом достигает 60 % их общего числа, потому что электропривод самый удобный, дешевый, безопасный и экологичный. Основные его достоинства: высокий КПД, бесшумная работа, чистота рабочих мест.

Существует несколько разновидностей электродвигателей силовых приводов БУ.

Асинхронные двигатели с фазным ротором

Применяются в приводе лебедки, насоса, ротора. Управляются посредством мощных токовых станций. Плавный пуск двигателей достигается малым пусковым током.

Основные эксплуатационные параметры этих двигателей:

- $k_n = 1,7...2,2$ (высокий);
- $R_d = 1$ (низкий);
- $k_r < 2$ (жесткая характеристика);
- КПД – 90...95 %.

Основные технические характеристики асинхронных двигателей БУ приведены в табл. 5.

Таблица 5

Технические характеристики асинхронных двигателей главного силового привода БУ

Тип двигателя	N_n , кВт	Напряжение U_n , В	n_n , об/мин	m , кг	КПД	Установка
АКБ-114-6	320	500	980	2150	92,5	Уралмаш-4Э
АКБ-13-62-8	500	6000	740	4320	93,5	БУ 3000 ЭУК
АКЗ-15-41-Б2	700	6000	750	6150	93,5	БУ 4000 ЭУ
АКС-15-69-6	1000	6000	750	4700	95,3	БУ 5000 ЭУ

Синхронные двигатели

Характеризуются вращением вала двигателя с частотой, кратной частоте питающего напряжения.

Основные эксплуатационные параметры:

- $k_n = 1,65 \dots 1,8$ (высокий);
- $R_d = 1$ (низкий);
- $k_r < 2$ (жесткая характеристика);
- КПД – 95 %.

Эти двигатели имеют максимальный КПД при номинальной нагрузке. Изменения нагрузки и напряжения в питающей сети U практически не влияют на крутящий момент. Такие параметры приемлемы для привода буровых насосов БУ.

Недостатки синхронного двигателя:

- усложнен его пуск (разгон до синхронной частоты приходится проводить с помощью дополнительного пускового двигателя или специальных импульсных пусковых устройств);
- большая сила пускового тока;
- невозможность параллельной работы двух двигателей на один исполнительный механизм из-за больших динамических моментов ротора двигателя.

В табл. 6 приведены основные технические параметры некоторых синхронных двигателей.

Таблица 6

Технические характеристики синхронных двигателей главного силового привода БУ

Тип двигателя	N_n , кВт	Напряжение U_n , В	n_n , об/мин	m , кг	КПД	Установка
СДЗБ-13-42-8А	450	6000	750	4050	93,9	БУ 2500 ЭУ БУ 5000 ЭУ
СДЗБ-13-52-8А	630	6000	750	5420	95	Уралмаш-4Э-76
СДБО-99/49-8	630	6000	750	5600	94,5	БУ 2500 ЭУ БУ 3000 ЭУК БУ 4000 ЭУ

Электродвигатели постоянного тока (ДПТ)

ДПТ имеют значительные преимущества перед другими типами двигателей.

1. ДПТ могут работать в повторно-кратковременном и пиковом режиме, развивая максимальный крутящий момент M .
2. Обеспечивается плавное регулирование n и M при пуске, торможении и остановке.
3. Управление осуществляется в цепях возбуждения двигателя, то есть в цепях малой мощности, что упрощает пусковую аппаратуру и повышает ее надежность. Частота вращения регулируется током возбуждения.
4. Вследствие такой легкой регулировки частоты вращения и крутящего момента упрощается трансмиссия.

Недостаток: необходимо иметь мощную тиристорную установку для выпрямления переменного тока промышленной частоты.

Основные эксплуатационные параметры этих двигателей:

- $k_n = 1,5 \dots 2,0$ (высокий);
- $R_d = 2,5 \dots 3,5$ (высокий);
- $k_r > 2$ (гибкая характеристика).

Основные технические характеристики электродвигателей постоянного тока приведены в табл. 7.

Таблица 7

*Технические характеристики электродвигателей постоянного тока
главного силового привода БУ*

Тип двигателя	N_n , кВт	Напряжение U_n , В	n_n , об/мин	m , кг	Установка
П-172-9К	1150	660	220/440	23000	БУ 2500 ЭП
П-153-8К	370	220	750/900	8900	БУ 5000 ЭР
П-171-5К	500	660	400/1000	8050	БУ 5000 ЭР
МДП-800-800	850	460	800/1200	6250	БУ 2500 Э

Основное требование к монтажу электродвигателей, так же как и других двигателей, — это обеспечение соосности приводных валов ЭД с валами трансмиссий или исполнительных механизмов. Следует также обеспечить при монтаже их надежную защиту от атмосферных осадков и технологической влаги для исключения возможности замыкания в электрических цепях ЭД.

При эксплуатации необходимо следить, чтобы на ЭД не попадала влага, проводящая пыль. Такие же требования при эксплуатации систем электрического управления ЭД.

Особое внимание обслуживающему персоналу следует уделять надлежащему выполнению требований безопасной эксплуатации электроустановок.

Газотурбинные установки

Характеризуются следующими эксплуатационными параметрами:

- $k_n = 2,5 \dots 3,0$ (высокий);
- $R_d = 2,0 \dots 3,0$ (низкий);
- $k_r > 2$ (гибкая характеристика).

Эти двигатели имеют два весьма существенных недостатка, из-за которых они в настоящее время не применяются, а именно:

- низкий КПД (топлива в два раза больше, чем для ДД);
- высокий уровень шума.

Гидравлические двигатели

Гидравлические двигатели используют в качестве индивидуальных приводов в буровой установке, условно называемой бестрансмиссионной. Эти двигатели по своим эксплуатационным параметрам близки двигателям постоянного тока и имеют следующие особенности:

1. Могут работать в повторно-кратковременном и пиковом режиме, развивая максимальный крутящий момент M .
2. Обеспечивается плавное регулирование n и M при пуске, торможении и остановке.
3. Управление осуществляется со станции гидроуправления дистанционно.
4. С одной гидравлической станции управления можно управлять и обеспечивать энергией значительное число двигателей.
5. Вследствие использования гидравлических линий связи двигателя со станцией управления в качестве силовых, исключается механическая трансмиссия, что дает возможность на каждый агрегат буровой установки иметь индивидуальный привод.

Недостаток: необходимо иметь мощную гидравлическую силовую установку с дополнительными двигателями.

Основные эксплуатационные параметры этих двигателей:

- $k_n = 1,5 \dots 2,0$ (высокий);
- $R_d = 2,5 \dots 3,5$ (высокий);
- $k_r > 2$ (гибкая характеристика).

4.1.3. Трансмиссии силового привода

Рассмотрим теперь второй компонент силового привода БУ — трансмиссии.

Трансмиссии — это комплекс элементов, который обеспечивает передачу мощности от двигателей к исполнительным механизмам: ротору, лебедке, насосам, компрессорам и др.

Трансмиссии состоят из силовых передач и соединительных муфт.

Рассмотрим теперь наиболее важный элемент трансмиссий силового привода — *силовые передачи*. Силовые передачи предназначены для осуществления кинематической связи между валами двигателей и элементов трансмиссий, изменения скорости и направления вращения и преобразования крутящего момента.

Силовые передачи подразделяются по способам передачи мощности на механические и гидродинамические.

К *механическим* передачам относятся *цепные, клиноременные, карданные и зубчатые*. Цепные, клиноременные и карданные передачи применяют в БУ при межосевых расстояниях более 1 метра. При межосевых расстояниях менее 1 метра используют зубчатые передачи в роторе, в понижительных редукторах, коробках переключения передач буровой лебедки.

Гидродинамические передачи используют всегда при межосевых расстояниях менее 1 метра в так называемых гидро- или турботрансформаторах.

Цепные передачи

Состав:

- втулочно-роликовая цепь;
- цепные колеса (звездочки);
- смазочное устройство.

Цепные передачи подразделяются:

- на открытые (условно) и закрытые;
- горизонтальные (угол наклона к горизонту до 30°);
- наклонные (угол наклона $30-60^\circ$);
- вертикальные ($60-90^\circ$).

Различают одноконтурные и многоконтурные ЦП.

У многоконтурных ЦП имеются один или более промежуточных валов, на которые передается вращение от ведущего вала. Промежуточные валы смонтированы на подшипниках качения, из которых наиболее часто используют роликовые подшипники. КПД вала на подшипниках качения весьма высок — 99 %.

Преимущества цепной передачи:

- возможность передачи мощности до 3000 кВт при межосевых расстояниях до 3 метров без проскальзывания;
- возможность изменения передаточного отношения;
- большие допустимые линейные скорости передачи.

Недостатки:

- неравномерность вращения ведущего и ведомого валов;

- биение ненагруженной ветви цепи;
- необходимость точного монтажа, исключающего перекосы и непараллельность валов;
- необходимость интенсивной смазки;
- вытягивание цепи в процессе эксплуатации.

КПД цепной передачи равна 97 %, то есть этот тип передачи имеет уже ощутимые потери, что как раз и вызывает необходимость интенсивной смазки.

В цепных передачах БУ применяются приводные втулочно-роликовые цепи следующих типов: однорядные усиленные (ПРУ), однорядные тяжелого типа (ПРТ), двухрядные (2ПР), двухрядные тяжелого типа (2ПРТ). Трехрядные (3ПР), тяжелого типа (3ПРТ), четырехрядные (4ПР), четырехрядные тяжелого типа (4ПРТ), шестирядные (6ПР) и шестирядные тяжелого типа (6ПРТ).

Краткое обозначение цепи, по ГОСТ 10974—64, состоит из типа, шага (мм) и разрушающей нагрузки (кН). Например, цепь приводная, роликовая, шестирядная, тяжелого типа с шагом 31,75 мм и разрушающей нагрузкой 600 кН обозначается следующим образом: 6ПРТ-31, 75-600.

В оборудовании буровых установок применяют цепи: с шагом 12,7; 25,4; 31,75; 38,1; 44,45; 50,8 мм.

Приводная роликовая цепь (рис. 22) выполнена в виде втулочных (внутренних) и валиковых (внешних) звеньев. Втулочное звено состоит из двух пластин, в отверстия которых запрессованы втулки со свободно посаженными на них роликами. Валиковое звено выполнено из двух внешних пластин с двумя запрессованными в них валиками. С торцов валики раскатаны, что исключает возможность их выпадения. В многорядных цепях валиковое звено имеет дополнительно по две промежуточные пластины в каждом промежутке между рядами, которые свободно надеты на валики. Для соединения концов цепи при надевании ее на колеса применяют соединительное звено или специальные переходные звенья при нечетном числе звеньев в цепи. Этими звеньями регулируют натяжения цепи. Соединительное звено, как и валиковое, имеет две внешних пластины и два валика. В одну из пластин запрессовывают валики, а другую — свободно надевают на них после соединения цепи и шплинтуют. Переходное звено — сочетание втулочного и валикового звеньев. Оно имеет две гнутые переходные пластины, одну втулку с роликом и один валик. Втулку с надетым на нее роликом запрессовывают в пластины, а валик свободно вставляют в отверстия пластин и шплинтуют. Переходное звено позволяет собирать цепь с не-

четным числом звеньев, что рекомендуется при использовании цепных колес с четным числом зубьев. Кроме этого, переходное звено позволяет при необходимости укорачивать цепь на одно звено.

При сборке цепных передач устанавливают цепные колеса на валы, проверяют параллельность валов и взаимное расположение колес, которые должны находиться в одной плоскости. Допустимые отклонения O , мм, при несовпадении торцов зубьев цепных колес определяют по выражению:

$$O \leq 0,1 \cdot A^{1/2} / a,$$

где a — число рядов цепи; A — межцентровое расстояние, мм.

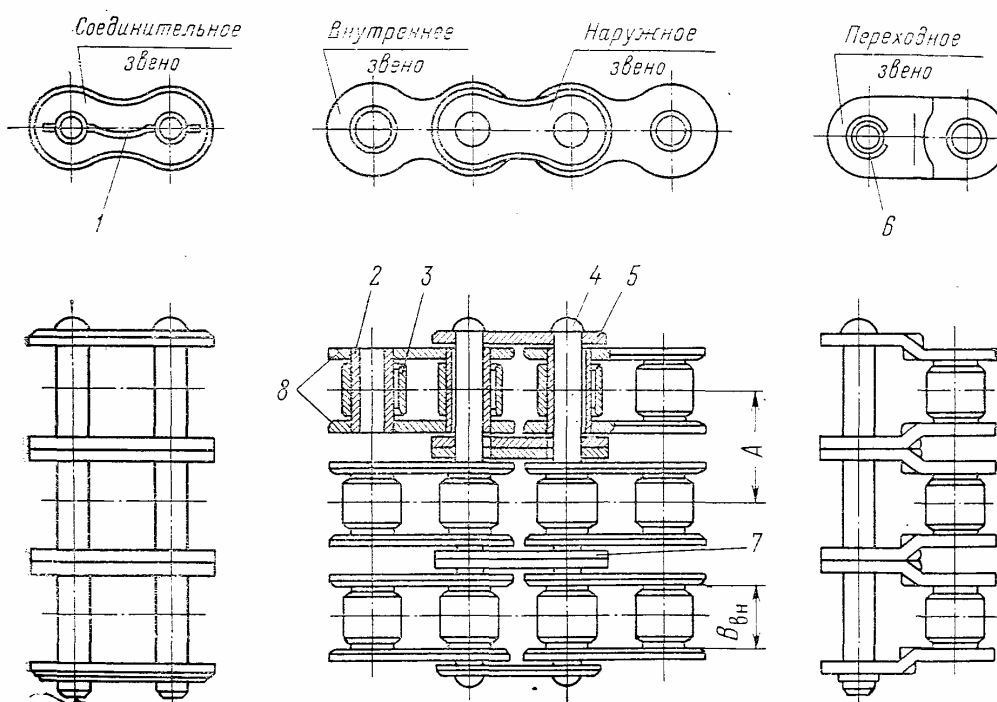


Рис. 22. Многорядная втулочно-роликовая цепь:

1, 6 — шпинты; 2 — втулка; 3 — ролик; 4 — валик; пластина: 5 — внешняя; 7 — промежуточная; 8 — внутренняя

Несовпадение торцов зубьев попарно работающих цепных колес может быть вызвано осевым смещением при параллельных валах, непараллельностью осей валов, находящихся в одной плоскости, и перекосом их в вертикальных плоскостях. Возможно также торцовое биение цепных колес. Дефекты монтажа могут привести к износу боковых поверхностей зубьев и резкой неравномерности распределения нагрузки между рядами цепи, что приводит к ее преждевременному износу. Взаимное расположение валов и колес проверяют при помощи уровня и жесткой линейки соответствующей длины. Линейку плотно прижима-

ют к боковой обработанной поверхности зубчатого венца большого колеса и измеряют наибольший зазор между линейкой и боковой поверхностью венца другого колеса. Величину несовпадения торцов зубьев проверяют в нескольких положениях ведомых и ведущих колес. Для установки и снятия цепей применяют специальное приспособление (рис. 23), которое состоит из двух зацепов 1, винта 2, имеющего правую и левую резьбу, и ворота 3.

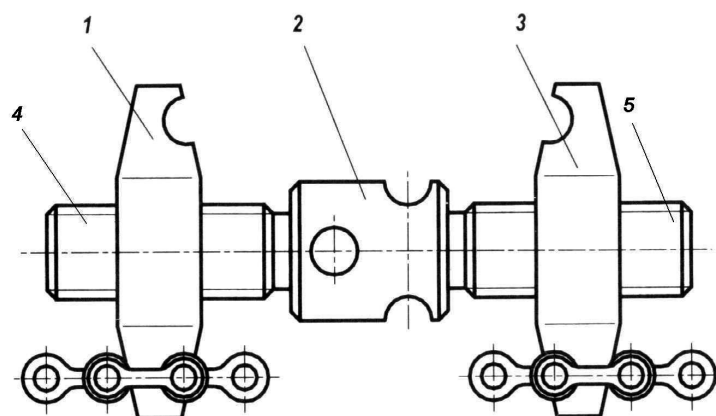


Рис. 23. Приспособление для стяжки цепей

При установке цепи излишнее ее натяжение не допускается. Натяжение цепи проверяют по стреле ее провисания, которая должна быть в пределах 0,01–0,015 % межцентрового расстояния. Стрелу провисания измеряют при помощи линейки или шнура.

После монтажа открытых цепных передач необходимо обязательно закрыть цепи с цепными колесами защитными кожухами.

Для смазки цепных передач при температуре окружающей среды ниже 5 °С используют масло Асп-10, Асп-10, а при температуре от 5 до 30 °С – масло индустриальное 20 и 30.

Применяемые способы смазки:

- ручной (кисть, масленка при линейной скорости $V < 1$ м/с);
- капельный с применением маслососа путем разбрызгивания при скорости $1 < V < 3$ м/с;
- разбрызгивание и погружение в ванну при линейной скорости $3 < V < 8$ м/с;
- смазка струей под давлением > 8 м/с.

В процессе эксплуатации цепь вытягивается, поэтому, чтобы исключить возможные проскоки цепи следует ежедневно проверять ее натяжение и по мере необходимости сокращать число звеньев. Для этого на буровой должен быть запасной комплект соединительных звеньев.

Клиноременные передачи (КРП)

Применяют в многодвигательных групповых приводах на лебедку, ротор, буровые насосы компрессор, в одно- или двухдвигательных индивидуальных приводах буровых насосов, компрессоров, вспомогательных механизмов, а также для аварийной блокировки двигателей, — с N_n до 300 кВт.

Клиноременные передачи, применяемые как в основном, так и во вспомогательных силовых приводах, — многорядные (в основном приводе — до 12 шт).

Состав КРП:

- приводной шкив;
- ведомый шкив;
- клиновидные ремни.

КРП подразделяют на прямую КРП и на КРП с промежуточными валами. Прямая КРП — прямая, в которой приводной шкив находится непосредственно на валу двигателя, а ведомый шкив — на валу исполнительного механизма. Прямые КРП применяют в приводах буровых насосов и во вспомогательных приводах. КРП с промежуточным валом (трансмиссионным валом) применяют в многодвигательных групповых приводах.

Промежуточные валы со шкивами смонтированы, как правило, на роликотоподшипниках, расположенных в коробках, которые устанавливаются на стойки оснований.

В КРП ведущие шкивы имеют диаметр всегда меньше ведомых шкивов, то есть КРП выполняет функции понизительного редуктора. Передаточное число КРП $k = D_{\text{ведом}}/D_{\text{ведущ}}$.

Клиновидные ремни КРП подразделяются на узкие ремни (шириной $H = 17\text{--}22$ мм), которые применяют во вспомогательных приводах с КРП, и нормального сечения (шириной 32–50 мм), которые применяют в КРП основного привода.

Допустимая линейная скорость V для клиновидных ремней — до 30 м/с. Номинальная скорость $V_n = 15\text{--}20$ м/с.

Состав клиновидного ремня (рис. 24):

- обертка (хлорпрен), стойкая к маслу, нагреву 1;
- сердцевина из резины 2;
- шнур из прочного синтетического волокна 3.

Средний ресурс ремней — 2000 часов.

Достоинства:

- амортизация резких перегрузок и сглаживание неравномерности вращения кривошипно-шатунных механизмов бурового насоса и компрессоров;

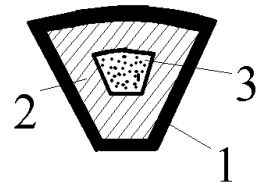


Рис. 24. Разрез

клиновидного ремня

- исключение поломок двигателей и ИМ при аварийных ситуациях.

Недостатки:

- необходимость предварительного натяжения ремней;
- смена изношенных клиновидных ремней требует демонтажа промежуточных валов или сближения шкивов;
- необходимость периодического натяжения ремней;
- колебания ремней и всей КРП из-за непостоянства размеров сечений по длине ремня и мгновенного изменения за счет этого передаточного отношения;
- неравномерность растяжения ремней в комплекте;
- чувствительность к попаданию на ремни масла;
- низкий КПД до 94 %.

При монтаже клиноременной передачи, как и цепной передачи, следует обеспечивать соосность ведущих, промежуточных (трансмиссионных) и ведомых валов. Допускается несоосность не более 0,8 мм. Непараллельность осей ведущих, промежуточных (трансмиссионных) и ведомых валов не более 1 мм на длине 1000 мм. Допустимое смещение шкивов 1–2 мм. Разность длины ремней КРП должна быть не более 2,5 мм на длине 560 мм. В зимних условиях клиновидные ремни предварительно подогревают в теплом помещении или паром. Новые ремни перед установкой целесообразно обкатывать на стендах в мастерских. Это облегчит их установку на шкивы и натяжение. Ремни КРП после одевания натягивают при помощи винтовых распорок, установленных между рамами агрегатов. Натяжение ремней на шкивах проверяют подвешиванием груза массой 10 кг в середине одного из ремней. Прогиб ремня должен быть в пределах 65–75 мм на расстоянии 1 м между шкивами. После монтажа КРП она должна быть закрыта защитными кожухами.

При эксплуатации КРП необходимо исключить попадание масла на ремни и шкивы. Ежедневно следует контролировать натяжение ремней и при необходимости регулировать натяжение. Признаками ослабления натяжения ремней являются их сильные колебания и сильный разогрев.

Карданные передачи

Карданная передача предназначена для передачи крутящего момента между несоосными валами или валами, соосность которых может нарушаться в процессе работы. Карданная передача всегда передает мощность без изменения числа оборотов. Передаточное число для карданной передачи равно 1, поэтому ее иногда относят к соединитель-

ным муфтам. Применяется для соединения удаленных валов (например, приводной вал на лебедке соединяют с ротором, гидротрансформатор соединяют с суммирующим редуктором, коробку перемены передач с лебедкой).

Представляет из себя два связанных с приводным и ведомым валами шарнирных соединения (муфты кардека), которые расположены под углом 90° и, в свою очередь, соединены жесткой тягой или со шлицевым соединением.

Основные параметры карданных валов, применяемых в силовом приводе БУ:

- $N_{\max}$ — 1140 об/мин;
- $M_{\text{ном}}$ — 14 кН·м;
- длина 0,8—1,0 м;
- ширина 0,3 м;
- масса 160—190 кг.

Перед монтажом карданных валов подшипники скольжения шарнирных соединений и шлицевое соединение вала должны быть тщательно очищены от грязи и смазаны густой смазкой типа солидола или литола. При монтаже карданных валов следует исключить попадание влаги на шарнирные соединения. После монтажа карданная передача должна быть закрыта защитным кожухом.

Зубчатые передачи

Зубчатые передачи применяют в так называемых преобразовательных элементах силового привода БУ — понижительных редукторах и коробках перемены передач (КПП), а также в роторе, в механической части бурового насоса и на морских плавучих самоподъемных буровых установках (в приводе подъемных колонн). Представляют из себя пару или более приведенных в зацепление зубчатых колес или зубчатого колеса с зубчатой рейкой. Зубчатое колесо с меньшим числом зубьев называется шестерней, а с большим числом — зубчатым колесом.

Предназначены для изменения частоты и направления вращения ведомого вала по отношению к частоте и направлению вращения приводного вала и, в случае необходимости, для поворота ведомого вала на 90° по отношению к приводному.

Передаточное число зубчатой пары рассчитывается по формуле:

$$k = Z_{\text{ведом}}/Z_{\text{ведущ}},$$

где $Z_{\text{ведом}}$ — число зубьев ведомого колеса; $Z_{\text{ведущ}}$ — число зубьев ведущего колеса.

При наличии промежуточных зубчатых колес $k = k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_i$, где k_i — передаточное число i -й пары.

В силовом приводе БУ применяют следующие типы зубчатых зацеплений (рис. 25):

- цилиндрическая прямозубая с внешним зацеплением;
- цилиндрическая прямозубая с внутренним зацеплением;
- цилиндрическая косозубая;
- цилиндрическая шевронная;
- коническая (в роторе, в поворотных понизительных редукторах);
- винтовая;
- реечная;
- червячная.

Зубчатые передачи, как уже было указано, в силовом приводе БУ использованы только в агрегатах заводского исполнения: роторе, редукторах и коробках перемены передач.

В силовом приводе БУ применяют следующие типы редукторов:

- *понизительный редуктор* (например, для снижения частоты вращения, передаваемой дизельным двигателем до пределов, допускаемых клиноременной передачей или в регуляторе подачи долота);
- *поворотный понизительный редуктор*.

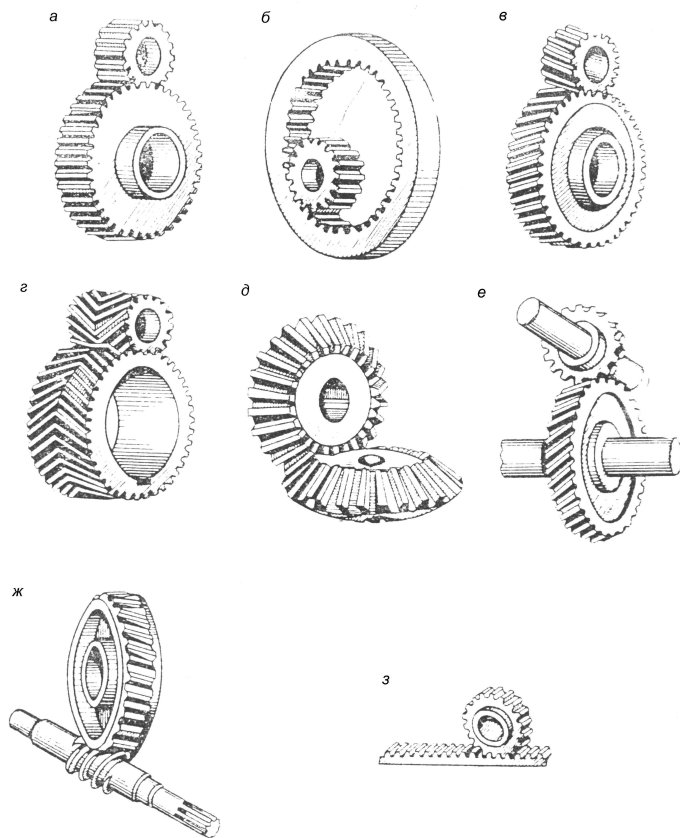


Рис. 25. Типы зубчатых зацеплений:

а — цилиндрическая прямозубая с внешним зацеплением;
 б — цилиндрическая прямозубая с внутренним зацеплением;
 в — цилиндрическая косозубая;
 г — цилиндрическая шевронная;
 д — коническая; е — винтовая;
 ж — червячная; з — реечная

В КПП БУ с зубчатыми передачами (а есть КПП с цепными передачами) применены целые блоки шестерен с разным передаточным отношением, которые переключаются с помощью штурвалов, педалей или пневмоцилиндров. Например, в БУ 3Д КПП обеспечивает 5 скоростей и реверс с помощью шести блоков шестерен.

В КПП БУ 3Д предусмотрен электростартер и специальная зубчатая передача 174/10 для проворачивания валов с целью совмещения зубьев включаемых шестерен.

Шестерни и зубчатые колеса редукторов, КПП и ротора установлены на валах, которые, в свою очередь, свободно вращаются на подшипниках качения, закрепленных в корпусах соответствующих устройств. В редукторах КПП установлены роликовые подшипники, стол ротора проворачивается зубчатой передачей на двух опорных шариковых подшипниках. На некоторых валах зубчатых передач выполнены проходные отверстия для передачи воздуха через вертлюжки системы пневмоуправления БУ на шинно-пневматические муфты (ШПМ), устройство которых рассмотрено ниже.

При монтаже устройств с зубчатыми передачами следует, прежде всего, обеспечить соосность их входных и выходных валов с приводными и ведомыми валами двигателей и ИМ.

Смазка всех зубчатых передач производится путем залива масла в корпуса соответствующих устройств до уровня, предусмотренного заводом-изготовителем (так называемая картерная смазка). Контроль уровня масла в процессе эксплуатации устройств с зубчатыми передачами производится щупом или визуально через прозрачный маслоуказатель. Для устройств большой мощности предусматривают также принудительную смазку зубчатых передач с подачей масла специальными насосами.

Для смазки зубчатых передач при температуре окружающей среды ниже 5 °С используют масло Асп-10, Акп-10, а при температуре от 5 до 30 °С — масло индустриальное 20 и 30.

Кроме рассмотренных выше механических передач, в силовом приводе БУ используется также *гидродинамическая передача*, которая представлена гидротрансформатором или турботрансформатором.

Гидротрансформатор предназначен для бесступенчатого изменения крутящего момента и частоты вращения, передаваемых от двигателя, на ИМ. По-другому, *гидротрансформатор* — это гидродинамическая передача, которая передает механическую энергию через циркулирующий поток жидкости и бесступенчато автоматически изменяет в опре-

деленных пределах передаваемый крутящий момент в зависимости от внешней нагрузки. Гидротрансформатор способствует снижению динамических нагрузок в силовой передаче, обеспечивает устойчивую работу двигателя при изменении нагрузки на силовой привод и позволяет получать малые скорости движения с увеличенным тяговым усилием на исполнительных механизмах. В гидромеханической передаче применен комплексный, одноступенчатый, блокируемый, четырехколесный гидротрансформатор. При больших нагрузках он увеличивает крутящий момент, передаваемый от двигателя, а при малых нагрузках передает его без изменения, т. е. работает в режиме так называемой гидромукфы. Применяется в СП с двигателями, которые боятся перегрузок, а именно дизелями. Бесступенчатое изменение момента и частоты вращения позволяет полнее использовать мощность дизеля в приводе буровой лебедки и обеспечить автоматическое изменение скорости подъема в зависимости от нагрузки на крюке. Однако, вследствие ограниченности коэффициента трансформации, в зоне практически приемлемых значений КПД гидротрансформаторы в приводе буровых лебедок самостоятельно не используют и дополняют механической КПП.

Параметры гидротрансформатора:

- коэффициент трансформации $K = M_T / M_H$ (изменяется в пределах 1–8);
- КПД, равный $\eta = M_T \cdot n_T / M_H \cdot n_H = K \cdot k$, где $k = n_T / n_H$ — передаточное отношение гидротрансформатора, которое изменяется в пределах от 1 до 0,15.

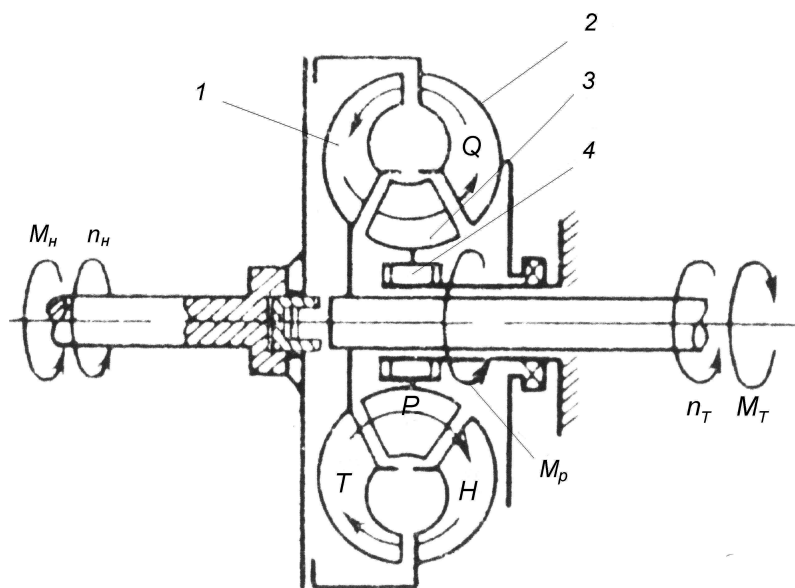


Рис. 26. Гидротрансформатор

КПД гидротрансформатора падает с ростом коэффициента трансформации от 95 % при X/X до 30 % при максимальном K . Гидротрансформатор (рис. 26) состоит из турбинного 1 и насосного 2 колес, лопаточного аппарата 3, называемого реактором, и муфты свободного хода. Муфта свободного хода работает следующим образом. Если реактор вращается синхронно с насосом она не препятствует вращению. Когда же на реактор начинает воздействовать тормозной момент M_p в направлении, противоположном вращению насоса, муфта заклинивает. При вращении насосного колеса с лопатками работает центробежный насос, который гонит рабочую жидкость (масло) к турбине и вызывает ее вращение. При малых нагрузках на турбинном колесе тормозной момент реактора M_p мал, муфта свободного хода выключена и реактор способен свободно вращаться вместе с насосом. Поэтому он не изменяет направление и скорость движения рабочей жидкости от насоса к турбине. В этом случае гидротрансформатор работает как гидромукта, система имеет высокий КПД, K и k равны 1. С ростом нагрузки, когда M_t больше M_n , в реакторе возникает значительный тормозной момент M_p , который заклинивает муфту свободного хода и удерживает реактор в неподвижном состоянии. Это изменяет поток от насоса к турбине и вызывает рост крутящего момента и уменьшение частоты вращения на выходе гидротрансформатора. В этом случае падает КПД гидротрансформатора и начинается интенсивный разогрев рабочей жидкости. Поэтому в гидротрансформаторах предусмотрено охлаждение рабочей жидкости. Гидросистема гидротрансформатора объединяется с гидросистемой дизеля, поэтому охлаждение рабочей жидкости происходит в радиаторе дизеля путем обдува вентилятором. Монтаж гидротрансформатора производится на заводе-изготовителе, поэтому нет никаких специальных требований по его монтажу. При эксплуатации гидротрансформатора, необходимо, прежде всего, контролировать уровень и качество масла в гидросистеме. Следует периодически промывать фильтр грубой очистки рабочей жидкости в соответствии с рекомендацией заводов-изготовителей. Следующим элементом трансмиссий являются *соединительные муфты*. Муфты предназначены для передачи вращения с одного вала на другой без изменения направления и частоты вращения и без преобразования крутящего момента. Классификация муфт по виду используемой энергии представлена на рис. 27.

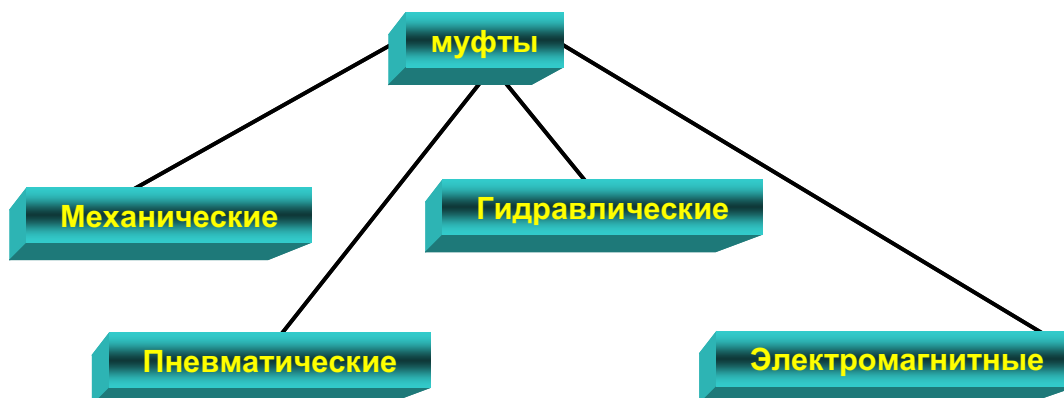


Рис. 27. Классификация муфт по виду используемой энергии

Муфты классифицируются также по конструкции (рис. 28).



Рис. 28. Классификация муфт по конструкции

Стационарные муфты предназначены для постоянного соединения валов. *Сцепные* муфты обеспечивают возможность соединения и разъединения валов и поэтому являются исполнительными механизмами системы управления агрегатами буровой установки.

Стационарная глухая втулочная муфта представляет собой жесткое соединение валов цилиндрической втулкой (рис. 29, а), а в *стационарной глухой фланцевой* муфте соединение валов производится через фланцы с помощью шпилек (рис. 29, б).

При использовании стационарных глухих муфт требуется тщательная центровка соединяемых валов, в противном случае наблюдается интенсивная вибрация оборудования.

Значительно меньшие требования по центровке соединяемых валов предъявляются при использовании стационарных подвижных муфт.

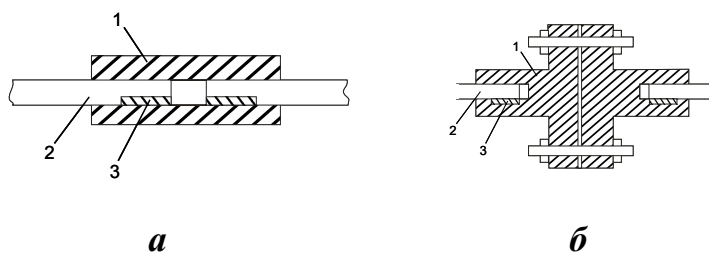


Рис. 29. Глухие муфты:

а — втулочная;
б — фланцевая;
 1 — втулка (фланец);
 2 — вал; 3 — шпонка

Стационарные подвижные муфты представлены упругими муфтами и стационарной разновидностью подвижной зубчатой муфты, которая изображена на рис. 30.

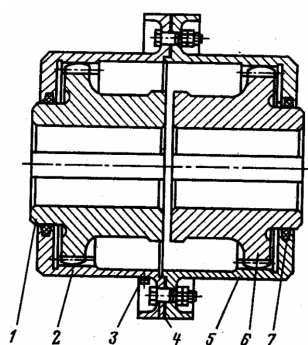


Рис. 30. Стационарная подвижная зубчатая муфта:

1, 6 — зубчатые втулки;
 2, 5 — зубчатые обоймы; 3 — пробка;
 4 — уплотняющая прокладка;
 7 — уплотняющие манжеты

Зубчатая муфта может быть и сцепной. В коробках перемены передач современных буровых установок используют *переключательную сцепную зубчатую* муфту, которая применяется для соединения и разъединения сдвоенных валов. В этом случае она состоит из двух полумуфт с внутренним зубчатым зацеплением, соединенных с внешними валами, и шестерни с внешним зацеплением, которая может перемещаться по шлицевому участку центрального вала, соединяя тот или иной внешний вал с центральным валом.

Упругие муфты представлены *резиновыми* муфтами двух разновидностей — с резиновой пластиной, которую называют пальцевой (рис. 31, *а*), резиновым валиком (рис. 31, *б*) и *гидродинамической* муфтой, схема которой представлена на рис. 32. Состав муфты: насосное колесо 2; турбина 1; герметичный корпус; предохранительная пробка.

Упругие муфты выполняют также функцию предохранительных муфт. В упругих резиновых муфтах, при заклинивании ведомого вала, срабатывает фрикцион и в дальнейшем разрушаются резиновые элементы, в результате чего приводной и ведомый валы разъединяются. В гидродинамической муфте в этом случае растет температура гидравлической жидкости и при достижении 90 °С выплавляется пробка из легкоплавкого металла в днище корпуса. Гидравлическая жидкость вытекает в поддон и валы разъединяются.

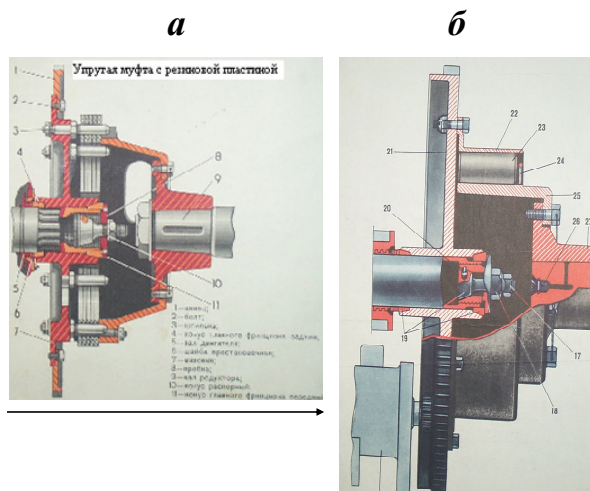


Рис. 31. Резиновые муфты:

а — с резиновой пластиной (пальцевая); *б* — с резиновым валиком; 19 — конуса; 20 — стопор; 21 — маховик; 22 — полумуфта ведущая; 23 — резиновый валик; 24 — кольцо пружинное; 25 — полумуфта ведомая; 26 — винт; 27 — фланец

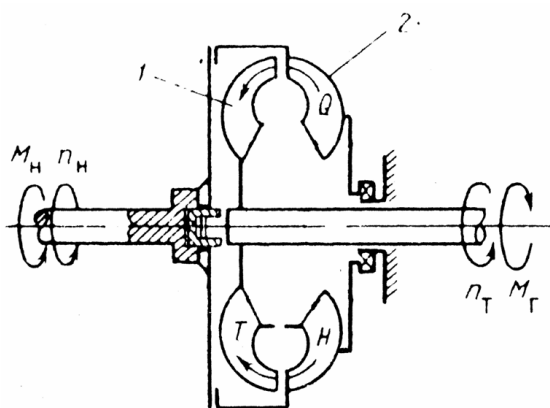
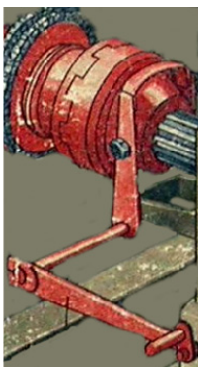


Рис. 32. Гидродинамическая муфта

Сцепные муфты представлены кулачковыми, зубчатыми (принцип действия которых рассмотрен выше), фрикционными и электромагнитными муфтами.

Кулачковая муфта состоит из двух фланцевых полумуфт со сцепными кулачками на внешних поверхностях фланцев. Одна полумуфта глухо посажена на соединяемый вал на шпонке, а вторая может перемещаться на шлицевом конце второго вала с помощью ручного или пневматического привода. Такая муфта с ручным приводом рычажного типа приведена на рис. 33.



Имеется также *переключательная кулачковая* муфта, принцип действия которой аналогичен принципу действия зубчатой переключательной муфты. У такой муфты имеются две кулачковые полумуфты, соединен-

Рис. 33. Кулачковая муфта вспомогательного тормоза буровой лебедки:

1, 2 — полумуфты; 3 — шлицевой вал; 4 — рычажная система включения муфты

ные глухо с внешними валами сдвоенного вала, и кулачковый диск, который может перемещаться по шлицевому участку центрального вала. Особенностью кулачковых и зубчатых сцепных муфт является невозможность соединения и разъединения валов на ходу. Это можно делать только при полной остановке валов.

Наиболее широкое распространение в буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения получили *фрикционные сцепные муфты*. Такие муфты позволяют соединять валы, как при остановках, так и на ходу. Соединение валов во фрикционных муфтах обеспечивается силами трения сцепления фрикционных элементов муфт. Эти муфты являются основными исполнительными механизмами пневматической системы управления буровыми установками, так как в качестве привода сцепления в них используются пневматические камеры в виде резинотканевых баллонов. Подача воздуха в баллон муфты производится через полый вал с помощью вертлюжка. Существуют две разновидности фрикционных муфт — радиальные (или цилиндрические) и осевые (или дисковые).

Цилиндрические муфты для буровых установок эксплуатационного и разведочного бурения выпускают со следующими аббревиатурами: ШПМ (шинно-пневматическая муфта); МП (муфта пневматическая); МШ (муфта шинная). На рис. 34, а приведен общий вид такой муфты, а на рис. 34, б — разрез полумуфты.

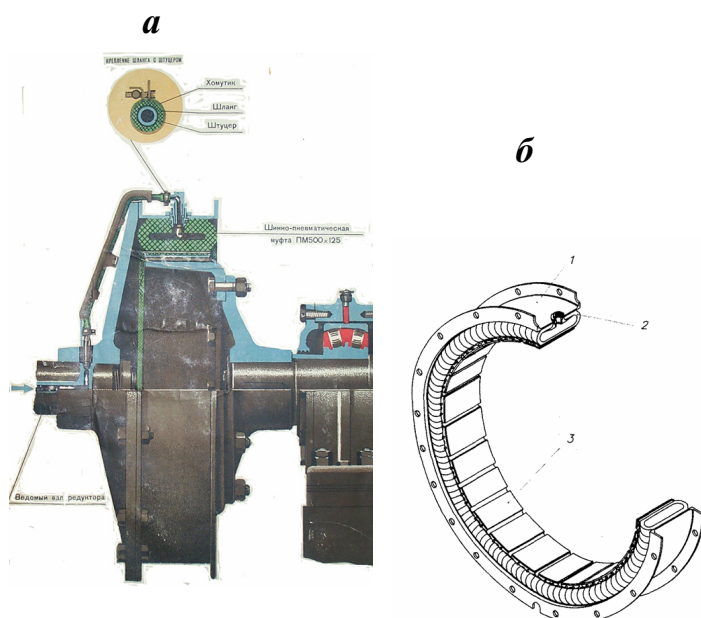


Рис. 34. Цилиндрическая фрикционная сцепная муфта:

*а — общий вид муфты;
б — разрез внешней полумуфты; 1 — обод;
2 — резиновый баллон;
3 — фрикционная накладка*

Момент, передаваемый цилиндрическими муфтами, растет с увеличением диаметров полумуфт. Ограничения по передаваемому моменту у этих муфт связаны с ростом их габаритных размеров.

При необходимости передачи больших моментов через соединяемые валы применяют *дисковые фрикционные муфты*. На рис. 35 приведен разрез двухдисковой фрикционной пневмокамерной муфты (а) и ее полумуфты (б).

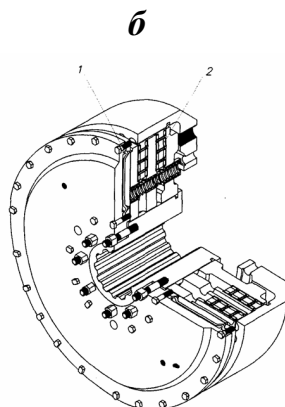
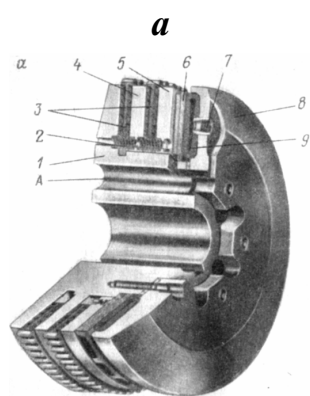


Рис. 35. Двухдисковая фрикционная муфта:

а — общий вид: 1 — корпус; 2 — пружины отжимные; 3 — диски с фрикционными накладками; 4, 5 — промежуточный и нажимной диски; 6 — диск теплоизолирующий; 7 — подвод воздуха; 8 — диск камеры; 9 — пневмокамера; А — каналы охлаждения; б — полумуфта: 1 — обод; 2 — резиновый баллон; 3 — фрикционная накладка

В дисковых муфтах рост передаваемого момента связан с увеличением числа рабочих фрикционных дисков, что в меньшей степени сказывается на габаритах муфты. Однако компактность этой муфты приводит к ухудшению ее естественного охлаждения. Поэтому в такой муфте предусмотрено непрерывное охлаждение в сцепленном состоянии воздухом из пневмосистемы буровой установки. Повышенный расход воздуха в такой муфте является ее недостатком.

Сцепные электромагнитные муфты, также как и фрикционные, позволяют соединять валы как при остановках, так и на ходу. Имеются две разновидности этих муфт, которые отличаются только рабочей средой, в которой находятся полумуфты. Если рабочей средой является немагнитный диэлектрик (воздух, трансформаторное масло), то такую муфту называют электромагнитной. Если рабочая среда — тонкая взвесь ферромагнитного порошка (порошковое железо) в масле, то муфта называется электромагнитной ферропорошковой. На рис. 36 приведен разрез *электромагнитной ферропорошковой муфты*.

Принцип действия этих муфт одинаков. Сцепление полумуфт происходит за счет возникновения магнитного поля на одной из полумуфт, которая называется индуктором, при пропускании через расположенную на ней обмотку возбуждения постоянного тока. Магнитное поле индуктора взаимодействует с магнитомягким материалом второй полумуфты, сцепляя их. Для увеличения передаваемого электромагнитной муфтой момента повышают магнитную проницаемость рабочей среды, что приводит к усилению сцепления полумуфт.

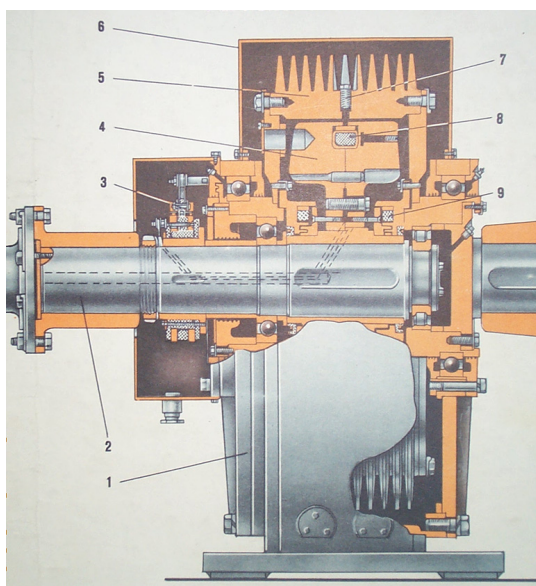


Рис. 36. Электромагнитная ферропорошковая муфта:
 1 – корпус; 2 – вал ведомый;
 3 – токосъёмник; 4 – индуктор;
 5 – ведущая полумуфта;
 6 – кожух;
 7 – пробка для заполнения муфты ферропорошком;
 8 – катушка возбуждения

4.2. Спуско-подъемный комплекс буровой установки

4.2.1. Общие сведения

Спуско-подъемный комплекс (СПК) буровой установки (рис. 37) предназначен для осуществления спуско-подъемных операций (СПО) с бурильными, обсадными трубами, буровым инструментом и производства вспомогательных операций в скважине, а также для подачи буровой колонны с породоразрушающим инструментом на забой в процессе бурения.

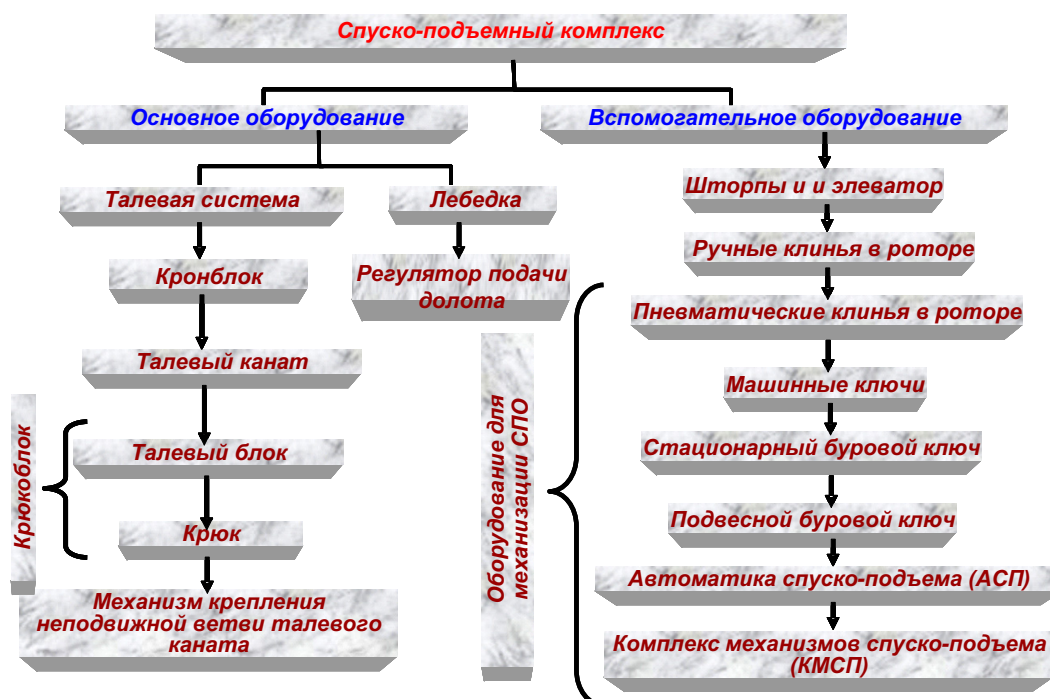


Рис. 37. Блок-схема спуско-подъемного комплекса буровой установки

Спуско-подъемный комплекс буровой установки состоит из лебедки с элементами силового привода, талевой системы, оборудования и инструмента для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций.

В свою очередь, талевая система состоит из кронблока, талевого блока, крюка (или крюкоблока), каната и т. д. (см. выше структуру СПК).

В оборудование для механизации и автоматизации СПО входят механизмы, инструменты и приспособления для выполнения спуска и подъема бурильной колонны и спуска обсадной колонны: элеваторы, клиновые захваты, ключи и др. (см. структуру СПК).

Объем спуско-подъемных операций — это суммарная длина труб, спускаемых в скважину и поднимаемых из нее за все рейсы, выполненные в процессе бурения скважины до конечной глубины:

$$L = L_{\text{сп}} + L_{\text{п}},$$

где L — объем спуско-подъемных операций, м; $L_{\text{сп}}$ — длина спускаемых труб за все рейсы, м; $L_{\text{п}}$ — длина поднимаемых труб за все рейсы, м.

На рис. 38 изображен график рейсов СПО.

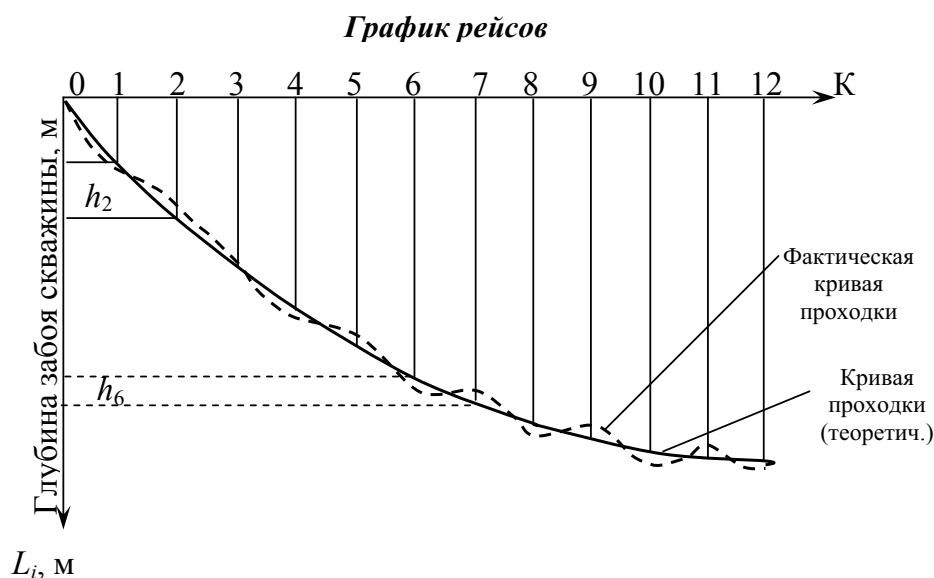


Рис. 38. График рейсов СПО

В общем виде, длина труб, спускаемых или поднимаемых за все рейсы,

$$L = L_{\text{сп}} = L_{\text{п}} = L_1 + L_2 + L_3 + \dots L_{\kappa} = \sum_{i=1}^{\kappa} L_i,$$

где L_i — i -я глубина забоя скважины по порядковым номерам рейсов, м; i — номер рейса; κ — номер конечного рейса; L_{κ} — конечная глубина скважины, м.

Текущие глубины скважины зависят от проходки на долото

$$L_i - L_{i-1} = h_i,$$

где L_i — длина скважины в i -м рейсе, м; L_{i-1} — длина скважины в предыдущем рейсе, м.

Проходка на долото h_i и число рейсов k , определяющие объем спуско-подъемных операций, зависят от глубины скважины, буримости горных пород, стойкости долот, режимов бурения и т. д.

Продолжительность спуско-подъемных операций ($T_{\text{спо}}$) исчисляется от начала подъема бурильной колонны до окончания ее спуска за все рейсы, выполняемые в процессе бурения скважины, и входит в производительное время бурения. Время на наращивание бурильной колонны, смену долота и забойного двигателя, спуск обсадной колонны учитывается отдельно и в продолжительность спуско-подъемных операций не включается. Продолжительность спуско-подъемных операций зависит от мощности и скоростей лебедки, а также уровня механизации.

При ручной расстановке свечей продолжительность СПО может быть вычислена по формуле:

$$T_{\text{спо}} = t_{\text{п}} + t_{\text{сп}} + t_{\text{пэ}} + t_{\text{спэ}} + t_{\text{мрс}} + t_{\text{мрп}},$$

где $t_{\text{п}}$ и $t_{\text{сп}}$ — машинное время, соответственно, подъема и спуска бурильных труб; $t_{\text{пэ}}$ и $t_{\text{спэ}}$ — машинное время, соответственно, подъема и спуска ненагруженного элеватора; $t_{\text{мрп}}$ и $t_{\text{мрс}}$ — время машинно-ручных операций при подъеме и, соответственно, спуске бурильных труб.

При ступенчатом изменении скоростей лебедки машинное время на подъем бурильных труб (ч) рассчитывается следующим образом:

$$t_{\text{п}} = \frac{\varepsilon}{3600} \sum_{i=1}^k \frac{L_i}{v_i}, \text{ ч},$$

где ε — коэффициент, учитывающий высоту приподъема колонны труб ($\varepsilon = 1,02$); L_i — текущая длина труб, поднимаемых на первой и последующих скоростях лебедки, м; v_i — текущие средние установившиеся скорости подъема труб, м/с.

Машинное время спуска бурильных труб рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{сп}} = \frac{\varepsilon L}{3600 v_{\text{сп.сп}}}, \text{ ч},$$

где L_c — длина бурильных труб, спускаемых в скважину за время бурения до конечной глубины, м; $v_{\text{сп.сп}}$ — средняя скорость спуска бурильной колонны, м/с.

Из технологии спуско-подъемных операций в бурении известно, что суммарная длина подъемов ненагруженного элеватора равна длине труб, спускаемых в скважину, а суммарная длина спусков ненагруженного элеватора — длине труб, поднимаемых из скважины, т. е.

$$L_{\text{пз}} = L_{\text{спз}} = L,$$

где $L_{\text{пз}}$ и $L_{\text{спз}}$ — суммарная длина спусков и подъемов ненагруженного элеватора; L — длина труб, поднимаемых и спускаемых за период бурения скважины.

Машинное время спусков ненагруженного элеватора вычисляется по формуле:

$$t_{\text{спз}} = \frac{\varepsilon L}{3600 v_{\text{сз}}}, \text{ ч},$$

где $v_{\text{сз}}$ — максимальная скорость спуска ненагруженного элеватора при установившемся движении, м/с.

Машинное время подъема ненагруженного элеватора за период бурения скважины вычисляются по формуле:

$$t_{\text{пз}} = \frac{\varepsilon L}{3600 v_{\text{пз}}}, \text{ ч},$$

где $v_{\text{пз}}$ — максимальная скорость подъема ненагруженного элеватора при установившемся движении, м/с.

Продолжительность машинно-ручных операций при подъеме, включающих в себя установку бурильной колонны на клинья или элеватор, отвинчивание свечи, отвод ее от устья и установку на подсвечник, рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{мрп}} = t'_{\text{мрп}} \frac{L}{3600 l_{\text{св}}}, \text{ ч},$$

где $t_{\text{мрп}}$ — время машинно-ручных операций при подъемах бурильной колонны за весь период бурения скважины, ч; $t'_{\text{мрп}}$ — нормативное время машинно-ручных операций при подъеме одной свечи, с; $l_{\text{св}}$ — длина свечи, м.

Продолжительность машинно-ручных операций при спуске бурильной колонны, включающих в себя операции, отмеченные выше, но в обратном порядке (см. $t_{\text{мрп}}$), вычисляется по формуле:

$$t_{\text{мрс}} = t'_{\text{мрс}} \frac{L}{3600 l_{\text{св}}}, \text{ ч},$$

где $t_{\text{мрс}}$ — время машинно-ручных операций при спуске бурильной колонны за весь период бурения скважины, ч; $t'_{\text{мрс}}$ — нормативное время машинно-ручных операций при спуске одной свечи, с; $l_{\text{св}}$ — длина свечи, м.

При использовании комплекса АСП продолжительность спуско-подъемных операций сокращается за счет совмещения машинных и машинно-ручных операций.

При спуско-подъемных операциях происходит изменение скорости движения крюка от 0 до максимума и наоборот. Изменение скорости за время подъема и спуска одной свечи графически изображается тахограммой.

Рассмотрим типовые тахограммы с целью уяснения структуры кинематики спуско-подъемного комплекса.

Двухпериодная (схематизированная) тахограмма спуска (рис. 39)

Скорость спуска изменяется по двухпериодной тахограмме при небольших нагрузках и достаточном запасе торможения.

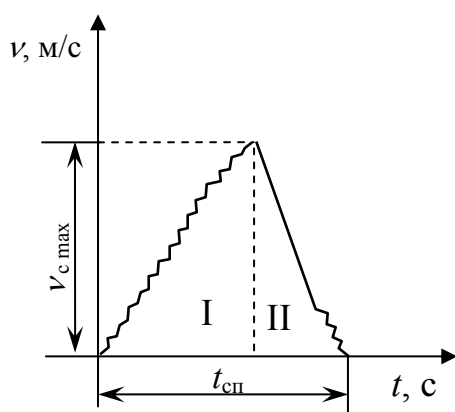


Рис. 39

I период — разгон лебедки.

Время разгона лебедки зависит:

- 1) от веса спускаемой колонны;
- 2) момента инерции узлов и деталей подъемного механизма, вращающихся при спуске.

II период — торможение лебедки.

Время торможения и остановки зависит от тормозного пути, необходимого для обеспечения безопасной и своевременной остановки спускаемой колонны труб.

Трехпериодная (схематизированная) тахограмма спуска (рис. 40)

Трехпериодная тахограмма характерна для спуска тяжелых колонн труб с использованием вспомогательного тормоза.

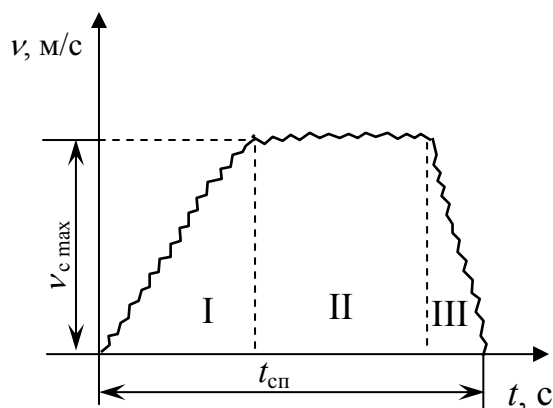


Рис. 40

I период — разгон лебедки.

II период — установившийся спуск — при равенстве движущегося и тормозного момента и постоянной скорости спуска до начала торможения.

III период — торможение и остановка.

Тахограмма подъема (схематизированная) (рис. 41)

Как правило, трехпериодная.

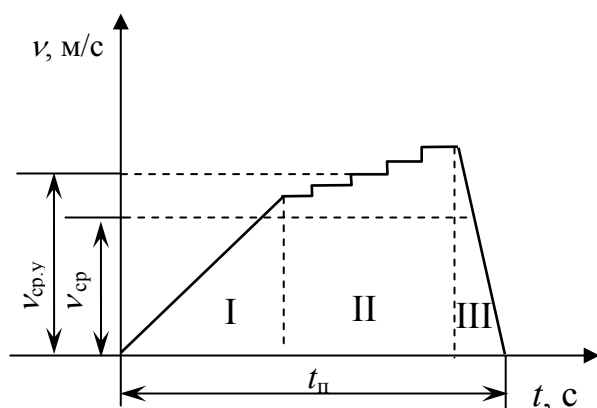


Рис. 41

I период — разгон барабана лебедки — ускоренное движение крюка от нуля до начальной установившейся скорости (зависит от привода лебедки и навыков бурильщика).

II период — относительно установившаяся скорость подъема (вал двигателя и барабан лебедки вращаются с постоянной частотой).

III период — торможение.

При этом скорость подъема колонны труб на i -й передаче,

$$v_{ni} = \frac{\pi D_i n_{дв}}{60 Z_{тр} m},$$

где D_i — переменный диаметр навивки каната на барабан, лебедки; $n_{дв}$ — частота оборотов двигателя; $Z_{тр}$ — передаточное число трансмиссии лебедки; m — кратность оснастки талевого системы; $v_{сп.у}$ — средняя установившаяся скорость подъема труб; рассчитывается по среднему диаметру навивки каната на барабан лебедки.

4.2.2. Талевая система

Талевая система — это часть спуско-подъемного комплекса, предназначенная для подъема и спуска бурильной колонны при проведении спуско-подъемных операций, поддержания на весу бурильной колонны при бурении, спуске обсадной колонны и выполнении других работ в скважине.

Талевая система состоит из неподвижной группы шкивов — кронблока, установленного в верхней части буровой вышки на подкронблочной раме, и подвижной группы шкивов — талевого блока с крюком. Талевый блок и кронблок соединены между собой стальным тросом — талевым канатом, один конец которого крепится к барабану лебедки (подвижный, ходовой, тяговый, ведущая ветвь полиспастной системы), а второй конец через специальное устройство — к основанию вышки (неподвижный).

Крепление неподвижного конца каната к основанию буровой вышки с помощью специального устройства обусловлено необходимостью уравновесить горизонтальную составляющую усилия в ведущей ветви, установки на нем датчика измерительной аппаратуры, предназначенной для контроля нагрузки на крюке, а также осуществления перепуска талевого каната для уменьшения его износа. При такой системе число шкивов кронблока всегда на один больше, чем в талевом блоке, а количество ветвей в оснастке — четное, т. е. имеет место формула:

$$Z_{\text{кб}} = Z_{\text{тб}} + 1,$$

где $Z_{\text{кб}}$ и $Z_{\text{тб}}$ — число шкивов, соответственно, кронблока и талевого блока.

Число шкивов блоков, их размеры и количество ветвей каната в талевой системе определяются грузоподъемностью на крюке, тяговым усилием лебедки, количеством слоев навивки каната на барабан лебедки, размерами, прочностью и скоростью навивки на барабан лебедки талевого каната, а также его типом и стоимостью.

К талевому блоку 2 (рис. 42) присоединяется крюк 3, на котором на штропах подвешивается элеватор для труб или вертлюг.

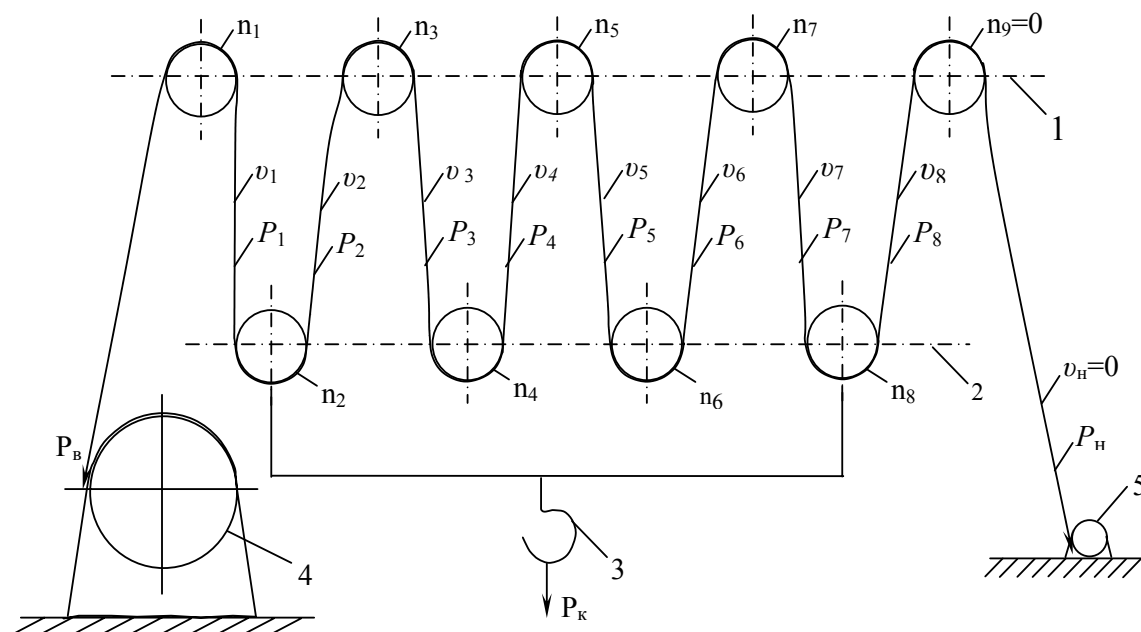


Рис. 42. Кинематическая схема талевой системы:

1 — кронблок; 2 — талевый блок; 3 — крюк; 4 — буровая лебедка; 5 — механизм крепления неподвижного конца талевого каната

В настоящее время талевый блок и подъемный крюк во многих случаях объединяют в один механизм — крюкоблок.

Нагрузку на талевый блок определяют по следующим формулам:

- *при статическом нагружении*

$$P_{тб}^I = P_k + G_k,$$

где P_k — наибольшая нагрузка от веса колонны труб; G_k — вес крюка и элеватора со штропами;

- *при динамическом нагружении*

$$P_{тб}^{II} = (P_k + G_k) \left(1 + \frac{\varepsilon_k}{g} \right),$$

где ε_k — ускорение крюка при подъеме; g — ускорение свободного падения.

Полиспастная система служит для увеличения его подъемной силы за счет снижения скорости движения крюка в сравнении со скоростью движения ведущей ветви талевого каната, наматываемой на барабан лебедки. Чем больше число струн каната и шкивов участвует в работе, тем медленнее будет подниматься талевый блок с крюком.

Суммарные усилия в струнах талевого каната (P_t) в состоянии покоя и движения неодинаковые:

- *при статическом нагружении*

$$P_t^I = P_{тб}^I + G_{тс},$$

где $G_{тс}$ — общий вес подвижной части талевой системы, равный $G_{тс} = G_{тб} + G_{тк}$; $G_{тб}$ — вес талевого блока; $G_{тк}$ — вес 2/3 длины каната талевой оснастки при нижнем положении крюка;

- *при динамическом нагружении*

$$P_t^{II} = P_{тб}^{II} + G_{тс} \left(1 + \frac{\varepsilon_k}{g} \right).$$

Вне зависимости от вида нагружения имеет место выражение

$$P_t = P_1 + P_2 + \dots + P_n,$$

где $P_1, P_2, \dots, P_n$ — усилия в несущих струнах полиспаста (см. схему).

При статическом нагружении

$$P_1 = P_2 = \dots = P_n = P_b = P_n,$$

тогда усилие в любой струне можно вычислить по формуле

$$P_c = \frac{P_t}{u_{тс}},$$

где $u_{тс}$ — число струн каната между талевым блоком и кронблоком, т. е. кратность полиспаста.

Усилие в струнах талевой оснастки при подъеме не превышает 10 % наибольшего веса буровой колонны, в то время как при спусках и резком торможении может превышать этот вес в 1,5 раза.

При движении подвижной части талевой системы вследствие трения о шкивы и изгиба каната по шкиву нагрузка на струны каната неодинаковая.

Натяжение рабочих струн оснастки при подъеме:

$$P_{1п} = P_{вп} \eta_{ш}, P_{2п} = P_{1п} \eta_{ш} \dots, P_{iп} = P_{iп-1} \eta_{ш},$$

где $P_{вп}$ — натяжение в ведущей ветви талевого каната; $\eta_{ш}$ — КПД шкива ($\eta_{ш} = 0,96 \dots 0,97$ для расчетов).

КПД всей талевой системы зависит от числа шкивов, диаметра каната, степени изношенности шкивов и каната, нагрузки на крюке и др. и может быть найден по формуле:

$$\eta_{тс} = \frac{\eta_{ш}(1-\eta_{ш})^{u_{тс}}}{u_{тс}(1-\eta_{ш})}.$$

Для практических работ

$$\eta_{тс} = 1 - 0,02u_{тс}.$$

В период установившегося движения подвижной части талевой системы при подъеме натяжение можно вычислить:

- для ведущей струны каната

$$P_{вп} = \frac{P_{к\max} + G_{тс}}{u_{тс} \eta_{тс}};$$

- для неподвижной струны каната

$$P_{нп} = P_{вп} \eta_{тс},$$

где $P_{к\max}$ — максимальная нагрузка на крюке при подъеме.

В период установившегося движения при спуске натяжение ведущей струны талевого каната вычисляется так:

$$P_{вус} = \frac{(P_{кд\max} + G_{тс}) \eta_{тс}}{u_{тс}},$$

где $P_{кд\max}$ — максимальная нагрузка на крюке при спуске.

Скорость движения ведущей струны талевого каната при подъеме по условиям намотки на барабан лебедки не должна превышать 20 м/с, т. е.

$$v_{в} = v_{к} u_{тс} \leq 20 \text{ м/с},$$

где $v_{к}$ — скорость подъема крюка.

Средняя частота вращения барабана лебедки рассчитывается по формуле:

$$n_{\text{ср}} = \frac{60v_{\text{ср}}}{\pi D_{\text{ср}}}, \text{ об/мин},$$

где $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр навивки каната, м.

$$D_{\text{ср}} = \frac{D_0 + D_l}{2},$$

где D_0 — минимальный диаметр навивки каната, м; D_l — наибольший диаметр навивки каната, м.

$$D_0 = D_{\text{б}} + d_{\text{к}}$$

где $D_{\text{б}}$ — диаметр барабана лебедки, м; $d_{\text{к}}$ — диаметр каната, м;

$$D_l = D_{\text{б}} + \alpha(2Z - 1)d_{\text{к}},$$

где α — коэффициент уменьшения диаметра навивки за счет смятия и укладки каната ($\alpha = 0,93 \dots 0,95$); Z — число слоев навивки каната.

Мощность на крюке при установившемся режиме подъема буровой колонны определяется по формуле:

$$N_{\text{кп}} = P_{\text{к}} v,$$

где $P_{\text{к}}$ — нагрузка на крюке в установившемся режиме подъема, Н; v — скорость подъема крюка за этот период, м/с.

Максимальная мощность на крюке при подъеме

$$N_{\text{кп max}} = P_{\text{к max}} v_{\text{к max}},$$

где $P_{\text{к max}}$ — максимальная нагрузка на крюке при подъеме, Н; $v_{\text{к max}}$ — максимальная скорость подъема крюка, м/с.

Мощность на ведущей струне талевого каната при установившемся режиме подъема буровой колонны определяется по формуле:

$$N_{\text{вп}} = \frac{N_{\text{кп}}}{\eta_{\text{тс}}} \text{ или } N_{\text{вп}} = P_{\text{вп}} v_{\text{вп}},$$

где $P_{\text{вп}}$ — натяжение ведущей ветви в установившийся период подъема, Н; $v_{\text{вп}}$ — средняя скорость ведущей ветви талевого каната в этот период, м/с.

Практической эксплуатацией талевых систем установлено, что целесообразнее уменьшать число шкивов, увеличивать их диаметр и применять прочные канаты большего диаметра с тем, чтобы уменьшить чи-

сло слоев навивки каната на барабан лебедки, так как многослойность навивки сильно разрушает канат. Для этого также применяют большие соотношения между диаметром шкива и каната (до $42d$) и более жесткие, но износостойкие канаты с металлическим сердечником, обеспечивающим меньшее поперечное смятие каната.

4.2.2.1. Элементы талевой системы

Кронблок

Кронблок — неподвижная часть талевой системы. Предназначен для удержания на весу подвижной части талевой системы.

Кронблок является одним из основных узлов полиспастного механизма талевой системы. Кронблок представляет собой сварную раму из мощного двутавра, на которой смонтированы опоры и оси со шкивами для талевых канатов. Для вышек мачтового типа обычно рама кронблока служит связью в верхней части мачт и входит в комплект вышки. В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения применяют кронблоки трех конструктивных исполнений (рис. 43): одноосные 1, двухосные с соосными осями 2 и трехосные с одной несоосной осью 3.

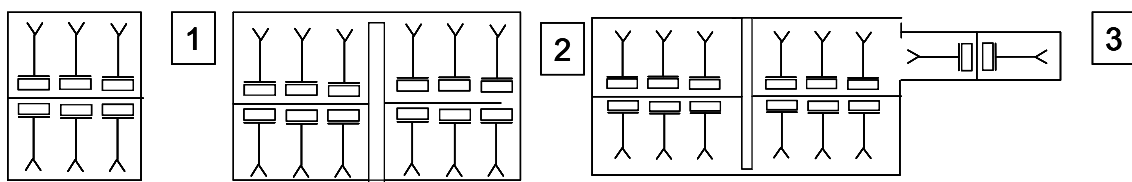


Рис. 43. Конструктивные исполнения кронблоков

Одноосные кронблоки используют на легких мобильных буровых установках, а трехосные с несоосной осью — в буровых установках с автоматизированной расстановкой свечей, с помощью комплекса АСП (КМСП).

Основные параметры кронблоков:

- максимальная нагрузка;
- число канатных шкивов;
- диаметр талевых канатов для оснастки;
- диаметр шкива — наружный и по дну канавки.

ОАО «Уралмаш» выпускает следующие двухосные кронблоки для буровых установок с ручной расстановкой свечей: УКБ-6-250; УКБ-6-270; УКБ-6-250; УКБ-7-400; УКБ-7-500.

Для комплектации буровых установок с АСП ОАО «Уралмаш» выпускает трехосные кронблоки: УКБА-6-250; УКБА-6-400; УКБА-7-500; УКБА-7-600.

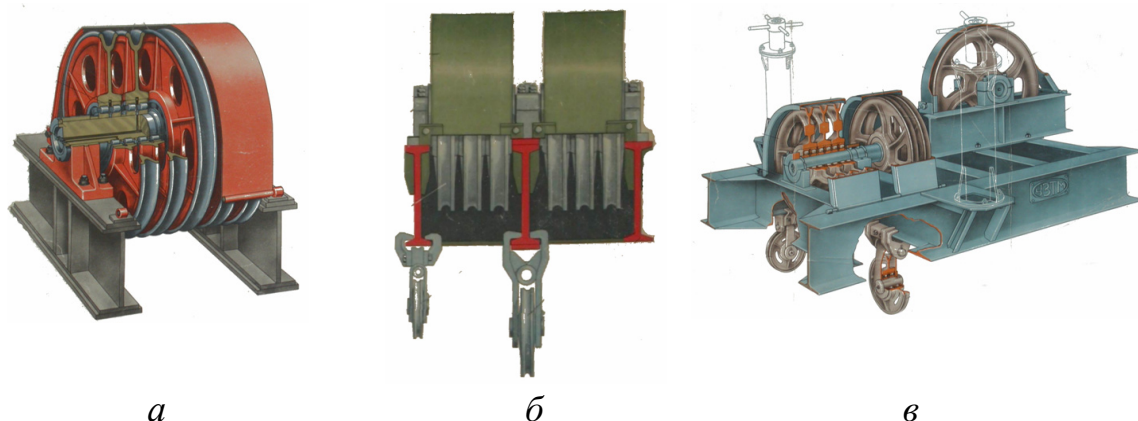
Аббревиатуры этих кронблоков расшифровываются следующим образом (УКБ-6-250):

- У — кронблок производства ОАО «Уралмаш»;
- КБ — кронблок;
- 6 — число шкивов;
- 250 — максимальная нагрузка на кронблок в тоннах.

Кронблоки производства ООО «Волгоградский завод буровой техники» не имеют специального шифра, а обозначаются по шифру буровой установки, например кронблок БУ 2000/140М-ДЭП-1.

Состав: рама или опорные балки; разъемные опоры; оси; подшипники качения — роликовые или конические; шкивы; откидные защитные кожуха на шарнирах.

На рис. 44 приведен внешний вид трех основных конструктивных разновидностей кронблоков.



*Рис. 44. Внешний вид кронблоков:
а — одноосного; б — двухосного; в — трехосного*

При монтаже вышек башенного типа с использованием специальных подъемников (Кершенбаума) методом «сверху вниз» вначале монтируется верхняя секция вышки с укрепленной на ней подкронблочной рамой, козлами с монтажным блоком (или без них), ограждением площадки, а затем устанавливается кронблок и закрепляется на подкронблочной раме.

В буровых установках, имеющих А-образные вышки, кронблок монтируют после сборки мачт вышки в горизонтальном положении, поскольку подкронблочная рама является связующим звеном верхней части мачт.

Перед монтажом кронблока должны быть проверены:

- легкость вращения шкивов;
- легкость откидывания кожухов и отсутствия их погнутости;

- надежность крепления всех соединений, особенно держателей вспомогательных блоков;
- наличия шплинтов, контргаяк, винтов;
- наличия смазки во всех подшипниках.

Во время эксплуатации кронблоков необходимо контролировать работу подшипников. Шкивы должны вращаться свободно, без заедания и шума в подшипниках. Нагрев подшипников выше 70 °С недопустим. Если подшипники нагреваются, надо промыть их ручным насосом бензином или керосином, затем минеральным маслом, нагретым до 60...80 °С, после чего смазать свежей смазкой.

Необходимо следить за износом ручьев шкивов. Шкивы, расположенные ближе к концу каната, идущего к лебедке, несут большую нагрузку, поэтому износ ручьев шкивов неравномерен. При обнаружении этого явления следует повернуть секцию на 180° (в случае применения параллельной оснастки) или поменять местами секции шкивов. Для этого опускают талевый блок, снимают канат со шкивов кронблока, изменяют положение осей со шкивами и вновь производят оснастку. Необходимо проверять крепление кронблока к вышке и осей кронблока в подшипниках, следить, чтобы реборды шкивов не задевали за защитные кожухи.

Талевый канат

В бурильных установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют талевые канаты типа ЛК-РО конструкции 6×31 (1+6+6/6+12) с металлическим сердечником конструкции 7×7 (м. с.) или органическим сердечником (о. с.). Здесь первая цифра указывает количество прядей, вторая цифра после знака «×» количество проволок в пряди. Цифры в скобках соответствуют количеству проволок по слоям пряди: 1 — одна центральная проволока; 6 — число проволок одинакового диаметра в первом внутреннем слое; 6/6 — во втором внутреннем слое 6 проволок одного диаметра и 6 проволок другого диаметра (всего 12 проволок); 12 — число проволок во внешнем слое пряди.

Для повышения износостойкости пряди канатов плетут с линейным касанием проволок (ЛК). Плетение с точечным касанием проволок в канатах для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения не применяют. Такое плетение используют в недорогих канатах, используемых для оснастки талевых систем агрегатов для подземного и капитального ремонта скважин. Различный характер плетения прядей каната представлен на рис. 45.

