

Ф. А. ШАМШЕВ,
И. Г. ШЕЛКОВНИКОВ

АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

ПРИ БУРЕНИИ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ
СКВАЖИН

Д о п у щ е н о

*Министерством высшего и среднего специального образования
СССР в качестве учебного пособия для студентов вузов,
обучающихся по специальности «Технология и техника
разведки месторождений полезных ископаемых»*



МОСКВА «НЕДРА» 1982

Шамшев Ф. А., Шелковников И. Г. Автоматизация и механизация производственных процессов при бурении геологоразведочных скважин. Учебное пособие для вузов.— М., Недра, 1982. 238 с.

Описаны современные средства автоматизации и механизации, используемые при бурении геологоразведочных скважин. Рассмотрены механизмы и автоматические устройства, применяемые как на основных, так и на вспомогательных операциях при бурении, а также комплексно автоматизированные установки. Приведены сведения по контрольно-измерительным приборам и аппаратуре, контролирующей и регистрирующей параметры режима бурения. Изложены перспективы развития автоматизации процесса бурения.

Для студентов геологоразведочных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Табл. 9, ил. 119, список лит.— 14 назв.

Рецензенты: инж. А. А. Гланц (Мингео СССР); кафедра техники и технологии бурения Казахского политехнического института.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Из года в год в нашей стране растет производительность бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые, что позволяет обеспечивать непрерывно растущие потребности промышленности в минеральном сырье, развивать и укреплять материально-техническую базу государства. Этому во многом способствуют механизация и автоматизация производственных процессов бурения геологоразведочных скважин, внедрение контрольно-измерительных приборов и комплексов аппаратуры для контролирования параметров процесса бурения.

Научное прогнозирование новой буровой техники и ускоренные темпы ее проектирования вызывают необходимость в подготовке высококвалифицированных кадров, способных эффективно управлять новым оборудованием с помощью контрольно-измерительной аппаратуры. Для успешной их подготовки нужны новые учебники и учебные пособия, содержащие необходимый материал по механизации и автоматизации производственных процессов при бурении и перспективам их развития.

Предлагаемое учебное пособие составлено по программе, утвержденной Учебно-методическим управлением МВ и ССО СССР.

Ф. А. Шамшев написал введение, гл. 2, 5.

И. Г. Шелковников написал гл. 3, за исключением § 3, гл. 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12.

Гл. 1 написал С. И. Дерро. Н. Н. Бухарев — § 3 гл. 3.

Авторы выражают глубокую благодарность рецензентам за ценные замечания, позволившие улучшить структуру и изменить содержание отдельных параграфов.

В связи с тем, что книга является первым учебным пособием такого рода для студентов, готовящихся стать специалистами в области бурения геологоразведочных скважин, авторы будут искренне благодарны всем, кто пришлет свои отзывы и замечания, которые впоследствии позволят дополнить и улучшить ее содержание.

ВВЕДЕНИЕ

Геологическая служба является одной из важнейших отраслей народного хозяйства, она призвана обеспечивать все виды промышленности в непрерывно возрастающем объеме запасами минерального сырья.

При выполнении этой задачи геологическая служба проводит целый комплекс работ, среди которых бурение и горно-разведочная проходка занимают особое место. Только по скважинам и горно-разведочным выработкам подсчитываются запасы минерального сырья и определяется его качество.

В практике геологоразведочных работ явно преобладает бурение, которое по всем технико-экономическим показателям значительно превышает горные работы. Скорость проходки скважин в 8—10 раз быстрее проходки горно-разведочных выработок, а стоимость 1 м скважины соответственно в 6—8 раз ниже стоимости 1 м горной выработки. С глубиной этот разрыв резко увеличивается. Поэтому горно-разведочные выработки применяются при разведке только очень сложных рудных тел. Но в последние годы и в этом случае стремятся заменить горные выработки буровыми скважинами. В настоящее время объем геологоразведочных скважин примерно в 10 раз превышает объем горно-разведочных выработок. С ростом глубины разведочных работ этот разрыв будет увеличиваться. Кроме указанных преимуществ у бурения есть еще одно очень положительное качество: рабочие всегда находятся на поверхности. Все это служит основанием тому, что объем геологоразведочного бурения из года в год растет.

Таким образом, успехи геологической службы в значительной степени зависят от того, как будет развиваться техника и технология бурения геологоразведочных скважин.

В геологоразведочном бурении достигнуты значительные успехи. Так, если за период 1959—1969 гг. производительность повысилась с 280 до 360 м/ст.-мес., то за девятую пятилетку она достигла 460 м/ст.-мес. В 1980 г. она составила 650—700 м/ст.-мес. В дальнейшем рост производительности геологоразведочного бурения должен быть еще выше.

Чтобы обеспечить этот рост, ведутся работы по созданию комплексной механизации и автоматизации производственных процессов. Последние, как известно, делятся на основные и вспомогательные.

Основной процесс — это разрушение горных пород на забое скважины, углубка; в последние годы он развивается успешнее, чем вспомогательные работы. Этому способствовало внедрение

алмазных породоразрушающих инструментов, их постоянное совершенствование качественно изменило технологию бурения: вместо относительно низких частот вращения порядка 200 об/мин частоту вращения довели до 600—800 об/мин и более, а это привело к увеличению примерно во столько же раз механической скорости, к значительному повышению производительности. Способствовал этому и переход на алмазные коронки малых диаметров. Так, при бурении алмазными коронками диаметром 46 мм достигли небывалой до сих пор производительности — 1700 м/ст.-мес., т. е. превысили производительность почти в 3 раза.

Способствует увеличению механической скорости бурения внедрение ударно-вращательного способа проходки скважин гидроударниками и пневмоударниками и внедрение оптимальных режимов. К сожалению, скорость выполнения вспомогательных операций, и в первую очередь спуско-подъемных, повышается значительно медленнее. А это приводит к тому, что с повышением механической скорости процент времени чистого бурения уменьшается. Так, при механической скорости 1,4 м/ч время чистого бурения составляет менее 50 %. Имеются предпосылки к тому, что в ближайшее время механическая скорость достигнет 6 м/ч, что приведет к еще большему сокращению времени чистого бурения. Снижению времени чистого бурения способствует рост глубин геологоразведочных скважин. Известно, что затраты времени на спуско-подъемные операции с ростом глубины возрастают в степенной зависимости.

В настоящее время при выполнении спуско-подъемных операций все еще применяется ручной труд, например при навинчивании наголовников, свинчивании и развинчивании свечей, при работе с ССЖ и горизонтальном бурении и др.

Для снижения времени на спуско-подъемные операции намечаются два пути решения: 1) механизировать, а потом автоматизировать все вспомогательные работы; 2) снижать число спуско-подъемных операций как при бурении, так и при выполнении вспомогательных операций.

На первом этапе, в частности, ведутся разработки моделей буровых станков с подвижным вращателем, полностью гидрофицированных и могущих работать в автоматическом режиме как при бурении, так и при выполнении вспомогательных операций.

По инициативе Научно-исследовательского и проектно-конструкторского института по добыче полезных ископаемых открытым способом (НИИОГР) совместно с Челябинской комплексной геологоразведочной экспедицией и трестом Уралшахтгеология, а также Всесоюзным научно-исследовательским институтом методики и техники разведки (ВИТР) разработаны регулируемые приводы для буровых станков по системе тиристорный выпрямитель—двигатель.

Регулируемый привод по системе тиристорный выпрямитель—двигатель постоянного тока (ТВ—ДПТ) позволяет значительно уменьшить габаритные размеры оборудования и его массу. Но главное преимущество регулируемого привода заключается в возможности рационального расходования потребляемой мощности, в результате чего сокращается время на СПО, улучшается работа бурильной колонны, создаются лучшие условия для выполнения ряда вспомогательных операций как в нормальном, так и в аварийном режиме. Регулируемый привод является хорошей основой для создания автоматической системы управления процессом бурения на принципах его оптимизации.

К сказанному следует добавить, что решен ряд вопросов, связанных с сокращением времени на СПО. Так, внедрение системы съёмного кернаподъёмника — ССК в значительной степени уменьшило время на спуско-подъёмные операции за счет повышения рейсовой проходки. К сожалению, это только частное решение, нужны более эффективные мероприятия, чтобы сократить разрыв между ростом механической скорости и сокращением времени на вспомогательные операции.

Исходя из вышесказанного содержание учебного пособия в большей степени посвящено механизации и автоматизации вспомогательных операций при бурении.

Данное учебное пособие имеет целью ознакомить студентов с достижениями в области механизации и автоматизации производственных процессов при сооружении геологоразведочных скважин в более развернутом виде, чем в основных учебниках по разведочному бурению, и показать возможности дальнейшего развития этой проблемы.

Глава I

**СОВРЕМЕННЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ
РЯДА УКБ**

Механизация и автоматизация операций, связанных непосредственно с бурением скважин, направлена на повышение производительности труда и исключение физически тяжелых и небезопасных работ. При этом главное внимание до последнего времени уделялось вопросам механизации и автоматизации операций, выполняемых непосредственно буровым станком — главной составной частью буровой установки, определяющей ее производительность.

С момента создания первого бурового станка (вторая половина XIX в.) его конструкция постоянно совершенствовалась, пройдя ряд стадий развития. Отечественные буровые станки для геологоразведочного бурения стали выпускаться после Великой Октябрьской социалистической революции и конструктивно выполнялись сначала с рычажной подачей и низкими частотами вращения (станки группы КА и КАМ), затем с гидравлической подачей и со все увеличивающимися частотами вращения и уровнем механизации (станки группы ЗИФ и СБА) и, наконец, появились современные буровые станки ряда СКБ с гидравлической подачей и регулируемым приводом (СКБ-7), отвечающие высоким современным требованиям. За последнее десятилетие стал преобладать комплексный подход к разработке бурового оборудования, учитываются требования ко всем элементам буровой установки, которые могут обеспечить повышение производительности труда на бурении.

К настоящему времени ВИТРОм и СКБ ВПО «Союзгеотехника» Министерства геологии СССР разработаны и начинают внедряться в геологоразведочное производство новые высокопроизводительные и мобильные буровые установки: УКБ-12/25; УКБ-50/100; УКБ-200/300; УКБ-300/500; УКБ-500/800 и УКБ-1200/2000.

При разработке буровых установок учитывались все факторы, влияющие на повышение производительности буровых работ, и в том числе их мобильность.

Так как технические скорости бурения скважин постоянно растут, происходит снижение процента времени, затрачиваемого

непосредственно на бурение скважин, и соответственно повышенные доли времени, затрачиваемого на монтажно-демонтажные работы и перевозку комплекса бурового оборудования.