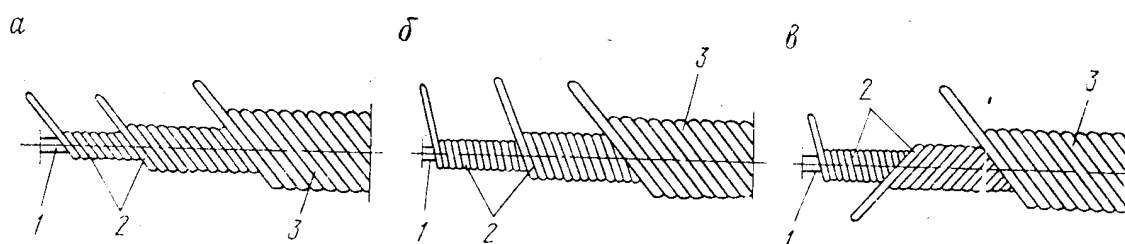


Рис. 45. Пряди каната:

*а — с линейным касанием проволок; б, в — с точечным касанием проволок;
1 — сердечник; 2 — внутренние слои; внешний слой*

Во внешнем и первом внутреннем слоях пряди проволоки в пределах слоя одинакового диаметра (О), а во втором внутреннем слое разного (Р), что обеспечивает увеличение прочности каната на разрыв за счет роста коэффициента заполнения.

По механическим свойствам проволоки канаты подразделяются на канаты марки В — высокого качества и канаты марки 1 — нормального качества. По точности изготовления канаты выпускают повышенной точности изготовления (Т) и нормальной точности.

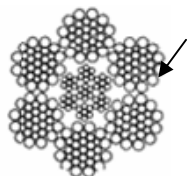
Свивку прядей в канат выполняют в основном по часовой стрелке (правая свивка). Иногда применяют плетение прядей против часовой стрелки (левая свивка).

Направление свивки проволок в пряди противоположно направлению свивки прядей в канат, что обеспечивает минимальные свивочные напряжения. Такую свивку называют крестовой (рис. 46).

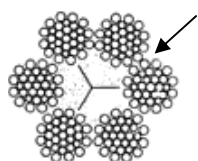


Рис. 46. Крестовая свивка каната:

а — правая крестовая; б — левая крестовая



Шестипрядный канат $6 \times 31 + 1$ м. с.; $6 \times 31 = 186$ проволок с металлическим сердечником конструкции $7 \times 7 = 49$ проволок (прядь каната $1 + 6 + 6.6 + 12$; прядь сердечника $1 + 6$).



Шестипрядный канат $6 \times 31 + 1$ о. с.; $6 \times 31 = 186$ проволок с органическим сердечником (прядь каната $1 + 6 + 6.6 + 12$).

Примеры условных обозначений:

Канат МС-32-В-Т-1570 (ГОСТ 16853–88). Канат с металлическим сердечником, диаметром 32 мм, марки В, правой крестовой свивки, повышенной точности изготовления Т, маркировочной группы по временному сопротивлению разрыву 1570 Н/мм² (160 кгс/мм²).

Канат МС-32-1-Л-1570 (ГОСТ 16853–88). То же, марки 1, левой крестовой свивки, нормальной точности изготовления.

Канат ОС-32-В-Т-1770 (ГОСТ 16853–88). Канат с органическим сердечником, диаметром 32 мм, марки В, правой крестовой свивки, повышенной точности изготовления Т, маркировочной группы по временному сопротивлению разрыву 1770 Н/мм² (180 кгс/мм²).

Канат ОС-32-1-Л-1770 (ГОСТ 16853–88). То же, марки 1, левой крестовой свивки, нормальной точности изготовления.

Номинальные диаметры и длины талевых канатов приведены в табл. 8.

Таблица 8

Номинальные размеры талевых канатов

Диаметр каната, мм	Номинальная длина каната, м, не менее	
	нормального	укороченного
25,0	1000	450
28,0	1200	570
32,0	1500	850
35,0	1500	850
38,0	1500	850

Указания по эксплуатации

Диаметр используемого каната должен соответствовать типоразмеру талевой системы, на которой он будет эксплуатироваться.

Не допускается работа каната без успокоителя-стабилизатора и загрязнение частей каната буровым раствором и абразивами.

За состоянием каната должен быть установлен контроль. Запрещается использование канатов, если установлено, что:

- одна из прядей оборвана, вдавлена или на канате имеется расслоение проволок в одной или нескольких прядях;
- выдавлен сердечник каната или пряди;
- на канате имеется деформация в виде волнистости, корзинообразности, местного увеличения или уменьшения диаметра каната;

- число оборванных проволок на шаге свивки каната диаметром до 20 мм составляет более 5 %, а на канате диаметром свыше 20 мм — более 10 %;
- на канате имеется скрутка, перегиб, залом;
- в результате поверхностного износа, коррозии диаметр каната уменьшился на 7 % и более;
- при уменьшении диаметра наружных проволок каната в результате износа, коррозии — на 40 % и более;
- на нем имеются следы пребывания в условиях высокой температуры (цвета побежалости, окалины) или короткого электрического замыкания (оплавление от электрической дуги).

Канат отрабатывается периодически с перепуском в процессе проводки скважины с помощью механизма крепления неподвижной ветви талевого каната.

При монтаже и перепусках канатов с металлическим сердечником не допускается отделение прядей каната от сердечника. Сердечник с одной обвитой прядью используют для заплетения петли на конце каната.

Резку каната следует проводить с помощью специальных приспособлений механическими методами. Для резки каната не допускается применение электросварки.

Талевый блок — подвижная часть талевой системы. В самостоятельном виде используют для удержания на весу крюка в БУ с ручной расстановкой свечей и автоматического элеватора в БУ с автоматикой спуско-подъема (АСП) или с комплексом механизмов спуско-подъема (КМСП).

По конструкции различают одноосные и двухосные талевые блоки. Двухосные талевые блоки имеют две разнесенные соосные оси, что позволяет свободно пропускать между ними бурильные свечи. Талевые блоки отличаются также по способу соединения с крюком:

- для подвижного соединения с крюком;
- для жесткого соединения с крюком;
- универсальные — для жесткого и подвижного соединения с крюком.

Для комплектации буровых установок с ручной расстановкой свечей ОАО «Уралмаш» производит универсальные одноосные талевые блоки: УТБ-5-250, УТБ-5-225 и УТБ-6-320.

Для комплектации буровых установок с АСП (КМСП) ОАО «Уралмаш» выпускает двухосные талевые блоки: УТБА-5-200; УТБА-5-320; УТБА-6-400; УТБА-6-500.

Аббревиатуры этих талевых блоков расшифровываются следующим образом (УТБА-6-400):

- У — кронблок производства ОАО «Уралмаш»;
- ТБ — талевый блок;
- А — для комплексов АСП, КМСП;
- 6 — число шкивов;
- 250 — максимальная нагрузка на кронблок в тоннах.

Основные параметры талевых блоков: максимальная нагрузка; число канатных шкивов; диаметр талевого каната для оснастки; наружный диаметр шкива.

ООО «Волгоградский завод буровой техники» выпускает универсальные одноосные талевые блоки и для подвижного соединения с крюком.

На рис. 47 приведен для примера сборочный чертеж универсального талевого блока УТБ-6-320 производства ОАО «Уралмаш». На рис. 48 внешний вид талевого блока БУ-75 БРЭ производства ВЗБТ и на рис. 49 — внешний вид двухосного талевого блока УТБА-5-250 производства ОАО «Уралмаш».

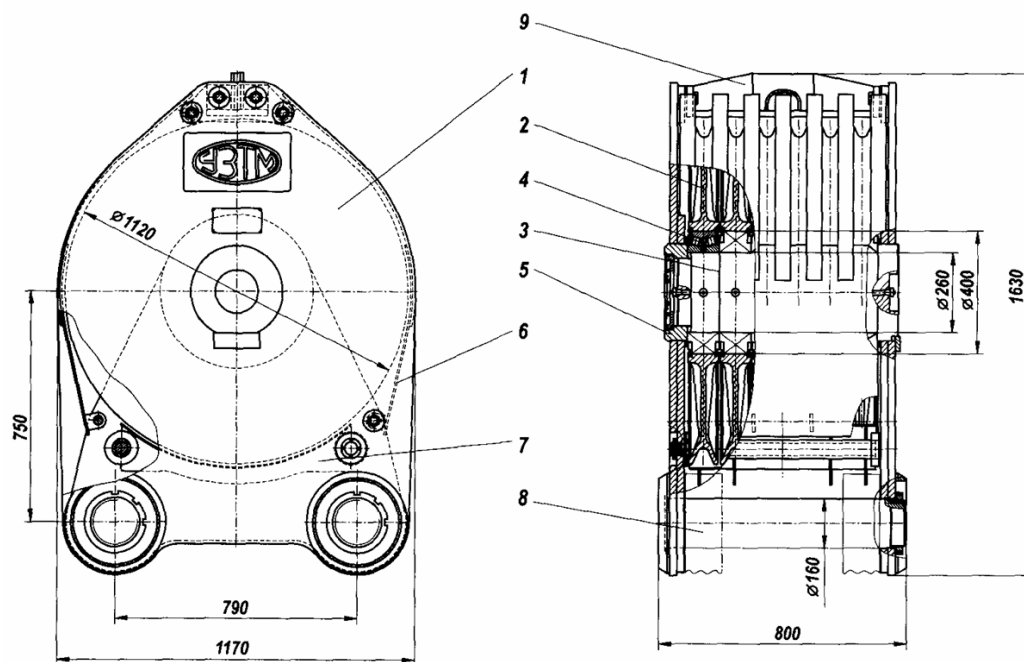
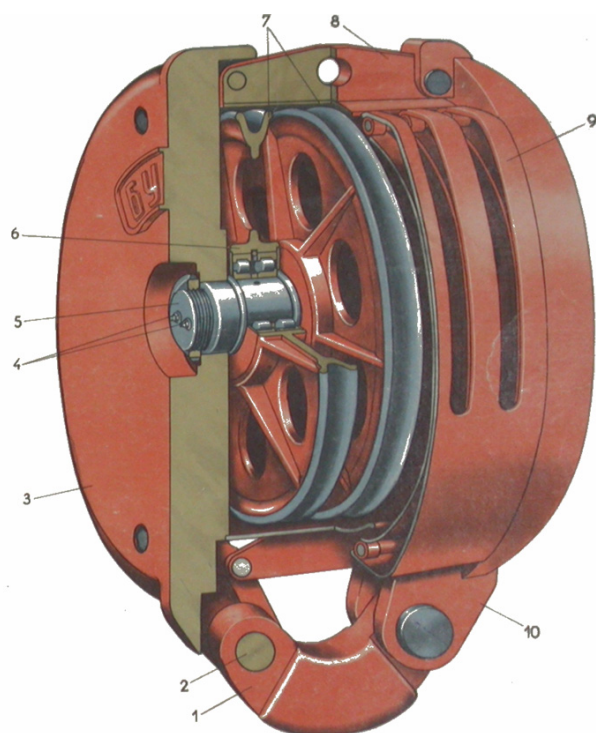


Рис. 47. Талевый блок УТБ-6-320 (слева):

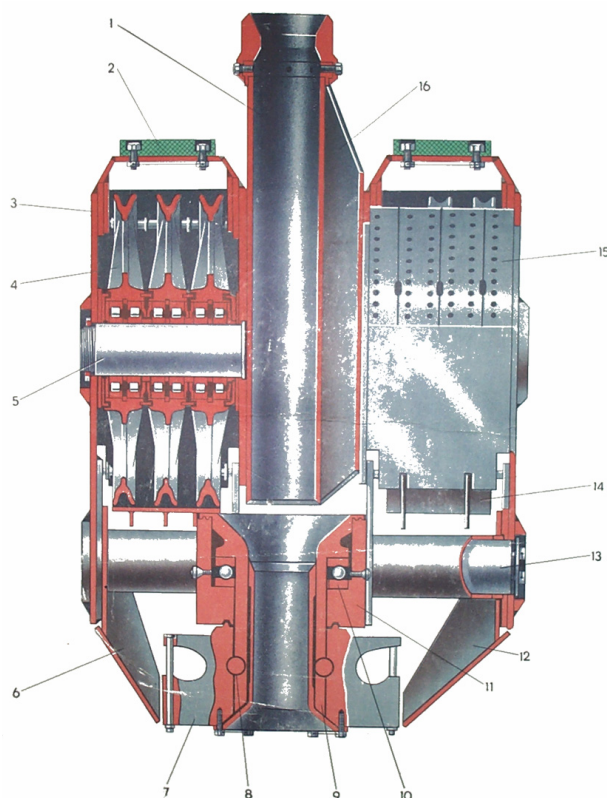
*1 — щека; 2 — шкив; 3 — ось; 4 — подшипник; 5 — втулка; 6 — кожух боковой;
7 — кожух нижний; 8 — ось; 9 — наголовник*

Требования к талевым блокам во время эксплуатации аналогичны требованиям, предъявляемым к кронблокам, то есть свободное вращение шкивов без заеданий, шумов и нагрева подшипников свыше 70 °С.



*Рис. 48. Талевый блок
БУ-75 БРЭ (Б-75):*

*1 — серьга; 2 — палец крепления серьги;
3 — щека; 4 — маслѐнки; 5 — ось;
6 — подшипник; 7 — шкивы;
8 — траверса; 9 — кожух;
10 — кронштейн для подвески серьги*



*Рис. 49. Талевый блок
УТБА-5-200:*

*1 — направляющий патрубок;
2 — амортизатор; 3 — щека; 4 — блок;
5 — ось левой установки блоков;
6 — обтекатель левый;
7 — скоба подсветки; 8 — палец;
9 — стакан; 10 — опора стакана —
упорный шарикоподшипник;
11 — траверса;
12 — обтекатель правый;
13 — ось траверсы;
14 — кожух нижний;
15 — кожух боковой; 16 — рама*

Крюки буровые

Предназначены для удержания вертлюга с бурильной колонной при бурении или элеватора при спуско-подъемных операциях с бурильной и обсадной колоннами.

По способу изготовления крюки подразделяются на три вида:

- 1) кованые;
- 2) составные пластинчатые;
- 3) литые из стали.

ОАО «Уралмаш» выпускает как самостоятельное изделие трехрогие крюки УК-225 и УК-320.

ООО «Волгоградский завод буровой техники» выпускает в виде самостоятельного изделия трехрогие крюки для подвижного соединения с талевым блоком на серьге.

Специальной аббревиатуры крюки этого предприятия не имеют. Их обозначают шифром буровой установки, для которой они предназначены или шифром сборочного чертежа.

Основные параметры буровых крюков: допускаемая нагрузка; диаметр зева центрального и боковых рогов; подъемная сила пружины.

На рис. 50 изображен крюк БУ-75 БРЭ (Б-75) производства ВЗБТ.

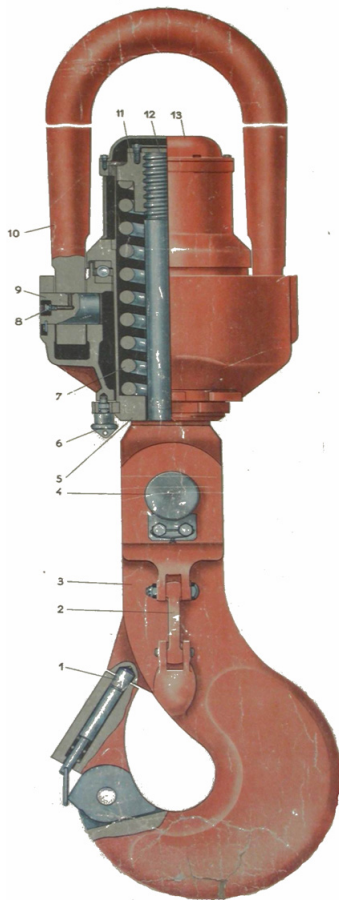


Рис. 50. Крюк БУ-75 БРЭ (Б-75):

- 1 – защёлка; 2 – скоба боковых рогов;
3 – крюк трёхрогий; 4 – палец подвески крюка;
5 – стакан; 6 – устройство стопорное;
7 – пружина; 8 – маслёнка; 9 – палец;
10 – штроп; 11 – гайка ствола; 12 – ствол;
13 – крышка*

Крюкоблоки

Крюки, жестко или шарнирно соединенные с талевым блоком, называют крюкоблоками.

ОАО «Уралмаш» выпускает крюкоблоки: УТБК-5-225, УТБК-5-320, УТБК-6-320, УТБК-6-450.

Аббревиатура этих крюков расшифровывается следующим образом (УТБК-5-225):

- У — производство ОАО «Уралмаш»;
- ТБК — талевый блок-крюк;
- 5 — число шкивов талевого блока;
- 225 — максимальная нагрузка на крюке в тоннах.

ООО «Волгоградский завод буровой техники» выпускает крюкоблоки СБ-11Б (4 шкива, 160 тонн), Б31.11 (4 шкива, 175 тонн).

Основные параметры: максимальная нагрузка на крюке; число канатных шкивов; диаметр каната для оснастки талевого блока; размеры зева основного и боковых рогов; диаметр шкива.

На рис. 51 показано устройство крюков УТБК.

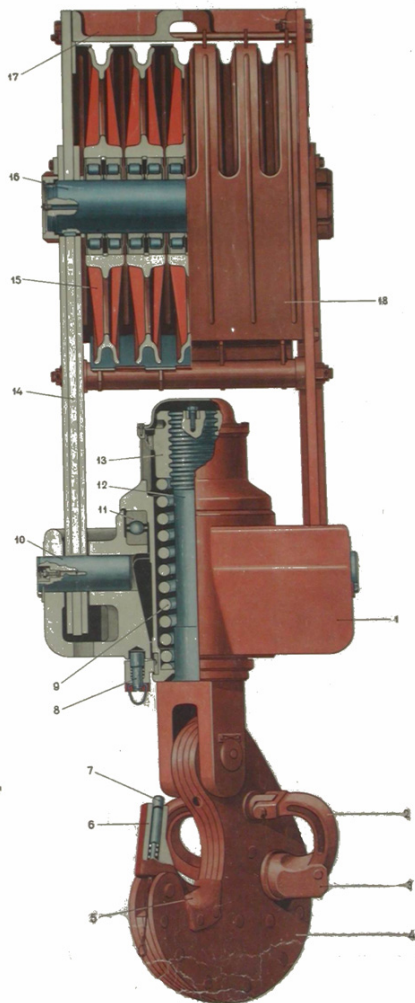


Рис. 51. Крюкоблок УТБК:

- 1 — корпус; 2 — скоба;
3 — кронштейн; 4 — крюк;
5 — подушка; 6 — защёлка;
7 — стопор; 8 — замок;
9 — пружина; 10 — палец;
11 — подшипник опорный;
12 — ствол; 13 — гайка ствола;
14 — щека; 15 — шкив канатный;
16 — ось; 17 — траверса; 18 — кожух

При эксплуатации крюков и крюкоблоков необходимо систематически, не реже одного раза в месяц, проверять зазор между стопорной планкой и гайкой ствола. Стопорная планка болтами крепится к торцу ствола, которые, в свою очередь, должны быть надежно затянуты и предохранены от отвинчивания проволокой. Указанный зазор должен быть не менее 3—4 мм.

В начале каждой вахты следует осмотреть рога крюка, штропы и т. д. При наличии видимых трещин в грузонесущих деталях крюка эксплуатация его запрещается. Каждые 6 месяцев крюки должны проверяться на наличие в грузонесущих деталях скрытых усталостных трещин ультразвуковыми или радиационными дефектоскопами.

Необходимо следить за креплением крышки крюка к стакану, поскольку нарушение крепления приводит к падению крышки и тяжелым травмам.

Механизм крепления неподвижной ветви каната

Предназначен для крепления неподвижной ветви, перепуска отработанной части талевого каната и установки датчика веса. Этот механизм состоит из консольного рычага, способного вращаться на оси корпуса (рис. 52), барабана, который, в свою очередь, может вращаться на оси консольного рычага. В процессе работы талевой системы барабан, на котором навиты 4 витка талевого каната, стопорится пальцем. При перепуске каната снимается зажим, стопорный палец извлекается и канат перетягивается с барабана, расположенного на основании вышечно-лебедочного блока, на лебедку. Между консольным рычагом и корпусом механизма может устанавливаться датчик веса или жесткая перемычка.

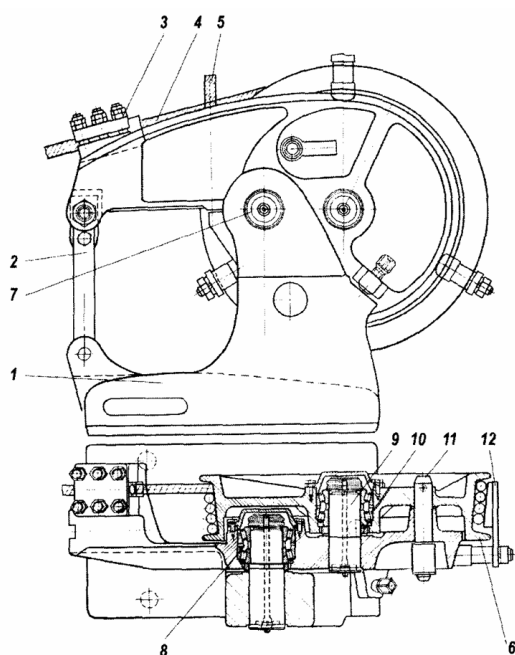


Рис. 52. Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната:

- 1 — корпус; 2 — датчик веса (тяга);
- 3 — зажим; 4 — талевый канат;
- 5 — консольный рычаг; 6 — барабан;
- 7, 9 — ось; 8, 10 — роликподшипник;
- 11 — стопорный палец;
- 12 — предохранительная планка

Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната имеет следующие эксплуатационные параметры: диаметр талевого каната; максимально допустимое натяжение каната; число витков на барабане (4); нагрузка на датчик веса.

Оснастка талевой системы

В отечественных буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, в зависимости от требуемых характеристик СПК, применяют следующие оснастки талевой системы: 3×4; 4×5; 5×6; 6×7. В зарубежных буровых установках в оснастке используют большее число шкивов, вплоть до 11×12.

Существует несколько различных оснасток талевой системы, отличающихся порядком оснащения шкивов талевого блока и кронблока, из которых широко используется крестовая оснастка (рис. 53). При такой оснастке оси кронблока и талевого блока располагаются во взаимно перпендикулярных плоскостях, а ведущая ветвь талевого каната сходит со шкива кронблока, расположенного в плоскости симметрии барабана лебедки. Это обеспечивает максимальный стабилизирующий момент на талевом блоке. Параллельная оснастка может применяться в мобильных БУ и буровых установках, оснащенных системой верхнего привода.

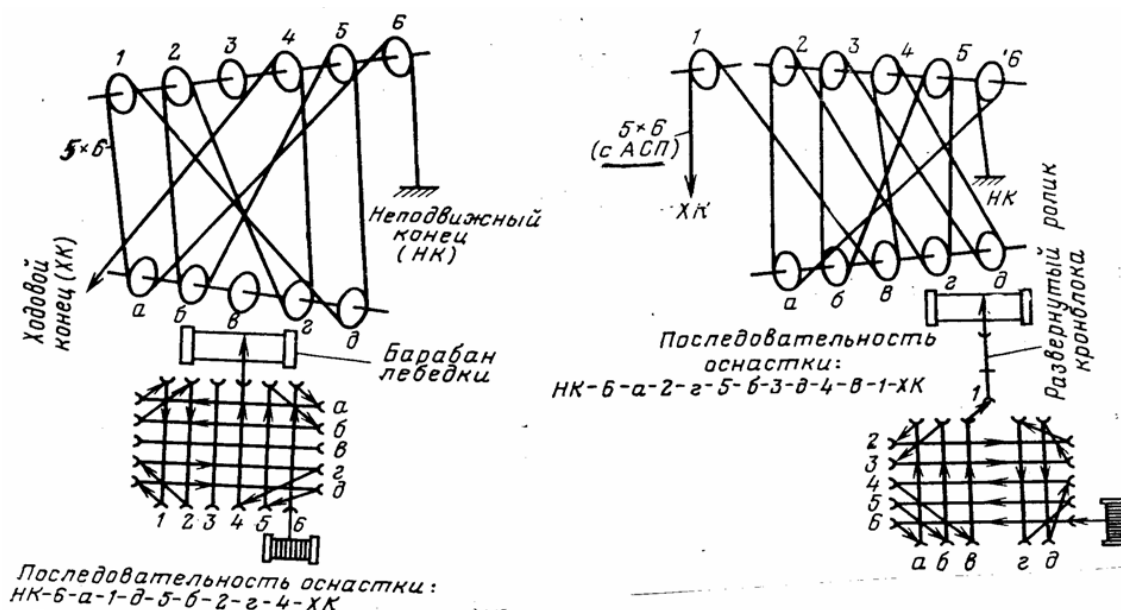


Рис. 53. Варианты крестовой оснастки талевой системы:
слева — для БУ с ручной расстановкой свечей; справа — для БУ с АСП (КМСП)

Перед оснасткой талевой системы проверяют крепление кронблока к подкронблочной раме, талевый блок укладывают в центре основания вышки с таким расчетом, чтобы шкивы его свободно вращались.

При оснастке мачтовых вышек в горизонтальном положении талевый блок укладывают спереди основания вышки на горизонтальную часть приемного мостка. С кронблока и талевого блока снимают предохранительные щитки. Бухту с канатом, которым производится оснастка, устанавливают спереди основания со стороны приемного мостка на специальное приспособление, обеспечивающее свободное вращение бухты для размотки каната. Конец каната заправляют в механизм для крепления неподвижной ветви талевого каната и после этого производят оснастку шкивов согласно выбранной схеме. Ходовая (ведущая) ветвь талевого каната поднимается до кронблока при оснастке с помощью леги. Для обеспечения работы по оснастке можно использовать пеньковый канат или канат меньшего диаметра, который крепится к талевому канату. После оснастки всех шкивов конец ведущей ветви закрепляют в специальном зажиме на барабане лебедки, а неподвижную ветвь каната крепят в специальном механизме. Длина свободного конца неподвижной ветви каната выбирается с таким расчетом, чтобы при опущенном на пол буровой талевом блоке на барабане лебедки оставалась 8–10 витков.

Длина каната для оснастки талевой системы зависит от высоты вышки и схемы оснастки. Минимальная длина каната определяется по формуле:

$$L = Hu_{\text{тс}} + l_{\text{пв}} + l_{\text{нв}} + l_{\text{б}} + l_{\text{ш}},$$

где H — высота вышки от пола буровой до оси кронблока, м; $u_{\text{тс}}$ — число рабочих струн талевой системы; $l_{\text{пв}}$ — длина подвижной ветви каната, м; $l_{\text{нв}}$ — длина неподвижной ветви каната, м; $l_{\text{б}}$ — длина навитого на барабан лебедки каната при опущенном на пол буровой талевом блоке, м; $l_{\text{ш}}$ — длина каната на шкивах талевого блока и кронблока, м.

Величина $l_{\text{б}}$ определяется по формуле:

$$l_{\text{б}} = (8...10)\pi D,$$

где D — диаметр барабана лебедки, м.

Величина $l_{\text{ш}}$ определяется по формуле:

$$l_{\text{ш}} = 1,57kd,$$

где k — число шкивов кронблока и талевого блока; d — диаметр шкивов по канавкам, м.

При 45-метровой вышке и оснастке 4×5 или 5×6 длина каната обычно принимается, соответственно, 450 или 570 м, а при 53-метровой вышке и оснастке 5×6 или 6×7 — соответственно, 750 или 850 м.

4.2.3. Буровые лебедки

Буровая лебедка предназначена для производства СПО при смене инструмента, спуске обсадных колонн, удержания инструмента на весу, ручного и автоматического регулирования подачи долота при бурении.

В настоящее время существуют две основные *конструктивные разновидности буровых лебедок*:

- классические буровые лебедки с главным рабочим двухленточно-колодочным тормозом;
- буровые лебедки с электродинамическим тормозом (ЭТ) и главным рабочим дисковым тормозом с пневмоприводом.

Классические лебедки бывают одно- и трехвальными. В трехвальных лебедках один вал — катушечный, на котором располагается безопасная катушка, используемая в качестве вспомогательной лебедки для затаскивания грузов на роторную площадку. Два остальных вала — подъемный и трансмиссионный. У одновальной лебедки имеется только подъемный вал.

Имеются также две разновидности буровых лебедок с электродинамическим тормозом, отличающиеся числом двигателей индивидуального привода, — одно- и двухдвигательные.

Основные эксплуатационные параметры буровых лебедок: расчетная мощность на входном валу; максимальное натяжение ходовой ветви талевого каната; диаметр барабана и диаметр каната для оснастки талевой системы.

ОАО «Уралмаш» в настоящее время выпускает буровые лебедки:

- классические — ЛБУ-1200; ЛБУ-1200К; ЛБУ-22-720; ЛБУ-37-1100; ЛБУ-37-1100Д-1; ЛБУ-1200Д-1; ЛБУ-1200Д-2; ЛБУ-2000ПМ; ЛБУ-3000ПМ-1 (расшифровка аббревиатур: ЛБУ — лебедка буровая производства ОАО «Уралмаш»; 37 — максимальное натяжение каната в тоннах; 1100 — расчетная мощность привода в кВт; Д — привод дизельный; П — привод электрический постоянного тока; К — для кустовых БУ; М — модернизированная; 1 — модификация);
- серии ЭТ — ЛБУ-600ЭТ-3-П; ЛБУ-600ЭТ-3; ЛБУ-670ЭТ-3; ЛБУ 900ЭТ-3; ЛБУ-1100ЭТ-3; ЛБУ-1500ЭТ-3 (расшифровка аббревиатур: ЛБУ — лебедка буровая производства ОАО «Уралмаш»; 600 — расчетная мощность на входе в лебедку, кВт; ЭТ — электродинамический тормоз; 3 — зубчатые передачи; П — для передвижной БУ).

Промежуточное положение между классическими лебедками и лебедками серии ЭТ занимает экспериментальная лебедка ЛБУ-750Э-СНГ производства ОАО «Уралмаш» с коробкой перемены передач с

зубчатыми передачами, имеющая в качестве рабочих тормозов электродинамический тормоз на главном приводном двигателе постоянного тока и ленточно-колодочный тормоз классической буровой лебедки, который в лебедках серии ЭТ заменен на дисковый. Этой лебедкой укомплектована буровая установка БУ 3900/225 ЭК-БМ, разработанная по техническому заданию ОАО «Сургутнефтегаз», поэтому в ее аббревиатуре имеются буквы СНГ.

ООО «ВЗБТ» производит классические лебедки: Б1.02.30.000 (560 кВт, 245 кН); Б7.02.00.000 (360 кВт, 141,6 кН); Б12.02.02.000 (717 кВт, 240 кН); Б48.02.02.000 (963 кВт, 263 кН), с диаметром барабана 550 мм.

На рис. 54 представлена кинематическая схема подъемного агрегата на базе классической одновальной лебедки ЛБУ-37-1100Д-1, которым комплектуется буровая установка БУ 6500/450 ДГ.

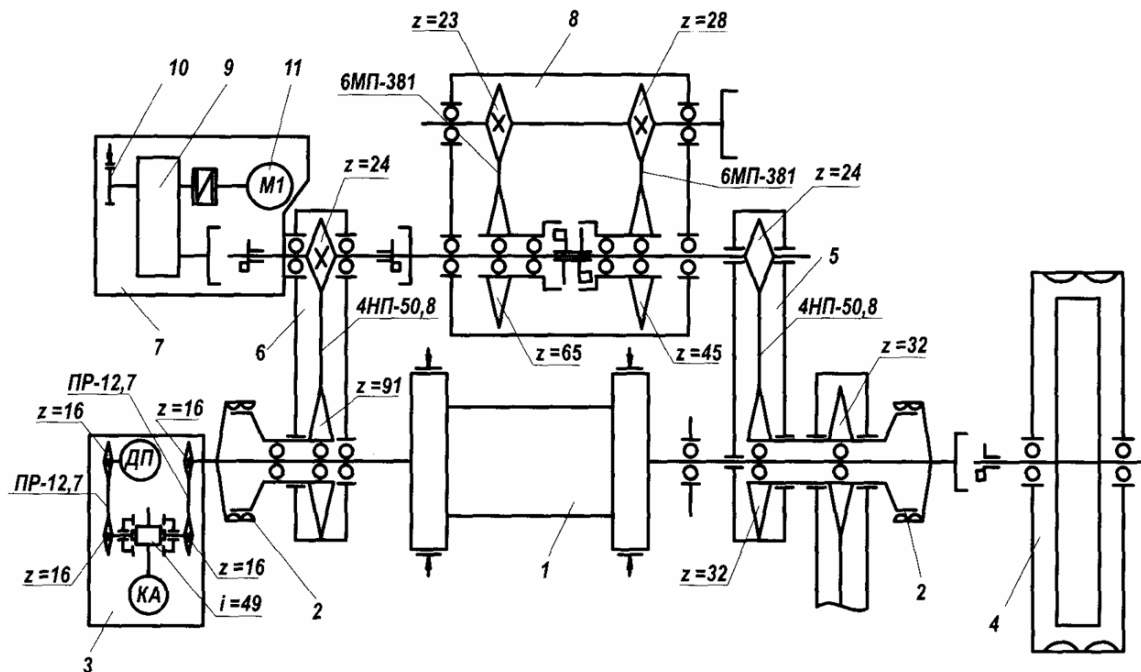


Рис. 54. Кинематическая схема подъемного агрегата с лебедкой ЛБУ-37-1100Д-1:

- 1 — подъемный вал (барабан); 2 — муфта шинно-пневматическая МШ 1070х200;
 3 — привод командоаппарата и датчика подачи; 4 — тормоз электромагнитный ТЭИ800-60; 5 — цепная трансмиссия быстрой скорости; 6 — цепная трансмиссия тихой скорости; 7 — регулятор подачи долота (РПДЭ); 8 — коробка перемены передач;
 9 — редуктор (Ц2Н-450-50-32-У2); 10 — тормоз колодочный ТКГ-400У2;
 11 — электродвигатель 4ПФ-2Б250

Этот подъемный агрегат состоит из двух блоков — одновальной буровой лебедки и коробки перемены передач (КПП), которые транс-

портируются отдельно, а при монтаже соединяются в один агрегат. Цепные трансмиссии передач привода подъемного вала лебедки от КПП «тихой» (6) и «быстрой» (5) скоростей закрыты кожухами. Они включаются оперативными пневматическими фрикционными муфтами с пульта управления. «Тихие» скорости, как правило, применяются при подъеме колонн большого веса и во время выполнения технологических операций, таких как расхаживание, ликвидация осложнений и аварий в скважине. Кроме того, изменение частоты вращения подъемного вала можно произвести в КПП с помощью кулачковой переключательной муфты.

Конструкция таких лебедок имеет ряд преимуществ:

- двухагрегатное исполнение обеспечивает удобство транспортировки;
- кинематика дает возможность при СПО без переключения скоростей в коробке поднимать ненагруженный элеватор на высшей скорости, а всю бурильную колонну — на первой, пользуясь только включением и отключением оперативных шинно-пневматических муфт.

Устройство трехвальной классической буровой лебедки можно рассмотреть на примере лебедки ЛБУ-1200 (рис. 55), которой укомплектованы буровые установки БУ-3Д86.

У этой лебедки для передачи мощности на барабан и катушечный вал применен зубчатый редуктор, который приводит в действие и трансмиссию ротора. Передача мощности с редуктора на лебедку осуществляется двумя карданными валами.

Переключение скоростей и включение прямого и обратного хода расположены непосредственно в коробке скоростей. Для обеспечения оперативного управления скоростью подъема и спуска крюка, так же, как и в одновальной лебедке, используют две фрикционные пневматические муфты. Муфтой 7 включают «тихую» скорость — одну из четырех заранее установленных в КПП, а муфтой 15 — прямой или обратный ход с «быстрой» скоростью.

Первые четыре «тихие» скорости от коробки скоростей привода передаются через карданный вал 8, вал-шестерню $z = 27$, зубчатое колесо $z = 93$ редуктора лебедки и спаренные шинно-пневматические муфты 7 на барабан лебедки 12. Через карданный вал 6, трансмиссию 5, звездочки цепной передачи $z = 25$ и $z = 28$ и шинно-пневматическую муфту 15 на барабан лебедки 12 передается «быстрая» скорость 5 или обратный ход. Цепной передачей 4 звездочками $z = 19$ и $z = 35$ переда-

ется постоянное вращение катушечному валу 3, на котором установлена фрикционная катушка 1, имеющая планетарную передачу 2.

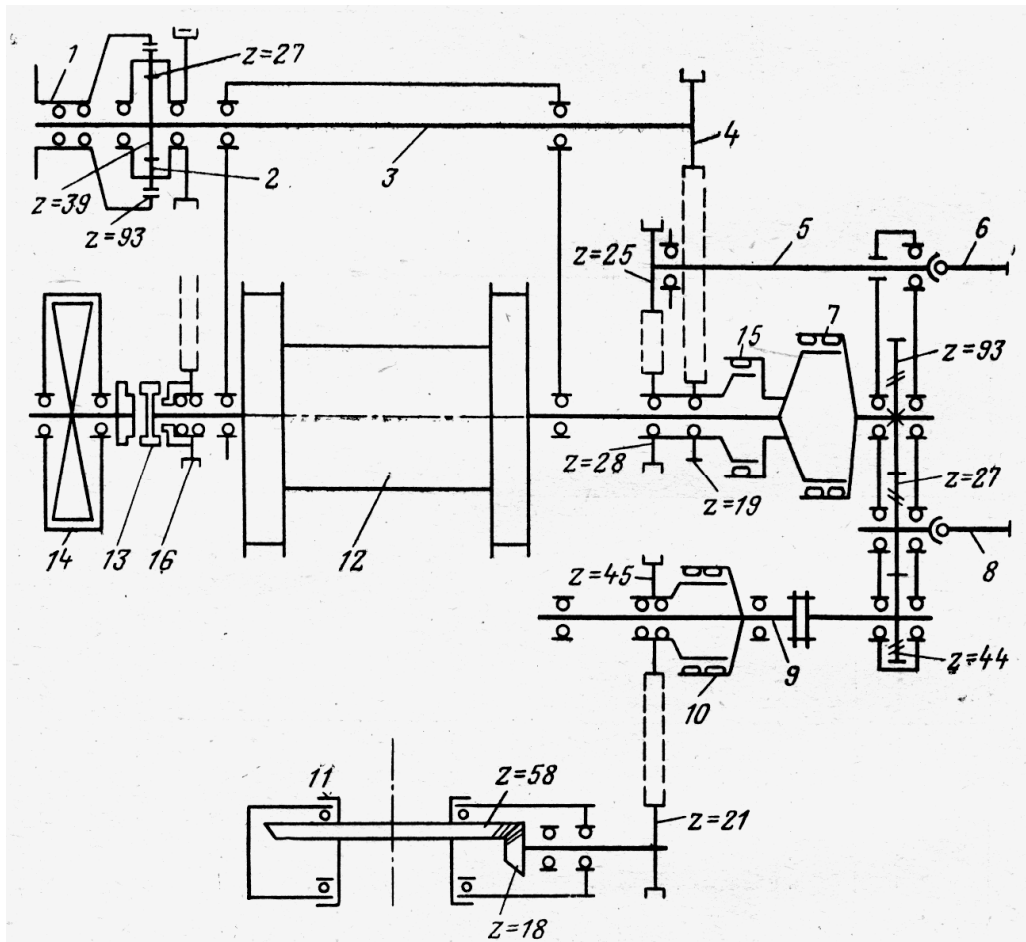


Рис. 55. Кинематическая схема лебедки ЛБУ-1200:

1 — фрикционная катушка; 2 — планетарная зубчатая передача; 3 — катушечный вал;
4 — цепная передача; 5 — трансмиссионный вал; 6, 8 — карданные валы;
7 — ШПМ тихой скорости; 9 — трансмиссионный вал ротора; 10 — ШПМ трансмиссии
ротора; 11 — стол ротора; 12 — барабан лебедки; 13 — переключающая кулачковая
муфта; 14 — вспомогательный гидравлический тормоз; 15 — ШПМ быстрой скорости;
16 — цепная передача на регулятор подачи долота

От приводного вала через шестерни ($z = 27$ и $z = 44$) редуктора лебедки мощность передается на трансмиссию ротора 9. С трансмиссии мощность через сдвоенную шинно-пневматическую муфту 10, звездочки ($z = 45$ и $z = 21$) цепной передачи и коническую зубчатую передачу ротора ($z = 18$ и $z = 58$) передается на стол ротора 11. На валу барабана установлены на подшипниках цепное колесо 16 для подключения регулятора подачи долота на забой и двусторонняя кулачковая муфта 13. Муфта 13 во время спуско-подъемных операций соединяет вал барабана с гидравлическим тормозом 14, а во время бурения — с цепным ко-

лесом механизма автоматической подачи долота на забой. При необходимости муфта может быть зафиксирована в нейтральном положении. Включением муфты 10 на ротор передают четыре «тихие» скорости. Переключение скоростей сосредоточено непосредственно в коробке скоростей, а включение шинно-пневматических муфт, кулачковой муфты и фрикционной катушки — на пульте бурильщика.

Тормозная система классических буровых лебедок представлена главным рабочим ленточно-колодочным тормозом и вспомогательным регулирующим тормозом, в качестве которого используют электромагнитные или гидродинамические тормоза.

Ленточно-колодочный тормоз

На рис. 56 представлена принципиальная схема ленточно-колодочного тормоза классической буровой лебедки. Две тормозные ленты 7, оборудованные тормозными колодками из ретинакса 2, охватывают тормозные шкивы барабана лебедки. Одним неподвижным концом ленты тягами 8 крепятся к балансиру 9, установленному на стойке 10, закрепленной на раме лебедки перед барабаном, а другим (подвижным) концом — через систему рычагов к тормозному валу 3.

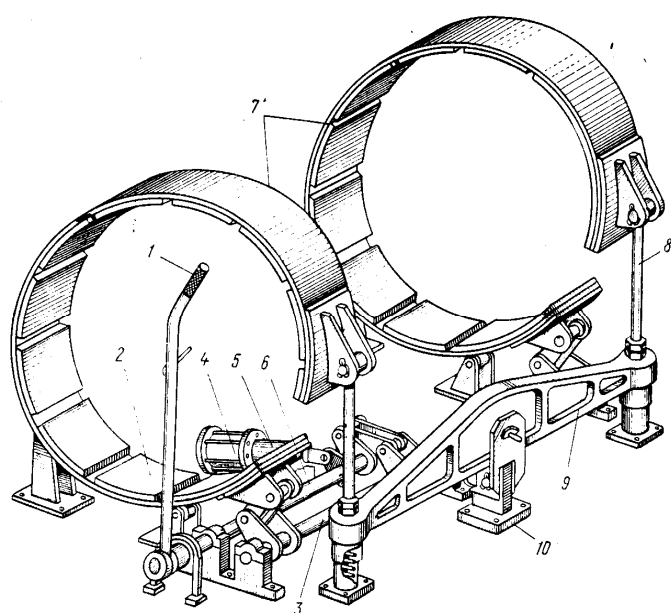


Рис. 56. Схема ленточно-колодочного тормоза:

- 1 — рычаг тормозной;
- 2 — колодки тормозные;
- 3 — вал тормозной;
- 4 — пневмоцилиндр; 5 — шток;
- 6 — вал коленчатый;
- 7 — ленты тормозные;
- 8 — тяга; 9 — балансиру;
- 10 — стойка

Для увеличения усилия торможения, создаваемого бурильщиком, к тормозному валу крепится пневматический цилиндр 4. При повороте тормозного рычага поворачивается регулировочный винт крана машиниста системы Казанцева и воздух из крана под давлением, пропорциональным углу поворота рычага, поступает в пневмоцилиндр. Поршень пневмоцилиндра передвигается и через шток 5, присоединенный к ко-

ленчатому валу б тормоза, поворачивает последний, прижимая ленты с колодками к тормозным шкивам лебедки. В некоторых лебедках (например, ЛБУ 1200К) усилие торможения увеличивают с помощью системы рычагов и секторной зубчатой передачи.

Если необходимо остановить барабан или уменьшить его частоту вращения, бурильщик рукой нажимает тормозной рычаг 1 по направлению к полу буровой. При этом подвижные концы лент, закрепленные на шейках тормозного вала 3 системой рычагов, натягиваются и колодки, прикрепленные на их внутренних поверхностях, охватывают шкивы барабана и затормаживают его.

Так как торможение осуществляется за счет трения колодок по поверхности тормозного шкива, то выделяется большое количество теплоты, колодки и тормозные шкивы изнашиваются и нагреваются до 800 °С и более. Поэтому к этим деталям лебедки предъявляются повышенные требования. Тормозные шкивы изготавливают из высоколегированных термообработанных сталей. Во избежание аварий необходимо тщательно следить за сработкой тормозных шкивов: при появлении на поверхности трещин длиной более 50 мм и шириной 0,2...0,5 мм шкивы следует менять. Заваривать трещины на поверхности шкивов не допускается!

Тормозные ленты изготавливают из широкополосовой стали, а колодки укрепляют на быстросменных устройствах. Колодки, изготовленные из ретинакса, обладают высоким коэффициентом трения ($\mu = 0,35...0,65$ по стали) и малым износом. Колодки из этого материала наиболее широко распространены. Для крепления их к тормозным лентам концы металлических пластин, запрессованных в материал колодки, загибают на наружную поверхность ленты. Колодки прикрепляют к лентам либо медными или алюминиевыми заклепками, либо болтами. Головки болтов заглубляют в колодки. Таким образом, болты не соприкасаются с наружной поверхностью тормозных шкивов.

Вспомогательные регулирующие тормоза

В качестве регулирующих тормозных устройств широко распространены гидродинамические и электромагнитные тормоза с замкнутой системой водяного охлаждения. Они присоединяются к подъемным валам лебедок при помощи сцепных кулачковых или шинно-пневматических муфт. Для подключения электромагнитных тормозов могут применяться стационарные подвижные муфты.

Регулирующие тормоза предназначены для облегчения труда бурильщика, так как с увеличением глубины скважины и веса бурильных труб во время СПО необходимо прикладывать большие усилия к лен-

точно-колодочному тормозу. Регулирующие тормоза автоматические ограничивают и регулируют скорость спуска бурильных или обсадных труб. При этом часть выделяющейся энергии превращается в тепло.

Гидродинамический тормоз

На рис. 57 представлена гидрокинематическая схема гидродинамического тормоза.

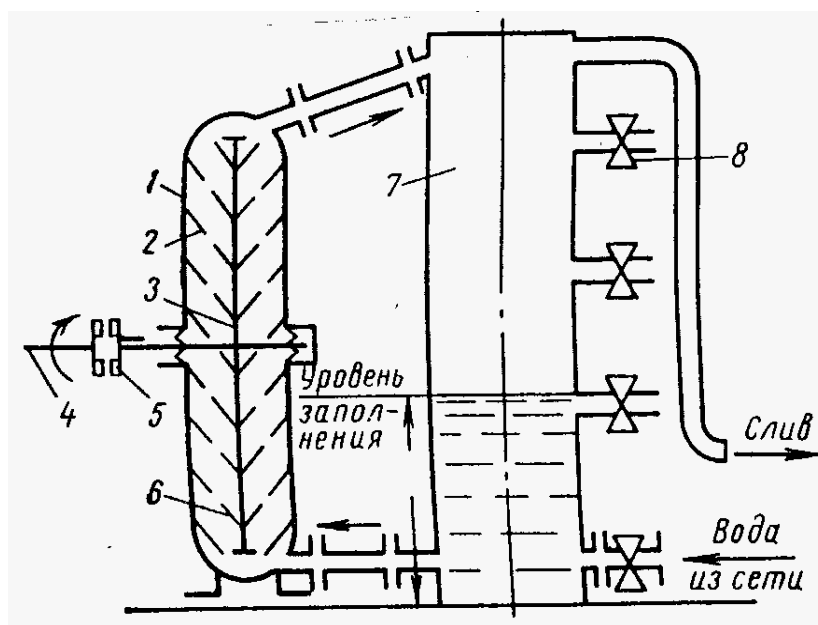


Рис. 57. Схема гидродинамического тормоза:

*1 — статор тормоза; 2 — ребра статора; 3 — ротор тормоза; 4 — вал подъемный;
5 — муфта кулачковая или ШПМ; 6 — ребра ротора; 7 — холодильник; 8 — кран*

Статор гидротормоза 1 установлен неподвижно на раме лебедки. Внутри статора имеются ребра 2, направленные против вращения ротора 3 при спуске инструмента. Ротор установлен на валу тормоза на шпонке. Вал тормоза соединяется с подъемным валом лебедки при помощи кулачковой или шинно-пневматической муфты. Холодильник предназначен для регулирования уровня жидкости в тормозе и ее охлаждения. Холодильник имеет несколько кранов, которыми регулируется уровень жидкости в системе. Изменением уровня жидкости меняют развиваемый тормозной момент.

При спуске колонны труб внутри тормоза между статором и ротором создается поперечная циркуляция жидкости. Часть мощности, развиваемой на барабане лебедки, поглощается гидравлическим тормозом на создание и разрушение струи поперечной циркуляции внутри полости тормоза лопатками ротора. При этом вода нагревается.

При длительном спуске тяжелой колонны и высокой температуре окружающего воздуха холодильник может не создать необходимых условий теплоотдачи и температура воды в системе будет недопустимо повышаться. А если вода в гидротормозе нагревается до 100° , то образующийся пар вытеснит воду из рабочего пространства и тормозной момент резко упадет. Чтобы избежать перегрева воды, в тормозе предусмотрена вторая циркуляционная система с подпиткой холодной водой через вентиль. При этом излишки воды из холодильника будут сливаться по сливной трубе.

Гидродинамические тормоза изготавливают одно- и двухрядными. Они имеют ряд недостатков, основные из которых:

- 1) резкое снижение тормозного момента при снижении скорости вращения ротора;
- 2) невозможность регулирования тормозного момента на ходу.

Электромагнитные тормоза

Электромагнитные вспомогательные регулирующие тормоза представлены электромагнитным и электромагнитным ферропорошковым тормозами, которые отличаются только рабочей средой в зазоре между статором и ротором.

Электромагнитный тормоз

Электромагнитный тормоз (ЭМТ) представляет собой электрическую машину, работающую в режиме динамического торможения. В комплект электротормозной установки входят:

- генератор постоянного тока;
- станция управления;
- тормозные сопротивления;
- командоконтроллер;
- кнопки управления.

На рис. 58 представлен разрез электромагнитного тормоза, состоящий из легкого Т-образного ротора 3, вращающегося в двух статорах 1 с обмотками возбуждения.

Тормозной момент регулируется управлением плотности магнитного потока путем изменения постоянного тока в обмотках возбуждения. Схемы управления позволяют получать различные тормозные режимы, например максимальный момент при больших или малых частотах вращения.

Возникающее тепло хорошо отводится водой, заполняющей всю полость статора и омывающей ротор. Вода в полость поступает по тру-

бопроводу А, Б и возвращается в систему охлаждения через сливной потрубок В.

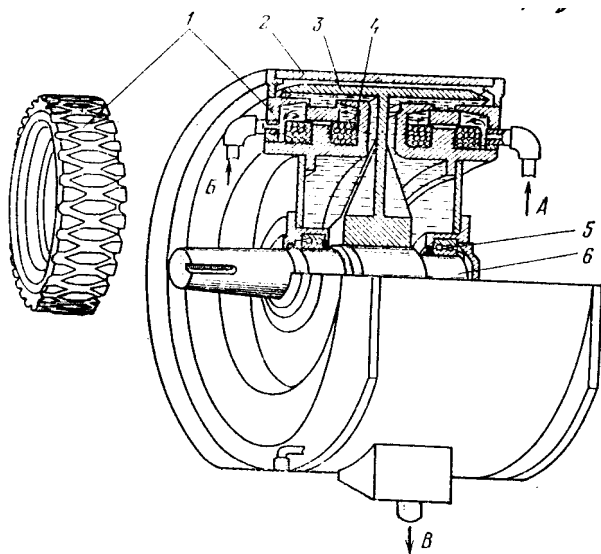


Рис. 58. Электромагнитный регулируемый тормоз:

*1 – магнитный статор; 2 – корпус;
3 – ротор; 4 – обмотка*

Эти тормоза имеют ротор с небольшим моментом инерции, не требующим его отключения от вала лебедки при подъеме ненагруженного элеватора. Поэтому для соединения ротора электродинамического тормоза с валом лебедки обычно применяют стационарные подвижные зубчатые муфты.

Электромагнитный ферропорошковый тормоз

Электромагнитные ферропорошковые тормоза (ТЭП) отличаются от электромагнитных тем, что у них зазор между цилиндрическими поверхностями электромагнита и ротора заполняется ферропорошком с размерами частиц 40...200 мкм.

Ферромагнитный порошок способствует повышению магнитной проницаемости зазора между ротором и статором, в результате чего создается большая сила торможения, почти не зависящая от частоты вращения, а лишь от тока возбуждения в катушке статора, и может плавно меняться от нуля до максимума.

На рис. 59 представлен регулируемый электромагнитный ферропорошковый тормоз ТЭП.

У такого тормоза барабан лебедки может тормозиться до полной его остановки за счет значительного тормозного момента. Это является преимуществом порошкового тормоза ТЭП, которое позволило ООО «ВЗБТ» использовать такой тормоз на некоторых буровых установках в качестве исполнительного механизма регулятора подачи долота. В тормозах ЭМТ добиться полной остановки барабана лебедки не удастся.

Недостатки электромагнитных ферропорошковых тормозов:

- износ, пригорание порошка и необходимость его уплотнения специальными магнитными сальниками;
- отвод тепла в этих тормозах осуществляется охлаждающей водой, циркулирующей по специальным каналам, поверхность которых недостаточна для полного теплоотвода, что может привести к перегреву.

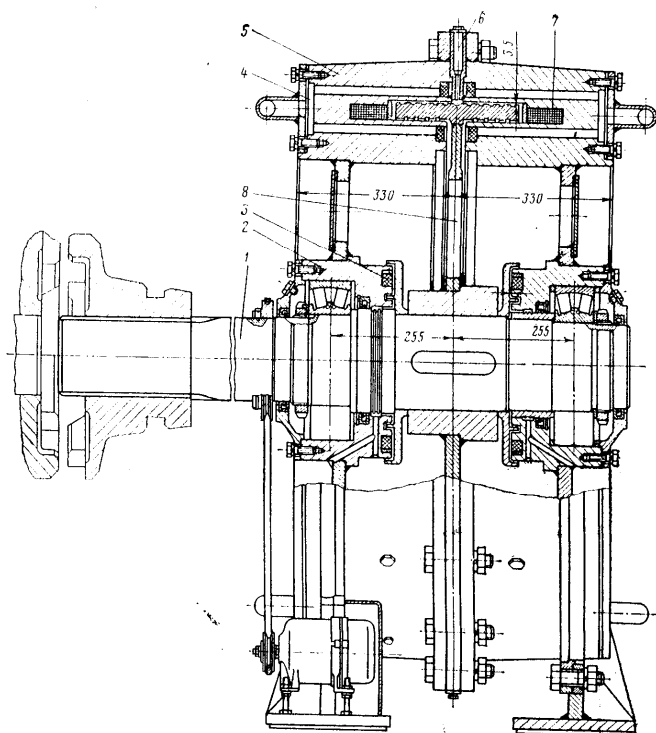


Рис. 59. Регулирующий электромагнитный порошковый тормоз:

1 — вал; 2 — боковая крышка;
3 — магнитные уплотнения;
4 — каналы охлаждения;
5 — статор; 6 — пробка;
7 — обмотка электромагнита;
8 — ротор

Буровые лебедки с электродинамическим тормозом имеют два рабочих тормоза — дисковый и электродинамический, а также стояночный тормоз со специальным стопорным устройством. Функцию электродинамического тормоза выполняет электродвигатель постоянного тока индивидуального привода лебедки. Эти лебедки не оснащаются вспомогательными регулирующими тормозами, так как функцию такого тормоза выполняет электродинамический тормоз.

На рис. 60 приведена кинематическая схема *однодвигательной буровой лебедки* ЛБУ-1100ЭТ-3 с электродинамическим тормозом.

В этой лебедке вращение от встроенного двигателя постоянного тока подается через кулачковую муфту на ведущий вал двухскоростной коробки перемены передач с зубчатыми передачами, расположенной на раме лебедки. Вращение с шестерен ведущего вала передается на два зубчатых колеса, свободно вращающихся на подшипниках качения на промежуточном валу КПП. Жесткое соединение одной или другой ше-

стерни с промежуточным валом производится дистанционно переключающей зубчатой муфтой с приводом от пневмоцилиндра двойного действия, расположенного в КПП. Далее вращение с промежуточного вала передается на подъемный вал. Переключением зубчатой муфты достигают изменения передаточного отношения КПП и частоты вращения подъемного вала. Рабочее торможение осуществляется двигателем привода лебедки и пневмомеханическим дисковым тормозом с двумя пневмоцилиндрами двойного действия. Аварийное торможение производится нормально замкнутым пневмомеханическим дисковым тормозом с пневмоцилиндрами одностороннего действия, в которых при рабочем режиме лебедки пружины отжаты постоянной подачей воздуха. Для удержания подъемного вала в неподвижном состоянии установлено стопорное устройство, предназначенное для использования при длительных стоянках, ремонтных работах. Лебедка оборудована регулятором подачи долота с приводом от отдельного двигателя постоянного тока. Автоматическая регулировка подачи долота этой лебедкой может производиться и от основного двигателя.

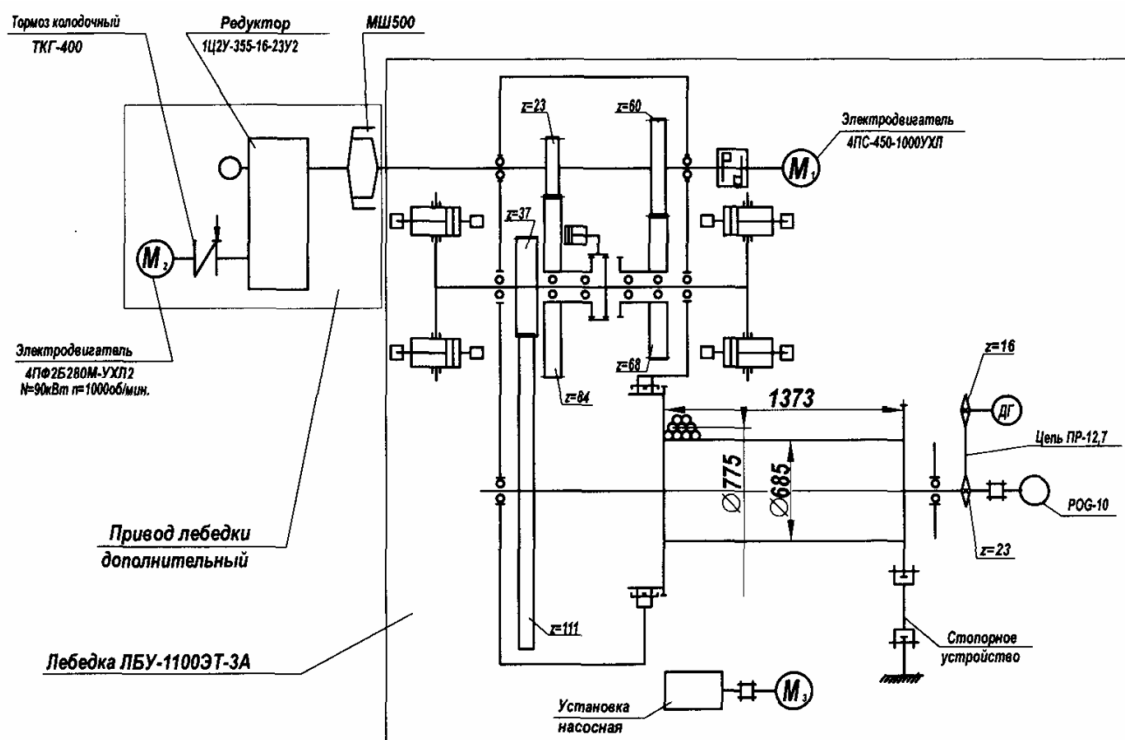


Рис. 60. Кинематическая схема лебедки ЛБУ-1100ЭТ-3 с электродинамическим тормозом

Для очень тяжелых буровых установок с условной глубиной бурения 8000 метров и более, имеющих регулируемый привод постоянного тока, разработана *двухдвигательная буровая лебедка* с электродинамическим торможением, которая выполняет функции суммирующей трансмиссии для двух силовых двигателей постоянного тока (рис. 61).

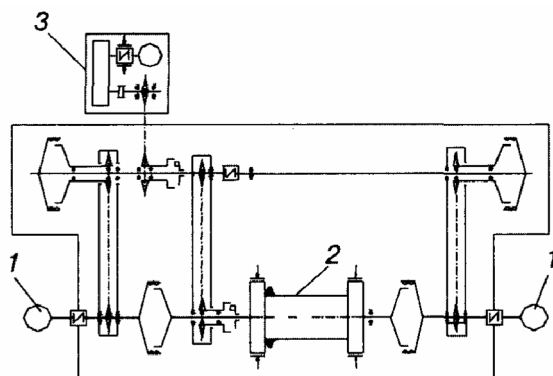
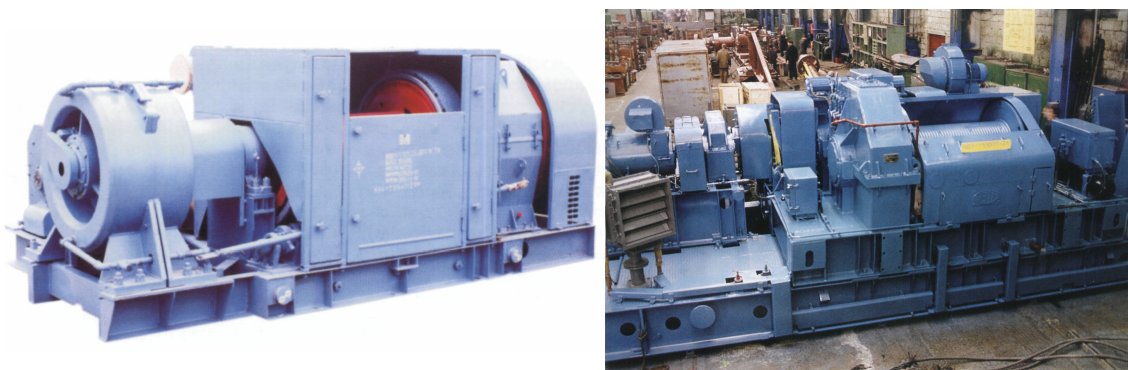


Рис. 61. Кинематическая схема двухдвигательной лебедки серии ЭТ:

- 1 – приводной электродвигатель постоянного тока;*
- 2 – подъемный вал;*
- 3 – регулятор подачи долота*

Необходимость в такой конструкции лебедки возникла из-за отсутствия электродвигателей постоянного тока мощностью 1500 кВт и более. В этой лебедке частоты вращения подъемного вала переключаются оперативными пневматическими фрикционными муфтами. Такие же муфты использованы в этой лебедке для подключения одного или двух двигателей непосредственно на подъемный вал лебедки. В режиме непосредственного подключения двигателей на подъемный вал на максимальной скорости производятся спуско-подъемные операции.

Внешний вид классической буровой лебедки и лебедки с электродинамическим тормозом приведен на рис. 62.



а

б

Рис. 62. Внешний вид буровых лебедок:

а – классической производства ООО «ВЗБТ»; б – серии ЭТ ЛБУ-1100-ЭТ-3 производства ОАО «Уралмаш»

Монтаж буровых лебедок

Лебедки монтируются на основаниях вышечно-лебедочного блока на уровне пола буровой (БУ-3Д) или ниже его (БУ 3200/200 ЭУК и др.). Верхнее и нижнее расположение лебедки зависит от конструкции оснований.

Лебедку устанавливают строго по заданным в чертежах координатам, при этом основная база — центр подвышечного основания, являющийся центром ротора, продольная ось буровой установки, а также продольные и поперечные оси барабана лебедки. Для буровых установок с цепным приводом ротора от лебедок место установки лебедки определяют по расстоянию от центра ротора до средней плоскости между зубьями цепного колеса приводного вала. У большинства роторов это расстояние равно 1370 мм. Лебедку устанавливают так, чтобы цепное колесо, передающее вращение ротору, находилось в той же плоскости, что и цепное колесо на приводном валу ротора.

Если ротор еще не установлен, определяют центр скважины по пересечению диагоналей вышки или по пересечению продольной и поперечной оси вышки и от него на поперечной оси отмеряют расстояние до средней плоскости цепного колеса лебедки, передающей вращение ротору. Расстояние от центра скважины по продольной оси до подъемного вала лебедки определяется размерами цепной передачи.

В случае монтажа лебедки после монтажа ротора место ее установки определяют по цепным колесам ротора и лебедки и центрируют при помощи шнура. Горизонтальность лебедки проверяют по уровню с точностью 0,5—0,8 мм на 1 м. На буровых установках с индивидуальным приводом ротора место монтажа лебедок определяют по продольной оси буровой с таким расчетом, чтобы она находилась на середине барабана лебедки.

После монтажа лебедки и ротора на цепные колеса надевается цепь и передача огораживается защитным кожухом. Кожух крепят к полу буровой так, чтобы его можно было снять в случае ремонта цепи или при смене цепных колес.

При карданной передаче от лебедки на ротор нужна менее точная центровка лебедки относительно ротора.

Коробки передач одновальных лебедок монтируют после установки и крепления лебедок. Центрируют коробки по цепным колесам передач при помощи шнура.

Вспомогательные регулирующие тормоза и холодильники монтируют после проверки и крепления лебедки к основанию. Соосность по-

дъемного вала лебедки с гидротормозом или электромагнитным тормозом проверяют по торцовому и радиальному биению установленных на валах муфт, которое не должно превышать 0,5–0,8 мм. Холодильник соединяют шлангами с гидротормозом и водопроводом.

Эксплуатация буровых лебедок

Хотя лебедки и рассчитаны на длительную работу в тяжелых условиях, нормальная безаварийная и безопасная эксплуатация их возможна только при условии регулярного и тщательного ухода. Одним из условий безопасной работы является содержание лебедки всегда в исправном состоянии, своевременное выявление и устранение всех дефектов. Не допускается смазка и ремонт ее во время работы.

Все наружные вращающиеся и движущиеся части лебедки должны быть ограждены прочными стальными кожухами.

Перед пуском лебедки необходимо проверить:

1. Правильность сборки и установки. Лебедка должна быть закреплена на фундаменте болтами. Валы ее должны быть горизонтальны, а оси параллельны между собой, цепные колеса (пара) установлены строго в одной плоскости.
2. Регулировку ленточного тормоза. Следует добиться равномерного прилегания лент к тормозным шкивам и расположения конца тормозной ручки при полном торможении на расстоянии 0,8–0,9 м от пола буровой. При расторможенном состоянии ленты не должны прикасаться к поверхности тормозных шкивов.
3. Состояние подшипников. Подшипники должны быть промыты и заполнены свежей консистентной смазкой.
4. Зазоры между фрикционными накладками и барабанами ШПМ. При отсутствии воздуха в баллоне ШПМ этот зазор должен быть равномерным по всей окружности и не менее 2–3 мм.
5. Герметичность системы воздухопровода и пусковых устройств. Пропуски воздуха устранить.
6. Работоспособность и надежность противозатаскивателя талевого блока и других блокировок лебедки.
7. Установку гидродинамического или электромагнитного тормоза и механизмов их включения и выключения.
8. Закрепление талевого каната на барабан лебедки и его неподвижного конца.
9. Наличие на лебедке предохранительных кожухов и качество их крепления.
10. Работу лебедки и ее отдельных узлов без нагрузки.

После пуска лебедки в эксплуатацию при приеме и сдаче вахт необходимо производить ее внешний осмотр, а также опробование ее отдельных узлов. Обнаруженные неисправности немедленно должны устраняться, а в вахтовом журнале следует сделать соответствующую запись.

При эксплуатации лебедки необходимо выполнение следующих требований:

- проверять состояние тормозных шкивов ленточных тормозов и барабанов шинно-пневматических муфт;
- следить за состоянием тормозных колодок ленточных тормозов и накладок ШПМ. Запрещается работа с изношенными до металлических колодок фрикционными накладками и тормозными колодками до болтов;
- предупреждать попадание масла и воды на рабочую поверхность тормозных шкивов и барабанов муфт;
- проверять и регулярно крепить болтовые соединения;
- проверять состояние смазки цепных передач и в соответствии с инструкцией осуществлять их смазку;
- следить за подшипниками: все подшипники должны работать бесшумно и плавно, температура нагрева их не должна превышать 70 °С;
- наблюдать за работой ленточного тормоза и по мере необходимости регулировать его. Когда ход рукоятки при торможении достигает 60° (от верхнего положения), это означает, что колодки износились и требуется подтяжка лент;
- регулярно осматривать и проверять натяжение и провисание цепей;
- проверять исправность фрикционной катушки и периодически регулировать ее;
- проверять пневматическую систему управления лебедки и устранять обнаруженные недостатки;
- каждой вахте следить за исправностью противозатаскивателя и других блокировок лебедки.

Правильная эксплуатация лебедки и выполнение всех требований инструкции повышают долговечность лебедки и обеспечивают ее высокую производительность.

Регуляторы подачи долота на забой

Для эффективного разрушения проходимых в процессе бурения горных пород необходимо, чтобы на породоразрушающем инструменте поддерживалась определенная нагрузка. Поэтому по мере разрушения породы долото необходимо подавать на забой, причем подавать его необходимо со скоростью, соответствующей темпу разрушения поро-

ды. Если темп разрушения превышает скорость подачи долота, то оно не догружается и процесс бурения протекает не достаточно эффективно. Если же подача опережает скорость разрушения горных пород, то долото перегружается, что может привести к его поломке и оставлению шарошек на забое. Наиболее простое решение этого вопроса — подача долота ручным способом путем растормаживания тормозным рычагом ленточного тормоза буровой лебедки. Равномерность работы такой подачи долота всецело зависит от искусства бурильщика. Для обеспечения контроля нагрузки на долото применяются различные индикаторы веса. Однако даже опытный бурильщик при помощи индикатора веса не сможет в течение продолжительного времени следить за равномерностью подачи долота на забой, так как эта работа требует от него большого физического напряжения и внимания.

Поэтому весьма целесообразно применение устройств, механизмирующих и автоматизирующих подачу инструмента с целью обеспечения более эффективного процесса разрушения пород.

Многочисленные попытки создать автоматическое устройство для подачи долота на забой, которое бы без участия бурильщика изменяло нагрузку на долото и скорость его подачи в зависимости от проходимых пород, успеха не имели. Причина — воздействие множества факторов на процесс бурения, которые не может учитывать автомат подачи долота. Автоматов подачи долота в настоящее время не выпускают, так как не удалось обеспечить автоматический контроль и управление процессом бурения для достижения оптимального режима разрушения горных пород.

В настоящее время применяют только регуляторы подачи долота (РПД), которые облегчают труд бурильщика. Режим нагрузки на долото и скорость подачи устанавливает бурильщик, а регулятор поддерживает заданные скорость подачи или нагрузку на долото. Кроме того, электрические регуляторы подачи долота, кинематически связанные с барабаном лебедки, используют в качестве *аварийного привода* для подъема буровой колонны, а также для создания нагрузки на талевую систему при испытании вышки статическим нагружением. Некоторые буровые установки оснащают только *аварийным электрическим приводом*.

Регуляторы подачи могут быть фрикционными, гидравлическими и электрическими.

У *фрикционных регуляторов* изменение скорости подачи долота на забой производится за счет изменения тормозного момента регулятора. При уменьшении тормозного момента долото подается на забой быстрее. В этих механизмах при установившемся процессе бурения может сохра-

няться постоянная нагрузка на забой. В качестве примера такого регулятора можно привести РПД буровой установки БУ 2900/175 ДЭП-11 производства ООО «ВЗБТ», у которого в качестве фрикционного механизма использован электромагнитный ферропорошковый тормоз ТЭП-45.

В гидравлических регуляторах подачи, установленных между бурильной колонной и крюком, под действием перемещающейся колонны масло перекачивается из одной части цилиндра в другую через специальный дроссель. Скорость подачи долота на забой зависит от скорости движения масла в системе, а последняя зависит от сопротивления потока, регулируемого дросселем. Таким образом, гидравлические механизмы подачи — это механизмы, настроенные не на постоянную нагрузку, а на постоянную скорость подачи. При увеличении скорости подачи усилие на крюке возрастает, что приводит к снижению осевой нагрузки на долото. В твердых породах, когда механическая скорость проходки невелика, усилие на крюке падает и растет нагрузка на долото, что способствует разрушению проходимых пород.

У электрических регуляторов подачи осевая нагрузка на инструмент регулируется током электродвигателя постоянного тока.

Наиболее распространенный регулятор подачи долота с электроприводом — РПДЭ-3 — представлен на рис. 63.

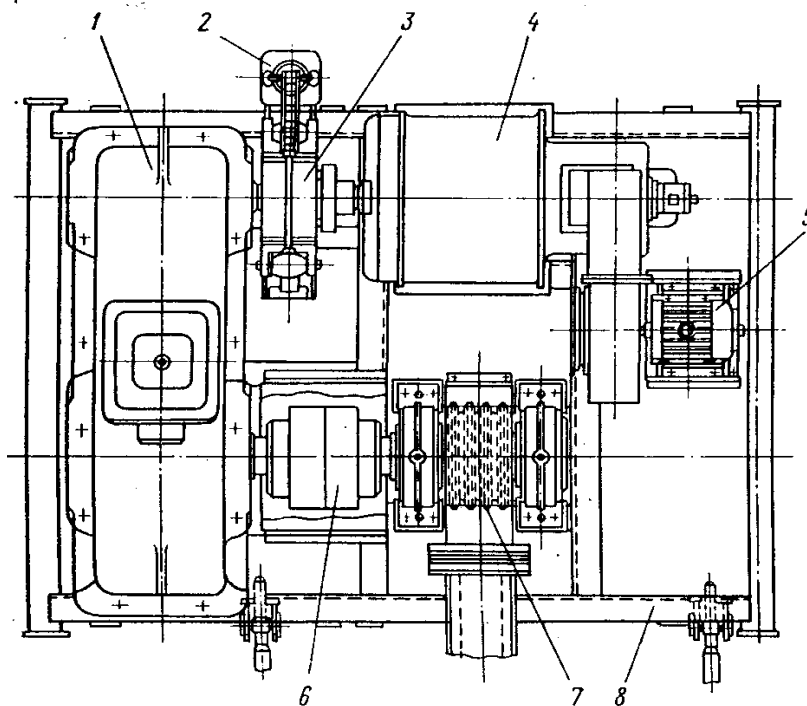


Рис. 63. Регулятор подачи долота РПДЭ-3:

1 — редуктор; 2 — тормоз ленточно-колодочный; 3 — муфта (эластичная) приводного вала; 4 — электродвигатель постоянного тока; 5 — вентилятор (для охлаждения ЭД); 6 — муфта зубчатая тихоходного вала; 7 — звездочка цепной передачи; 8 — рама

Регулятор РПДЭ-3 обеспечивает режим поддержания постоянной нагрузки на породоразрушающий инструмент и режим ручного управления, создающий постоянную заданную скорость подачи или подъема, используемые при проработках ствола или аварийном подъеме.

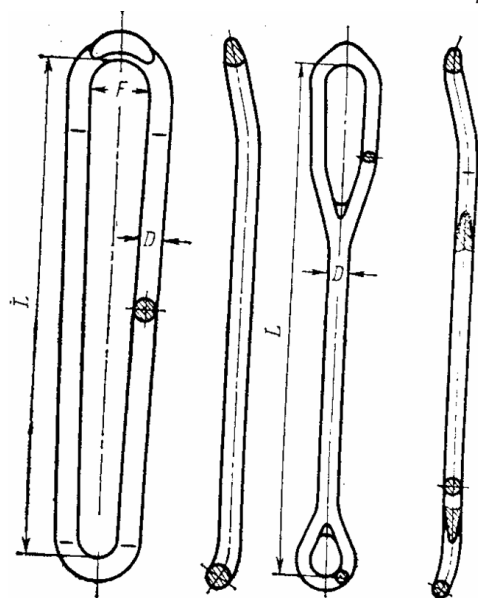
В комплект регулятора входят:

- станция управления;
- дизель-генератор для питания электродвигателя регулятора;
- пульт управления регулятором;
- электрический датчик для измерения нагрузки на долото.

Принцип работы регулятора подачи долота следующий: осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика, установленного на неподвижной ветви талевого каната, и передается на пульт управления, где сравнивается с величиной нагрузки на долото, заданной бурильщиком. Разность электрических сигналов между нагрузкой на долото и заданной бурильщиком на пульте поступает на усилители в станции управления. Усиленные электрические сигналы действуют на обмотку возбуждения генератора постоянного тока, питающего двигатель постоянного тока регулятора подачи долота, редуктор которого цепной передачей связан с подъемным валом буровой лебедки.

Монтируют регулятор подачи долота при помощи крана на основании лебедочного блока и центрируют его по звездочке лебедки. Раму регулятора крепят к основанию болтами. Между рамами регулятора и лебедки устанавливают винтовые распорки. На звездочки лебедки и регулятора надевают втулочно-роликовую цепь и регулируют ее натяжение таким образом, чтобы стрела провисания цепи была в пределах 30–40 мм.

4.2.4. Вспомогательное оборудование спуско-подъемного комплекса



Штропы

Штропы предназначены для подвешивания элеватора на крюке или крюкоблоке.

Существуют два конструктивных исполнения штропов — одно- и двухпетлевые (рис. 64).

Основные параметры: допускаемая нагрузка на пару; длина L ; радиусы верхнего и нижнего изгиба.

*Рис. 64. Конструкция штропов:
слева — однопетлевые; справа — двухпетлевые*

Элеваторы

Элеваторы предназначены для захвата и удержания бурильных и обсадных труб в процессе выполнения СПО.

Для захвата и подвешивания труб в практике бурения используют два способа:

- 1) за уступ замка или муфты;
- 2) за тело трубы (обжатие).

Каждый способ реализован в элеваторах различного конструктивного исполнения:

- корпусных;
- створчатых;
- автоматических.

По способу изготовления элеваторы подразделяют на два типа:

- 1) кованный;
- 2) литой.

Основные параметры элеваторов: грузоподъемность; условный диаметр захватываемых труб.

ОАО «Уралмаш» производит корпусные элеваторы для бурильных труб кованые типа КМ ($\varnothing$ 60–377), ЭК ($\varnothing$ 60–426), литые ЭТАД ($\varnothing$ 48–127). Производится также литой створчатый полуавтоматический элеватор ЭАЛ ($\varnothing$ 118–172). Для комплексов АСП (КМСП) производятся автоматические элеваторы ЭА ($\varnothing$ 89–146).

Для захвата и удержания при спуске обсадных труб ОАО «Уралмаш» производит корпусные кованые элеваторы ЭО, ЭКО и литые ЭН.

Конструкция всех *корпусных элеваторов* идентична (рис. 65). Фиксаторы 4 предохраняют от выпадения штропов при посадке элеватора, а защелка 2 на створке, которую открывают и закрывают с помощью рукоятки 3, исключает самопроизвольное сползание элеватора с тела трубы.

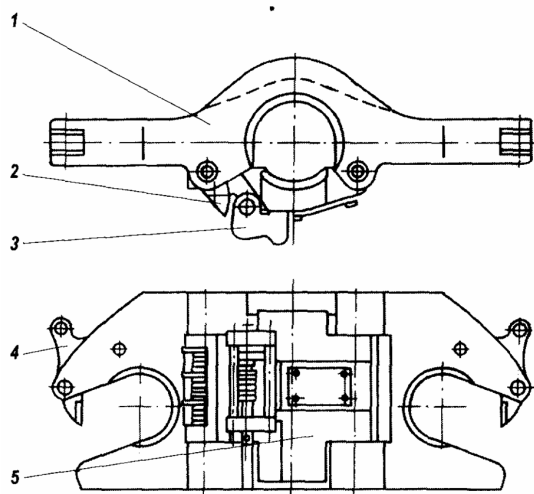


Рис. 65. Корпусный элеватор КМ:
1 – корпус; 2 – защёлка; 3 – рукоятка;
4 – фиксаторы; 5 – створка

Створчатый элеватор ЭАЛ состоит из двух створок 1 и 2 (рис. 66), замкового устройства, осей шарнира 8 и 9 и пружины 10. Замковое устройство размещено на левой створке элеватора и состоит из защелки 3, оси 4, пружин 5 и 13, замка 11 и оси 12. Правая створка на передней части имеет борт полукруглой формы, который в момент закрытия входит в паз левой створки и тыльной частью упирается в защелку. Благодаря двум пружинам 5 и 13 защелка все время находится в прижатом к левой створке положении. Ось 9, соединяющая обе створки, наклонена к вертикальной оси под углом 10° , что исключает самопроизвольное открытие элеватора под нагрузкой. Назначение наклонной оси еще и в том, что после открытия элеватора под действием пружины, поворачиваясь на штропах, она отталкивается от трубы. Такие элеваторы используются только при СПО с клиновым захватом. Посадка элеватора на ротор не допускается.

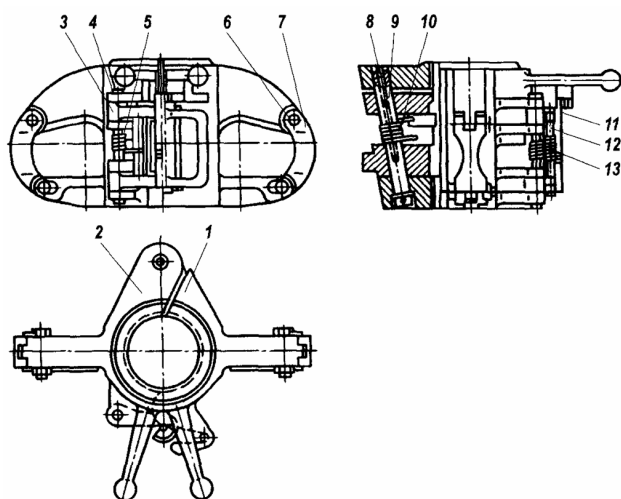


Рис. 66. Створчатый элеватор ЭАЛ:

1, 2 – створки; 3 – защёлка;
4, 12 – оси; 5, 10, 13 – пружины;
6 – палец; 7 – предохранители;
8, 9 – оси шарнира; 11 – замок

Автоматический элеватор состоит из силовой группы деталей, воспринимающих нагрузки от веса бурильного инструмента, и группы деталей рычажного механизма, служащего для автоматического захвата и освобождения бурильной колонны. На рис. 67 приведен сборочный чертеж современного автоматического элеватора ЭА-320.