Производственные организации, стремясь изменить это соотношение в сторону производительных затрат времени, увеличивают число буровых вышек, монтаж которых и перевозка являются наиболее трудоемкими операциями особенно на глубоком бурении. В некоторых организациях отношение числа вышек к числу работающих буровых агрегатов уже сейчас достигло двух и более. Такая организация работ дает возможность увеличить долю времени, затрачиваемого на бурение скважин, однако вызывает необходимость создания больших монтажных бригад и приводит к росту финансовых затрат на зарплату рабочим этих бригад и на компенсацию потерь сельскохозяйственными организациями земельных участков, занимаемых буровыми вышками.

Необходимость резкого сокращения затрат времени на монтажно-демонтажные работы, перевозку всего комплекса оборудования буровой установки, включая и вышечные сооружения, и явилась тем обстоятельством, которое определило, что основной базовой моделью новых буровых установок стала именно передвижная. Кроме того, при проектировании ставилась задача максимально исключить необходимость проведения в геологоразведочных организациях монтажных работ по сборке буровой установки и ее подготовке к работе. Ставилась задача поставки в производственные геологоразведочные организации не отдельных составных частей буровой установки, а всего комплекса оборудования, собранного в едином блоке, эксплуатацию которого можно начинать сразу же после получения с завода-изготовителя. Это и определило конструктивные особенности, габаритные размеры и состав новых буровых установок.

Буровые установки типа УКБ полностью собираются на заводах СКБ ВПО «Союзгеотехника» и направляются потребителю.

Уровень механизации и автоматизации операций на этих буровых установках значительно повышен.

Так, подъем мачт в рабочее положение и опускание в транспортное на буровых установках УКБ-4П и УКБ-5П выполняются специальной гидросистемой, а на буровой установке УКБ-7П — лебедкой станка.

Буровые установки оснащены трубоизворотами, а буровые станки — системами автоматического перехвата и др.

§ 1. БУРОВАЯ УСТАНОВКА УКБ-4П

Передвижная буровая установка УКБ-4П предназначена для бурения вертикальных и наклонных (до 60°) разведочных скважин на твердые полезные ископаемые в различных геологиче-

ских и физико-географических условиях глубиной до 500 м, коронками диаметром 59 мм.

Буровая установка рассчитана для работы:

при температуре наружного воздуха, °С от +40 до -40
 при относительной влажности воздуха, % до 95
 при высоте над уровнем моря, м до 3500

В состав буровой установки входят: буровой станок — СКБ-4; мачта буровая трубчатая — БМТ-4; с передвижным зданием — ПБЗ-4; насос НБЗ-120/40; механизм для свинчивания и развинчивания бурильных труб — РТ-1200м транспортная база — ТБ-15; сальник для алмазного бурения — СА; элеватор — МЗ-50-80.

Кроме того, при особом требовании заказчика в состав установки могут быть включены: устройство для смазки колонны — УСК; подсвечник обогреваемый — ПО-4/5.

Новая буровая установка представляет собой полный комплекс оборудования, необходимого для бурения геологоразведочных скважин, смонтированный в передвижном буровом здании. Схема расположения оборудования на буровой установке дана на рис. 1.1.

Транспортировка установки может производиться как волоком (на близкие расстояния), так и на тележках транспортной базы ТБ-15.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-4П

Глубина бурения, м:

коронками 93 мм	300
„ 59 мм	500
„ 46 мм	700
Угол наклона скважин, градус	90—60
Диаметр бурильных труб, мм	55, 54, 50, 42
Длина свечи, м	9
Грузоподъемность (максимальная), т	5
Суммарная установленная мощность, кВт	67
Масса установки, т	15,5

Габаритные размеры, м (в рабочем положении):

длина	12,0
ширина	4,5
высота	15,2
Подъем мачты в рабочее положение	Специальной гидросистемой

Входящее в комплект буровой установки УКБ-4П буровое здание собрано из алюминиевых трехслойных панелей на металлическом каркасе и закреплено на общем с мачтой основании. Здание имеет два выхода: торцевой для выноса инструмента и боковой — запасной. С боковой стороны в здании есть бункер, задвигающийся внутрь при транспортировке.

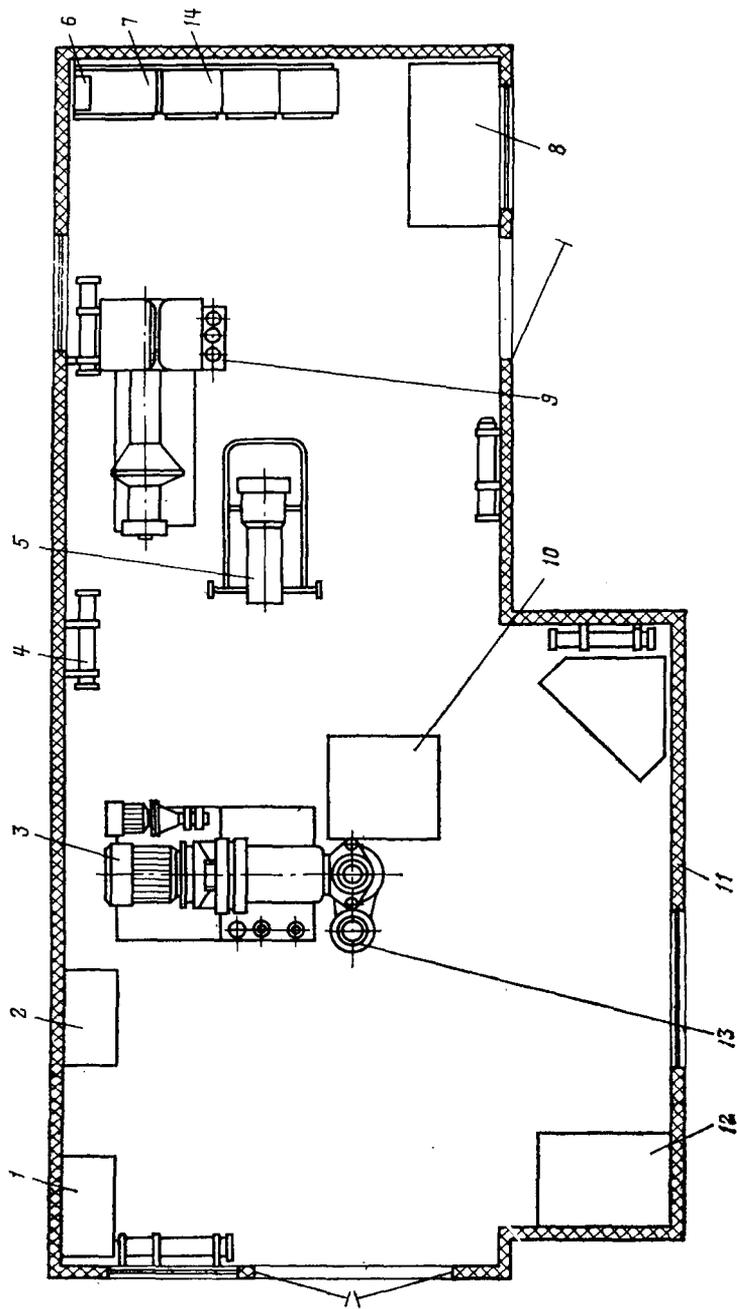


Рис. 1.1. Схема расположения оборудования на буровой установке УКБ-4П:

1 — распределительный пункт; 2 — шкаф управления; 3 — станок буровой; 4 — электрощит; 5 — воздушнонагреватель; 6 — водонагреватель; 7 — водный бак; 8 — верстак; 9 — насос НБЗ-120/40; 10 — подсвечник; 11 — тамбур; 12 — стол; 13 — труборазворот; 14 — три шкафа для одежды

В крыше имеется проем для выполнения спуско-подъемных операций. Проем закрывается фонарем с крышкой.

Электрическое отопление здания обеспечивает поддержание температуры не ниже $+15^{\circ}\text{C}$. В систему отопления входят шесть электронагревателей типа ПЭТ-2УЗ и воздухонагреватель 1СФО-18/0,5-Т.

Буровой станок СКБ-4

Станок СКБ-4 (рис. 1.2) является шпиндельным буровым станком с гидравлической системой подачи бурового инстру-

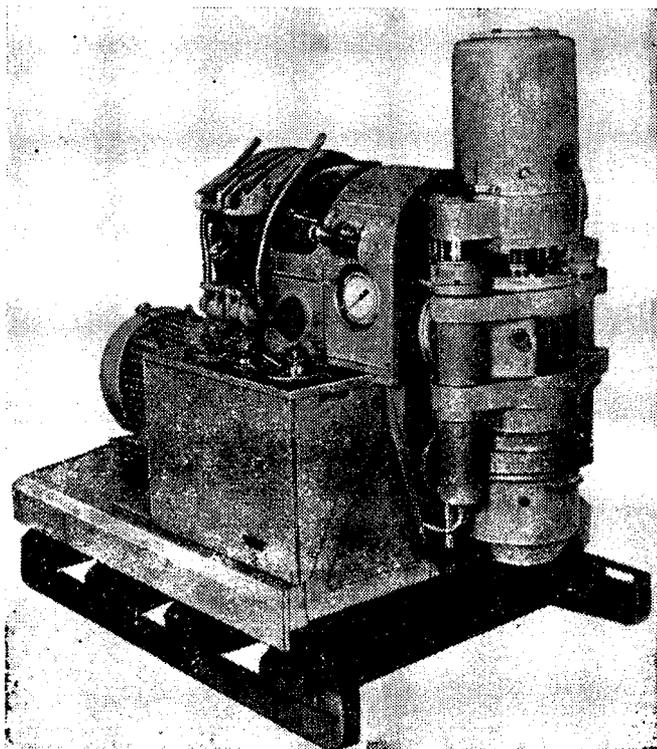


Рис. 1.2. Общий вид бурового станка СКБ-4

мента. Он выполнен в традиционной для отечественных буровых станков моноблочной компоновке.

Объединяющим элементом конструкции станка является его станина. На станине собраны: электродвигатель, коробка передач со сцеплением от автомобиля ЗИЛ-130, раздаточная коробка с закрепленным на ее фланце вращателем, лебедка, тормоза спуска и подъема, маслонасос с индивидуальным электроприводом,

пульт управления гидросистемой, маслблок, ручной маслонасос и цилиндр перемещения станка с гидрозамком. Станина устанавливается на раме, которая является неподвижным основанием станка, соединяющимся с основанием буровой установки или каким-либо другим фундаментом с помощью анкерных болтов.