Основными деталями силовой группы автоматического элеватора являются: кольцевая траверса 4 и два штропа 5. Штропы присоединяются к проушинам траверсы с помощью двух осей 6. На штропах элеватор подвешивается на проушины двухосного талевого блока, предназначенного для работы в составе комплекса АСП (КМСП). В нижней части траверсы на упорном шарикоподшипнике 3 установлен стакан 2, к которому пальцами 7 крепится пара быстросъемных скоб 8 со стопорами 19, 20. На эти скобы подвешиваются обычные штропы для подве-

ски к автоматическому элеватору вертлюга или обычных элеваторов. К группе силовых деталей относится также комплект клиньев 1.

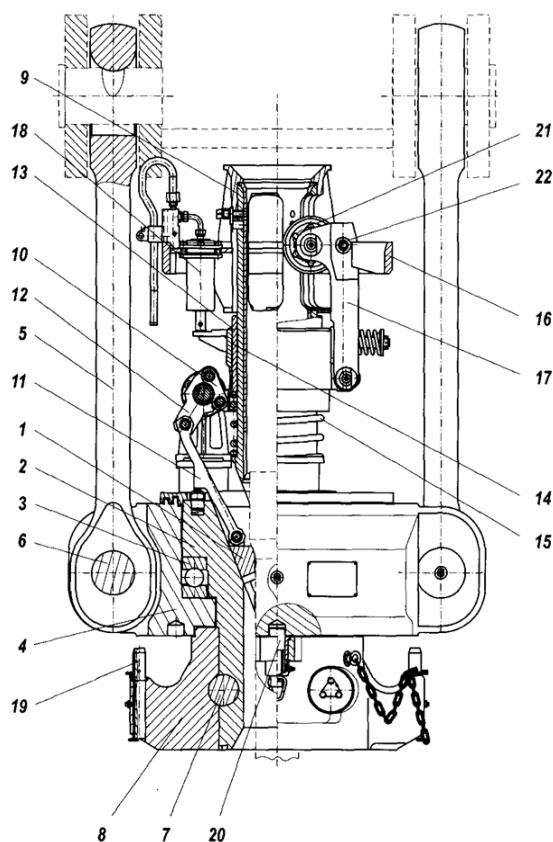


Рис. 67. Автоматический элеватор ЭА-320:

1 – клинья; 2 – стакан;
3 – подшипник упорный;
4 – траверса; 5 – штропы; 6 – оси;
7 – пальцы; 8 – скоба; 9 – корпус;
10, 11 – звенья; 12 – рычаги
средние; 13, 14 – каретки;
15 – пружина; 16 – копир;
17 – рычаги верхние;
18 – пневмоцилиндры силовые;
19, 20 – стопоры; 21, 22 – ролики

Рычажная система автоматического элеватора выполнена в виде самостоятельной сборочной единицы и состоит из корпуса 9, звеньев 10, 11, средних рычагов 12, кареток 13 и 14, пружины 15, копира 16, рычагов 17 и трех силовых пневматических цилиндров 18.

Автоматический элеватор заводится на бурильную трубу сверху и подвешивает ее на клиньях в соответствии с программой работы комплекса АСП (КМСП).

Ручные клинья

Ручные клинья предназначены для захвата и удержания в роторе колонны труб при спуске и подъеме из скважины. Относятся к устройствам для удержания труб на столе ротора, в качестве которых используют ручные клинья и клинья с пневмоприводом, подкладные вилки и элеваторы, спайдеры. Для удержания колонны труб используют две пары ручных клиньев вместе с роторными вкладышами.

Производят клинья КБ2-4, К-5, КБ2-6, которые рассчитаны на различные диаметры труб ($\varnothing 114$ –168) и разные допустимые нагрузки (100–110 МН).

На рис. 68 показано устройство одной пары клиньев буровых КБ.

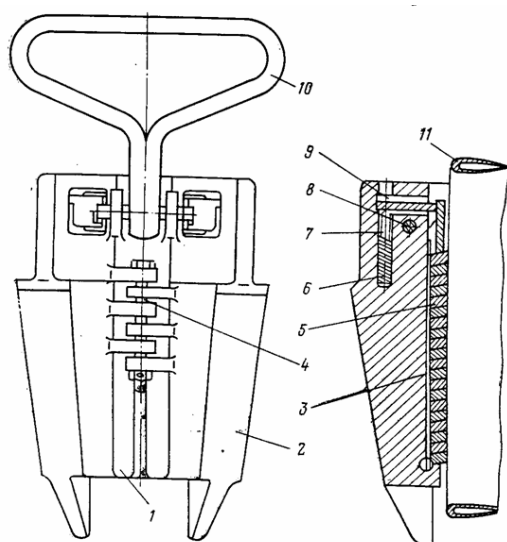


Рис. 68. Клинья буровые КБ:

- 1, 2 — клинья;*
- 3 — пластина упорная;*
- 4 — болт; 5 — набор плашек;*
- 6 — пружина; 7 — палец упорный;*
- 8 — палец; 9 — крышка упорная;*
- 10 — ручка*

Пневматические клинья

Пневматические клиновые захваты относятся к оборудованию для механизации СПО и предназначены для захвата и удержания в роторе колонны труб при спуске и подъеме из скважины с применением дистанционно управляемого пневмопривода.

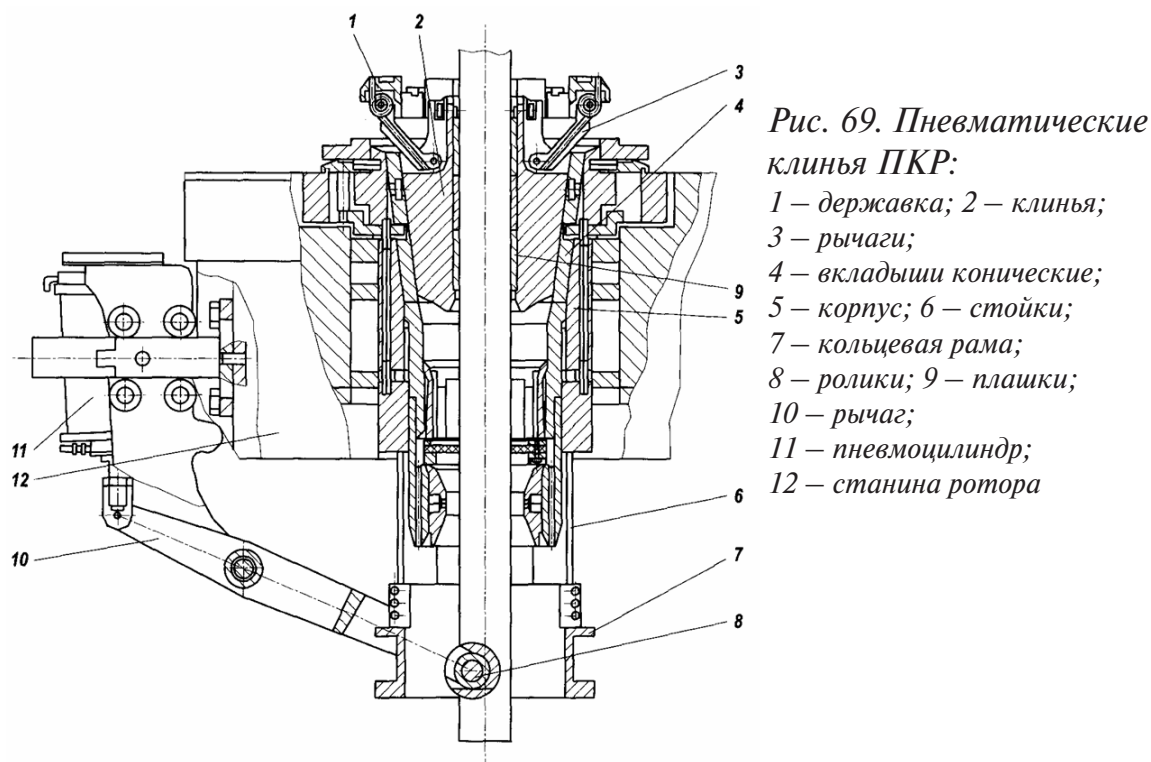
Основные эксплуатационные параметры (даны ниже в скобках): допустимая осевая нагрузка; условный диаметр захватываемых труб — минимальный и максимальный; диаметр отверстия в столе ротора для установки. Кроме того, для пневматических клиновых захватов ПКРБО к основным эксплуатационным параметрам относится также максимальный крутящий момент.

В настоящее время выпускаются пневматические клиновые захваты: ПКР560М (3200 кН, Ø48–203, Р560, Р700 с промежуточной вставкой), ПКРО560М (2000 кН, Ø140–340, Р560, Р700 с промежуточной вставкой), ПКРБО560 (3200 кН, Ø60–340, Р560, 80 кН·м), ПКРБО700 (4000 кН, Ø60–508, Р700, 80 кН·м), ПКРБО950 (6300 кН, Ø48–508, Р950, 80 кН·м), ПКРБО1250 (8000 кН, Ø48–508, Р1250, 80 кН·м).

Пневматические клиновые захваты ПКРБО, в отличие от ПКР и ПКРО, имеют встраиваемый роликовый зажим, который позволяет передавать вращение от ротора буровой колонне при роторном бурении и воспринимать реактивный момент на колонне при бурении забойными двигателями.

Расшифровка аббревиатур: ПКР — пневматические клинья в роторе; Б — для буровых труб; О — для обсадных труб; 560 — диаметр стола ротора для установки клиньев; М — модернизированные.

На рис. 69 приведен разрез пневматического клинового захвата ПКР, установленного в стол ротора.



Корпус 5 клиньев в сборе со стойками 6 и кольцевой рамой 7 с помощью легости вставляют в ротор и производят обвязку механической части. У пульта бурильщика устанавливается педальный кран управления пневмоцилиндром 11 и производят обвязку с пневмосистемой буровой установки. При этом пневмопроводы прокладывают под полом буровой в безопасных местах. В корпус клиньев устанавливают вкладыши. Корпус 5 и конические вкладыши 4 фиксируются замками. Вкладыши и стойки 6 смазываются. Нажатием на педаль крана управления воздух подается в пневмоцилиндр 11, стойки 6 поднимаются в верхнее крайнее положение, на них устанавливаются клинья 2 и крепятся к рычагам 10. После этого делается пробный подъем и опускание клиньев. Клинья должны подниматься на такую высоту, чтобы они раскрывались и через них мог свободно пройти замок свечи. Обычно эта величина составляет 0,2...0,35 м в зависимости от угла конусности (7...12°). Обычный стандарт этого угла составляет 9°28'.

По окончании спуско-подъемных операций в ПКР и ПКРО клинья убирают, стойки опускают в крайнее нижнее положение и вместо клиньев устанавливают в ротор зажимы ведущей трубы, а в ПКРБО клинья приподнимают для установки роликового направляющего зажима.

Машинные ключи для бурильных труб

Машинные ключи предназначены для раскрепления и докрепления бурильных труб в период спуско-подъемных операций и закрепления обсадных труб, спускаемых в скважину. Эти ключи подвешиваются на специальных канатах внутри буровой вышки на высоте 1,4...1,6 м от пола в горизонтальном положении. К другому концу каната, проходящему через блок, укрепленный на вышке, крепятся противовесы для свободного перемещения ключей в вертикальной плоскости. Противовесы, как правило, размещают за пределами укрытия вышечно-лебедочного блока.

На роторной площадке друг против друга подвешиваются два ключа. При помощи ключа, находящегося слева (если смотреть на лебедку с приемных мостков), задерживаются трубы от проворачивания. К концу рычага ключа крепится канат, второй конец которого крепится к ферме или стойке буровой вышки. Этот ключ, установленный и закрытый на замковой муфте нижней трубы, отводится в крайнее положение. Другой ключ располагается на ниппельной части замка отвинчиваемой верхней трубы. К его концу крепится канат от пневмораскрепителя. Перед раскреплением замка этот канат рычагом ключа натягивается. Поворот ключа с помощью пневмораскрепителя составляет 60...70°. На рис. 70 представлен универсальный машинный ключ УМК-1 четырехзвенной конструкции.

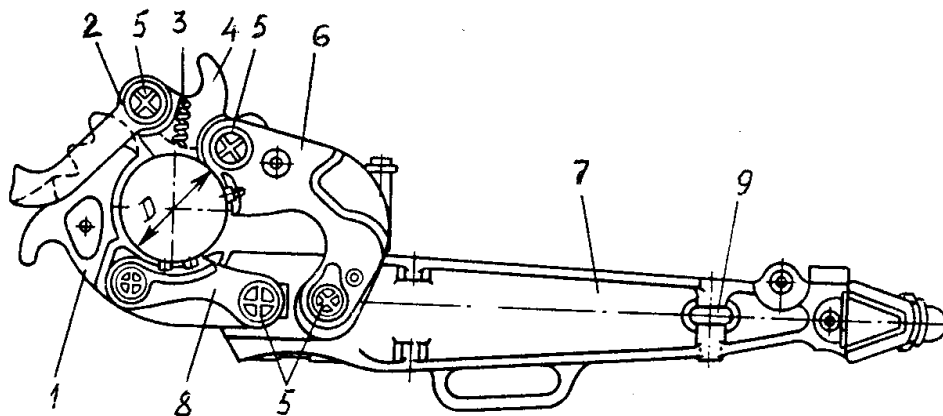


Рис. 70. Универсальный машинный ключ:

1 — челюсть; 2 — защелка; 3 — пружина; 4 — челюсть; 5 — палец; 6 — корпус; 7 — рычаг;
8 — челюсть; 9 — подвеска

Ключ захватывает бурильные трубы и замки всех размеров от 108 до 212 мм, что достигается заменой челюсти 1. В комплекте с ключом поставляются две такие челюсти: одна — для труб диаметрами 108...178 мм, другая — для труб диаметрами 140...212 мм.

Под действием пружин 3, смонтированных на корпусе челюсти 4, при установке ключа на трубу или замок свечи запорное устройство автоматически срабатывает. Для надежного закрепления ключа на трубе и возможности раскрепления или докрепления замка свечи в пазы челюсти 8 вставлено по три стальных плашки-сухаря с насечкой. В каждом пазе корпуса 6 ключа находится по два таких сухаря.

Аналогично устроен более современный машинный ключ для бурильных и обсадных труб КМБ, в котором, для облегчения наведения на бурильный замок, к рычагу ключа приварена ручка. Ключ КМБ, в отличие от ключа УМК-1, в сборе имеет три челюсти и две сменные челюсти в комплекте поставки, что обеспечивает работу с трубами, замками и муфтами, имеющими условные диаметры в интервале от 90 до 299 мм.

Стационарные автоматические буровые ключи

Эти ключи имеют отличия в конструкции, которые можно классифицировать по следующим признакам:

1. По расположению относительно центра скважины:
 - отводные, когда вращатель и трубозажимное устройство перемещаются к центру скважины и обратно и они выполнены разрезными (АКБ-3М2; АКБ-3М2.Э2; АКБ4; КБС-П);
 - постоянно находящиеся на центре скважины, при этом вращатель и трубозажимное устройство замкнутые. Блок ключа перемещается по направляющим по вертикали, в зависимости от высоты развеса бурильной колонны (КБГ-2).
2. По способу свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений:
 - инерционного типа, когда вращатель разгоняется вхолостую, накапливая энергию в маховике, и затем производится свинчивание (развинчивание) соединения (АКБ-3М);
 - безынерционного типа. В этом случае, вращатель и трубозажимное устройство сразу зажимаются на замке, включается высокомоментная передача редуктора ключа, происходит страгивание резьбового соединения и затем редуктор переключается на вторую скорость быстрого вращения (АКБ-3М2.Э2; АКБ-4; КБС-П; КБГ-2).

Ключ буровой автоматический стационарный АКБ-3М2

Ключ АКБ-3М2 предназначен для механизации процессов свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб диаметром 108...216 мм при спуско-подъемных операциях. В качестве привода ключа используется пневмодвигатель с рабочим давлением 0,7...1 МПа. Ключ устанавливают между лебедкой и ротором на основание вышечного-лебедочного блока, к которому он крепится болтами.

Ключ состоит из следующих основных частей (рис. 71): блока ключа 1, каретки с пневматическими цилиндрами 3, колонны 4, пульта управления 5.

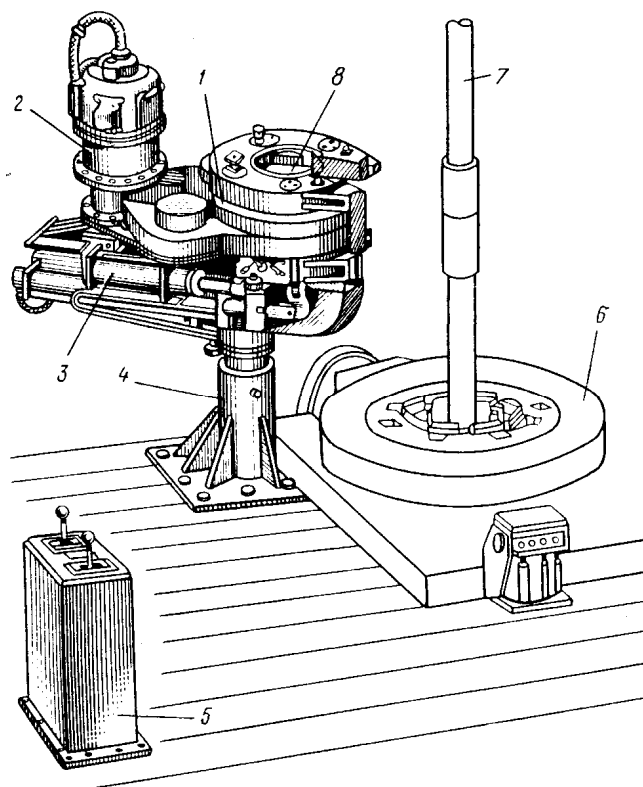


Рис. 71. Автоматический стационарный буровой ключ АKB-3M2:

- 1— блок ключа;
- 2 — пневмодвигатель;
- 3 — каретка с пневмоцилиндром;
- 4 — колонна;
- 5 — пульт управления;
- 6 — ротор; 7 — труба;
- 8 — трубозажимное устройство

Блок ключа — основной механизм, непосредственно свинчивающий и развинчивающий трубы. Он вместе с кареткой смонтирован на неподвижной колонне 4, установленной у ротора 6, и представляет собой корпус, на котором установлены трубозажимное устройство 8, понижительный редуктор и пневмодвигатель 2 с маховиком. Внизу блока имеются направляющие полозья, на которых он перемещается при помощи двух пневмоцилиндров 3 двойного действия, надвигаясь на трубу 7, установленную в роторе 6, или отодвигаясь от нее после ее развинчивания.

Детально устройство блока ключа иллюстрирует рис. 72.

После установки поднятой колонны бурильных труб на клинья в роторе блок ключа с помощью пневмоцилиндров перемещается в сторону оси скважины и заходит на замковое соединение свинченных труб. Вырез в передней части трубозажимного устройства и корпуса ключа облегчает заход блока ключа на замок. Верхнее и нижнее приспособления трубозажимного устройства зажимают одновременно верхнюю и нижнюю части замка. При этом верхнее приспособление, зажав

ниппельную часть замка, передает вращение от пневмодвигателя ключа на свечу, а нижнее приспособление, находящееся на муфте замка, воспринимает реактивный момент и удерживает нижнюю трубу от поворота. Ниже приведен рис. 73, иллюстрирующий положение челюстей трубозажимного устройства ключа АКБ.

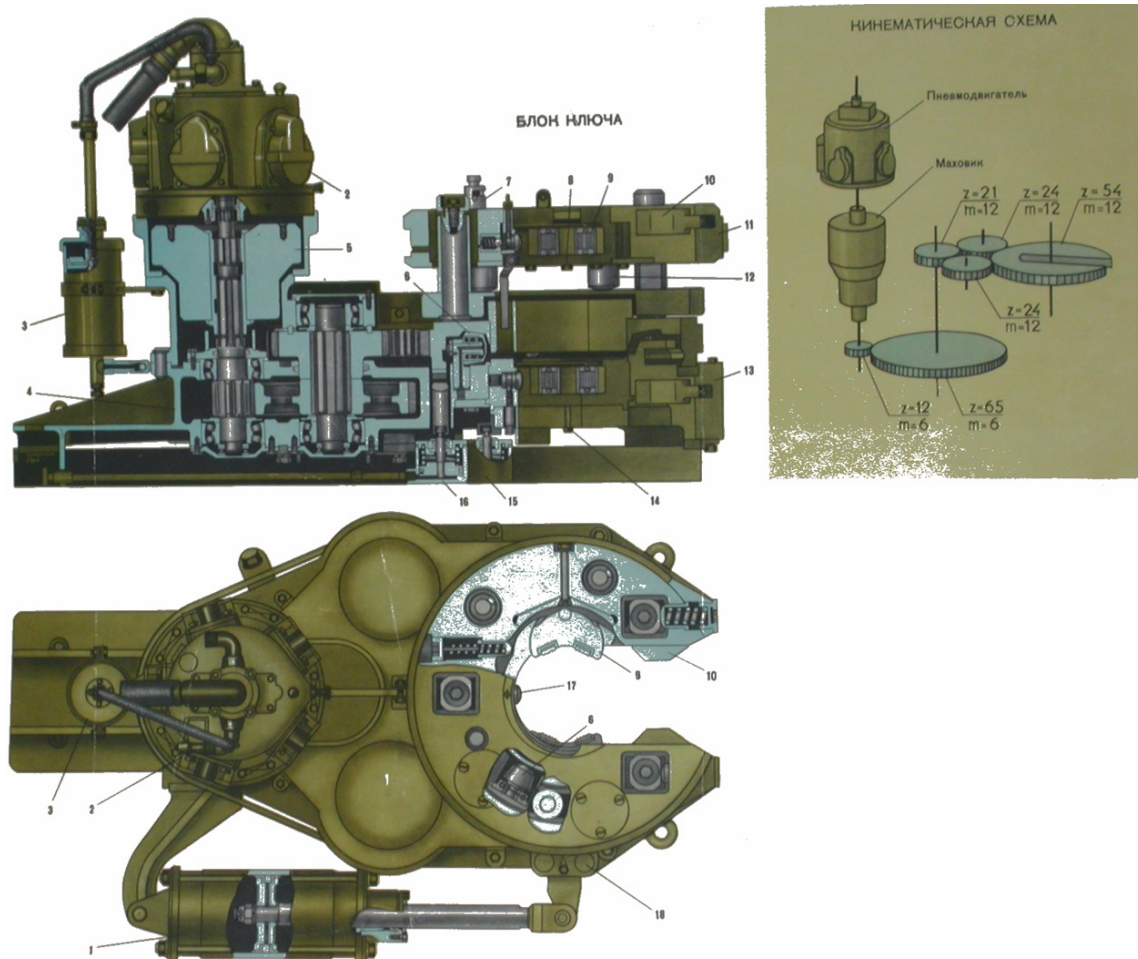


Рис. 72. Блок ключа:

- 1 — цилиндр зажима нижних челюстей; 2 — пневматический двигатель ДРУ-13У;
 3 — пневматическая масленка; 4 — редуктор ключа; 5 — маховик;
 6 — конический подпорный ролик; 7 — фиксатор верхней челюсти;
 8 — болт для удержания верхних челюстей; 9 — челюсть; 10 — накладка;
 11 — верхнее трубозажимное устройство; 12 — пружинный амортизатор;
 13 — нижнее трубозажимное устройство; 14 — болт для удержания нижних челюстей;
 15 — цилиндр для зажима верхних челюстей; 16 — цилиндр включения стопора;
 17 — упор; 18 — фиксатор нижних челюстей

В челюстедержатель 2 вставлены два вкладыша 4 со спиральной поверхностью с углом спирали 11° в верхней челюсти ключа и с углом спирали 7° при свинчивании и 9° — при развинчивании в нижней челюсти ключа.

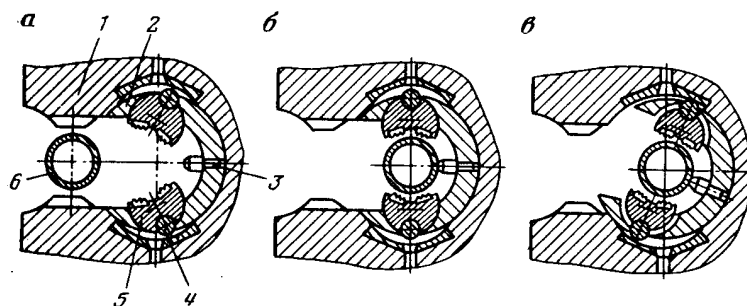


Рис. 73. Положение челюстей трубозажимного устройства:
 1 — корпус; 2 — челюстедержатель; 3 — упор; 4 — вкладыш; 5 — челюсть;
 6 — труба; а — положение челюстей при подводе или отводе ключа; челюсти развернуты;
 б — положение челюстей при заводе трубы до упора; челюсти разворачиваются
 и свободно охватывают трубу; в — положение челюстей при повороте
 челюстедержателя на некоторый угол; зажим трубы

На рис. 74 показано устройство пневмодвигателя ключа и колонны с кареткой.

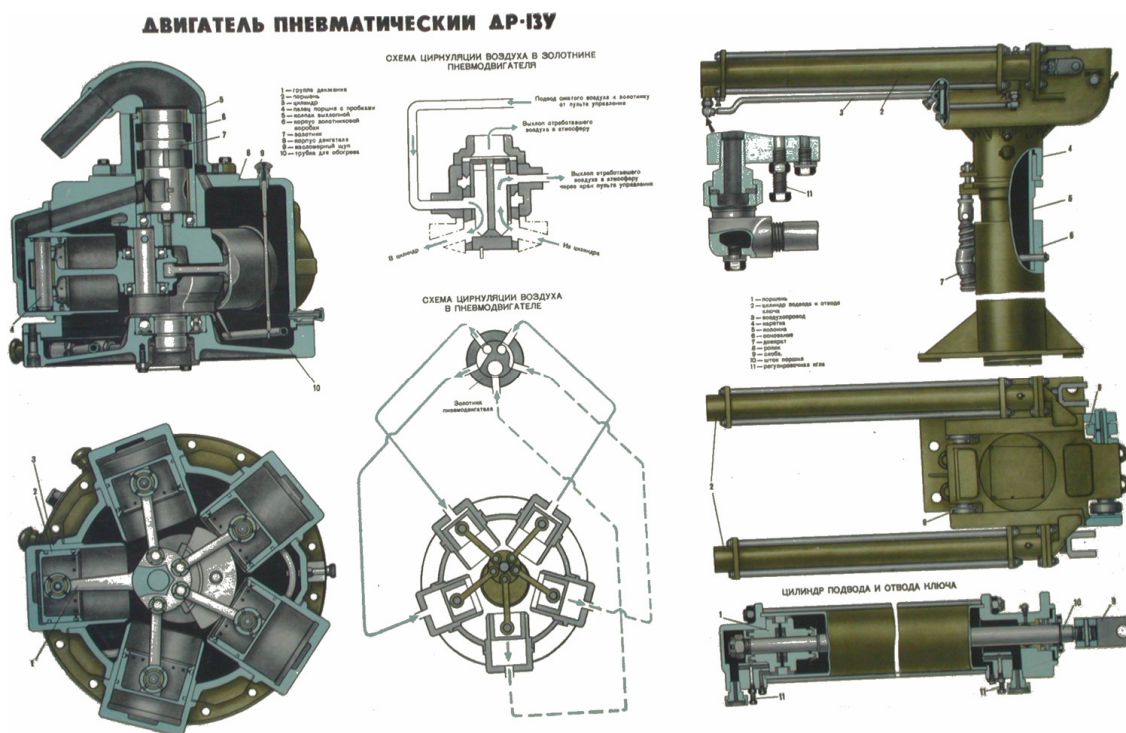


Рис. 74. Колонна, каретка и пневмодвигатель ключа

Пневмодвигатель состоит из пяти пневмоцилиндров одностороннего действия, связанных между собой кривошипно-шатунным механизмом, которые последовательно подключаются к пневмосистеме буровой установки и затем соединяются с атмосферой с помощью золотникового устройства. Пуск двигателя производится подачей на него

воздуха с пульта управления. В связи с интенсивной работой, пневмоцилиндры постоянно смазываются автоматической масленкой.

Каретка свободно вращается в верхней части *колонны*, и ее положение при работе фиксируется. Каретка с блоком ключа может перемещаться вдоль колонны по высоте. Нижней частью колонны ключ жестко крепится к основанию буровой.

Ключ буровой автоматический стационарный АКБ-3МЭ2

На базе бурового ключа АКБ-3М2 разработан и серийно выпускается ключ АКБ-3М2.Э2 с двухскоростным электроприводом вращателя. Электродвигатель ключа выполнен во взрывобезопасном исполнении.

Область применения ключа АКБ-3М2.Э2 и диапазон свинчивания-развинчивания соединений аналогичны ключу АКБ-3М2.

Применение ключа АКБ-3М2.Э2 позволяет:

- значительно сократить расход сжатого воздуха на буровых установках;
- повысить производительность буровых установок за счет сокращения расходов на ремонт и обогрев (в зимний период) пневматических устройств.

Ключ буровой автоматический стационарный АКБ-4

Назначение и основной состав (блок ключа, колонна с кареткой) этого ключа аналогичен ключу АКБ-3М2. Внешний вид ключа в транспортном положении представлен на рис. 75.



Рис. 75. Автоматический буровой стационарный ключ АКБ-4

Ключ буровой автоматический двухскоростной АКБ-4 безынерционного типа имеет следующие преимущества, в сравнении с серийным ключом АКБ-3М2:

- дополнительная двухскоростная коробка передач обеспечивает более высокий крутящий момент (70 против 30 кНм);
- момент создается статическим, а не ударным действием;
- ключ оснащен системой контроля крутящего момента и автоматической остановки двигателя при достижении заданной величины момента.

Конструкция опоры ключа АКБ-4 практически повторяет конструкцию опоры ключа АКБ-3М2. Ключ монтируется на любой стационарной буровой установке в соответствии с монтажной схемой бурового ключа АКБ-3М2.

Ключ буровой автоматический стационарный пневмоприводной КБС-П

Ключ предназначен для механизации и частичной автоматизации свинчивания-развинчивания бурильных, утяжеленных бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в составе буровых установок. По своим возможностям этот ключ аналогичен ключу АКБ-4. Внешний вид ключа КБС-П представлен на рис. 76.



Рис. 76. Внешний вид бурового автоматического стационарного пневмоприводного ключа КБС-П

В сравнении с ключом АКБ-3М2, ключ КБС-П имеет следующие преимущества:

- более высокий крутящий момент (70 против 35 кНм);
- момент создается статическим, а не ударным действием, что предохраняет ключ от «саморазрушения»;
- дополнительная двухскоростная плавающая коробка передач имеет манометр и устройство, обеспечивающее автоматическую остановку двигателя при достижении заданной величины крутящего момента;

- усилены опоры разрезной шестерни, за счет введения осевой опоры скольжения и увеличения количества роликов радиальной опоры;
- применение новой тормозной системы позволило исключить самозаклинивание на трубе и снизить распорные усилия на корпус верхнего трубозажимного устройства.

Ключ буровой автоматический стационарный с гидроприводом КБГ-2

Ключ КБГ-2 предназначен для механизации свинчивания-развинчивания бурильных, утяжеленных бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, долот с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента, а также для механизации наращивания бурильной колонны в составе комплексов АСП (КМСП).

Внешний вид ключа КБГ-2 приведен на рис. 77.



Рис. 77. Ключ буровой автоматический стационарный с гидроприводом

Ключ КБГ-2 состоит:

- из механизма позиционирования, закрепленного на основании буровой, и смонтированных на нем вращателя и стопорного ключа;
- пульта управления;
- установки силовой гидравлической.

Вращатель — механизм, выполняющий операции свинчивания-развинчивания посредством передачи крутящего момента на замок. Защита резьбовых соединений от перегрузок обеспечена установкой датчика момента.

Стопорный ключ служит для удержания колонны от поворота, для компенсации осевой нагрузки на резьбу от веса труб.

Вращатель со стопорным ключом может плавно подниматься, опускаться и удерживаться на любом уровне механизма позициониро-

вания, а также отводиться в сторону от центра скважины. Максимальный угол поворота ключа вокруг механизма позиционирования — 120°. В опору ключа встроен пневмокомпенсатор, который предохраняет ключ от случайных ударов элеватором или талевым блоком.

С пульта осуществляется дистанционное управление всеми механизмами ключа.

В составе силовой установки (гидростанции): бак с гидравлической жидкостью; поршневой насос с электроприводом; элементы контроля и регулирования параметров. Кроме машинных и стационарных автоматических буровых ключей широкое распространение получили *подвесные буровые ключи*, которые используют для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Эти ключи подвешивают с противовесом на вспомогательном ролике, закрепленном на буровой вышке.

Существуют следующие конструктивные разновидности подвесных буровых ключей, отличающиеся типом привода:

- пневматические;
- гидравлические.

Наибольшее распространение в отечественном бурении получил пневматический буровой ключ ПБК-4. Ключ ПБК-4 предназначен для свинчивания, докрепления и развинчивания соединений бурильных, обсадных труб в процессе спуско-подъемных операций. Чаще его используют для свинчивания обсадных труб с условными диаметрами от 114 до 425 мм. Этот ключ изображен на рис. 78.



Рис. 78. Подвесной буровой ключ с пневмоприводом ПБК-4

Комплекс механизмов АСП (КМСП)

Применение комплекса механизмов АСП (КМСП) значительно облегчает труд рабочих при спуско-подъемных операциях в процессе бурения скважин и ускоряет эти работы.

Комплекс механизмов обеспечивает:

- совмещение во времени спуска и подъема колонны бурильных труб и ненагруженного элеватора с операциями свинчивания и развинчивания свечей, установку их на подсвечник и вынос к центру скважины;
- механизацию свинчивания и развинчивания замковых соединений свечей;
- автоматизацию захвата и освобождения колонны бурильных труб элеватором;
- механизацию установки свечей на подсвечник и выноса их к центру скважины;
- механизацию смазки резьбы замковых соединений свечей;
- механизацию закрепления колонны бурильных труб в роторе.

Для совмещения операций при подъеме и спуске колонн применяется специальная талевая система, состоящая из двухосного талевого блока, автоматического элеватора и приспособления для захвата вертлюга. Талевый блок (ТБ) отличается от обычного тем, что две секции шкивов раздвинуты относительно вертикальной оси, что позволяет спускать и поднимать его по свече во время свинчивания или развинчивания замкового соединения ключом КБГ-2. Такая конструкция талевой системы позволяет совмещать во времени операции подъема или спуска нагруженного или ненагруженного талевого блока с операциями свинчивания или развинчивания свечи, установки ее на подсвечник или переноса с подсвечника к центру скважины. Выигрыш во времени, затрачиваемом на СПО, при бурении глубоких скважин достигает до 40 %. В составе комплекса АСП (КМСП) имеются следующие механизмы:

- элеватор автоматический (ЭА);
- подвеска вертлюга;
- механизм расстановки свечей (МРС);
- механизм захвата свечи (МЗС);
- механизм подъема свечи (МПС);
- кронштейн поворотный (КП);
- магазины и подсвечники;
- центратор подвижный (ЦП);
- пост управления (ПУ).

Часть механизмов была уже рассмотрена выше, поэтому приведем описание лишь некоторых механизмов.

Подвеска вертлюга

Предназначена для подвешивания вертлюга к автоматическому элеватору при бурении. Устройство подвески приведено на рис. 79.

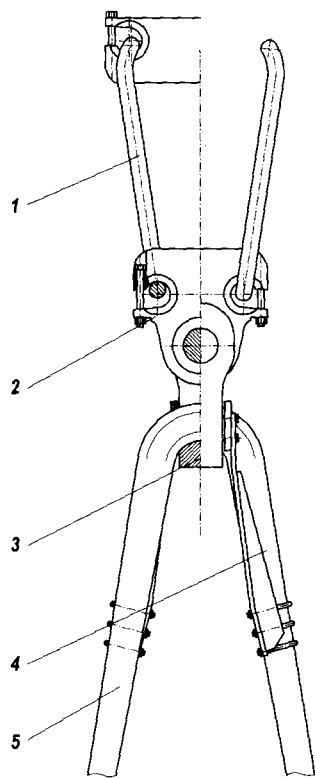


Рис. 79. Подвеска вертлюга:

*1 — петлевые штропы;
2 — серьга; 3 — скоба;
4 — ограничительные
кронштейны;
5 — штроп вертлюга*

Механизм расстановки свечей

Состоит из рамы, прикрепленной к вышке на высоте около 20 м, и тележки, которая может передвигаться в горизонтальном направлении вдоль рамы. Тележка имеет выдвижную стрелу со скобой, охватывающую хвостовую часть механизма захвата свечи, подвешенного к канату, который огибает верхний шкив кронблока и соединен с механизмом подъема свечи.

Привод тележки и выдвижной стрелы осуществляется двумя электродвигателями мощностью по 3,5 кВт, которые питаются электроэнергией через станцию управления.

Механизм захвата свечи

Применяется для захвата и удержания свечи во время ее подъема и переноса от центра скважины на подсвечник и обратно. Этот механизм представляет собой корпус в виде скобы с наклонными по отношению

к вертикальной оси внутренними стенками. В корпусе помещены два клина, захватывающие свечу за гладкую поверхность трубы. МЗС соединен канатом с МПС и шарнирно присоединяется к концу выдвижной стрелы МРС.

Механизм подъема свечи

Предназначен для спуска-подъема подвижных частей МЗС. Составляет из сдвоенного пневмоцилиндра, вертикально закрепленного на основании вышки. К подвижному штоку цилиндра прикрепляется канат, который проходит через вспомогательный обводной шкив на кронштейне рамы кронблока и присоединяется к механизму захвата свечи. Нижний шток крепится к кронштейну крепежной стойки. Цилиндры работают раздельно. При подъеме свечи оба цилиндра перемещаются относительно неподвижного штока при подаче воздуха в полость нижнего пневмоцилиндра, при этом происходит захват и приподъем свечи. В этом положении блок цилиндров фиксируется защелкой. Затем подается воздух в полость верхнего пневмоцилиндра, подвижный шток перемещается и происходит дальнейший подъем захваченной свечи из ЭА и талевого блока.

Кронштейн поворотный

Обеспечивает нормальную работу кинематики МЗС при заполнении крайних секций магазина. Устанавливается на буровых установках, у которых количество секций в магазине превышает 8. КП устанавливается на подкронблочной раме и состоит из поворотной колонны и стрелы с обводными шкивами для проводки подъемного каната.

Магазины и подсвечники

Предназначены для складирования отвернутых свечей в вертикальном положении. Магазин — сварная металлоконструкция, выполненная в форме гребенки. Подсвечник — металлоконструкция, площадь которой разграничена на секции перегородками для направления движения низа свечи.

Центратор подвижный

Предназначен для поддержания верхнего конца свечи при завинчивании и отвинчивании ее, удержания талевого блока от раскачивания при выполнении спуско-подъемных операций комплексом механизмов АСП.

Устройство центратора представлено на рис. 80.

ЦП состоит из собственно центратора и направляющих канатов, закрепленных на специальной упругой подвеске. Центратор служит для поддержания свечи в вертикальном положении, а направляющие канаты — для направления движения центратора и удержания его в горизонтальном положении.

Проем в корпусе ЦП закрывается подпружиненными кулачками. Открывание кулачков осуществляется наголовником МЗС при выносе свечи с центра скважины, при заносе свеча сама утапливает кулачки.

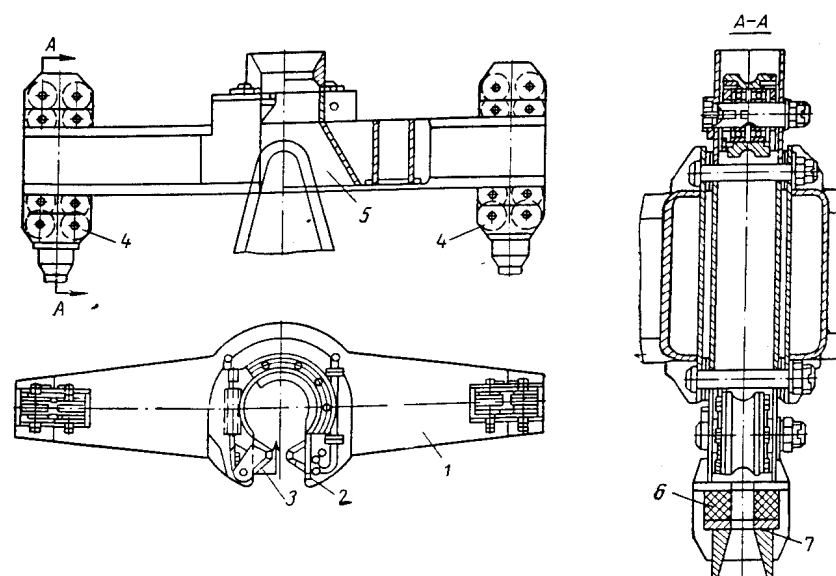


Рис. 80. Подвижный центратор:

*1 — корпус; 2 и 3 — кулачки; 4 — кронштейны; 5 — воронка;
6 — резиновые кольца; 7 — конусные опоры*

Центратор, как и магазины для установки верхних концов свечей в системах АСП (КМСП), монтируют на буровой на уровне балкона верхового.

Пост управления

Обеспечивает полуавтоматическое управление механизмами комплекса АСП (КМСП). Устанавливается на площадке, закрепленной за подсвечником. ПУ содержит два командоаппарата управления приводами перемещения тележки и стрелы МРС. Золотниковый кран управляет цилиндрами МПС. На кронштейне ПУ установлено зеркало для наблюдения за положением МЗС относительно секций магазина. На панели ПУ имеются лампочки сигнализации системы блокировки «талевой блок — стрела», точной остановки тележки МРС напротив заданной секции магазина, а также сигнал «захват разрешен».

Схема работы комплекса механизмов типа АСП (КМСП). Последовательность выполнения СПО и положение механизмов АСП (КМСП) при этом показаны на рис. 81.

Подъем бурильной колонны

1. Талевый блок (ТБ) находится в нижнем положении. Клинья ПКР опущены и удерживают колонну бурильных труб. Буровой ключ отведен от колонны. МРС переносит свечу с центра скважины на подсвечник.
2. Талевый блок поднимает колонну бурильных труб. Клинья ПКР подняты. Буровой ключ отведен. МРС продолжает переносить свечу с центра скважины на подсвечник.
3. Талевый блок, продолжая подъем, сталкивается с центратором и поднимает его. Буровой ключ отведен. Клинья ПКР подняты. МРС устанавливает свечу на подсвечник. МПС опускает МЗС со свечой, МЗС освобождает свечу.

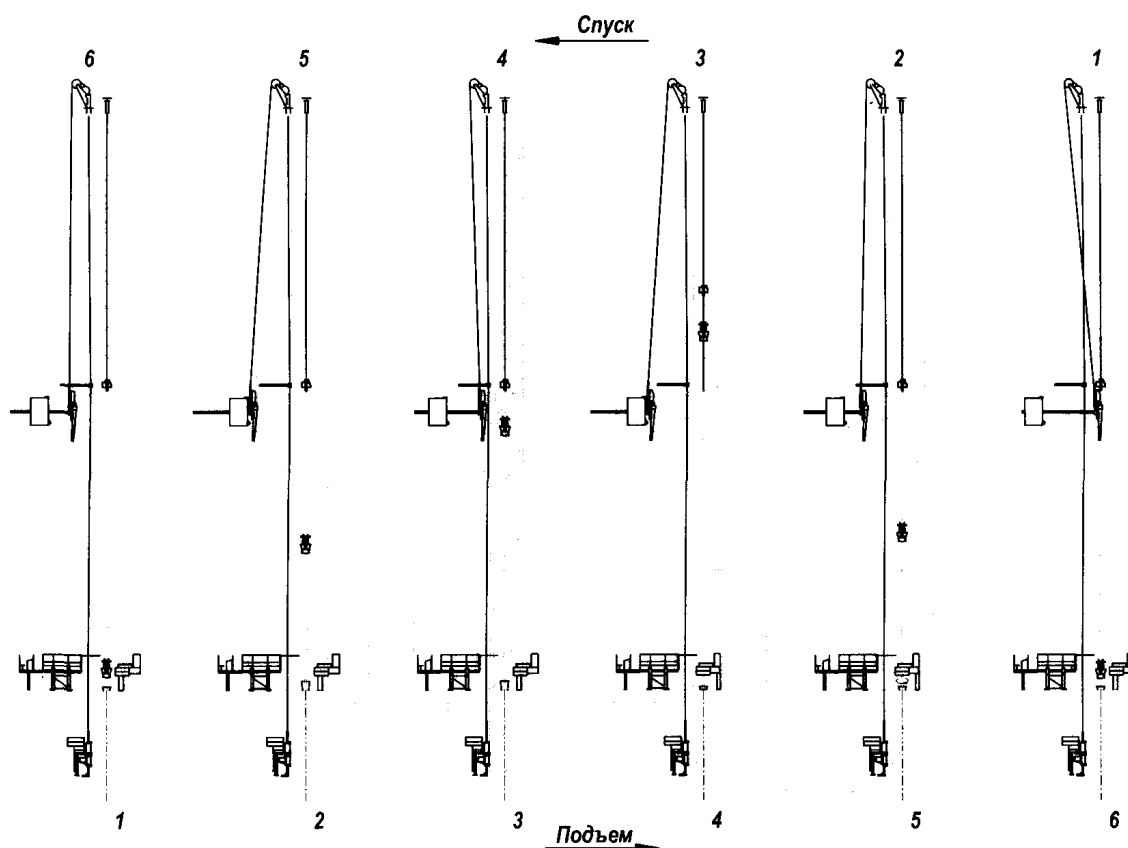


Рис. 81. Схема работы комплекса механизмов АСП (КМСП)

4. Талевый блок находится в нижнем положении. Клинья ПКР опущены и удерживают колонну бурильных труб. Буровой ключ отведен от колонны. МРС переносит свечу с центра скважины на подсвечник.

5. ТБ поднимает колонну бурильных труб. Клинья ПКР подняты. Буровой ключ отведен. МРС продолжает переносить свечу с центра скважины на подсвечник.
6. ТБ, продолжая подъем, сталкивается с центратором и поднимает его. Буровой ключ отведен. Клинья ПКР подняты. МРС устанавливает свечу на подсвечник. МПС опускает МЗС со свечой. МЗС освобождает свечу.
7. ТБ поднял колонну на величину свечи. Клинья ПКР опущены и удерживают колонну. Буровой ключ подводится к колонне. МРС перемещает порожний МЗС в исходное положение. Центратор находится в верхнем положении, на ТБ.
8. ТБ опускается по бурильной колонне. Клинья ПКР опущены. Буровой ключ отвинчивает свечу. МРС перемещает МЗС к центру скважины. Центратор опускается в исходное положение, центрируя свечу.
9. МЗС подводится к отвинченной свече. ТБ находится в нижнем положении. Клинья ПКР опущены. Буровой ключ отведен. МЗС подведен к свече. МПС поднимает МЗС со свечой. МРС выводит свечу из ТБ и центратора и переносит ее на подсвечник.

Спуск бурильной колонны:

1. Талевый блок с элеватором автоматическим (ЭА) находятся в нижнем положении. Клинья ПКР опущены и удерживают колонну. Буровой ключ отведен. МРС устанавливает свечу на центр скважины. МПС опускает свечу в центре скважины.
2. Порожние ТБ и ЭА поднимаются по свече. Клинья ПКР опущены. Буровой ключ свинчивает свечу с бурильной колонной. Верхний конец свечи удерживается ЦП. МРС перемещает МЗС за следующей свечой.
3. ТБ поднят на величину свечи. ЭА подхватывает колонну под верхний буртик. Буровой ключ заканчивает свинчивание. МЗС захватывает свечу.
4. МРС продолжает перенос свечи с подсвечника к центру скважины. Буровой ключ отводится от бурильной колонны. ТБ и ЭА поднимают бурильную колонну.
5. ТБ и ЭА опускают бурильную колонну. ЦП движется вместе с ТБ, а затем садится на конусные опоры направляющих канатов.
6. ТБ и ЭА опустил бурильную колонну на величину наращенной свечи. Клинья ПКР опущены. Буровой ключ отведен. МРС перемещает МЗС со свечой к центру скважины.

4.3. Комплекс для вращения бурильной колонны

Комплекс для вращения бурильной колонны включает в себя следующее оборудование:

1. Вращатель — ротор, обеспечивающий вращение и передачу крутящего момента бурильной колонне, поступательно перемещающейся с вертлюгом вдоль вертикальной оси.
2. Вертлюг — устройство для подвески свободно вращающейся бурильной колонны и ввода внутрь нее нагнетаемого под давлением бурового раствора.

В установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения ротор и вертлюг представляют собой отдельные, хотя и кинематически связанные ведущей трубой, устройства, каждое из которых выполняет определенные функции.

3. Верхний привод (силовой вертлюг) — система, выполняющая функции вращателя и устройства ввода бурового раствора в подвешенную бурильную колонну.

4.3.1. Роторы

Назначение и конструкции роторов

Роторы выполняют следующие функции:

- вращают бурильную колонну с частотой 30...350 об/мин в процессе бурения или воспринимают реактивный крутящий момент колонны, создаваемый забойным двигателем;
- удерживают на весу колонну бурильных и обсадных труб во время проведения спуско-подъемных операций;
- вращают бурильную колонну при «проработке» ствола скважины и во время проведения других технологических операций в скважине.

Роторы классифицируются по диаметру проходного отверстия и статической нагрузке на стол ротора. ГОСТ 16293—82 предусматривает шесть классов роторов с диаметрами проходных отверстий 460, 520, 560, 700, 950, 1260 мм и допустимыми статическими нагрузками 2; 3,2; 4; 5; 6,3; 8 Мн. За рубежом для глубокого бурения применяют до семи классов роторов с диаметрами проходных отверстий от 250 до 1420 мм, рассчитанных на статическую нагрузку от 0,7 до 8 Мн.

Основные эксплуатационные параметры роторов: диаметр отверстия в столе; допускаемая статическая нагрузка; максимальная частота вращения; максимальный момент на столе.

В настоящее время для комплектации буровых установок эксплуатационного и глубокого разведочного бурения российскими предприятиями выпускаются следующие типы роторов:

- роторы производства ОАО «Уралмаш»: Р-700; Р-950; Р-1260;
- роторы производства ООО «ВЗБТ»: Р-460БС; Р-560; Р-700В.

В аббревиатуре роторов первая буква Р — ротор, затем следует диаметр проходного отверстия в столе в миллиметрах. Для идентификации своих роторов Р-700 ООО «ВЗБТ» ввел в аббревиатуру букву В. Буквы БС в аббревиатуре роторов ООО «ВЗБТ» означают, что этот ротор предназначен для комплектации стационарных буровых установок.

Существует множество схем роторов, отличающихся расположением венцового зубчатого колеса, главных и вспомогательных опор, их видом, стопорным устройством и т. д. Рассмотрим наиболее распространенное в установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения конструктивное решение ротора с консольным расположением конического зубчатого колеса и верхним расположением главной опоры, представленное на рис. 82.

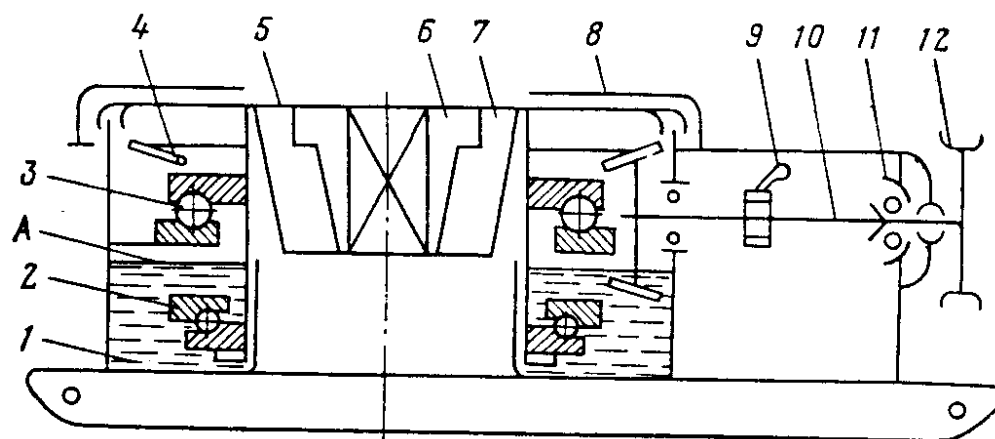


Рис. 82. Схема ротора:

1 — корпус; 2 — опора вспомогательная; 3 — опора основная; 4 — колесо коническое;
5 — стол; 6 — зажимы внутренней трубы; 7 — вкладыши; 8 — ограждение; 9 — стопор;
10 — вал ведущий; 11 — подшипник; 12 — цепное колесо

Корпус 1 (станина) является основным элементом ротора и представляет собой отливку из стали. Внутри корпуса смонтированы почти все узлы и детали, за исключением ограждения 4 (крышки) и цепной звездочки 12. Внутренняя часть корпуса 1 является также масляной ванной (уровень А) для конической пары 4 и упорно-радиальных шарикоподшипниковых опор 2, 3 стола 5 ротора.

Стол 5 ротора — это основная вращающаяся его часть, приводящая во вращение ведущую трубу при помощи разъемных вкладышей 7 и зажимов 6 и соединенную с ней спущенную в скважину бурильную колонну.

Стол 5 ротора монтируется на двух упорно-радиальных шарикоподшипниковых опорах: главной 3 и вспомогательной 2. Главная опора 3 воспринимает осевые статические нагрузки от веса колонны, спущенной в скважину, и действующие динамические нагрузки: радиальную — от передаваемого крутящего момента; осевые — от трения ведущей трубы о вкладыши при подаче колонны труб, а также от веса стола ротора.

Вспомогательная опора 2 стола 5 служит для восприятия радиальных нагрузок от зубчатой передачи и от осевых ударов при бурении или подъеме колонны.

Для предупреждения возможности проникновения бурового раствора в корпус 1 и разбрызгивания из него смазки при вращении стола, корпус 1 и стол 5 ротора имеют кольцевые проточки, которые образуют лабиринтное уплотнение.

Цепное колесо 12 соединяется цепной передачей со звездочкой лебедки. В некоторых конструкциях буровых установок ведущий вал ротора соединен с приводом карданным валом. Тогда вместо цепной звездочки на валу ротора монтируется муфта кардека.

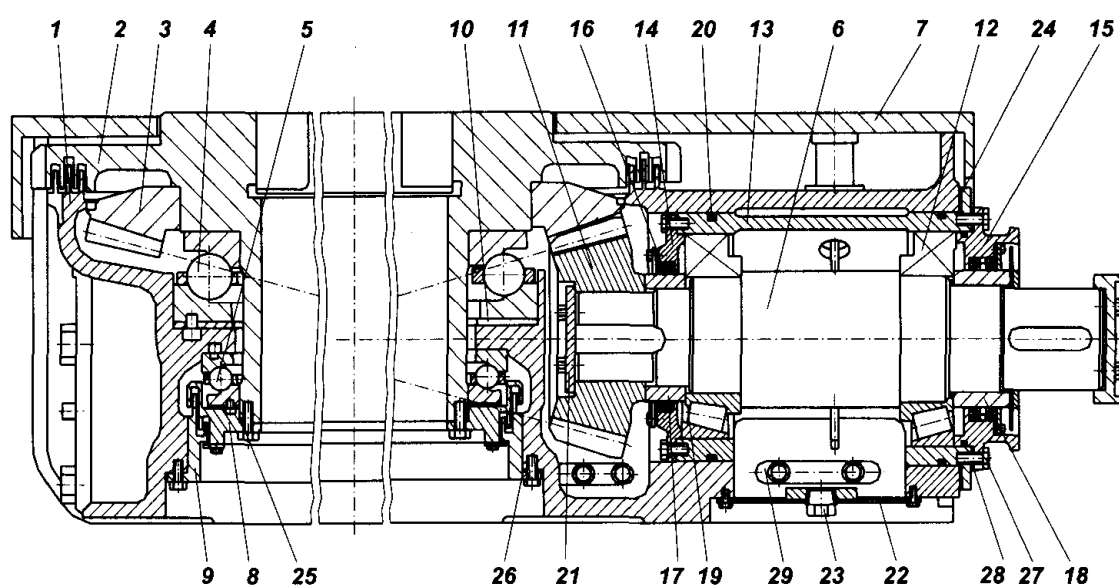


Рис. 83. Устройство ротора производства ОАО «Уралмаш»:

- 1 — станина; 2 — стол; 3 — зубчатый венец; 4, 5 — подшипники; 6 — приводной вал;
- 7 — верхняя крышка; 8 — нижняя крышка; 9 — крышка; 10 — кольцо регулировочное;
- 11 — шестерня; 12 — подшипники; 13 — стакан; 14, 15 — защитные фланцы;
- 16 — уплотнение севанитовое; 17, 18 — втулки;
- 19, 20 — уплотнительное кольцо резиновое; 21 — фланец; 22 — крышка;
- 23 — пробка коническая; 24 — прокладки; 25, 26 — уплотнительный шнур резиновый;
- 28 — шпильки; 27, 29 — гайки

Разъемные вкладыши 7, состоящие из двух половин, закрывают проходное отверстие ротора. Во вкладыши вставляют клинья для СПО, а при бурении – квадратные зажимы 6 ведущей трубы. Если ротор оснащен пневматическими клиньями ПКРБО, то квадратные зажимы не требуются, а их функцию выполняет специальный роликовый зажим, встроенный в ПКРБО.

Для фиксирования стола ротора имеются стопорное устройство 9, утопленное относительно стола для удобства работы, с помощью которого можно застопорить или освободить стол ротора.

Разрез по оси приводного вала современного ротора производства ОАО «Уралмаш» приведен на рис. 83.

В этом роторе узел приводного вала с конической шестерней размещен на роликоподшипниках в быстросъемном стакане, что позволяет легко извлекать его для осмотра и текущего ремонта. Ротор обеспечен также простым стопорным устройством (рис. 84), размещенным в станине, которое позволяет стопорить стол в 24 положениях через каждые 15°. Для этого по внешнему периметру ротора имеются 24 паза.

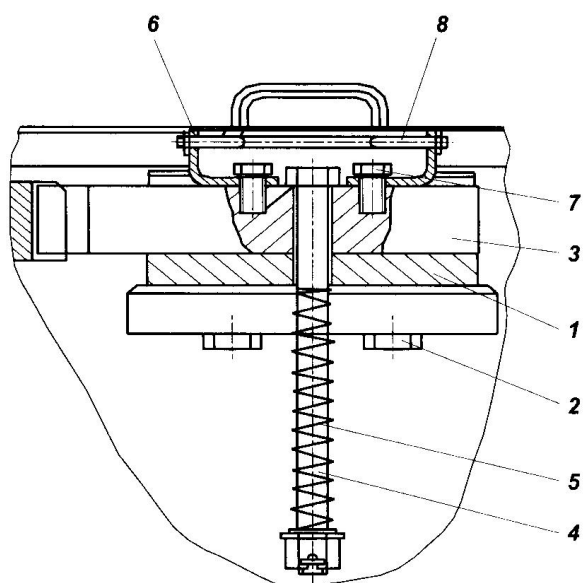


Рис. 84. Стопорное устройство:

*1 – корпус; 2 – крепёжные болты;
3 – шпонка с выступом (стопор);
4 – ось вращения шпонки (болт);
5 – пружина; 6, 8 – элементы
ручки стопора; 7 – крепёжные
болты ручки*

Монтаж и эксплуатация роторов

Надежная работа ротора во многом зависит от правильности его монтажа и эксплуатации. Обычно ротор устанавливают в специальных пазах основания вышечно-лебедочного блока или на специальных подроторных балках. Горизонтальность стола следует выверять по уровню. Центр проходного отверстия должен строго совпадать с геометрической осью скважины.

При монтаже ротора, с приводом от лебедки с помощью цепной передачи, необходимо обращать внимание на то, чтобы ведущее колесо на валу лебедки и ведомое колесо цепной передачи на ведущем валу ротора находились в одной плоскости без перекоса. Допустимо параллельное смещение цепных колес не более 0,5 мм на 1 м длины межцентрового расстояния.

При монтаже и демонтаже ротора необходимо соблюдать меры предосторожности: поднимать и перемещать ротор необходимо в горизонтальном положении, захватывая его в трех точках за рамы корпуса, во избежание переворачивания, что может привести к травмированию рабочих.

После монтажа ротора необходимо проверить наличие и качество смазки в его корпусе. Масло в картер (корпус) ротора заливают через отверстие, закрываемое пробкой. В пробку вставляют щуп, с помощью которого определяют уровень масла в корпусе. Затем следует вручную провернуть стол ротора на несколько оборотов. Стол должен проворачиваться усилием одного рабочего: если стол свободно вращается (без заеданий), то его надо проверить на холостое вращение от силового привода в течение 15–20 мин, наблюдая за плавностью работы и температурой.

В первые 2–3 дня эксплуатации нового ротора необходимо особенно тщательно следить за температурой и уровнем смазки. Качество смазки надо проверять в течение всего времени эксплуатации ротора. Повышение температуры корпуса ротора выше 80 °С недопустимо.

Менять масло и промывать ротор следует в соответствии с заводской инструкцией. Если в масляной ванне будет обнаружен буровой раствор или грязь, то корпус ротора должен быть освобожден от масла и грязи и промыт, после чего заливают свежее масло и возобновляют работу.

Уход за ротором в процессе эксплуатации заключается в следующем:

- систематическая обмывка ротора снаружи и удаление раствора и грязи;
- проверка состояния стопорного механизма;
- осмотр вкладышей и зажимов ведущей трубы;
- проверка легкости вращения стола;
- крепление болтов и подтяжка гаек;
- смазка цепи трансмиссии и проверка состояния ограждения;
- проверка уровня и качества масла в корпусе.

4.3.2. Вертлюги

Назначение и конструкции вертлюгов

Вертлюг предназначен для подвешивания и перемещения по вертикали свободно вращающейся бурильной колонны и ввода в нее под давлением бурового раствора и других технологических жидкостей через буровой рукав от неподвижного стояка.

Вертлюг состоит из корпуса с подвеской, воспринимающей нагрузки от веса бурильной колонны и передающей их на крюк подъемной системы. В корпусе вертлюга монтируется опора (пята — подшипник качения), обеспечивающая свободное вращение ствола вертлюга с подвешенной бурильной колонны, а также уплотнительное устройство высокого давления, обеспечивающее ввод бурового раствора внутрь вращающейся бурильной колонны.

Вертлюги в отечественной и зарубежной практике бурения классифицируют по допустимой нагрузке на ствол и глубине бурения. Для всего диапазона статических нагрузок и глубин бурения, в соответствии с ГОСТ 17293—71, обычно применяют 8 классов вертлюгов по следующему ряду нагрузок: 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 3,2; 4,0; 6,3; 8,0 МН для глубин бурения 600...12 500 м.

Уменьшение числа классов вертлюгов в ряду, по сравнению с числом классов буровых установок, объясняется тем, что в процессе бурения вертлюг можно легко сменить и часто при бурении глубоких скважин применяют вертлюги двух-трех классов. В начале цикла бурения применяют вертлюг, рассчитанный на меньшую нагрузку, а по достижении определенной глубины скважины, когда вес бурильной колонны увеличится, используют вертлюг, рассчитанный на большую нагрузку.

Конструкции вертлюгов должны удовлетворять следующим требованиям:

- нагруженные детали должны иметь прочность, исключающую возможность разрушения или пластических деформаций при действии максимальной нагрузки;
- вертлюг должен безотказно работать в процессе бурения скважины;
- уплотнения зазоров между вращающимся стволом и неподвижным подводом должны исключать утечки бурового раствора;
- должна быть обеспечена герметичность зазоров между корпусом и вращающимся стволом вертлюга с целью предотвращения утечек масла из корпуса и загрязнения его в процессе работы, транспортировок и хранения.

Основные эксплуатационные параметры вертлюгов: допускаемая статическая нагрузка; динамическая нагрузка при частоте вращения ствола 100 об/мин; максимальное число оборотов; максимальное давление в стволе.

В настоящее время российские предприятия производят вертлюги следующих типов:

- вертлюги производства ОАО «Уралмаш»: УВ-250МА, УВ-320МА, УВ-450МА;
- вертлюги производства ООО «ВЗБТ»: М 10.56.00.000 (125 кН); Б1.56.00.000 (200 кН), ВВ-250.

Вертлюги производства ОАО «Уралмаш» имеют специальную аббревиатуру: буква У указывает на изготовителя ОАО «Уралмаш», вторая буква В обозначает вертлюг, цифры — допускаемую статическую нагрузку в тоннах, М — модернизированный, А — повышенного качества изготовления. ООО «ВЗБТ» специальную аббревиатуру применили только для вертлюга ВВ-250, в которой первая буква В указывает на изготовителя ООО «ВЗБТ». На остальные вертлюги вместо аббревиатур они приводят шифр сборочного чертежа.

Существует множество конструктивных решений вертлюгов, отличающихся формой и расположением опор, формой корпуса и т. д. Принципиальная схема наиболее распространенного вертлюга для глубокого бурения скважин представлена на рис. 85.

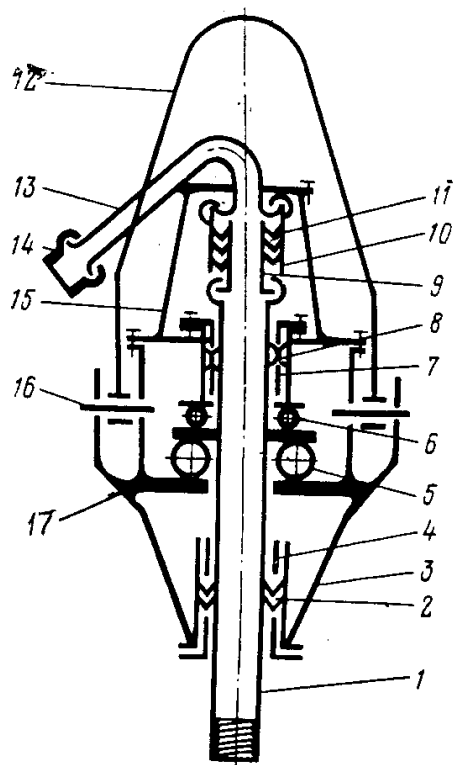


Рис. 85. Принципиальная схема вертлюга:

- 1 — ствол полый;
 2, 8 — сальники (манжетный и самоуплотняющийся);
 3, 15 — крышки корпуса (верхняя и нижняя);
 4, 7 — подшипники радиальные (верхний и нижний);
 5, 6 — подшипники упорные (главный и вспомогательный);
 9 — напорная труба (грязевая);
 10 — уплотнение быстросменное (корпус напорного сальника);
 11 — сальник напорный; 12 — шток;
 13 — отвод; 14 — рукав буровой (быстроразъемное соединение);
 15 — ось; 16 — корпус

Здесь основная вращающаяся деталь — полый ствол *1*, воспринимающий вес буровой колонны. Он смонтирован в корпусе *17* на радиальных *4* и *7* и упорных (опорных) *5* и *6* подшипниках качения, снабжен фланцем, передающим вес колонны через главную опору *5* на корпус *17*. Корпус подвешивают к крюку на стропе *12*. Опоры ствола фиксируют его положение в корпусе, препятствуют осевым, вертикальным и радиальным перемещениям и обеспечивают устойчивое положение и легкость вращения.

Вес части корпуса вертлюга с буровым рукавом, осевые толчки и удары колонны снизу вверх воспринимаются вспомогательной опорой *6*. Ствол вертлюга — ведомый элемент системы. При принятом в бурении нормальном направлении вращения буровой колонны (по часовой стрелке, если смотреть сверху на ротор) ствол и все детали, связанные с ним, во избежание самоотвинчивания имеют левые резьбы.

Штруп *12* крепится к корпусу *17* на осях *16*, смонтированных в приливах корпуса, которые имеют форму карманов и ограничивают угол поворота штрупа до 40° для установки его в положение, удобное для захвата крюком, когда вертлюг с ведущей трубой находится в шурфе.

Напорный сальник *11* во время роторного бурения эксплуатируется в тяжелых условиях, срок его службы 50—100 часов, что во много раз меньше, чем остальных деталей вертлюга, поэтому он выполняется быстроменным.

В вертлюгах есть элементы для заливки, спуска масла и контроля его уровня, а также сапун для уравнивания с атмосферным давлением паров внутри корпуса, создающихся при нагреве в процессе работы. Это устройство не пропускает масло при транспортировке вертлюга в горизонтальном положении.

Каждый вертлюг имеет стандартную левую коническую замковую резьбу для присоединения к ведущей трубе двух-трех размеров. Корпус вертлюга выполнен обтекаемой формы для того, чтобы он не цеплялся за детали вышки при перемещениях. Вертлюги приспособлены к транспортировке любыми транспортными средствами без упаковки.

Сборочный чертеж современного вертлюга УВ-250МА производства ОАО «Уралмаш» приведен на рис. 86.

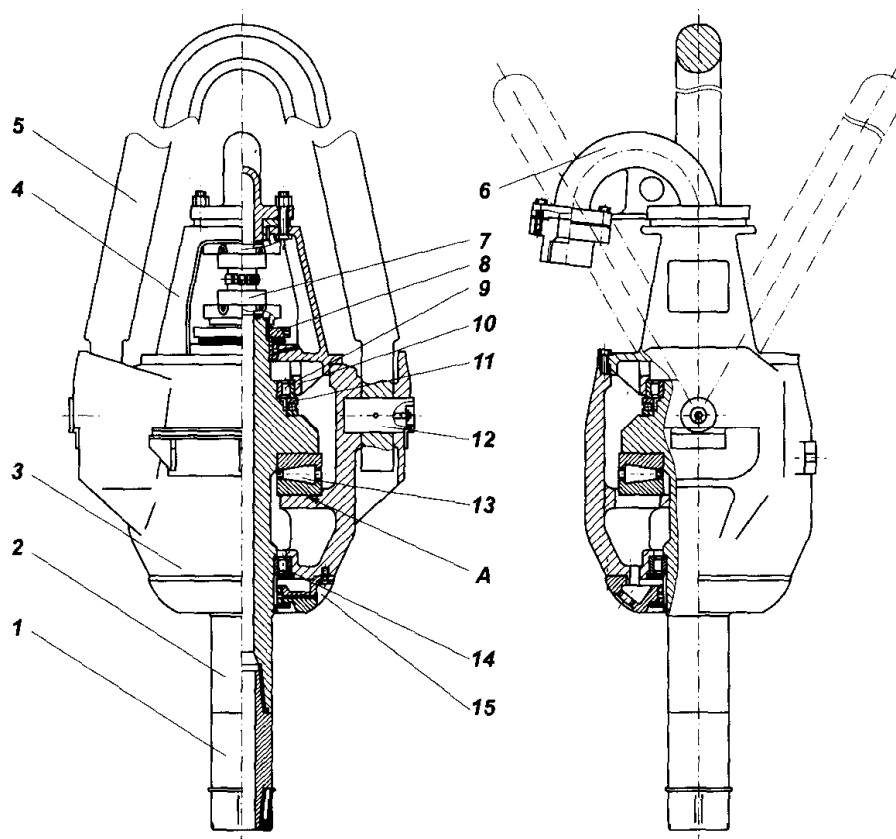


Рис. 86. Вертлюг UB-250МА:

*1 — переводник с левой резьбой; 2 — ствол; 3 — корпус; 4 — верхняя крышка;
5 — штроп; 6 — отвод; 7 — гайка быстросъемного уплотнения;
8 — манжетное уплотнение; 9, 14 — радиальные подшипники; 10 — стакан;
11 — вспомогательный упорный подшипник; 12 — пальцы;
13 — основной упорный подшипник; 15 — нижняя крышка*

Эксплуатация вертлюгов

Вертлюг является весьма ответственным элементом буровой установки и от правильной эксплуатации во многом зависит безотказность и долговечность его работы.

Перед пуском вертлюга в эксплуатацию должно быть проверено:

- крепление отвода к крышке, крышки и сальника к корпусу вертлюга;
- состояние переводника и ствола: при обнаружении повреждений резьбы или трещин вертлюг к эксплуатации не допускается;
- легкость вращения ствола, который должен вращаться от усилия, приложенного одним рабочим к ключу с плечом 1 м;
- уровень и качество масла в корпусе: если уровень ниже отметки, необходимо добавить масло в соответствии с инструкцией, а низкогокачественное — заменить;

- состояние штропов путем внешнего осмотра, а также его вращение на пальцах и наличие смазки на пальцах.

Новый вертлюг должен быть предварительно обкатан при небольшой нагрузке в течение 1–1,5 ч. При обкатке нагрузку следует повышать постепенно, пока оператор не убедится, что вертлюг работает исправно. Вертлюг, который уже использовали, перед началом эксплуатации должен быть тщательно промыт и заправлен свежим маслом.

В период эксплуатации необходимо периодически проверять:

- состояние масла в корпусе: если загрязнено, то его необходимо слить, промыть корпус керосином, затем чистым веретенным маслом при температуре 80–100 °С, после чего залить свежее масло;
- состояние нижнего сальника: при утечке масла необходимо сменить манжеты сальника, а полость зашприцевать консистентной смазкой;
- температуру корпуса вертлюга при работе (на ощупь при спуске вертлюга): нагрев свыше 70 °С не допускается;
- состояние напорного сальника: при пропусках бурового раствора зашприцевать сальник консистентной смазкой, а в случае непрекращающейся утечки сменить сальник;
- утечки раствора через резьбовое соединение переводника со стволом: при пропусках раствора вертлюг надо заменить;
- утечки раствора через прокладку между напорной трубой и отводом: если обнаружится течь, следует подтянуть гайки или сменить прокладку; следует проверить износ отвода: при большом износе отвод сменить;
- состояние затяжки гаек и исправность всех деталей;
- не реже 1 раза в год производить дефектоскопию (ультразвуковую или радиационную) грузонесущих деталей.

Смазка всех элементов вертлюга, а также добавка и смена масла в ванне корпуса должна производиться в соответствии с указаниями, приведенными в карте смазки.

4.3.3. Системы верхнего привода (силовой вертлюг)

Система верхнего привода (СВП) обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;

- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойным двигателем;
- промывку скважин и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Применение СВП рационально при бурении наклонно-направленных, горизонтальных и разветвленных скважин, при бурении глубоких скважин, бурении в сложных горно-геологических условиях.

Основные эксплуатационные параметры верхнего привода: максимально допускаемая нагрузка; максимальное давление прокачиваемой жидкости (бурового раствора); максимальный крутящий момент на стволе; диапазон регулирования частоты вращения ствола, мощность привода. В качестве двигателя в верхнем приводе используют электрические двигатели постоянного тока, гидравлические или дизельные двигатели.

Развитие системы верхнего привода до последнего времени было связано с производственной деятельностью зарубежных компаний, таких как «Varco VI», «Tesco», «Bowen» и др.

В настоящее время в России также разработаны и выпускаются системы верхнего привода для бурения глубоких скважин:

- системы верхнего привода ОАО «Уралмаш» СВП-320 и СВП-500;
- система верхнего привода ООО «ВЗБТ» ИВПГ-200.

Существует большое количество конструктивных решений системы верхнего привода, которые могут быть сведены к трем принципиальным схемам, представленным на рис. 87.

Схема 1 представляет собой вертлюг со встроенным редуктором, с двумя приводными двигателями для обеспечения вращения и симметричного распределения нагрузки. Вертлюг через подвеску передает вес от бурильной колонны на крюк талевого системы. Направляющие служат для восприятия реактивного момента и перемещения вертлюга вверх и вниз. Область применения — бурение глубоких скважин и проведение текущего и капитального ремонта.

Схема 2 представляет собой вертлюг с удлиненным шпинделем, на который жестко посажена шестерня редуктора. Входной вал редуктора приводится во вращение расположенным на нем двигателем. Усилие от веса колонны труб воспринимается шпинделем и передается на корпус вертлюга. При этом редуктор разгружен от восприятия осевой нагрузки.

Такая схема верхнего привода применяется при проведении капитального ремонта скважин на установках малой грузоподъемности.

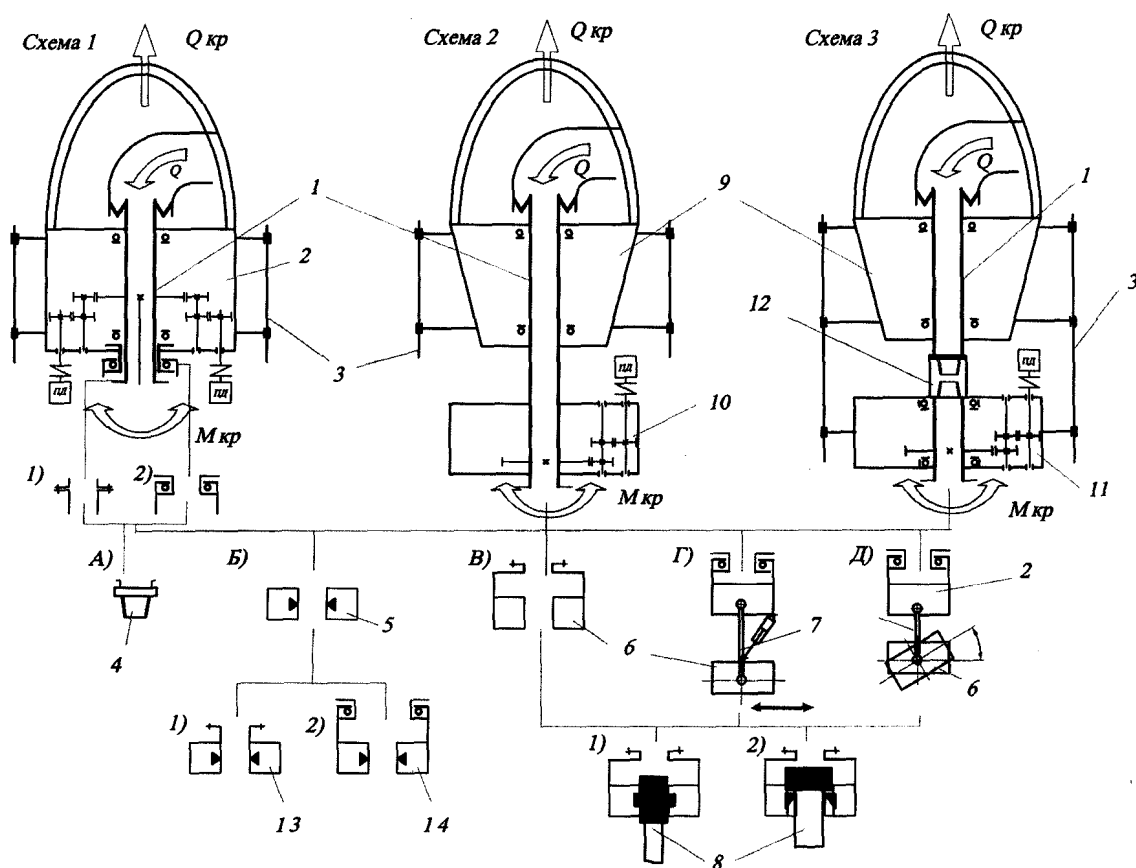


Рис. 87. Схема компоновок верхнего привода:

- 1 – шпindelь; 2 – вращатель; 3 – направляющие; 4 – ниппель;
 5 – зажимное устройство; 7 – тяга, 6 – элеватор; 8 – бурильная труба;
 9 – вертлюг; 10 – редуктор; 11 – вращатель (стандартный);
 12 – вертлюжная головка; 13 – патрон; 14 – трубный зажим

Схема 3 представляет собой соединение стандартного вертлюга и стандартного вращателя с приводным двигателем. Здесь вращатель разгружен от воздействия осевой нагрузки, воспринимает только собственный вес. Применяется в установках капитального ремонта средней и большой грузоподъемности.

Функции, выполняемые верхним приводом при использовании схем, представленных на рис. 87, сведены в табл. 9.

Таблица 9

Выполняемые функции при различных компоновках верхнего привода

Схема компоновки привода	Навесное оборудование	Возможные варианты сочетания навесного оборудования и компоновки привода					
		№ варианта	Сочетания	Выполняемые функции	Название		
1 схема: СВ – ВР -ПД сальник-вертлюг (СВ) - - встроенный редуктор (ВР) - приводной двигатель (ПД)	А – ниппель;	1	А	1. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 2. Вращение бурового снаряда.	Силовой вертлюг		
		2	Б	1. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 2. Свинчивание (развинчивание). 3. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 4. Вращение бурового снаряда (только патроном).			
	Б – зажимное устройство;	3	В	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины.	Верхний привод		
		4	Г	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 3. Укладка.			
	В – элеватор для удержания;	5	А, Б	1. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 2. Свинчивание (развинчивание) труб 3. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 4. Вращение бурового снаряда (патроном или ниппелем).			
		Г – элеватор для укладки;	6	Б, В		1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 3. Свинчивание (развинчивание) труб 4. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 5. Вращение бурового снаряда (только патроном).	
	3 схема: СВ(ст)-М-В(ст)-ПД - сальник-вертлюг(СВ) (стандартный) – - муфта (М) – - вращатель (В) (стандартный) - приводной двигатель (ПД)		А – ниппель;	7		Б, В	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 3. Свинчивание (развинчивание) труб 4. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 5. Вращение бурового снаряда (только патроном).
		Б – зажимное устройство;		8		Б, Г	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 3. Свинчивание (развинчивание) труб 4. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 5. Вращение бурового снаряда (только патроном). 6. Укладка труб.
			В – элеватор для удержания;	9		А, Б, В	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 3. Свинчивание (развинчивание) труб 4. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 5. Вращение бурового снаряда (патроном или ниппелем).
		Г – элеватор для укладки;		10		А, Б, Г	1. Захват трубы (колонны труб) для подъема. 2. Захват трубы (колонны труб) для свинчивания (развинчивания). 3. Свинчивание (развинчивание) труб 4. Соединение с напорной магистралью для промывки скважины. 5. Вращение бурового снаряда (патроном или ниппелем). 6. Укладка труб.

4.4. Насосно-циркуляционный комплекс буровой установки

4.4.1. Общие сведения

Насосно-циркуляционный комплекс буровых установок включает в себя наземные устройства и сооружения, обеспечивающие промывку скважин путем многократной принудительной циркуляции бурового раствора по замкнутому кругу: *насос – забой скважины – насос*. Многократная замкнутая циркуляция дает значительную экономическую выгоду благодаря сокращению расхода химических компонентов и других ценных материалов, входящих в состав буровых растворов. Важно также отметить, что замкнутая циркуляция предотвращает загрязнение окружающей среды стоками бурового раствора, содержащего химически агрессивные и токсичные компоненты.