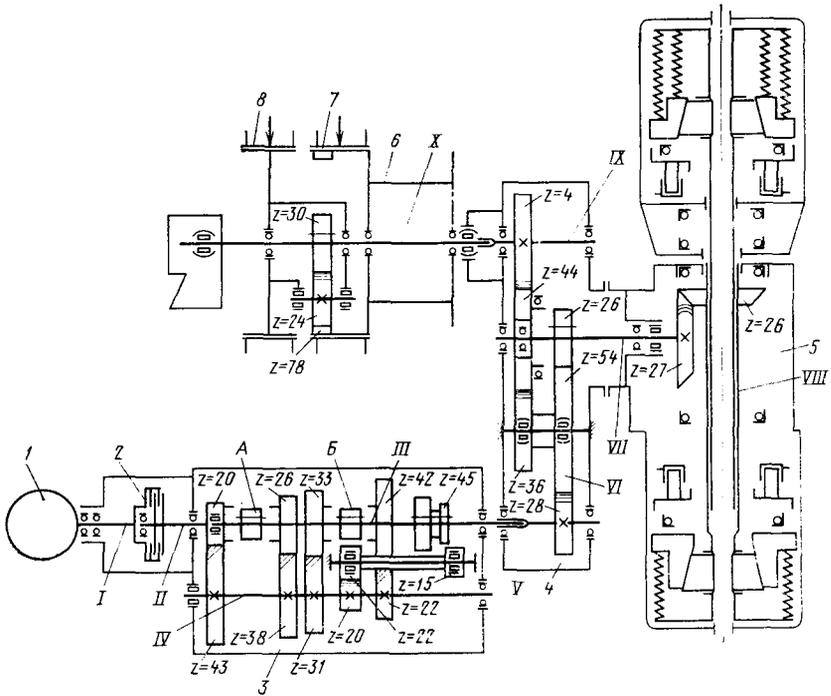


Рис. 1.3. Кинематическая схема бурового станка СКБ-4:

1 — электродвигатель; 2 — сцепление (фрикцион); 3 — коробка передач; 4 — раздаточная коробка; 5 — вращатель; 6 — лебедка; 7 — тормоз спуска; 8 — тормоз подъема

Кинематическая схема бурового станка СКБ-4 дана на рис. 1.3. Кинематическая связь отдельных узлов бурового станка, обеспечивающая передачу от приводного двигателя на вращатель — восьми ступеней и на лебедку четырех ступеней частот вращения, выполняется следующим образом. Вал двигателя 1 жестко соединяется с ведущими элементами (маховиком и нажимным диском) сцепления 2, собранными на первичном валу II коробки передач. С первичного вала вращение передается на промежуточный вал IV. Передача вращения вторичному валу III осуществляется соединением связанных со вторичным валом муфты А или Б с соответствующими шестернями.

Четыре прямые и одна обратная частоты вращения вторичного вала коробки передач через зубчатую муфту передаются на входной вал V раздаточной коробки. Шестерня горизонтального вала VII вращателя, соединяясь с внутренним венцом шестерни z-44 или с венцом блока шестерен VI, передает на конический редуктор вращателя восемь правых и две левые частоты вращения. Эти частоты вращения через конические шестерни передаются на приводную муфту VIII и телескопически связанный с ней шпиндель, обеспечивая получение паспортной частотной характеристики станка. Четыре ступени частоты вращения вторичного вала коробки передач через раздаточную коробку передаются на вал IX и через зубчатую муфту на связанный с ней шлицами вал лебедки X.

При соединении солнечного зубчатого колеса z-30 редуктора планетарного типа лебедки с тремя сателлитными шестернями z-24, находящимися в постоянном зацеплении с венцовой шестерней z-78, барабану лебедки при торможении водила, в котором смонтированы три сателлитные шестерни, будут передаваться четыре ступени частоты вращения и крутящего момента.

Редуктор планетарного типа лебедки обеспечивает получение необходимой частоты вращения барабана лебедки и соответствующего крутящего момента для получения необходимых скоростей навивки лебедочного каната и грузоподъемности на крюке талевого блока.

Техническая характеристика бурового станка СКБ-4

Глубина бурения бурильными трубами диаметром 55; 54 и 50 мм, м:	
при диаметре коронки 93 мм	300
то же, 59 мм	500
Наибольший начальный диаметр скважины, мм	151
Диаметр бурильных труб, мм	55; 54; 50; 42
Угол бурения к горизонту, градус	0—360
Ход станка при вскрытии устья скважины, мм	400
Габаритные размеры бурового станка, мм:	
длина	1820
ширина	1020
высота	1590
Масса, кг:	
станка	1600
электродвигателя	206
магнитной станции	125
Частота вращения шпинделя, об/мин:	
правое вращение	155; 280; 390; 435; 210; 435; 710; 1100;
	1600
левое вращение	90; 228

Система подачи инструмента	Гидравлическая с автоматическим перехватом
Проходное отверстие шпинделя, мм	57
Величина подачи (ход шпинделя), мм	400
Диаметр цилиндров подачи, мм	90
Диаметр штоков цилиндров, мм	50
Наибольшая скорость, м/мин:	
подачи шпинделя вниз	1,1
подъема шпинделя при холостом ходе	2,65
подачи шпинделя вверх	0,83
Наибольшее усилие подачи шпинделя, Н:	
вверх	58 800
вниз	49 200
Зажимные патроны:	
верхний	Нормально замкнутый пружинно-гидравлический
нижний	Нормально открытый пружинно-гидравлический
Лебедка — грузоподъемность (на прямом канате 1-й скорости) номинальная, т	2,4
Скорость навивки каната на барабан лебедки (2-й слой), м/с	0,98; 1,75; 2,75; 4,0
Диаметр барабана, мм	260
Емкость барабана лебедки при трехслойной навивке каната, м	37
Лебедочный канат	14,5-Г-1-Н-180
Диаметр тормозного шкива, мм	450
Ширина тормозной колодки, мм	100
Тип тормоза	Колодочный
Маслонасос с приводом:	
тип насоса	8Г12-22А
частота вращения, об/мин	1440
подача, л/мин:	
насос 1-й	12
насос 2-й	18
Давление, МПа	6,4
Электродвигатель:	
тип	АО2-32-4
мощность, кВт	3
частота вращения, об/мин	1430
Привод станка:	
тип электродвигателя	АО2-71-4
мощность, кВт	22
частота вращения, об/мин	1450

Первым узлом кинематической цепи бурового станка является коробка передач со сцеплением. Как уже указывалось выше, в станке СКБ-4 применены коробка передач и сцепление от автомобиля ЗИЛ-130.

Сцепление — сухое однодисковое. Оно смонтировано на первичном валу коробки передач и состоит из нажимного диска, соединенного с маховиком, и помещенного между ними ведомого диска с приклепанными к нему фрикционными накладками и шлицевой ступицей, соединяющейся со шлицами первичного вала коробки передач.

Нажимный чугунный диск установлен внутри стального кожуха, прикрепленного болтами к маховику. Между кожухом и нажимным диском установлены пружины, создающие усилие прижатия ведомого диска к маховику для передачи необходимого крутящего момента и вращения на первичный вал коробки передач.

Коробка передач — трехходовая, пятиступенчатая с синхронизаторами и одной обратной частотой вращения. Механизм коробки передач собран в литом чугунном корпусе. С обеих сторон корпуса имеются люки, закрываемые крышками.

В корпусе на подшипниках установлены первичный, вторичный и промежуточный валы с шестернями. Все шестерни косозубые и в зацеплении находятся постоянно. Включение той или иной передачи производится с помощью инерционных синхронизаторов.

Управление сцеплением осуществляется рычагом, выведенным на лицевую сторону станка, а коробка передач — рычагом автомобильного типа, выведенным в зону управления между ребордами лебедки. Этот рычаг имеет пять рабочих положений и одно нейтральное. Включение всех ступеней передач осуществляется через нейтральное положение.

Коробка передач закрепляется на фланце раздаточной коробки.

Раздаточная коробка собрана в литом стальном корпусе, который своими лапами устанавливается на опорную плоскость станины и закрепляется на ней болтами. В корпусе на подшипниках смонтированы валы и шестерни. Справа к верхнему фланцу корпуса раздаточной коробки крепится вращатель. Слева в верхнюю шлицевую втулку свободно вставляется шлицевой конец вала лебедки.

Все шестерни раздаточной коробки находятся в постоянном зацеплении и передают на лебедку 6 (см. рис. 1.3) ступени частот вращения и на вращатель 5 правых ступеней частоты вращения и две левые ступени частот вращения. Управление раздаточной коробкой осуществляется рукояткой, которая перемещает шестерню горизонтального вала вращателя. В левом положении шестерни на конический редуктор вращателя передается медленный ряд скоростей, в правом — быстрый.

Лебедка расположена вдоль оси станка над коробкой передач. Ее конструкция полностью унифицирована с лебедкой станка СБА-500.

Лебедкой управляют при помощи тормоза спуска (справа) и тормоза подъема (слева). Тормоза колодочного типа закреплены на пружинных кронштейнах, установленных на станине. Передние концы колодок стягиваются тягой при помощи эксцентрикового валика, установленного в нижних колодках на бронзовых подшипниках. Нижний конец тяги смонтирован на валике на игольчатом подшипнике.

Вращатель станка служит для вращения и подачи бурового инструмента. Его конструкция близка к конструкции вращателя бурового станка СБА-500Э с автоматическим перехватом и также имеет два патрона.

Верхний нормально замкнутый пружинно-гидравлический патрон служит для передачи крутящего момента, осевого усилия и необходимой частоты вращения на буровой инструмент.

Нижний нормально открытый пружинно-гидравлический патрон, закрепленный на корпусе конического редуктора, служит для передачи крутящего момента и частоты вращения на буровой инструмент во время перехвата.

Гидравлическая система станка СКБ-4 представляет собой комплекс устройств, обеспечивающих гидравлический привод механизма подачи, гидравлических патронов, перемещения и фиксации станка на раме. По своей схеме и компоновке она близка гидросистеме бурового станка СБА-500. Отличие заключается в том, что регулирование подачи осуществляется на сливе. Кроме того, маслонасос гидросистемы имеет индивидуальный электропривод.

В комплект электрооборудования бурового станка СКБ-4 входят: электродвигатель привода станка; электродвигатель привода маслонасоса; электродвигатель привода промывочного насоса; магнитная станция с пусковой, защитной, контрольно-измерительной аппаратурой, трансформатором местного освещения ТБСЗ-0,66 на 12 и 36 В и аппаратурой автоматики; электромагнит реверсивного золотника и блок конечных выключателей автоперехвата.

Магнитная станция имеет клеммы для подсоединения пусковой аппаратуры электродвигателя штангоразворота РТ-1200.

На передней панели магнитной станции установлены щитовой вольтметр, контролирующий напряжение сети; щитовой амперметр, контролирующий нагрузку двигателей; кнопки управления электродвигателями станка, маслонасоса и промывочного насоса; кнопка «Общий стоп» и кнопка сирены. На правой боковой стенке смонтированы: пакетные выключатели автоперехвата и реверса станка, а также две розетки на 12 и 220 В. На левой боковой стенке установлен магистральный рубильник.