Насосно-циркуляционный комплекс буровых установок состоит из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других

вредных примесей, прокачивания и оперативного регулирования физико-химических свойств бурового раствора. В состав насосно-циркуляционного комплекса входят также всасывающие и напорные линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно-измерительные приборы и др. Оборудование насосно-циркуляционного комплекса монтируют отдельными блоками, которые могут комплектоваться уже на заводе-изготовителе. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

Важнейшие требования, предъявляемые к насосно-циркуляционному комплексу буровых установок, — качественное приготовление, контроль, поддержание необходимых для данных геолого-технических условий состава, физико-химических свойств и расхода бурового раствора. При выполнении этих требований достигаются высокие скорости бурения и в значительной мере предотвращаются многие аварии и осложнения в скважине.

Производительность установок для приготовления бурового раствора определяется из условий, обеспечивающих своевременное пополнение запасов бурового раствора:

$$Q = V + V_{\text{п}},$$

где Q — производительность установок для приготовления бурового раствора, м³/ч; V — объем выбуренной породы за 1 ч, м³; $V_{\text{п}}$ — потери бурового раствора за 1 ч в результате поглощений в скважине и утечек при очистке бурового раствора от выбуренной породы, м³.

Примерный объем $V_{\text{р}}$ бурового раствора, необходимый для проводки скважины:

$$V_{\text{р}} = V_{\text{скв}} + V'_{\text{п}},$$

где $V_{\text{скв}}$ — наибольший объем скважины, м³; $V'_{\text{п}}$ — потери бурового раствора при проводке скважины, м³. Потери $V'_{\text{п}}$ возрастают с увеличением объема выбуренной породы и утечек бурового раствора при его очистке, при наличии поглощений и фильтрации в горную породу.

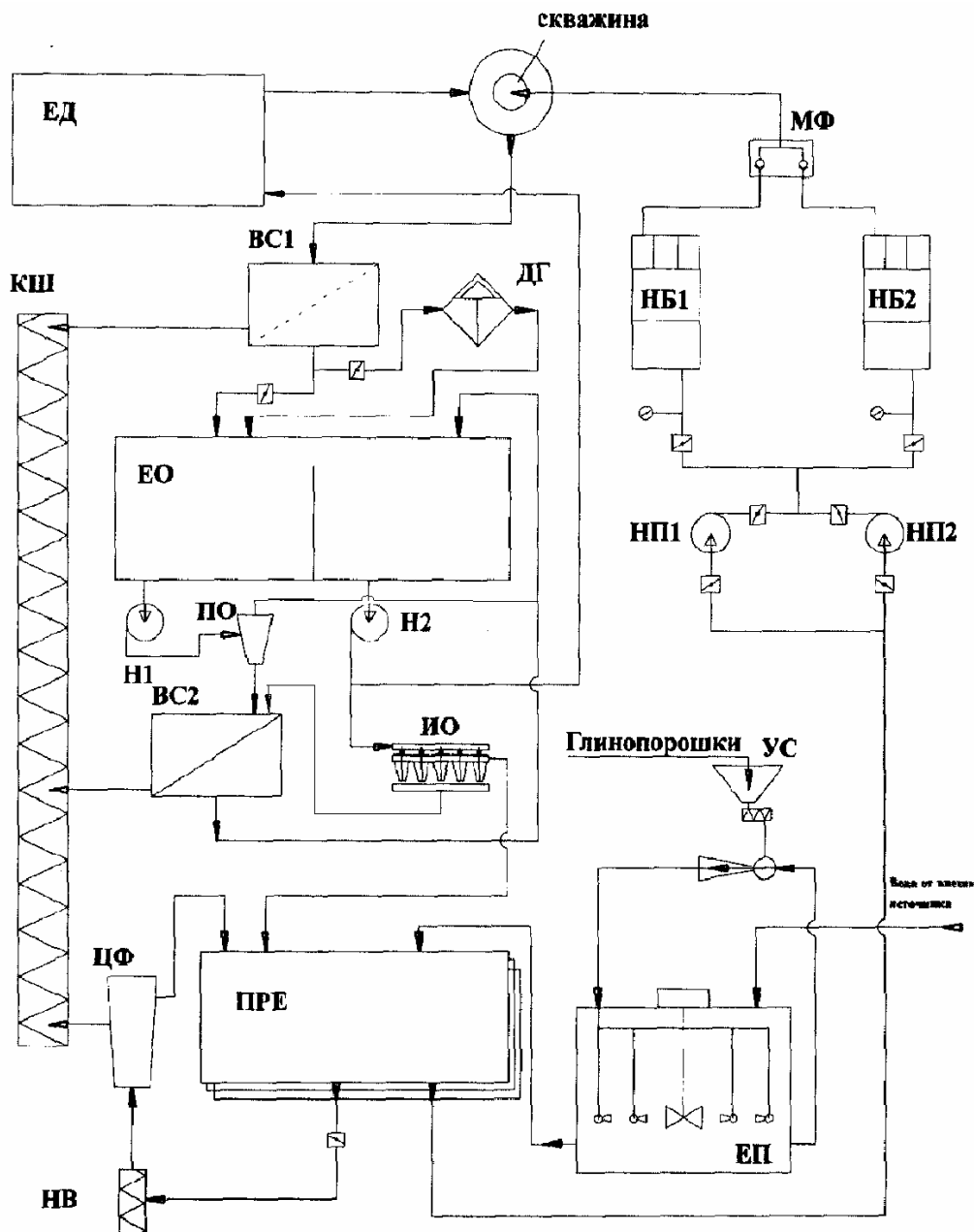
На забое и в открытом стволе скважины буровой раствор загрязняется обломками выбуренной породы, глинистыми и твердыми частицами. Чрезмерное содержание в нем твердых и грубых глинистых частиц приводит к снижению скоростей бурения. Установлено, что при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 % показатели работы долот снижаются на 7...10 %. Вследствие абразивного действия твердых

частиц ускоряется износ и соответственно возрастает расход узлов и деталей насосов, вертлюгов и забойных двигателей. В результате этого увеличиваются трудовые и материальные затраты на ремонтные работы, что отрицательно влияет на технико-экономические показатели бурения. Поэтому очистные устройства должны обеспечить тщательное удаление выбуренной породы и других загрязнений, содержащихся в буровом растворе. Опыт показывает, что для поддержания оптимального состава бурового раствора в нем не должны содержаться частицы выбуренной породы, песка и ила размером 5 мкм и более. Пропускная способность очистных устройств должна быть не меньше наибольшей подачи насосов.

Насосно-циркуляционный комплекс имеет следующий состав:

- желобная система;
- блок очистки и дегазации бурового раствора;
- система шламоудаления;
- блок хранения растворов;
- блок приготовления бурового раствора;
- манифольд;
- насосный блок.

В качестве примера на рис. 88 приведен вариант структурной схемы современного насосно-циркуляционного комплекса для безамбарного бурения. Буровой раствор из скважины поступает на первую ступень очистки – вибросито ВС1, на котором отделяется шлам с размерами частиц более 160 мкм, и направляется в шнековый конвейер КШ для удаления за пределы укрытия циркуляционной системы и последующего вывоза в хранилище отходов. Очищенный буровой раствор сливается в промежуточный отсек емкости очистки ЕО. При необходимости раствор, очищенный на вибросите, подвергают здесь дегазации вакуумным дегазатором ДГ. Раствор из промежуточного отсека емкости очистки ЕО шламовым центробежным насосом Н1 подается на вторую ступень очистки – пескоотделитель, где удаляется шлам размером более 60...80 мкм. Очищенный буровой раствор сливается в емкость очистки ЕО, а шлам поступает на вибросито ВС2 с тонкой сеткой, где от него отделяются остатки бурового раствора. На вибросито ВС2 поступает шлам размером более 30...50 мкм с третьей ступени очистки – илоотделителя ИО. С вибросита ВС2 буровой раствор сливается в емкость очистки ЕО, шлам подается на шнековый конвейер КШ, а затем на вывоз и утилизацию. На илоотделитель ИО буровой раствор подается шламовым насосом Н2 из емкости очистки ЕО. Очищенный здесь



*Рис. 88. Насосно-циркуляционный комплекс
для безамбарного бурения глубоких скважин:*

*ЕО – ёмкость очистки; ПРЕ – промежуточные ёмкости;
ЕП – ёмкость приготовления бурового раствора; ЕД – ёмкость доливная;
ВС1, ВС2 – вибросито; ПО – пескоотделитель; ИО – илоотделитель;
ЦФ – центрифуга; ДГ – дегазатор; КШ – конвейер шнековый;
УС – смешительное устройство; Н1, Н2 – насос иламовый; НВ – насос винтовой;
НП1, НП2 – насос подпорный; НБ1, НБ2 – насос буровой; МФ – манифольд*

буровой раствор сливается в промежуточную емкость ПРЕ. На эту емкость замкнута четвертая ступень очистки – декантаторная центрифуга ЦФ, которая производит доочистку бурового раствора, удаляя из не-

го шлам с размером частиц более 5 мкм. Буровой раствор из промежуточной емкости ПРЕ подается на центрифугу винтовым насосом НВ, очищенный раствор сливается обратно в емкость ПРЕ, а шлам поступает на шнековый конвейер КШ для удаления на утилизацию. Очищенный на четырех ступенях очистки буровой раствор из емкости ПРЕ подается подпорными шламовыми насосами НП1 и НП2 на всасывающие коллекторы буровых насосов НБ1 и НБ2, а затем через манифольд МФ в бурильную колонну. Для долива скважины при подъеме бурильной колонны в составе насосно-циркуляционного комплекса имеется емкость ЕД, которая пополняется буровым раствором со второй ступени очистки шламовым насосом Н2. Приготовление раствора производят в блоке приготовления раствора, представленном емкостью ЕП, в которой установлены лопастной перемешиватель и гидромешалки, а также гидровакуумным смесителем УС, применяемым для быстрого приготовления бурового раствора и введения химических реагентов.

Рассмотрим теперь основное оборудование насосно-циркуляционного комплекса.

4.4.2. Циркуляционная система

Циркуляционная система, входящая в состав насосно-циркуляционного комплекса, предназначена для очистки, дегазации, приготовления и хранения бурового раствора. Она может быть поставлена заводом-изготовителем буровой установки как комплектное изделие или комплектоваться сервисной буровой компанией из отдельных узлов и агрегатов.

Основные функции циркуляционной системы:

- очистка бурового раствора от выбуренной породы;
- хранение запаса бурового раствора;
- приготовление бурового раствора с требуемыми свойствами;
- дегазация бурового раствора (при необходимости);
- химическая обработка бурового раствора;
- долив раствора в скважину;
- удаление шлама.

Циркуляционные системы классифицируются по классам буровых установок, для которых они предназначены.

Циркуляционные системы различаются также по способу компоновки на крупноблочные, блочно-модульные и блочные.

Основные эксплуатационные параметры циркуляционных систем:

- полезный объем емкостей;

- производительность блока очистки;
- минимальный размер удаляемых частиц;
- производительность блока приготовления;
- суммарная мощность вспомогательного привода.

Циркуляционная система начинается с желобной системы.

Желобная система состоит из сливной воронки и собственно желоба и *предназначена* для подачи бурового раствора с выбуренной породой самотеком из скважины в блок очистки. Иногда она применяется для грубой очистки бурового раствора от крупного шлама.

Сливная воронка предназначена для соединения стволовой части противовыбросового оборудования, а при его отсутствии — колонной головки или фланца, с желобом.

В циркуляционных системах заводской готовности используют разъемную сливную воронку, сборочный чертеж, которой представлен на рис. 89.

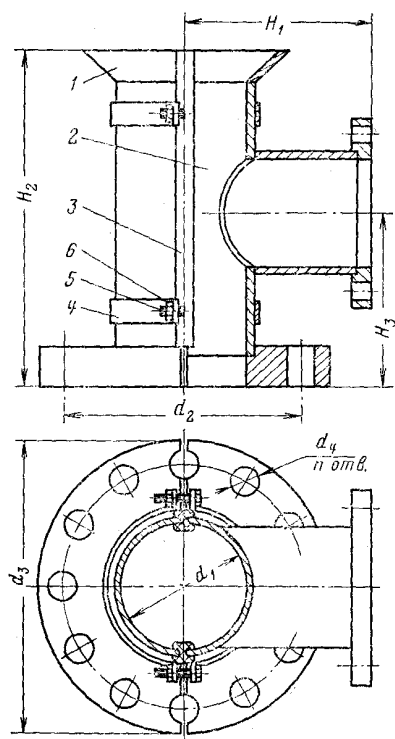


Рис. 89. Воронка сливная разъёмная

Воронка *состоит* из патрубка с фланцами, разрезанного вдоль образующей пополам. На одной половине патрубка выполнен боковой отвод. Половинки патрубка соединяют между собой с помощью полухомутов. Имеется набор половинок с боковым отводом, расположенным на разных расстояниях от фланцев, что дает возможность, в комбинации с фланцевыми катушками разной длины, соединить скважину с желобом на требуемой высоте.

На разукomплектованных буровых установках со значительным сроком службы часто изготавливают неразъемную сливную воронку, используя выбракованные обсадные трубы.

Желоб состоит из двух частей — наклонной и практически горизонтальной. Наклонная часть желоба необходима для разгона бурового раствора, что особенно важно в зимнее время для исключения обмерзания желоба. Суммарный уклон желоба в сторону приемных отсеков вибросит должен находиться в пределах 1:100—1:150. Желоб может быть выполнен открытым или закрытым. Открытый желоб имеет прямоугольное или полукруглое сечение и изготавливается из дерева или металла. Металлический открытый желоб, чаще всего, представляет собой половину разрезанной в продольном направлении трубы. С целью грубой очистки бурового раствора от выбуренной породы в открытом желобе могут устанавливаться небольшие перегородки или выполняться уступы, которые задерживают крупный шлам. Для выгрузки этого шлама в желобе предусматривают специальные лючки или клапаны. Закрытый желоб круглого сечения выполняют с быстроръемными телескопическими вставками, которые дают возможность при необходимости произвести его очистку, облегчают монтаж и исключают опасные деформации желоба при колебаниях температуры. Горизонтальную часть желоба соединяют с приемными отсеками вибросит, а наклонную — со сливной воронкой. Во избежание передачи вибрации от основания вибросита через желоб на сливную воронку и соединение желоба со сливной воронкой делают гибким.

Буровой раствор из желобной системы поступает в *блок очистки и дегазации*. Блок очистки и дегазации предназначен для очистки и дегазации бурового раствора от выбуренной породы, выгрузки шлама в транспортные средства, бункера или амбар-шламонакопитель.

Блоки очистки и дегазации классифицируют по количеству используемых ступеней очистки:

- одноступенчатый;
- двухступенчатый;
- трехступенчатый;
- четырехступенчатый.

В ранних буровых установках функции блока очистки выполняли желобная система и амбар (отстойники бурового раствора). В настоящее время наиболее часто применяют четырехступенчатую очистку бурового раствора с удалением шлама в амбар или безамбарный способ бурения, при котором шлам из блока очистки выгружают в специаль-

ные автомобили и вывозят в шламохранилище, откуда его подают на переработку или захоронение.

В состав четырехступенчатого блока очистки и дегазации входит следующее оборудование:

- первая ступень очистки — вибросита и дегазатор;
- вторая ступень очистки — гидроциклоны-пескотделители;
- третья ступень очистки — батарея гидроциклонов-илоотделителей;
- четвертая ступень очистки — декантаторная центрифуга.

При безамбарном бурении четырехступенчатый блок очистки дополняется блоками химического или физического усиления центрифуг, которые обеспечивают коагуляцию и флокуляцию коллоидных частиц твердой фазы бурового раствора. В результате такого воздействия на буровой раствор, центрифугой можно удалять укрупненные частицы глины, полностью отделяя твердую фазу бурового раствора для ее последующей утилизации. Кроме того, в состав блока очистки при безамбарном бурении также часто вводят осушающее вибросито для удаления остатков бурового раствора из шлама с гидроциклонов. Гидроциклоны с осушающим виброситом могут быть заменены специальным оборудованием заводской готовности — ситогидроциклонной установкой.

Вибросито первой ступени очистки представляет собой механическое устройство с электроприводом, предназначенное для отделения шлама, размером частиц более 160 мкм, путем фильтрации раствора через вибрирующие сетки.

Основные эксплуатационные параметры вибросита — пропускная способность, наименьший размер удаляемых частиц шлама и степень очистки.

Существует два принципиально отличающихся конструктивных решения возбуждения колебаний фильтрующей сетки, которые представлены на рис. 90.

На рис. 90, *а* представлен вариант возбуждения колебаний коленчатым (эксцентриковым) валом, к мотылевым шейкам которого присоединена колеблющаяся рама с сеткой. В инерционном вибраторе (рис. 90, *а*) колебания рамы с сеткой возбуждает закрепленный на раме вращающийся маховик, центр тяжести которого смещен относительно оси вращения. Существует два конструктивных варианта вибросита с инерционным вибратором. В одном варианте приводной двигатель размещается на основании вибросита, а вращение на маховик передается клиноременной передачей, а во втором варианте двигатель (или двигатели) с маховиком, который называют мотор-вибратором, размещают на колеблющейся раме.

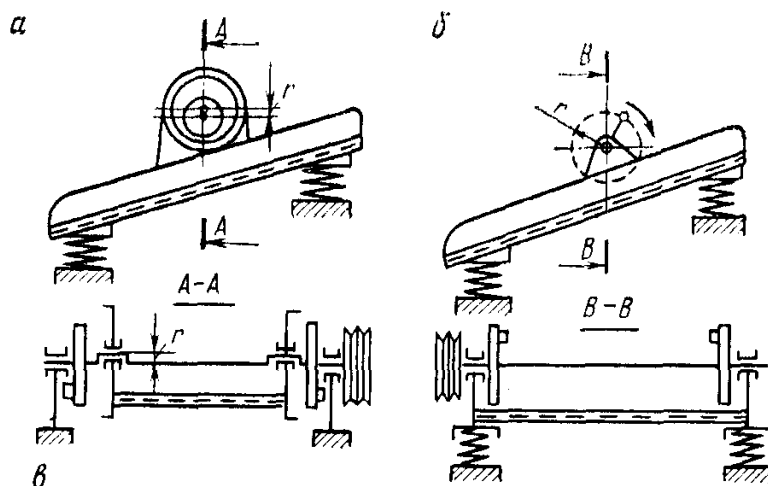


Рис. 90. Принципиальные схемы вибросит:
 а — эксцентриковый вибратор; б — инерционный вибратор

На рис. 91 приведена типовая схема вибросита с инерционным вибратором, а на рис. 92 изображено современное вибросито СВЛ-1 с двумя мотор-вибраторами.

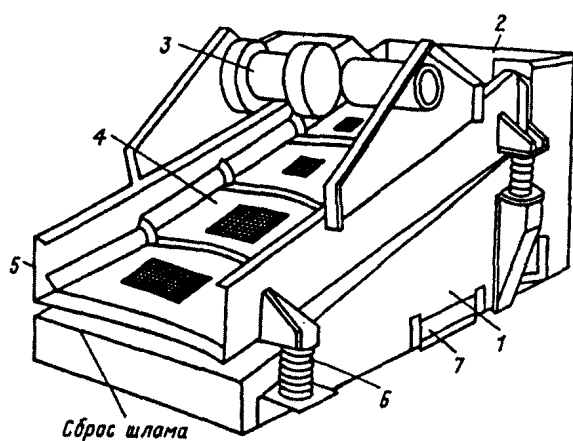


Рис. 91. Схема вибросита:
 1 — основание; 2 — приёмный отсек (приёмник); 3 — вибратор;
 4 — сетка; 5 — рама вибрирующая;
 6 — амортизаторы; 7 — поддон

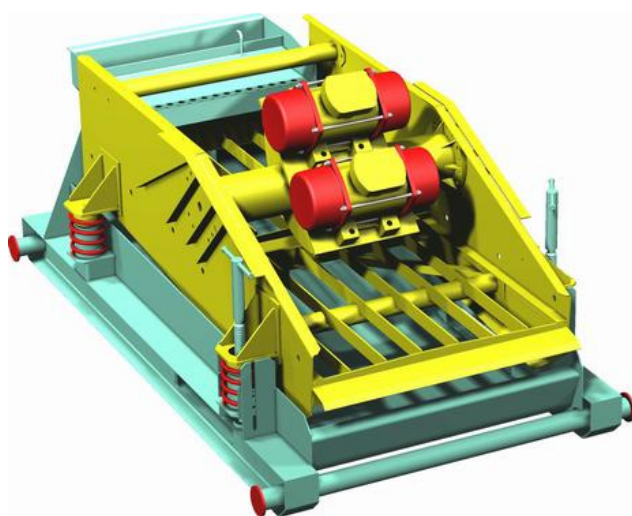


Рис. 92. Вибросито СВЛ-1

Эксплуатационные параметры вибросит в значительной степени зависят от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки.

В настоящее время для очистки бурового раствора отечественной промышленностью изготавливают кассеты с однослойными сетками с размером ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,4×0,4; 0,55×0,55; 0,7×2,3; 0,9×0,9; 1×2,3; 1×5; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4. Для очистки бурового раствора используются сетки с переплетениями из нержавеющей проволоки четырех типов: квадратным, прямоугольным, диагональным и двойным голландским. Наиболее часто используется квадратное переплетение. Все сетки для очистки бурового раствора изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такая конструкция позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Кроме того, изготавливаются кассеты с одно-, двух- и трехслойными сетками с ячейками квадратного сечения различного размера. В некоторых виброситах предыдущего поколения применялась рулонная сетка, которую закрепляли на двух барабанах и по мере износа перепускали.

Размеры ячеек ситовых кассет выбираются в зависимости от подачи насоса и механической скорости бурения по специальным номограммам.

При эксплуатации следует контролировать состояние натяжения сеток, так как это существенный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Важную роль играет чистота сеток. Когда сетка забивается шламом, ее необходимо промыть струей воды. Если очистка сетки не дает существенного результата, то ее следует снять и очистить проволочной щеткой с обратной стороны. Во время технологических перерывов сетку рекомендуется промывать и закрывать предохранительной крышкой от случайного механического повреждения.

Засорить сетку могут ангидрит, гипс, нефтепродукты, смазки и соль. В таких случаях рекомендуется промывание пресной водой, 10%-м раствором уксусной или соляной кислоты. Продукты нефти удаляют керосином или дизельным топливом. Постоянное поддержание вибросита в рабочем состоянии вызвано необходимостью эффективной очистки бурового раствора от шлама. На долю вибросит приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание.

Суммарная пропускная способность вибросит должна быть на 25 % больше максимальной подачи буровых насосов. Не рекомендует-

ся применение режима эксплуатации вибросита с перегрузкой более чем на 35 % его максимальной пропускной способности, вследствие того, что это существенно сокращает срок его службы.

Вибросито устанавливается в блоке очистки и дегазации в соответствии со схемами обвязки с устьем скважины. Высота установки вибросита определяется высотой вышечного-лебедочного блока и требуемыми уклонами желоба от сливной воронки до приемного отсека вибросита. Для обслуживания сита вокруг него сооружают площадку и переходы к желобной системе.

Дегазатор предназначен для очистки бурового раствора от газа. Попадающий из проницаемых пластов в поток циркулирующего бурового раствора газ приводит к изменению технологических свойств бурового раствора, что приводит к снижению эффективности процесса бурения, возникновению газонефтепроявлений, опасности взрыва или отравления ядовитыми газами.

Для дегазации бурового раствора применяют *вакуумные дегазаторы* со струйным водокольцевым вакуумным насосом. Принцип действия этих дегазаторов состоит в периодическом всасывании порции бурового раствора в дегазационную камеру, находящуюся под вакуумом, в которой газ отделяется и направляется в камеру смешивания водоструйного вакуумного насоса. Из камеры смешивания смесь воды и газа подается в газосепаратор, где газ отделяется и сбрасывается на утилизацию, а вода сливается в резервуар, из которого центробежным насосом снова нагнетается в водоструйный насос.

В настоящее время на буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют два вакуумных дегазатора, мало отличающихся друг от друга ДВС -III и «Каскад-40» («Каскад-40М»).

Вакуумный дегазатор «Каскад-40» представляет собой двухкамерный аппарат циклического действия, оснащенный водокольцевым вакуумным насосом типа ВВН-2 с приводом от электродвигателя, системой всасывающих и сливных клапанов и золотниковым устройством для его управления. Остаточное содержание газа в очищенном буровом растворе составляет не более 2 %.

На рис. 93 приведена пневмогидравлическая схема дегазатора «Каскад-40». После включения центробежного насоса, вода из резервуара дегазатора под давлением две атмосферы подается на водоструйный вакуумный насос 1, который представляет собой жидкостно-газовый эжектор, работающий на воде. Насос выкачивает воздух из вакуумного ресивера 2 и дегазационной камеры 5, смешивая его с потоком воды и

направляя в газосепаратор, откуда вода сливается обратно в резервуар, а воздух стравливается в атмосферу.

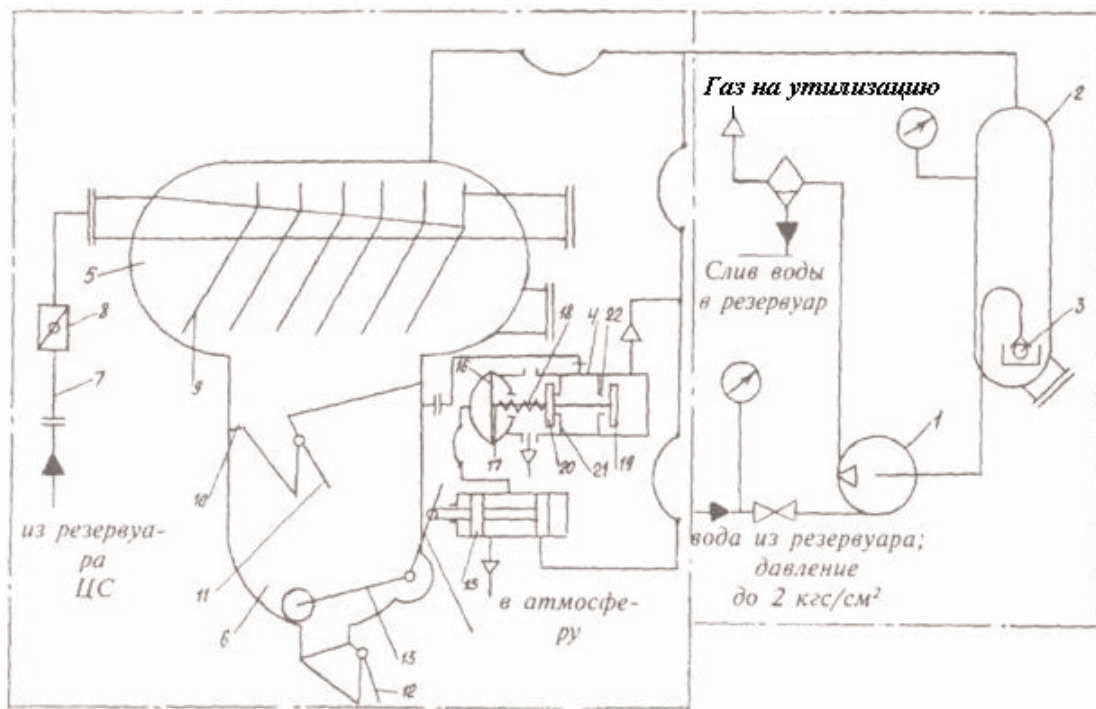


Рис. 93. Пневмогидравлическая схема дегазатора «Каскад-40»:

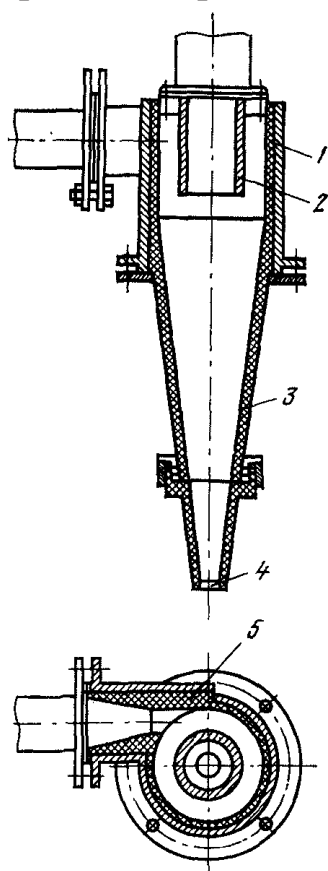
- 1 — вакуумный насос; 2 — ресивер; 3, 19, 20 — клапаны; 4 — клапан-разрядник;
 5 — камера; 6 — разгрузочная камера; 7 — трубопровод; 8 — шибер; 9 — пластины;
 10 — поддон; 11, 12 — клапаны сливные; 13 — регулятор; 14 — рычаг; 15 — золотник;
 16 — мембрана; 17 — шток; 18 — пружина; 21, 22 — седла

В вакуумном ресивере, со стороны струйного насоса, установлен обратный клапан 3, который исключает разгерметизацию вакуумных резервуаров при выключении подачи воды на струйный насос. После достижения требуемого разряжения открывается шибер 8 на трубопроводе 7 и в дегазационную камеру 5 поступает порция бурового раствора, которая под вакуумом выделяет растворенный газ. Этот газ через ресивер попадает в струйный насос, где смешивается с водой. Смесь поступает в газосепаратор, в котором газ отделяется и подается на утилизацию. Для повышения эффективности дегазации в камере 5 установлены пластины 9, на которые разливается поступившая порция бурового раствора. По мере залива в дегазационную камеру бурового раствора увеличивается давление на переливной клапан, он открывается и буровой раствор переливается в разгрузочную камеру 6, которая в этот момент через клапан-разрядник 4 соединена с вакуумом. При этом сливной клапан 12 закрыт. Когда буровой раствор в разгрузочной камере поднимется до определенного уровня, поплавковый регулятор 13

воздействует на золотник 15, который через клапан-разрядник соединяет разгрузочную камеру 6 с атмосферой. Переливной клапан 11 сразу закрывается, что исключает разгерметизацию вакуумных камер, а сливной клапан 12 открывается и дегазированный буровой раствор сливается в емкость очистки. Далее цикл повторяется.

Монтируется дегазатор, в сборе, в непосредственной близости от емкости очистки. Дегазатор является сложным техническим устройством и при его монтаже и эксплуатации должны быть соблюдены все требования завода-изготовителя.

Гидроциклоны применяют во второй (*пескоотделители*) и третьей (*илоотделители*) ступенях очистки. Они имеют один принцип работы, являясь инерционно-гравитационными разделителями суспензий на жидкую и твердую фазы. Пескоотделители и илоотделители отличаются геометрическими размерами, производительностью и минимальным размером удаляемых частиц. Пескоотделитель удаляет шлам с размерами частиц более 60–80 мкм. Илоотделитель настроен на удаление шлама с размерами частиц более 30–50 мкм. Отношение производительности одного гидроциклона пескоотделителя к производительности одного гидроциклона илоотделителя составляет (6...8):1. На рис. 94 приведена принципиальная схема гидроциклона.



Принцип действия гидроциклона заключается в следующем. Поступивший после вибросита буровой раствор подается центробежным шламовым насосом по тангенциальному патрубку 5 в цилиндрическую часть 1 гидроциклона. Под действием центробежных и гравитационных сил более тяжелые частицы шлама отбрасываются к периферии, по конусу 3 гидроциклона опускаются вниз и сливаются наружу через регулируемое отверстие 4. Очищенный от крупных частиц раствор собирается в центральной части гидроциклона и выходит через патрубок 2.

Рис. 94. Схема гидроциклона:

1 — цилиндрическая часть; 2 — патрубок;
3 — конус; 4 — сменная насадка;
5 — тангенциальный патрубок

У гидроциклонов нижнее (песковое) отверстие является каналом разгрузки от шлама. Режим работы гидроциклонов регулируется изменением размера пескового отверстия путем смены песковых насадок для сбрасывания песка или ила. Увеличение диаметра песковых насадок снижает эффективность работы циклона и увеличивает потери раствора со шламом.

Правильно отрегулированный и настроенный гидроциклон имеет наилучшие характеристики только в том случае, если выход шлама происходит в виде зонтика, а не в виде шнура. При правильной работе циклона допустимы потери раствора до 5 %. Основной контролируемой характеристикой гидроциклонов является плотность выходящей внизу массы пульпы. Она должна быть на 300–420 кг/м³ выше плотности очищенного раствора.

Монтируют гидроциклоны на емкости очистки. Для сбора шлама они оборудуются приемными лотками. Шлам выгружается либо в амбар, либо, если предусмотрено безамбарное бурение, подается на осушающее вибросито.

На рис. 95 *а, б* приведен внешний вид современного пескотделителя и илоотделителя.

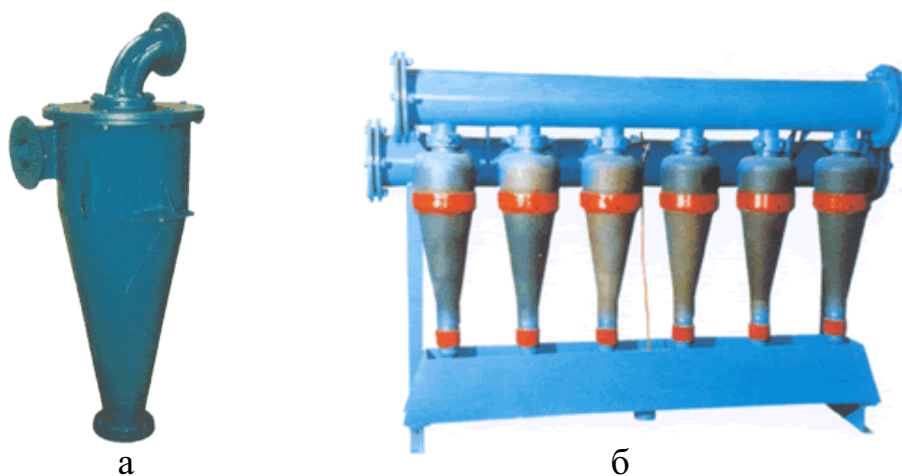


Рис. 95. Гидроциклоны:

а — пескоотделитель ГЦК-360; б — илоотделитель ИГ-45М

При безамбарном бурении вместо отдельно монтируемых гидроциклонов и осушающего вибросита может применяться ситогидроциклонная установка, которая является сборкой гидроциклонов и вибросита заводской готовности. Кроме осушки шлама с гидроциклонов эта установка может применяться для извлечения утяжелителя из этого шлама. На рис. 96 приведен внешний вид такой установки.

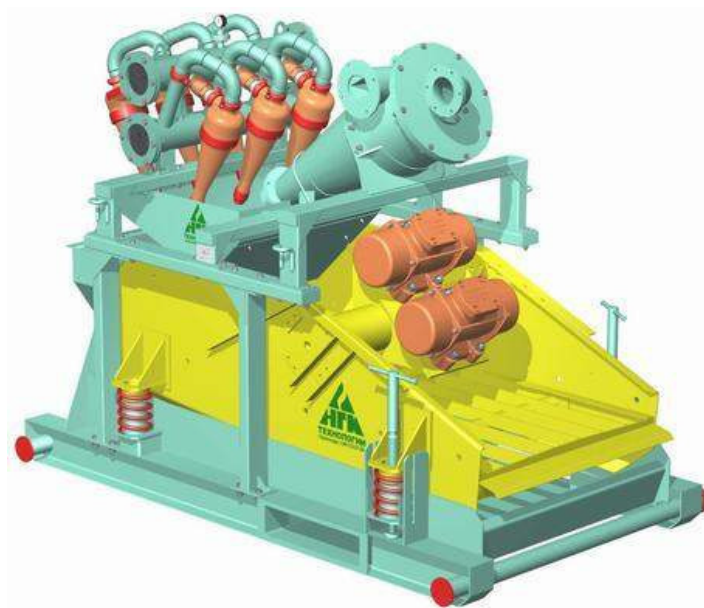


Рис. 96. Ситогидроциклонная установка

Основным оборудованием четвертой ступени очистки бурового раствора является *декантаторная центрифуга*, которая предназначена для тонкой очистки бурового раствора от шлама с размерами частиц более 5 мкм, для извлечения утяжелителя и, при использовании блоков химического или физического усиления центрифуг, для отделения жидкой фазы бурового раствора от глинистых частиц.

К основным эксплуатационным параметрам центрифуг относятся максимальная производительность и минимальный размер удаляемых частиц шлама. Принципиальная схема декантаторной центрифуги приведена на рис. 97.

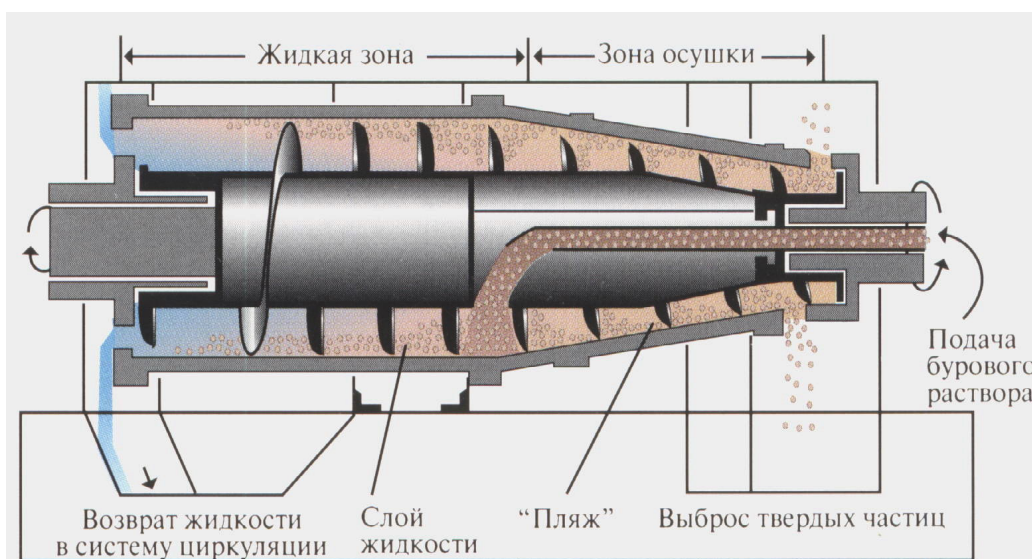


Рис. 97. Декантаторная центрифуга

Основной деталью центрифуги является вращающийся в горизонтальном положении барабан, выполненный в виде сопряжения цилиндра с усеченным конусом. Внутри барабана расположен шнек, который, в свою очередь, может вращаться относительно барабана с небольшими зазорами относительно его внутренней поверхности. Внутри шнека имеется канал для подачи бурового раствора на барабан в районе сопряжения его цилиндрической и конической частей. При вращении барабана частицы шлама из бурового раствора, за счет центробежных сил, прижимаются к его внутренней поверхности. Скорость вращения барабана и шнека в центрифуге поддерживается разной, а направление вращения шнека относительно барабана таково, что винт шнека перемещает частицы шлама в коническую часть барабана, где есть отверстия для выгрузки шлама в приемный бункер. Очищенный от шлама буровой раствор, который остается на некотором удалении от внутренней поверхности барабана, декантируется (сливается через край) через сливные отверстия на торце его цилиндрической части.

В декантаторных центрифугах применяются следующие способы создания относительного вращения шнека и барабана:

- подтормаживание шнека относительно вращающегося от приводного электродвигателя барабана;
- раздельный привод на шнек и барабан от двух электродвигателей;
- вращение шнека и барабана от одного электродвигателя через раздаточную коробку.

Регулирование частоты вращения барабана и шнека может быть ступенчатым и бесступенчатым.

На рис. 98 изображен общий вид декантаторной центрифуги ОАО «Компомаш» (г. Омск), которая имеет раздельный привод на шнек и барабан и бесступенчатое регулирование частоты вращения.

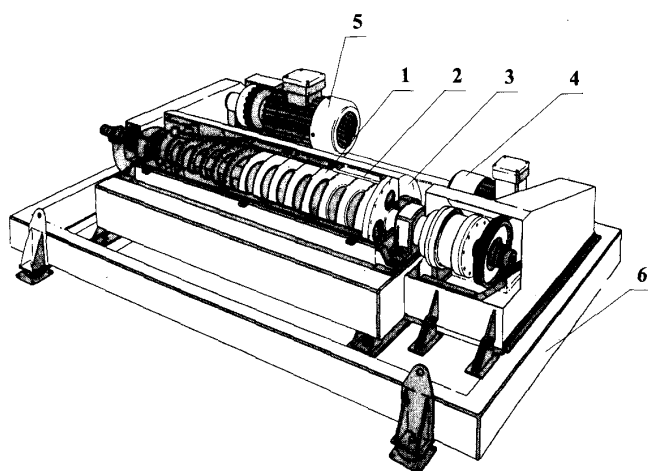


Рис. 98. Центрифуга

ОАО «Компомаш»:

- 1 – шнек; 2 – ротор;
3 – кожух;
4 – двигатель привода шнека;
5 – основной приводной
двигатель; 6 – рама*

В декантаторной центрифуге имеется возможность регулировать размер удаляемых частиц шлама не только частотой вращения барабана, но и изменением положения края сливных отверстий. Для этого у сливных отверстий установлены регулировочные планки, которые можно перемещать в радиальном направлении и фиксировать в требуемом положении.

При необходимости отделения жидкой фазы от глинистых частиц бурового раствора применяют блоки химического или физического усиления центрифуг. При использовании этих блоков буровой раствор перед подачей на центрифугу подвергают коагуляции и флокуляции, что позволяет добиться на центрифуге полного обезвоживания бурового раствора.

Центрифуги монтируют обычно на промежуточной емкости блока хранения, расположенной между емкостью очистки и всасывающими линиями буровых насосов. Очищенный на центрифуге буровой раствор сливается в эту емкость самотеком. Для подачи бурового раствора на очистку, как правило, применяют винтовые насосы, так как эти насосы наилучшим образом сочетаются по производительности с декантаторными центрифугами.

Приготовление бурового раствора, регулирование его свойств путем введения различных добавок производится в *блоке приготовления бурового раствора*. Блок приготовления бурового раствора используют в следующих случаях:

- для создания необходимого запаса бурового раствора до начала бурения;
- пополнения убыли бурового раствора в результате его поглощения в скважине;
- введения в буровой раствор химических реагентов и утяжелителей.

Для комплектации блока приготовления бурового раствора может применяться следующее оборудование:

- лопастные мешалки;
- гидромешалки;
- гидровакуумные смесители;
- фрезерно-струйные мельницы.

Имеются два различных конструктивных решения лопастных мешалок, с горизонтальным и вертикальным расположением валов с лопастями. Лопастные мешалки отличаются также числом валов. Чаще используют двухвальные мешалки. Наибольшее распространение получила *двухвальная мешалка с горизонтальным расположением валов*, которая изображена на рис. 99.

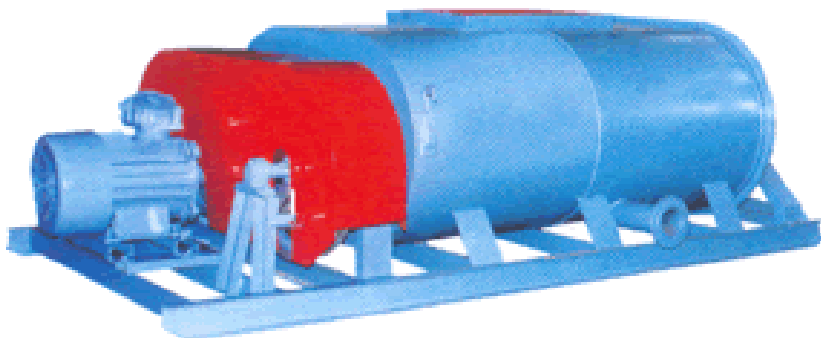


Рис. 99. Мешалка двухвальная горизонтальная МГ2-4Х

Эта мешалка заводской готовности состоит из емкости овального сечения, закрепленной на раме, внутри которой вращаются навстречу друг другу два вала с лопастями. Валы выводятся через уплотнения в торцах емкости и крепятся на подшипниках качения и разъемных опорах к раме. На концах валов со стороны привода установлена зубчатая пара, через которую вращение от ведущего вала передается на ведомый. На ведущем валу закреплен также ведомый шкив клиноременной передачи, на который вращение передается через клиновидные ремни от ведущего шкива на приводном асинхронном двигателе. Вся трансмиссия мешалки закрыта защитным кожухом. В дно емкости вварен сливной патрубок, на который устанавливают пробковый или шаровый сливной кран. На загрузочном отверстии сверху емкости устанавливают предохранительную решетку. При эксплуатации этой мешалки следует контролировать состояние уплотнений валов, подшипников качения и качество их смазки.

Монтируется двухвальная мешалка с горизонтальным расположением валов на одной из промежуточных емкостей блока хранения. Слив приготовленного бурового раствора в промежуточную емкость производится самотеком после открытия сливного крана.

Лопастная мешалка с вертикальным расположением валов выполнена в виде прямоугольной емкости с установленными на ней лопастными перемешивателями бурового раствора. Обычно используют два перемешивателя, но их количество определяется требуемой производительностью мешалки. Ёмкость такой мешалки имеет сверху металлический настил с загрузочным люком, закрытым решеткой. Настил емкости мешалки обычно находится на одном уровне с настилами емкости очистки и промежуточных емкостей блока хранения. Дно емкости находится несколько выше уровня бурового раствора в емкостях блока хранения, что позволяет сливать в них приготовленный раствор через отвод у днища, открывая сливной пробковый или шаровый кран. Ло-



*Рис. 100. Перемешиватель
лопастной ЦСЗ-3000
ЭУК-03.15*

настные перемешиватели мешалки аналогичны тем, которые устанавливают на всех емкостях блока хранения и состоят из поворотного зубчатого редуктора с приводным электродвигателем переменного тока и вертикального вала с лопастями (рис. 100).

При эксплуатации такой мешалки следует контролировать состояние смазки поворотных редукторов перемешивателя.

Гидромешалки, применяемые в бурении, используют два способа перемешивания бурового раствора — гидромониторный и струйно-вихревой. В первом случае на емкости, в качестве которой может быть использована промежуточная емкость блока хранения, устанавливают гидравлические перемешиватели, использующие гидромониторный эффект (рис. 101). Эти перемешиватели имеют гидромониторную насадку, управляемую с помощью ручки, и устройство фиксации направления струи. Число перемешивателей в такой гидромешалке определяется размером используемых емкостей. Обычно перемешиватель устанавливают на каждый угол прямоугольной емкости. Над емкостью монтируют трубопровод с отводами для монтажа перемешивателей. Трубопровод обвязывают с манифольдом буровых или шламовых насосов, которые используют для создания циркуляции жидкости в мешалке.



*Рис. 101. Перемешиватель
гидравлический 4УПГ*

Струйно-вихревая мешалка состоит из емкости со спущенными в нее самовращающимися перемешивателями ПГС струйно-вихревого типа, конструкция которых представлена на рис. 102.

Раствор, посредством бурового или центробежного шламового насоса, подается в приемный патрубок 1 и оттуда поступает в ствол 2, вращающийся на шарикоподшипниках замкового типа. Между приемным

патрубком и стволом установлены уплотнения, предотвращающие утечку и попадание раствора в подшипники. На конце ствола при помощи накидной гайки 3 устанавливается конически сходящаяся насадка 4 для повышения скорости, дальности действия струи раствора, выбрасываемого из ствола. Реактивный момент от пары сил, возникающих при истечении раствора из насадок 4, приводит во вращение крестовину, в результате чего вокруг перемешивателя образуется вихрь. Совместное действие струй и вихря обеспечивает перемешивание и размыwanie сгустков твердой фазы по всему объему бурового раствора.

При эксплуатации этих перемешивателей особое внимание должно уделяться уплотнению, защищающему шарикоподшипники ствола, а также состоянию самих подшипников.

У гидромешалки такой конструкции в качестве рабочей емкости может использоваться одна из промежуточных емкостей блока хранения или специальная небольшая емкость, дно которой располагают выше уровня бурового раствора в промежуточных емкостях блока хранения и оборудуют патрубок со сливным краном.

Гидровакуумный смеситель предназначен для наработки бурового раствора из порошковых материалов, для ввода в буровой раствор порошкообразных реагентов или утяжелителя. Смеситель состоит (рис. 103) из загрузочного бункера для подачи порошковых материалов, собственно гидровакуумного смесителя (эжектора), трубопровода с задвижкой для подачи жидкости затворения в струйную насадку. Всасывающая камера эжектора имеет отвод для подключения устройства пневмозагрузки порошка. Гидровакуумный смеситель эксплуатируется в паре с буровым или центробежным шламовым насосом. Он является струйным аппаратом, работающим за счет энергии струи жидкости затворения. Насос нагнетает жидкость затворения в сопло со сменными насадками. На выходе из сопла, в камере всасывания, высокоскоростная струя жидкости формирует конус, за которым возникает разрежение, и в эту область камеры всасывания втягивается порошок из бунке-

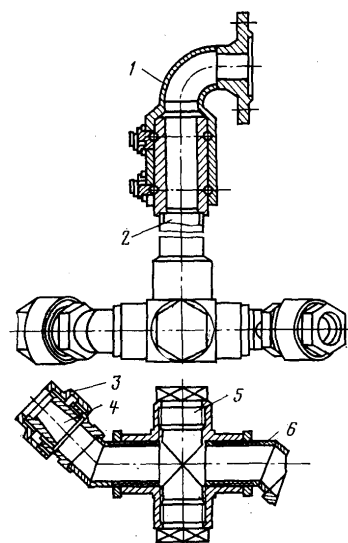


Рис. 102. Перемешиватель гидравлический самовращающийся:

- 1 — приёмный патрубок;*
- 2 — ствол; 3 — накидная гайка;*
- 4 — коническая насадка;*
- 5 — крестовина; 6 — колонки*

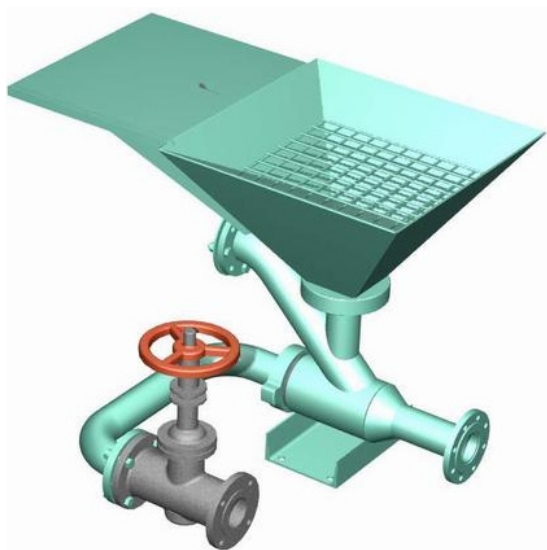


Рис. 103. Гидровакуумный смеситель

ра или устройства пневмозагрузки. Порошок вместе с жидкостью попадает в камеру смешивания аппарата, где формируется двухфазный турбулентный поток, обеспечивающий интенсивное перемешивание компонентов.

Монтируют гидровакуумный смеситель на раме, размещенной на основании циркуляционной системы. Входную задвижку смесителя обвязывают с манифольдом буровых насосов или с напорной линией центробежного шламового насоса,

а сливной патрубок — с приемной емкостью, в качестве которой может использоваться промежуточная емкость блока хранения. Если используется отдельная емкость для сбора приготовленного раствора, то рядом устанавливают горизонтальный шламовый насос для перекачки раствора в промежуточную емкость. Для обслуживания бункера вокруг него сооружают площадку, к которой прикрепляют наклонный трап. При монтаже гидровакуумного смесителя следует помнить, что струйный аппарат при нормальной работе развивает на выходе камеры смешивания давление значительно ниже давления на входе в сопло. Поэтому, если возникает необходимость поднимать приготовленный раствор на большую высоту, следует использовать для подачи жидкости затворения насос, развивающий высокое давление, например буровой, и устанавливать насадку с минимальным диаметром проходного отверстия.

Фрезерно-струйную мельницу применяют для быстрого приготовления бурового раствора из комовых и порошковых материалов. В отличие от лопастных мешалок она имеет высокую производительность и может нарабатывать раствор непрерывно, с одновременной загрузкой ее исходными компонентами. На рис. 104 приведена схема фрезерно-струйной мельницы ФСМ-7.

Она состоит из корпуса 1, смонтированного на раме, и вращающегося от электродвигателя ротора 3 со сменными лопастями 4, который является основным рабочим органом мельницы. В верхней части корпуса имеет загрузочный бункер 9 с двумя щелевыми насадками 8, к которым присоединяют трубопровод для подачи в мельницу воды или раствора. В корпусе мельницы установлен отражательный щиток 7, слу-

жащий для предотвращения выброса раствора в бункер. В нижней части корпуса установлена сменная диспергирующая рифленая плита 2, прилегающая с небольшим зазором к ротору, которая способствует измельчению твердых компонентов раствора. На одном уровне с ротором расположен сливной лоток 5 и решетка 6 для фильтрации готового раствора. К боковой стенке загрузочного бункера шарнирно присоединена предохранительная плита 10, предназначенная для предотвращения поломок ротора при попадании в мельницу камней и металлических предметов. Сближение плиты с ротором регулируется упорной штангой 12 и втулкой 14, жестко связанных между собой предохранительным сменным штифтом 13. При попадании между ротором и плитой твердых предметов срезается предохранительный штифт. Плита вращается на шарнире, отходит к задней стенке корпуса мельницы, а посторонние предметы проваливаются в ловушку 15, закрытую снизу откидной крышкой 16 с резиновым уплотнением. Открывается крышка за-твором 11.

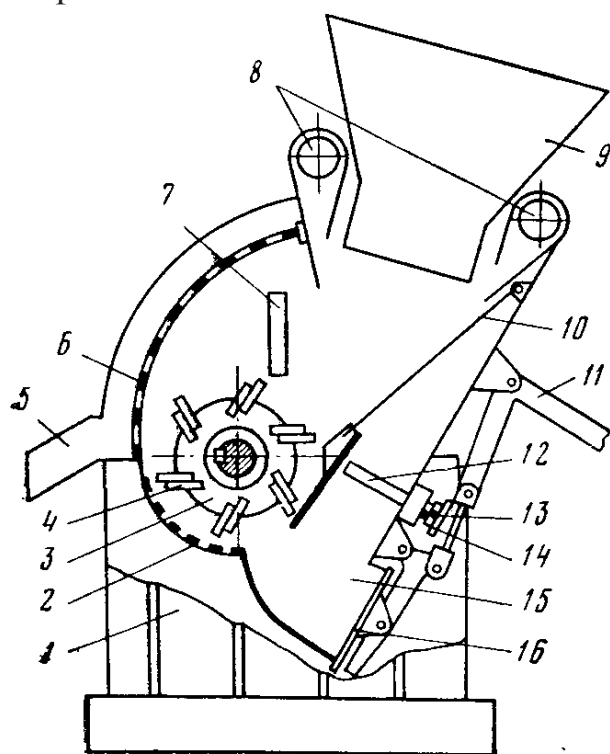


Рис. 104. Фрезерно-струйная мельница:

- 1 – корпус;
- 2 – плита рифлёная сменная;
- 3 – ротор; 4 – лопасти сменные;
- 5 – сливной лоток; 6 – решётка;
- 7 – отражательный щиток;
- 8 – щелевые насадки; 9 – бункер;
- 10 – предохранительная плита;
- 11 – затвор; 12 – упорная штанга;
- 13 – предохранительный штифт;
- 14 – втулка;
- 15 – ловушка для посторонних предметов;
- 16 – откидная крышка

Для приготовления раствора в мельницу подается вода и глина. Готовый раствор сливают в приемную емкость, в качестве которой используют или специальную емкость, или одну из промежуточных емкостей блока хранения. В случае использования специальной емкости, готовый раствор перекачивают шламовым насосом в промежуточную емкость блока хранения.

Для изменения параметров циркулирующего раствора он подается в приемную емкость, а из емкости насосом обратно в мельницу, в которую одновременно загружают химические реагенты, глину или утяжелители. Обработанный в мельнице раствор сливают в емкость, а при его доведении до необходимых параметров открывают вторую задвижку на выкидной линии насоса, и раствор направляется в промежуточную емкость блока хранения.

Фрезерно-струйные мельницы обычно применяют при бурении скважин в осложненных условиях при прохождении зон поглощений, где требуется приготовление или обработка большого объема раствора.

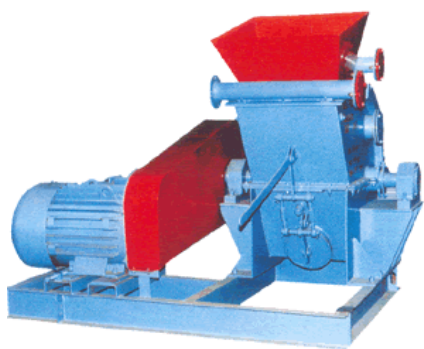


Рис. 105. Фрезерно-струйная мельница ФСМ-7

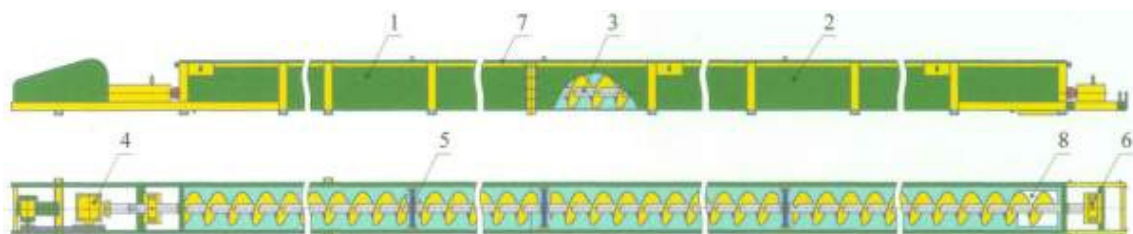
На рис. 105 приведена фотография фрезерно-струйной мельницы ФСМ-7 со стороны ловушки для посторонних предметов.

Монтируют фрезерно-струйную мельницу обычно на перекрытии приемной емкости. У емкости устанавливают центробежный шламовый насос, всасывающая линия которого обвязывается с емкостью, а нагнетательная — с мельницей и приемной емкостью блока хранения.

Блок хранения растворов в составе циркуляционной системы представляет собой емкости различных конструкций и назначения, которые обеспечивают работу остальных блоков циркуляционной системы, хранят запас технической воды и бурового раствора. В составе этого блока емкость очистки, промежуточные емкости различного назначения, доливная емкость, которую используют для долива скважины во время подъема буровой колонны, водяная емкость с запасом технической воды. Емкости обвязаны центробежными шламовыми насосами, переливными трубопроводами и различными задвижками, что позволяет выполнять различные технологические операции в циркуляционной системе. Емкости закрывают сверху настилом и снабжают люками для обслуживания, лестницами, донными клапанами для слива остатков бурового раствора или промывочной жидкости. Иногда они имеют люки в боковых стенках для ручной зачистки. Емкости снабжаются механическими и гидравлическими перемешивающими устройствами (рис. 100–102), препятствующими осаждению твердой фазы из буровых растворов.

Монтируют емкости на металлических основаниях циркуляционной системы, за исключением емкости долива, которую монтируют обычно на уровне роторной площадки вышечно-лебедочного блока. Монтаж емкостей производят до монтажа укрытия циркуляционной системы.

Система шламоудаления предназначена для сбора шлама после очистного оборудования, его транспортирования и удаления за пределы буровой установки в процессе бурения. Система шламоудаления включает в себя один или несколько шнековых транспортеров с приводом и дополнительными устройствами. Привод конвейера может обеспечивать его работу с разной скоростью выгрузки в зависимости от количества поступающего шлама. Выгрузка шлама может осуществляться в шламовый амбар, промежуточный бункер или в кузов автомобиля для вывоза в места утилизации. На рис. 106 приведен вариант шнекового транспортера.



*Рис. 106. Транспортер шнековый для системы
шламоудаления буровой установки:*

*1 – корпус передний; 2 – корпус задний; 3 – шнек; 4 – привод; 5 – опора промежуточная;
6 – опора концевая; 7 – крышка; 8 – окно разгрузочное*

Транспортер шнековый состоит из двух корпусов (переднего 1 и заднего 2), соединенных болтами, шнека 3 и привода 4. Между желобом и стенками корпуса выполнена утеплительная полость, в которую в зимний период эксплуатации подается пар. На конце желоба имеется разгрузочное окно 8.

В желобе на трех промежуточных опорах 5 установлен шнек, состоящий из двух средних и двух концевых шнеков. Сверху транспортер закрыт крышками 7. Привод транспортера состоит из электродвигателя, ременной передачи, червячного редуктора, карданной муфты и концевых опор 6 шнека. Вращающиеся детали привода защищены кожухами.

Кроме описанных основных блоков, в состав циркуляционной системы входят: системы освещения, отопления, приточной и вытяжной вентиляции, приборы контроля, входящие в систему контроля параметров бурения буровой установки, а также система трубопроводов и запорной арматуры.

Во всех циркуляционных системах для перекачивания бурового раствора применяются шламовые центробежные электронасосные агрегаты горизонтального или вертикального типа. Мощность привода насосов выбирается в зависимости от плотности раствора от 30 до 75 кВт. Производительность насосов не менее 150 м³/ч. В блоках приготовления раствора устанавливаются насосы с приводным электродвигателем мощностью до 90 кВт и расходом 250 м³/ч. Оборудование, используемое в циркуляционных системах для очистки и приготовления буровых растворов, относится к отрасли химического машиностроения и изготавливается на специализированных предприятиях.

На рис. 107, в качестве примера, приведено изображение полнокомплектной циркуляционной системы СЦ-11 производства ООО «ВЗБТ» с четырехступенчатой очисткой бурового раствора.

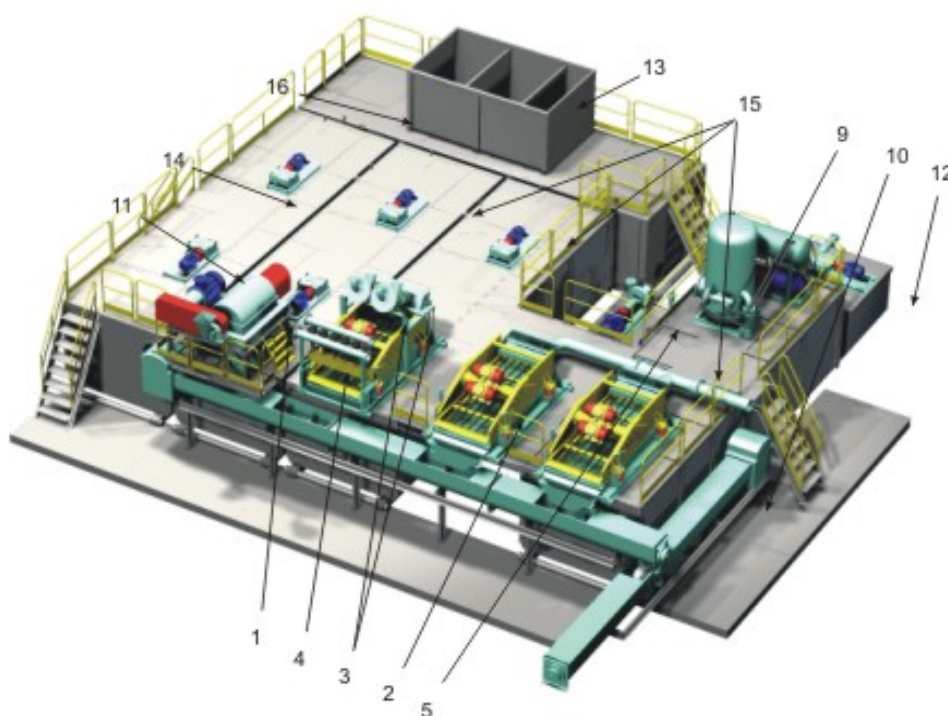


Рис. 107. Циркуляционная система СЦ-11:

- 1 – центрифуга типа ОГШ – 1 шт.; 2 – вибросито ЛВС-1М – 3 шт.;
- 3 – гидроциклон ГЦ-360 – 2 шт.; 4 – илоотделитель ИГ-Т-45М – 1 шт.;
- 5 – насос 6Ш8-2 – 4 шт.; 6 – насос НП-12,5 (не показан) – 1 шт.;
- 7 – система смыва сеток (не показана) – 1 шт.; 8 – шиберы поворотные с условным проходом: Ду 150, Ду 250, Ду 300 (не показаны);
- 9 – дегазатор «Каскад 40.02» с емкостью – 1 шт.;
- 10 – конвейер винтовой КВ-Т 300 – 2 шт.; 11 – перемешиватель ПБР-Т, 5–6 шт.;
- 12 – блок приготовления химреагентов $V = 5 \text{ м}^3$ – 1 шт.;
- 13 – блок обработки хим.реагентов $V = 30 \text{ м}^3$ – 1 шт.;
- 14 – приемная емкость $V = 40 \text{ м}^3$ – 1 шт.; 15 – накопительная емкость $V = 40 \text{ м}^3$ – 3 шт.;
- 16 – емкость для хранения воды $V = 40 \text{ м}^3$ – 1 шт.

4.4.3. Насосный блок

Главным оборудованием насосного блока являются буровые насосы, от надежной работы которых в значительной степени зависит безаварийная проводка скважины.

Буровые насосы предназначены для нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью: очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении струйными долотами; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

Исходя из назначения и условий эксплуатации, к буровым насосам предъявляют следующие *основные требования*:

- подача насоса должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;
- мощность насоса и количество насосов должно быть достаточным для промывки скважины и работы забойных гидравлических двигателей;
- скорость движения промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;
- насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво- и маслосодержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;
- узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;
- крупногабаритные узлы и детали должны быть снабжены устройствами для надежного захвата и перемещения при ремонте и техническом обслуживании;
- узлы и детали приводной части должны быть защищены от промывочного раствора и доступны для осмотра и технического обслуживания;
- насосы должны быть приспособлены к транспортировке в собранном виде на далекие и близкие расстояния и перемещению волоком в пределах буровой;
- конструкция насосов должна допускать правое и левое расположение приводных двигателей;
- надежность и долговечность насосов должны сочетаться с их экономичностью и безопасностью эксплуатации.

В отечественных буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения в настоящее время применяют в основном двух- и трехпоршневые насосы с горизонтальным расположением цилиндропоршневых пар. *Двухпоршневые* насосы выполнены с *двухсторонним действием* поршней. В таких насосах жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях цилиндровой втулки. За один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. Эти насосы имеют частоту двойных ходов поршня в минуту 35...90, длину хода — до 0,5 м. *Трехпоршневые насосы (триплексы)* имеют *одностороннее (прямое) действие* поршней, при котором жидкость нагнетается только в поршневой полости цилиндровой втулки и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания. Частота двойных ходов поршня в минуту у этих насосов находится в пределах 35...180, а длина хода доходит до 0,3 м. В поршневых насосах поршни и цилиндры втулки сменные, что позволяет в определенных пределах менять их подачу. Поршневые насосы относятся к насосам объемного вытеснения.

Все поршневые буровые насосы образуют семейство машин узкоспециализированного назначения с параметрами, ограниченными рамками требований технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Наиболее полно этим требованиям отвечают трехпоршневые насосы одностороннего действия.

На некоторых буровых установках иностранного производства в качестве буровых насосов используют *многоплунжерные насосы*, работа которых аналогична работе поршневых насосов одностороннего действия. В этих насосах поршень с самоуплотняющейся манжетой заменен на гладкий цилиндрический плунжер, который уплотняется сальником, расположенным в цилиндровой втулке. Плунжерный насос, как и поршневой насос, относится к насосам объемного вытеснения. Попытки использования многоплунжерных насосов в качестве буровых предпринимались и предпринимаются также отечественными производителями бурового оборудования, однако эти насосы имеют один существенный недостаток — высокие эксплуатационные затраты.

К основным эксплуатационным параметрам буровых насосов относятся:

- мощность привода насоса;
- число цилиндров или плунжеров;
- номинальная частота двойных ходов поршня или плунжера;
- максимальная подача;

- максимально развиваемое давление;
- длина хода поршня.

В настоящее время поршневые буровые насосы на территории России выпускают два предприятия: ОАО «Уралмаш» и ООО «ВЗБТ».

ОАО «Уралмаш» производит насосы: УНБ-600А (600 кВт, 2, 65 ход/мин, 54 л/сек, 25 МПа); УНБТ-600 (600 кВт, 3, 160 ход/мин, 50, 9 л/сек, 35 МПа); УНБТ-950 (950 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа); УНБТ-1180 (1180 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа); УНБТ-1500 (1500 кВт, 3, 100 ход/мин, 50, 26 л/сек, 53 МПа).

ООО «ВЗБТ» выпускает насосы: НБ-375 (375 кВт, 2, 90 ход/мин, 35 л/сек, 20 МПа); НБТ-235 (235 кВт, 3, 50...200 ход/мин, 32 л/сек, 40 МПа); НБТ-600-2 (600 кВт, 3, 70...145 ход/мин, 45 л/сек, 25 МПа); НБТ-950 (950 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа).

Расшифровка аббревиатур поршневых насосов: НБ — насос буровой; У — производство ОАО «Уралмаш»; Т — трехпоршневой одностороннего действия (триплекс); А — повышенного качества исполнения; 600 — мощность привода, кВт; 2 — вторая модификация.

Единственный в России плунжерный буровой насос с горизонтальным расположением трех плунжеров — СИН-61 — в настоящее время производится на ООО «Синергия». Этот насос имеет технические характеристики, близкие насосу НБТ-600, но имеет меньший (в 6 раз) вес.

На рис. 98 приведены принципиальные схемы поршневых насосов одно- и двухстороннего действия и плунжерных насосов.

Теоретическая подача $Q_{\text{теор}}$ (в м³/сек) поршневых буровых насосов одностороннего действия и, с некоторым приближением, плунжерных насосов равна:

$$Q_{\text{теор}} = kSn\pi D^2/240,$$

где D — внутренний диаметр цилиндровой втулки, м; S — ход поршня или плунжера, м; n — число двойных ходов поршня в минуту; k — число поршней или плунжеров.

Теоретическая подача $Q_{\text{теор}}$ (в м³/сек) поршневых насосов двухстороннего действия равна:

$$Q_{\text{теор}} = kSn\pi D^2/240 + kSn\pi(D^2 - d^2)/240,$$

где D — внутренний диаметр цилиндровой втулки, м; d — диаметр штока поршня, м; S — ход поршня или плунжера, м; n — число двойных ходов поршня в минуту; k — число поршней.

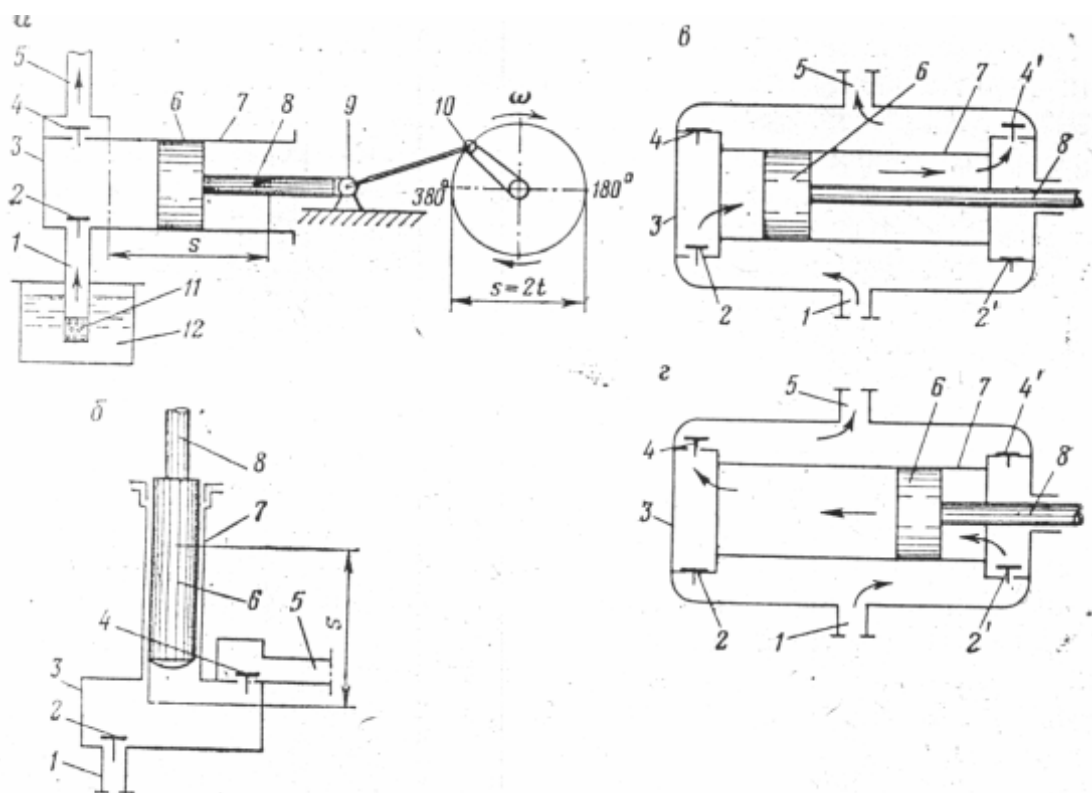


Рис. 108. Принципиальные схемы буровых насосов:

а – поршневой одностороннего действия; *б* – плунжерный; *в* – поршневой двустороннего действия; 1 – всасывающий коллектор; 2 – впускной клапан; 3 – клапанная коробка; 4 – выпускной клапан; 5 – напорный коллектор; 6 – поршень; 7 – плунжер; 8 – шток; 9 – крестовина (ползун); 10 – кривошипно-шатунный механизм

Устройство поршневых буровых насосов

Все буровые насосы состоят из двух основных функционально связанных составных частей – гидравлической и механической, смонтированных на общей раме.

На рис. 109 показано устройство наиболее распространенного современного трехпоршневого насоса одностороннего действия УНБТ-950А.

Гидравлическая часть поршневого бурового насоса включает:

- гидравлический блок (клапанная коробка) с размещенными парно впускными и выпускными клапанами;
- цилиндропоршневую группу;
- блок охлаждения цилиндропоршневой группы;
- пневмокомпенсатор;
- предохранительный клапан.

Гидравлический блок имеет два исполнения: прямоточное и L-образное. В прямоточном исполнении клапаны расположены друг над

другом, а при L-образном — впускной клапан сдвинут вперед вдоль оси цилиндропоршневой пары. Прямоточное исполнение позволяет проектировать насосы на более высокие давления. Например, насосы УНБТ-600 и УНБТ-1500 производства ОАО «Уралмаш» имеют прямо-точный гидравлический блок и максимальное давление 35 и 53 МПа. В гидравлическом блоке используются самодействующие пружинные клапаны тарельчатой конструкции. Впускные и выпускные клапаны взаимозаменяемы. Устройство клапана показано на рис. 110.

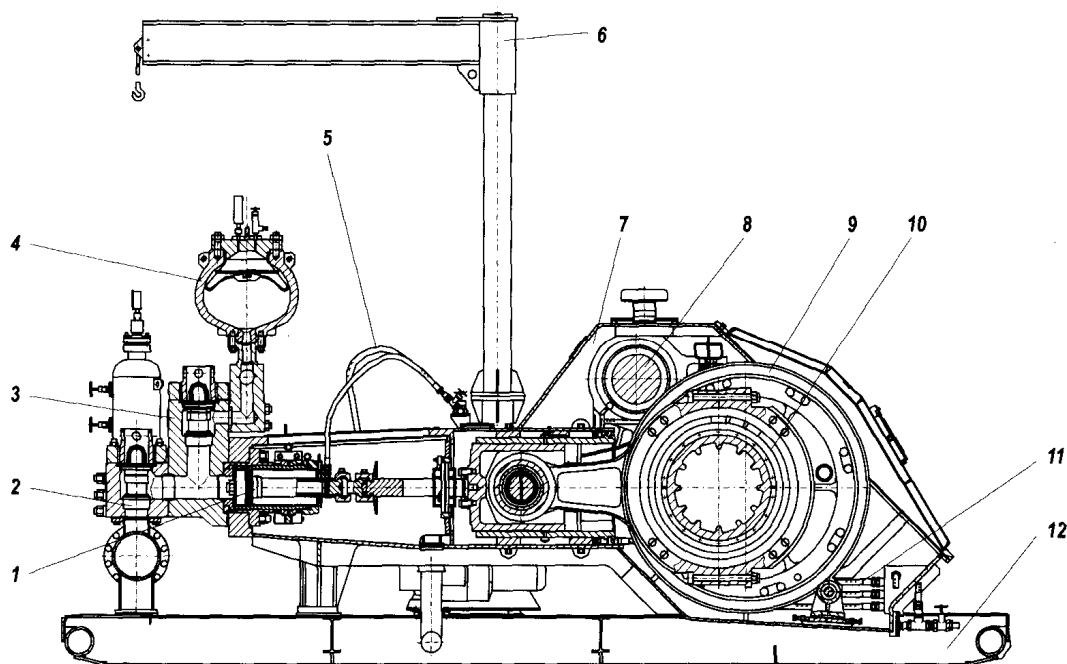


Рис. 109. Буровой насос УНБТ-950А:

- 1 — цилиндрово-поршневая группа; 2 — клапан; 3 — блок гидравлический;
4 — пневмокомпенсатор; 5 — система СОЖ; 6 — кран консольно-поворотный;
7 — корпус; 8 — трансмиссионный вал; 9 — редуктор;
10 — механизм кривошипно-ползунный; 11 — система смазки; 12 — рама

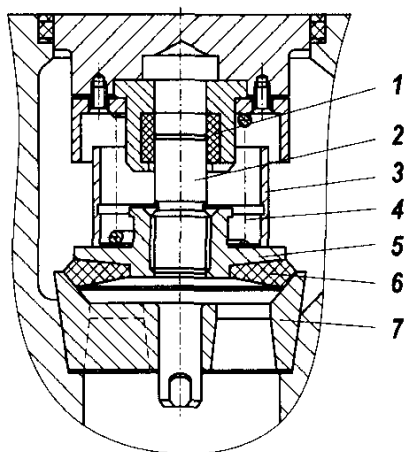


Рис. 110. Устройство клапана буровых насосов ОАО «Уралмаш»:

- 1 — втулка; 2 — клапан;
3 — кожух; 4 — пружина;
5 — гайка; 6 — уплотнение;
7 — седло

Оси цилиндропоршневой пары параллельны и располагаются в горизонтальной плоскости по одну сторону от привода насоса. Устройство цилиндропоршневой пары представлено на рис. 101.

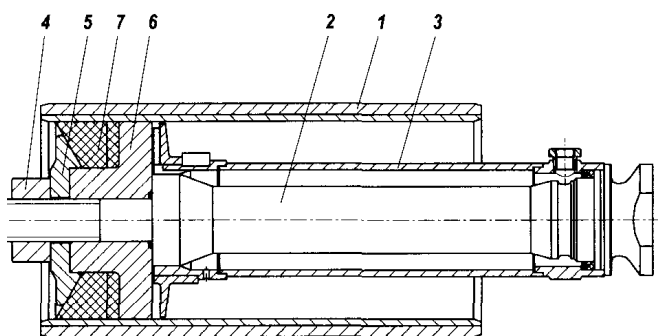


Рис. 111. Устройство цилиндропоршневой пары насоса:

- 1 — втулка цилиндровая;
- 2 — шток поршня; 3 — кофух;
- 4 — гайка крепления поршня;
- 5 — шайба; 6 — сердечник;
- 7 — манжета поршня

Для автоматического отключения привода насоса при превышении предельного давления, на выходном коллекторе насоса смонтирован предохранительный клапан. Существуют предохранительные клапаны мембранного, гвоздевого и пружинного типов. Клапаны со срезаемой мембраной или гвоздем являются нерегулируемыми. Более совершенным является клапан пружинного типа с регулировочным устройством, которым оснащают современные буровые насосы производства ОАО «Уралмаш». Устройство предохранительного клапана такой конструкции изображено на рис. 112.

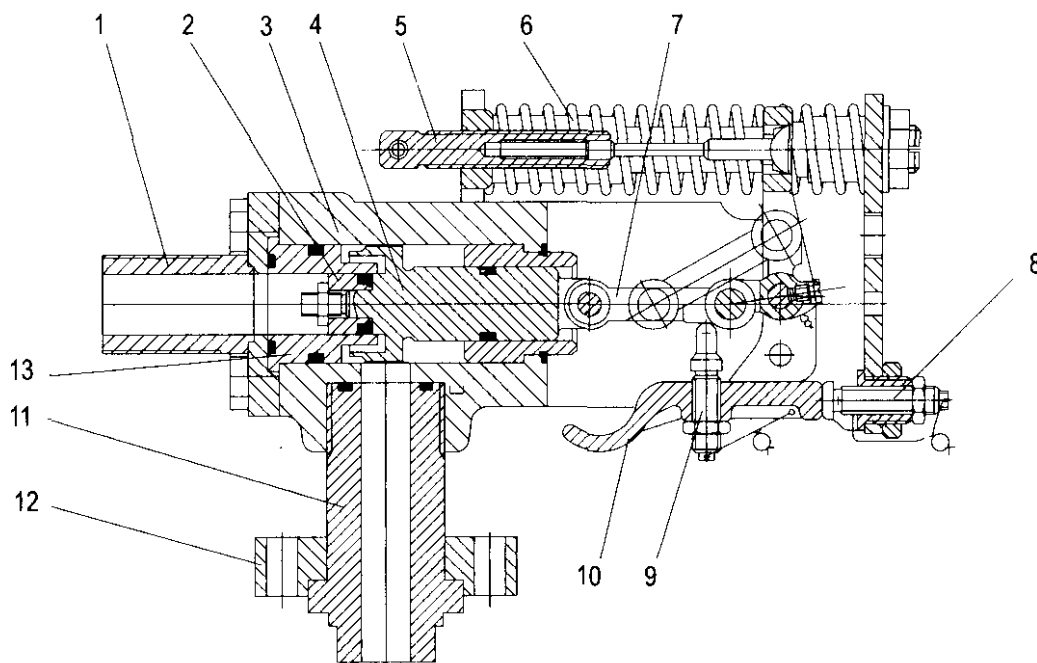


Рис. 112. Устройство предохранительного клапана:

- 1 — отвод; 2 — поршень; 3 — корпус; 4 — шток; 5 — механизм установки предельного давления; 6 — пружина; 7 — кривошип; 8 — винт упорный; 9 — винт регулировочный;
- 10 — рычаг принудительный; 11 — патрубок входной; 12 — фланец накидной; 13 — втулка

Механическая часть бурового насоса включает: редуктор, корпус с узлами системы смазки, блок распределения, кривошипно-ползунный механизм, трансмиссионный вал и приводной шкив. Кривошипно-ползунный механизм имеет в своем составе эксцентриковый (кривошипный) вал, на мотылевых шейках которого (расположены через 120° вокруг оси вращения), закреплены на подшипниках качения шатуны. Шатуны передают поступательное движение на ползуны (крейцкопфы). К ползунам жестко крепятся надставки штоков. Трансмиссионный вал передает вращение на эксцентриковый вал посредством зубчатой шевронной передачи. Консольно-поворотный кран, установленный на корпусе насоса, служит для механизации ремонтных работ.