В комплект магнитной станции включен самопишущий киловаттметр, который может быть установлен в удобном для наблюдения месте.

§ 2. БУРОВАЯ УСТАНОВКА УКБ-5П

Передвижная буровая установка УКБ-5П предназначена для бурения вертикальных и наклонных разведочных скважин на твердые полезные ископаемые в различных геологических и физико-географических условиях до глубины 500 м коронками диаметром 93 мм и до 800 м — коронками диаметром 59 мм.

Буровая установка рассчитана для работы при температуре наружного воздуха от +40 до —40 °С при различных ветровых нагрузках для II географического пояса и относительной влажности до 95 %.

В состав буровой установки входят: буровой станок СКБ-5; мачта буровая МБТ-5 с передвижным буровым зданием ПБЗ-4; насос НБЗ-120/40; механизм для свинчивания и развинчивания бурильных труб РТ-1200М; комплект контрольно-измерительной аппаратуры КУРС-411; транспортная база ТБ-15; сальник для алмазного бурения — СА.

Буровая установка УКБ-5П представляет собой комплекс бурового оборудования, необходимого для бурения вертикальных и наклонных разведочных скважин. Это оборудование смонтировано в буровом здании, закрепленном на основании мачты МБТ-5. Схема расположения оборудования на буровой установке дана на рис. 1.4.

Транспортировка установки может производиться как волоком (на близкие расстояния), так и на тележках транспортной базы ТБ-15.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-5П

Глубина бурения, м:	
коронками диаметром 93 мм	500
то же, 59 мм	800
Угол наклона скважины, градус	90—60
Диаметр бурильных труб, мм	68; 55; 54
Длина свечи, м	14
Грузоподъемность (максимальная), т	8,0
Суммарная установочная мощность, кВт	79
Масса установки, т	16,2
Габаритные размеры (в рабочем положении), м:	
длина	12,0
ширина	4,5
высота	19,2
Подъем мачты в рабочее положение	Специальной гидросистемой

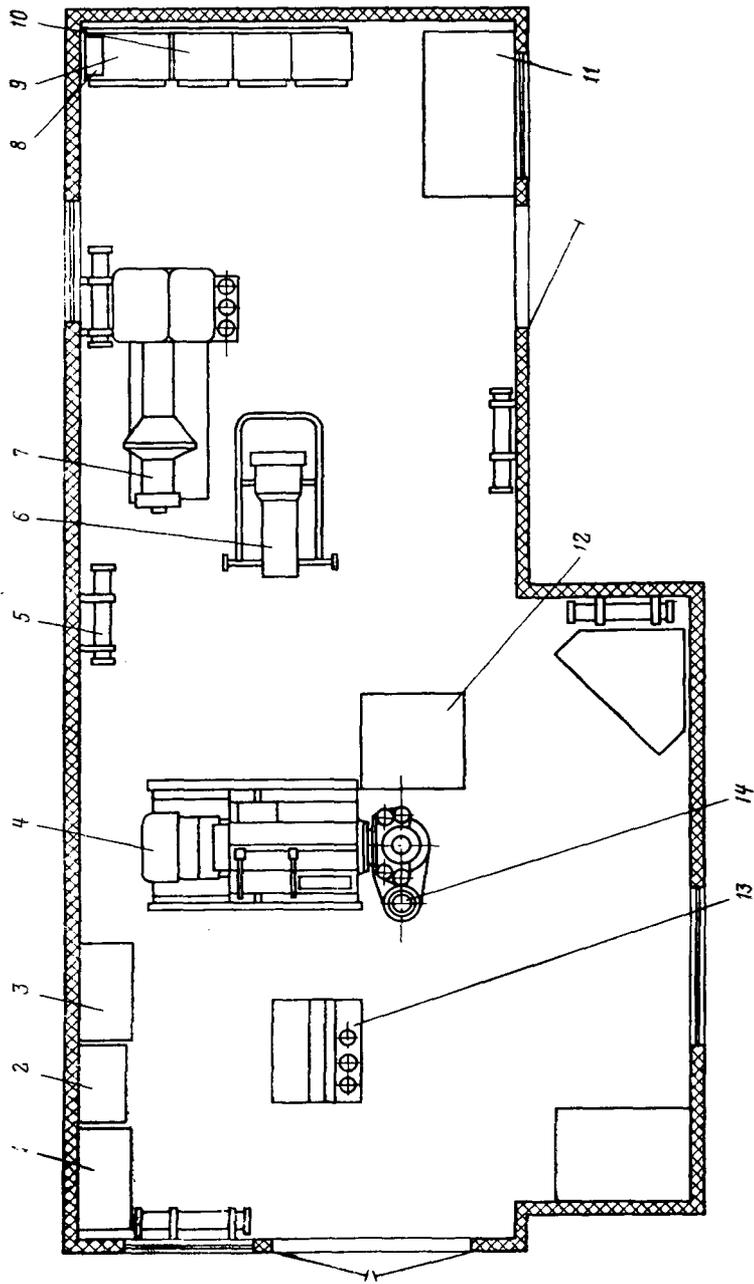


Рис. 1.4. Схема расположения оборудования в буровой установке УКБ-5П:

1 — распределительный пункт; 2 — пульт контрольно-измерительной аппаратуры КУРС-411; 3 — шкаф управления; 4 — станок буровой; 5 — электропечь; 6 — водонагреватель; 7 — насос НБЗ-120/40; 8 — водонагреватель; 9 — бак водной; 10 — три шкафа для одежды; 11 — верстак; 12 — подогреватель; 13 — пульт управления; 14 — трубопровод

Буровой станок СКБ-5

Станок СКБ-5 (рис. 1.5), как и СКБ-4, является шпиндельным с гидравлической системой подачи. Он также выполнен в традиционной моноблочной компоновке. Однако в отличие от станка СКБ-4 его гидросистема собрана в отдельном пульте управления.

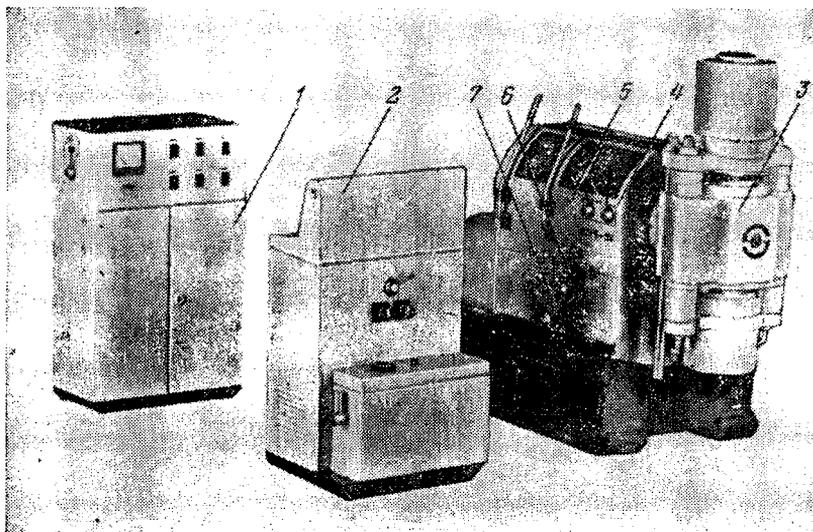


Рис. 1.5. Буровой станок СКБ-5:

1 — магнитная станция; 2 — пульт управления; 3 — буровой станок; 4 — рукоятка включения вращателя; 5 — рукоятка включения лебедки; 6 — рукоятка переключения коробки передач; 7 — рукоятка включения фрикциона

Техническая характеристика бурового станка СКБ-5

Глубина бурения скважин, м:

бурильными трубами диаметром 68 мм	500
бурильными трубами диаметром 55, 54, 50 мм	800

Конечный диаметр скважин, мм:

при глубине 500 м	93
при глубине 800 м	59

Угол наклона к горизонту, градус 0—360

Угол наклона по мачте, градус 90—60

Частота вращения шпинделя, об/мин:

правое и левое вращение	122, 257, 340, 410, 540, 720, 1130, 1500
	75

Проходное отверстие шпинделя, мм

Усилие подачи шпинделя, Н:	
вверх	78 400
вниз	58 900
Ход шпинделя, мм	500
Грузоподъемность лебедки (на прямом канате), т:	
номинальная	3,5
максимальная	4,2
Скорость навивки каната на барабан лебедки (второй слой), м/с	0,8; 1,75; 2,7; 3,6
Ход станка при вскрытии устья скважины, мм	500
Привод станка	Электродвигатель А02-72-4 30
Мощность, кВт	
Масса станка, кг:	
станок без пульта управления и магнитной станции	2400
пульт управления (сухая масса)	350
электрический шкаф управления	180
запасные части, инструмент и принадлежности	1030
Габаритные размеры станка без пульта и шкафа электроуправления, мм:	
длина	1875
ширина	890
высота	1830

Кинематическая схема бурового станка СКБ-5 приведена на рис. 1.6.

В отличие от буровых станков СКБ-4 и СКБ-7 объединяющим элементом конструкции станка СКБ-5, на котором собраны все его узлы, является не станина, а корпус коробки передач. На нем собраны: вращатель, лебедка, тормоз спуска, тормоз подъема, муфта сцепления, приводной электродвигатель и цилиндр перемещения станка.

Корпус коробки передач в своей нижней части имеет направляющие, скользящие по верхней опорной поверхности станины.

Станина (рама) сварена из стального проката и является основанием станка, жестко крепящимся на фундаменте буровой установки.

Конструкция коробки передач позволяет передавать от электродвигателя на шпиндель вращателя ступеней частоты вращения и на барабан лебедки. Рукоятки управления муфтой сцепления, коробкой передач, включения и выключения вращателя и лебедки смонтированы на лицевой части корпуса коробки передач.

Муфта сцепления станка — сухая постоянно открытая. Ведущим элементом муфты сцепления является венец с внутрен-

ними зубьями, жестко соединенный с валом электродвигателя. С венцом соединены два ведущих диска. Между ними находятся два ведомых диска с пружинами. Ведомые диски собраны на шлицах корпуса муфты, закрепленного на первичном валу коробки передач.

Лебедка бурового станка планетарного типа. Левый конец вала барабана лебедки с подшипником и правый его конец

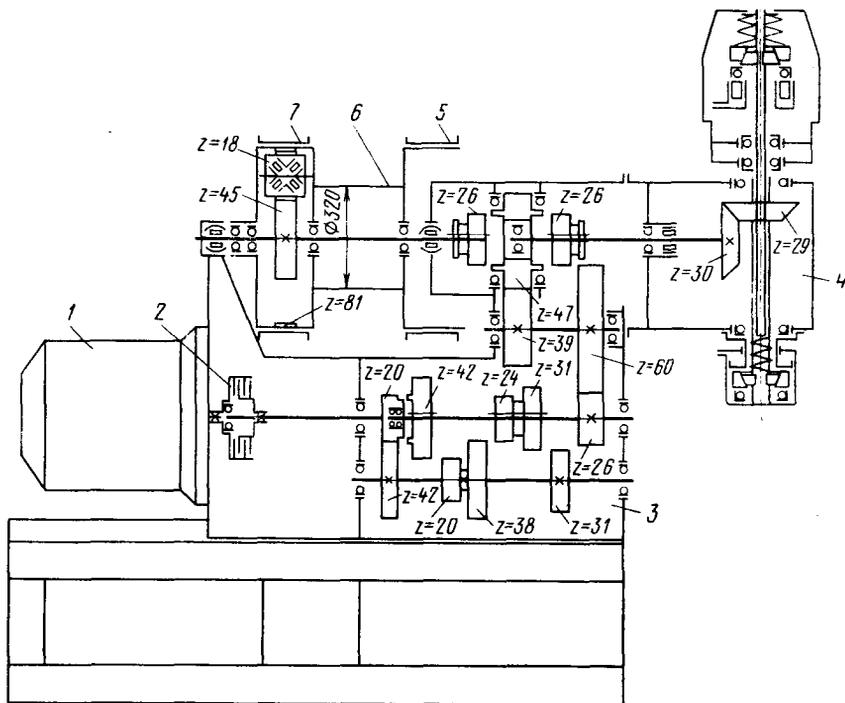


Рис. 1.6. Кинематическая схема бурового станка СКБ-5:

1 — электродвигатель; 2 — фрикцион; 3 — коробка передач; 4 — вращатель; 5 — тормоз спуска; 6 — лебедка; 7 — тормоз подъема

также с подшипником устанавливаются в разъем корпуса коробки передач.

Для управления лебедкой на корпусе коробки передач установлены на кронштейнах тормоза — тормоз подъема и тормоз спуска. Передние концы литых стальных колодок с приклепанными ретинаксовыми накладками стягиваются тягой при повороте эксцентрикового валика, который смонтирован в верхних колодках, в чугунных втулках.

Конструкция вращателя бурового станка СКБ-5 аналогична конструкции вращателя СКБ-4. Вращатель имеет верхний пружинно-гидравлический и нижний гидравлический патроны,

позволяющие производить автоматический перехват бурового инструмента без остановки вращения.

Гидросистема станка обеспечивает подачу инструмента, перекрепление (перехват) бурового снаряда без остановки вращения, перемещение и автоматическое закрепление станка на раме. В гидросистеме имеется регулятор подачи, дающий возможность регулировать нагрузку на забой (с использованием дросселя на сливе).

В случае отключения энергии все операции по перекреплению патронов и приподъему бурового снаряда над забоем можно провести с помощью ручного маслонасоса.

Гидросистема станка смонтирована на выносном пульте управления. Это обеспечивает удобный доступ для осмотра, обслуживания и ремонта не только гидросистемы, но и всего станка в целом.

На пульте управления размещены также оперативные кнопки управления двигателем станка, маслонасоса гидросистемы, промывочного насоса и кнопка общего стопа, а также приборы контроля нагрузки на забой, амперметр и манометры гидросистемы.

Для контроля за параметрами процесса бурения станок комплектуется 4-канальной контрольно-измерительной аппаратурой КУРС-411, которая имеет приборы, показывающие: осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент; механическую скорость бурения; расход промывочной жидкости; давление промывочной жидкости.

Все основное коммутирующее и пусковое электрооборудование станка собрано в шкафу электроуправления.

§ 3. БУРОВАЯ УСТАНОВКА УКБ-1200/2000П (УКБ-7П)

Передвижная буровая установка УКБ-7П предназначена для бурения вертикальных и наклонных (до 75°) разведочных скважин на твердые полезные ископаемые в различных геологических и физико-географических условиях до глубины 2000 м коронками диаметром 59 мм.

Буровая установка рассчитана для работы:

а) при температуре окружающего воздуха от +40°С до -40°С;

б) при относительной влажности воздуха до 95 %.

В состав буровой установки УКБ-7П входит следующее оборудование.

1. Передвижное буровое здание ПБЗ-7 (смонтированное на основании буровой мачты) с системами отопления, освещения и вентиляции и с полным комплексом оборудования, необходимого для производства буровых работ в составе:

бурового станка СКБ-7 с комплектом регулируемого тиристорного электропривода ТП 1200/2000-УЗ;

насосной установки НБЧ-320/63, также с регулируемым при-
водом;

труборазворота РТ-1200;

комплекта контрольно-измерительной и регистрирующей апаратуры КУРС-613.

2. Буровая мачта БМТ-7П с основанием (на котором закреплена буровое здание и основное оборудование).

3. Вспомогательное передвижное здание с помещениями для приема и хранения пищи, для хранения и сушки рабочей одежды и помещением для бурового мастера.

4. Комплект грузоподъемных принадлежностей в составе: элеваторов, элеватора-фарштуля, элеватора полуавтоматического ЭН2-20, наголовников и подкладных вилок.

5. Транспортная база ТБ-15 из двух тележек — передней и задней для перевозки бурового здания и ствола мачты. Транспортировка ствола мачты может быть выполнена и универсальным автотранспортом с прицепом-ропуском, дооборудованным специальными ложементами.

Дополнительно в комплект оборудования буровой установки могут быть включены лебедка для подъема съемного керноприемника и штангодержатель.

Такой комплекс оборудования буровой установки обеспечивает параллельную перевозку ее основных блоков — передвижного бурового здания, ствола мачты, вспомогательного передвижного здания и, следовательно, минимальные затраты времени на монтажные работы, связанные с соединением ствола мачты с порталом, собранным на основании буровой установки, и с подъемом или опусканием ствола мачты при перевозке на расстояния больше 1 км.

При перевозке на небольшие расстояния, а также при перевозке по равнинной местности буровую установку УКБ-7П можно перевозить на основании, как на санях, вместе со стволом мачты, опущенным на одну из подкатных тележек. В этом случае время на перевозку сокращается еще больше.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-7П

Глубина бурения, м:

коронками диаметром 93 мм	1200
коронками диаметром 59 мм	2000

Грузоподъемность на крюке, т:

номинальная	12,5
максимальная	20,0
Скорость подъема талевого блока, м/с	0—2
Диаметр бурильных труб, мм	70; 68; 54; 50
Длина свечи, м	18,6
Угол наклона бурения (по мачте), градус	90—75
Диапазон изменения частоты вращения шпинделя, об/мин	0—1500 (бесступенчатое регулирование)

Тип подачи бурового инструмента на забой	Гидравлический с автоперехватом
Мощность электродвигателя бурового станка, кВт	70
Лебедка для съемного керноприемника . . .	Отдельная
Максимальная подача бурового насоса, л/мин	320
При максимальном давлении, МПа	6,3
Рабочая высота с мачтой, м	27
Подъем мачты в рабочее положение.	Лебедкой станка или трактором

Буровая установка может эксплуатироваться как в электрифицированных районах, так и в районах, удаленных от централизованного энергоснабжения. В этом случае привод буровой установки может питаться от передвижных дизель-электрических станций мощностью не менее 100 кВт.

Буровой станок СКБ-7

Новый буровой станок СКБ-7, комплектующий буровую установку УКБ-7П, имеет общее принципиальное конструктивное решение, характерное для всех отечественных и большинства зарубежных станков с моноблочной компоновкой, продольным расположением лебедки и групповым приводом механизма вращателя и лебедки.

Отличительными особенностями нового бурового станка в сравнении со станком ЗИФ-1200МР, который он должен заменить в ближайшем будущем, являются:

оснащение его тиристорным регулируемым реверсивным электроприводом, обеспечивающим бесступенчатое изменение частоты вращения шпинделя вращателя (в диапазоне $0 \div \div 1500$ об/мин) и скорости намотки каната на барабан лебедки (в диапазоне $0—8$ м/с), что позволяет повысить коэффициент использования установленной мощности двигателя в процессе бурения и осуществлять спуско-подъемные операции с оптимальным, автоматически выбираемым по весу поднимаемой колонны бурильных труб режимом, а при спуске осуществлять электрически управляемое торможение с рекуперацией энергии в сеть, чем решается важная социальная задача исключения тяжелой физической работы бурильщика при выполнении спуско-подъемных операций, особенно при бурении глубоких скважин;

простота кинематических связей, за счет исключения муфты сцепления, коробки перемены передач и механического тормоза подъема, обеспечивающая повышение к. п. д. и надежность механических узлов;

принципиально новая схема гидравлической подачи инструмента с напорным золотником и дросселем на линии сливной магистрали, обеспечивающая плавность и стабильность скорости подачи инструмента при бурении и исключая возможность разрушения алмазных коронок в скважинах большой глу-

бины при внезапном отключении электроэнергии или аварии в гидросистеме;

наличие широкого (от 0 до 1500 об/мин) диапазона частоты вращения шпинделя; плавнорегулируемый привод дает возможность исключить динамические удары в трансмиссии при пуске, раскрутить буровой инструмент до высоких частот вращения на значительно больших глубинах, выходить из зон повышенной вибрации за счет незначительного изменения частоты вращения;

система автоматического перехвата, значительно (до 10 %) сокращающая затраты времени на вспомогательные операции и исключающая опасные ручные работы;

возможность проведения буровых работ с применением снарядов со съёмным керноприемником (ССК-59 и ССК-76).

Техническая характеристика бурового станка СКБ-7

Глубина бурения, м:

бурильными трубами диаметром 68 и 70 мм	1200
бурильными трубами диаметром 50, 54, 55 мм	2000
Конечный диаметр скважины при глубине 2000 м, мм	59
Угол наклона вращателя, градус	90—75
Частота вращения шпинделя, об/мин	0—1500
Тип подачи шпинделя	Гидравлический с регулированием на сливе, с автоматическим перехватом
Проходное отверстие шпинделя, мм	72

Усилие подачи, Н:

вверх	147 000
вниз	117 500

Скорость подачи шпинделя, м/мин:

вверх	0,8
вниз	1,0

Скорость подъема вращателя при холостом ходе, м/мин

3,7
Тип Д-812

Электродвигатель постоянного тока	70
Мощность, кВт	515
Частота вращения номинальная, об/мин	440
Напряжение, В	1770

Масса станка, кг:

с электродвигателем Д-812	5100
без электродвигателя	3300

Габаритные размеры станка, мм (без блока питания, пульта и шкафов управления):

длина	2780
ширина	1550
высота	2150

Кинематическая схема бурового станка СКБ-7

Главный приводной электродвигатель станка типа Д-812 соединяется двумя зубчатыми полумуфтами и промежуточным валом с раздаточной коробкой. Раздаточная коробка передает вращение и крутящий момент либо на конический редуктор вращения, либо на планетарный редуктор лебедки. Раздаточная коробка является редуктором с двумя выходами: от промежуточной шестерни к вращателю и от вала третьего зубчатого колеса на планетарный редуктор лебедки. Включение конического редуктора вращателя или планетарного редуктора лебедки осуществляется зубчатыми полумуфтами, расположенными на горизонтальном валу конического редуктора вращателя и на верхнем валу раздаточной коробки соответственно.