Принцип работы насоса поясняется гидрокинематической принципиальной схемой, представленной на рис. 113.

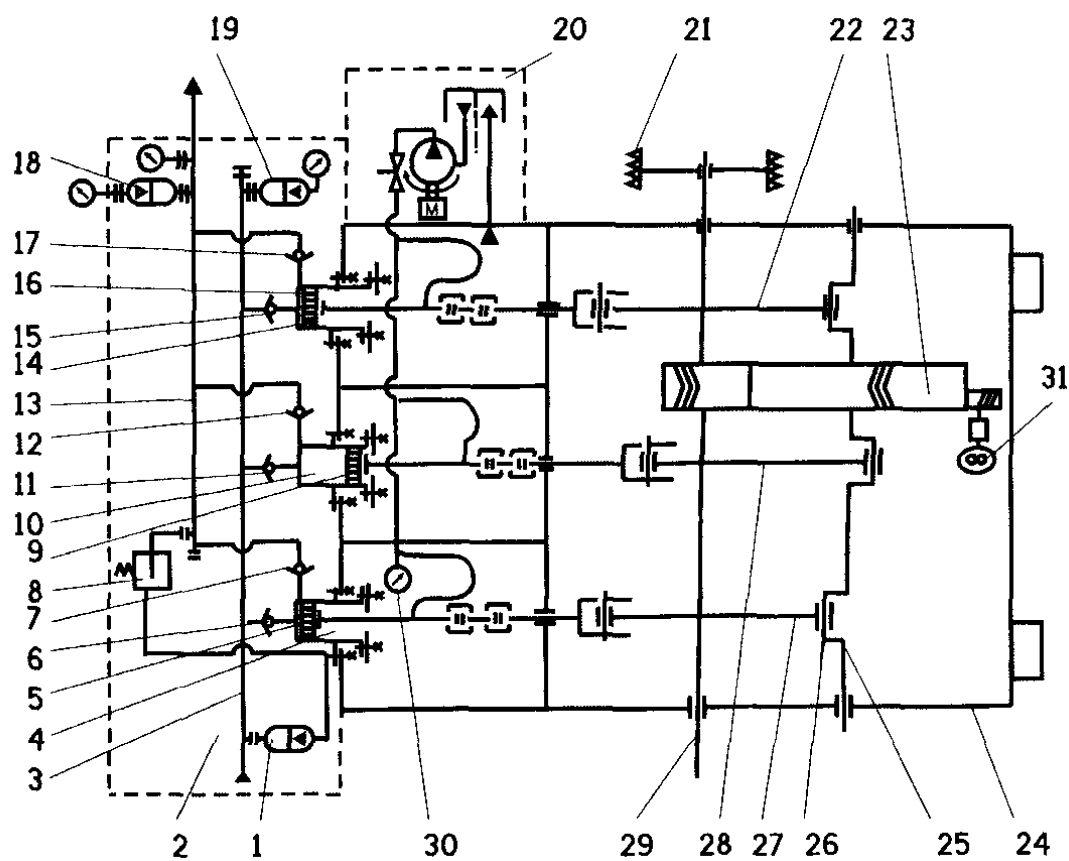


Рис. 113. Принципиальная схема бурового насоса УНБТ-950:

- 1, 18, 19 – пневмокомпенсатор; 2 – гидравлический блок; 3 – входной коллектор;
 4, 10, 16 – цилиндр; 5, 9, 14 – поршень; 6, 11, 15 – всасывающий клапан;
 8 – предохранительный клапан; 13 – входной коллектор; 20 – блок охлаждения ЦПГ;
 21 – шкив; 22, 27, 28 – шатунный М29 – трансмиссионный вал; механизм;
 23 – зубчатая пара; 24 – станина; 25 – кривошипный вал; 26 – кривошип;
 29 – трансмиссионный вал; 30 – манометр; 31 – шестеренчатый насос

Трансмиссионный вал 29 через приводной шкив 21 получает вращение от привода и через зубчатую пару 23 передает крутящий момент кривошипному валу 25. Шатунными механизмами 22, 27 и 28 вращательное движение эксцентрикового вала преобразуется в возвратно-поступательное движение ползунов и поршней 5, 9 и 14 гидроблока 2. Поршни, перемещаясь в цилиндрах 4, 10 и 16, совершают поочередно всасывание и нагнетание бурового раствора. При такте всасывания входные клапаны 6, 11 и 15 открыты, а выходные клапаны 7, 12 и 17 закрыты. При такте нагнетания выходные клапаны открыты, а входные закрыты. Потоки раствора из цилиндров суммируются в напорном коллекторе 13. Для сглаживания пульсаций бурового раствора на насосе установлены пневмокомпенсаторы, на входном коллекторе 1, 19 и на выходном 18.

Подача смазки на поверхности трения производится принудительно от шестеренчатого насоса 31, а зубчатая передача и шатунные подшипники смазываются окупанием. Кроме этого, опорные подшипники кривошипно-ползунного механизма и трансмиссионного вала имеют дублирующую систему смазки, осуществляемую самотеком из накопительных лотков. Шестеренчатый насос с приводом от зубчатого колеса 23 расположен в картере. Распределение смазки по точкам производится гидроаппаратурой блока распределения, там же располагаются контрольно-измерительные приборы 30. С включением в работу бурового насоса автоматически включается система смазки и блок охлаждения 20 цилиндропоршневых групп.

При превышении предельного давления срабатывает предохранительный клапан 8 и давление снижается до безопасного уровня, одновременно происходит отключение привода насоса.

Блок охлаждения цилиндропоршневых групп обеспечивает импульсную подачу смазочно-охлаждающей жидкости в зону трения пары *втулка — поршень* через кожух 3 штока (рис. 111) для отвода тепла, уменьшения коэффициента трения скольжения, очистки зеркала скольжения втулки от абразивных частиц, содержащихся в буровом растворе, и образования гидрозатвора, предотвращающего попадание воздуха в цилиндры.

Буровые насосы УНБ-600, УНБТ-950, УНБТ-1180, НБТ-235, НБ-375, НБТ-600 и НБТ-950 могут работать в режиме самовсасывания, а также принудительного подпора на входе. Однако работа насоса в режиме самовсасывания может быть обеспечена только при достаточном кавитационном запасе, то есть потери давления на всасывающих ли-

ниях насосов не должны приводить к разрежению в приемном коллекторе, вызывающему образование в буровом растворе газовых пузырей. Для обеспечения устойчивой бескавитационной работы насоса необходимо в каждом конкретном случае установки насосов производить гидравлический расчет входного трубопровода. При недостаточном кавитационном запасе возникают явно выраженные гидравлические удары в цилиндрах, которые исключают безаварийную работу насосов.

Для работы насоса в режиме самовсасывания при его монтаже необходимо также обеспечить возможно более низкое положение всасывающих клапанов относительно уровня бурового раствора в емкостях, так как в этом случае можно получить коэффициент подачи насосов (отношение реальной подачи к теоретической), близкий к 1.

Буровые насосы УНБТ-600 и УНБТ-1500 рассчитаны на работу только в режиме принудительного подпора на входе. Режим работы бурового насоса с принудительным подпором на входе осуществляется с созданием давления на входе не менее 0,2 МПа, при помощи центробежных (подпорных) насосов. Для обеспечения устойчивой работы подпорных насосов их следует монтировать ниже уровня бурового раствора в емкостях. Внешний вид буровых насосов (поршневого и плунжерного) приведен на рис. 114, 115.

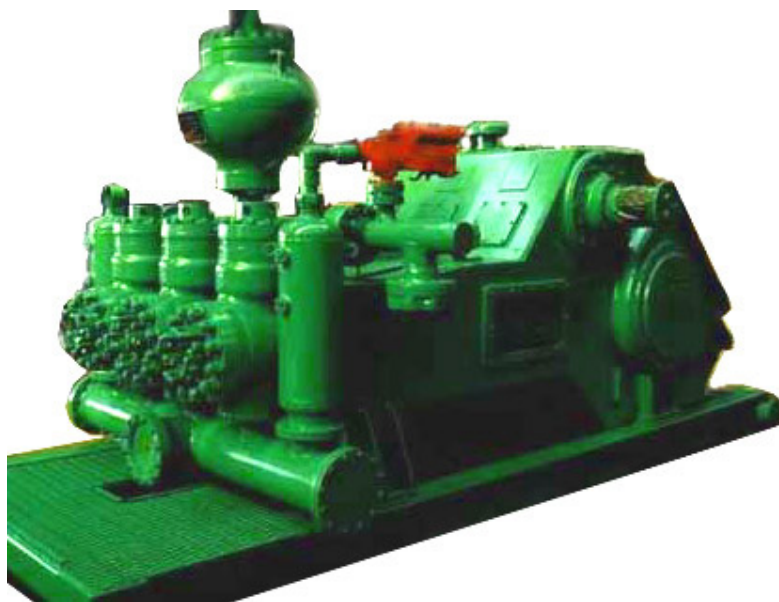


Рис. 114. Трехпоршневой буровой насос УНБТ-950А



Рис. 115. Буровой насосный агрегат (насос + приводной электродвигатель постоянного тока) с трёхплужерным насосом СИН-6

Напорная линия буровых насосов или манифольд предназначена для транспортирования бурового раствора от насоса до вертлюга. Имеет в своем составе напорные трубопроводы, задвижки и контрольные манометры. На рис. 116 изображен манифольд современных установок кустового бурения.

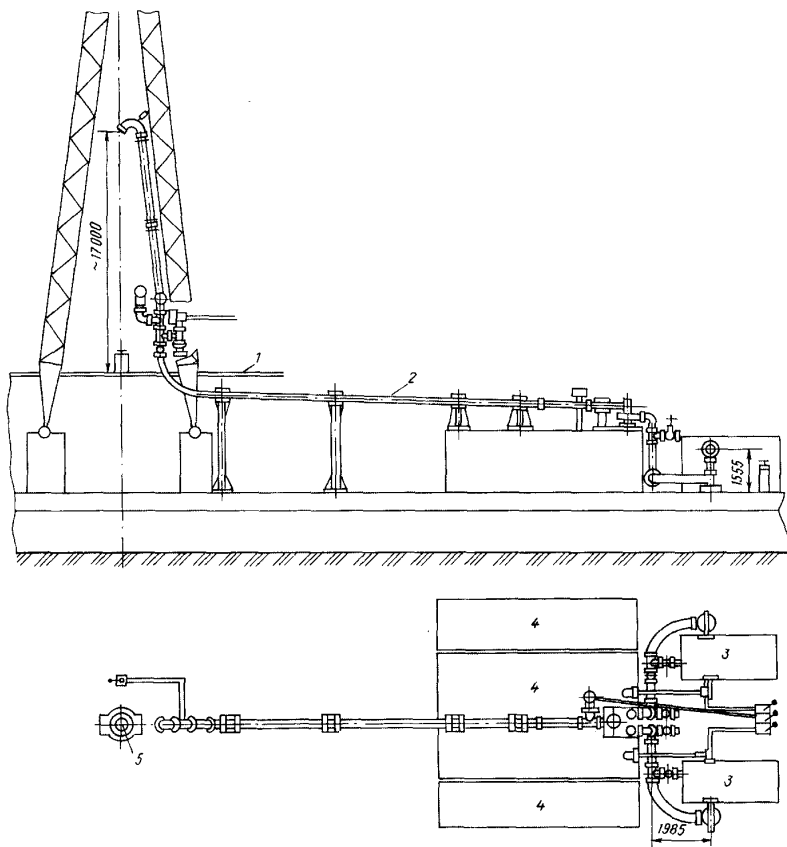


Рис. 116. Манифольд установок кустового бурения:

*1 – пол буровой;
2 – нагнетательный трубопровод;
3 – буровой насос;
4 – емкости ЦС;
5 – скважина*

Напорный трубопровод состоит из горизонтальной части, стояка, который смонтирован внутри мачты мачтовой вышки или вдоль панели башенной вышки, и гибкого напорного бурового рукава, соединяемого с отводом вертлюга. При монтаже манифольда используют трубы заводского изготовления или отработанные бурильные трубы. Соединение труб выполняют на сварке, с уплотнением на фланцах или на быстроразъемных соединениях. На некоторых буровых установках в манифольд устанавливают специальные линейные телескопические и угловые шаровые компенсаторы, которые обеспечивают температурные и монтажные компенсации размеров. Если такие компенсаторы не используются, то необходимо при монтаже обеспечить возможность свободного перемещения трубопроводов при колебаниях их температуры. На стояке, на уровне глаз, установлен манометр, который соединен со стояком через поршневой средоразделитель. Для измерения расхода бурового раствора и давления в манифольде монтируют также датчики компьютеризированных систем контроля технологических параметров.

Буровые гибкие рукава предназначены для подвода от стояка к вертлюгу промывочной жидкости. В буровых установках для бурения глубоких скважин применяют оплеточные буровые рукава (рис. 117) внутренним диаметром от 38 до 76 мм, рассчитанные на динамическое давление до 40 МПа. Буровые рукава этого типа изготавливают из нескольких слоев резины, спиральной оплетки из стальной проволоки, тросов, корда и металлической оплетки.

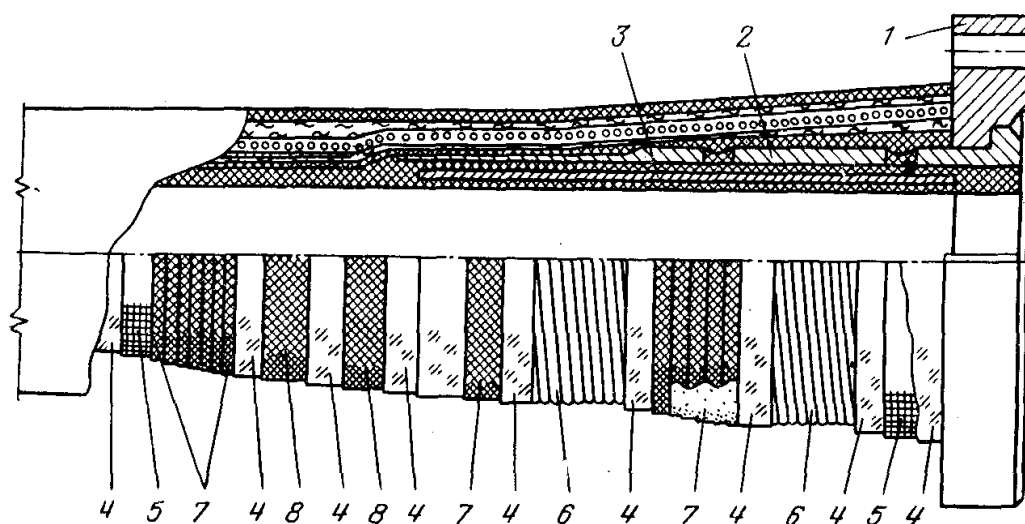


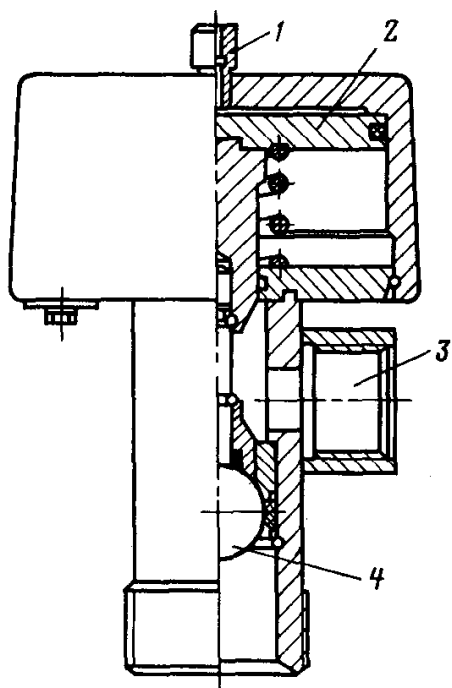
Рис. 117. Буровой рукав с фланцем:

1 — фланец; 2 — труба; 3 — втулка; 4 — резина; 5 — бреккер; 6 — оплетка спиральная из стальной проволоки; 7 — корд; 8 — металлическая плетенка

При монтаже буровой рукав страхуется тросом от падения, на случай порыва или разъединения.

На выходе насосов установлены отсекающие ручные задвижки или, на некоторых новейших буровых установках, запорно-распределительное устройство. Запорно-распределительное устройство представляет собой клапанный распределитель, который позволяет производить оперативное включение в работу одного или двух буровых насосов и их отключение. В запорно-распределительном устройстве используется клапанная группа с бурового насоса. Ручные задвижки установлены также на стояке и горизонтальном участке манифольда. Могут быть смонтированы отводы и дополнительные задвижки в соответствии со схемой обвязки буровых насосов, блоков приготовления и хранения растворов. В манифольде наиболее часто применяют так называемые бугельные задвижки. От запорно-распределительного устройства или отсекающих задвижек сделаны отводы на предохранительный клапан и пневмоуправляемую пусковую задвижку, называемую дроссельно-запорным устройством (ДЗУ), которую используют для пуска буровых насосов и плавного увеличения подачи промывочной жидкости в скважину. Разрез ДЗУ показан на рис. 118.

Манифольд имеет также приспособление для продувки воздухом. После монтажа он подвергается опрессовке буровыми насосами на давление в 1,5 раза больше максимального рабочего. По результатам испытаний составляется акт.



Всасывающие линии буровых насосов выполнены, как правило, из стальных труб обыкновенного качества диаметром 350—400 мм или выбракованных обсадных труб соответствующего диаметра. Диаметр труб соответствует или больше диаметра приемного коллектора буровых насосов. На всасывающих линиях устанавливают поворотные шибберные задвижки.

Рис. 118. Дроссельно-запорное устройство:

- 1 — штуцер для подвода сжатого воздуха;*
- 2 — пневматический цилиндр с поршнем;*
- 3 — выкид для раствора;*
- 4 — шаровой клапан*

4.5. Противовыбросовый комплекс буровой установки

В любой скважине возможен выброс, по этой причине на устье скважины обязательно устанавливают противовыбросовое оборудование.

Выброс из скважины можно определить как неконтролируемый приток на дневную поверхность находящегося под давлением пластового флюида. Выбросы не происходят неожиданно, а развиваются постепенно, когда гидростатическое давление бурового раствора падает ниже давления пластовых жидкостей. Пластовая жидкость поступает в ствол скважины, и начинается проявление. Если последнее не было зафиксировано, не были приняты меры по его ликвидации и скважина «заработала» с неконтролируемой интенсивностью, то такой процесс приводит к выбросу, а затем и к открытому фонтану.

Для предотвращения развития проявления в выброс и открытый фонтан на буровой установке монтируется комплекс специального оборудования для предотвращения выбросов. Такой комплекс называют противовыбросовым. Этот комплекс состоит из устьевого герметизирующего оборудования, его обвязки и системы управления. Обычно все оборудование этого комплекса называют противовыбросовым (ПВО). В более узком смысле противовыбросовым оборудованием называют комплект устьевого герметизирующего оборудования. Выбор противовыбросового оборудования осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических условий для выполнения следующих технологических операций:

- герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
- вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
- подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
- срезания бурильной колонны;
- контроля за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;
- спуска и подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

4.5.1. Состав и основные требования к монтажу противовыбросового оборудования

Существует большое разнообразие конструкций скважин и условий бурения, поэтому для обеспечения надежности охраны окружающей среды и недр Земли *схемы противовыбросового оборудования устья скважин* стандартизованы.

ГОСТ 13862–90 предусматривает десять типовых схем обвязки устья скважин противовыбросовым оборудованием, из которых две первых схемы относятся к подземному ремонту скважин на суше.

В зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления в скважине, содержания сероводорода в пластовом флюиде при бурении на суше правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности рекомендуются следующие четыре типовые схемы противовыбросового оборудования:

- схема 3 — с плашечным и универсальным превенторами, двумя линиями манифольда и одной крестовиной, с ручным управлением дросселями (рис. 119);
- схема 5 — трехпревенторная (один превентор универсальный) с двумя линиями манифольда и одной крестовиной, с ручным управлением дросселями (рис. 120);
- схема 6 — трехпревенторная (один превентор универсальный) с двумя линиями манифольда, одной крестовиной и комбинированной системой управления дросселями — ручной и гидравлической (рис. 121);

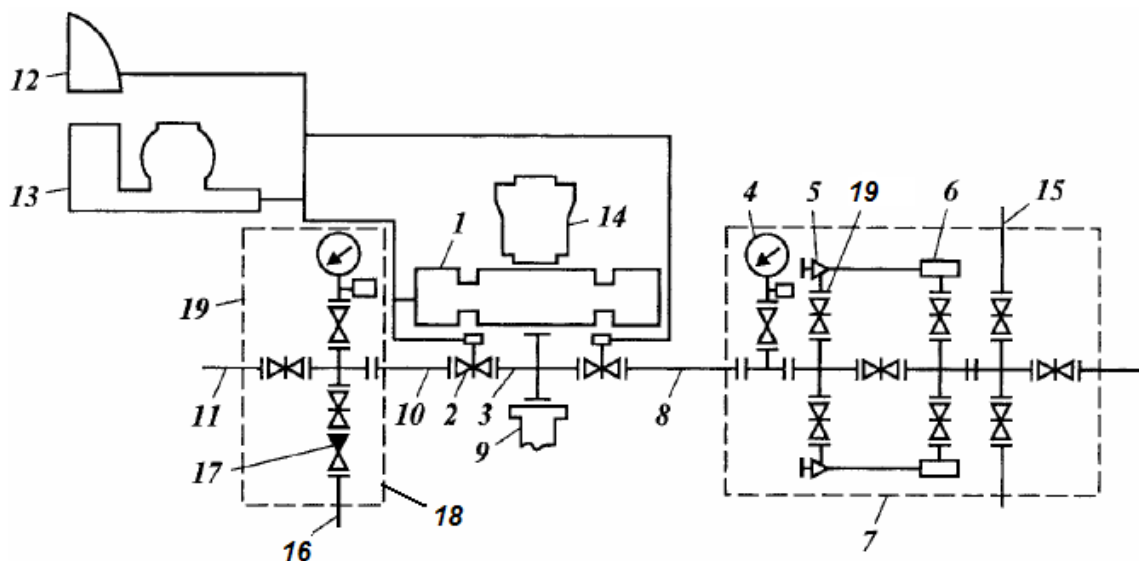


Рис. 119. Третья схема противовыбросового оборудования:

- 1 — плашечный превентор; 2 — задвижка с гидравлическим управлением;
 3 — устьевая крестовина; 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами;
 5 — дроссель, регулируемый с ручным управлением; 6 — гаситель потока;
 7 — блок дросселирования; 8 — линия дросселирования; 9 — колонная головка;
 10 — линия глушения; 11 — линия на насосный агрегат или прямой сброс;
 12 — вспомогательный пульт гидроуправления; 13 — станция гидропровода;
 14 — кольцевой превентор; 15 — линия к сепаратору; 16 — линия на буровые насосы;
 17 — обратный клапан; 18 — блок глушения; 19 — задвижка с ручным управлением

- схема 10 — четырехпревенторная (рис. 122 — один превентор универсальный, три плашечных превентора, в том числе один плашечный со срезающими плашками) с двумя крестовинами, четырьмя линиями манифольда и комбинированной системой управления тремя дросселями.

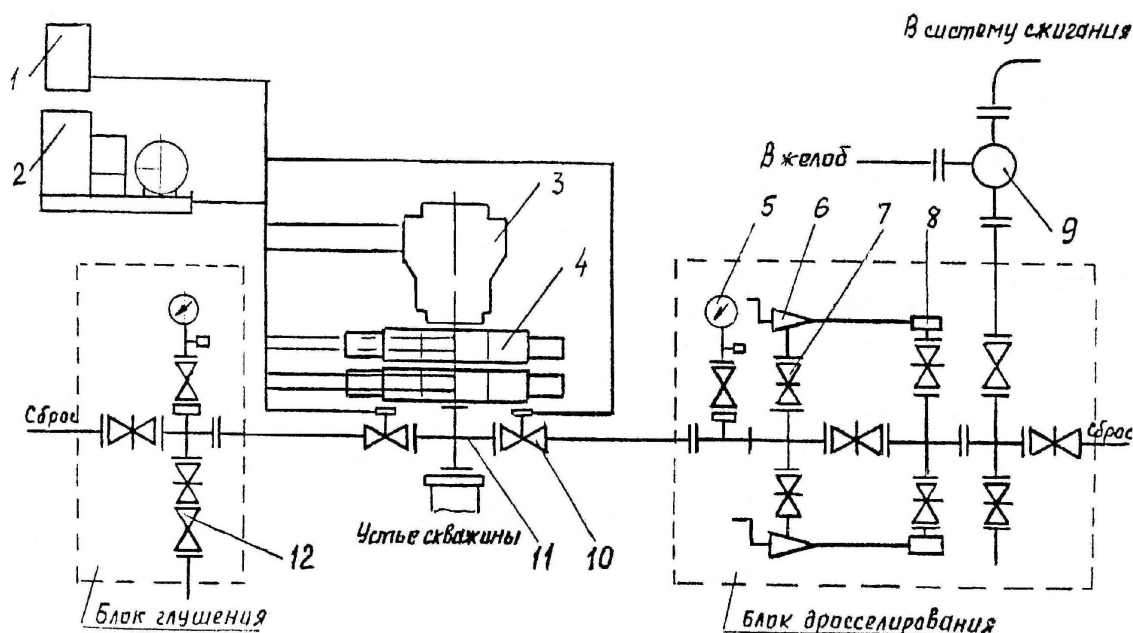


Рис. 120. Пятая схема противовыбросового оборудования:

1 — вспомогательный пульт; 2 — станция гидропривода; 3 — кольцевой превентор; 4 — плашечный превентор; 5 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 6 — дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 — задвижка с ручным управлением; 8 — гаситель потока; 9 — сепаратор; 10 — задвижка с гидравлическим управлением; 11 — устьевая крестовина; 12 — обратный клапан

Третью схему рекомендуется применять при вскрытии нефте- и водонасыщенных пластов с аномально низким пластовым давлением.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Шестую схему используют при вскрытии газовых, нефтяных и водяных пластов с аномально высоким давлением при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 35 МПа и объемном содержании сероводорода до 6 %.

Десятая схема должна быть использована в следующих случаях:

- при вскрытии пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более 6 %, а также с наличием сероводорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 35 МПа;

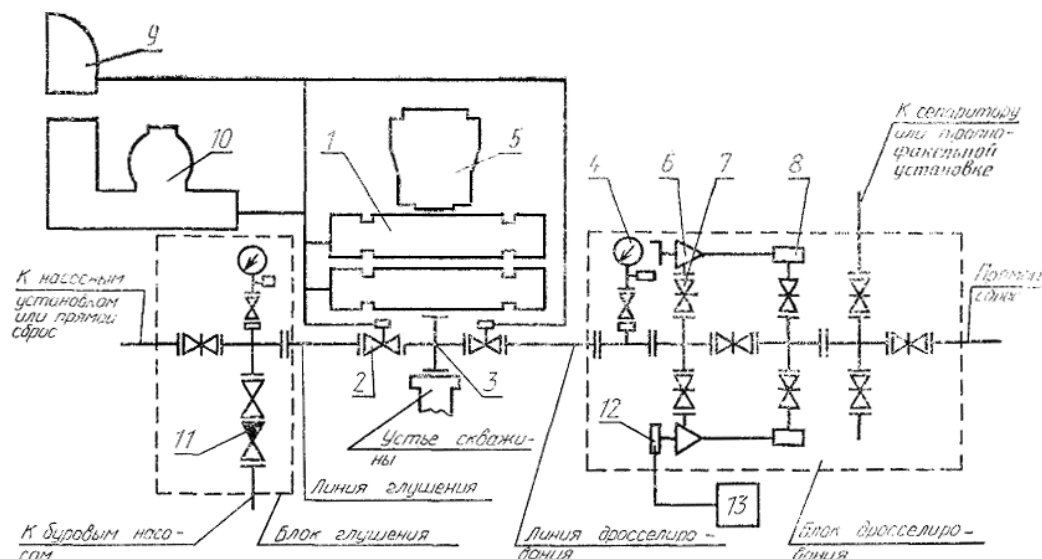


Рис. 121. Шестая схема противовыбросового оборудования:

- 1 — плащечный превентор; 2 — задвижка с гидравлическим управлением;
 3 — устьевая крестовина; 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 — кольцевой превентор; 6 — дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 — задвижка с ручным управлением; 8 — гаситель потока;
 9 — вспомогательный пульт; 10 — станция гидропривода;
 11 — обратный клапан; 12 — регулируемый дроссель с гидравлическим управлением;
 13 — пульт управления гидроприводным дросселем

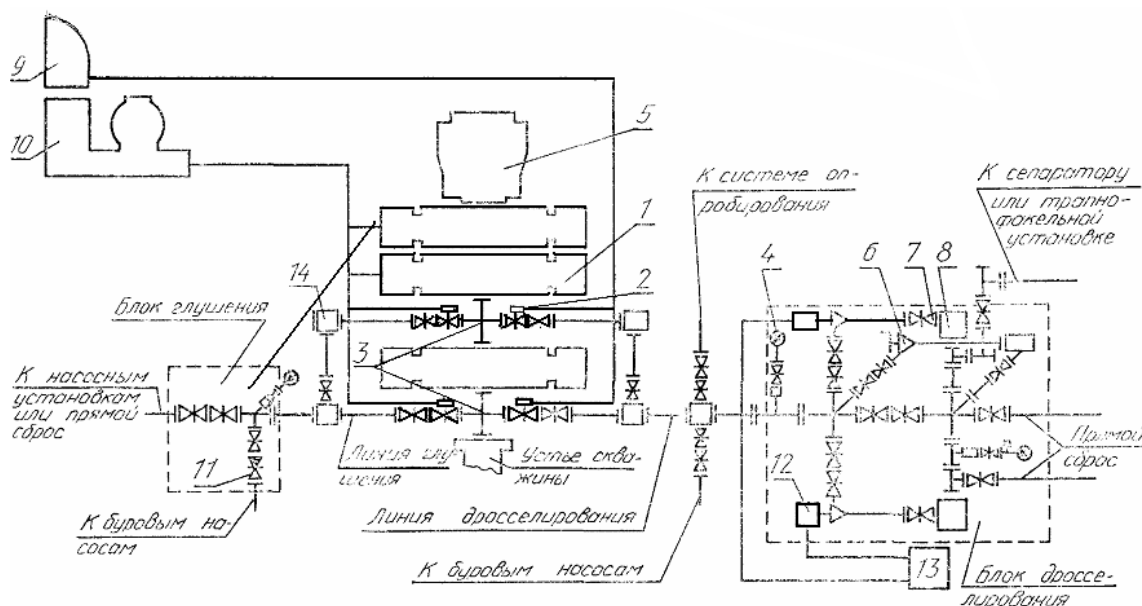


Рис. 122. Десятая схема противовыбросового оборудования:

- 1 — плащечный превентор; 2 — задвижка с гидравлическим управлением;
 3 — устьевая крестовина; 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 — кольцевой превентор; 6 — дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 — задвижка с ручным управлением; 8, 14 — гаситель потока;
 9 — вспомогательный пульт; 10 — станция гидропривода; 11 — обратный клапан;
 12 — регулируемый дроссель с гидравлическим управлением;
 13 — пульт управления гидроприводным дросселем

- при использовании технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении на загерметизированном устье.

Кроме того, десятую схему ПВО правила безопасности предписывают использовать при бурении всех морских скважин.

ПВО может не использоваться, когда вскрываемый скважиной разрез изучен и не имеет коллекторов. Краткая техническая характеристика противовыбросового оборудования, поставляемого заводами России, приведена в табл. 10.

Таблица 10

Основные параметры ПВО

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3–10), МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14 21 35 70	80	50; 65; 80	10, 5; 14; 21; 35	—
180	14 21 35 70 105				127
230	35 70				146
280	21 35 70 105				194
350	21 35 70				273
425	21 35				340
476	35 70				377
540	14 21				426

Условное обозначение противовыбросового оборудования, по ГОСТ 13862–90, состоит из слова «оборудование», шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и наименования нормативно-технического документа на поставку или стандарта:

- номер схемы, следующий за сокращением ОП;
- условный диаметр прохода ОП, мм;
- условный диаметр прохода манифольда, мм;
- рабочее давление, МПа;
- тип исполнения изделия по коррозионной стойкости — в зависимости от скважинной среды;

- обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП6-280/80х35 ГОСТ 13862—90. То же для ОП по схеме 10 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм, превентором с перерезывающими плашками и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП10с-280/80х70 ГОСТ 13862—90.

Устьевая или стволовая часть ПВО устанавливается на кондуктор и промежуточную колонну, при бурении ниже которых возможны газонефтеводопроявления, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ со вскрытым пластом. Оно может герметизировать скважину как при наличии в ней бурильных труб, так и при их отсутствии.

Устьевое противовыбросовое оборудование состоит из следующих основных узлов: колонного фланца или колонной головки; крестовины; превенторов; надпревенторной катушки; станции гидроуправления превенторами и задвижками, состоящей из основного и вспомогательного пультов и ручных приводов.

На проявляющую скважину воздействуют через *манифольд* — обвязку устьевого ПВО. Манифольд в составе ПВО предназначен для организации циркуляции бурового раствора с регулируемым противодавлением на пласт при вымыве поступившего в скважину пластового флюида во время глушения скважины утяжеленным буровым раствором, для глушения скважины созданием давления в ней с помощью насосных агрегатов и сброса поступившего пластового флюида на утилизацию.

Манифольд состоит из коренных задвижек с ручным или гидравлическим управлением, линий дросселирования и глушения, которые соединяются со стволовой частью оборудования для герметизации устья скважины, и представляет собой систему трубопроводов и арматуры (задвижки и регулируемые дроссели с ручным и гидравлическим управлением, манометры и др.). При необходимости в состав манифольда может включаться сепаратор высокого давления и траппно-факельная установка.

Линия глушения соединяется с буровыми насосами и служит для закачки в скважину утяжеленного раствора по межтрубному пространству. При необходимости линия глушения используется для слива газированного бурового раствора в камеру-дегазатор циркуляционной системы буровой установки.

Линия дросселирования служит для слива бурового раствора и отбора флюидов из скважины с противодавлением на пласт, а также для закачки в скважину жидкости с помощью цементируемых агрегатов. В схеме на рис. 122, применяемой при бурении скважин с повышенной опасностью нефтегазопроявлений, верхняя линия дросселирования служит резервной.

Сепаратор высокого давления предназначен для отделения газа и нефти от бурового раствора при вымыве пластового флюида.

Траппно-факельная установка предназначена для сбора и утилизации через сжигание горючего пластового флюида, поступившего в скважину при проявлении.

Оперативное дистанционное гидравлическое управление устьевым герметизирующим оборудованием, а также элементами манифольда предназначено для управления герметизацией скважины и созданием противодавления на пласт. Оно состоит из труб и узлов обвязки и двух пультов гидроуправления. После монтажа манифольда установку обвязывают трубами и узлами системы гидравлического управления, а также монтируют основные и вспомогательные пульты гидроуправления.

Основной пульт управления располагается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный пульт монтируют непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных или газонефтеводопроявляющих пластов.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов устанавливаются в легкодоступном месте. Карданные валы плашечных превенторов ориентируют при установке в направлении места установки ручного привода.

К противовыбросовому оборудованию относятся также элементы компоновки бурильной колонны, исключаящие поступление пластового флюида при проявлении через бурильную колонну, — обратные клапаны и шаровые краны, устанавливаемые перед вскрытием продуктивного пласта. По требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности при вскрытии нефтяных и газовых пластов с нормальным давлением на буровой должно быть 2 крана — один рабочий, устанавливаемый между ведущей трубой и предохранительным переводником, другой — резервный. В случае вскрытия нефтегазовых пластов с АВПД, содержащих сероводород, на буровой должно быть 3 шаровых крана: два — рабочих и один — резервный. Один кран устанавливают между вертлюгом и ведущей трубой, а другой — между ведущей трубой и предохранительным переводником. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана. Первый клапан является рабочим, второй — резервным.

4.5.2. Устьевая часть противовыбросового оборудования

В состав устьевой части противовыбросового оборудования, которую устанавливают на колонную головку или колонный фланец кондуктора (промежуточной колоны), входит следующее оборудование:

- нижняя фланцевая катушка (при необходимости);
- крестовина (одна или две, в зависимости от использованной схемы ПВО);
- превенторы (плащечные и универсальный), количество которых определяется выбранной схемой ПВО;
- межпревенторная фланцевая катушка (при необходимости);
- верхняя фланцевая катушка (при необходимости).

Над устьевой частью ПВО монтируют сливную воронку, которую обвязывают с желобом циркуляционной системы.

Технические и эксплуатационные параметры превенторов и превенторных установок, которые производятся на территории России, приведены в табл. 11. Сюда входят: плащечные превенторы ППГ, сдвоенные плащечные превенторы ППГ2; универсальные кольцевые превенторы ПУГ, ПУ, ПК; универсальные сферические превенторы ПУС, ВУГП; вращающиеся превенторы кольцевые ПВ и сферические ВУГП, ПВУ, а также превенторные установки ОП5.

Таблица 11

*Технические и эксплуатационные параметры превенторов
и превенторных установок для бурения скважин,
выпускаемых в России*

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа		Плашки сменные под трубы, мм, диаметром	Габаритные размеры, мм		
			рабочее	пробное		длина	ширина	высота
ППГ	ППГ-180х21	180	21	42	42, 48, 60; 63; 73; 89; 102; 114; 127	—	—	355
	ППГ-180х35	180	35	70	60; 63,5; 73; 89; 102, 114	—	—	385
	ППГ-230х35	230	35	50	73; 89; 102; 114; 127; 146; 168	2700	—	540
	ППГ-230х70	230	70	105	73; 89; 102; 114; 127; 146	2700	—	550
	ППГ-280х35	280	35	70	102; 114; 127; 146; 168; 178; 194	3100		560
	ППГ-280х70	280	70	105	102; 114; 127; 146; 168; 178	3100	—	580

Продолжение табл. 11

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа		Плашки сменные под трубы, мм, диаметром	Габаритные размеры, мм		
			рабочее	пробное		длина	ширина	высота
ППГ	ППГ-350х35	350	35	70	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	3200	—	600
	ППГ-350х70	350	70	105	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245	3200	—	640
	ППГ-425х21	425	21	42	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273, 299	3600	—	580
	ППГ-425х35	425	35	70	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	3600	—	600
ППГ2	ППГ2-180х21	21	42		42, 48, 60, 73, 89, 102, 114	2068	669	540
	ППГ2-180х35	35	70					
	ППГ2-180х70	21	42					
	ППГ2-180х105	35	70					
	ППГ2-230х21	21	42		48, 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146, 168	2204	732	600
	ППГ2-230х35	35	70					
	ППГ2-230х70	70	105					
	ППГ2-280х21	21	42		73, 89, 102, 114, 127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245	—	—	—
	ППГ2-280х35	35	70					
	ППГ2-280х70	70	105					
	ППГ2-280х105	105	157		114, 127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 273	—	—	—
	ППГ2-350х21	21	42					
	ППГ2-350х35	35	70					
	ППГ2-350х70	70	105		140, 146, 168, 178, 194, 219	—	—	—
	ППГ2-350х105	105	157					
	ППГ2-425х21	21	42					
	ППГ2-425х35	35	70					
	ППГ2-476х21	21	42		168, 178, ..., 377 178, 194, ..., 426	—	—	—
	ППГ2-540х21	21	42					
ПУ1	ПУ1-230х35	230	35	64	0; 33; 60; 63,5; 73; 89;	950	—	1110
	ПУ1-230х7	230	70	105	114; 127; 141; 146; 168;	1330	—	1482
	ПУ1-230х105	230	105	155	178; 194 197; 203; 219;	1550	—	1520
	ПУ1-350х35	350	35	64	245; 273	1330	—	1480
ПУГ	ПУГ-156х21	156	21	42	0; 60; 63,5; 73; 89; 114;	—	—	—
	ПУГ-180х21	180	21	42	127 0; 60; 63,5; 73; 89; 114; 127; 141; 146	—	—	—

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа		Плашки сменные под трубы, мм, диаметром	Габаритные размеры, мм		
			рабочее	пробное		длина	ширина	высота
ПК	ПК-180х35	180	35	70	0...146	—	—	—
	ПК-230х35	230	35	70	0...194	—	—	—
	ПК-230х35/70	230	35/70	105	0...194	—	—	—
	ПК-280х35	280	35	70	0...245	—	—	—
	ПК-280х70	280	70	105	0...245	—	—	—
	ПК-350х35	350	35	70	0...324	—	—	—
	ПК-350х35/70	350	35/70	105	0...324	—	—	—
	ПК-425х21	425	21	42	0...407	—	—	—
	ПК-425х35	425	35	70	0...407	—	—	—
ПУС	ПУС-230х35	230	35	70	0...194	1060	—	935
	ПУС-350х35	350	35	70	0...324	1170	—	1105
ПВ	ПВ-280х14	280	14 Вращ. 7	21	114; 127; квадрат 112, 140; шестиг. 108, 133,4	—	—	—
ПВУ	ПВУ-180х35	180	35	70	0...176 0...226	—	—	—
	ПВУ-230х35	230	35	70		—	—	—
ВУГП	ВУГП-140х14	140	14	28	0...137	—	—	—
	ВУГП-140х21	140	21	42		—	—	—
	ВУГП-140х35	140	35	70		—	—	—
	ВУГП-156х14	156	14	28	0...152	—	—	—
	ВУГП-156х21	156	21	42		—	—	—
	ВУГП-156х35	156	35	70		—	—	—
	ВУГП-180х21	180	21	42	0...176	—	—	—
	ВУГП-180х35	180	35	70		—	—	—
	ВУГП-230х21	230	21	42	0...226	—	—	—
	ВУГП-230х35	230	35	70		—	—	—
	ВУГП-280х21	280	21	42	0...276	—	—	—
	ВУГП-280х35	280	35	70		—	—	—
	ВУГП-350х21	350	21	42	0...346	—	—	—
	ВУГП-350х35	350	35	70		—	—	—
ОП5	ОП5-180/80х35	180	35	52,5	42, 48, 60, 73, 89, 102, 114	2000	—	2425
	ОП5-230/80х35	230	35	52,5	73; 89; 102; 114; 127; 146; 168	2762	—	2525
	ОП5-230/80х70	230	70	105	102; 114; 127; 146; 168; 178; 194	2607	—	3242
	ОП5-280/80х35	280	35	52,5	114; 127; 146; 168	3700	—	2910
	ОП5-280/80х70	280	70	105	178; 194; 197; 203	3044	—	3298
	ОП5-350/80х35	350	35	52,5	219; 245; 273	3112	—	3131
	ОП5-350/80х70	350	70	105	114; 127; 146; 168	3200	—	3790
	ОП5-425/80х21	425	21	42	178; 194; 197; 203	3524	—	3185
	ОП5-425/80х35	425	35	52,5	219; 245; 273, 299	3600	—	3480

Превенторы и превенторные сборки, в исполнении для холодного климата, обогреваются в зимнее время с помощью пара или встроенной системой электрического обогрева. При необходимости превенторы производят в коррозионно-стойком исполнении. Кроме перечисленных в табл. 10 превенторов и превенторных установок российского производства, буровые компании используют также ПВО, произведенное в Украине, Азербайджане и дальнем зарубежье.

4.5.2.1. Устройство и принцип действия плашечного превентора

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья скважины с целью предупреждения выброса или открытого фонтанирования, как при наличии бурильной или обсадной колонны в скважине, так и без нее. Превенторы выпускаются со сменными трубными плашками под бурильные и обсадные трубы условным диаметром от 73 до 426 мм и глухими плашками для полного закрытия скважины при отсутствии в ней колонны. Для бурения на суше применяют однокорпусные одинарные и сдвоенные плашечные превенторы с двойной системой перемещения плашек: гидравлической и механической. Один из вариантов исполнения одинарного превентора типа ППГ (рис. 123) состоит из корпуса 1, внутри которого перемещаются плашки, и крышки 4 с гидроцилиндрами 5. Корпус 1 представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую проходное вертикальное отверстие и сквозную горизонтальную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Перекрывающие устье скважины плашки комплектуются под определенный размер трубы. При отсутствии в скважине бурильных труб устье перекрывается глухими плашками.

Трубные плашки предназначены для перекрытия пространства вокруг бурильных труб, НКТ и обсадных труб определенного размера.

Плашки превентора состоят из корпуса 13, сменных вкладышей 12 и резинового уплотнения 11. Плашку в собранном виде насаживают на Г-образный выступ штока 7 и вставляют в корпус превентора. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками гидроцилиндров 4, шарнирно-подвешенными на корпусе. Крышка к корпусу крепится шпильками и гайками 2, 3. Такая конструкция крышек позволяет удобно и быстро заменять плашки, не демонтируя превентор с устья, даже при наличии колонны в скважине.

Специальные треугольные выступы на вкладышах плашек обеспечивают принудительное центрирование труб при закрытом превенторе.

Каждая плашка перемещается поршнем 6 гидравлического цилиндра 5. Масло от коллектора 10 по стальным трубкам 8, 9 и через пово-

ротное ниппельное соединение под давлением поступает в гидроцилиндры.

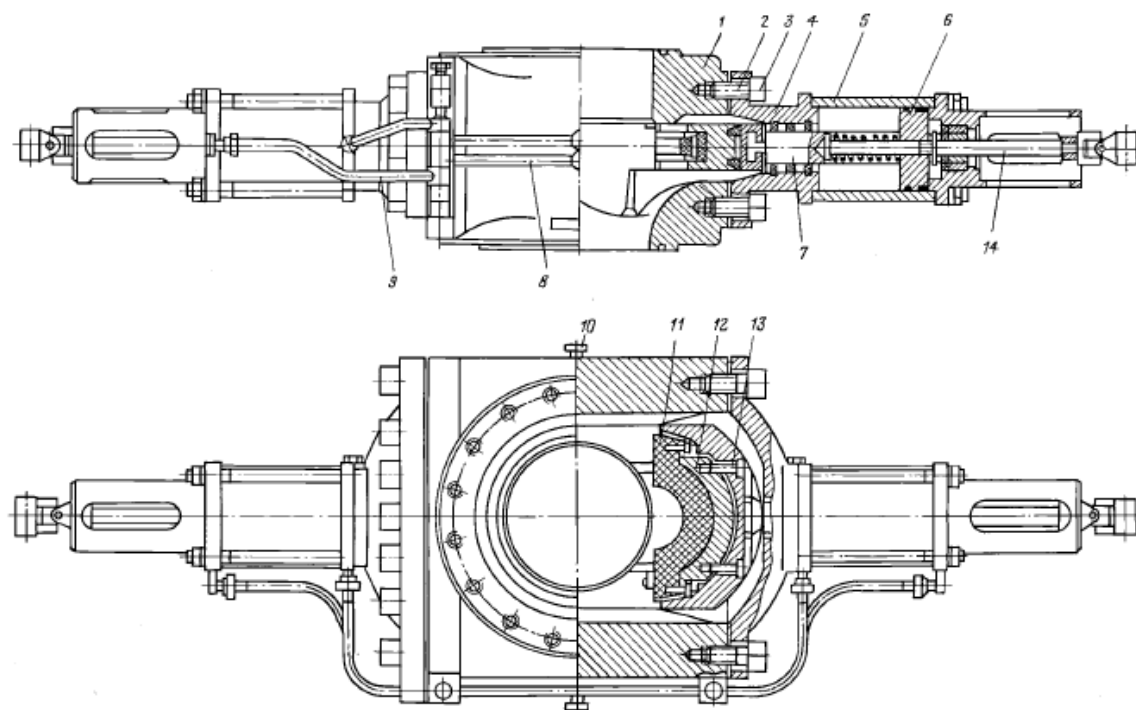


Рис. 123. Устройство плашечного превентора ППГ:

1 – корпус; 2 – шпилька; 3 – гайка; 4 – крышка; 5 – гидроцилиндр; 6 – поршень; 7 – шток; 8, 9 – стальные трубки обвязки гидроцилиндров с поворотным ниппельным устройством; 10 – коллектор; 11 – уплотнение плашки; 12 – вкладыш плашки; 13 – корпус плашки; 14 – шлицевой вал

Полость плашек превентора в зимнее время (при температуре минус 5 °С и ниже) обогревается паром, подаваемым в паропроводы. Поршень со штоком, крышка и цилиндры уплотняются при помощи резиновых колец.

Конструкция плашек предусматривает их быструю смену, позволяет выдерживать давление в стволе скважины и обеспечивает необходимое уплотнение при падении давления в системе гидравлического управления. Перемещение плашек вручную осуществляется вращением штурвала. Открывать превентор вручную нельзя, т. к. винтовое соединение имеет одностороннее действие. Чтобы открыть превентор, закрытый вручную, необходимо полностью отвинтить втулку, вращая ее шлицевым валом 14 до упора, а затем с помощью гидропривода открыть превентор.

Плашечные превенторы позволяют расхаживать бурильную колонну на длину трубы между посадками или замковыми соединениями.

В превенторных установках, собранных по схеме № 5, предусматривается один рабочий превентор с трубными плашками, а другой резервный с глухими плашками. Глухие плашки аналогичны трубным плашкам, за исключением уплотняющих элементов: резиновые вставки не имеют вырезов. Они предназначены для перекрытия ствола, когда в нем отсутствуют бурильные и обсадные трубы.

Резервный превентор с глухими плашками устанавливается ниже рабочего превентора с трубными плашками, что позволяет производить в безопасных условиях ремонт рабочего превентора и замену плашек.

Срезающие плашки представляют собой один из видов глухих плашек, которые могут срезать трубу и перекрыть открытый ствол.

Имеется также вариант исполнения плашечного превентора (рис. 124), в котором крышки 3 с гидроцилиндрами отводятся от корпуса 1 плашечного превентора на цилиндрических направляющих 2 вручную или с помощью гидропривода.

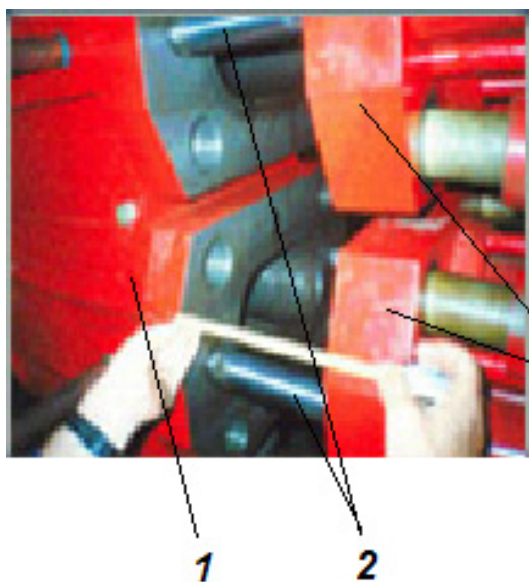


Рис. 124. Вариант крепления крышек плашечного превентора ППГ2

4.5.2.2. Устройство и принцип действия универсального превентора

Универсальный превентор предназначен для повышения надежности герметизации устья скважины. Его основной рабочий элемент — мощное кольцевое упругое уплотнение, которое при открытом положении превентора позволяет пропускать колонну бурильных труб, а при закрытом положении сжимается в радиальном направлении, вследствие чего резиновое уплотнение обжимает трубу (ведущую трубу, замок) и герметизирует кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами. Эластичность резинового уплотнения позволяет закрывать превентор на трубах различного диаметра, на замках, УБТ и

полностью перекрывать проходное отверстие. Применение универсальных превенторов дает возможность вращать и расхаживать колонну при герметизированном кольцевом зазоре.

Кольцевое уплотнение сжимается под воздействием гидравлического усилия на уплотняющий элемент через специальный кольцевой плунжер (поршень). Существуют два способа обжатия кольцевого уплотнения универсального превентора вокруг элементов буровой колонны: 1) путем сжимающего радиального воздействия конической части самого поршня; 2) за счет радиального сжимающего усилия со стороны сферической поверхности крышки превентора (при осевом усилии поршня на кольцевой уплотнительный элемент). Эти способы реализуются в двух типах универсальных превенторов: ПУГ, ПУ, ПК (рис. 125, а) и ПУС (рис. 125, б).

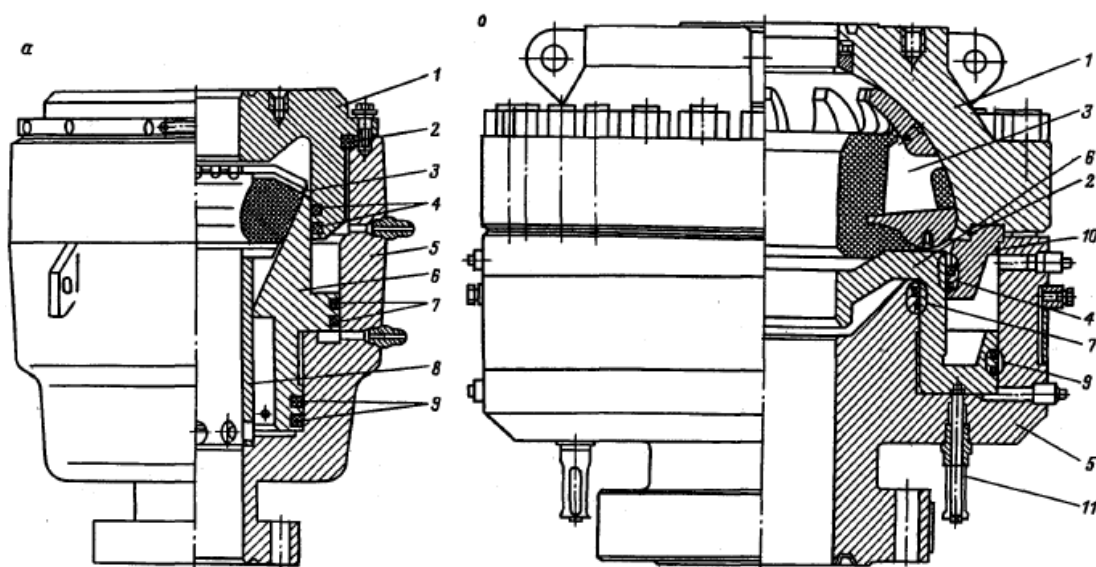


Рис. 125. Универсальные превенторы:

1 — крышка; 2, 4, 7, 9 — уплотнительные манжеты между элементами превентора; 3 — кольцевой резиновый уплотнитель; 5 — корпус; 6 — плунжер (поршень); 8 — втулка

Корпус 5 и крышка 1 представляют собой стальные цилиндрические отливки, соединенные при помощи прямоугольной резьбы на шпильках с гайками или болтах. Уплотнитель 3 — массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками двутаврового сечения, которые придают уплотнителю значительную жесткость. Плунжер (поршень) 6 ступенчатой формы с центральным цилиндрическим или конусным отверстием.

Плунжер (поршень), корпус и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры, изолированные манжетами 4, 7, 9. Эти камеры через отверстия в корпусе соединены с установкой гидравлического

управления. Нижняя (запорная) камера предназначена для закрытия превентора, а верхняя (распорная) — для его открытия.

При нагнетании масла под давлением в запорную камеру плунжер движется вверх и обжимает уплотнитель либо непосредственно конической поверхностью (рис. 125, *а*), либо путем преобразования осевого усилия поршня на уплотнитель в радиальное сжимающее усилие со стороны сферической поверхности крышки превентора (рис. 125, *б*). При этом герметизируется любая часть колонны, оказавшаяся в зоне уплотнителя, или перекрывается вся скважина при отсутствии в ней колонны труб.

При нагнетании масла в распорную камеру закрытого превентора плунжер из верхнего положения перемещается вниз, вытесняя жидкость из запорной камеры в сливную линию гидравлического управления. Уплотнитель при этом разжимается и принимает первоначальную форму.

Кольцевой уплотнитель позволяет:

- протаскивать колонны общей длиной до 2000 м с замками или муфтами с конусными фасками под углом 18°;
- расхаживать и проворачивать колонну;
- многократно открывать и закрывать превентор.

Конструкция превентора допускает замену уплотнителя без его демонтажа. Время закрытия универсального превентора гидроприводом — 10 секунд.

При работе превентора в зимнее время (при температуре окружающей среды ниже 0 °С) его корпус обогревают паром. Для этого в корпусе выполнены специальные каналы.

4.5.2.3. Устройство и принцип действия вращающегося превентора

Вращающиеся гидравлические превенторы являются частью противовыбросового оборудования нефтяных и газовых скважин и предназначены для герметизации устья при длительном вращении, расхаживании и протаскивании колонны бурильных труб с замковыми соединениями, а также ведущих труб различного сечения. Эти превенторы расширяют технологические возможности при бурении и капитальном ремонте скважин, давая возможность вскрытия продуктивных пластов на равновесии и депрессии с использованием аэрированных жидкостей и пенных систем. Использование вращающегося превентора позволяет повысить безопасность проведения буровых работ, улучшить систему защиты окружающей среды. Вращающийся превентор ПВ, разрез которого представлен на рис. 126, представляет собой герметичное сопря-

жение двух основных элементов — вращающегося на радиальном роликоподшипнике 4 ствола 5 и верхней, быстросъемной, части корпуса 3. К нижнему срезу ствола крепится резиновый уплотнительный элемент 6, который самоуплотняется при возникновении избыточного давления на устье, исключая неконтролируемый выброс жидкости из скважины. Нижняя часть корпуса 1 имеет отвод для организации циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса 3 соединяется с нижней частью 1 байонетным соединением 2.

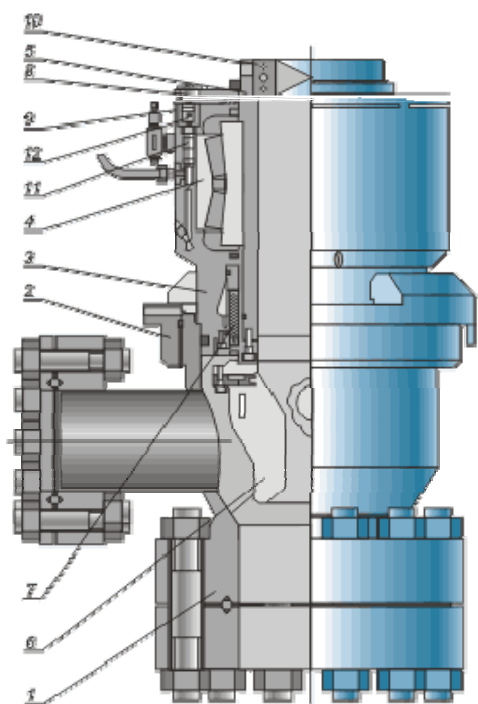


Рис. 126. Вращающийся превентор ПВ:

1 — корпус; 2 — гайка байонетная;
3 — корпус; 4 — роликоподшипник;
5 — ствол; 6 — элемент уплотнительный;
7 — уплотнение шевронное; 8 — крышка;
9 — фланец; 10 — вкладыш; 11 — насос;
12 — привод

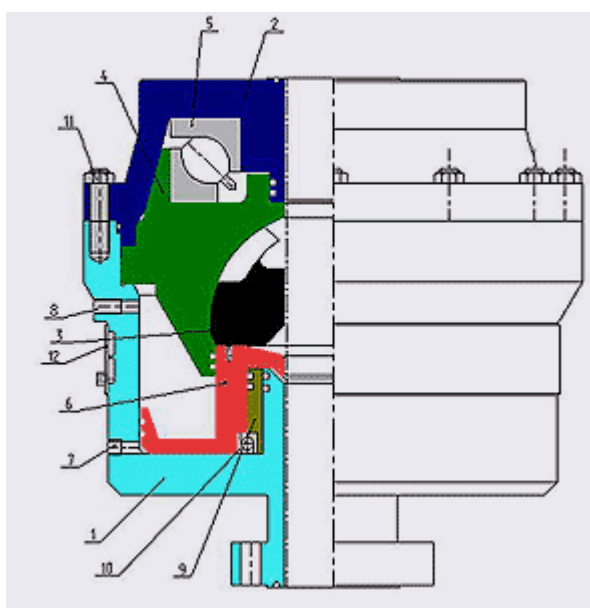


Рис. 127. Превентор вращающийся универсальный:

1 — нижний корпус; 2 — верхний корпус;
3 — уплотнительный элемент;
4 — внутренний корпус;
5 — упорный подшипник; 6 — поршень;
7, 8 — гидравлические каналы;
9 — гильза; 10 — радиально-упорный подшипник; 11 — крепёж;
12 — устройство паробогрева

Превентор вращающийся универсальный ПВУ и аналогичный ему по конструкции ВУГП (рис. 127) включает нижний корпус 1, верхний корпус 2, уплотнительный элемент 3, внутренний корпус 4, установленный в верхнем корпусе 2, упорный подшипник 5, поршень 6, гидравлические каналы 7 и 8, гильзу 9, радиально-упорный подшипник 10, крепежные элементы (шпильки с гайками) 11 и устройство парового обогрева 12. Для закрытия превентора подается рабочая жидкость под давлением через гидравлический канал 7 в полость под поршнем 6, поршень, двигаясь вверх, перемещает уплотнительный элемент 3, который обжимает трубу и обеспечивает герметичность устья скважины. Для открытия превентора рабочая жидкость подается через гидравлический канал 8 в полость над поршнем. Поршень, двигаясь вниз вместе с уплотнительным элементом 3, освобождает трубу и разгерметизирует скважину.

4.5.3. Манифольд в составе противовыбросового оборудования

Отечественная промышленность выпускает, в соответствии с ГОСТ 13862–90, манифольды в составе ПВО, имеющие различную комплектацию и схемные решения блоков дросселирования и глушения, в зависимости от схемы ПВО, с разными диаметрами трубопроводов высокого давления и трубопроводов низкого давления линий сброса пластового флюида на факелы.

Установлена следующая система обозначения манифольдов: М — манифольд; П — противовыбросовой; Б — буровой; 3–10 — номер схемы по ГОСТ 13862–90; 80 — условный диаметр трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм; 35 — рабочее давление, МПа; К2 — тип коррозионно-стойкого исполнения (в обычном исполнении не указывается).

Манифольды рассчитывают на рабочее давление 21, 35, 70 МПа. В зависимости от конструкций задвижек они бывают двух типов: МП — с клиновыми задвижками; МПП — с прямоточными задвижками. На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 70 МПа, устанавливается заводской блок с тремя регулирующими дросселями: два — с дистанционным гидравлическим и один — с ручным управлением. Во всех остальных случаях устанавливают не менее двух регулируемых дросселей, один из которых может иметь дистанционное гидравлическое управление.

Технические характеристики манифольдов, серийно выпускаемых отечественными заводами, приведены в табл. 12.

Таблица 12

Технические характеристики манифольдов

Показатели	Типоразмер манифольда					
	МПБ5-80х35	МПБ6-80х35	МПБ7-80х35	МПБ7-80х70	МПБ5-80х70	МПБ6-80х70
Условный диаметр, мм	80	80	80	80	80	80
Давление, МПа: • рабочее • пробное	35 70	35 70	35 70	70 105	70 105	70 105
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси				Газ, газоконденсат с содержанием H_2S до 6 %, механические примеси	
Максимальная температура скважинной среды, $^{\circ}\text{C}$	100		100	100	до 90	
Тип запорного устройства	Прямоточные шиберные задвижки					
	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х70 ЗМ-80Гх70	31/16" -10М с гидроприводом 31/16" -10М ручная	
Типы регулирующих устройств (дросселей): • с ручным управлением; • с гидроуправлением (с пульта ПДР 1 или ПДР 2)	ДР-80х35	ДР-80х35	ДР-80х35	ДР-80х70	31/16" -10М	31/16" -10М
	—	—	ДРГ-80х35	РГ-80х70	—	31/16" -10М
Масса (без сепаратора), кг	8628	9003	9650	14250		
Завод-изготовитель	ОАО «ВЗБТ»				Воронежский механический завод	

Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел измерений, на 30 % превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

После монтажа линии манифольдов превенторы подвергают гидроиспытаниям под давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее.

Установка сепаратора высокого давления в обвязку манифольда противовыбросового оборудования проводится в зависимости от конкретных условий и решается руководством предприятия при утверждении схемы обвязки и установки ПВО. Манифольды устанавливаются на рамах-салазках с телескопическими стойками, позволяющими регулировать высоту их расположения в пределах 0,65–1,25 м в зависимости от положения колонной головки на устье скважины. Высота расположения головки изменяется после спуска и цементировки каждой обсадной колонны. Высота разъемного желоба зависит от расстояния между фланцевой катушкой и ротором буровой установки. Трубопроводы высокого и низкого давления надежно закрепляют на специальных опорах. Линии сбросов на факелы должны быть направлены в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором $200 \text{ м}^3/\text{т}$ — не менее 30 м;
- нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{т}$ для газовых и разведочных скважин — не менее 100 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины. После блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

4.5.4. Схема управления оборудованием для герметизации устья скважины

Противовыбросовое оборудование управляется механической, гидравлической и электрической системами управления.

Исполнительными органами в ПВО являются гидравлические цилиндры или механические устройства, развивающие большие усилия, которые необходимы для перемещения рабочих органов превенторов — плашек или манжет для герметизации пространства между трубами и скважиной или всей скважины, а также открытия и закрытия задвижек на линиях манифольда. Для этих устройств необходимо быстро подводить значительную мощность, поэтому гидравлическое управление с давлением жидкости от 10 до 21 МПа, поступающей от гидропневматических аккумуляторов, получило наибольшее распространение.

Элементы электрической системы управления применяют только для включения или выключения электрического оборудования системы гидравлического управления ПВО.

Пульты управления предназначены для оперативного дистанционного управления превенторами и коренными гидрозадвижками манифольда для ПВО, используемого в бурении, выполнены с гидравлическим и ручным механическим управлением. Гидравлическое дистанционное управление осуществляется с основного пульта гидроуправления и пульта бурильщика, а механическое ручное управление плашечными превенторами — штурвалами, расположенными на уровне 1,5 м от поверхности земли и удаленными на расстояние 10—15 м от устья.

Схема управления оборудованием ОП5 для герметизации устья скважины 7 приведена на рис. 128. Оборудование представлено универсальным 2 и двумя плашечными превенторами 3, а также системой их обвязки.

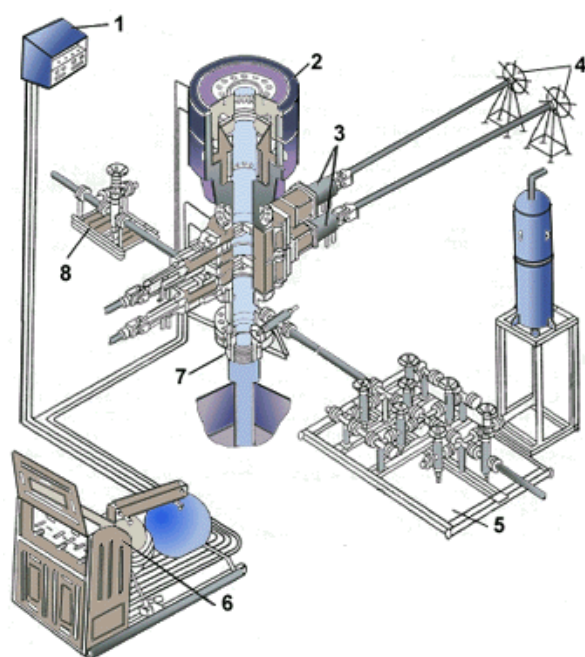


Рис. 128. Схема управления ПВО:

- 1 — вспомогательный пульт гидроуправления (пульт бурильщика);*
- 2 — универсальный превентор;*
- 3 — плашечные превенторы;*
- 4 — штурвалы управления;*
- 5 — блок дросселирования;*
- 6 — основной пульт гидроуправления;*
- 7 — колонная головка;*
- 8 — блок глушения*

Управление плашечными превенторами может осуществляться с ручного привода двумя штурвалами механического управления 4 на каждый превентор. Штурвалы управления выводятся на дощатый щит или металлическую будку. На щите делается надпись водостойкой краской: направление вращения, число оборотов штурвала для открытия и закрытия плашек, диаметр плашек. Делается метка, совмещение которой с меткой на штурвале соответствует закрытию превентора при последнем обороте штурвала.

Ручной привод применяется для закрытия плашечных превенторов при отсутствии электроэнергии и разряженном аккумуляторе, а также для фиксации закрытого положения плашек. Ручной привод рассчитан на закрывание превентора при давлении в скважине не более 20 МПа.

Открыть превенторы ручным приводом невозможно, так как винты привода имеют одностороннее действие.

Дистанционное гидроуправление плашечными и универсальными превенторами, а также гидрозадвижками на линиях дросселирования и глушения производится с пульта бурильщика 1 и с основного пульта 6. Линии дросселирования и глушения перекрывают дублирующими задвижками с ручным управлением, либо в конструкции гидрозадвижек предусматривают их ручное закрытие и открытие.

4.5.4.1. Гидравлическое управление

Гидравлическое управление предназначено для оперативного дистанционного управления превенторами и задвижками манифольда.

Каждая установка гидравлического управления имеет основной и вспомогательный пульта управления, насосно-аккумуляторную установку и соединительные трубопроводы. Пульта управления закрывают каждый превентор через систему трубопроводов и распределительные клапаны дистанционного управления. Вспомогательный пульт располагается непосредственно у пульта бурильщика на роторной площадке, а основной пульт выполнен в виде защищенного модуля и располагается на расстоянии 8–10 м от устья скважины. Основной пульт совмещен с насосно-аккумуляторной установкой, которая имеет в своем составе один или два пневмогидроаккумулятора. В качестве основных насосов в этих установках используют шестеренчатые, поршневые и плунжерные насосы. Насосно-аккумуляторные установки оснащают также вспомогательными насосами с ручным или пневматическим приводом. Рабочее давление отечественных станций гидроуправления варьирует от 10 до 25 МПа.

Технические характеристики производимых в настоящее время в России станций гидроуправления приведены в табл. 13.

В настоящее время наиболее широко применяют установки гидравлического управления ГУП-14 производства ООО «ВЗБТ», которые заменили производившиеся на этом предприятии станции гидроуправления ГУП-100Бр-1 и ГУП-100Бр-2. Установки ГУП-14 рассчитаны на рабочее давление противовыбросового оборудования 35 и 50 МПа

при давлении рабочей жидкости в системе 14 МПа, что обеспечивает большее быстроедействие превенторами, в сравнении со станциями ГУП-100Бр, которые имеют рабочее давление в гидросистеме 10 МПа.

Таблица 13

Технические характеристики станций гидроуправления

Показатели	Типоразмер станции гидроуправления				
	ГУП-14	СУ21-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ25-1250-ОПЮс
Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа	14	25	25	25	25
Количество точек управления, шт	6	8	8	8	8
Вместимость масляного бака, л	402	1500	1500	1400	1400
Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа	7,5	10	10	10	10
Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении, л	212	340	470	755	750
Тип основного насоса	аксиально-поршневой	плунжерный			
Тип привода вспомогательного насоса	ручной	пневматический			
Количество регулирующих клапанов, шт	1	2	2	2	2
Мощность электропривода основного насоса, кВт	11	34	34	34	17
Производительность основного насоса, л/мин	17,1 и 50,0	НД	НД	НД	НД
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	2090×1490×1770	4500×2100×2700	4500×2100×2700	4500×2100×2700	4650×2100×2660
вспомогательного пульта	440×1030×1883	760×410×200	760×410×200	760×410×200	570×180×730
Масса, кг:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	1530	5450	6000	7500	5700
вспомогательного пульта	194	25	30	30	27,5
комплекта трубопроводов длиной 30 м	НД	3500	3500	3500	3132

Система гидравлического управления ГУП-14 рассчитана на дистанционное управление тремя плашечными превенторами: одним универсальным и двумя гидрозадвижками. Управление осуществляется с двух взаимно заблокированных пультов: основного и вспомогательного.

Основной пульт (рис. 129) предназначен для управления превенторами и задвижками с безопасного места вне буровой. Электродвигатель привода насоса имеет автоматическое управление от электроконтактного манометра 3, электросистема которого регулируется на давление 14 МПа для включения и отключения электродвигателя. Для визуального контроля давления служат манометры 4, 6, 7.

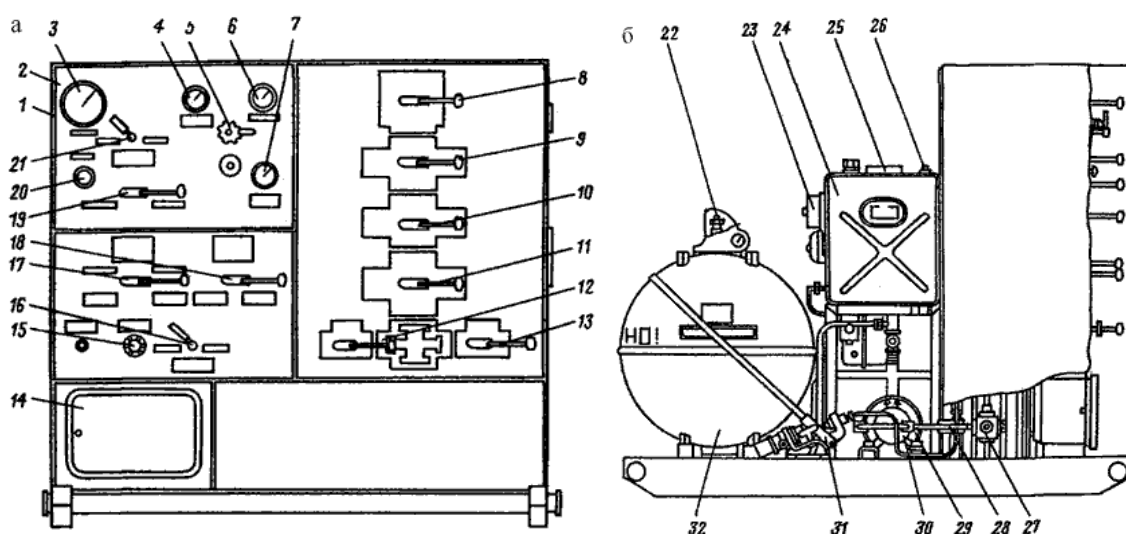


Рис. 129. Общий вид станции гидроуправления ГУП-14 с основным пультом: а – вид спереди; б – вид сбоку; 1 – корпус; 2 – панель приборов; 3, 4, 6, 7 – манометры; 5 – клапан редукционный; 8–13; 17–19 – рукоятки управления; 14 – электрооборудование; 15 – вентиль; 16, 21 – блок кранов; 20 – выключатель; 22 – вентиль; 23 – звонок громкого боя; 24 – бак масляный; 25 – заливная горловина; 26 – щуп; 27 – клапан предохранительный; 28 – обратный клапан; 29 – электродвигатель; 30 – насос аксиально-поршневой; 31 – насос ручной; 32 – пневмогидроаккумулятор

С основного пульта можно открывать и закрывать плашечные и универсальный превенторы и гидрозадвижки. Для этого рукоятку управления на основном пульте необходимо перевести в положение «Пульт основной».

Вспомогательный пульт предназначен для управления превенторной установкой непосредственно с рабочего места бурильщика. Для закрытия и открытия любого превентора и гидрозадвижек со вспомогательного пульта необходимо рукоятку управления на основном пульте перевести в положение «Пульт вспомогательный».

Гидропневматический аккумулятор на пульте служит для обеспечения системы управления превенторами необходимым запасом энергии и быстрого приведения их в действие (5–10 сек). Поэтому в аккумуляторе подается масло под давлением до 14 МПа при помощи аксиально-поршневого насоса 30, а при отключении электроэнергии — ручным насосом 31.

Внутри шарового сосуда аккумулятора размещается диафрагма, отделяющая рабочую жидкость (масло) от газа (азота), служащего пневматической пружиной для поддержания необходимого давления для приведения в действие превенторов. При поступлении жидкости в аккумуляторы азотный газ занимает меньший объем, что, в свою очередь, увеличивает его давление. Высокое давление газа способствует быстрому выпуску жидкости, в результате чего достигается эффективное закрытие превентора. Аккумулятор на выходе снабжен клапаном, который закрывается, когда давление жидкости уменьшается до некоторого предела.

Пневмогидравлическая схема станции гидроуправления ГУП-14 приведена на рис. 130.

Масло от основного пульта поступает в нагнетательную линию регулирующего клапана и одного из распределителей. Распределители, управляющие плашечными превенторами и задвижкой манифольда, подают масло в блокировочные цилиндры соответствующих распределителей на основном пульте, благодаря чему превенторы закрываются и задвижки открываются.

Распределитель, управляющий универсальным превентором, питается через регулирующий клапан, поэтому в этот превентор масло подается под давлением от 0 до 14 МПа, в зависимости от настройки клапана. Величина давления отмечается на манометре.

В случае возрастания давления в запорной камере универсального превентора (при расхаживании бурильной колонны или ее протаскивании) выше отрегулированного на клапане, избыточное количество масла через фильтр попадает в распределитель, далее в регулирующий клапан, а затем сбрасывается на слив. В процессе слива нагнетательная линия гидроуправления автоматически отсекается. При падении давления в запорной камере универсального превентора, ниже отрегулированного на клапане, недостающее количество масла поступает от гидроуправления через регулирующий клапан и распределитель.

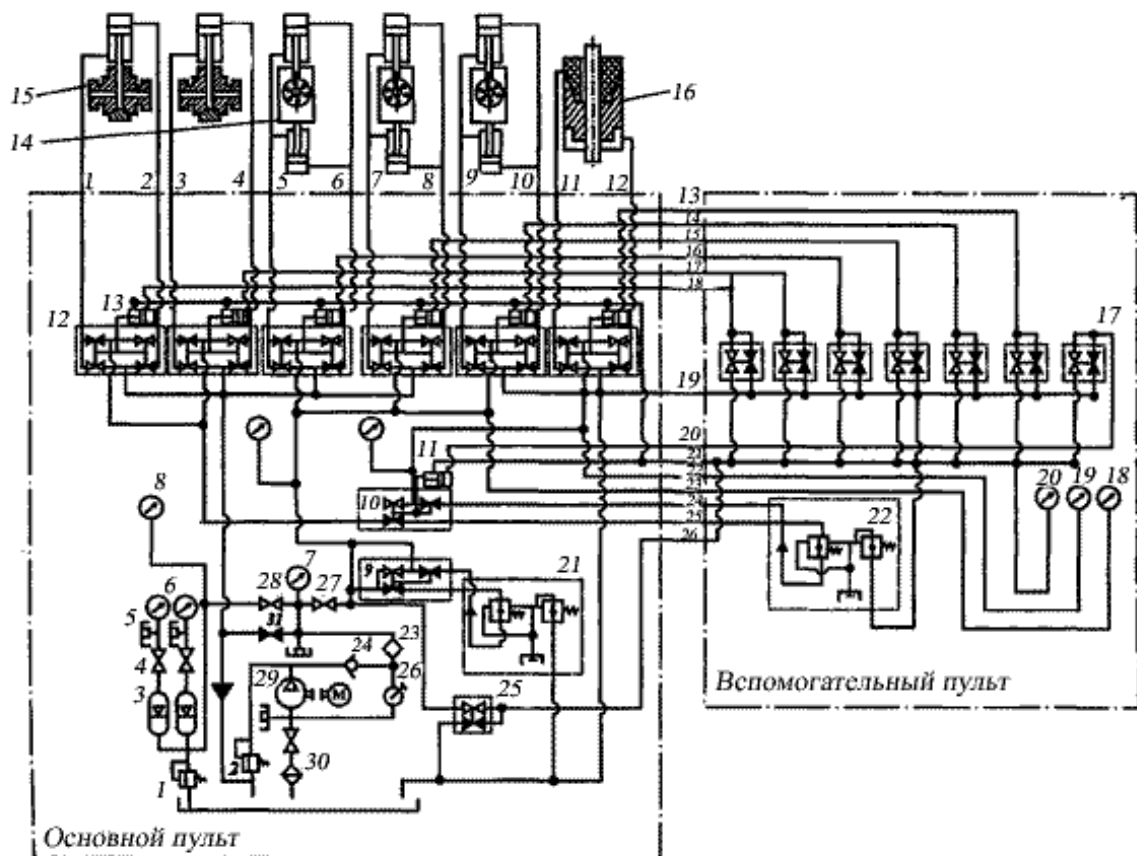


Рис. 130. Пневмогидравлическая схема управления задвижками и превенторами станции ГУП-14:

1, 2 – гидроклапаны предохранительные; 3 – пневмогидроаккумулятор; 4, 31 – вентили;
 5 – штуцер; 6, 8, 18, 19, 20 – манометры; 7 – электроконтактный манометр;
 9, 10, 12, 17, 25 – блок кранов; 11, 13 – цилиндры; 14, 16 – превенторы; 15 – задвижка;
 21, 22 – клапаны редукционные; 23, 30 – фильтры; 24 – клапан обратный;
 26, 29 – насосы; 27, 28 – краны запорные

4.5.5. Монтаж противовыбросового оборудования

Монтаж ПВО производят в соответствии со схемой, утвержденной руководством бурового предприятия, согласованной с территориальным органом Росгортехнадзора России, противофонтанной службой и заказчиком. Перед монтажом ПВО производят центрирование вышки. Устье скважины оборудуется твердым настилом. После этого монтируют стволовую часть ПВО, прошедшую очередную опрессовку водой на рабочее давление, указанное в паспорте, с использованием технических средств буровой установки. К превенторам подсоединяют паропроводы с таким наклоном, чтобы через них можно было обеспечить слив конденсата.

После монтажа стволовой части ПВО приступают к монтажу пультов гидроуправления. Основной пульт монтируют на расстоянии не ме-

нее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный пульт — непосредственно возле пульта бурильщика. Этот пульт подключается в режиме оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов. Будка основного пульта превентора должна быть изготовлена из листовой стали толщиной не менее 5 мм с жестким каркасом и в зимнее время должна обогреваться. Все соединительные трубопроводы и штуцера гидроуправления ПВО перед монтажом должны быть прочищены и продуты сжатым воздухом. Монтаж системы управления необходимо вести в соответствии с гидравлической схемой и маркировкой концов маслопроводов на пультах и превенторах.

Затем на специальных платформах или санных основаниях монтируются блоки дросселирования и глушения. Линии дросселирования и глушения и установленные на блоках задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины. Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30 % превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Последними монтируют выкидные линии манифольда. Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин. Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться буровой компанией по согласованию с заказчиком, территориальными органами Росгортехнадзора России и противofонтанной службой. Допускается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины, исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

В дополнение к ПВО, смонтированному на устье скважины, на мостках буровой установки необходимо иметь специальную опрессованную бурильную трубу с переводником и шаровым краном. Бурильная труба, переводник и шаровой кран должны быть окрашены в красный цвет. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на

буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. При вскрытии газовых пластов с АВПД на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй — между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй — резервным. Все шаровые краны и аварийные обратные клапаны должны быть не реже одного раза в год опрессованы на рабочее давление, указанное в паспорте.