При включении верхней зубчатой полумуфты вращение и крутящий момент через торсионный вал, закрепленный на шлицах внутри вала раздаточной коробки, передается на солнечную шестерню, закрепленную также на шлицах на левом конце торсионного вала. Солнечная шестерня, в свою очередь, связана с тремя сателлитами, смонтированными на подшипниках в стальном литом водиле. Сателлитные шестерни, обкатываясь по венцовой, неподвижно закрепленной в кронштейне шестерне, вращают, в свою очередь, водило и жестко соединенный с ним шпонковый вал с закрепленным на нем барабаном лебедки. Система управления лебедкой обеспечивает снятие действия постоянно закрытого тормоза со шкива барабана лебедки при приведении во вращение двигателя.

При включении нижней зубчатой полумуфты раздаточной коробки вращение и крутящий момент от промежуточной шестерни раздаточной коробки передаются на горизонтальный вал конического редуктора вращателя и пару конических зубчатых колес с круговым зубом. Одно колесо закреплено на горизонтальном валу, второе — на приводной муфте. От приводной муфты вращение передается телескопически входящему в нее шпинделю.

Конструкция станка СКБ-7

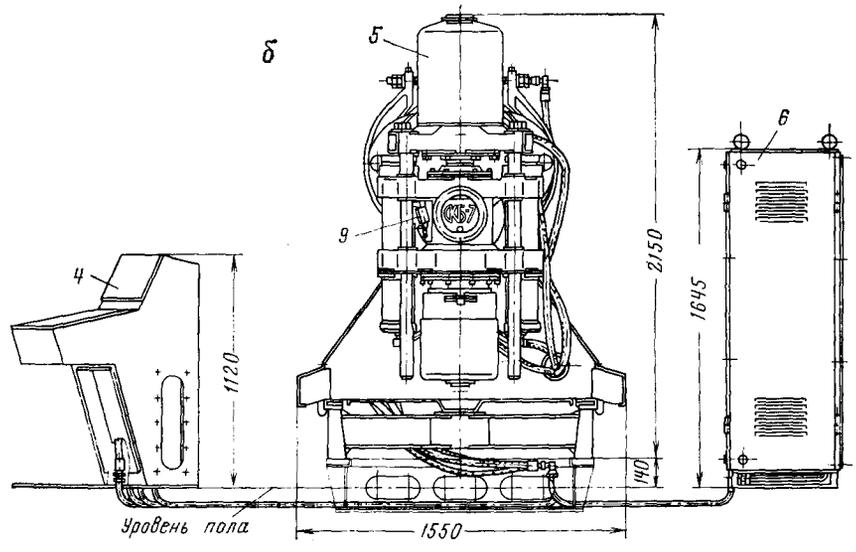
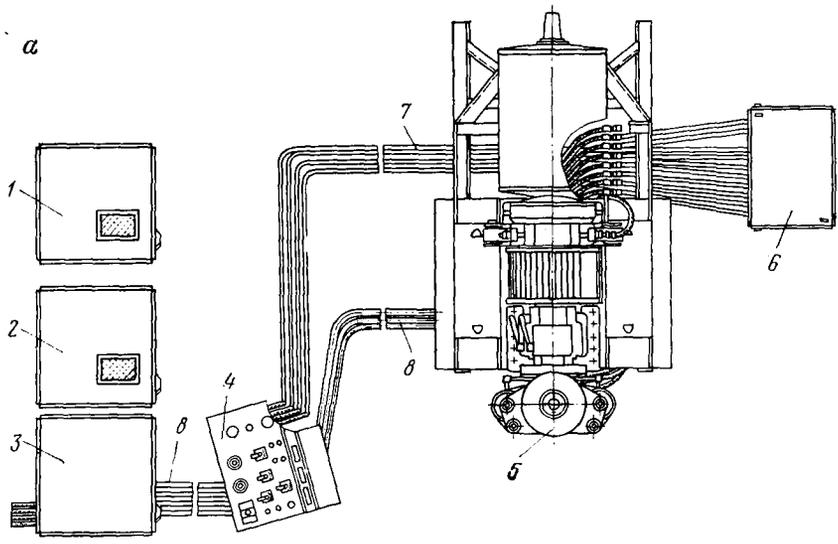
Буровой станок СКБ-7 (рис. 1.7) состоит из следующих основных узлов: рамы, станины, раздаточной коробки, лебедки, тормоза, вращателя с гидропатронами, автоматических захватов с цилиндром перемещения, блока питания гидросистемы и пульта управления; кроме того, имеются шкафы: реверсивный — для управления электроприводом станка, нереверсивный — для управления электроприводом промывочного насоса и релейный — плавнорегулируемого тиристорного электропривода ТП 1200/2000-УЗ.

Рама является основанием станка (рис. 1.7, в). Она устанавливается через амортизаторы на основание буровой установки и закрепляется на ней десятью фундаментными болтами. На раму опирается станина, которая служит каркасом для монтажа основных узлов станка. Станина воспринимает все нагрузки, действующие на станок как в процессе спуско-подъемных операций, так и при бурении. Особенно большие нагрузки действуют на станину при ликвидации аварий гидроцилиндрами вращателя как домкратом.

На станине сверху установлены: раздаточная коробка, лебедка и тормоз. Раздаточная коробка частью своего корпуса располагается внутри станины, а частью — снаружи над станиной. Верхняя часть корпуса раздаточной коробки служит кронштейном для опоры вала лебедки и крепления корпуса конического редуктора вращателя. В нижней части корпуса раздаточной коробки смонтирован первичный вал, конец которого, обращенный к электродвигателю, выполнен в виде зубчатой полумуфты с внутренним зубчатым венцом. На наружной лицевой части корпуса раздаточной коробки, в верхней ее части, собраны две рукоятки. С помощью верхней включается планетарный редуктор лебедки, нижней включается конический редуктор вращателя.

С задней торцевой стороны станины имеется кронштейн с площадкой, на которой установлен главный электродвигатель, соединенный с первичным валом раздаточной коробки промежуточным валом с двумя зубчатыми муфтами. На одной из полумуфт (со стороны электродвигателя) собран редуктор датчика частоты вращения с датчиком. В нижней части станины, на проушине, закрепленной в передней стенке, шарнирно закреплен цилиндр перемещения станка, шток которого также шарнирно закреплен на кронштейне рамы. Снаружи, на нижних продольных уголках станины, с обеих ее сторон установлены автоматические захваты, закрытые кожухами. При помощи цилиндра перемещения станина со всеми установленными на ней узлами может перемещаться по раме вдоль ее продольной оси, при этом в начале и конце перемещения соответственно осуществляется автоматическое открепление или закрепление станины на раме струбцинами автоматических захватов.

Вращение бурового снаряда производится вращателем (рис. 1.8). Крепление конического редуктора вращателя на корпусе раздаточной коробки позволяет разворачивать вращатель в плоскости, перпендикулярной к оси станка. Вращатель для подачи инструмента оборудован двумя гидроцилиндрами подачи и двумя зажимными патронами — верхним подвижным, нормально замкнутым пружинно-гидравлическим и нижним неподвижным, нормально открытым пружинно-гидравлическим, благодаря которым перехват бурового инструмента можно осуществлять как в автоматическом режиме, так и вручную, без



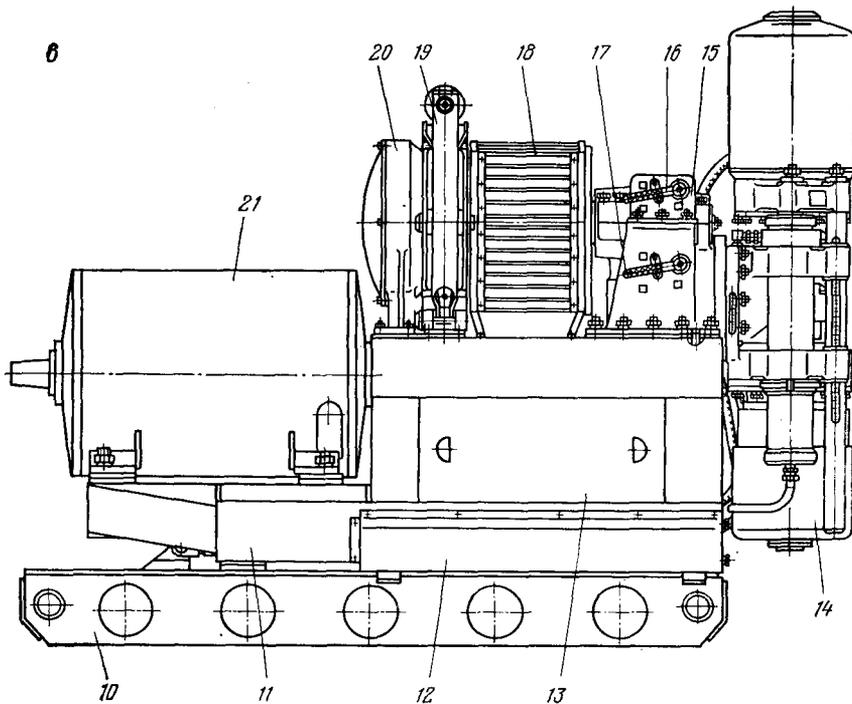


Рис. 1.7. Буровой станок СКБ-7:

а — вид в плане: 1 — преобразовательный тиристорный агрегат типа ТПЗ-250/460Р-01ВЗ (ШУЗ); 2 — преобразовательный тиристорный агрегат типа ТПРЗ-250/460Р-11ВЗ (ШУ2); 3 — релейный шкаф 4БХ.645.054(ШУ1); 4 — пульт управления 4БХ.620.938(ПУ); 5 — буровой станок; 6 — блок питания; 7 — трубопроводы гидросистемы; 8 — кабельные линии; 9 — рама; 10 — станина; 11 — станина; 12 — кожух механизма захвата; 13 — крышка; 14 — вращатель; 15 — раздаточная коробка; 16 — рукоятка включения лебедки; 17 — рукоятка включения вращателя; 18 — ограждение лебедки; 19 — тормоз; 20 — лебедка; 21 — двигатель Д-812

остановки вращения. Передача вращения от приводной муфты 55 к зажимному блоку верхнего патрона производится шлицевым шпинделем 19, телескопически входящим в приводную муфту.

Кинематически процесс перехвата в автоматическом режиме выполняется следующим образом.

Для подготовки гидросистемы к работе в автоматическом режиме переключатель на пульте управления устанавливается в положение «Автоматический перехват».

При бурении траверса вращателя с верхним ведущим гидropатроном опускается и в нижнем крайнем положении скосом лыски направляющего штока поворачивает рычаг электрического переключателя, закрепленного на корпусе конического редуктора. При этом включается электрогидравлическая схема управления перехватом. Поток масла направляется в верхний

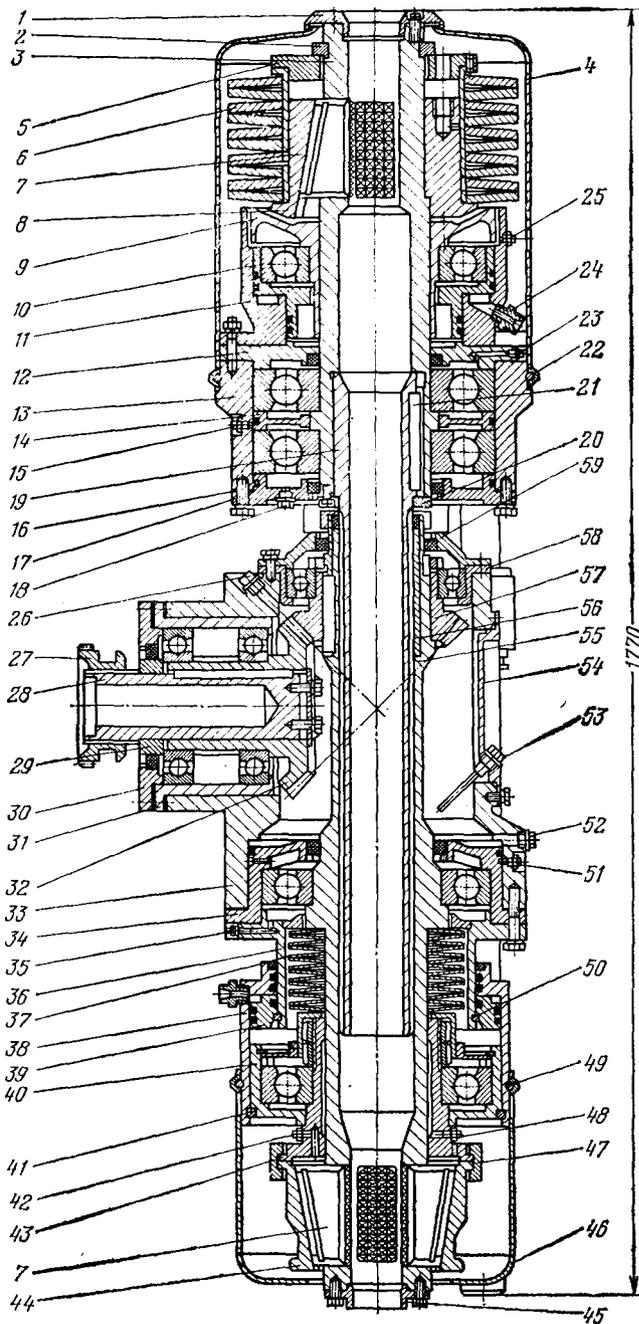


Рис. 1.8. Вращатель станка СКБ-7 (разрез):

1 — крышка; 2 — полукольцо; 3 — шпindel патрона; 4 — кожух; 5 — стакан; 6, 37 — пружины; 7 — кулачок; 8 — нажимная обойма; 9 — втулка; 10, 39 — поршни; 11 — цилиндр; 12 — крышка; 13 — траверса; 14 — диск с уплотнением; 15, 23, 25, 42, 48, 51 — маслоленки; 16 — регулировочные прокладки; 17 — крышка; 18 — пробка; 19 — шпindel; 20 — кольцо; 21 — шпонка; 22 — стяжной болт; 24 — штуцер; 26 — пробка отверстия для регулировки конических шестерен; 27 — полумуфта; 28 — вал; 29 — кольцо; 30 — крышка; 31 — стакан; 32 — коническая шестерня; 33 — корпус редуктора; 34 — стакан; 35 — пробка; 36 — шток; 38 — цилиндр; 40 — корпус подшипника; 41 — полукольцо; 43 — втулка; 44 — нажимная обойма; 45 — нижняя втулка; 46 — кожух; 47 — хомут; 49 — стяжной болт; 50 — полукольцо; 52 — пробка; 53 — пробка с масломерным стержнем; 54 — крышка; 55 — приводная муфта; 56 — шлицевая втулка; 57 — коническая шестерня; 58 — стакан; 59 — крышка

и нижний гидropатрон и перемещает поршни 10 и 39, сжимая пружины 6 и 37. В связи с тем, что площади гидроцилиндров примерно одинаковы, а усилия, необходимые для сжатия пружин, составляют 200 000 Н для верхнего и 18 000 Н для нижнего патрона, сначала при достижении давления 2,5—3 МПа сжимаются пружины 37, поднимается нажимная обойма 44, кулачки 7 нижнего патрона перемещаются к центру и зажимают бурильную трубу. В этот момент ведущая бурильная труба надежно удерживается как нижним, так и верхним патроном.

При дальнейшем повышении давления происходит подъем поршня 10, нажимной обоймы 8 и сжатие пружин 6. Кулачки 7 верхнего патрона наклонными Т-образными пазами нажимной обоймы раздвигаются и освобождают бурильную трубу. Этот процесс происходит при достижении давления в гидросистеме 4—4,2 МПа. При увеличении давления до 4,5 МПа переключается золотник быстрого подъема, соединяет верхние и нижние полости гидроцилиндров подачи и траверса вращателя с открытым верхним гидropатроном быстро поднимается вверх. Происходит «Быстрый подъем» траверсы. В верхнем крайнем положении нижним скосом лыски направляющего штока поворачивается рычаг электрического переключателя и система перехвата обесточивается. При этом золотники системы управления гидropатронами возвращаются в исходное положение и соединяют гидроцилиндры патронов со сливной линией гидросистемы. Мощные пружины верхнего патрона с большой скоростью выталкивают масло из цилиндра, спускают нажимную обойму и кулачки, двигаясь к центру, зажимают бурильную трубу. Затем, более слабые пружины нижнего патрона выталкивают масло из цилиндра нижнего патрона, опускают нажимную обойму, которая своими наклонными Т-образными пазами раздвигает кулачки и освобождает бурильную трубу.

В этот момент давление в гидросистеме резко падает, золотник быстрого подъема возвращается в исходное положение и разъединяет верхние и нижние полости гидроцилиндров подачи. Гидросистема возвращается в исходное положение и начинается нормальный процесс подачи с параметрами, которые были установлены в начале рейса.

Подача инструмента, регулирование осевой нагрузки, управление патронами, а также операции по перемещению станка по раме от устья скважины и обратно выполняются электрогидравлической системой управления станка. Все элементы и механизмы гидросистемы станка для обеспечения надежности работы и удобства обслуживания при эксплуатации и ремонте собраны в отдельный блок — блок питания гидросистемы.

Спуско-подъемные операции производятся лебедкой станка, планетарный редуктор которой собран в литом стальном корпусе-кронштейне, расположенном слева от барабана лебедки и закрепленном на станине.

Управление лебедкой осуществляется командоаппаратом, установленным на выносном пульте управления (рис. 1.9).

Аварийное стопорение барабана лебедки или длительное подвешивание на ней колонны бурильных труб осуществляется постоянно закрытым с помощью мощных пружин колодочным

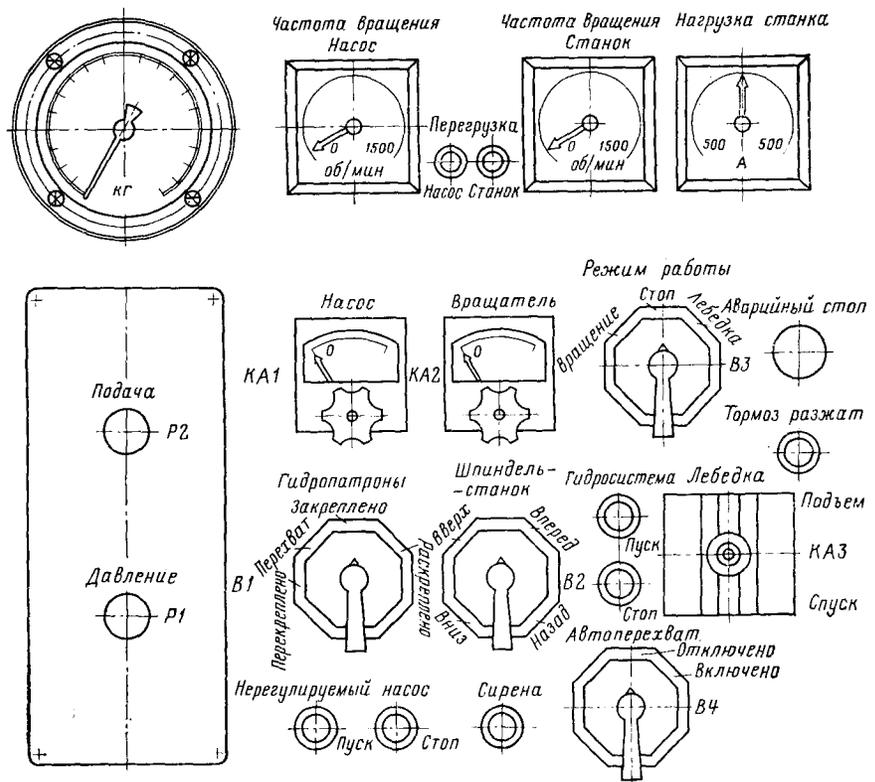


Рис. 1.9. Панель пульта управления ПУ1 (расположение органов управления и приборов)

тормозом. Раскрытие тормоза производится его гидроцилиндром.

Оперативное управление буровым станком и промывочным насосом осуществляется с выносного пульта управления.

Гидросистема бурового станка (рис. 1.10) представляет собой комплекс устройств, обеспечивающих гидравлический привод и электрогидравлическое управление отдельными узлами станка: гидропатронами, системой подачи, перемещения и автоматического закрепления станка и системой управления тормозом лебедки. Она включает в себя: исполнительные механизмы—силовые гидроцилиндры различного назначения; систему

питания—маслоблок и маслонасос с приводным электродвигателем; системы электрогидроуправления — различные золотники гидравлического и электрогидравлического управления, а также аппаратуру контроля и маслопровод, соединяющий элементы гидросистемы между собой.