4.5.6. Подготовка к работе превенторной установки

Для обеспечения исправной и надежной работы необходимо выполнять следующие условия:

- монтировать оборудование в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- проверять монтаж и проводить испытание оборудования на пробное и рабочее давление;
- систематически в процессе проводки скважины обслуживать оборудование и проводить пробные его испытания в установленные сроки, независимо от того используется оно или нет;
- по окончании бурения, если оборудование не будет сейчас же использовано, его необходимо очистить, проверить и законсервировать, а в случае неисправности — отремонтировать.

Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте, а после ремонта, если выполнялись сварочные работы и токарная обработка корпуса, — на пробное давление.

Превентор со срезающими плашками должен быть опрессован на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора должна быть проверена путем открытия и закрытия плашек.

После монтажа превенторной установки, после и до разбуривания цементного стакана превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой или азотом на давление опрессовки обсадной колонны. Во время опрессовки необходимо проверить герметичность резиновых колец между штоком и крышкой, для чего отвинтить специальные пробки на крышках.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

- 5 МПа — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 21 МПа;
- 10 МПа — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 21 МПа.

После монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца дальнейшее бурение скважины может быть продолжено только с разрешения представителя противофонтанной службы.

Плашечные превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровым предприятием.

У манифольда последовательно проверяют герметичность всех задвижек, работу системы гидравлического управления рабочих задвижек.

Гидравлическая система управления опрессовывается давлением масла на рабочее давление станции гидроуправления в течение 10 мин.

Масляный бак заправляют маслом, соответствующим сезону эксплуатации, а аккумуляторы — азотом до давления 0,6—0,65 от рабочего давления в гидросистеме. Проверяют правильность регулировки электроконтактного манометра. Воздушные пробки устраняют в гидравлической системе путем многократного закрытия и открытия превентора и задвижек всеми распределителями до тех пор, пока время их закрытия не станет постоянным. После этого аккумуляторы заряжают до рабочего давления гидросистемы.

Необходимо произвести проверку исправности всех манометров гидроуправления при рабочем давлении в гидросистеме. Максимальная разность в показаниях манометров не должна превышать 1 МПа. В случае большой разности в показаниях манометров последние должны быть заменены или отогреты.

Опрессовкой универсального превентора проверяют открытие-закрытие уплотнителя, герметичность уплотнителя и манжет.

Перед пуском превенторной установки необходимо проверить затяжку всех резьбовых соединений, убедиться в том, что при транспортировке и хранении правильность сборки превенторной установки не была нарушена.

Превенторная установка может находиться в двух режимах работы:

- 1) режиме оперативной готовности, когда имеется угроза выброса;
- 2) режиме нормальной работы превенторов, когда непосредственная угроза выброса отсутствует.

4.5.7. Эксплуатация превенторной установки в режиме оперативной готовности

Противовыбросовое оборудование эксплуатируется в режиме оперативной готовности при прохождении пластов с возможными нефтегазовыми проявлениями.

При оперативной готовности превенторной установки рукоятки распределителей основного и вспомогательного пульта стоят у превенторов в положении «Открыто», у задвижек — в положении «Закрыто».

Вентиль отсечки распределителей от гидроаккумулятора должен быть в положении «Открыто».

Рукоятка управления на основном пульте должна быть переведена в положение «Пульт вспомогательный».

Вентили на панели приборов открыты. Электропитание включено. В гидросистеме поддерживается рабочее давление.

Для закрытия любого из превенторов достаточно рукоятки соответствующих распределителей на основном или вспомогательном пульте поставить в положение «Закрыто». **Закрывать превентор при закрытых задвижках не допускается, иначе уплотнительная резина плашек может быть сорвана.**

Закрытие превентора с трубными плашками допускается только при находящемся в скважине инструменте. Закрывать превентор при незаряженном гидроаккумуляторе непосредственно от насоса нельзя, иначе уплотнительная резина плашек может быть сорвана. Инструмент при закрытии превентора желательно подвешивать на талевой системе.

Для создания в линии управления кольцевым превентором оптимального давления, необходимого для обеспечения возможности расхаживания, проворачивания и протаскивания инструмента при закрытом кольцевом превенторе, следует закрыть кольцевой превентор давлением 14,0 МПа (регулирующий клапан полностью открыт), отвернуть контргайку и вращать маховичок регулирующего винта, постепенно понижая давление в запорной камере кольцевого превентора до появления незначительных пропусков раствора через уплотнитель, и затем повысить давление до исчезновения пропусков. Установленное давление будет оптимальным. Если при понижении давления в запорной камере до нуля пропуски раствора отсутствуют из-за большого давления в скважине, следует переключить рукоятку распределителя кольцевого превентора в положение «Открыто» и подать масло на открытие, постепенно увеличивая величину давления масла до появления незначительных пропусков раствора через уплотнитель. После соз-

дания оптимального давления положение регулирующего винта необходимо законтрить контргайкой.

Для управления вручную плашечными превенторами и задвижками с гидроприводом необходимо предварительно рукоятки распределителей поставить: у превенторов в положение «Закрыто», у задвижек в положение «Открыто».

Чтобы открыть закрытый вручную превентор, используя систему гидроуправления, необходимо предварительно расфиксировать плашки ППГ.

При работе ручным приводом во избежание срыва резьбы удары по штурвалам и маховикам не допускаются.

Буровой мастер обязан проверять исправность превентора и задвижек перед каждым спуском бурильных труб и подъемом инструмента из скважины.

Очередность закрытия превенторов:

- при интенсивном переливе бурового раствора и выбросах, переходящих в фонтанирование, резком снижении плотности раствора или слабом его переливе закрыть верхний плашечный превентор, а нижний оставить резервным;
- при наличии универсального гидравлического превентора (ПУГ) в случае, если бурильный инструмент находится в открытом стволе скважины, закрыть ПУГ, а плашечный превентор оставить резервным;
- если в процессе расхаживания инструмента появились пропуски в резиновом элементе ПУГ, то закрыть плашечный превентор;
- при длительных остановках закрыть верхний плашечный превентор, а ПУГ и нижний плашечный превентор оставить резервными.

Закрывать превентор необходимо с соблюдением следующих условий:

- для надежного закрытия превентора подвешенный на талевой системе инструмент должен быть отцентрирован;
- против плашек превентора должна находиться гладкая бурильная труба, соответствующая размеру плашек;
- зажатый превентором инструмент должен быть соединен с манифольдом буровых насосов ведущей трубой с обратным клапаном или промывочной головкой;
- при закрытом превенторе, если давление в скважине возрастает выше давления опрессовки обсадной колонны, скважина должна быть переведена на периодическую разрядку через выкидную линию крестовины.

После устранения выброса устье скважины с установленными превенторами, а также все линии обвязки превенторов необходимо опрессовать.

4.5.8. Эксплуатация превенторной установки в режиме нормальной работы

При нормальном процессе бурения, когда непосредственная угроза выброса отсутствует, противовыбросовое оборудование должно быть в следующем состоянии:

- в летнее время на всех выкидных линиях установлены отсекатели, а в зимнее время выкидные линии продуваются сжатым воздухом;
- устьевые, аварийные, рабочие задвижки закрыты;
- задвижки на отводе в отбойную камеру дегазации и для подсоединения агрегатов закрыты;
- дроссели на блоке дросселирования закрыты;
- все проходные отверстия превенторов полностью открыты;
- вентиль отсечки распределителей от гидроаккумулятора закрыт.

Буровой мастер должен в процессе спуско-подъемных операций проверять исправность превенторов, задвижек и системы их управления, а при бурении и других операциях проверять исправность действия превенторов и задвижек один раз в неделю и результаты проверки заносить в журнал осмотра оборудования.

Все наружные подвижные элементы превенторов смазываются один раз в две недели с одновременным осмотром всех фланцевых и резьбовых соединений, проверяются задвижки и другие элементы обвязки.

Регулярно, один раз в 2–3 месяца, проверяют состояние резиновых уплотнений и производят замену всех уплотнений при обнаружении даже небольших повреждений. Резиновые уплотнения заменяют полностью один раз в 2 года. При замене уплотнительных колец необходимо канавки под них очищать и смазывать густой смазкой.

Масло в гидросистеме проверяют не реже, чем один раз в 3 месяца, на наличие в нем продуктов износа, глинистого раствора и других механических примесей, которые приводят к повышенному износу механизмов гидросистемы и снижению надежности ее работы. Содержание примесей в масле допускается не более 0,05 %. При загрязнении гидросистемы масло сливают, промывают систему бензином, просушивают и заполняют свежим маслом.

Давление азота в гидроаккумуляторе проверяют не реже одного раза в месяц. Для этого необходимо разрядить аккумулятор на бак. При

падении давления азота до 0,55 от рабочего давления гидросистемы производят его дозаправку до 0,65 от рабочего давления.

Уровень масла в баке и исправность всех манометров проверяется также один раз в месяц. Уровень масла в баке должен быть не ниже нижней риски масломерного щупа, но и не выше средней. При необходимости масляный бак дополняется.

В процессе эксплуатации все манифольды ежедневно проверяют путем открывания задвижек. Утечки жидкости в манифольде свидетельствуют о неисправности его уплотнений. Замеченные неисправности немедленно устраняют.

В зимнее время необходимо следить за состоянием паропровода. При отключении подачи пара на время более получаса производится слив конденсата.

Допускается смена плашек превенторов на буровой. Для этого плашки приводят в крайнее открытое положение, развинчивают винты крепления крышки к корпусу и откидывают ее, выдвигают частично плашку из корпуса и снимают ее с выступа штока, заменяют вкладыши и уплотнения. Для смены плашек гидросистему не разбирают.

4.6. Системы управления буровыми установками

Система управления предназначена для дистанционного и ручного оперативного управления механизмами и агрегатами буровой установки.

Системы управления буровыми установками подразделяются *по виду используемой в них энергии*:

- на систему механического управления, которая, в свою очередь, подразделяется на ручное и дистанционное;
- систему пневматического управления;
- систему электрического управления, которая может быть аналоговой (релейной) или цифровой;
- систему гидравлического управления;
- комбинированные системы управления, в которых используют комбинацию элементов систем управления по вышеназванным пунктам 1–4.

Все современные буровые установки имеют *комбинированную систему управления*, с преобладанием элементов системы того или иного вида. Как правило, преобладают элементы системы пневматического управления. На новейших буровых установках с индивидуальным электрическим приводом преобладают элементы системы электрического

цифрового управления. На буровых установках для морского бурения преобладают элементы гидравлического управления. На начальном этапе развития нефтегазового дела буровые установки имели чисто механическую систему управления.

Система управления буровой установкой, как и любым устройством, *имеет в своем составе органы управления, в том числе объединенные в пульты управления, цепи управления и исполнительные механизмы.* Обязательным условием эффективного управления буровой установкой является наличие в ней *подсистемы контроля параметров процесса бурения.*

Органы управления отдельными механизмами и агрегатами устройства составляют *нижний уровень системы управления.* Система управления, в которой эти органы управления не объединены в центры (центр) управления, *называется одноуровневой.* В случае объединения органов управления в центры (центр) управления, система управления *называется двухуровневой.* Система управления, в которой созданы центры, в той или иной степени управляющие центрами управления второго уровня, *называется трехуровневой* и т. д.

Центрами управления буровой установки являются пульты управления блоками бурового оборудования, например пульт бурильщика, пульт управления насосным блоком, пульт управления блоком очистки, пульт управления противовыбросовым оборудованием, пульт управления стационарным буровым ключом, пульт управления вспомогательной лебедкой, пульт управления консольно-поворотным краном и др.

Система управления называется децентрализованной, если в ней центры управления одного уровня независимы друг от друга. Если же в системе есть центр управления, от которого зависят все центры управления низших уровней, или существует один единый центр управления органами управления, отдельными механизмами и агрегатами, то *система называется централизованной.*

Если проанализировать системы управления большинства современных буровых установок, в соответствии с изложенной схемой, то можно сделать вывод, что они относятся к двухуровневым децентрализованным системам управления, и лишь система управления новейших буровых установок, имеющих в своем составе цифровую микропроцессорную систему управления, может быть отнесена к трехуровневой централизованной системе управления.

Система механического управления входит в состав комбинированной системы управления любой буровой установки и является одноуров-

невой децентрализованной системой управления. Органами управления этой системы являются штурвалы, рычаги и педали, исполнительными механизмами различные задвижки, некоторые сцепные муфты, в том числе переключательные и прочие устройства. В буровых установках с дизельным приводом старшего поколения «Уралмаш 3Д-67» применялось *механическое дистанционное управление* механизмом подачи топлива в дизельные двигатели. В этой системе вращение штурвала, расположенного на пульте бурильщика, с помощью тросика, протянутого через систему роликов, передавалось на промежуточный вал, от которого проворачивались, с помощью трех тросиков, дифференциальные механизмы подачи топлива, установленные на трех дизелях. Натяжение тросиков регулировалось. В этой системе дистанционного механического управления органом управления является штурвал бурильщика. К элементам цепей управления относятся тросики, промежуточный вал и обводные ролики. Исполнительными механизмами в такой разновидности механической системы управления являются дифференциальные механизмы подачи топлива в дизельные двигатели.

Гидравлическое управление используется в составе комбинированной системы управления установок эксплуатационного и глубокого бурения на суше только для управления противовыбросовым оборудованием и передвижкой гидротолкателями буровых установок кустового бурения. В комбинированных системах управления морских буровых установок гидравлическое управление является основным.

В связи с тем, что в системах управления буровых установок для бурения на суше преобладают элементы систем управления двух типов — пневматической и электрической цифровой, рассмотрим подробнее их состав и требования к эксплуатации в нижеследующих разделах.

4.6.1. Пневматическая система управления

К *органам управления* пневматической системы относятся двух- и четырехклапанные краны, пневматические распределители, золотниковый педальный кран, электропневматические вентили, краны машиниста системы Казанцева, тормозной двухсекционный рычажный кран и другие устройства, включающие-выключающие и регулирующие подачу воздуха на исполнительные механизмы системы пневматического управления.

В состав *цепей управления* входят: воздухопроводы, выполняемые из металлических труб и резинотканевых шлангов, вертлюжки, клапаны-

разрядники, обратные и переключательные клапаны, фильтры.

В системе пневмоуправления в качестве *исполнительных механизмов* используют радиальные и осевые шинно-пневматические муфты, рассмотренные в разд. 4.1, и пневмоцилиндры — одностороннего и двухстороннего действия, выполняющие различные функции управления агрегатами буровой установки.

Особенностью системы пневматического управления является наличие в ней *подсистемы воздухоснабжения*, которая обеспечивает сжатым воздухом работу самой системы, пневматических двигателей на ключах с пневмоприводом и подает сжатый воздух на вспомогательные нужды — продувку трубопроводов, розжиг котлов в котельной и пр.

Упрощенная схема пневматической системы управления буровой установкой приведена на рис. 131.

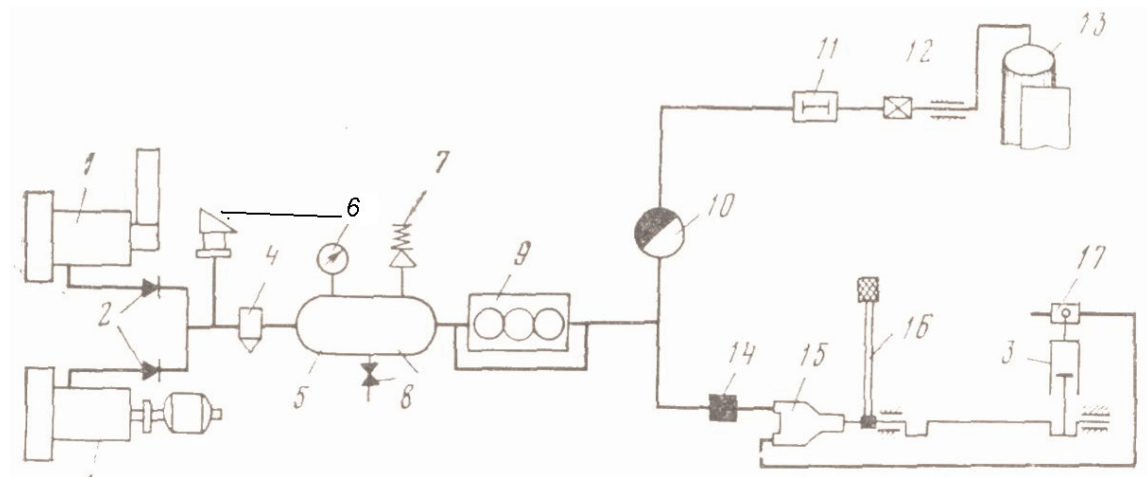


Рис. 131. Принципиальная схема пневматической системы управления:
1 — компрессор; 2 — клапаны обратные; 3 — пневмоцилиндр одностороннего действия;
4 — конденсатор; 5 — воздухохраник; 6 — манометр; 7 — предохранительный клапан;
8 — вентиль; 9 — осушитель воздуха; 10 — двухклапанный кран; 11 — клапан-разрядник;
12 — вертлюжок; 13 — ШПМ; 14 — фильтр; 15 — кран машиниста системы Казанцева;
16 — рычаг ручного управления тормозом; 17 — переключательный клапан

В состав подсистемы воздухоснабжения входят компрессоры — рабочий и резервный 1, маслоотделитель 4, удаляющий масло и часть влаги из воздуха на выходе компрессоров, осушители воздуха 9, уменьшающие парциальное давление паров воды в воздухе до безопасного уровня, воздухохраники (ресиверы) 5, создающие требуемый запас сжатого воздуха на периоды его интенсивного потребления, регуляторы и измерители давления — манометры 6, в том числе электроконтактные, которые включают и выключают привод компрессоров, электропневматический вентиль, управляющий работой компрессора с ме-

ханическим приводом, воздухопроводы, обратные клапаны 2, исключаящие потерю воздуха из пневмосистемы при выключении компрессоров, и предохранительный клапан 7, настроенный на давление 1,25 от максимального рабочего давления в системе пневмоуправления. Рабочим давлением в системе пневмоуправления является давление в интервале от 0,6 МПа до максимального рабочего давления, которое определяется максимальным рабочим давлением используемого компрессора и его верхним значением, равным предельному давлению для шинно-пневматических муфт — 1 МПа. Нижняя граница в 0,6 МПа также определена с учетом минимально допустимого рабочего давления шиннопневматических муфт.

Компрессоры, входящие в подсистему воздухоснабжения, в настоящее время на буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения представлены двумя типами — поршневыми двухступенчатыми и винтовыми компрессорами. В табл. 13 приведены для примера основные технические характеристики некоторых применявшихся ранее и современных отечественных компрессоров.

В настоящее время широко применяют также винтовые компрессоры зарубежного производства. Замена поршневых компрессоров на винтовые на эксплуатируемых в настоящее время буровых установках связана с такими их преимуществами, как высокие надежность и КПД, большой ресурс работы без обслуживания и ремонта работы (2000 ч — у поршневого и 20000—40000 ч — у винтового компрессора), минимальный унос масла со сжатым воздухом, бесшумность работы и их сервисное техническое обслуживание предприятием-изготовителем.

Поршневые компрессоры могут иметь как электрический, так и механический приводы. Механический привод иногда называют контрприводом. На буровых установках с электрическим и дизель-электрическим главным приводом рабочий и резервный компрессоры имеют электрический привод от асинхронного электродвигателя переменного тока с напряжением питания 380/220 В. На буровых установках с главным групповым дизельным приводом рабочий компрессор имеет механический привод от трансмиссионного вала главного привода через клиноременную передачу. Для подключения и отключения такого компрессора при регулировании давления используется шинно-пневматическая муфта, воздух на которую подается через электропневматический вентиль, управляемый регулятором давления или электроконтактным манометром. Чтобы этот компрессор запустить в работу, необходимо предварительно заполнить пневмосистему воздухом. Для

этого служит второй компрессор с электроприводом, который выполняет функцию пускового, а после включения компрессора с механическим приводом является резервным. Управление работой компрессора с электрическим приводом осуществляется от электроконтактного манометра через электромагнитные пускатели или тиристорные силовые коммутаторы. Исполнение поршневых компрессоров может быть с однорядным вертикальным и двухрядным V-образным расположением цилиндров.

Таблица 14

Технические характеристики отечественных компрессоров для БУ

Показатели	Типы компрессоров			
	К-5М	КТ-6	4ВУ-1-5/9	ДЭН-45ШМ
Производительность, приведённая к условиям всасывания, м³/мин	5	5,3	5	6,5
Рабочее давление наибольшее, кгс/см²	8,0	8,5	9	10
Давление нагнетания 1-й ступени, кгс/см²	1...2,4	2...3	2...3	
Число цилиндров:				
• первой ступени	2	2	2	компрессор
• второй ступени	2	1	2	винтовой
Диаметр цилиндров, мм:				
• первой ступени	210	198		
• второй ступени	125	155		
Число оборотов, об/мин	735	850	735	
Потребляемая мощность при максимальном числе оборотов и максимальном рабочем давлении нагнетания, кВт	34	44	33	45
Охлаждение цилиндров	воздушн.		воздушн.	
Вес (без масла), кг	560	646	560	820

На рис. 132, 133 приведены схематичные изображения поршневых компрессорных станций с механическим и электрическим приводами, соответственно.

Необходимость в холодильнике в составе компрессорной станции возникает в связи со значительным повышением температуры воздуха после его сжатия на второй ступени до максимального рабочего давления. Вертлюжок, установленный на компрессорной станции с механи-

ческим приводом, обеспечивает подачу воздуха во вращающийся баллон шинно-пневматической муфты.

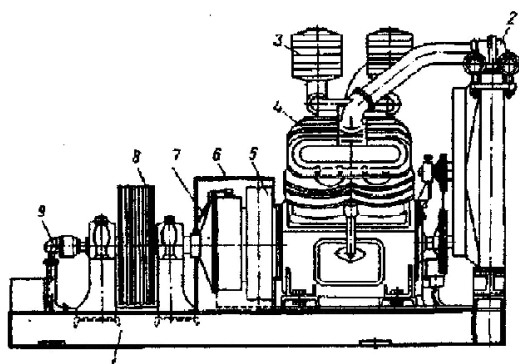


Рис. 132. Компрессорная станция с механическим приводом:

- 1 — рама; 2 — холодильник;
- 3 — воздушный фильтр;
- 4 — компрессор;
- 5 — маховик; 6 — кожух;
- 7 — шинно-пневматическая муфта;
- 8 — клиноремённый шкив;
- 9 — вертлюжок

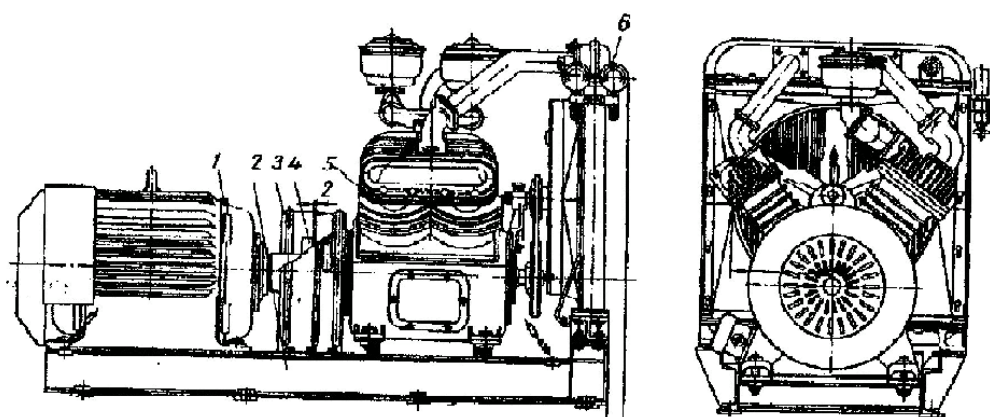
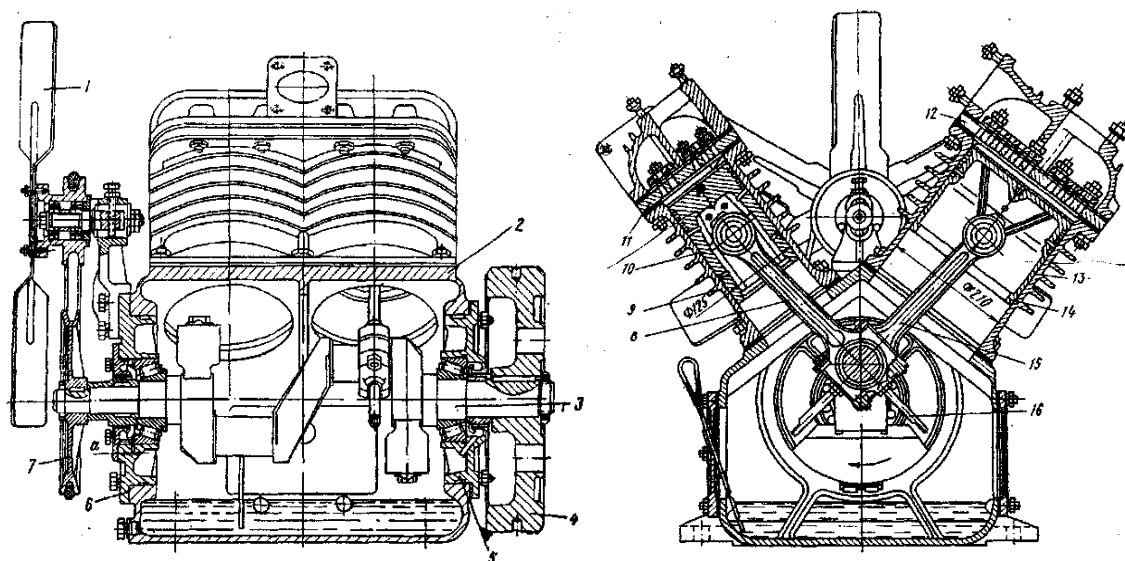


Рис. 133. Компрессорная станция с электроприводом:

- 1 — электродвигатель; 2 — рама; 3 — кожух маховика; 4 — муфта;
- 5 — компрессор; 6 — холодильник

Внутреннее устройство поршневого компрессора поясняется на рис. 134. Базовая деталь поршневого компрессора — картер. На нем установлены все остальные узлы компрессора. Картер (литой, чугуный) имеет с двух сторон люки, необходимые для доступа к нижним головкам шатуна. На картере установлен сапун, сообщающий внутреннюю полость картера с атмосферой. Через сапун заливают масло в масляную ванну картера. В расточках торцовых крышек картера на конических роликоподшипниках установлен коленчатый вал, который имеет два колена, расположенные под углом 180° . К крайним щекам вала болтами прикреплены противовесы. На одном конце вала расположен шкив для привода вентилятора, а на другом — маховик. На шейке каждого колена вала установлено по два шатуна: первый шатун соединяет коленчатый вал с поршнем 1-й ступени, второй — с поршнем 2-й ступени.



*Рис. 134. Сборочный чертеж 4-поршневого двухступенчатого компрессора:
1 — вентилятор; 2 — картер; 3 — коленчатый вал; 4 — маховик; 5, 6 — крышки торцевые;
7 — шкив клиноременной передачи; 8, 15 — шатуны; 9, 14 — цилиндры 2-й и 1-й ступени;
10, 13 — поршни 2-й и 1-й ступени; 11, 12 — клапанные плиты 2-й и 1-й ступени;
16 — масляный черпак*

Шатуны — штампованные, двутаврового сечения. Верхняя головка шатуна, соединяющаяся с поршневым пальцем, неразъемная, имеет запрессованную бронзовую втулку. Нижняя головка шатуна разъемная, с тонкостенной баббитовой заливкой. На крышке нижней головки установлен трубчатый черпак, при движении шатуна захватывающий масло из картера и разбрызгивающий его, тем самым осуществляя смазку деталей компрессора.

Поршни 1-й и 2-й ступеней — чугунные, имеют по два уплотнительных и два маслосъемных чугунных кольца. Пальцы поршней одинаковые, плавающего типа, т. е. они могут поворачиваться как в бобышках поршней, так и во втулках головок шатунов. Пружинные кольца предотвращают перемещение пальцев в осевом направлении.

Цилиндры 1-й и 2-й ступеней — чугунные, отлиты попарно в виде отдельных блоков, имеющих сверху и снизу фланцы. Нижним фланцем блоки крепятся к картеру, к верхнему фланцу присоединяется клапанная головка. Для отвода тепла наружные поверхности блоков имеют ребра.

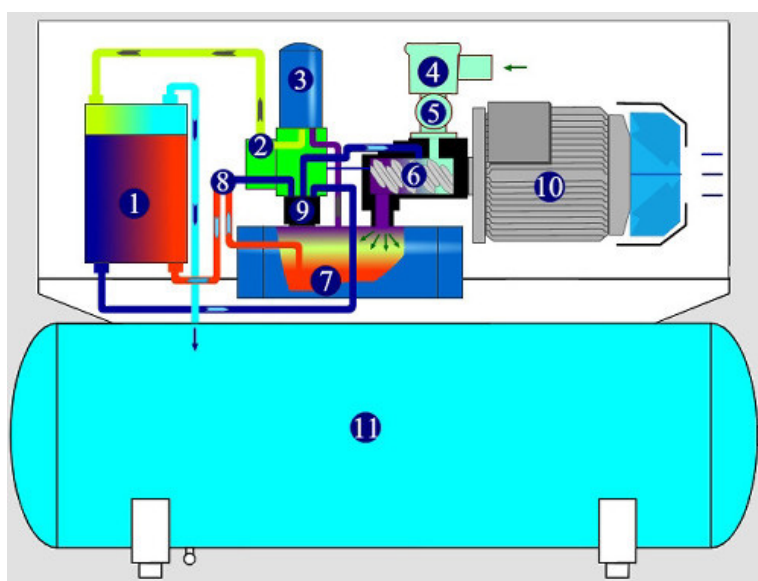
Клапанные плиты 1-й и 2-й ступени в сборе с клапанами установлены между цилиндрами и клапанными головками, в которых имеется перегородка, образующая всасывающую и нагнетательную полости над клапанами. Клапаны компрессора — беспружинные пластинчатые. Пластинки свободно лежат в прорезях ограничителя, препятствующего смещению пластин в сторону прорези. Во время работы пластинки под давлением воздуха выгибаются по дуге до упоров или, благодаря своим

пружинящим свойствам, закрывают каналы в седлах, регулируя тем самым направление движения воздуха. Очистка всасываемого воздуха осуществляется двумя фильтрами автомобильного типа. Вентилятор приводится во вращение от шкива коленчатого вала при помощи клиновидного ремня и служит для охлаждения трубок промежуточного холодильника сжатого воздуха, а также ребристой поверхности цилиндров и клапанных головок.

Сжатие воздуха в винтовых компрессорах происходит в камерах, образующихся между боковыми поверхностями зубов рабочих винтов и корпусом винтового элемента. Масло в камере сжатия винтового элемента выполняет роль смазки, герметика зазоров между винтами и корпусом, а также охладителя сжимаемого в винтовом элементе воздуха. На рис. 135 приведен разрез широко применяемого высоконадежного винтового компрессорного блока фирмы «Atlas corco», а на рис. 136 изображена принципиальная схема винтового компрессора с ресивером.



Рис. 135. Винтовой элемент фирмы «Atlas corco»



*Рис. 136. Принципиальная схема винтового компрессора:
1 – комбинированный охладитель масло-воздух;
2 – клапан минимального давления; 3 – фильтр тонкой очистки;
4 – воздушный фильтр;
5 – впускной клапан с электромагнитным управлением;
6 – винтовой блок;
7 – маслоотделитель;
8 – термостат;
9 – масляный фильтр;
10 – электродвигатель;
11 – ресивер*

Весьма важным параметром компрессоров, который в значительной степени определяет долговечность, надежность и затраты на его эксплуатацию, является *коэффициент полезного действия (КПД)*. У винтовых компрессоров этот параметр существенно выше, чем у поршневых.

Как уже было отмечено, для регулирования давления на выходе компрессора с механическим приводом используется, наряду с электроконтактным манометром, *электроневматический вентиль*, который включает и выключает шинно-пневматическую муфту в приводе.

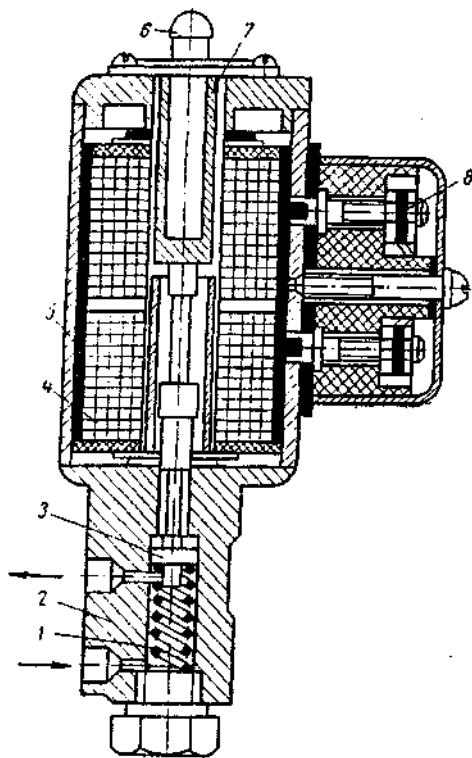


Рис. 137. Электроневматический вентиль:

- 1 — возвратная пружина;*
- 2 — клапанная коробка;*
- 3 — выпускной клапан;*
- 4 — электромагнитная катушка;*
- 5 — кожух;*
- 6 — кнопка проверки работоспособности клапана;*
- 7 — якорь; 8 — клеммы*

При отсутствии тока через катушку клапан 3 поднят пружиной 1 вверх и воздух поступает в баллон шинно-пневматической муфты: компрессор работает. При подаче напряжения на обмотку катушки 4 якорь 7 втягивается, перемещает клапан вниз, перекрывая подачу воздуха от впускного к выпускному отверстию, и соединяет выпускное отверстие с атмосферой.

На выходе поршневых компрессоров может устанавливаться *маслоотделитель*. Один из вариантов маслоотделителя (рис. 138) состоит из цилиндрического стакана с внутренней обечайкой в его средней части. На эту обечайку устанавливается фильтрующий патрон с пластмассовыми гранулами. Сверху в стакан ввинчена крышка с выходным штуцером. Под фильтрующим патроном, в боковой стенке стакана, имеется входной штуцер. В нижней, конической части стакана ввинчен сливной кран для удаления масла, задержанного фильтрующим патроном.

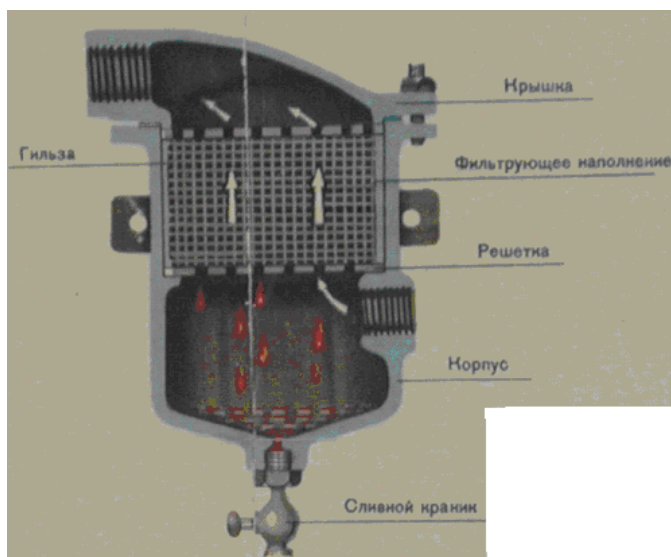


Рис. 138. Маслоотделитель

Следующими элементами подсистемы воздухоснабжения являются *обратные клапаны*, установленные на выходе рабочего и резервного компрессоров (2 на рис. 131). Эти клапаны относятся к элементам цепей управления пневмосистемы и служат для исключения потери воздуха при выключе-

нии компрессоров. На рис. 139 показано устройство такого клапана, срабатывающего на запираение при остановке компрессора за счет сжатого воздуха в герметичной камере над клапаном и силы веса клапана. Имеются также варианты клапанов с механической возвратной пружиной.

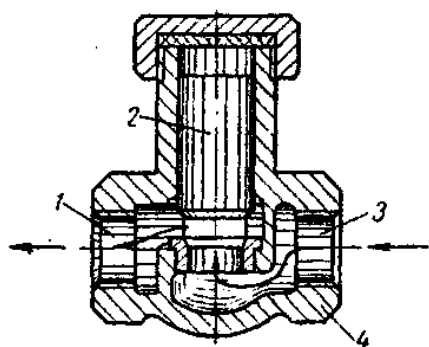


Рис. 139. Обратный клапан:

- 1 — выпускное отверстие;
- 2 — клапан;
- 3 — впускное отверстие;
- 4 — корпус

На входе воздухохранилища устанавливают *конденсатор* (4 на рис. 131), который также относится к подсистеме воздухоснабжения системы пневмоуправления буровой установки. Конденсатор предназна-

чен для тонкой очистки сжатого воздуха от масла и влаги и является холодильником сжатого воздуха. Разрез простейшего конденсатора приведен на рис. 140. Конденсатор состоит из корпуса с конденсирующей перегородкой, на которую падает воздушный поток.

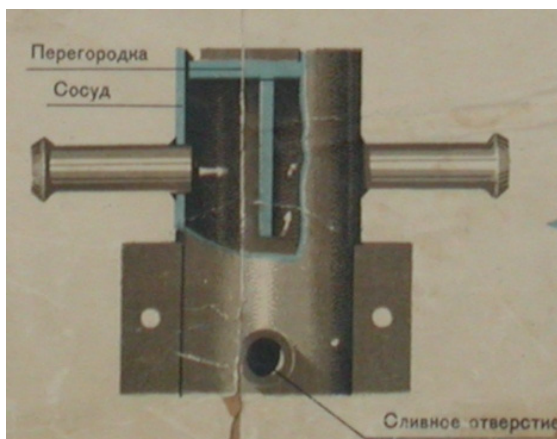
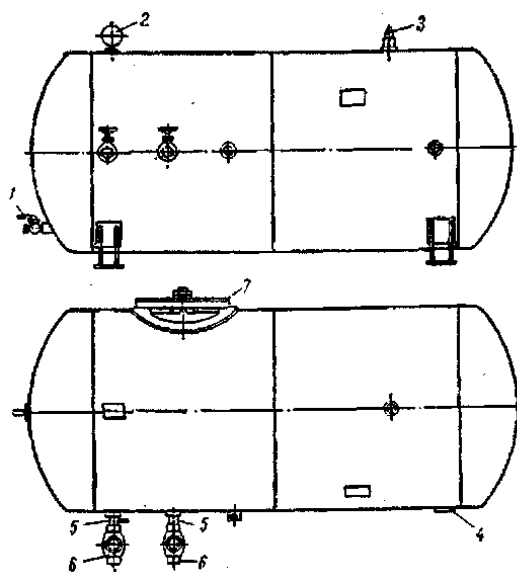


Рис. 140. Конденсатор

Для создания запаса сжатого воздуха на периоды его интенсивного потребления, сжатый воздух после удаления масла и осушки поступает в *воздухосборник* (воздухосборники), который относится к сосудам высокого давления 4-й группы и рассчитан на предельное давление 1,25 от максимального рабочего давления пневмосистемы (рис. 141). Общетеchnическое название такого сосуда — ресивер. Воздухосборник подлежит регистрации в органах Ростехнадзора, так как произведение его объема на предельное давление превышает $1 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$, и должен подвергаться периодическим гидравлическим испытаниям опрессовкой. На воздухосборнике установлен манометр и предохранительный клапан, настроенный на срабатывание при давлении 1,25 от максимального рабочего давления, входные и выходные отводы с пробковыми или шаровыми кранами, а в донной его части ставят сливной кран. Для осмотра внутренней поверхности и дефектоскопии воздухосборника на его боковой стенке выполнен герметично закрытый люк.



1 – сливной кран; 2 – манометр;
3 – предохранительный клапан;
4 – опорные балки; 5 – отводы;
6 – впускной и выпускной вентили;
7 – люк

В межсезонье, при влажности, близкой к 100 %, степень осушки воздуха в конденсаторе может оказаться недостаточной. В этом случае, в состав подсистемы воздухоснабжения может быть введен адсорбционный *осушитель воздуха* (рис. 143). Обычно для этих целей применяют патроны с силикагелем, которые периодически регенерируются прокаливанием в сушильных шкафах. В качестве сушильного агента может также применяться хлористый кальций.

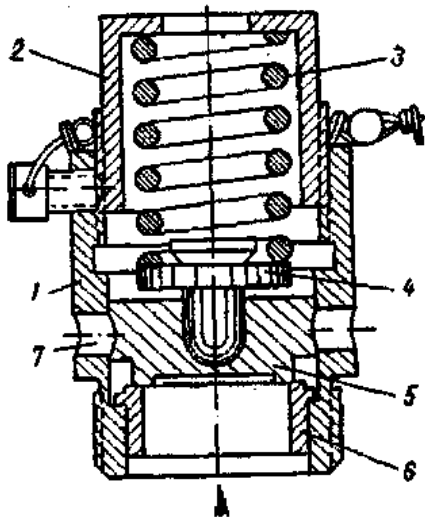


Рис. 142. Предохранительный клапан воздухоборника:

1 – корпус; 2 – нажимной стакан;
3 – пружина; 4 – нажимная пята;
5 – клапан; 6 – седло клапана;
7 – атмосферные отверстия

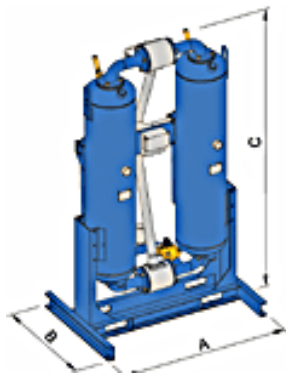
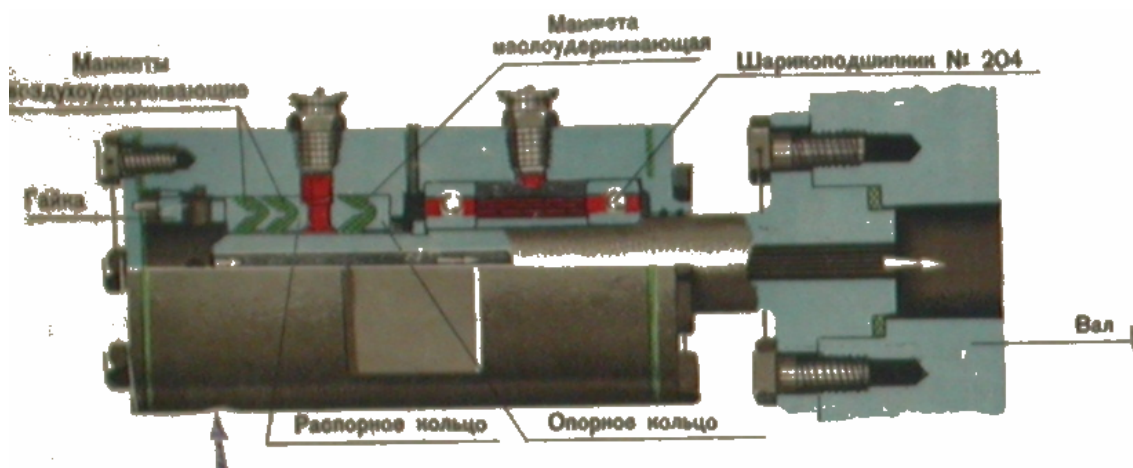


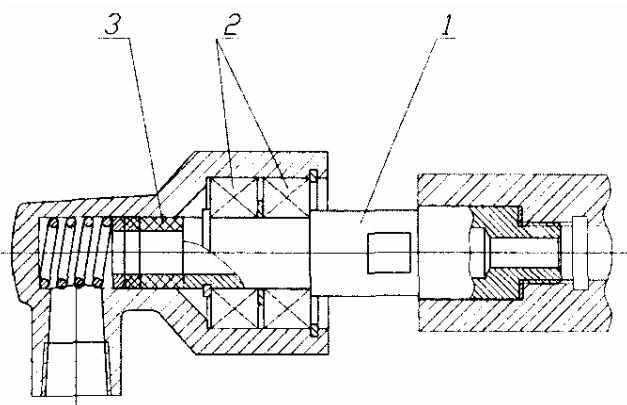
Рис. 143. Адсорбционный осушитель воздуха

К элементам цепей управления пневмосистемы относятся *вертлюжки*, которые позволяют подводить сжатый воздух к шинно-пневматической муфте, вращающейся вместе с соединяемыми валами. Подача воздуха в баллон полумуфты производится через сверления в валу, на котором она установлена. При этом воздуховод, по которому подается воздух во вращающийся вал, должен оставаться неподвижным. Существует два варианта вертлюжка, которые решают указанную задачу, — с сальниковым севанитовым и торцевым уплотнением шпинделя, герметично соединенного с валом (рис. 144, 145).

Корпус вертлюжка остается неподвижным, а шпиндель вращается на шарикоподшипниках вместе с валом, к которому он крепится с герметичным уплотнением. Севанитовое уплотнение, исключающее утечки воздуха между вращающимся шпинделем и неподвижным корпусом, набивается, как и подшипники, консистентной смазкой через шариковый клапан («тавотницу»).



*Рис. 144. Вертлюжок с сальниковым севанитовым уплотнением
(манжетный вертлюжок)*



*Рис. 145. Безманжетный
вертлюжок с торцевым
уплотнением:*

*1 – шпиндель;
2 – шарикоподшипники;
3 – текстолитовая втулка
торцевого уплотнения*

Вертлюжок с торцевым уплотнением относится к необслуживаемым устройствам и имеет значительный ресурс работы за счет применения в торцевом уплотнении (между полированным торцом шпинделя и уплотняющей прокладкой) неподвижной, медленно изнашиваемой текстолитовой втулки, прижатой к торцу шпинделя пружиной.

В состав цепей управления пневмосистемы входят *клапаны-разрядники*, которые устанавливают перед вертлюжками для быстрого опорожнения баллонов шинно-пневматических муфт после их выключения. Если не устанавливать эти устройства, то опорожнение баллонов муфт будет происходить через атмосферные отверстия управляющих кранов. Воздуховоды, соединяющие краны с муфтами, имеют большую протяженность, что будет вызывать затягивание процесса их выключения. Такое затягивание приведет к работе шинно-пневматической муфты в этот период на давлении, меньшем минимально допустимого ($<0,6$ МПа). А это, в свою очередь, сократит срок службы фрикционных накладок и баллона муфты, за счет проскальзывания полумуфт. На рис. 146 приведен разрез такого клапана.

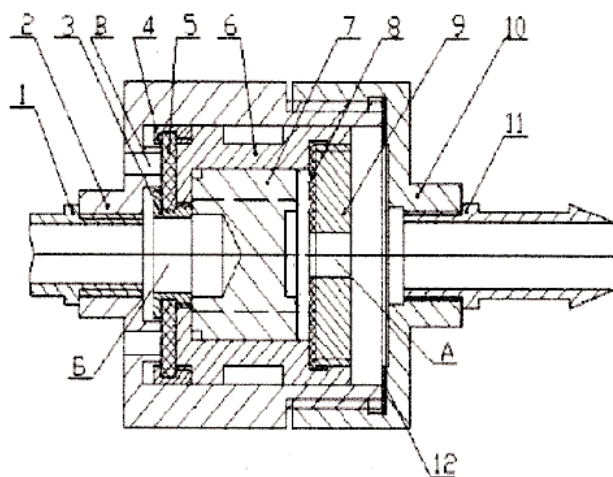


Рис. 146. Клапан-разрядник:

*1, 11 – штуцер; 2 – корпус;
3 – втулка; 4 – гайка;
5, 8, 12 – кольцевая прокладка;
6 – большой клапан;
7 – малый клапан; 9 – кольцо;
10 – крышка;
В – атмосферные отверстия*

При наполнении баллона шинно-пневматической муфты воздух поступает в штуцер *11* крышки, проходит через отверстие *А* большого клапана *6*, через продольные пазы на внешней поверхности малого клапана *7* и через отверстие *Б* в левом торце большого клапана поступает в штуцер *1* корпуса, соединенный с воздухопроводом, ведущим через вертлюжок к муфте. Сжатый воздух мог бы пройти в атмосферные отверстия *В*, но поскольку сечение отверстия *А* меньше, чем отверстия *Б*, и меньше суммарного сечения отверстий *В*, образуется повышенное давление воздуха справа от клапанов, перебрасывающее их влево. При этом уплотнительное кольцо *5* перекрывает отверстия *В*, когда необходимо выключить муфту, при помощи крана соединяют воздухопровод, ведущий к клапану-разряднику, с атмосферой. Давление слева от клапанов становится больше, чем справа. Малый клапан под действием разности давлений перебрасывается вправо и перекрывает выход воздуха в отверстие *А*, вследствие чего вправо перемещается и большой клапан, открывая атмосферные отверстия *В*, через которые быстро опорожняется баллон муфты.

В составе цепей управления пневмосистемы имеется еще один клапан, который называется переключательным, так как он позволяет подавать воздух на один исполнительный механизм пневмосистемы (пневмоцилиндр одностороннего действия) с двух разных направлений, как правило, с рабочего и аварийного. На рис. 147 изображен вариант исполнения такого клапана. Этот клапан используют для управления ленточно-колодочным тормозом классической буровой лебедки со стороны рычага тормоза через пневмоусилитель тормоза (кран машиниста системы Казанцева, кинематически связанный с рычагом тормоза, — пневмоцилиндр одностороннего действия, шток которого давит на мотылевую шейку коленчатого вала тормоза) и со стороны

противозатаскивателя через двухклапанный кран. Аварийное торможение имеет приоритет благодаря большему давлению на шар клапана с этого направления.

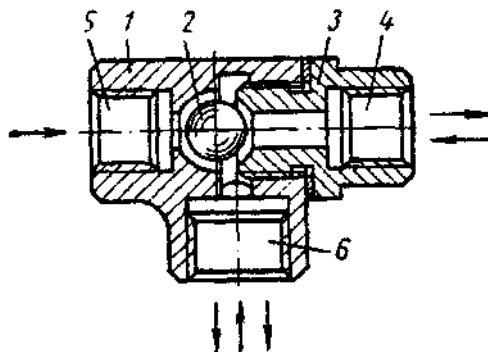


Рис. 147. Переключательный клапан:

1 – корпус; 2 – шар клапана; 3 – седло;
4 – впускное-выпускное отверстие
со стороны крана машиниста;
5 – впускное отверстие со стороны
противозатаскивателя;
6 – впускное-выпускное отверстие
со стороны пневмоцилиндра
одностороннего действия

При аварийном торможении лебедки через пневмоцилиндр, для исключения опасного пневмоудара на тормозную систему лебедки, в состав цепи управления на входе в пневмоцилиндр ставят *дроссель*, обеспечивающий плавное наполнение воздухом рабочей полости пневмоцилиндра. Дроссель представляет из себя шайбу в герметичном корпусе, разделяющую поток воздуха отверстием расчетного диаметра.

Для надежной работы крана машиниста системы Казанцева и тормозного двухсекционного рычажного крана, имеющих малые проходные отверстия, требуется тщательная очистка воздуха от твердых частиц. Для этой цели в состав цепи управления перед краном машиниста ставят *фильтр* (рис. 148).

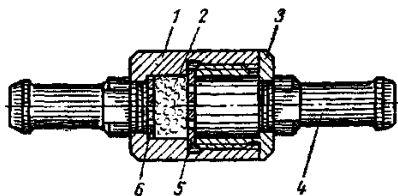


Рис. 148. Фильтр:

1 – корпус; 2 – путанка промаслянная
полимерной нити; 3 – крышка; 4 – штуцер;
5, 6 – сетка

В качестве органов управления в пневмосистеме буровой установки широко используются *двух- и четырехклапанные краны* (рис. 149, 150).

Двухклапанный кран управляет работой одной шинно-пневматической муфты или одного пневмоцилиндра одностороннего действия. При изображенном на рис. 149 положении рукоятки 1 и кулачкового цилиндра 3, воздействующего на клапаны, баллон шинно-пневматической муфты соединен с атмосферой через отверстие 6 (выпускной клапан 5 (справа) открыт), а впускной клапан 4 закрыт. При противоположном положении рукоятки атмосферное отверстие 6 закрывается выпускным клапаном 5, а впускным клапаном 4 в баллон муфты подается сжатый воздух.

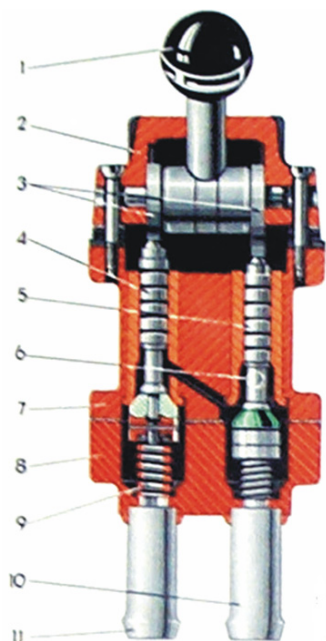


Рис. 149. Разрез двухклапанного крана:

- 1 — рукоятка;*
- 2 — крышка верхняя;*
- 3 — кулачок;*
- 4 — клапан впускной;*
- 5 — клапан выпускной;*
- 6 — атмосферное отверстие;*
- 7 — корпус;*
- 8 — крышка нижняя;*
- 9 — клапанная пружина;*
- 10 — отводящий ниппель;*
- 11 — подводящий ниппель*

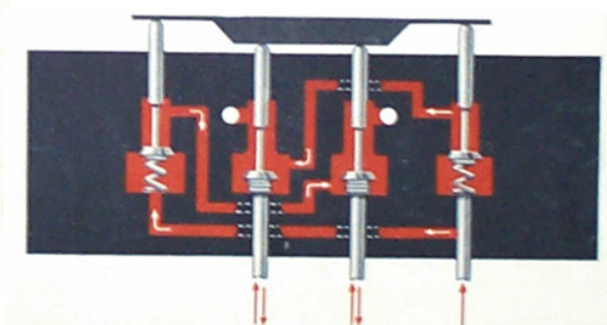
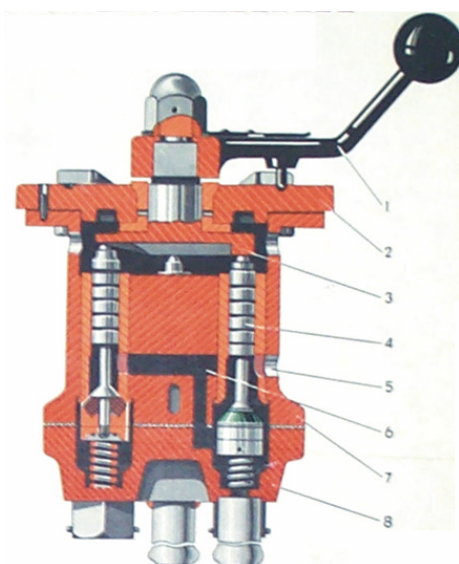


Рис. 150. Четырехклапанный кран:

- 1 — рукоятка; 2 — крышка верхняя; 3 — кулачковый диск; 4 — выпускной клапан;*
- 5 — выпускное отверстие; 6 — соединительные хода; 7 — корпус;*
- 8 — крышка нижняя; слева — впускной клапан*

Четырехклапанный кран позволяет управлять двумя шинно-пневматическими муфтами или одним пневмоцилиндром двухстороннего действия. Он имеет три положения, которые задаются кулачковым диском 3: 1) первая муфта включена, вторая — выключена; 2) первая муфта выключена, вторая — включена; 3) обе муфты выключены. На рис. 150 справа изображено положение двух выпускных и двух впу-

ских клапанов при выключении обеих муфт (нейтральное положение, при среднем положении рукоятки крана). При переводе рукоятки в одно из крайних положений один впускной клапан открывается, а соответствующий ему выпускной клапан закрывается, в результате чего одна из муфт включается, а другая остается выключенной. В противоположном крайнем положении вторая пара клапанов включает вторую муфту, а первая муфта при этом выключается.

На современных буровых установках производства ОАО «Уралмаш» вместо двухклапанного крана стали применять *пневматический распределитель золотниковый* (рис. 151), в котором вместо выпускного клапана используется золотник. На рисунке изображено положение ручки управления, при котором кулачковый вал позволяет золотнику переместиться под действием пружины в верхнее положение. В таком положении впускной клапан запирается пружиной и не пропускает воздух в штуцер (входное отверстие штуцера на рис. 151 закрыто золотником), через который воздух подается в исполнительный механизм пневмосистемы (шинно-пневматическую муфту или пневмоцилиндр одностороннего действия). При этом отверстия в золотнике совмещены с атмосферными отверстиями и воздух из исполнительного механизма пневмосистемы выходит в атмосферу. После перевода ручки управления в противоположное положение кулачковый вал нажимает на золотник, золотник перемещается и закрывает атмосферные отверстия, а впускной клапан открывается и воздух поступает в исполнительный механизм системы пневматического управления.

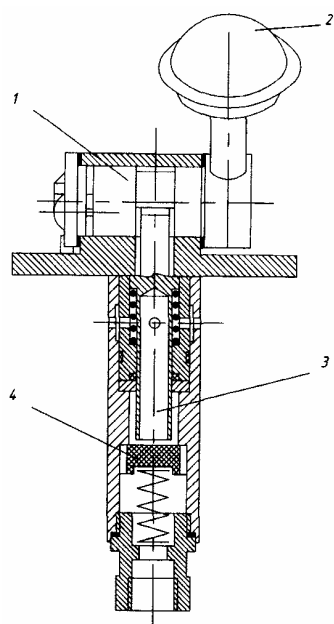


Рис. 151. Распределитель золотниковый пневматический типа РПУ:

- 1 — эксцентрик;
- 2 — ручка управления;
- 3 — шток (золотник);
- 4 — клапан

Для плавного регулирования давления воздуха в пневмоцилиндрах одностороннего действия, например в тормозных пневмоцилиндрах, помогающих бурильщику плавно регулировать тормозной момент на барабане лебедки или в пневмоцилиндрах сервомеханизма, плавно регулирующего подачу топлива в дизельные двигатели главного привода буровой установки, применяют регулирующие краны. К ним относятся: кран машиниста системы Казанцева и тормозной двухсекционный рычажный кран. Последний кран применяется в составе рабочего тормоза современных буровых лебедок серии ЭТ.

Внешний вид и принципиальная схема крана машиниста системы Казанцева приведены на рис. 152.

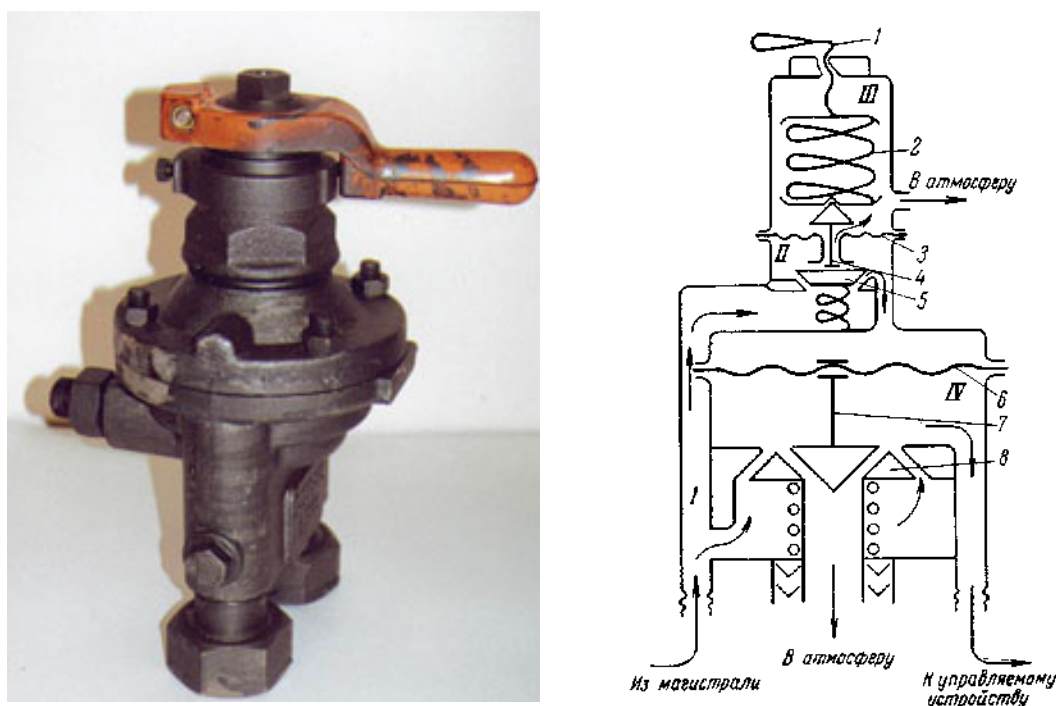


Рис. 152. Кран машиниста системы Казанцева:

слева – внешний вид; справа – принципиальная схема;

1 – ручка управления с нажимным винтом, 2 – пружина;

3, 6 – управляющая и рабочая мембраны; 4 – толкатель;

5 – клапан управляющий (возбудитель); 7 – толкатель рабочего клапана;

8 – клапан рабочий

Кран машиниста системы Казанцева относится к регулирующим кранам мембранного типа. Такие краны имеют две мембраны: одну рабочую, другую – управляющую. Рабочая мембрана управляет клапаном, регулирующим подачу сжатого воздуха из магистрали к исполнительному устройству. Вторая мембрана управляет клапаном (клапанами), регулирующим подачу и давление воздуха в камере над рабочей

мембраной. Разность давлений под и над рабочей камерой определяют степень открытия рабочего клапана, а тем самым и давлением воздуха, поступающего в исполнительное устройство.

Работа крана машиниста системы Казанцева поясняется схемой мембранного крана, приведенной на рис. 152. Камера I постоянно сообщена с магистралью воздуха. Управляющий (возбудительный) клапан регулирует делением потока подачу воздуха под управляющую мембрану, которая, в свою очередь, регулирует давление воздуха в камере III над рабочей мембраной. Если давление воздуха в камере II выше, чем в камере IV, то мембрана прогибается, рабочий клапан закрывает атмосферное отверстие и открывает доступ воздуха из камеры I в камеру IV, откуда он поступает к управляющему устройству.

Аналогично работает тормозной двухсекционный рычажный кран, схема которого представлена на рис. 153. Основное отличие этого крана от крана машиниста системы Казанцева в том, что он является регулирующим краном поршневого типа (поршни вместо мембран). Это позволило выполнить его двухсекционным и использовать для создания тормозного момента на барабане лебедки путем управления, через два пневмоцилиндра одностороннего действия, парой дисковых тормозов.

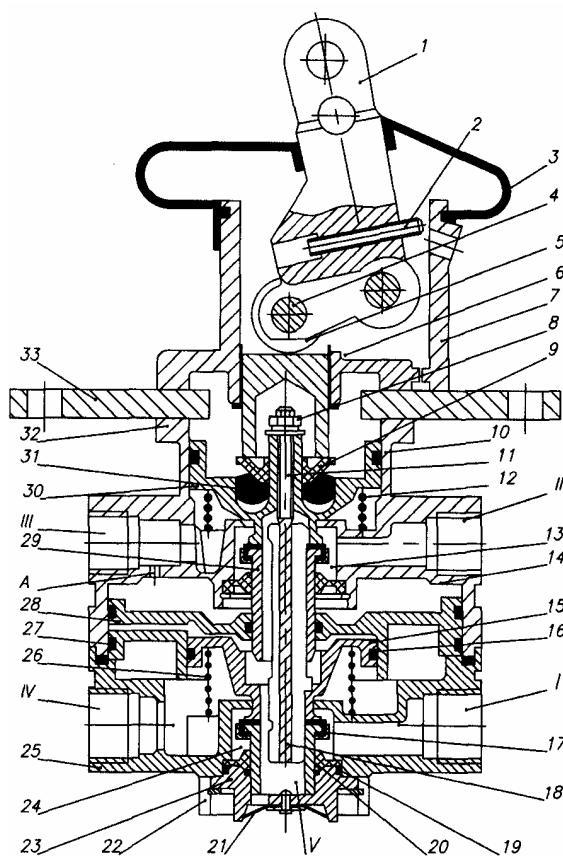


Рис. 153. Кран тормозной двухсекционный рычажный:

- 1 – рычаг; 2 – упорный винт рычага;*
- 3 – защитный чехол; 4 – ось ролика;*
- 5 – ролик; 6 – толкатель;*
- 7 – корпус рычага; 8 – гайка;*
- 9 – тарелка; 10, 16, 19,*
- 27 – уплотнительные кольца;*
- 11 – шпилька; 12 – пружина следающего поршня;*
- 13, 24 – пружины клапанов;*
- 14, 20 – тарелки пружин;*
- 15 – поршень малый; 17 – клапан;*
- 18 – толкатель; 21 – атмосферный клапан;*
- 22 – упорное кольцо;*
- 23 – корпус атмосферного клапана;*
- 25 – нижний корпус; 26 – пружина малого поршня;*
- 28 – большой поршень;*
- 29 – клапан верхней секции;*
- 30 – следающий поршень; 31 – упругий элемент;*
- 32 – верхний корпус;*
- 33 – опорная плита; I...V – выходы*

Рассмотрим теперь работу упрощенной схемы пневмоуправления буровой установки, которая приведена выше на рис. 131. Она наиболее близка схемам пневмоуправления БУ «Уралмаш 3Д, 5Д». На схеме изображены две компрессорные станции: одна — верхняя, с контрприводом (механическим приводом), другая — с электрическим приводом. Воздух от компрессора, одного или другого, поступает через обратные клапаны 2, конденсатор 4 на воздухооборники 5. Конденсат паров масла и воды, скопившийся в конденсаторе, периодически удаляют через сливной кран. Воздухооборники заполняются до максимального рабочего давления, что приводит к замыканию электрических контактов регулятора давления (электроконтактного манометра). Максимальное рабочее давление в воздухооборнике может быть проверено по манометру и при необходимости подрегулировано винтом в регуляторе давления. Регулятор давления через электропневматический вентиль выключает компрессор. Если станция с электрическими приводами, отключение компрессора производит магнитный пускатель. Если по какой-либо причине отключения не произошло и давление в системе пневмоуправления возрастает, при превышении максимального рабочего давления на 25 % сработает предохранительный клапан 7 и будет стравливать избыточное давление по мере необходимости. При снижении давления в системе пневмоуправления в результате работы ее элементов до 6 атм, регулятор давления снова включит компрессор. В процессе работы системы пневмоуправления в воздухооборниках накапливается конденсат из масла и влаги, который следует периодически удалять через сливной кран 8. Воздух из воздухооборников поступает на осушитель 9, который может и отключаться, если в нем нет необходимости или для обслуживания. Далее воздух через воздушный фильтр 14 поступает на кран машиниста системы Казанцева 15, который управляется ручкой тормоза 16. Воздух поступает из крана машиниста под давлением, определяемым положением ручки тормоза, через переключательный клапан 17, к которому с противоположной стороны подсоединен один из двух 2-клапанных кранов противозатаскивателя, в пневмоцилиндр 3 тормоза. В случае необходимости ручка тормоза может быть разобщена с краном машиниста системы Казанцева и можно производить ручное торможение. Вторая цепь пневмоуправления идет на шинно-пневматические муфты различных механизмов — лебедки, ротора и др. Для включения механизма используют двухклапанный кран 10. Воздух от двухклапанного крана подается через клапан-разрядник 11 и вертлюжок 12 на баллон шинно-пневматической муф-

ты 13. Шинно-пневматическая муфта соединяет разобщенные валы силового привода и трансмиссии или трансмиссии и конкретного механизма (лебедки, ротора и др.). При закрытии крана происходит быстрое стравливание воздуха из шинно-пневматической муфты через клапан-разрядник и атмосферное отверстие крана. При этом шинно-пневматическая муфта выключит соответствующий механизм.

Для удобства управления БУ часть органов системы пневмоуправления сведены на *пульты управления*. Главный пульт управления служит для управления работой всех основных механизмов БУ. Он расположен на посту бурильщика около рукоятки тормозной системы лебедки.

Вблизи отдельных агрегатов БУ могут располагаться вспомогательные пульты пневмоуправления. Например, пульт дизелиста буровой установки БУ 3Д размещен на силовом блоке вблизи дизельных силовых агрегатов. На нем располагаются органы управления силовым приводом, буровыми насосами и компрессора с механическим приводом.

Пульт пневмоуправления автоматического бурового ключа АКБ-3М располагается в непосредственной близости от ключа, у главного пульта управления буровой установкой. Пульт пневмоуправления буровыми насосами буровых установок кустового бурения расположен в непосредственной близости от насосов.

Монтаж пневматической системы управления осуществляется в следующей последовательности.

Компрессорные станции и оборудование монтируют одновременно. Каждая буровая установка комплектуется двумя компрессорными станциями. В буровых установках с дизельным приводом одна компрессорная станция имеет механический привод, другая (резервная, пусковая) — механический привод. На буровых установках с электроприводом обе компрессорные станции имеют электрический привод. Место монтажа компрессорных станций с механическим приводом определяют в зависимости от расположения их привода. Привод компрессоров может осуществляться от суммирующей трансмиссии многодвигательного привода или одного из силовых агрегатов. Монтируют компрессорные станции на металлических основаниях их привода. На шкивы компрессорной станции и его привода надевают клиновидные ремни, которые натягивают двумя винтами, расположенными на основании. К основаниям привода компрессорные станции крепят болтами. Клиноременную передачу ограждают. Вторую компрессорную станцию с электроприводом можно устанавливать как на одном основании около компрессора с механическим приводом, так и в другом месте.

На буровых установках кустового бурения с эшелонной компоновкой компрессорные станции уже в заводских условиях собирают в самостоятельный компрессорный блок, который и устанавливается на предусмотренное для него основание.

Компрессоры соединяют воздухопроводом из стальных бесшовных труб. К нагнетательным линиям компрессоров воздухопровод присоединяют при помощи фланцев. Между фланцами помещают паранитовые прокладки. Воздухопровод каждого компрессора оборудуют обратными клапанами. Крышка обратного клапана должна находиться в верхнем положении, иначе на сам клапан будет действовать гравитация и это нарушит его нормальную работу. При установке клапана обращают внимание на стрелку, указывающую направление движения воздуха через клапан. Между клапанами на трубопроводе врезают тройник, при помощи которого трубопровод соединяют с воздухоборником. Применение резиноканевых шлангов на этом участке не разрешается.

Воздухосборники монтируют на специальном основании отдельно от остального оборудования в безопасном месте под укрытием, по возможности ближе к компрессорам и укрывают от солнечных лучей и атмосферных осадков. В компрессорном блоке для них предусмотрен специальный отсек. С компрессорами воздухосборник через конденсатор соединяют трубопроводом, который имеет небольшой уклон в сторону воздухосборника для стока конденсата. Вертлюжки с воздухопроводом или клапаном-разрядником соединяются гибкими резиноканевыми шлангами. К вертлюжкам и трубопроводам шланги крепятся стяжными хомутиками. Для облегчения соединения трубы со шлангом внутренняя поверхность его покрывается сухим тальком.

Кран машиниста укреплен на специальной стойке, около нижней части рычага ручного управления, тормозом. На стойке кран установлен горизонтально с таким расчетом, чтобы нажимной стержень крана и толкатель тормозного рычага лебедки были на одной оси. Воздухопроводы к крану присоединяют при помощи накидных гаек. Для уплотнения под фланцы штуцеров ставятся резиновые прокладки.

Кран машиниста обладает высокой чувствительностью, поэтому на воздухопроводе, по которому подводится сжатый воздух из магистрали, перед краном устанавливают воздушный фильтр тонкой очистки.

Для воздушных трубопроводов используют стальные трубы, имеющие паспорта или сертификаты. Соединяют воздушные трубопроводы газовой сваркой или на фланцах. В качестве прокладочного материала

для фланцевых соединений используют паранит, асбест или другие материалы, устойчивые к воздействию тепла, влаги и масла.

Большинство трубопроводов системы пневматического управления буровых установок помещены на рамах исполнительных механизмов: силовых агрегатов, буровой лебедки и др. Поэтому монтаж пневмосистемы в большинстве случаев сводится к соединению трубопроводов с компрессорными станциями, органами управления и исполнительными механизмами. Воздушные трубопроводы прокладываются с таким расчетом, чтобы они не мешали обслуживающему персоналу, а устанавливаемая арматура должна быть доступна для удобного и безопасного обслуживания и ремонта. Не допускается провисание и переплетение трубопроводов, наличие на них глухих отводов и заглушенных штуцеров, в которых может скапливаться влага. С кранами управления трубопроводы соединяются при помощи резиноканевых шлангов, которые крепятся специальными обжимными хомутами.

В местах прохождения шлангов через вырезы в рамах или около кромок других металлических деталей шланги защищают резиновыми втулками. Все открытые части трубопроводов надежно защищают от повреждений.

При монтаже и эксплуатации пневмосистемы необходимо соблюдать соответствующие правила техники безопасности, нарушение которых может привести к разрушению отдельных элементов пневмосистемы и вызвать травматизм или аварии на буровой.

Рассмотрим теперь *особенности эксплуатации системы пневматического управления*. От состояния узлов системы управления во многом зависит работоспособность и надежность буровой установки, а также безопасность работы обслуживающего персонала. Поэтому в процессе эксплуатации буровой установки необходимо уделять особое внимание уходу за системой управления, заключающемуся в соблюдении предусмотренных основных параметров работы отдельных агрегатов, внимательном ежедневном наблюдении за состоянием и работой всех элементов системы, своевременном устранении неисправностей и принятии профилактических мер для их предупреждения, выполнении требований инструкций заводов-изготовителей.

После монтажа пневматической системы управления выполняются следующие работы.

1. Опрессовывают пневматическую систему (воздухосборник, воздухопроводы, краны) воздухом на давление, равное 1,25 рабочего, но не менее чем на 3 кгс/см² выше рабочего давления.

Под опрессовочным давлением система должна находиться в течение 5 мин, после чего давление снижается до рабочего, при котором осматривается система и проверяется герметичность соединений трубопроводов обмыливанием.

2. Проверяют правильность подключения отдельных агрегатов пневматической системы поочередным включением всех механизмов, при этом обращают внимание на действие всех кранов в каждом положении. Необходимо также контролировать исправность и нормальное действие предохранительных клапанов, регулятора давления, вентилей и других узлов.

Такая проверка производится обязательно до опробования буровой установки на ходу.

3. Перед пуском компрессора в работу выполняют следующие работы:

- а) проверяют центровку соединения компрессора с электродвигателем или клиноременной передачей механического привода;
- б) контролируют уровень масла в картере компрессора;
- в) проворачивают компрессор вручную, чтобы убедиться в том, что привод и компрессор вращаются свободно, без заеданий;
- г) смачивают маслом сетку фильтра компрессора;
- д) спускают через спускной кран конденсат из холодильника компрессора.

В процессе эксплуатации буровой установки ежедневно осуществляется уход за элементами пневматической системы.

Компрессор. При ежедневном уходе за компрессором выполняют следующие работы:

- а) проверяют состояние компрессора внешним осмотром с целью выявления и устранения таких неисправностей, как пропуски воздуха в местах соединений, течь масла, нарушения крепления и т. д.;
- б) следят за состоянием и уровнем масла в картере компрессора, последний должен находиться между рисками на стержне масломера (щупа);
- в) не реже одного раза в смену, а при интенсивной работе компрессора и влажной погоде чаще сливают конденсат (влагу, масло) из холодильника компрессора через краник;
- г) во время работы компрессора проверяют, нет ли ненормальных шумов и вибраций, появление которых свидетельствует о неисправности компрессора, требует остановки и устранения дефектов;
- д) очищают компрессор от грязи и масла;
- е) периодически, в зависимости от загрязнения, очищаются воздушные фильтры и холодильники (радиаторы) компрессора.

Воздушные фильтры промываются в бензине или дизельном топливе, просушиваются и слегка смазываются маслом. Холодильники промываются в горячем 10%-м растворе каустической соды.

В процессе эксплуатации компрессора следят за величиной зазоров между сопрягаемыми подвижными деталями, так как при увеличении зазоров начинается ускоренный износ деталей. Увеличение зазоров сопровождается появлением стуков, снижением давления масла в компрессоре, а также уменьшением его производительности КПД.

Смазка в картере после спуска в работу нового компрессора заменяется через 150–200 ч работы, а в дальнейшем через 750–800 ч. Для смазки компрессора применяется компрессорное масло марки «19 т» (ГОСТ 1861–78).

Ежедневно следят за состоянием электропневматического вентиля и регулятора давления (электроконтактного манометра). Шарнирные соединения регулятора должны двигаться легко и плавно. Шарниры периодически смазывают тонким слоем густой консистентной смазки.

Систематически, два раза в месяц, следует осматривать контакты регулятора и при необходимости зачищать их.

Воздухосборник. Уход за воздухосборником заключается в содержании его в чистоте, регулярном, не реже одного раза в сутки, сливе конденсата и наблюдении за исправностью предохранительного клапана и манометра.

Воздухосборник является сосудом высокого давления, поэтому осмотр и освидетельствование его должны производиться согласно «правилам устройства, установки и освидетельствования сосудов, работающих под давлением». На каждом воздухосборнике должна быть табличка, на которой указывается номер воздухосборника, дата изготовления, наибольшее рабочее давление, регистрационный номер и сроки следующих осмотров и гидравлических испытаний. Воздухосборники регистрируются в местной инспекции Ростехнадзора.

При каждом монтаже буровой установки проверяют воздухосборник на отсутствие вмятин в стенках, целостность окраски и исправность кранов.

Краны. В процессе эксплуатации клапанных кранов, золотниковых пневмораспределителей, крана машиниста системы Казанцева и рычажного тормозного двухсекционного крана следят за их чистотой и состоянием смазки. Особое внимание уделяют чистоте верхней части корпуса крана регулирующих кранов.

Следует также оберегать от грязи и воды верхнюю полость двухклапанного крана и золотникового пневмораспределителя, в которую грязь и вода могут попадать через прорезь крышки клапана.

При появлении утечки воздуха в местах соединения резиноканевых шлангов с ниппелями кранов и в других местах необходимо немедленно устранять неплотности. Разбирать краны на буровой для устранения неисправности не рекомендуется.

Клапанные краны смазываются один раз в месяц густой консистентной смазкой, а по мере загрязнения смазка заменяется свежей. Краны машиниста на буровой не смазываются.

Шинно-пневматические муфты. При эксплуатации шинно-пневматических муфт в первую очередь необходимо следить за правильным воздухопоснабжением. Муфты работают надежно при давлении воздуха в магистрали 6,5–10 кгс/см². Не допускается работа муфт при давлении ниже 6 кгс/см², перегрузке и других факторах, вызывающих пробуксовку муфт под нагрузкой.

При эксплуатации шинно-пневматических муфт необходимо соблюдать следующие правила:

1. Регулярно следить за исправностью и герметичностью воздухопроводов. Не допускать работу муфт при давлении воздуха в магистрали, выше и ниже максимального и минимального рабочего давления пневматической системы.
2. Периодически проверять температуру муфт, которая должна быть не выше температуры окружающего воздуха.
3. Следить за тем, чтобы на муфты не попадало масло. Боковые поверхности муфт периодически очищать от грязи.
4. Не допускать к дальнейшей работе муфты с поврежденным кордом.
5. Не допускать работу муфт с чрезмерным износом колодок, так как это приводит к снижению коэффициента трения и крутящего момента, передаваемого муфтой. Допустимая минимальная толщина колодок для муфт ШПМ-500 2 мм и для муфт ШПМ-700 и ШПМ-1070 – 2,5 мм.
6. Следить за состоянием крепления баллона к ободу и обода к диску. Все болты должны быть затянуты и зашплинтованы.

Воздухопроводы. В процессе эксплуатации необходимо постоянно следить за исправностью и герметичностью воздухопроводов и устранять неисправности. Трубопроводы и, особенно, резиноканевые рукава должны быть защищены от ударов и истирания.

Не допускается попадание на рукава масла и дизельного топлива.

Вертлюжки. В процессе эксплуатации необходимо следить за тем, чтобы вертлюжки не перегревались. Температура корпуса вертлюжка не должна превышать 70 °С. При чрезмерном нагреве вертлюжка

необходимо проверить нет ли заедания в уплотнении или подшипниках. Для этого необходимо снять кронштейн и провернуть несколько раз корпус от руки. Корпус должен вращаться свободно, без заеданий. При появлении утечки воздуха через тавотницу необходимо проверить исправность уплотнений. Биение корпуса вертлюжка из-за неточной центровки с валом не должно превышать 1–1,5 мм, а осевое биение корпуса относительно шпинделя – 0,5–0,6 мм.

Фильтры. При каждом монтаже, но не реже одного раза в 3 месяца, следует очищать фильтры. При очистке фильтр разбирается полностью и все его части промываются керосином. Набивка после промывки смачивается маслом. Испорченная, измельченная набивка заменяется новой. При сборке фильтра следят за герметичностью соединения корпуса с крышкой.

4.6.2. Электрическая система управления

Существуют две разновидности электрической системы управления – аналоговая или релейная и цифровая. Аналоговая электрическая система управления присутствует в том или ином виде в комбинированной системе управления любой буровой установки, в которой используется электрооборудование. Цифровая или микропроцессорная электрическая система управления успешно реализуется на буровых установках с индивидуальным электрическим приводом на электродвигателях постоянного тока и буровых установках с частоторегулируемым электрическим приводом переменного тока. Такую систему управления имеют новейшие буровые установки с электроприводом производства ОАО «Уралмаш».

В составе электрической системы управления в качестве органов управления применяются различные выключатели и переключатели: кнопочные; рычажные; поворотные, резисторные и индуктивные регуляторы, сельсин-датчики, микропроцессорные контроллеры и др. *К элементам цепей электрической системы управления* относятся: электрические провода и кабели, резисторы, катушки индуктивности, электрические конденсаторы, электронные преобразователи и пр. *Исполнительными механизмами электрической системы управления* являются различные реле и магнитные пускатели, тиристорные и транзисторные ключи, которые называют активными клеммниками, электропневматические вентили, силовые электромагниты, сельсин-приемники и мн. др.

В составе электрической системы управления имеется также *подсистема электрического питания*, которая выполняется в виде отдельных блоков.

Аналоговая электрическая система управления в комбинированной системе управления любой буровой установки эксплуатационного и глубокого разведочного бурения занимает подчиненное положение. На некоторых буровых установках ООО «ВЗБТ» имеется равноправная комбинация пневматической и аналоговой электрической системы управления, где двух- и четырехклапанные краны заменены электропневматическими вентилями, расположенными в непосредственной близости от исполнительных механизмов системы пневмоуправления, — шинно-пневматических муфт и пневмоцилиндров, а сами вентили управляются дистанционно с пультов управления электрическими выключателями и переключателями.

Цифровая электрическая система управления применяется в качестве основной в составе комбинированной системы управления на новейших буровых установках ОАО «Уралмаш».

Электрическая цифровая система управления буровой установки производства ОАО «Уралмаш» состоит из следующих основных устройств (рис. 154):

- шкафа с микропроцессорным контроллером и панелью с активными клеммниками микропроцессорного контроллера МПК;
- шкафа с активными клеммниками лебедочного блока АКЛ;
- шкафа с активными клеммниками насосного блока АКН;
- панели с активными клеммниками шкафа управления ШУ1 тиристорного контейнера ШУ1-АК;
- панели с активными клеммниками шкафа управления ШУ2 тиристорного контейнера ШУ2-АК;
- пульта бурильщика ПБ с активными клеммниками и панелью оператора фирмы «Allen Bradley» типа PV-1000 или с панелью типа TP27-10 фирмы «Siemens».

Основным органом управления этой системы управления является микропроцессорный контроллер, в котором на микросхемах памяти записаны управляющие программы, запускаемые с пульта бурильщика. Исполнительными механизмами этой системы управления являются активные клеммники — транзисторные или тиристорные электронные ключи. Активные клеммники имеют двухстороннюю связь с микропроцессорным контроллером, что позволяет контроллеру отслеживать исполнение запущенной программы и переходить на следующий этап ее выполнения либо останавливать ее выполнение.

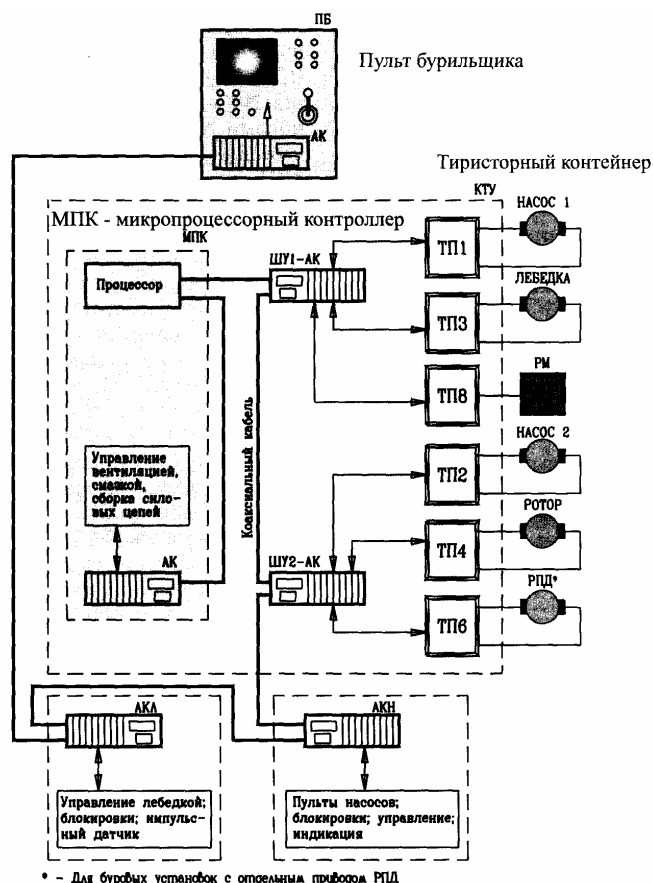


Рис. 154. Структурная схема электрической цифровой системы управления

4.6.3. Подсистема контроля технологических параметров процесса бурения

К системе пневмоуправления БУ, как и к любой другой разновидности систем управления буровыми установками (механической, электрической, гидравлической), относится также подсистема контроля технологических параметров процесса бурения. Эта подсистема предназначена для контроля параметров и исправности действия всей системы управления и отдельных агрегатов буровой установки. Без контроля технологических параметров на буровой установке не может быть эффективной ни одна система управления. В составе подсистемы контроля — приборы и датчики, использующие различные методы регистрации параметров: механические, пневматические, гидравлические и электрические и тепловые. К ним относятся: манометры; термометры; индикаторы веса; моментометры; указатели скорости движения крюка; частот вращения ротора; барабана лебедки; числа ходов насоса; потребляемой мощности; силы тока; напряжения и мн. др. На буровых установках предшествующего поколения эта подсистема сводилась к минимально-

му набору контрольно-измерительных приборов, позволяющих осуществлять проводку скважины и контролировать основные технологические параметры: осевую нагрузку на долото и вес на крюке, давление в манифольде, число двойных ходов насоса, параметры бурового раствора, электрические параметры и некоторые другие параметры, характеризующие состояние буровой установки. Штатным прибором любой буровой установки из перечисленного набора является *гидравлический индикатор веса*. Современный гидравлический индикатор веса изображен на рис. 155. Он предназначен для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната. Величина натяжения талевого каната пропорциональна весу на крюке. Индикатор состоит из (справа налево): трансформатора давления ТД, который преобразует натяжение каната в давление гидравлической жидкости, самопишущего манометра, показывающего манометра и пресс-бачка (гидроцилиндр одностороннего действия с винтовой подачей поршня) для нагнетания гидравлической жидкости при настройке индикатора. Все эти составляющие индикатора веса обвязаны между собой гибким медным капилляром. Гидравлическую систему индикатора заполняют полиметилсилоксановыми жидкостями: ПМС-5; ПМС-6; ПМС-10 (ГОСТ 13032–77) с пренебрежимо малым увеличением вязкости при понижении температуры до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Трансформаторы давления выпускают для использования на талевых канатах, диаметром до 38 мм, с величиной натяжения до 320 тонн. В гидросистему гидравлического индикатора веса включают также сигнализирующий манометр, электрический сигнал с которого поступает на систему блокировки буровой лебедки при превышении максимально допустимой нагрузки на крюке. Трансформатор давления устанавливается на неподвижную ветвь талевого каната и преобразует его натяжение в давление гидравлической жидкости, которое измеряется показывающим и пишущим манометрами. Показывающий манометр имеет две стрелки и две шкалы, которые обеспечивают низкую и высокую чувствительность для измерения нагрузки на крюке и выделения осевой нагрузки на долото. Для приведения в действие и начальной калибровки индикатора веса используют пресс-бачок, с помощью которого заполняют гидросистему рабочей жидкостью и выставляют начальное давление гидросистемы. Трансформатор давления выбирают соответствующим допускаемой нагрузке буровой установки.

На современных буровых установках применяют более информативную *компьютеризированную подсистему (систему) контроля технологических параметров процесса бурения*. Такими системами ОАО «Урал-

маш» и ООО «ВЗБТ» комплектуют свои новые буровые установки, а буровые компании оснащают ими используемый парк буровых установок, в том числе и достаточно старых.

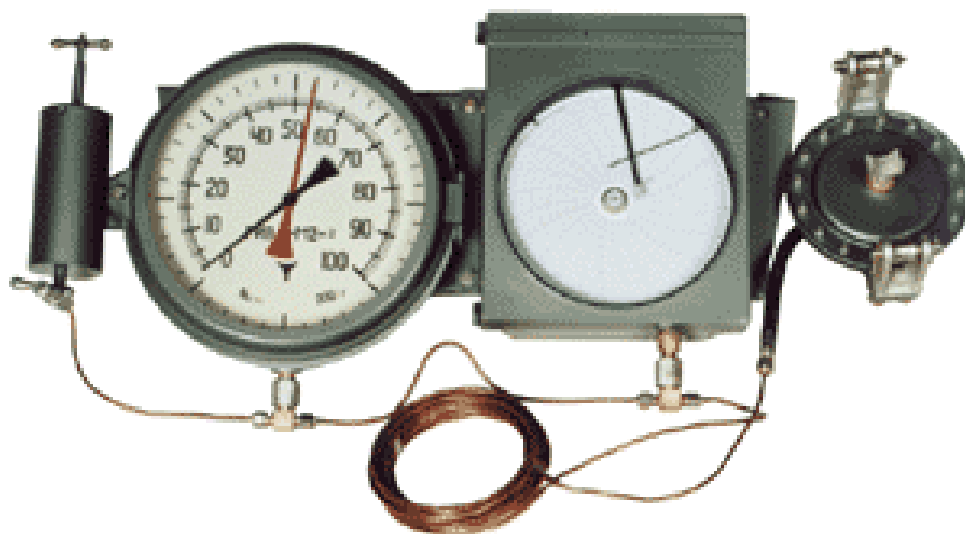


Рис. 155. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6М

На новых буровых установках, с условной глубиной бурения 4000 м и более, ОАО «Уралмаш» использует систему КУБ-01, разработанную томской фирмой «Геофит», а на буровых установках с меньшей глубиной бурения – систему «СГТ-Микро» производства московской фирмы «СКБ-Ореол». ООО «ВЗБТ» комплектует свои новые буровые установки системой «СГТ-Микро».

Для комплектации действующих буровых установок отечественными фирмами предлагаются различные компьютеризированные системы контроля технологических параметров процесса бурения: в Москве – системы «Контур» и «СГТ-Микро»; в Санкт-Петербурге – АМТ; в Уфе – «Леуза»; в Томске – «КУБ-ТМ» и др. Все эти системы имеют весьма схожую структурную схему, которая приведена на рис. 156.

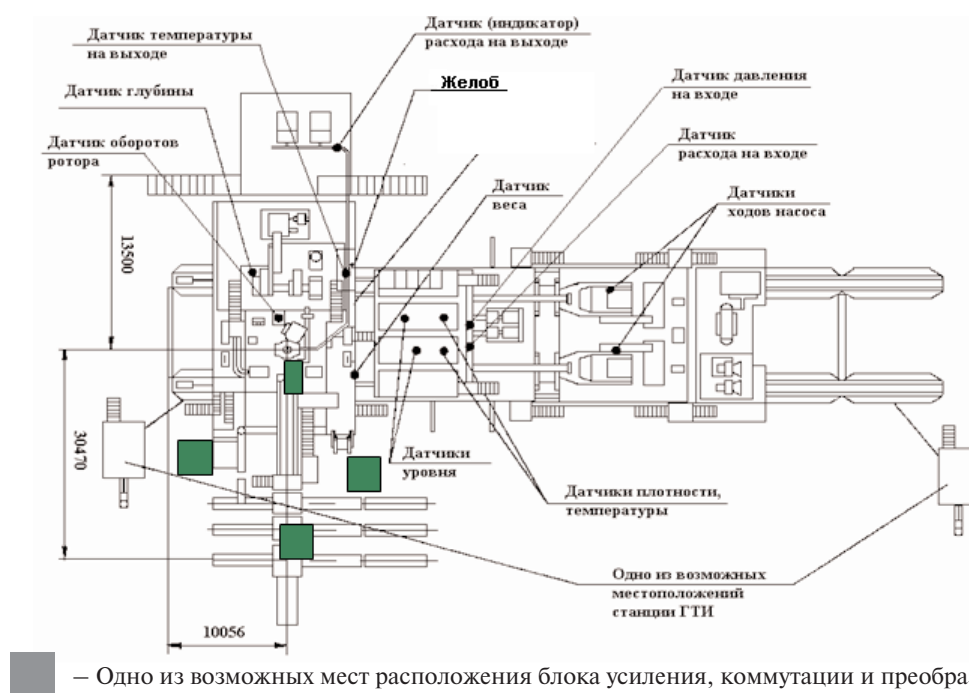
Компьютеризированная система контроля параметров бурения позволяет одновременно регистрировать значительное число технологических параметров процесса бурения и параметров, характеризующих состояние оборудования буровой установки. Причем количество регистрируемых параметров может при необходимости увеличиваться. Типовая схема расположения датчиков такой системы на буровой установке кустового бурения приведена на рис. 157.

В компьютеризированной системе контроля для регистрации веса на крюке на неподвижную ветвь талевого каната устанавливают, наряду с трансформатором давления гидравлического индикатора веса,

электронный датчик веса, у которого вместо трансформатора давления установлен преобразователь натяжения неподвижной ветви каната в деформацию балочки, которая регистрируется с помощью чувствительного к деформации тензометрического элемента (рис. 158).



Рис. 156. Структурная схема компьютеризированной системы контроля параметров процесса бурения



— Одно из возможных мест расположения блока усиления, коммутации и преобразования

Рис. 157. Типовая схема расположения датчиков компьютеризированной системы контроля технологических параметров процесса бурения

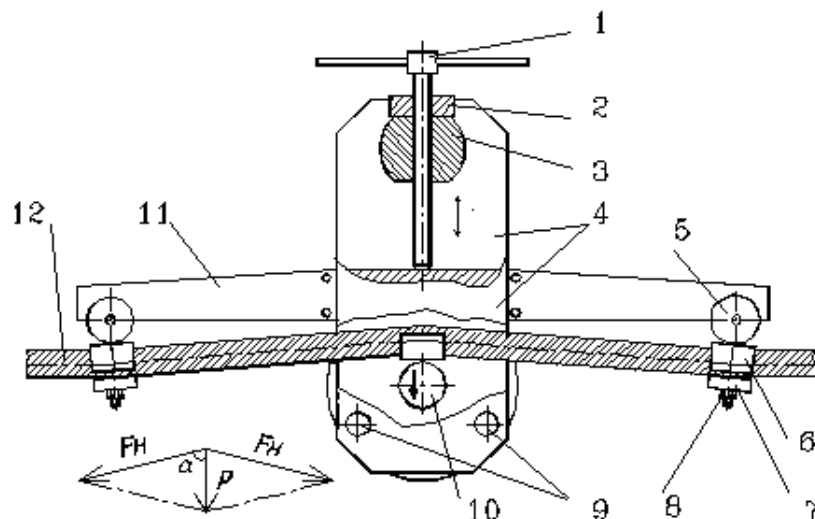


Рис. 158. Функциональная схема датчика веса

Первичный преобразователь представляет собой упругий элемент с наклеенными на него тензорезисторами. Преобразователь натяжения каната состоит из балочки 11, на которой установлены опорные ролики 5 и ложементы каната 6. Канат 12 фиксируется на балке с помощью прижимных планок 7 и гаек 8. Балочку 11 охватывают две планки 4, на которых установлены: первичный преобразователь 10, ложемент каната, регулировочный винт 1, гайка 3, контргайка 2 и стягивающие болты 9. Принцип работы основан на разложении усилия F_H натяжения каната в неподвижной ветви талевого каната:

$$P = 2F_H \cos \alpha,$$

где P — усилие на преобразователе натяжения каната; α — угол между векторами сил.

Деформацию балочки регистрирует наклеенный специальным способом тензометрический измерительный элемент. Он состоит из четырех резисторов, соединенных по мостовой схеме. В одну диагональ моста подается питание от стабилизатора тока, а с другой диагонали моста снимается дифференциальное измеряемое напряжение. Величина последнего пропорциональна механическому «изгибу» балочки, который, в свою очередь, пропорционален весу на крюке буровой установки. Измерительная зона преобразователя защищена от механических повреждений герметичным кожухом.

Для измерения давления на различных участках манифольда используют *датчики давления* в виде манометрических преобразователей давления с поршневыми средоразделителями, отделяющими буровой раствор от гидравлической жидкости в манометре (рис. 159).

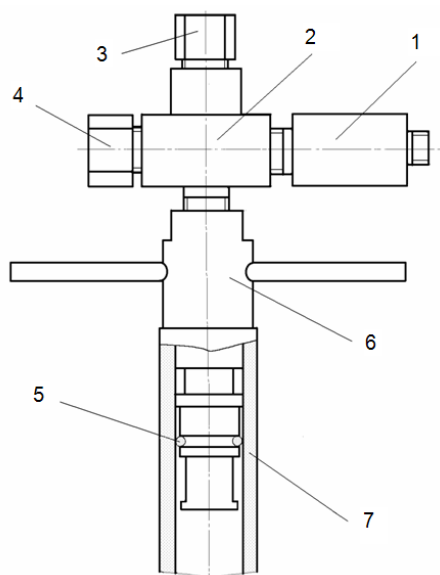


Рис. 159. Датчик давления с оснасткой

Датчик давления *1* включается в стакан *7* линии манифольда через оснастку, которая состоит из тройника *2*, переводника *6*, заглушек *3* и *4*, уплотнительного кольца *5* и средоразделителя *7*. Давление промысловой жидкости через средоразделитель и разделительную жидкость, залитую в оснастку, передается в датчик давления, на мембране которого производится преобразование измеряемого параметра в электрический сигнал с помощью наклеенного тензометрического измерительного преобразователя.

Измерение расхода бурового раствора на входе в бурильную колонну производят с помощью электромагнитных или ультразвуковых датчиков расхода либо по числу двойных ходов буровых насосов. В *электромагнитном датчике расхода* буровой раствор протекает через участок специально созданного поперечного магнитного поля. В результате этого на двух электродах, расположенных ортогонально как к магнитному полю, так и к потоку бурового раствора, возникает разность электрических потенциалов, пропорциональная расходу. Внешний вид электромагнитного датчика расхода приведен на рис. 160.



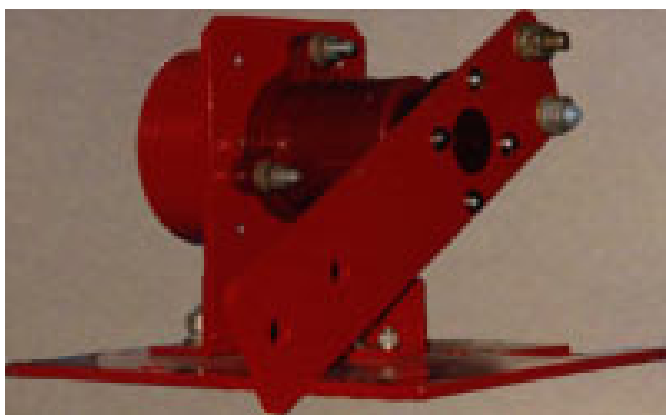
Рис. 160. Электромагнитный датчик расхода

Число двойных ходов бурового насоса фиксируется электромагнитным счетчиком перемещений. Для этого на штоке насоса закрепляют либо металлический флажок, либо постоянный магнит, который, пересекая катушку датчика, формирует на ней импульсный сигнал. Импульсный сигнал приводится к необходимому виду в первичном преобразователе сигнала, а затем подается на счетчик импульсов. Частота следования импульсов равна числу двойных ходов насоса. Аналогичный датчик может быть использован для контроля частоты вращения стола ротора.

Расход бурового раствора на выходе из скважины измерять электромагнитным расходомером в желобной системе нельзя, из-за постоянно меняющегося сечения струи. Для оценки расхода на выходе используют датчик, реагирующий на уровень и линейную скорость потока бурового раствора, в качестве которого наиболее часто применяют датчик с резистивным или электромагнитным измерителем угла отклонения лопатки, погруженной в текущий по желобу раствор.

Глубину погружения буровой колонны в скважину и положение талевого блока определяют по измерению полного угла поворота барабана лебедки. Для этого используют передачу вращения от барабана лебедки на вал датчика с помощью клинового ремня или датчик устанавливают между шпинделем вертлюжка и одним из валов лебедки. Вращение вала датчика контролируется обычно оптическими методами — парой светодиод-фотодиод, расположенной между диском с отверстиями, который кинематически связан с валом лебедки.

Уровень раствора в емкостях циркуляционной системы измеряют поплавковыми датчиками и ультразвуковыми уровнемерами. В первом случае (рис. 161) поплавков через штангу соединен с движком переменного резистора, который и выдает сигнал, пропорциональный уровню бурового раствора.



*Рис.161. Поплавковый
уровнемер
(без штанги
с поплавком)*

Во втором случае уровень определяется по времени прихода отраженного от поверхности бурового раствора импульсного акустического сигнала.

Датчики непрерывного контроля плотности бурового раствора имеют тензорезистивные преобразователи натяжения нити, удерживающие погруженный в буровой раствор груз. Используется и мембранный тип датчика плотности бурового раствора, у которого тонкая мембрана с нанесенным на нее тензорезистором отделяет буровой раствор от заполненной газом камеры. Деформация мембраны, пропорциональная плотности бурового раствора, меняет измеряемое сопротивление тензорезисторного преобразователя. Имеется также комбинированный манометрический дифференциальный датчик уровня и плотности бурового раствора в емкостях (рис. 162).



Рис. 162. Дифференциальный датчик уровня и плотности бурового раствора

В связи с тем, что с ростом глубины погружения в буровой раствор гидростатическое давление растет, а темп роста давления определяется плотностью раствора, имея два мембранных датчика плотности с фиксированной разностью глубины погружения Δh , по измеренным давлениям на двух разных глубинах погружения можно вычислить плотность раствора и его уровень в емкостях:

$$\rho = (P_2 - P_1)/(g\Delta h); h = (P_1\Delta h)/(P_2 - P_1) + h_1,$$

где P_2 — давление на уровне нижнего датчика; P_1 — давление на уровне верхнего датчика; Δh — расстояние между датчиками по вертикали; h_1 — расстояние от дна емкости до верхнего датчика по вертикали; g — ускорение свободного падения.

Момент на роторе буровых установок измеряют с помощью тензорезистивных датчиков, устанавливаемых на элементах привода ротора. Реактивный момент на роторе при бурении турбобуром измеряется

датчиком с тензорезистивным преобразователем, который установлен на специальном стопоре стола ротора.

Сигналы, поступающие с первичных преобразователей датчиков, имеют различную форму и уровень, поэтому в *блоке усиления коммутации и преобразования* они приводятся к одному виду. Аналоговые сигналы поступают после необходимого усиления на аналого-цифровые преобразователи. Импульсные сигналы нормализуются по амплитуде и длительности, что дает возможность передать их для дальнейшей обработки на микропроцессорный контроллер системы. Так как количество сигналов, поступающих от датчиков, велико, их обработка может производиться последовательным переключением датчиков с помощью коммутирующих устройств. Для управления блоком усиления коммутации и преобразования имеется *пульт дистанционного управления*, с которого производится включение, выключение и другие операции с системой контроля технологических параметров бурения. Микропроцессорный контроллер, входящий в состав блока усиления преобразования и коммутации, производит обработку сигналов по программе, записанной в микросхемах памяти, с учетом команд, поступивших с пульта дистанционного управления и пульта бурильщика, а далее передает их на *пульт бурильщика*, с которым имеется двухсторонняя связь. Пульт бурильщика отображает параметры, зафиксированные датчиками и приведенные в блоке усиления, преобразования и коммутации, к требуемой размерности величин, а также дает возможность произвести некоторые операции управления системой контроля, например обнулить вес бурильной колонны, подвешенной на талевой системе буровой установки, для контроля при бурении осевой нагрузки на долото. Зафиксированные параметры отображаются на электронных табло, расположенных на роторной площадке и в насосном блоке. Кроме того, эти параметры передаются на рабочее место бурового мастера, которое представляет собой персональный компьютер с принтером. На этом компьютере отображаются в реальном времени измеряемые параметры, которые записываются в файлы и распечатываются на принтере.

Современные тенденции развития компьютеризированных систем контроля технологических параметров процесса бурения состоят в создании программ, выполняющих анализ поступившей информации с целью раннего выявления различных осложнений и аварий, как в скважине, так и на буровом оборудовании, и выдачи предупреждения о них буровому мастеру.

5. МОНТАЖ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

5.1. Этапы монтажа буровой установки

Весь процесс монтажа можно условно разделить на ряд этапов, включающих подготовительные работы, строительство подъездных путей и подготовку площадки (строительство кустовых оснований или/и фундаментов) и сборку узлов буровой установки.

Комплекс монтажных работ определяется: назначением и конструкцией скважины; условиями проводки; способом бурения; применяемым технологическим оборудованием.

Наиболее часто, при использовании традиционного оборудования, работы, проводимые до начала бурения скважины, включают такие операции, как:

- подготовка площадки для бурения, кустового основания или/и фундамента для буровой установки, подъездных путей, коммуникаций для подвода энергии, водоснабжения;
- транспортировка и монтаж оборудования и технологического инструмента;
- проверка и наладка основных узлов буровой установки; оснастка талевой системы; установка ротора; соединение бурового шланга со стояком и вертлюгом; оснащение буровой элементами малой механизации, механизмами и инструментами для выполнения спуско-подъемных и других работ в процессе проходки скважины; проверка и регулировка узлов комплекса механизмов АСП; размещение бурового, слесарного и другого вспомогательного инструмента, противопожарного инвентаря и средств по технике безопасности; обкатка дизелей и проверка бурового оборудования; приготовление бурового раствора; бурение шурфа и установка шурфовой трубы.

В некоторых районах подготовительные работы к бурению осуществляют специальные подготовительные бригады. Перед сдачей буровой в эксплуатацию проверяют правильность монтажа оборудования и опробуют его без нагрузки. Вначале проверяют отдельные агрегаты, а затем всю установку. Для этого запускают двигатели силовых агрегатов

и компрессоров, включают муфты и опробуют на холостом ходу работу трансмиссий, редукторов, лебедки, насосов и ротора. Во время обкатки двигателей внутреннего сгорания настраивают и проверяют синхронность их работы, подачу и расход топлива, давление и температуру в масляной системе, систему управления двигателями, герметичность всей обвязки и показания приборов. Особое внимание обращают на работу предохранительных устройств, на срабатывание механизма противозатаскивателя талевого блока под кронблок и правильность подключения его в общую схему пневмоуправления. Определяют величину инерционного пробега талевого блока после срабатывания конечного выключателя. Для этого трос противозатаскивателя устанавливают на расстоянии 20–25 м от рамы кронблока и на максимальной скорости подъема талевого блока определяют расстояние его инерционного пробега до полной остановки. Тормозной путь должен быть в пределах 5–6 м. Результаты испытания оформляют актом с указанием величины тормозного пути.

Смонтированную буровую сдают в эксплуатацию только после приема ее комиссией, назначенной руководством сервисной буровой компании. В состав комиссии входят следующие должностные лица: начальник районной инженерно-технологической службы (РИТС), главный механик, главный энергетик, начальник вышкомонтажного цеха, прораб и бригадир вышкомонтажной бригады, буровой мастер и инженер по технике безопасности. В комиссии также принимают участие представители районного отделения Ростехнадзора и пожарной охраны.

Прием буровой оформляется актом, подтверждающим пригодность и правильность монтажа оборудования для бурения скважины до проектной глубины. К акту прикладывают разрешение Электронадзора на подключение буровой к сети (для установок с электроприводом) и акт на испытание (опрессовку) нагнетательной линии буровых насосов.

Приемная комиссия проверяет:

- состояние подъездных путей и территории вокруг буровой;
- состояние приемных мостков, стеллажей, пола буровой, буровых укрытий, уклона желобной системы и прохода вдоль желобов, фундаментов вышки и другого оборудования;
- исправность лестниц, площадок, ограждений, контрольно-измерительных приборов и пусковой аппаратуры;
- наличие и исправность предохранительных щитов и соблюдение правил ограждений всех вращающихся и движущихся частей механизмов;

- исправность противозатаскивателя и других блокировок, заземления и освещения буровой;
- наличие стоков для воды и раствора;
- наличие аптечки и набора в ней медикаментов первой помощи;
- наличие пожарного инвентаря.

Все неполадки, выявленные в период проверки и приема буровой, до пуска ее в эксплуатацию должны быть устранены.

Подготовительные работы перед монтажом

Этот этап обычно включает разработку проекта монтажа. Проектирование — ответственный этап при подготовке монтажа буровой установки. Проект должен:

- определить технические условия и требования к монтажу с целью обеспечения при эксплуатации надежной и долговечной работы, как всей буровой установки, так и отдельных ее узлов и механизмов;
- указать применение безопасных методов и приемов работы на всех этапах монтажа;
- использовать современные технологии и новейшие достижения технического прогресса для повышения эффективности и снижения себестоимости монтажных работ.

От качества проекта зависят технико-экономические показатели монтажа. Проект предусматривает комплекс графических и текстовых материалов. По признаку использования различают проекты — индивидуальные (для разведочных скважин), повторно применяемые и типовые. Важным элементом предпроектного этапа строительства буровых установок считаются инженерные, экономические и технические изыскания, в результате которых определяется экономическая целесообразность видов монтажа.

В состав технических изысканий входят топографические, геодезические, инженерно-геологические, гидрогеологические, климатические, почвенные и другие работы. На основе изысканий создается паспорт кустовой площадки и трассы транспортировки. Перед разработкой проектов монтажных работ вышкомонтажному цеху буровой компании или специализированной монтажной организации передается паспорт кустовой площадки и трассы транспортировки, который содержит условия, технические данные по кустовой площадке и трассе. В технические данные входят план площадки и схемы трассы, техническое заключение по инженерной геологии с указанием величин допустимых нагрузок на грунт, уровня подземных вод, сведения о размещении линии электропередач и т. д.

Исходными материалами для составления проекта монтажных работ служат: утвержденный технический проект на сооружение скважины (скважин); инструкции по монтажу и рабочие чертежи завода-изготовителя буровой установки; данные о поставке и изготовлении недостающего оборудования, наличие парка машин и механизмов; действующие нормативные документы; инструкции и указания, в том числе по охране труда. Проект производства работ состоит из трех основных технологических документов: графика календарных планов, генеральной схемы расположения бурового и вспомогательного оборудования (рис. 163) и пояснительной записки.

Генеральная схема включает в себя план буровой установки, расположение жилых, культурно-бытовых помещений, привышечных сооружений, электроводоснабжения, обогрева помещений, хранения и транспортирования шлама и оборудования для экологически чистого или безотходного бурения.

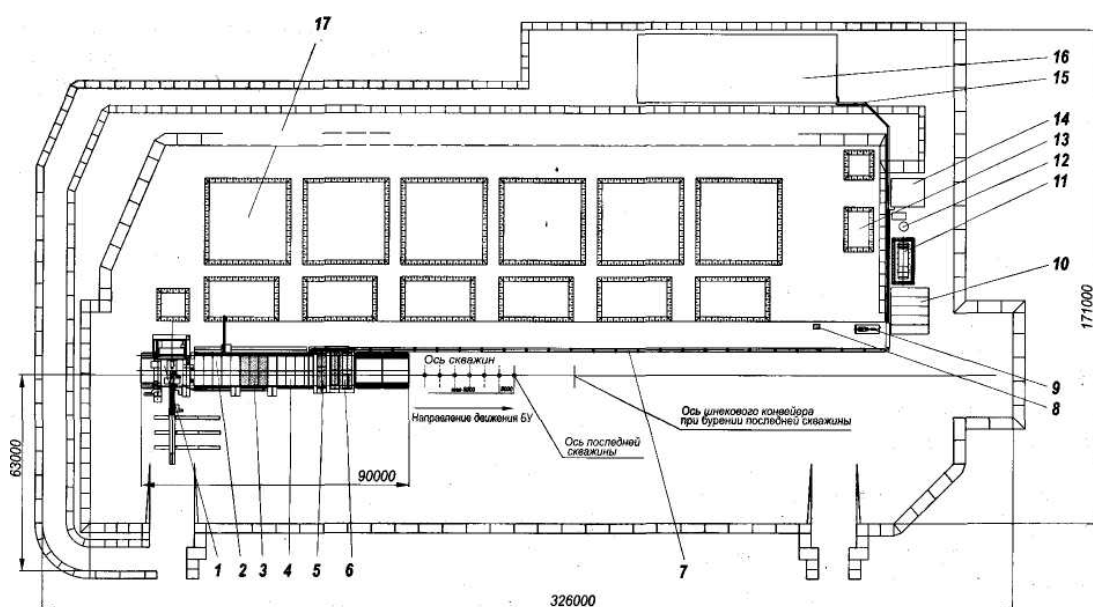


Рис. 163. Схема расположения оборудования на кусте:

- 1 — вышечно-лебедочный блок; 2 — блок очистки циркуляционной системы;
3 — блок растворных модулей; 4 — блок насосных модулей; 5 — компрессорный блок;
6 — модуль тиристорный; 7 — коммуникации; 8 — блок ГСМ для ДЭС; 9 — энергоблок;
10 — блок дополнительных емкостей; 11 — водонефтяная емкость;
12 — водяная скважина; 13 — водоем пожарный; 14 — котельная;
15 — коммуникации жилого городка; 16 — жилой городок; 17 — амбары шламовые

При разработке генеральной схемы должны быть учтены следующие принципы:

- рациональное использование строительной площадки;
- обеспечение эффективной организации и целесообразной технологии монтажа, бурения и эксплуатации скважин;

- обоснованное размещение оборудования для ускоренного монтажа. Форма и размеры кустовой площадки обуславливается следующими факторами:

- количеством скважин и способом их группировки;
- расстоянием между скважинами и расстоянием между группами, что определяет общую протяженность площадки при перемещении буровой установки в пределах куста;
- противопожарными нормами и требованиями правил техники безопасности;
- безопасными расстояниями между отдельными видами оборудования при производстве работ на кустовой площадке, при технологической операции цементирования;
- правилами устройства электроустановок и электрических сетей, которые регламентируют разрывы между отдельными агрегатами и объектами, входящими в комплект буровой установки.

Территория площадки под оборудование в процессе строительства и эксплуатации загружена неравномерно. По воспринимаемым нагрузкам площадка может быть разбита на три зоны: А, Б, В.

В зоне А, где находится и перемещается буровая установка, грунт должен выдерживать удельное давление не менее 0,12–0,15 МПа. При меньшей несущей способности необходимо принять меры по его укреплению.

Зона Б соответствует расположению стационарного оборудования — стеллажей с трубами, котельной, блока нефтяной емкости, дизель-генераторного блока и т. д. Несущая способность грунта в этой зоне должна быть не менее 0,08 МПа.

Зона В предназначена для монтажа и демонтажа буровой установки, обслуживания оборудования, его транспортирования, т. е. для работы транспортных средств и грузоподъемных машин.

Строительство фундаментов

Фундамент — опора для буровой установки и привышечных сооружений, через которую передаются на грунт усилия, возникающие в процессе эксплуатации оборудования. Для создания безопасных условий при эксплуатации буровой установки необходимо соблюдать следующие требования:

1. Удельная нагрузка на грунт не должна превышать допустимой для данного вида грунта. Так, для природных и почвенных условий группы месторождений района Западной Сибири для буровых установок разведочного и эксплуатационного бурения под опорами оснований должно обеспечиваться удельное давление не менее

0,1–0,12 МПа, а для буровых установок грузоподъемностью 2000 кН — не менее 0,12 МПа.

2. Габариты площадки под кустовую буровую должны позволять разместить буровую установку с возможностью ее монтажа. Привышечные сооружения (котельная, вагончик мастера, столовая, топливный блок и т. д.) должны устанавливаться с соблюдением «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности и противопожарных разрывов между агрегатами» с учетом размещения противовыбросового оборудования, а также следует учитывать число скважин на данной площадке. Конструкция фундамента должна выбираться в зависимости от глубины бурения и конструкций скважин, типа буровой установки, способности грунта к восприятию удельного давления от возникающих в процессе работы нагрузок, а также экономической целесообразности применяемых материалов.
3. Необходимо применять экономически обоснованные конструкции фундаментов, которые позволят сократить сроки строительства. Поэтому решающее значение для оснований под буровую установку имеет состав и свойства грунта, на котором предполагается монтировать буровую установку.

Фундаменты везде по осадкам и деформациям должны обеспечивать нормальную работу бурового оборудования в период строительства скважин и ее эксплуатации. Площадка должна обеспечивать возможность перемещения и работы на ней транспортных средств и монтажных кранов.

Кустовая площадка должна выполняться горизонтально. Допускается уклон кустовой площадки в зоне А по ходу движения буровой установки в пределах 10 мм — на 2 м. Технологические площадки выполняются с уклоном в сторону амбара, обеспечивающим водосток. Планировку площадки на горизонтальность в зоне А для установки оборудования и разметку оси вышки рекомендуется проводить с помощью нивелира. По окончании отсыпки куста необходимо сделать обваловку.

Для одиночной буровой установки планировку площадки на горизонтальность для установки оборудования и разметку от вышки рекомендуется производить с помощью нивелира. Отклонение от горизонтальности площадки — не более 10 мм в пределах габаритов выкладки. Несущая способность грунта площадки под блоки буровой установки — не менее 0,1 МПа (1 кгс/см²). При меньшей несущей способности грунта необходимо увеличить площадь опоры.

Величины наибольших вертикальных нагрузок на опоры и планировка площадки для разных типов и модификаций буровых установок могут существенно отличаться. Их истинное значение следует брать из соответствующих инструкций по эксплуатации на монтируемую буровую установку.

Объем работ по строительству кустовой площадки зависит от ее размеров. С развитием наклонно направленного бурения с одной площадки возможно бурение до 30 и более скважин. Поэтому выбор ее габаритов — один из основных факторов ускоренного строительства буровой установки. Размеры площадки отражаются, в конечном итоге, на себестоимости тонны нефти. При проектировании площадки необходимо учитывать возможности рациональной эксплуатации скважин (ремонт скважин с использованием имеющихся подъемников, установка стационарного оборудования). Следует учитывать расположение буровой установки во время бурения всех скважин на данной площадке, а также размещение привышечных сооружений, установку специальных агрегатов, которые временно, на период выполнения отдельных работ, прибывают к скважине.

Важным фактором для установки габаритов площадки считается технология монтажа буровой установки (установка блоков согласно схеме расположения, монтаж блоков с помощью крановой техники, размещение техники для монтажа и оборудования перед монтажом). Длина и ширина площадки выбираются с учетом многих факторов. Площадка под куст делится на основную, вспомогательную и под соцкультбыт. На основной площадке располагаются скважины и буровые станки, на вспомогательной — оборудование, которое находится стационарно при бурении всех скважин куста. Обе площадки имеют прямоугольную форму. Длина основной площадки зависит от числа скважин, расстояния между ними и способа группировки скважин. Число скважин колеблется от 2 до 30, расстояние между ними — от 5 до 50 м, а группируют скважины — от 4 до 8. Расстояние между группами при бурении на нефть обычно 50 м. Это главные параметры, влияющие на длину основной площадки. Существует еще несколько факторов. Так, первая скважина находится от края на расстоянии около 20 м и более. Это расстояние зависит от ширины вышечного блока и применяемой крановой техники при монтаже. Последняя скважина должна отстоять от края площадки на таком расстоянии, чтобы было возможно проводить демонтаж оборудования над пробуренной скважиной и устанавливать крановую технику (обычно 25 м и более). Общая длина основной

площадки зависит от выбора расстояния от края площадки до первой скважины, числа скважин, способа группировки скважин и выбора расстояния между группами и между скважинами в группах, размеров площадки для демонтажа буровой установки.

Ширина основной площадки зависит от конструкции, а также вида движения вышечного блока, расположения системы очистки раствора, конструкции приемного моста и применяемой техники при бурении и эксплуатации. Для буровых установок класса 4 и 5 эта ширина равна 70 м. Габариты вспомогательной площадки выбирают в зависимости от расположения блоков, возможности их монтажа и демонтажа, а также при установке блоков учитываются существующие правила по технике безопасности и противопожарные разрывы. На основной площадке устанавливают вышечный блок, приемный мост, блок очистки, коммуникации, подходящие к вышечному блоку, а также насосный, компрессорный и емкостной блоки (при эшелонной компоновке буровой). На вспомогательной площадке устанавливаются: котельный блок, различные технологические емкости, подстанции, передвижные вагончики и другое вспомогательное оборудование.

5.2. Способы сооружения буровых установок

В современной практике буровые установки сооружаются тремя способами: агрегатным, мелкоблочным и крупноблочным. С 1996 года, с появлением новых буровых установок блочно-модульного типа, был разработан, испытан и внедрен в практику новый способ сооружения буровых установок — модульный. Применение каждого из этих способов обусловлено типами буровых установок, укомплектованностью их основаниями, а также специфическими условиями нефтяного региона, расстоянием перебазировки буровых установок, рельефом местности и другими факторами.

Агрегатный способ сооружения буровых характерен для первичного монтажа. Оборудование с заводов обычно поступает в виде монтажных блоков. Только отдельные блоки, габариты или масса которых не соответствуют техническим условиям грузов, перевозимых по железной дороге, поставляются агрегатами. Для агрегатного способа характерны следующие основные особенности. Во-первых, длительные сроки сооружения буровых из-за трудоемкости работ, связанных с монтажом и демонтажом оборудования, строительством и разборкой буровых укрытий, сооружением фундаментов и транспортировкой оборудования и материалов. Во-вторых, многократность монтажа и демонтажа оборудования приводят к преждевременному его износу, в результате

чего возрастает объем ремонтных работ, нарушается комплектность оборудования, отдельные агрегаты монтируют из различных комплектов с разными сроками службы. В-третьих, при этом способе значительно снижается возврат материалов из-за периодической разборки буровых укрытий и коммуникаций. Все эти недостатки агрегатного способа приводят к низкой производительности труда и высокой себестоимости сооружения буровых.

По сравнению с агрегатным, мелкоблочный способ сооружения буровых установок позволяет частично ликвидировать вышеперечисленные недостатки. При мелкоблочном способе вся буровая установка, в зависимости от числа узлов, разбивается на 12–20 блоков, кинематически связанных друг с другом. Для этих узлов изготавливают основания, которые и служат фундаментом при установке на площадке, а также транспортным средством во время монтажа при незначительном расстоянии транспортирования на кустовых площадках. Основные недостатки этого способа:

- большая расчлененность бурового оборудования на мелкие блоки, которая полностью не обеспечивает создание кинематически увязанных обособленных рабочих узлов;
- большая трудоемкость, связанная с монтажом систем освещения, пневмо- и электроуправления, охлаждения и обогрева, смазки, каркасов укрытий и дополнительных элементов утепления.

Крупноблочный способ сооружения буровых перед мелкоблочным способом имеет следующие преимущества:

- резкое сокращение числа блоков;
- упрощение конструкции фундаментов;
- снижение за счет этого объема строительно-монтажных работ и сокращение сроков сооружения буровых;
- увеличение скорости транспортировки блоков и повышение срока службы оборудования и оснований в связи с транспортировкой их на гусеничных тяжеловозах и тяжеловозах на пневмоколесном ходу;
- экономия строительных материалов при демонтаже за счет возврата леса, мягкой кровли и других материалов.

При крупноблочном способе оборудование монтируется на двух-, шестиблочных основаниях, которые перевозятся на специальных транспортных средствах — тяжеловозах. Эффективность крупноблочного способа сооружения буровых зависит от объемов буровых работ, рельефа местности, расстояний транспортировки блоков, наличия естественных и искусственных препятствий на пути транспортировки.

Наибольшая эффективность при крупноблочном способе достигается на эксплуатационных площадях с большим объемом буровых работ, небольшими сроками бурения скважин и расстояниями между ними, с открытым непересеченным рельефом.

Эффективность крупноблочного способа снижается при транспортировке блоков на большие расстояния (особенно по лесистой, болотистой местности), наличии на пути движения пересечений с линиями электропередач, сельскохозяйственных полей, железнодорожных переездов, ручьев, рек и мостов, крутых подъемов и спусков, косогоров и других естественных препятствий, так как в этих условиях приходится выполнять много работ по подготовке трасс. В этих случаях оборудование целесообразнее полностью демонтировать, разобрать основание на мелкие секции и перевезти их на автомобильном транспорте.

Модульный способ монтажа предусматривает специальное конструктивное построение буровой установки. При этом буровая установка, включая и металлоконструкции подвышечного основания и рабочей буровой площадки, состоит из модулей полной заводской готовности, т. е. с установленными, отрегулированными и испытанными на предприятии-изготовителе узлами и механизмами, включая все их системы (охлаждения, смазки, обогрева, освещения, управления и т. д.). При этом способе практически исключаются операции по сборке каркасов при монтаже укрытий и элементов утепления. Модули соединяются друг с другом и с внешними коммуникациями (электрокабелями, трубопроводами подвода воздуха, воды, пара и т. п.), быстроразъемными соединениями. При этом время «первичного» монтажа или монтажа оборудования, поступившего на промысел непосредственно с предприятия-изготовителя, уменьшаетсякратно, а время «вторичных» монтажей сравнимо с крупноблочным способом, но лишено всех вышеперечисленных недостатков.

Монтаж и транспортировка модульной буровой установки осуществляются стандартной крановой и автомобильной техникой, соответствующей грузоподъемности по обычным автомобильным или промысловым дорогам.

5.3. Первичная сборка буровой установки

Первичная сборка буровой установки начинается с изучения документации, поступившей с завода-изготовителя. Для монтажа необходимо изучить рекомендуемую последовательность сборки, после чего составляется пооперационная карта, которая наглядно отображает последовательность сборки (рис. 164).



Рис. 164. Схема пооперационной сборки кустовой буровой установки

Операционная карта составляется из специальных карточек. В ней указываются необходимые данные для монтажа указываемого блока. Карточки располагают в технологической последовательности сборки названных блоков.

Для каждого названного блока в карточке можно составить такую же операционную карту. Тем самым наглядно отобразится последовательность сборки. Учитывая опыт сборки первых установок, вносят коррективы в карточки. Далее приступают к проектированию схемы размещения бурового оборудования на кустовой площадке, т. е. к проекту производства работ. Неотъемлемой частью проекта производства работ считается составление инструктивно-технологических карт. Для этого изучают подробно инструкции, комплектность поставки и чертежи. Выписывают габариты, массы блоков, изучают по чертежам места строповки и места установки на общей схеме и на крупном блоке, а также места крепления к блоку и способ крепления.

Первоначально, исходя из габаритов, массы и мест строповки выбирают стропа. Далее, изучая место установки и выбирая крановую технику для установки, окончательно рекомендуют вид строп. Далее изучают место установки и его сложность, устанавливают число вышко-монтажников, выбирают приспособления для монтажа и систему кон-

троля за установкой. Все вышеперечисленные условия — это данные, необходимые для создания инструктивно-технологических карт. Особое место в картах отводится технике безопасности при проведении данной операции. После составления карт и их изучения делают окончательные выводы, какие необходимы краны по грузоподъемности и вылету стрелы, числу и типоразмеру стропов и применяемых приспособлений для ускорения монтажных работ. В процессе монтажа, а также при последующих работах технологические карты корректируются.

Монтаж бурового оборудования связан с перемещением большого числа узлов и деталей, массой от нескольких сот килограммов до сотен тонн. Вначале разгружают оборудование и складывают его на специально выделенных площадях куста, а затем устанавливают на фундаменты и блоки. В связи с тем, что на монтаж поступает оборудование, разное по габаритам и массе, схемы строповки разрабатываются на каждый узел. Оборудование, отгружаемое поставщиком, должно иметь места строповки и положение центра тяжести, а также надписи, где указывается масса. Стропить следует так, чтобы крюк крана в момент подъема застропованного груза находился на одной вертикали с его центром тяжести. Строповку груза одним стропом можно проводить только за точку, расположенную выше центра тяжести груза, а увязку стропов — ниже центра тяжести груза, не менее чем в трех точках, расположенных по разные стороны от него, т. е. центр тяжести груза должен находиться внутри контура точек строповки.

Если точки строповки расположены на разных расстояниях от центра тяжести, то бóльшая нагрузка будет приложена к тому стропу, точка строповки которого в горизонтальной плоскости ближе к вертикали от центра тяжести. Стропить оборудование, подготовленное для монтажа на фундамент или на блок, необходимо, чтобы стропы не препятствовали их установке. При этом опорная поверхность поднятого оборудования должна быть параллельна опорной поверхности.

Требования к точности сборки кинематических пар определяются стандартными допусками, которые указываются в рабочих и сборочных чертежах. При отсутствии указания пользуются стандартными таблицами допусков. В объем вышкомонтажных работ иногда входит сборка открытых зубчатых, цепных и ременных передач, подшипников качения и скольжения, напрессовка и сборка муфт, взаимная прицентровка различных приводов и исполнительных механизмов, основанием которых являются металлические фермы.

5.4. Оснастка монтажного оборудования и его использование

Комплекс средств механизации и технологического обеспечения вышкомонтажных работ по назначению можно условно разбить на три группы:

- 1-я группа — ручной универсальный и контрольно-измерительный инструмент и простейшая оснастка, входящие в инвентарный бригадный набор;
- 2-я группа — универсальные монтажные машины и механизмы, технологический транспорт и специализированные устройства;
- 3-я группа — специальные монтажные машины и механизмы, технологический транспорт и устройства.

Монтажные средства первой группы находятся на подотчете у прораба и хранятся в бригадных помещениях. Прораб с бригадиром ответственны за комплектность и техническое состояние бригадного набора.

Монтажные средства второй группы находятся в подотчете начальника РИТС. Монтажное оборудование третьей группы сосредоточивается в управлениях технологического транспорта и передается вышкомонтажникам вместе с обслуживающим его эксплуатационным персоналом на период производства определенных видов работ.

Для оснащения лебедок и полиспастов, а также для изготовления стропов используют канаты с органическим или металлическим сердечником. Основной вид износа канатов на монтажных работах — повреждения проволок от внешнего механического воздействия и коррозии. Диаметр каната подбирается по его разрушающей нагрузке P_p , которая должна быть больше или равна произведению максимально возможной нагрузки на нормативный коэффициент запаса.

Напряжения в проволочках каната существенно возрастают при соприкосновении с деталями такелажной оснастки (места закрепления каната, перегибы на роликах и т. д.). Отклонения от направления движения каната осуществляются такелажными роликами, диаметры которых выбираются в зависимости от диаметра и конструкции каната. В месте перегиба в канате возникают дополнительные напряжения, величина которых увеличивается с уменьшением радиуса изгиба.

Правилами регламентировано соотношение между диаметром роликов и канатов: $D_p = (16...30)d_k$. Радиус поперечного сечения ручья ролика должен быть на 10—15 % больше радиуса сечения каната, чтобы не ограничивалась поперечная деформация каната при его изгибе. Канат навивается на барабан монтажных лебедок в несколько слоев. При этом нижние слои испытывают большие нагрузки от поперечного да-

вления верхних слоев, поэтому диаметры барабанов следует выбирать не менее 18 диаметров каната и обеспечивать послойную укладку каната с использованием канатоукладчика. Чтобы ограничить усилие, необходимое для направления каната, угол между его направлением и продольной осью лебедки должен быть не более $1,5^\circ$. Это обеспечивается установкой лебедки на расстоянии не менее двадцати длин барабанов от ближайшего отклоняющего ролика при условии, что последний установлен на линии, перпендикулярной к средней точке оси барабана.

Для образования концевых петель на канате или для его сращивания применяют зажимы. Зажимы, применяемые в вышкостроении, по конструкции могут быть различными и делятся на типоразмеры в зависимости от применяемого каната. При определении числа зажимов, в общем случае, коэффициент запаса следует принимать минимально допустимым (3,5), предусмотренным правилами Росгортехнадзора. Расстояние между зажимами особого влияния на прочность сращивания не оказывает, и при необходимости его можно устанавливать с минимальным шагом. В месте установки зажимов воспринимаемое канатом усилие P должно передаваться на следующую ветвь на величину, равную P/n (n — число зажимов).

Стропами называют отрезки канатов или цепи, соединенные в кольца или снабженные подвесными приспособлениями (захватами), которые обеспечивают быстрое, удобное и безопасное закрепление грузов. При монтаже используют, в основном, канатные стропы, которые разделяются по числу ветвей: одноветвевые, двухветвевые, трехветвевые, четырехветвевые. В зависимости от вида оборудования, вышкомонтажное подразделение устанавливает номенклатуру типоразмеров стропов. По конструкции стропы подразделяются: на простейшие, универсальные, облегченные и многоветвевые. При строповке многоветвевыми стропами необходимо следить за тем, чтобы все его ветви работали в одинаковых условиях. Грузоподъемность стропа должна соответствовать усилию от массы поднимаемого элемента, с учетом коэффициента запаса прочности и угла наклона к вертикали, но не более 45° .

Для облегчения вышкомонтажных работ при строповке и расстроповке применяют захваты — часть стропов. Их необходимо применять в тех случаях, когда приходится перемещать однотипные конструкции. Захватами, установленными на стропах, можно быстро закрепить строп за поднимаемые балки, блоки и т. д.

Траверсы — грузоподъемные приспособления, которые воспринимают сжимающие или растягивающие усилия или работают на изгиб.

Основное назначение траверс — предохранять поднимаемые элементы от воздействия сжимающих усилий, возникающих в них при наклоне стропов. В вышкостроении траверсы применяют в основном при погрузке блоков с укрытием.

Блоки входят в состав грузоподъемных машин. Их используют для подъема или перемещения грузов и для изменения направления движения канатов (обводные). Однороликовый блок представляет собой насаженный на ось ролик, который по наружному периметру имеет канавку (ручей) для каната. Размеры ручья зависят от диаметра каната, идущего через блок. Ось блока закрепляется между двумя щеками. Щеки блока усилены тягой, на которой установлена скоба для крепления стропы, а внизу — крюк или петля для подвески груза. Однороликовые блоки объединяются, образуя многороликовые блоки, а система двух многороликовых блоков, соединяющихся между собой канатом, образует грузоподъемное устройство — полиспаст. Полиспаст состоит из двух блоков: подвижного, прикрепляемого к подъемному приспособлению, и неподвижного. Оба блока соединяются между собой канатом. Одним концом канат крепится к верхнему неподвижному блоку, другим концом (ходовым) — к приспособлению, создающему тяговое усилие.

Якорями называются неподвижные сооружения, способные воспринимать горизонтальные или вертикальные усилия, действующие на вышку. Якоря, необходимые для крепления вышек, полиспастов и лебедок, бывают постоянные и временные. Постоянными считаются те, которые устанавливаются при строительстве скважин и их ремонте. При вынужденной остановке во время транспортирования монтируют временные якоря. В зависимости от конструкции якоря подразделяются на свайные, заглубленные, винтовые и трубные (рис. 165, а).

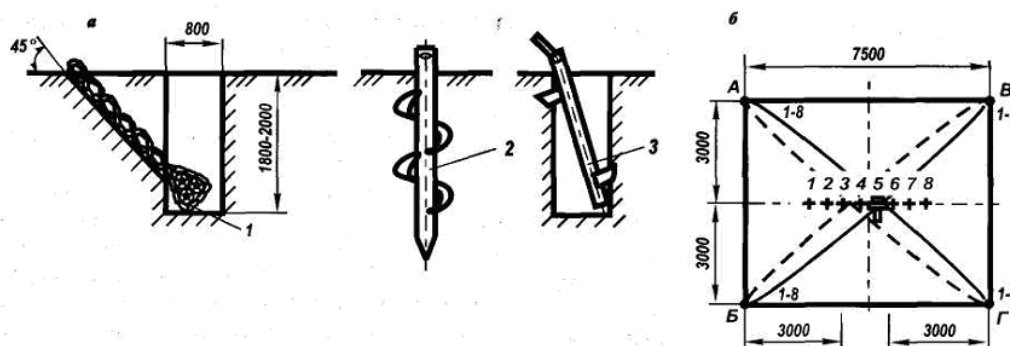


Рис. 165. Виды якорей (а) и их расположение (б):

1 — якорь из заглубленных бревен; 2 — винтовой якорь; 3 — якорь из трубы с шипами

При расчете якорей необходимо учитывать, что они воспринимают ветровые нагрузки на вышку или мачту, которые передаются якорю через растяжки. Якоря для вышек необходимо располагать на вершинах квадрата, образованного следующим образом: на продольной и поперечной осях вышки откладываются расстояния, равные высоте вышки, деленные на два. Точки отложения лежат на стороне квадрата. От найденных точек проводят прямые, параллельные осям вышки, и откладывают в разные стороны расстояния, равные половине длины вышки. В вершинах (А, В, Б, Г) образованного квадрата и устанавливают якоря. Угол растяжки, соединяющей вышку с поверхностью земли, составляет в этом случае приблизительно 45° . При кустовом бурении скважин существующее расположение якорей изменяется (рис. 165, б). Обычно разбивку делают по центральной скважине в группе. Если максимальное количество скважин в группе восемь, то разбивку проводят посередине между 4-й и 5-й скважинами, так как допускается максимальное число скважин в группе — восемь (рис. 165, б).

Комплект приспособлений для обеспечения точности монтажа кинематически связанных агрегатов предназначен для монтажа узлов агрегатов и блоков буровой установки, проверки центровки агрегатов, а также для проверки при эксплуатации. Приспособление для центровки валов (рис. 166) предназначено для проверки положения валов механизмов, между которыми устанавливаются карданные валы. Устройство его следующее: в направляющих штатива 5 установлена штанга 4. Во втулке штанги 4 установлен движок 3. Штанга 4 и движок 3 могут перемещаться вдоль своих осей. Взаимное движение штанги 4 и движка фиксируется винтами. В головке движка установлены болты 2 с контргайками. Приспособление присоединяется к валу при помощи болтов 7 с гайками. При установке приспособление должно быть ори-

ентировано движком 3 в сторону вала, установленного в эксцентриковом стакане. Проверка

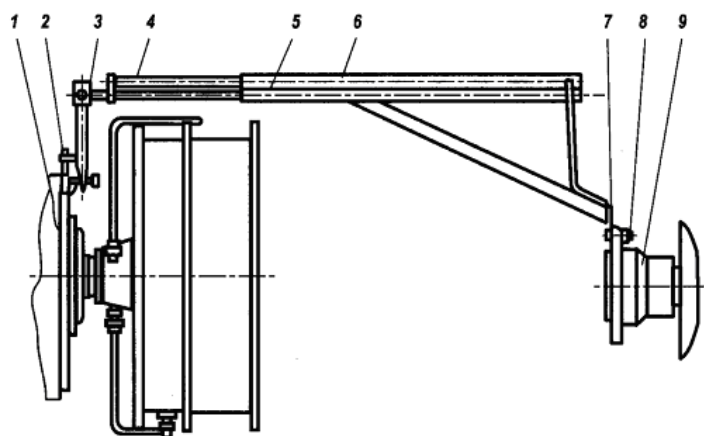


Рис. 166. Приспособление для центровки валов:

- 1, 9 — центрируемые валы;
- 2 — болт; 3 — движок;
- 4 — штанга; 5 — штатив;
- 6 — ребра жёсткости;
- 7 — болт; 8 — гайка

центровки производится осторожным проворачиванием вала. Задевание болтов о поверхность стакана недопустимо.

Приспособление для выверки торцов звездочек (рис. 167) предназначено для проверки правильности установки звездочек цепных передач. Звездочки должны находиться в одной плоскости. Сварные кронштейны устанавливают на звездочках при помощи болтов. В кронштейны ввернуты специальные болты 5, имеющие проточку, через которую натягивается струна 6 при помощи грузов. Установка звездочек считается удовлетворительной, если по всей поверхности торцов А звездочек струна, находясь в зазоре мерного пластика 7, не касается пластика звездочки, т. е. ни один из размеров Б или В не равен нулю.

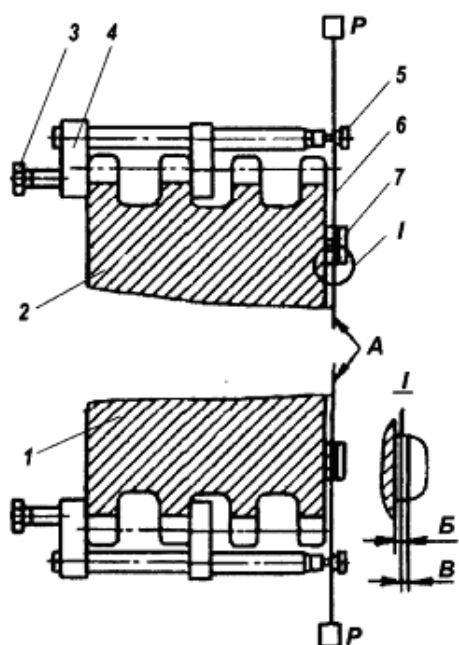


Рис. 167. Приспособление для выверки торцов звёздочек:

*1, 2 — звёздочки; 3, 5 — болты;
4 — кронштейн; 6 — струна;
7 — мерный пластик*

Штихмас (рис. 168) служит для установки межцентрового расстояния между валами. Он устанавливается во впадины шкивов или зубьев до соприкосновения с ними. Необходимое межцентровое расстояние устанавливается перемещением агрегатов и контролируется по провисанию цепи. Штихмас 2 может быть индивидуальным, т. е. предназначенным для контроля между определенными агрегатами, или раздвижным, когда необходимо знать расстояние между впадинами шкивов или зубьев 1 и 3.

Для стяжки цепей без перемещения агрегатов применяется специальное приспособление, изображенное выше (рис. 23).

Ролик обводной (рис. 169) применяется для изменения направления ходового каната при подъеме вышки или погрузке и выгрузке оборудования с передвижной платформы. Ролик обводной состоит из

серьги 1, имеющей с двух сторон проушины. Одной проушиной серьга крепится к основанию вышечного блока при помощи оси 5. В другой проушине на оси 5 установлен ролик 2 с запрессованной бронзовой втулкой. Ось 5 удерживается от выпадения чекой 4 со шплинтом 3. Ролик рассчитан на максимальное усилие каната (150 кН).

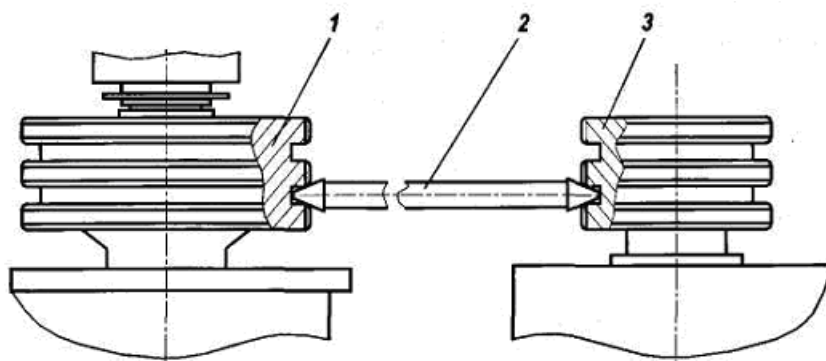


Рис. 168. Схема контроля межцентрового положения с помощью штихмаса:
1, 3 — шкивы (зубья); 2 — штихмас

Приспособление для центровки пальцевой муфты (рис. 170) состоит из планки 3 с установленными в ней болтом 4 с гайкой 5. К полумуфте 2 приспособление крепится штатным болтом. Проверка центровки проводится вращением полумуфты 2 относительно полумуфты 1. Точность центровки: разность a по всему периметру должна быть не более 0,4 мм, а b — не более 0,5 мм.

Приспособление для проверки параллельности осей валов (рис. 171) состоит из двух кронштейнов 2, крепящихся к фланцам валов проверяемых узлов болтом 4. Замером расстояний между фиксированными точками проверяется параллельность валов (см. схему замеров). Максимальная разность замеров не должна превышать 5 мм.

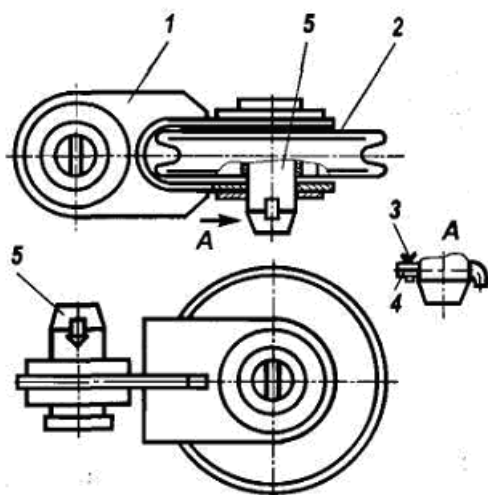
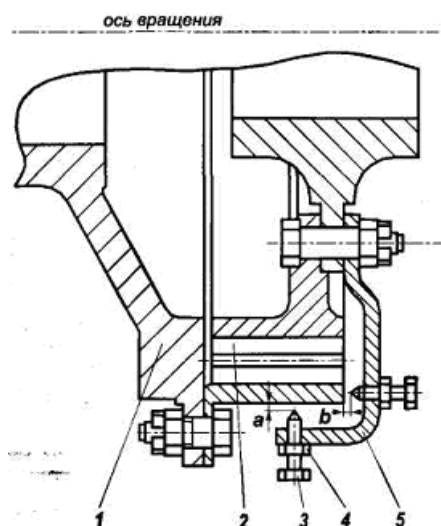


Рис. 169. Ролик обводной

Приспособление для центровки агрегатов (рис. 172) предназначено для проверки соосности секций и агрегатов, установленных на этих секциях (насосы, лебедки, коробки скоростей). При центровке винт в сборе с траверсой устанавливается в пазы упора 9. Вывинчивая винт 4 из



гайки, совмещаются отверстия в винте, шаровой опоре 3 и проушине 7, после чего вставляется ось 2. Центровка проводится навинчиванием одной из гаек 5 или 10, при этом другая из них не должна упираться в крестовину 6. Данное приспособление съемное и используется для центровки всех секций и агрегатов. При хранении и перед использованием его необходимо смазывать.

Рис. 170. Приспособление для центровки пальцевой муфты

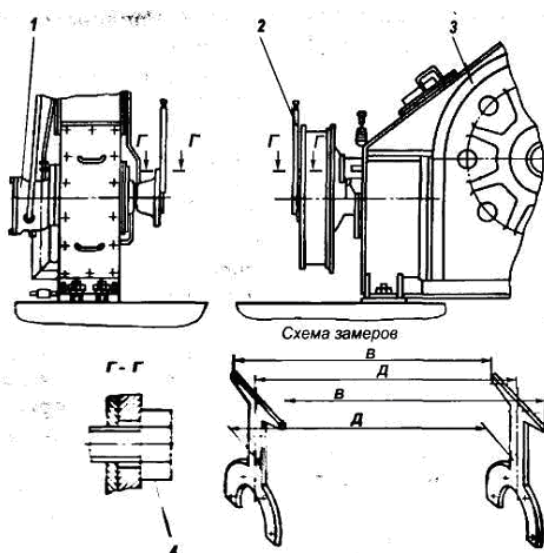


Рис. 171. Приспособление для проверки параллельности валов:
1 — вал передачи;
2 — кронштейн;
3 — коробка перемены передач;
4 — болт

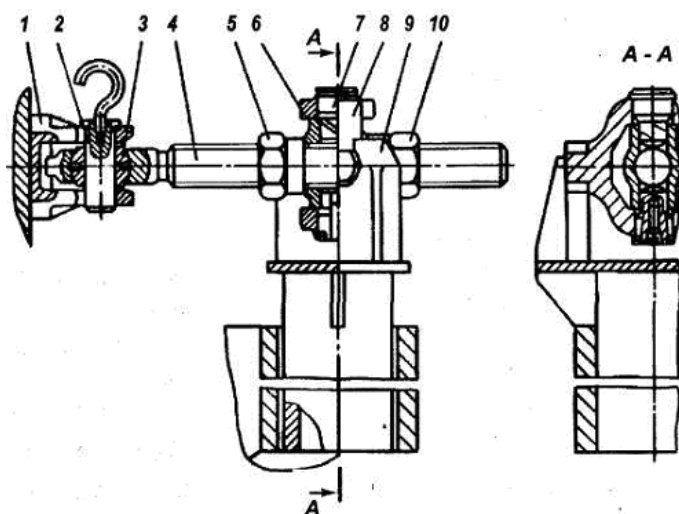


Рис. 172. Приспособление для центровки агрегатов:
1 — проушина; 2 — ось;
3 — опора шаровая; 4 — винт;
5, 10 — гайки; 6 — крестовина;
7, 8 — пробка; 9 — упор

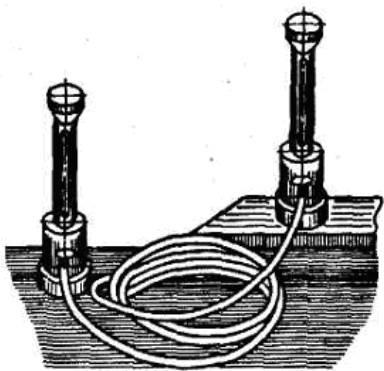


Рис. 173. Гидростатический нивелир

Гидростатический нивелир (рис. 173) предназначен для установки направляющих рельсов горизонтально относительно друг друга. Рельсы устанавливают следующим образом. Один из сосудов устанавливают на головке рельса, а другой — на расстояние допуска и проверяют уровень жидкости в обоих сосудах. Разность уровней должна быть в пределах допуска на единицу длины. Аналогично определяют расположение рельсов в одной плоскости.

Для нивелирования различных буровых сооружений относительно друг друга и к горизонту могут применяться также оптические нивелиры.

Клиновой выверочный домкрат (рис. 174) служит для выверки и регулировки оборудования при установке его на фундамент. Состоит из верхней и нижней плит, винта с левой и правой резьбой, левого и правого клиньев и шпонки. Плиты соединены с клиньями способом «ласточкин хвост», а клинья между собой — винтом. При скольжении клиньев осуществляется подъем, а при разведении их — опускание монтируемого оборудования. Винт вращают с помощью накидного ключа. По окончании выверки под основание оборудования устанавливают постоянные прокладки, а домкрат убирают.

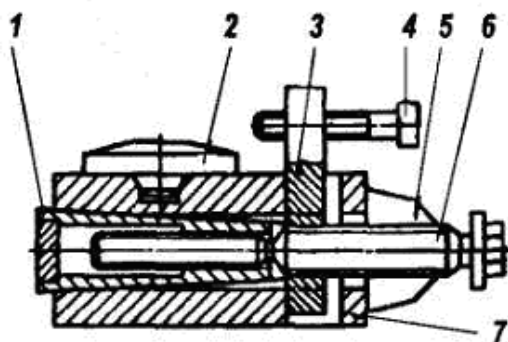


Рис. 174. Клиновой выверочный домкрат:

1 — подвижный клин;
2 — сферическая опора; 3 — гайка;
4 — винт горизонтального перемещения; 5 — соединительная накладка; 6 — приводной винт;
7 — внешние клинья

5.5. Специальная техника для монтажа

Все монтажные машины и механизмы можно классифицировать по видам выполняемой работы.

1. Машины и механизмы для подготовительных работ, к которым относятся: копка амбаров, установка якорей, планировка площадки, корчевка пней, срезка кустарников и их уборка. В комплекс ма-

шин и механизмов для подготовительных работ входят мото- и электропилы для валки леса, кусторезы для очистки трассы от кустарника и мелкого леса диаметром до 200 мм. Корчеватель служит для удаления пней. Бульдозеры, скреперы и экскаваторы применяют для отделения грунта от массива и перемещения его на небольшое расстояние. Ямобуры служат для установки якорей.

2. Машины и механизмы для монтажа и демонтажа буровых установок. Для этих целей используют: краны КП-25, «Азинмаш-5», КС-6471, МКaT-40, МКТ-40, «Январец»; механизм подъема вышки; площадку для ремонта и осмотра вышки; площадку для монтажа укрытия и портала; тракторы-тягачи Т-130 и Т-100.

На рис. 175 изображен современный вариант крана КП-25 — монтажный подъемник ПМ-25.

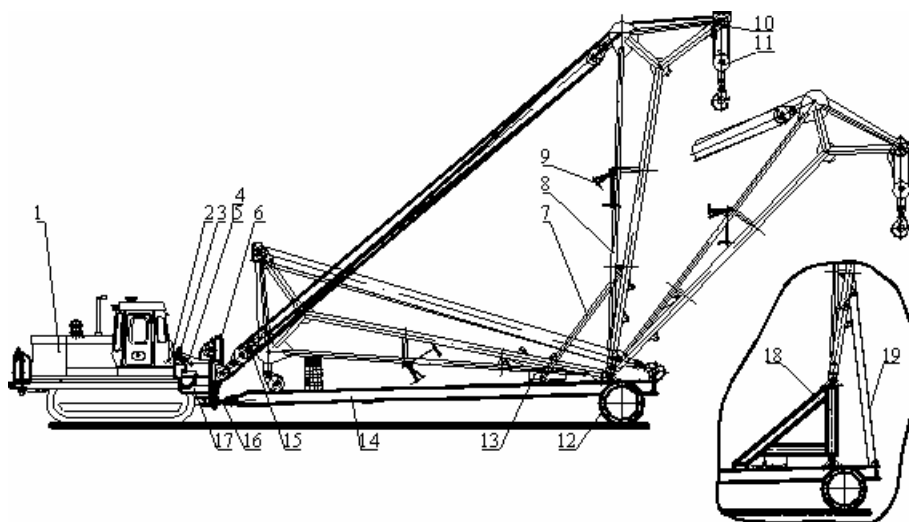


Рис. 175. Монтажный подъемник ПМ-25:

- 1 — трактор; 2 — система управления; 3 — лебедка; 4 — козлук; 5 — корпус монтажный;
 6 — рама с блоками; 7 — ограничитель наклона стрелы; 8 — стрела; 9 — указатели крана
 и грузоподъемности; 10 — ограничитель высоты подъема крюка; 11 — подвеска крюковая;
 12 — тележка ходовая; 13 — запасное колесо; 14 — дышло;
 15 — ограничитель грузоподъемности; 16 — сцепное устройство; 17 — противовес;
 18 — опора-вставка; 19 — канатный ограничитель наклона стрелы

3. Транспортные средства для перемещения и перевозки буровой установки. Транспортные средства, задействованные на монтаже буровых установок, подразделяют на универсальные и специализированные. К специализированному транспорту относят специализированные большегрузные платформы с автомобильной или тракторной тягой в виде прицепов и полуприцепов, тяжеловозы для перевозки крупных блоков и специализированные тележки для перевозки элементов буровых сооружений. Специализирован-

ный транспорт, как правило, оборудован устройствами для подъема и затаскивания оборудования буровых установок. Для движения специализированного транспорта используют трассы со стандартной шириной дорожного полотна (6 м) или специальные трассы, ширина которых определяется условиями транспортировки буровой установки крупными блоками.

Обычно буровая установка может транспортироваться двумя следующими способами:

- часть оборудования перевозится крупными блоками (основания блоков используются как транспортное средство с установкой специальных тележек под блоки), а остальная часть — транспортом общего пользования;
- все оборудование перевозится транспортным средством общего пользования.

При использовании транспорта общего пользования перевозка блоков может быть осуществлена двумя способами:

1. Применение тягача с одним трейлером. Недостаток этого метода заключается в том, что тягач совершает движение от погрузки до строительного объекта с простоями при погрузке и разгрузке.
2. Использование тягачей со сменными трейлерами (челночный метод). При этом тягач, обслуживая несколько трейлеров, осуществляет прицепку и отцепку груженых или порожних трейлеров без простоев при погрузке и разгрузке. При этом способе число трейлеров, обслуживаемых тягачом, зависит от расстояния перевозки, времени погрузки и разгрузки, дорожных условий, скорости движения и других факторов. При этом методе можно ликвидировать перегрузку, т. е. осуществлять монтаж с колес.

Для подбора транспортных средств необходимо иметь следующие конкретные данные:

- параметры груза — габариты, масса, транспортное положение, допускаемые места опоры и крепления;
- технические данные транспортных средств — грузоподъемность, размеры грузовых платформ, погрузочная высота, радиус поворота;
- способы организации перевозки;
- сведения о трассе транспортирования и подъездных путях;
- полная характеристика маршрута перевозки — наличие искусственных сооружений (мосты, электросети и т. п.).

Для перевозки бурового оборудования специализированные прицепы и полуприцепы можно классифицировать по трем основным

признакам. Первый признак — вид основного перевозимого груза (блоки, коммуникации, панели каркасов, оборудование). Вторым признаком — погрузочная высота (расстояние от плоскости, на которую опирается перевозимый груз, до уровня земли) и ее сравнение с высотой седельно-сцепного устройства тягача и диаметром колес трейлера. Высокорамные устройства, их погрузочная высота больше высоты расположения седельно-сцепного приспособления и больше диаметра колес прицепа. Погрузочная высота низкорамных меньше высоты расположения седельно-сцепного устройства и меньше диаметра колес прицепа. Погрузочная высота полунизкорамных меньше высоты расположения седельно-сцепного устройства и больше диаметра колес прицепа.

Третий признак — форма кузова, определяющая конструктивное исполнение специализированного транспортного средства. Хребтовые кузова имеют две боковые грузовые площадки, разделенные центральной хребтовой рамой; кассетные — одну грузовую площадку, образующую кузов в виде кассеты; платформенные — грузовую площадку в виде горизонтальной платформы с постоянными или переменными размерами (длиной и шириной). Использование трех классификационных признаков характеризует назначение и конструктивное исполнение специализированного полуприцепа или прицепа.

При перевозке крупногабаритных грузов по дорогам общего пользования необходимо руководствоваться следующим. Транспортные средства с грузом или без груза считаются крупногабаритными, если их размеры превышают хотя бы один из следующих показателей: высота — 3,8 м от поверхности дороги; ширина — 2,5 м; длина: 20 м — для автопоезда с одним прицепом (полуприцепом) и 25 м — для автопоезда с двумя и более прицепами, если груз выступает за заднюю точку габарита транспортного средства не более 2 м.

В соответствии с требованиями ПДД, перевозка по определенному маршруту может осуществляться только по специальному разрешению, выдаваемому ГИБДД. Высота груза над поверхностью проезжей части дороги должна быть не более 4,5 м и обязательно согласована со службами связи. При наличии на маршруте железнодорожных переездов, если габариты транспортного средства с грузом или без груза превышают по ширине 5 м, по высоте над поверхностью проезжей части — 4,5 м, по длине автопоезда с одним прицепом (полуприцепом) — 20 м, а общая фактическая масса транспортного средства превышает 52 т и скорость движения — менее 5 км/ч, требуется также согласование с дистанцией пути железной дороги.

Разрешение на перевозку получает владелец транспорта. Грузополучатель (заказчик) обязан подать грузовладельцу — сервисной буровой компании или специализированной вышкомонтажной организации — не позднее шести дней письменную заявку с указанием фамилии, имени, отчества лица, ответственного за перевозку. К заявке необходимо приложить разрешение соответствующих организаций (электросетей, связи, железной дороги, продуктопроводов), если по маршруту следования имеются эти сооружения. Грузовладелец обязан подать перевозчику письменную заявку с указанием маршрута следования, габаритов и веса перевозимого груза и предполагаемого времени и даты перевозки.

Перевозка разрешается обычно в часы наименьшей интенсивности движения, а вне населенных пунктов — только в светлое время суток. Недопустима перевозка в часы «пик», а также в другое время, когда, с учетом дорожных условий и интенсивности движения, можно вызвать значительные задержки транспортных средств. Необходимость и вид сопровождения определяются ГИБДД при выдаче разрешения на перевозку. Патрульный автомобиль ГИБДД должен сопровождать груз, если ширина транспортного средства превышает 4 м, длина автопоезда — более 30 м. Транспортное средство при движении вынуждено хотя бы частично занимать полосу встречного движения. В процессе движения возникает необходимость проведения дополнительных мероприятий по регулированию дорожного движения для обеспечения безопасности проезда. В других случаях вопрос о сопровождении решается начальником Госавтоинспекции с учетом дорожных условий, интенсивности и способа движения.

Автомобиль прикрытия должен двигаться впереди сопровождаемого транспорта. При этом автомобиль прикрытия, по отношению к сопровождаемому, должен двигаться уступом с левой стороны, т. е. таким образом, чтобы его габариты по ширине выступали за габариты сопровождаемого транспортного средства. Перед началом движения по установленному маршруту транспортное средство осматривается лицом, ответственным за перевозку, и в бланке разрешения делается запись, заверенная печатью, о соответствии транспортного средства, а также закрепление груза требованию ППД и инструкции. Бланк разрешения должен находиться у водителя. Запрещается осуществлять перевозки при гололеде, сильном снегопаде и в условиях ограниченной видимости.

К перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов допускаются наиболее опытные водители, имеющие право на управление транспортным средством соответствующей категории. Перевозить надо по

строго утвержденному маршруту. Если во время перевозки возникнут обстоятельства, требующие изменения маршрута, то организация, осуществляющая перевозку, должна получить новое разрешение.

Для перемещения и перевозки крупных блоков буровой установки применяются: *тяжеловозы* гусеничные ТГ-60, тяжеловозы гусеничные поворотные ТГП-70, тяжеловозы Т-60, устройство для транспортирования вышки УТВ. Тракторы, тягачи платформы и транспортные стрелы используют для перевозки оборудования. Основное требование, которое предъявляется к механизмам и машинам, — высокая проходимость, т. е. способность преодолевать различные дорожные препятствия и двигаться по дорогам, не имеющим твердого покрытия, и бездорожью. Проходимость машин определяется средним удельным давлением на грунт, силой тяги, величиной дорожного просвета (клиренсом), углом переднего или заднего света и глубиной брода. Кроме того, проходимость колесных машин зависит от числа ведущих осей, диаметра, числа и расположения колес, продольного и поперечного радиусов проходимости, минимального радиуса поворота, а проходимость гусеничных машин — от размеров опорной поверхности гусениц.

Тяжеловоз гусеничный ТГ-60 (рис. 176) представляет собой двухосную прицепную тележку на гусеничном ходу и состоит из рамы 4, передней и задней траверс 5 и 1, гусеничных ходов 6, дышла 8 с удерживающим устройством 7, поршня гидродомкрата 3, захватов 2 и крюка 9. Рама представляет собой сварную конструкцию, в центральной части которой вварен цилиндр гидродомкрата. Нижние концы рамы заканчиваются цилиндрическими цапфами, а в верхней части приварены опоры. К задней цапфе приварен буксирный крюк, который используется только при холостой буксировке. Крюки, расположенные в верхней части рамы, служат для погрузки и выгрузки тяжеловоза.

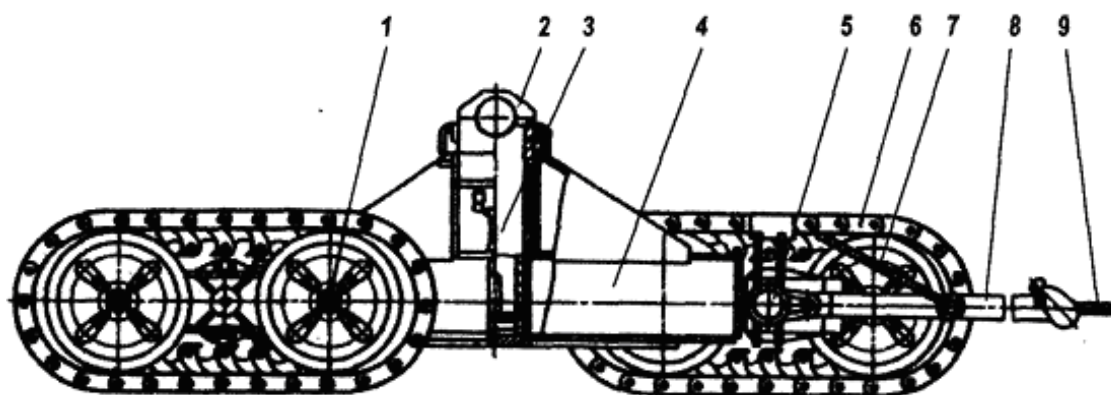


Рис. 176. Гусеничный тяжеловоз ТГ-60

Сбоку рамы в цилиндр вварен трубопровод, на конце которого приварены два вентиля ВИ-15 и два штуцера с резьбой М27×1,5. Последние закрываются заглушками. На боковой поверхности рамы имеются скобы, в которые устанавливаются захваты при подводе тяжеловоза под блок. Траверсы выполнены литыми. На передней траверсе расположено устройство, удерживающее дышло, состоящее из тросика, пружины, винта и гайки. Кроме того, корпус передней траверсы имеет проушины для установки пальцев дышла. Пальцы от выпадения стопорятся винтами. К корпусу задней траверсы приварены головки, в которые ввернуты упорные винты. На сферических головках винтов покоятся концы пакета рессор, центральная часть которых крепится к раме.

Гусеничные хода насажены на полуоси, запрессованные в корпус траверс, которые от смещения стопорятся полукольцами, закрытыми колпаком. Оси колес гусеничного хода установлены на конических подшипниках. Колеса крепятся к оси гайками. Подшипники смазывают через отверстия крышки, для этого необходимо вывернуть один болт. Дышло выполнено сварным из труб диаметром 114 мм и снабжено серьгой со стопором, открывающимся только в определенном положении, и державкой, за которую крепят трос. Дышло удерживается в горизонтальном положении удерживающим устройством. Положение дышла регулируется гайкой, для чего необходимо приподнять конец дышла.

Поршень гидродомкрата имеет диаметр 300 мм и ход 0,65 м. При выборе хода срабатывает предохранительное устройство и жидкость выбрасывается наружу. При этом длина поршня, находящегося в цилиндре, составляет около 320 мм. При работе с проставкой на гнезде поршня домкрата устанавливается наголовник, который крепится штифтами со стопорными шплинтами. В опоры рамы устанавливаются захваты, которые снабжены ручкой с чекой, открывающиеся только в одном положении.

Проставка представляет собой балку с центральным отверстием, концы которой снабжены опорами. Проставка устанавливается в опоры тяжеловоза и стопорится вкладышем и чекой. Захваты в это время устанавливаются в опоры проставки. Проставку применяют тогда, когда кронштейны блока расположены высоко и не хватает хода поршня. Для подготовки тяжеловоза к работе необходимо снять захваты, для чего повернуть рукоятку на 180° вверх и потянуть на себя. Захваты следует устанавливать в предусмотренные для этой цели скобы.

Тяжеловоз подводят под опорный кронштейн блока. Снимают заглушки штуцеров и открывают вентиль. Подсоединяют гидродомкрат к

гидросистеме трактора, после чего проводят (если это необходимо) поперечную ориентацию рамы винтами. Седло поршня или наголовника должно упираться в центральную часть кронштейна блока, причем ось должна быть строго перпендикулярна к оси кронштейна. Перекосы нежелательны. Включается гидросистема, и поднимается блок на высоту, обеспечивающую зазор между блоком и опорными фермами. Убираются опорные фермы, и блок опускается на опоры тяжеловоза или проставки. Цилиндрические концы кронштейна закрепляют захватами, для чего вставляют захваты в пазы опор и поворачивают рукоятку вниз так, чтобы чека попала в паз. Закрывают вентиль, отсоединяют шланг и закрывают штуцер заглушкой. Отсоединение тяжеловоза от блока производится в обратном порядке.

Модификацией тяжеловоза ТГ-60 считается тяжеловоз ТГП-70 (тяжеловоз гусеничный поворотный семидесятитонный, рис. 177). Отличия, в основном, имеются в раме тяжеловоза. Внутри рамы установлен бак для масла вместимостью 45 л. С двух сторон рамы в цилиндре гидродомкрата вварены два трубопровода, позволяющие управлять гидродомкратом с двух сторон. Изменены и траверсы, которые состоят из литых корпусов с запрессованными в них полуосями. Конструкции корпуса и седел обеспечивают поворот передней траверсы в горизонтальной плоскости на 8° в обе стороны относительно продольной оси рамы, а также боковые качания рамы. В корпусе задней траверсы сверху встроена втулка, в которую завернут фиксатор. Последний, ввернутый до отказа, удерживает раму в перпендикулярном положении относительно продольной оси траверсы при холостой буксировке тяжеловоза.

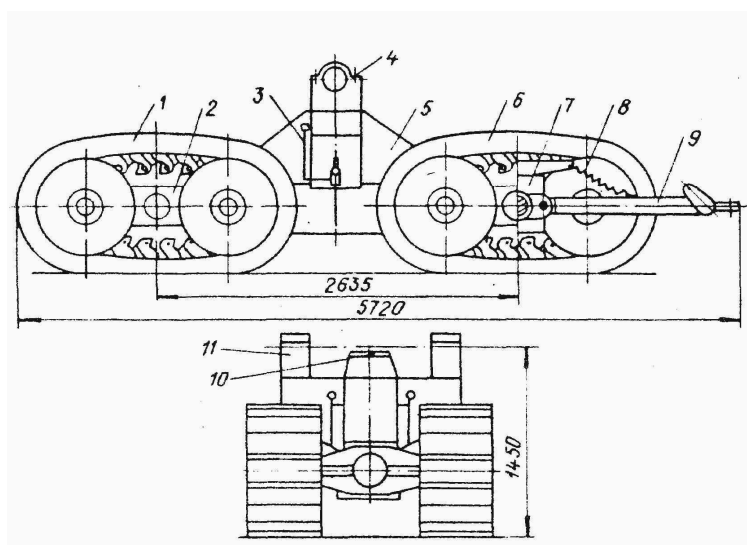


Рис. 177. Тяжеловоз гусеничный поворотный ТГП-70:

- 1 — гусеничный ход;*
- 2 — задняя неповоротная траверса; 3 — трубопроводы для подачи жидкости в гидроцилиндр; 4 — крышка;*
- 5 — рама; 6 — гусеничный ход; 7 — передняя поворотная траверса; 8 — удерживающая пружина; 9 — дышло;*
- 10 — поршень гидродомкрата; 11 — опора для установки несущих кронштейнов блока буровой установки*

При работе с тяжеловозом необходимо соблюдать технику безопасности. Запрещается превышать грузоподъемность, скорость транспортирования, а также давление в гидросистеме. При транспортировке блоков боковое качение гусеничных ходов относительно рамы, а также направление тягового усилия от продольной оси тяжеловоза на поворотах не должно превышать 15° . Максимальное тяговое усилие не должно превышать 180 кН.

Для снятия, транспортирования в горизонтальном положении и установки вышки применяется устройство транспортировки вышки (УТВ). Эксплуатирующиеся нефтяные месторождения за последние годы электрифицируются. Поэтому возникла необходимость перетаскивать вышечно-лебедочный блок без поднятой вышки для прохождения под электролиниями. Опускание, разборка, перевозка, сборка и подъем вышки при любой ныне существующей конструкции отнимают в общем цикле значительное время.

Для исключения циклов разборки и сборки вышки вышкомонтажные предприятия своими силами конструировали и изготавливали устройство для транспортирования вышки в горизонтальном положении, а для буровой установки «Уралмаш-3000 ЭУК» УТВ входит в комплект заводской поставки. Устройство транспортирования вышки (рис. 178) состоит из центральной рамы 6, соединенной с двумя поперечными балками — передней 4 и задней 7, которые устанавливаются на три тяжеловоза. Передний тяжеловоз соединяется с передней балкой через поворотный кронштейн 5, что позволяет маневрировать во время перевозки вышки. К поперечным балкам крепятся пальцевыми шарнирами откидные балки. При перевозке вышки в горизонтальном положении откидные балки горизонтальны. При транспортировке порожнего УТВ по дорогам общего пользования на трейлерах или тяжеловозах на пневмоходу с целью уменьшения габарита откидные балки могут быть уложены на центральную раму или откинuty в сторону. На откидных балках имеются площадки с овальными отверстиями для крепления к ним вышки с помощью хомутов. На кронштейнах задней балки имеются специальные гнезда для установки бухты с талевым канатом и барабана 3, с помощью которого талевый канат сматывается с барабана буровой лебедки перед транспортированием вышки. Для вращения барабана для сматывания каната к задней балке крепится специальная площадка 1. Устройство для транспортирования вышки собирается на месторождении из отдельных комплектующих изделий, поступивших с завода. Устанавливаются кронштейны: передний 5 и два

задних 8, на переднюю балку и заднюю. Центральную раму устанавливают на две тумбы и собранные переднюю и заднюю балки крепят к ней. На балки устанавливают откидные кронштейны на пальцах. К задней балке крепятся кронштейны, на которые устанавливают ось 2 с барабаном и трубой. Собранное таким образом устройство устанавливают на три тележки. Существуют устройства, которые позволяют транспортировать вышку с балконом верхового рабочего и без него. Исходя из этого меняется и технология установки вышки.

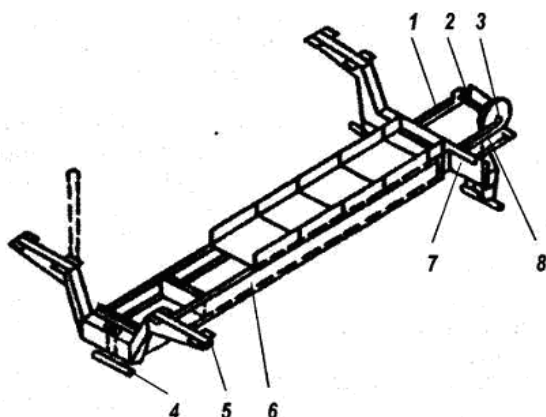


Рис. 178. Устройство для транспортирования вышки:
 1 – кронштейн; 2 – ось барабана;
 3 – барабан; 4, 7 – поперечные балки;
 5 – поворотный кронштейн;
 6 – рама;
 8 – площадка для обслуживания барабана

Продольная ось УТВ перед спуском вышки должна ориентировочно совпадать с осью вышки. Вышку опускают на монтажную стойку, при необходимости снимают балкон верхового рабочего или же подтягивают УТВ к местам опоры на него ног вышки, согласно инструкции завода. С помощью гидродомкратов тяжеловозов выводят шарниры ног вышки из опорных гнезд основания. После транспортирования гидродомкратами тяжеловозов «ноги» вышки вводят в гнезда, т. е. проводится обратная операция. Устройство позволяет транспортировать вышку без разоснастки талевой системы и с оставшимся канатом на бухте. Устройство для транспортирования вышки спроектировано для ВМР, входящей в комплект буровой установки «Уралмаш-3000 ЭУК». Для остальных вышек предприятия своими силами изготавливают аналогичные устройства. Отличительные особенности этой конструкции – центральная рама ферменного типа, пневмоколеса установлены стационарно. Усилие при транспортировании передается на центральную ферму.

5.6. Транспортирование кустовой буровой установки

Буровые установки для строительства скважин – сооружения временные. Одним из путей увеличения продолжительности нахождения буровой установки на одной площадке является широкое использование кустового наклонно-направленного и горизонтального бурения

скважин. Дальнейшее совершенствование горизонтального и наклонного бурения — располагать на одной площадке большее количество скважин. Это экономит средства и время, необходимые на строительство дорог, монтаж и транспортировку оборудования, облегчает организацию работ. Кроме того, кустовое бурение способствует концентрации промыслового хозяйства при эксплуатации скважин, сокращает капитальные вложения в обустройство месторождений, облегчает работы по автоматизации и диспетчеризации промыслов. В связи с применением различных способов бурения скважин в последние годы развивается два вида транспортирования буровой установки.

Первый вид транспортирования — с площадки на новую площадку (с куста на следующий куст). При этом транспортирование осуществляется на расстояние более 100 м. К этому виду транспортирования относятся и разведочные скважины.

Второй вид транспортирования — это перемещение только в пределах площадки со скважины на следующую скважину. Расстояние перемещения обычно составляет от 5 до 100 м, при этом перемещается не вся буровая установка, а только ее часть. Некоторые блоки остаются без изменения своего местоположения до окончания бурения последней скважины.

При транспортировании с куста на куст в современной практике буровая установка разбирается на три вида блоков. В зависимости от такой разбивки выбирается вид транспортирования и монтажа буровой. Применение каждого из этих способов обусловлено типами буровых установок, укомплектованностью их основаниями, а также специфическими условиями нефтяного региона, расстоянием перебазировки буровых установок, рельефом местности и другими факторами.

По окончании бурения скважин на кусте предприятия сдают под демонтаж буровую установку и одновременно указывают, куда ее необходимо перевезти. Изучается местность, и составляется проект трассы, для которого основным критерием считается стоимость транспортирования. После изучения местности решается вопрос о трудозатратах при подготовке трассы для различного вида транспортирования.

Транспортирование с куста на куст может быть агрегатным, мелкоблочным и крупноблочным. Агрегатный способ транспортирования применяется в тех случаях, когда буровая установка демонтируется на агрегаты, т. е. невозможно применять два других способа — мелкоблочный или крупноблочный. В этом случае перевозка осуществляется универсальным транспортом по дорогам общего пользования. Агрегатный

способ транспортировки осуществляется при перевозке оборудования, поступившего с завода. В остальных случаях агрегатный способ применяется очень редко.

Мелкоблочный способ транспортирования — это перевозка оборудования, скомпонованного на блоках массой от 10 до 40 т. Такие блоки перевозят на специальных трейлерах по дорогам общего пользования. Транспортирование крупноблочным способом осуществляется на специальных тележках. Блоки могут быть массой от 100 до 250 т. Оборудование перевозят обычно по специальным трассам. От вида транспортировки зависит вид монтажа.

Кустовая буровая установка состоит из нескольких блоков. Разделение на крупные блоки чисто условное. Крупным считается блок, который перевозится на тяжеловозах, а мелким — на универсальном и некоторых видах специализированного транспорта. Исходя из этого определения, вся кустовая установка состоит из трех крупных блоков, которые транспортируются на тяжеловозах. Для установки БУ 3000 ЭУК крупные блоки следующие: вышечно-лебедочный, вышка, насосный. Остальные блоки — компрессорный, емкостной, технологический, блок котельных, блок подстанции, блоки коммуникаций, а также склад химических реагентов, приемный мост и др. — перевозятся универсальным транспортом.

Буровая установка БУ 3900/225 ЭК-БМ, имеющая блочно-модульное исполнение, для транспортировки разбиваются на крупные и мелкие блоки — модули, массой от 10 до 40 т (около 80 блоков), которые транспортируются как на трейлерах, так и на универсальном транспорте, при этом высота их не превышает 4,5 м.

Перед тем как везти буровую установку, нужно разработать проект производства работ по транспортировке.

Транспортирование буровой установки «Уралмаш 3000-ЭУК». Установку можно перевозить, в зависимости от рельефа местности, следующими способами:

- крупноблочным — на тяжеловозах ТГ-60, Т-60, ТГП-70;
- мелкоблочным — на специальных трейлерах;
- агрегатным — на универсальном транспорте.

Буровая установка при крупноблочном способе транспортируется следующими крупными блоками: вышечно-лебедочный (без вышки), насосный; вышка; остальные части — мелкими блоками, а приемный мост и коммуникации — универсальным транспортом. Для транспортирования вышечно-лебедочного блока необходимо не менее четырех тя-

желовозов ТГ-60 или Т-60. Тяжеловозы ТГ-60 на гусеничном ходу применяются на грунтовых трассах, а Т-60 — на трассах с бетонным покрытием. Когда используются четыре тяжеловоза, под передний кронштейн устанавливают балансир (тяжеловозы спаривают с помощью специальной тяги). Задние тяжеловозы могут быть установлены для транспортирования с колеей по осям тяжеловозов, равной 4000 или 6000 мм. При этом (в зависимости от условий рельефа местности и состояния трассы) рекомендуется два варианта транспортирования. Первый вариант — вышечно-лебедочный блок транспортируется (рис. 179) в собранном виде вместе с устройством для подъема вышки и укрытием. При этом транспортируемая масса блока — 208 т, допустимый продольный уклон при спуске — 25° , при подъеме — 5° , а поперечный крен — 2° . При втором варианте — вышечно-лебедочный блок транспортируется без устройства для подъема вышки и укрытия. При этом транспортируемая масса — 190 т, допустимый продольный уклон при спуске — 20° , при подъеме — 20° , а поперечный крен — 6° .

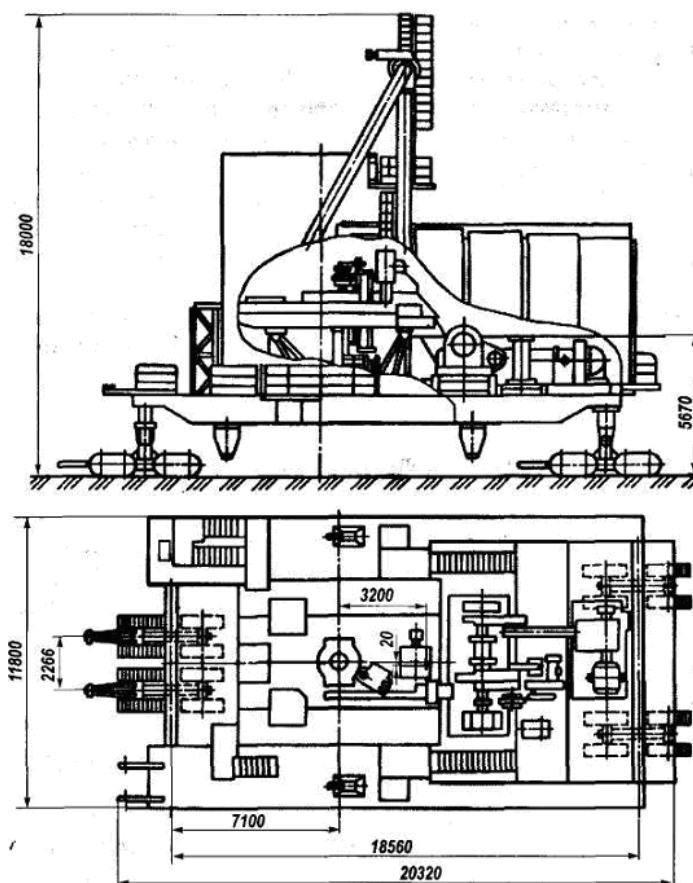


Рис. 179. Первый вариант транспортирования вышечно-лебедочного блока на тяжеловозах ТГ-60

Насосный блок транспортируется на трех тяжеловозах ТГ-60 или Т-60 (рис. 180). Транспортируемая масса — 90 т, допустимый продольный уклон — 20° , допустимый поперечный крен — 10° , а ширина колеи — 3400 мм. Для транспортирования насосного блока необходимо приподнять блок гидродомкратами тяжеловозов на высоту, обеспечивающую зазор между блоком и опорами, убрать из-под блока опоры и балки, опустить блок кронштейнами в гнезда тяжеловозов и закрыть захваты. Установка на фундамент проводится в обратном порядке.

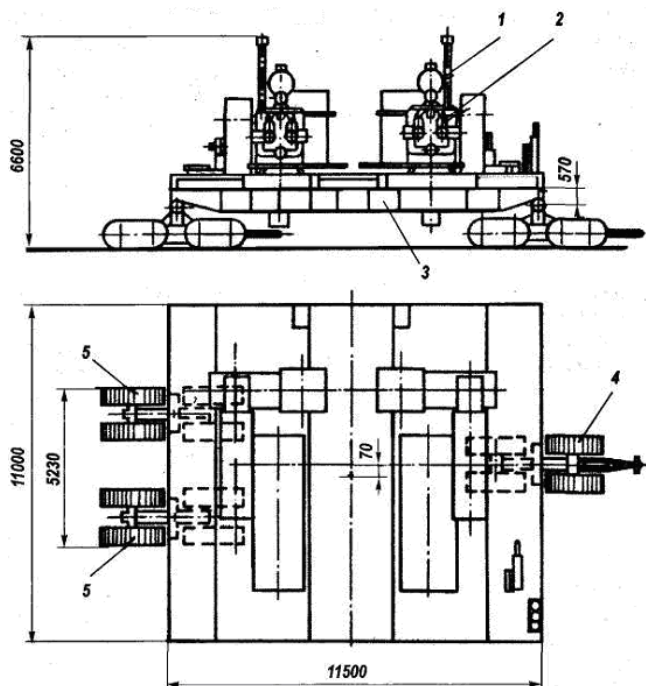


Рис. 180. Транспортирование насосного блока:

1 — стойка; 2 — насос; 3 — основание; 4, 5 — тяжеловозы (передний и задние)

Вышки транспортируются в горизонтальном положении на трех тяжеловозах ТГ-60 или Т-60 с применением специального устройства (рис. 181).

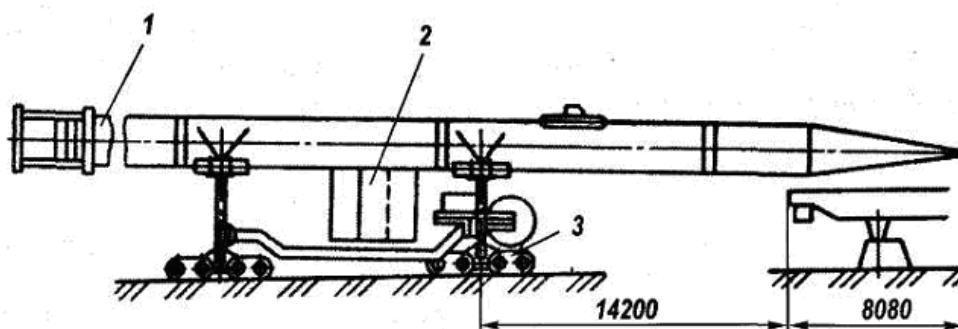


Рис. 181. Транспортирование вышки с балконом:

1 — вышка; 2 — балкон; 3 — тяжеловоз

Для транспортировки буровой установки в пределах кустовой площадки используют гидротолкатели, перемещая блоки буровой установки по рельсам на крановых тележках. Центрирование вышечно-лебедочного основания после передвижки проводится гидродомкратами. Аналогично перемещают крупными блоками и более современные установки кустового бурения в блочно-модульном исполнении.

5.7. Подготовка оборудования буровой установки к пуску

Вышечно-лебедочный блок

- Отцентрировать главный привод лебедки и ротора при необходимости и закрепить к основанию, проверить положение вышки относительно оси скважины, отклонение — не более 50 мм;
- проверить работоспособность вспомогательного привода;
- проверить воздушную систему и ввод ее к исполнительным механизмам;
- произвести ревизию всех цепных передач и цепей в коробке перемены передач, непригодные к дальнейшей эксплуатации заменить;
- проверить и восстановить герметичность защитных кожухов цепных передач;
- проверить маслосистему, установить манометр на нагнетательной линии, отрегулировать подачу масла на каждый узел;
- проверить все шинно-пневматические муфты, при необходимости заменить;
- заменить изношенные тормозные колодки и отревизировать тормозную систему;
- проверить работоспособность пневмоцилиндра аварийного тормоза;
- отревизировать успокоитель талевого каната и обеспечить плавность перемещения системы роликов по направляющим;
- проверить надежность крепления ходового и неподвижного концов талевого каната, приспособления для крепления неподвижного конца к основанию;
- проверить блокировку ротора (против подъема), пуск основного двигателя (при наличии масла в системе), противозатаскивателя талевой системы;
- смонтировать ПКР-560 в сборе и подвести воздушную линию;
- проверить самовозврат ручек крана из любого положения в вертикальное на пульте управления ключом АКБ-ЗМА2, отревизировать краны;

- проверить работоспособность ротора, его крепление;
- обеспечить элементы талевой системы защитными кожухами, все крепежные детали закрепить и зашплинтовать;
- обеспечить надежную фиксацию стола ротора;
- проверить работоспособность приспособления укладки труб на мостки;
- устранить утечку воздуха в пневмосистеме и исполнительных механизмах;
- заполнить смазкой (прошприцевать) все подшипники талевой системы, лебедки, буровых насосов, при первичном и повторных пусках буровой установки и далее по графику;
- закрепить вспомогательную лебедку к основанию, отрегулировать колодочный тормоз, фрикционную муфту, заменить при необходимости диски;
- обеспечить надежную фиксацию в любом положении рукоятки переключения большого и малого барабанов лебедки;
- отремонтировать защитные кожухи всех исполнительных механизмов;
- смонтировать ключ АКБ-ЗМА2 и обвязать с пультом;
- установить пульты превенторной установки и обвязать их между собой;
- провести ревизию кранбалки и тельфера, заправить редуктор маслом;
- проверить надежность соединений подкосов и стойки, работоспособность крана 8КП-2;
- произвести испытание кранов поворотных и кранбалки;
- обновить все надписи на механизмах.

Насосный блок

- Произвести разборку гидравлической части буровых насосов, визуально отбраковать узлы и детали (при необходимости подготовить к замене);
- вскрыть механическую часть насоса и слить отработанное масло;
- проверить регулировку подшипников эксцентрикового вала;
- произвести ревизию пальцев, накладок крейцкопфов и их направляющих. При необходимости установить регулировочные прокладки, отбракованные детали заменить;
- произвести сборку механической части насоса;
- смазать подшипники насоса, произвести заправку масляных ванн свежим маслом;

- проверить пневмокомпенсаторы, непригодные к эксплуатации, заменить и установить манометры, закачать воздух;
- восстановить (или провести новую) воздушную линию к ДЗУ-250 и обвязать шлангами с хомутами;
- восстановить (смонтировать) систему охлаждения и смазки штоков совместно с насосной установкой;
- произвести сборку гидравлической части буровых насосов;
- проверить крейцкопфы насоса, при необходимости негодные к эксплуатации детали заменить;
- проверить натяжение приводных клиновых ремней, при необходимости произвести замену и натяжение;
- произвести центровку электродвигателя с приводом насоса;
- произвести ревизию спаренных ШПМ-500 приводов насосов, отбракованные ШПМ-500 и шкивы заменить, обеспечить центровку двигателей и трансмиссионных валов приводов насосов;
- восстановить пульт и воздушную систему управления насосами;
- установить вентили перед пультами управления при подводе воздуха к ним;
- проверить надежность крепления КП-500 и наличие ограничителей на конце стрелы;
- проверить ограждения насосов;
- прошприцевать подшипниковые узлы приводов насосов;
- произвести ревизию ручных талей КП-500;
- произвести пробный пуск насосов.

Компрессорный блок

- Вскрыть компрессоры, проверить состояние подшипников коленчатого вала и произвести регулировку подшипников;
- проверить состояние клапанов компрессоров, при необходимости заменить;
- заменить масло в компрессорах;
- проверить натяжение ремней, исправность ограждений вентиляторов;
- смонтировать и произвести центровку компрессоров с электродвигателями;
- заменить при необходимости резиновые вибропоглощающие подушки;
- восстановить воздушную систему, при необходимости заменить обратный клапан;

- установить вентили на нагнетательной линии каждого компрессора, обеспечивающие запуск компрессора без нагрузки (при отсутствии автоматической разгрузки линии);
- пропарить ВБ-1 для удаления из нее спекшегося хлористого кальция, проверить правильность ее обвязки с воздухоборниками;
- смонтировать или восстановить систему разгрузки компрессоров, отрегулировать клапан;
- произвести ревизию предохранительных клапанов, отрегулировать, опломбировать;
- при необходимости заменить манометры на воздухоборниках;
- заправить воздухоосушку хлористым кальцием.

Блок очистки и приготовления глинистого раствора

- Произвести ревизию шламовых насосов, отбраковать и заменить быстроизнашивающиеся детали;
- произвести сборку, обеспечив соосность всасывающего патрубка насоса с храпом трубопровода от емкости;
- произвести ревизию быстроизнашивающихся деталей гидроциклона, отбраковать и заменить негодные;
- произвести натяжение сеток при подготовке вибросита к работе, отремонтировать подвижную часть, проверить исправность вибрвала, а также крепление;
- проверить манометр на нагнетательной линии шламовых насосов, при необходимости заменить;
- установить электродвигатель, отцентрировать, установить ремень и защитный кожух;
- проверить запорную арматуру на нагнетательной линии;
- произвести ревизию глиномешалки (гидромешалки).

6. ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Система технического обслуживания и ремонта включает в себя комплекс взаимосвязанных положений и норм, определяющих организацию и порядок проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования для заданных условий эксплуатации в целях обеспечения показателей качества оборудования, предусмотренных в нормативной документации.

Системой технического обслуживания и ремонта предусмотрено: техническое обслуживание оборудования (ТО); текущий ремонт (ТР); капитальный ремонт (КР).

Техническое обслуживание (ТО)

Техническое обслуживание осуществляется для предупреждения прогрессирующего износа деталей и сопряжений путем своевременного проведения регулировочных работ, смазки, выявления возникающих дефектов и их устранения. В ТО входит контроль технического состояния, очистка, смазка, замена отдельных составляющих частей или их регулировка в целях предупреждения повреждения, а также часть работ по устранению повреждений. ТО выполняется согласно требованиям инструкций по эксплуатации оборудования в плановом порядке и, по возможности, во время технологического простоя оборудования. Графики ТО составляются базой производственного обслуживания (БПО) или в отделе главного механика (ОГМ), согласовываются с соответствующими эксплуатирующими оборудование подразделениями и контролируются БПО или ОГМ предприятия. ТО подразделяется на два вида: ежедневное техническое обслуживание; периодическое техническое обслуживание, выполняемое после отработки машиной определенного количества часов или дней. Периодическое техническое обслуживание оборудования на объектах, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, проводится силами комплексных бригад ремонтников БПО. Ежедневное и периодическое техническое обслуживание оборудования на объектах, имеющих обслуживающий персонал, проводится силами

этого персонала. Результаты ТО записываются в специальный журнал, который хранится на объекте и ведется службой, выполняющей работу.

Комплекс работ при ТО:

- очистка оборудования;
- проверка болтовых соединений, при необходимости замена шплинтов и других элементов стопорения;
- проверка соответствия показаний и регулировка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
- проверка надежности работы пусковых и тормозных устройств, натяжения ремней, цепей и тросов;
- проверка действия пневматических и гидравлических систем;
- проверка состояния щитов ограждения, предохранительных клапанов;
- проверка состояния смазочных систем;
- проверка и замена быстроизнашивающихся деталей;
- смена смазки в соответствии с картой смазки.

Наиболее важной операцией ТО является смазка. В агрегатах буровых установок применяют густую, жидкую заливную и жидкую циркуляционную под давлением (принудительную) смазки. Все подшипники трансмиссий групповых приводов буровых установок, подшипники приводных станций буровых насосов всех буровых установок, валов лебедок, шкивов кронблоков, талевых блоков, крюкоблоков и автоматических элеваторов, а также вертлюги, шарниры карданных соединений и другие узлы смазывают каждый отдельно при помощи ручных шприцев.

Понизительные редукторы буровых установок, редуктор лебедки, роторы, конические редукторы привода ротора и вертлюги смазывают жидкой заливной смазкой, используемой для зубчатых зацеплений и подшипников.

Для смазки подшипников, цепных и зубчатых передач в коробках скоростей привода буровых установок, суммирующих цепных редукторов приводов буровых установок, цепных коробок скоростей лебедок, цепных обводных передач лебедок, буровых насосов, ротора применяют жидкую циркуляционную смазку под давлением.

Все дизельные, дизель-гидравлические и дизель-электрические агрегаты имеют индивидуальную смазочную систему, смонтированную автономно на каждом агрегате.

Рекомендации по смазке узлов и агрегатов буровых установок приведены в табл. 15. В таблице, для примера, приводится карта смазки буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ. На рис. 182 показана схема смазки лебедки этой установки.

Таблица 15

*Рекомендации по смазке узлов и механизмов буровых установок
БУ 3900/225 ЭК-БМ*

Наименование сборочной единицы или механизма	Номер позиций	Количество точек смазки	Наименование смазочных материалов		Способ нанесения смазки	Периодичность проверки и замены смазочного материала	Примечание (норма расхода)
			при температуре до −40 °С	при температуре до +50 °С			
Лебедка ЛБУ-750Э-СНГ							
Подшипник вала подъемного	11; 17	2	литол 24 ГОСТ 21150—87	прессовать шприцем через тавотницу	1 раз в три месяца	0,5 кг	
Подшипники коленвала тормоза	12; 16	2			1 раз в три месяца	0,1 кг	
Полувтулки обойм коленвала, ось балансира	14; 24; 25	3			1 раз в две недели	0,01 кг	
Шарнирные соединения ленточного тормоза (балансирующая гайка, рычаги-цилиндры)					1 раз в две недели	0,01 кг	
Шток пневмоцилиндра ленточного тормоза	13	1			1 раз в две недели	0,05 кг	
Шток цилиндра механизма пружинного ленточного тормоза	15; 19	2			1 раз в две недели	0,05 кг	
Муфта зубчатая основного привода РПДЭ	1; 2	2			1 раз в шесть месяцев	3,5 кг	
Подшипники вертлюжков	5; 18				1 раз в месяц	0,05 кг	
Подшипники стабилизатора					1 раз в месяц	0,05 кг	
Направляющие стабилизатора			литол 24 ГОСТ 21150—87		1 раз в две недели	0,01 кг	
Шток пневмоцилиндра механизма переключения коробки передач				ручная помазком	раз в две недели	0,02 кг	
Подшипники скольжения механизма переключения					1 раз в месяц	0,1 кг	
Редуктор червячный $i = 49$ (привода командоаппарата)	26				замена один раз в шесть месяцев	1,0 кг	
Опорные подшипники валов цепного редуктора	3; 4; 6; 7				Один раз в неделю	0,1 кг	
Маслобак			масло индустриальное И-50А ГОСТ 20799—75	заливкой	замена масла через 6 месяцев работы. Контроль осуществляется маслоуказателем	350 л	
Редуктор цепной	20; 23						120 л
Редуктор РПДЭ (Ц2У-400К-12.5-22-У3)	21		масло индустриальное И-50А ГОСТ 20799—75	заливкой	замена масла через 1000 часов работы. Дозаправка по мере необходимости. Контроль осуществляется маслоуказателем	масло залить до уровня контрольной пробки или до контрольной риски маслоуказателя	
Цепи привода командоаппарата, тахогенератора и датчика оборотов лебедки	9; 10		литол 24 ГОСТ 21150—87	кистью (помазком)	1 раз в неделю	0,05 кг	
Электрогидравлический толкатель колодочного тормоза РПДЭ			масло трансформаторное ГОСТ 982—80	налить до уровня нижней части наливного канала	полностью сменить через 2 месяца работы, затем менять 1 раз в 6 месяцев	3,5	

Продолжение табл. 15

Наименование сборочной единицы или механизма	Номер позиций	Количество точек смазки	Наименование смазочных материалов		Способ нанесения смазки	Периодичность проверки и замены смазочного материала	Примечание (норма расхода)
			при температуре до −40 °С	при температуре до +50 °С			
Лебедка вспомогательная ЛВ-50							
Зубчатая муфта подъемного вала	5		литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через масленки	проверка 1 раз в месяц. Замена 1 раз в 6 месяцев	0,1 кг, при замене 1,2 кг
Подшипники подъемного вала	1,6						0,05 кг при замене 0,35 кг
Ролик прижимной	2,7		литол 24 ГОСТ 21150-87		шприцем через масленки	проверка 1 раз в месяц, замена 1 раз в 6 месяцев	0,1 кг, при замене 0,4 кг
Шарниры тормоза колодочного	3				ручная помазком	1 раз в неделю, замена: 1раз в 6 месяцев	0,05 кг, при замене 0,18 кг
Редуктор 1ЦЗУ-250-40-11	4		масло трансмиссионное Тсп-10 ГОСТ 23652–79	масло трансмиссионное Тсп-15 ГОСТ 23652–79	заливкой	1 раз в неделю, замена через 1000 часов работы	18,5 л
Ротор Р700							
Севанитовое уплотнение	3		литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через тавотницу	1 раз в месяц	0,03 кг
Зубчатое зацепление (основная и вспомогательная опора)	1	3	масло индустриальное И-50А ГОСТ 20799–75		из масляной ванны окуна-нием или разбрызгиванием	доливка по мере необходимости через 500 часов*	35 л
Подшипники приводного вала	2	2				замена через 250 часов работы*	20 л
Механизм крепления каната							
Роликоподшипники барабана и консоли			литол 24 ГОСТ 21150–87		ручным шприцем через винтовые масленки	перед бурением каждой скважины	0,2 кг
Привод насосов							
Подшипники трансмиссионных валов приводов насосов	7		литол 24 ГОСТ 21150–87 заменитель: УНИОЛ-1 ТУ 38 УССР 201150–78		ручным шприцем через тавотни-цы	1 раз в месяц. При замене 1 раз в год 1,0 кг (на один подшипник)	0,2 кг
Привод ротора (карданный вал)							
Шлицевое соединение	5		ЖРОТУ32ЦТ.520-83, заменитель литол 24 ГОСТ 21150–87		прессовать шприцем че-рез тавотни-цы	заправка 1 раз в месяц, замена 1 раз год 1,2 кг (на один вал)	0,2 кг
Подшипники	4		смазка 158 ТУ 38.101.320–77 заменитель ЖРО ТУ 32ЦТ.520-83		прессовать шприцем че-рез тавотницы до выдавлива-ния через подшипник	заправка 1 раз в месяц, замена 1 раз год 1,5 кг (на один вал)	0,1 кг

Примечание. * Первая полная замена масла нового ротора через 125 и 250 ч роторного бурения.

Продолжение табл. 15

Наименование сборочной единицы или механизма	Номер позиций	Количество точек смазки	Наименование смазочных материалов		Способ нанесения смазки	Периодичность проверки и замены смазочного материала	Примечание (норма расхода)
			при температуре до −40 °С	при температуре до +50 °С			
Пневмораскрепитель							
Внутренняя полость пневмоцилиндра	1	1	масло промышленное И 20 ГОСТ 20799–75; для длительного хранения – с присадкой АКОР-1 ГОСТ 15171–78		заливкой при монтаже, при эксплуатации струей воздуха		
Ось поворотного блока	2	2	литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем	по мере необходимости, но не реже 1 раза в 6 месяцев	
Подшипники поворотного блока	3	1					
Вертулюг УВ-250МА							
Уплотнение масляной ванны	2	2	литол 24 ГОСТ 21150–8		ручным насосом через масленки	1 раз в смену	по 0,1 кг
Оси штропа	3	2					по 0,02 кг
Роликоподшипник и в общей масляной ванне	1	1	масло трансмиссионное автомобильное с присадкой ТАП-15В ГОСТ 23652–79	ТСп-10 ГОСТ 23652–79	заливка до краев отверстия в крышке	замена через первые 50 часов, затем через 500 часов работы. Пополняется по мере надобности	60 л
Кронблок УКБ-6-300							
Подшипники основных шкивов полиспаста			литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через масленки на торцах осей	Через 250 часов непрерывной работы	0,2 кг на подшипник
Подшипники вспомогательных шкивов							0,05 кг на подшипник
Крюкоблок							
Подшипники шкивов	1,2	5	литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через индивидуальные масленки	через 250 ч работы	0,1 кг на подшипник
Подшипник крюка	3	1				через 400 ч работы	0,3 кг на подшипник
Соединение литого крюка со стволком	4	1			шприцем	через 250 ч работы до появления смазки в зазорах	
Соединение защелки с крюком	5	1					
Полости защелок	6,7	2			ручная	после каждой пробуренной скважины	
Кран консольно-поворотный г/п 0,2 т и 1,0 т							
Подшипники оси вращения консоли	1	2	литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через масленку	1 раз в 6 месяцев	0,5 кг добавлять 1 раз в месяц
Кран консольный поворотный 3,2–8–3К–У1							
Подшипники оси вращения консоли	1	1	литол 24 ГОСТ 21150–87		шприцем через масленку	Замена 1 раз в 6 месяцев	0,5 кг, добавлять 1 раз в месяц
Подшипники механизма поворота	2	2					0,5 кг
Открытая коническая пара	3	1			смазывать через крышку кожуха	1 раз в год	0,2 кг

Продолжение табл. 15

Наименование сборочной единицы или механизма	Номер позиций	Количество точек смазки	Наименование смазочных материалов		Способ нанесения смазки	Периодичность проверки и замены смазочного материала	Примечание (норма расхода)
			при температуре до -40 °С	при температуре до +50 °С			
Открытая цилиндрическая пара	4	1	литол 24 ГОСТ 21150-87		смазывать через смотровое окно		0,5 кг
Подшипники роликов упорных	5	3			заполнить при разборке	замена 1 раз в 6 месяцев, добавлять 1 раз в месяц	0,05 кг
Муфта фрикционная механизма поворота	6	1				1 раз в год	0,05 кг
Подшипники блоков механизма передвижения тали	7	4				замена 1 раз в 6 месяцев, добавлять 1 раз в месяц	0,4 кг
Оси кареток для под вески кабеля	8	12					0,05 кг
Редукторы: механизма поворота, механизма передвижения тали	9		согласно паспорта изделия		периодичность смазки согласно указаниям эксплуатационной документации	Ц2-250-3,0 л	
Двигатели	10					1Ц2У-100-0,7 л	
Тормоза	11						
Насос буровой УНБТ							
Гидравлический блок, резьба винта Трап 220х20, резьба штока поршня, посадочные поверхности втулки, крышка направляющей входного клапана, поршня, упорного стакана и др. деталей			литол 24 ГОСТ 21150-87 заменитель: смазка графитная УССа ГОСТ 3333-80		ручной	на 200 ч работы насоса	3,0 кг
Клапан предохранительный			Литол 24 ГОСТ 21150-87 Заменитель: смазка графитная УССа ГОСТ 3333-80		ручной	на 1000 ч эксплуатации	0,2 кг
Съемник втулок					шприцеванием	на 2000 ч	0,2 кг
Редуктор (подшипники трансмиссионного вала, подшипники головок шатунов, штоки ползунов, направляющие ползунов, зубчатая пара, ползуны)			И-50 ГОСТ 20799-75 или заменитель: ТП-46 ГОСТ 9972-74	ТСП-15к ГОСТ 23652-79 или заменитель: ТАП-15В ГОСТ 23652-79	принудительный и самотечный одновременно	первая замена СМ через 500 ч работы насоса, замена СМ через 2000 ч работы насоса	750 л; 200 л – на восполнение потерь
Гидросъемник седел, насос плунжерный			И-30 А ГОСТ 20799-75 заменитель И-50 А ГОСТ 20799-75		ручная заливка	на 1000 часов эксплуатации	1,0 кг
Устройство для эвакуации верхового рабочего							
Подшипники барабана, подшипники гидротормоза, подшипники направляющих роликов каретки, шарнирные соединения			литол 24 ГОСТ 21150-87		в соответствии с техническим описанием	не реже 1 раза в 3 месяца	
Механизм открывания ворот							
Оси (крепления пневмоцилиндра)			литол 24 ГОСТ 21150-87		через прессмасленку	по мере необходимости	
Подшипник (оси поворота)					ручной		

Наименование сборочной единицы или механизма	Номер позиций	Количество точек смазки	Наименование сма- зочных материалов		Способ нанесения смазки	Периодичность проверки и замены смазочного материала	Примечание (норма расхода)
			при тем- пературе до −40 °С	при тем- пературе до +50 °С			
Механизм подачи бурильных труб(модуль приемного моста)							
Подшипники опор валов	1	12	литол 24 ГОСТ 21150–87		ручным шприцем	1 раз в 6 месяцев	по 0,03 кг
Оси крепления пневмоцилиндров	2,4	4			помазком		по 0,02 кг
Внутренние полости пневмоцилиндров	3	2	веретен- ное АУ ГОСТ 1642–75	МС-20 ГОСТ 21743–76	в распылен- ном виде в струе сжатого воздуха	непрерывно во время работы	доливка до уровня при необходи- мости
Внутренние полости пневмо- дросселей, распределителей в блоке аппаратуры	5						
Механизм перемещения и выравнивания							
Оси тележек балансирных	1	4	литол 24 ГОСТ 2115–87		шприцем через тавотницы	1 раз в 6 месяцев	
Подшипники тележек балансирных	2	16					
Подшипники ходовых роликов	1	64					
Винтовая опора		16	обработанное моторное масло		заполнением через отвер- стие в гильзе	по необходимости	
Блок ограничителя подъема талевого блока							
Подшипник оси блока			литол 24 ГОСТ 21150–87		ручной		0,03 кг
Ролик обводной (модуль ротора с приводом)							
Поверхность» А»			литол 24 ГОСТ 21150–87		ручной	по необходимости	
Блок монтажный (на козлах кронблока)							
Подшипники блока			литол 24 ГОСТ 21150–87		через масленку	по необходимости	0,15 кг
Блок подвесной (подвеска машинных ключей)							
Подшипник оси блока			литол 24 ГОСТ 21150–87		через тавотницу	по необходимости	

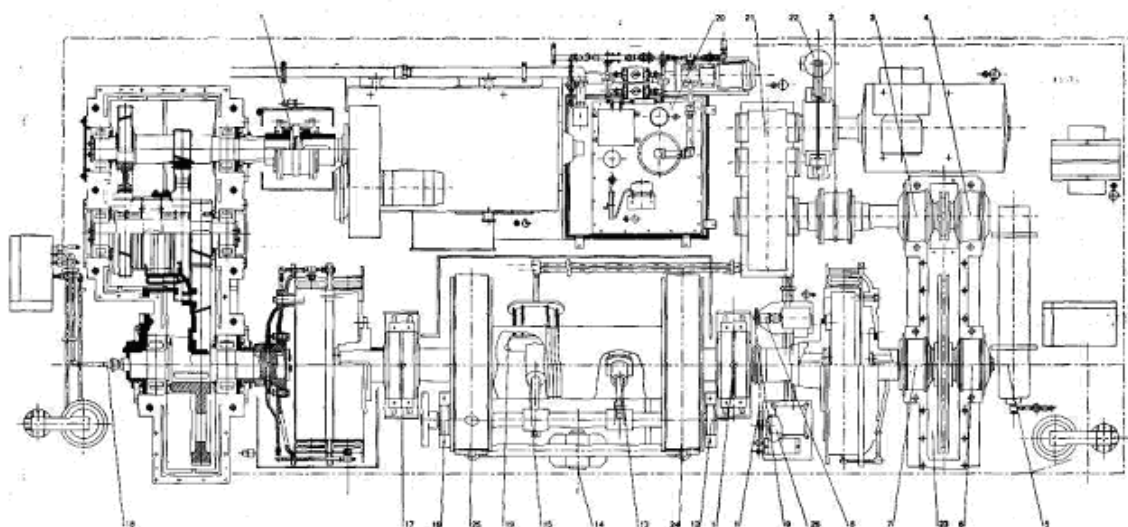


Рис. 182. Расположение точек смазки буровой лебедки ЛБУ-750 СНГ

Для смазки зубчатых зацеплений и подшипников коробки скоростей буровой установки применяют циркуляционную систему смазки. Масло из отстойника шестеренчатым насосом нагнетается через сетчатый фильтр в коллектор, откуда через вентили и указатели течения масла по трубопроводам поступает к смазываемым поверхностям. Давление масла в нагнетательном трубопроводе и коллекторе контролируют манометры, перед которыми установлены вентили. Для обеспечения нормальной работы системы смазки на маслопроводе выполнены обратные клапаны, перепускной клапан и несколько вентилях, обеспечивающих движение масла в нужных направлениях. Все зубчатые зацепления, расположенные внутри коробки, смазывают через брызгала. Подшипники смазывают принудительно по специально проведенным трубопроводам. Применяющиеся масляные станции обеспечивают надежную смазку цепных передач и подшипников. Привод шестеренчатых насосов осуществляется от электродвигателей, управление которыми сосредоточено на пульте бурильщика. Цепные передачи и подшипники суммирующих цепных редукторов групповых дизель-гидравлических приводов и цепных редукторов привода лебедок буровых установок, а также цепные редукторы, передающие мощность коробке скоростей лебедки буровых установок с электрическим приводом (переменный ток), смазывают жидкой циркуляционной смазкой от шестеренчатых насосов, смонтированных в корпусах этих редукторов и имеющих цепной привод от валов цепного редуктора.

Остальные узлы и механизмы, в том числе покупные изделия, не перечисленные в таблице, подвергаются смазке согласно технической документации завода-изготовителя покупного изделия.

Текущий ремонт (ТР)

Текущий ремонт осуществляется в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности оборудования. При ТР производится частичная разборка оборудования, ремонт отдельных узлов или замена изношенных деталей, сборка, регулировка и испытание согласно инструкции по эксплуатации. Узлы оборудования, требующие ремонта, заменяются заранее отремонтированными или новыми. ТР на месте эксплуатации осуществляется силами отдела главного механика, при необходимости привлекается обслуживающий персонал. ТР предусматривается в нормативной документации, осуществляется в плановом порядке и аварийном порядке при преждевременном выходе из строя деталей бурового оборудования.

Комплекс работ при текущем ремонте бурового оборудования

- *Буровые лебедки:*
 - а) мойка, очистка от грязи, частичная разборка лебедки*;
 - б) проверка состояния шпоночных соединений цепных колес и муфт;
 - в) проверка состояния, ремонт или замена изношенных ремней;
 - г) замена изношенных колодок тормозных лент и шинно-пневматических муфт (ШПМ);
 - д) замена ШПМ при наличии износа и надрывов;
 - е) замена тормозных лент при наличии трещин, износа ушек ленты;
 - ж) проверка состояния, замена коленчатого вала тормоза, балансира, оси балансира, натяжных винтов, тормозного рычага при наличии трещин, погнутости, отколов; ремонт пневматического тормозного цилиндра;
 - з) зачистка наплывов на поверхности кулачков и звездочек;
 - и) проверка состояния, замена или ремонт уплотнений трубопроводов и кранов, проверка герметичности соединений гидравлического тормоза, замена гидравлического или электрического тормоза;
 - к) проверка, регулировка фрикционной катушки; замена тормозных лент катушки при наличии износа накладки, трещин, замена катушки;
 - л) проверка состояния, замена втулок цепных колес, кулачковых муфт, цепных колес при наличии износа, трещин, отколов;
 - м) замена тормозных шкивов при наличии износа выше допустимого или трещин любого характера и расположения;
 - н) замена трансмиссионного, промежуточного, подъемного валов в сборе, трансмиссии ротора при наличии изгибов, трещин, неисправности катушки, муфт, цепных колес и т. д.;
 - о) проверка исправности пневматической системы, замена или ремонт кранов управления, вертлюжков, разрядников, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин, погнутости, перегнутых и сплюснутых мест; опрессовка пневматической системы;
 - п) проверка исправности, ремонт кранов противозатаскивателя талевого блока;

* В дальнейшем для каждого вида оборудования мойка, очистка от грязи в перечне ремонтных работ приводиться не будет.

- р) ремонт щитов ограждения, устранение погнутости рамы, трещин в сварных швах;
- с) регулировка натяжения тормозных лент тормозной системы, замена пружин тяг управления;
- т) замена изношенных манжет, прокладок;
- у) проверка, крепление всех болтовых соединений;
- ф) смазка узлов лебедки в строгом соответствии с картой смазки;
- х) сборка лебедки, обкатка на холостом ходу.
- *Буровые насосы:*
 - а) частичная разборка насосов;
 - б) замена быстроизнашивающихся деталей: цилиндрических втулок, поршней, штоков, клапанов;
 - в) замена изношенных уплотнительных манжет цилиндрических крышек, уплотнений штоков, цилиндрических втулок и надставки штока, клапанных крышек;
 - г) проверка состояния крепления надставок штоков; замена изношенных надставок штоков;
 - д) замена или регулировка направляющих и накладок крейцкопфа;
 - е) замена изношенных втулок малой головки шатуна;
 - ж) замена подшипников скольжения и качения, регулировка осевого зазора подшипников качения, регулировка натяга подшипников кривошипного и шатунного валов;
 - з) замена изношенных корпусов, сальников, узлов надставки штока;
 - и) замена цилиндрических и клапанных крышек при наличии промыва, трещин;
 - к) замена или ремонт гидравлических коробок при наличии промыва;
 - л) проверка состояния, при необходимости замена резиновых баллонов, заполнение воздухом блока пневматического компенсатора;
 - м) проверка состояния, замена предохранительного клапана;
 - н) проверка крепления приводного шкива; регулировка натяжения клиновых ремней;
 - о) проверка крепления, ремонт ограждений и защитных кожухов;
 - п) замена крепежных и стопорных деталей;
 - р) смазка подшипников, заполнение камер и ванны маслом в строгом соответствии с картой смазки;

- с) сборка насоса, обкатка на холостом ходу, испытание гидравлической части насоса совместно с манифольдом под давлением.
- *Трансмиссия насосов:*
 - а) проверка и подтяжка всех болтовых соединений;
 - б) замена изношенных колодок и ШПМ;
 - в) замена или ремонт кулачковых муфт, шкивов, звездочек, ступиц, планшайб, валов, вилки и рычага переключения передач, шестерен для поворота эксцентриковых стаканов, стаканов и крышек подшипников при наличии износа, трещин, вмятин и т. д.;
 - г) проверка состояния подшипников скольжения и качения, шпоночных соединений, системы переключения; замена изношенных подшипников;
 - д) проверка состояния пневматической системы; замена или ремонт вертлюжков, разрядников, кранов управления, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин;
 - е) замена или ремонт масляного насоса, разбрызгивателей масла, манометра;
 - ж) замена изношенных элементов уплотнения;
 - з) проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей;
 - и) ремонт рамы, ограждений, кожухов при наличии погнутости, трещин, вмятин;
 - к) замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;
 - л) замена смазки в соответствии с картой смазки;
 - м) сборка, опробование, обкатка трансмиссии.
- *Роторы:*
 - а) частичная разборка ротора;
 - б) проверка состояния зубчатого зацепления, подшипников (быстроходный вал должен проворачиваться без заеданий и толчков);
 - в) проверка и устранение осевого перемещения цепного колеса при помощи регулировочных прокладок;
 - г) проверка правильности сборки вкладышей и зажимов (поверхность вкладышей не должна выступать над поверхностью стола более чем на 2 мм); при необходимости замена вкладышей, зажимов, цепного колеса;

- д) проверка состояния и при необходимости замена заделок вкладышей;
- е) проверка надежности застопоривания стола при любом направлении вращения; замена стопора при наличии отколов и износа;
- ж) проверка состояния сальниковых уплотнений и манжет, замена при необходимости;
- з) проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей;
- и) проверка состояния, замена деталей карданного вала при наличии износа, погнутости и т. п.;
- к) ремонт предохранительного кожуха;
- л) проверка состояния, замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;
- м) смазка и замена масла в соответствии с картой смазки;
- н) сборка и проверка легкости вращения вала и стола ротора путем проворачивания вала.
- *Пневматические клиновые захваты:*
 - а) частичная разборка пневматического клинового захвата;
 - б) проверка состояния, замена плашек или клиньев, подвесок клиньев при наличии износа, трещин, погнутости и т. д.;
 - в) проверка, крепление центраторов, при необходимости замена;
 - г) проверка состояния и замена роликов рычага подъема клиньев и осей цилиндра при наличии износа, погнутости;
 - д) проверка состояния, замена направляющих планок при наличии износа;
 - е) проверка герметичности пневмосистемы; замена или ремонт трубопроводов, резинотканевых рукавов, крана управления при наличии износа, трещин, перегнутых и сплюснутых мест;
 - ж) проверка состояния, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;
 - з) замена смазки согласно карте смазки;
 - и) сборка механизма, проверка работы.
- *Силовые агрегаты:*
 - а) слив жидкости из системы охлаждения, масла из системы смазки и рабочей жидкости турботрансформатора;
 - б) частичная разборка двигателя, турботрансформатора, соединительной муфты;

- в) проверка состояния, ремонт или замена изношенных деталей турботрансформатора;
- г) проверка состояния, замена изношенных пальцев, затяжка конических колец, пробки соединительной муфты;
- д) проверка состояния, ремонт или замена маслососов, ручного подкачивающего насоса, фильтров, радиаторов, предохранительного и регулирующего клапанов, термометра, манометра, маслопроводов, резиноканевых рукавов системы при наличии износа, трещин, перегнутых, сплюснутых мест и т. д.;
- е) проверка состояния, ремонт или замена водяного насоса, паровоздушного клапана, водоподогревателя, термометра, вентилятора, уплотнительных элементов, трубопроводов, кранов системы охлаждения при наличии износа, трещин, перегнутых и сплюснутых мест и т. д.;
- ж) проверка состояния, ремонт или замена фильтров, топливного насоса, коллектора, топливопроводов, элементов уплотнения, механизма управления топливным насосом топливной системы при наличии износа, трещин и т. д.;
- з) замена изношенного диска муфты, привода зарядного генератора, электропроводки, ремонт стартера и фрикционной муфты стартера;
- и) ремонт выхлопных коллекторов, замена или ремонт воздухоочистителей;
- к) ремонт кожуха агрегата, соединительной муфты, ограждения вентилятора;
- л) проверка состояния, ремонт масляной емкости и емкости рабочей жидкости турботрансформатора;
- м) замена изношенных и поврежденных стопорных деталей;
- н) замена смазки и рабочей жидкости турботрансформатора в строгом соответствии с инструкциями по эксплуатации;
- о) сборка агрегата, испытание.
- *Кронблоки:*
 - а) проверка профиля канавки шкивов шаблоном (износ не должен превышать 5 мм);
 - б) проверка состояния, ремонт защитных кожухов;
 - в) проверка состояния подшипников;
 - г) проверка состояния подкронблочной рамы;
 - д) проверка состояния вспомогательного блока;
 - е) проверка, замена крепежных деталей при обнаружении трещин, вмятин;

- л) замена смазки в соответствии с картой смазки;
- з) проверка легкости вращения шкивов кронблока.
- *Талевые блоки:*
 - а) частичная разборка талевого блока;
 - б) проверка профиля канавок шкивов шаблоном, износ не должен превышать 5 мм;
 - в) зачистка наплывов на поверхности контактов серьги со штропом крюка;
 - г) проверка состояния, замена пальцев, соединяющих предохранительный кожух с кронштейном щек;
 - д) проверка крепления гаек оси шкивов и оси подвесок, пальцев крепления серьги;
 - е) правка поверхности и заварка трещин в сварных швах верхней серьги и предохранительного кожуха;
 - ж) замена крепежных и стопорных деталей при наличии вмятин, трещин, погнутостей и т. д.;
 - з) смазка подшипников и осей согласно карте смазки;
 - и) проверка легкости вращения шкивов талевого блока.
- *Подъемные крюки:*
 - а) частичная разборка крюка;
 - б) проверка крепления блоков защитных скоб, зачистка наплывов на поверхностях контакта со штропами;
 - в) зачистка наплывов на подушке зева крюка в месте контакта со штропом вертлюга;
 - г) проверка работы, замена или ремонт стопора защелки зева крюка, стопора против проворачивания ствола крюка;
 - д) проверка состояния и крепления ствола крюка;
 - е) проверка зазора между стопорной планкой и гайкой; зазор должен быть не более 2—3 мм;
 - ж) проверка состояния штропов, осей для соединения корпуса со штропом, оси для соединения крюка со стволом;
 - з) замена крепежных и стопорных деталей при наличии трещин, вмятин, износа;
 - и) смазка крюка в соответствии с картой смазки;
 - к) сборка, проверка легкости вращения крюка вокруг вертикальной оси.

Для *крюкоблоков* дополнительно:

- л) проверка состояния осей, соединяющих талевый блок с крюком;

- к) проверка состояния щек;
- н) проверка состояния сварных швов;
- о) замена смазки в соответствии с картой смазки;
- п) сборка крюкоблока, проверка легкости вращения шкивов и крюка вокруг вертикальной оси.
- *Вертлюги:*
 - а) частичная разборка вертлюга;
 - б) замена грязевой трубы и отвода при наличии промыва стенок, трещин, отколов и т. д.;
 - в) замена изношенных уплотнений грязевого и масляного сальников, прокладки между грязевой трубой и отводом;
 - г) замена нажимной гайки, грундбуксы, втулок и колец грязевого и масляного сальников, контргайки при наличии износа;
 - д) регулировка основного и упорного подшипников посредством нажимной гайки;
 - е) проверка состояния, замена крепежных и стопорных деталей при наличии износа, трещин, вмятин;
 - х) смазка пальцев штопа, сальников, заполнение маслом масляной ванны в соответствии с картой смазки;
 - з) сборка, испытание вертлюга под давлением.
- *Коробки перемены передач (КПП):*
 - а) частичная разборка КПП;
 - б) замена изношенных ШПМ и колодок ШПМ;
 - в) проверка состояния подшипников, шпоночных соединений, системы переключения скоростей, замена изношенных втулок и подшипников качения, регулировка осевого зазора подшипников качения;
 - г) замена или ремонт валов, вилки и рычага переключения скоростей, кулачковых муфт, цепных колес, цепей, планшайб, ступиц, шкивов, стаканов и крышек при наличии износа, трещин, отколов и т. д.;
 - д) замена изношенных уплотнительных элементов;
 - е) проверка состояния пневматической системы, замена или ремонт вертлюжков, разрядников, кранов, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин, перегну-тых и сплюснутых мест;
 - ж) проверка состояния, замена или ремонт маслососа, разбрызгивателей, манометра при наличии износа, трещин и т. д.;
 - з) проверка состояния, замена крепежных и стопорных деталей;

- и) замена смазки согласно карте смазки;
- к) сборка, регулировка и проверка легкости работы КПП и системы переключения скоростей.
- *Редукторы:*
 - а) частичная разборка редуктора;
 - б) проверка состояния, замена изношенных ШПМ и колодок ШПМ;
 - в) проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей;
 - г) замена или ремонт ступиц, звездочек, планшайб, резиновых пальцев муфты, валов, вилки и рычага переключения мощности при наличии износа, трещин, отколов и погнутости;
 - д) проверка состояния, замена изношенных подшипников; регулировка осевого зазора подшипников качения;
 - е) проверка состояния, замена узла аварийного привода при наличии износа, трещин и т. д.;
 - ж) проверка состояния пневматической системы, замена или ремонт вертлюжков, разрядников, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, отколов, перегнутых и сплюснутых мест;
 - з) проверка состояния, замена или ремонт маслососа, фильтров, маслопровода, разбрызгивателей масла, манометра при наличии износа, трещин и т. д.;
 - и) ремонт защитных кожухов;
 - к) проверка состояния и замена крепежных и стопорных деталей;
 - л) замена смазки в соответствии с картой смазки редуктора;
 - м) сборка, регулировка, проверка легкости работы редуктора путем проворачивания вала.
- *Автоматические буровые ключи:*
 - а) частичная разборка ключа;
 - б) проверка состояния и замена сухарей, вкладышей, челюстей, упоров, челюстодержателей, деталей храпового устройства, пружин, среднего шарикового фиксатора, направляющих вкладышей каретки, опорных шайб и роликов, ведущих пальцев, бойков, штока совмещения, осей роликов и шестерен, разрезной шестерни, подпоров, плавающего корпуса трубозажимного устройства, блока цилиндров при наличии износа, трещин, вмятин и погнутости;
 - в) замена или ремонт пневматического двигателя при наличии износа, трещин, отводов и заеданий;

- г) проверка и регулировка дросселирующих вставок и воздушных амортизаторов цилиндра подвода-отвода;
 - д) замена или ремонт подставки;
 - е) замена или ремонт кранов управления, замена трубопроводов, резиноканевых рукавов при наличии сплюснутых и перегнутых мест, проверка герметичности пневмосистемы;
 - ж) замена изношенных прокладок и уплотнений;
 - з) замена или ремонт изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей, защитных кожухов;
 - и) замена смазки согласно карте смазки;
 - к) проверка состояния и ремонт колонны и основания ключа;
 - л) сборка, регулировка, опробование ключа.
- *Механизмы по автоматизации спуско-подъемных операций:*
 - а) частичная разборка механизмов: направляющих канатов центратора, подвижного центратора, магазина для свечей, механизма захвата свечей, механизма расстановки свечей, подсвечника, механизма подъема свечей, автоматического элеватора, пульта управления, механизма смазки свечей;
 - б) проверка состояния направляющих канатов центратора, при необходимости замена или ремонт амортизаторов, кронштейнов, канатов, тяг с хомутами, предохранительных звеньев и крепежных деталей;
 - в) проверка состояния подвижного центратора при необходимости замена или ремонт направляющих роликов, кулачков, осей шарнирных соединений, головки, кронштейнов, крепежных и стопорных деталей, подшипников;
 - г) проверка состояния магазина для свечей, ремонт правого и левого магазинов при наличии трещин и погнутости, замена изношенных страховых канатов, крепежных деталей;
 - д) проверка состояния механизма для захвата свечи, замена изношенных деталей: направляющей планки, копира, головки, роликов и их осей, скобы или деталей скобы, крепежных и стопорных деталей;
 - е) проверка состояния механизма расстановки свечей, полатей, замена или ремонт изношенных подшипников, осей, катков, роликов тележки, амортизаторов, планок, пружины, штока стрелы; проверка состояния редукторов, тормозов и муфт предельного момента, пульта управления, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

- ж) проверка состояния опор подсвечника, батарей обогрева, дверцы, кронштейнов, устранение трещин, замена изношенных амортизаторов;
- з) проверка состояния механизма подъема свечи, замена изношенных деталей блока пневматических цилиндров, вспомогательного цилиндра, верхнего и нижнего блоков, верхнего и нижнего кронштейнов, воздухопровода, замена изношенных подъемного и вспомогательного канатов, крепежных и стопорных деталей;
- и) проверка состояния автоматического элеватора, замена изношенных роликов и их осей, пружин, защелок, толкателей, крепежных и стопорных деталей;
- к) замена резинотканевых рукавов, тройников, труб, вентилях, манометров, крепежных и стопорных деталей объединенного пульта управления;
- л) проверка состояния механизма смазки свечи, замена амортизатора, маслопровода, форсунок, пальцев, крепежных и стопорных деталей;
- м) смазка механизмов согласно карте смазки;
- н) сборка, регулировка, испытание механизмов в соответствии с инструкцией.
- *Компрессоры (КС-5М, КТ-6, 4ВУ1-5/9, АВШ 6/10):*
 - а) частичная разборка компрессора;
 - б) проверка состояния, чистка, ремонт или замена воздушных фильтров;
 - в) проверка шатунно-поршневой группы, регулировка коренных подшипников, подтягивание шатунных болтов и болтов крепления торцевых крышек картера;
 - г) замена пружинных пластин, крышек, седел всасывающих и нагнетательных клапанов, клапанной коробки при наличии износа, вмятин, трещин и т. д.;
 - д) замена предохранительных клапанов 1-й ступени и нагнетательной линии при наличии износа, трещин и т. д.;
 - е) замена или ремонт обратного клапана нагнетательной линии при наличии износа, трещин и т. д.;
 - ж) проверка состояния, замена изношенных деталей упругой муфты;
 - з) проверка состояния, замена или ремонт крепления маховика и ограждения маховика при наличии износа, трещин, отколов;

- и) замена контрольно-измерительных приборов;
- к) проверка состояния, регулировка натяжения, замена изношенных ремней приводных и ремней вентилятора;
- л) проверка состояния, замена масляного насоса (для компрессора КТ-6, 4ВУ1-5/9, АВШ 6/10) при наличии износа, трещин, отколов и т. д.;
- м) замена или ремонт крепежных и стопорных деталей при наличии отколов, погнутостей, износа и т. д.;
- н) замена масла, заправка смазкой строго в соответствии с картой смазки;
- о) проверка центровки вала контрпривода или электродвигателя с валом компрессора;
- п) замена изношенных прокладок, уплотнений;
- р) сборка, регулировка, обкатка компрессора.
- *Турботрансформаторы:*
 - а) частичная разборка турботрансформатора;
 - б) проверка состояния, замена зубчатой муфты, обоймы, роликов и пружин обгонной муфты на наличие износа, отколов и т. д.;
 - в) проверка состояния, замена или ремонт предохранительных и регулирующего клапанов, фильтров, масляного насоса при наличии износа, трещин, заеданий;
 - г) замена изношенных манжет, прокладок, уплотнительных колец;
 - д) замена или ремонт маслопроводов, замена масла и смазки в строгом соответствии с картой смазки;
 - е) сборка, регулировка и опробование турботрансформатора.
- *Трансмиссионные блоки буровых установок:*
 - а) частичная разборка блока;
 - б) проверка состояния, замена изношенных колодок ШПМ или ШПМ, шкивов, подшипников, ступиц;
 - в) замена или ремонт изношенных вертлюжков, резинотканевых рукавов при наличии перегнутых и сплюснутых мест;
 - г) ремонт кожухов и ограждений при наличии трещин, вмятин;
 - д) замена изношенных крепежных и стопорных деталей;
 - е) смазку узлов производить согласно карте смазки;
 - ж) сборка блока, опробование.
- *Противовыбросовое оборудование:*
 - а) частичная разборка превенторов и гидросистемы;
 - б) проверка состояния, замена плашек, винтов для крепления уплотнений при наличии надрывов и износа;

- в) проверка состояния, замена или ремонт гидроцилиндров плас-
массового превентора, кольцевого плунжера универсального
превентора, корпуса вкладышей, вкладышей, отвода, патрона
и основания уплотнителя вращающегося превентора при об-
наружении износа, трещин, отколов;
- г) проверка состояния, замена или ремонт задвижек, кранов,
трубопроводов, фланцевых соединений;
- д) проверка состояния, замена или ремонт гидрораспределе-
ля, шестеренчатого насоса, обратных и предохранительных
клапанов, цилиндров масляного фильтра, гидравлического
аккумулятора, КИП гидросистемы при наличии износа тре-
щин и т. д.;
- е) проверка состояния, замена изношенных крепежных и сто-
порных деталей;
- ж) проверка состояния и замена изношенных манжет, уплотни-
тельных колец, прокладок;
- з) замена смазки в соответствии с картой смазки;
- и) сборка превентора, гидросистемы, регулировка, испытание
под давлением согласно инструкции.
- *Буровые вышки, основания буровых установок:*
 - а) проверка состояния крепления резьбовых соединений, заме-
на негодных болтов, гаек, контргаек, доукомплектование кре-
пежными деталями;
 - б) проверка состояния, ремонт или замена роликов подвески ма-
шинных ключей, роликов направления каната (успокоителя),
вспомогательного блока, приспособления против падения
свечи, подкронблочных балок, маршевых лестниц, площадок,
пальцев установки свечей, подвески люльки верхового, кана-
тов, приспособления для крепления и перепуска талевого ка-
ната, фундаментов, подсвечников, подроторных балок;
 - в) проверка крепления «ног» вышки к основанию, соосности
звеньев «ног» вышки, крепления частей основания;
 - г) ремонт ограждений и настила мостков, пола буровой, крон-
блочной площадки, балконов верхового;
 - д) подтяжка крепления нагнетательной линии к вышке и обору-
дования к основанию, анкерных болтов блоков;
 - е) центрирование вышки;
 - ж) смазка роликов, приспособления для крепления и перепуска
талевого каната.

- *Консольно-поворотные краны:*
 - а) частичная разборка крана;
 - б) замена или ремонт кронштейна, хомутов для крепления кронштейна, верхней опоры и регулируемых тяг, винтовых стяжек подкосов, осей при наличии износа, трещин и т. д.;
 - в) проверка состояния, ремонт редуктора и муфты, замена подшипников редуктора и шестерен механизма поворота при наличии износа, трещин;
 - г) замена изношенных уплотнительных колец, прокладок;
 - д) замена изношенного каната, деталей блока при наличии износа, трещин, вмятин;
 - е) проверка состояния, замена изношенных деталей тормозного устройства;
 - ж) проверка состояния, замена ограничителей движения тележки крана при наличии трещин, погнутости;
 - з) проверка состояния сварных швов, заварка трещин;
 - и) ремонт кожухов, ограждений, лестниц;
 - к) замена изношенных крепежных и стопорных деталей;
 - л) замена смазки в соответствии с картой смазки;
 - м) сборка, регулировка и испытание крана под нагрузкой.
- *Тяжеловозы:*
 - а) проверка крепления башмаков, замена и доукомплектование башмаками гусеничных ходов;
 - б) проверка состояния подъемной системы, ремонт ручного насоса, замена трубопроводов и арматуры;
 - в) ремонт прицепного устройства и рамы;
 - г) смазка подшипников.
- *Топливомаслоустановки:*
 - а) частичная разборка оборудования топливного и масляного блоков;
 - б) проверка состояния, ремонт или замена изношенных деталей шестеренчатых и ручных насосов, указателей уровня, запорной арматуры, трубопроводов, фильтра, пробок топливного и масляного блоков;
 - в) ремонт шестеренчатых насосов;
 - г) замена изношенных прокладок;
 - д) ремонт рам, ограждений, лестниц;
 - е) замена изношенных крепежных деталей;
 - ж) замена смазки в соответствии с картой смазки;

з) сборка, опробование агрегатов установки.

Ремонт емкостей производить согласно действующим «Правилам технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкции по их ремонту».

- *Цементно-смесительные машины:*

- а) частичная разборка агрегатов;
- б) проверка состояния и замена подвижных втулок, стопорного и опорного колец, вкладыша зубчатых муфт, звездочек, цепей коробки отбора мощности при наличии износа, отколов, трещин;
- в) проверка состояния, замена изношенных крестовин, игольчатых подшипников и втулок карданного вала;
- г) проверка состояния, замена фланцев шнековых дозаторов;
- д) проверка состояния загрузочного шнека, замена шестерен и цепей привода шнека при наличии износа;
- е) проверка состояния, замена изношенных подшипников коробки отбора мощности, загрузочного и разгрузочного шнеков;
- ж) проверка состояния смесительного устройства, устранение трещин;
- з) проверка состояния задвижки перед смесительным устройством;
- и) замена изношенных манжет, уплотнительных колец, прокладок;
- к) проверка состояния, ремонт крана-укосины;
- л) устранение трещин в сварных швах бункера, смесительной емкости, выкидной трубы;
- м) ремонт поврежденных ограждений на бункере, сеток, лестницы, защитных кожухов;
- н) замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;
- о) смазка агрегатов и узлов согласно карте смазки;
- п) сборка агрегата и опробование.

- *Цементировочные агрегаты:*

- а) частичная разборка поршневого насоса, центробежного секционного насоса, коробки отбора мощности, манифольда;
- б) проверка состояния, ремонт поршневого и центробежного секционных насосов;
- в) проверка состояния, замена или ремонт втулки шестерни первичного вала, шлицевой втулки с фланцем, втулки ведомой

- шестерни, вилок и валиков включения скоростей, сальниковых уплотнений, прокладок, подшипников, крепежных и стопорных деталей при износе, наличии трещин, вмятин; регулировка подшипников качения коробки отбора мощности;
- г) замена или ремонт трубопроводов, вентилях, кранов высокого давления, шарнирных соединительных колен, резинотканевых рукавов при наличии износа, отколов, трещин, перегнутых и сплюснутых мест;
 - д) замена вилок карданного вала, крестовин, игольчатых подшипников при наличии износа;
 - е) замена изношенной цепной полумуфты, цепей привода центробежного секционного насоса;
 - ж) проверка состояния, замена предохранительного клапана на нагнетательной линии цементирующего насоса;
 - з) замена изношенных пружин, седел, клапанов, уплотнений донных клапанов, спускной пробки замерной емкости;
 - и) ремонт замерной емкости при наличии трещин, вмятин;
 - к) проверка, замена неисправных контрольно-измерительных приборов;
 - л) замена или ремонт масляного насоса, маслопровода при наличии износа или других дефектов;
 - м) замена изношенных уплотнительных элементов;
 - н) проверка герметичности всасывающей и нагнетательной линий;
 - о) замена смазки у всех агрегатов в соответствии с картой смазки;
 - п) проверка, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;
 - р) сборка, регулировка и опробование агрегата, гидравлическое испытание насоса и нагнетательной линии;
 - с) для цементирующих агрегатов ЦА-320, ЦА-32, АНЦ-320, АЦ-32 и насосных агрегатов 4АН-700 дополнительно — ремонт фрикционной муфты, промежуточного вала, коробки передач, редуктора и поста управления;
 - т) замена или ремонт пружин, фрикционных дисков, нажимного диска, регулировочной шайбы, пальцев, шпилек, шариков, прокладок, уплотнительных колец, крепежных и стопорных деталей фрикционной муфты при обнаружении износа, трещин, отколов, погнутости;

- у) замена или ремонт промежуточного фланца, губчатых втулок, зубчатых полумуфт, вала с фланцем, уплотнительных колец, прокладок, крепежных и стопорных деталей промежуточного вала и редуктора при наличии износа, трещин, отколов, погнутости;
- ф) замена или ремонт зубчатых муфт, шестерен, биметаллических и сменных втулок, валиков и рычагов переключения скоростей, подшипников, элементов уплотнения, крепежных и стопорных деталей коробки передачи при наличии износа, трещин, отколов, погнутости;
- х) замена, ремонт рычагов управления и контрольно-измерительных приборов пульта управления.
- *Глиномешалки:*
 - а) частичная разборка глиномешалки;
 - б) проверка состояния, замена подшипников, зубчатых колес рабочих лопастей, ремней, сальников при наличии износа, отколов, погнутости;
 - в) ремонт спускного клапана, ограждений, устранение трещин в сварных швах корпуса и рамы;
 - г) смазка подшипников, зубчатых колес;
 - д) проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных деталей;
 - е) сборка и опробование глиномешалки.
- *Сита вибрационные:*
 - а) частичная разборка сита;
 - б) проверка состояния, замена рессор, эксцентриков, шкивов, заслонок, шибера, сетки, подшипников, уплотнений при наличии износа, отколов, погнутости;
 - в) замена, регулировка натяжения ремней;
 - г) ремонт рам, желобов при наличии погнутости, трещин и т. д.;
 - д) проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных деталей;
 - е) смазка подшипников;
 - ж) сборка, регулировка и опробование вибрационного сита.
- *Пескоотделители:*
 - а) частичная разборка установки;
 - б) проверка состояния, замена резинового корпуса, резиновой питающей насадки, сливной насадки, песковой насадки гидроциклона, прокладок, крестовины, отводов с резиновыми рукавами при наличии износа, надрывов и сплюснутых мест;

- в) ремонт корпусов гидроциклонов, емкости, желоба при наличии погнутости, трещин;
- г) смазка подшипников шламowego насоса;
- д) проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных деталей;
- е) сборка, опробование ситогидроциклонной установки.
- *Дегазатор вакуумный:*
 - а) частичная разборка дегазатора;
 - б) проверка состояния, замена золотникового механизма, клапанов, крышек, прокладок, резинотканевых рукавов, подшипников, вакуумметра при наличии износа, отколов и т. д.;
 - в) регулировка клапанов;
 - г) частичная замена изношенных крепежных деталей;
 - д) смазка подшипников;
 - е) сборка и опробование дегазатора.

Капитальный ремонт (КР)

Капитальный ремонт осуществляется в целях восстановления работоспособности и ресурса оборудования. При КР производится полная разборка оборудования, мойка и дефектация деталей и узлов, ремонт, сборка, регулировка, испытание под нагрузкой и окраска. КР, как правило, производится на базах производственного обслуживания и на специализированных ремонтно-механических заводах. Оборудование отправляется на КР в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта.

Порядок сдачи в капитальный ремонт, испытание и прием после ремонта определяются техническими условиями на капитальный ремонт оборудования.

Структура и длительность межремонтных циклов и межремонтных периодов

Основами планово-предупредительного ремонта (ППР) являются структура ремонтных циклов и план-график ремонта оборудования. Структура ремонтного цикла — последовательность проведения установленных видов ремонта в ремонтном цикле. Периодичность ППР, по ГОСТ 18322, характеризуется показателями: «ремонтный цикл», «межремонтный период». *Ремонтным циклом* называется наименьший повторяющийся период эксплуатации изделия, в течение которого осуществляются, в определенной последовательности, установленные виды технического обслуживания и ремонта, предусмотренные нормативной документацией (период между двумя капитальными ремонтами).

ми, для нового оборудования — до первого капитального ремонта). *Межремонтным периодом* называется время между последовательно проведенными ремонтами изделия. Продолжительность ремонтных циклов и межремонтных периодов оборудования зависит от его конструкции, условий работы узлов и деталей, от характера воспринимаемой нагрузки и т. д. По мере совершенствования конструкции оборудования, применения износостойких материалов и более совершенной технологии ремонта, повышения качества, а также улучшения условий работы и технического обслуживания ремонтный цикл и межремонтный период могут быть значительно увеличены. За ремонтный цикл проводится несколько текущих ремонтов. Их количество зависит от конструкции и условий работы этого оборудования. Учет работы оборудования производится в часах отработанного времени. Для оборудования, по которому невозможно точно учитывать отработанное время в часах, учет работы производится по календарному времени их эксплуатации с обязательным учетом коэффициента использования оборудования по машинному и календарному времени. Для выявления эксплуатационных недостатков в целях повышения надежности и долговечности оборудования ведется журнал учета технического обслуживания и ремонта оборудования. В журнале указываются:

- дата ремонта;
- вид ремонта или технического обслуживания;
- описание работ;
- наименование и количество замененных и реставрированных узлов и деталей;
- время, затраченное на устранение повреждения;
- подпись лица, производившего ремонт.

В графе «Описание работ» указываются наиболее характерные поломки деталей или их чрезмерный износ и условия, вызывающие поломки или износ деталей. Журнал ведется бригадиром ремонтной бригады. Журнал учета работы оборудования заполняется обслуживающим персоналом после каждой смены. Для оборудования, работающего без постоянного присутствия обслуживающего персонала, заполнение производится ежемесячно и после остановки. Допускается отсутствие такого журнала для оборудования, обслуживаемого по вахтам в три смены, когда данные о работе каждого агрегата записываются в вахтенный журнал. Сведения об отработке машино-часов из последнего заносятся в соответствующий журнал при техническом обслуживании или ремонте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / под ред. А.М. Гусмана и К.П. Порожского. — Екатеринбург: УГГА, 2002. — 592 с.
2. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. Буровое оборудование: справочник: в 2 т. — Т. 1. — М.: Недра, 2000.
3. Проталов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи: учебник. — М.: Недра, 2004.
4. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: учебник. — М.: Недра, 1988. — 501 с.
5. Денисов П.Г. Сооружение буровых: учебник. — М.: Недра, 1989. — 397 с.
6. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: учебник. — М.: Недра, 1989. — 396 с.
7. Интернет-сайты производителей бурового оборудования.

Учебное издание

САМОХВАЛОВ Михаил Андреевич

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Научный редактор
доктор технических наук, профессор
В.Д. Евсеев

Выпускающий редактор *Т.С. Савенкова*
Редактор *М.В. Пересторонина*
Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 21.12.2010. Формат 60х84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 18,15. Уч.-изд. л. 16,41.
Заказ 2257-10. Тираж 100 экз.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ . 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. Тел./факс: 8(3822) 56-35-35, www.tpu.ru