В качестве рабочей жидкости гидросистемы используется масло индустриальное И20А.

Гидросистема нового бурового станка имеет принципиальные отличия от гидросистемы ранее выпускавшихся буровых станков. Основное отличие новой гидросистемы заключается в том, что при установке и регулировании осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью исключается учет массы бурового инструмента. Конструкция гидросистемы обеспечивает возможность дистанционного управления буровым агрегатом.

Кроме того, гидросистема имеет две автономные системы управления различными узлами бурового станка:

- систему подачи бурового инструмента, перемещения станка и управления патронами;

- систему управления тормозом лебедки.

Гидросистема подачи бурового инструмента и управления патронами может выполнять следующие основные технические операции, связанные с бурением скважины:

- обеспечение рабочей подачи бурового инструмента с поддержанием заданной величины осевой нагрузки;

- осуществление перехвата рабочей штанги с быстрым подъемом раскрепленного верхнего патрона без остановки вращения в процессе бурения в автоматическом или неавтоматическом режиме;

- перемещение станка к скважине и от скважины с автоматической фиксацией его на раме;

- установку и контроль необходимой нагрузки на породоразрушающий инструмент;

- расхаживание бурового снаряда в скважине в пределах хода шпинделя.

Кроме того, гидросистема станка обеспечивает выполнение следующих вспомогательных операций:

- подъем и опускание шпинделя при различных давлениях и скоростях;

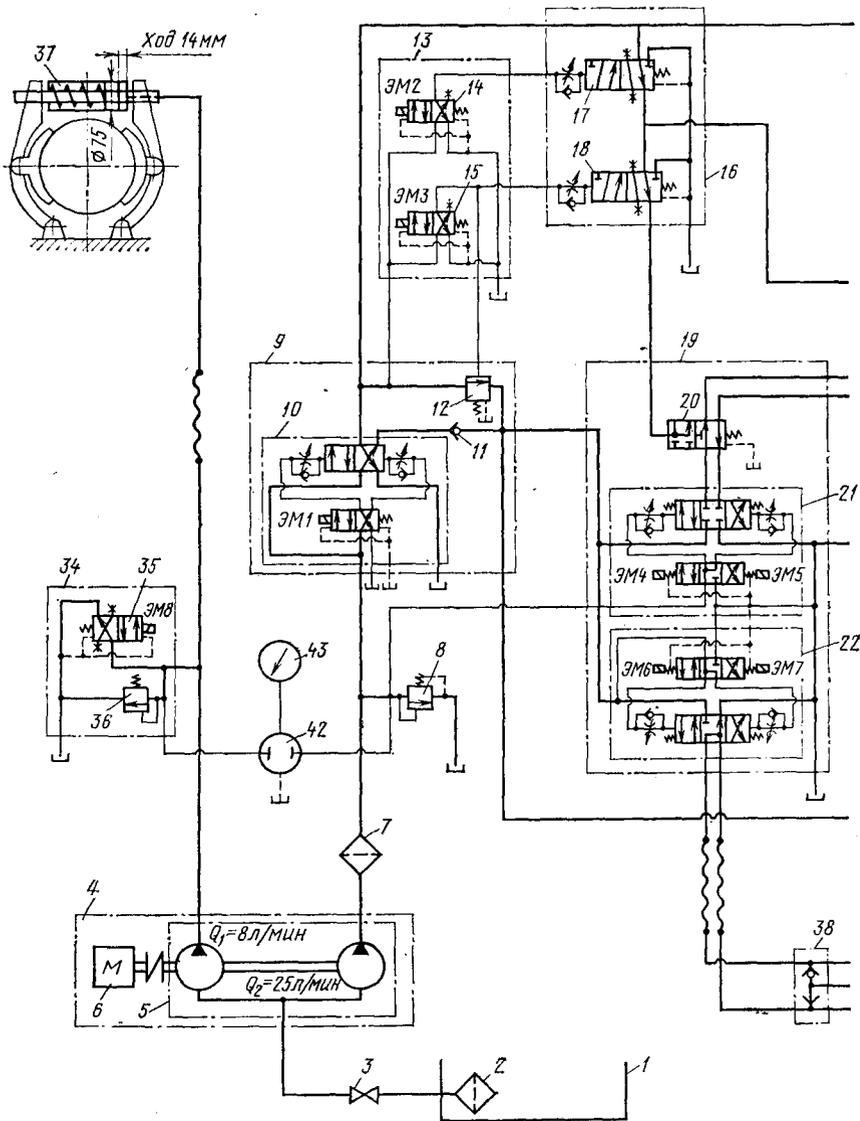
- раскрепление патронов;

- перехват рабочей штанги без совершения быстрого подъема (перекрепление патронов);

- подъем гидроцилиндрами станка (как домкратом) обсадных труб;

- ликвидацию аварий в скважине.

Гидросистема управления тормоза лебедки обеспечивает дистанционное управление гидроцилиндром тормоза при спускоподъемных операциях. Питание указанных выше систем осуще-



ствляется от общего маслоблока. Все оборудование гидросистемы — маслонасос с приводным электродвигателем, маслоблок, фильтры и золотники для удобства обслуживания и монтажа — собраны в отдельно стоящем блоке питания и соеди-

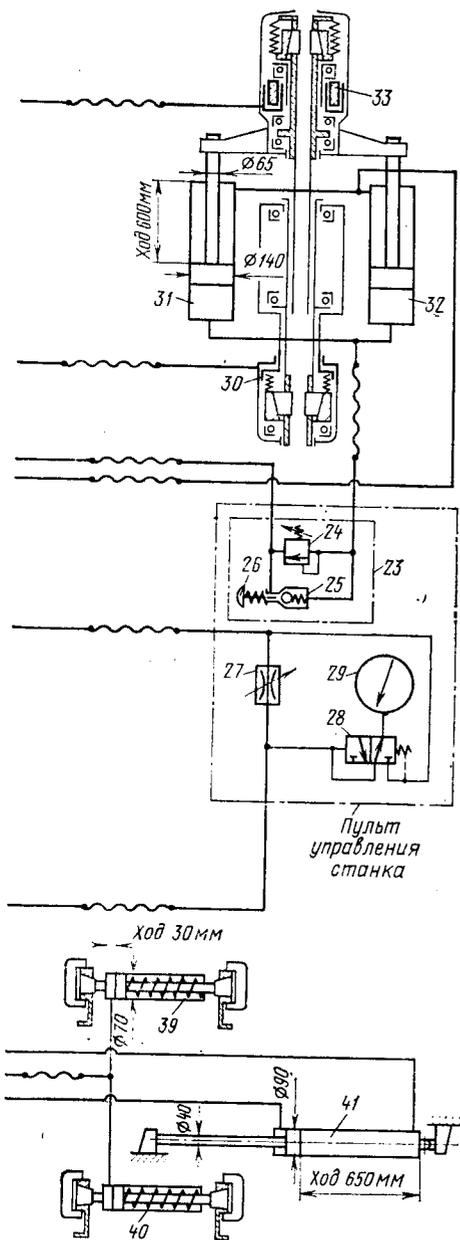


Рис. 1.10. Принципиальная гидравлическая схема станка СКБ-7:

1 — маслобак (вместимостью 65 л); 2 — приемный сетчатый фильтр 0,16БС 41-25; 3 — муфтовый кран 25-Б; 4 — маслонасос с приводом; 5 — лопастной двохвальный насос 5Г12-32 ($Q=8/25$ л/мин, $p=6,3$ МПа); 6 — электродвигатель АО2-41-2 ($n=1450$ об/мин, 4 кВт); 7 — пластинчатый фильтр 0,12741-13; 8 — напорный золотник ПВГ54-24 (схема 1); 9 — основная плита; 10 — золотник с электрогидравлическим управлением 54БПГ73-24; 11 — обратный клапан ПГ51-24; 12 — напорный золотник ПВГ54-24 (схема 3); 13 — плита управления; 14, 15 — золотники с электрическим управлением 54БПГ73-12; 16 — плита патронов; 17, 18 — золотники с гидравлическим управлением 55ВПГ72-34; 19 — плита подачи; 20 — золотник быстрого подъема; 21 — золотник с электрогидравлическим управлением 44ПГ-73-24; 22 — золотник с электрогидравлическим управлением 34ПГ73-24; 23 — регулятор подачи; 24 — клапан веса; 25 — обратный клапан ПГ51-24; 26 — кнопка быстрого подвода шпинделя; 27 — дроссель «Давление»; 28 — золотник отключения; 29 — указатель нагрузки на забой МТП-160/1-16; 30 — цилиндр нижнего патрона; 31, 32 — цилиндры подачи; 33 — цилиндр верхнего патрона; 34 — плита тормоза; 35 — золотник с электрическим управлением 54БПГ73-24; 36 — напорный золотник ПВГ54-24; 37 — цилиндр тормоза; 38 — пилотный золотник; 39, 40 — цилиндры захватов; 41 — цилиндр перемещения станка; 42 — золотник включения манометра 3М2.1-С320; 43 — манометр МТП-100/1-100-25

няются с исполнительными органами на станке и управляющими приборами на пульте управления трубами, напорными рукавами и электрическими кабелями.

Маслонасос с приводным электродвигателем расположен в нижней части блока питания и соединяется с маслобаком всасывающей трубой с приемным фильтром.

На всасывающей трубе установлен запорный клапан, позволяющий отсоединять маслонасос для ремонта или осмотра без слива масла из маслобака.

Над ними установлен маслобак, разделенный перегородкой на два отсека — сливной (справа) и всасывающий (слева). Во всасывающем отсеке смонтирован всасывающий патрубок с приемным сетчатым фильтром.

В сливном отсеке смонтированы трубки для слива масла из различных органов гидросистемы. На верхней части маслобака имеются две горловины, закрываемые крышками. В первой горловине, расположенной над сливным отсеком, установлен сетчатый фильтр для заливки масла.

В нижней части маслобака, в его днище имеются два резьбовых отверстия с пробками для слива масла из всасывающего и сливного отсеков.

В верхней части блока питания, над маслобаком установлена панель с закрепленными на ней распределительными плитами, золотниками с электромагнитами и манометром для настройки предохранительных клапанов.

На правой задней стойке каркаса блока питания в верхней его части установлена распределительная коробка с клеммником для разводки кабелей по потребителям электроэнергии блока питания.

Гидросистема бурового станка работает следующим образом (см. рис. 1.10).

От сдвоенного маслонасоса масло подается двумя независимыми потоками: один поток через фильтр тонкой очистки направляется в систему управления подачей; другой — в систему управления тормозом.

Распределение потока масла в системе управления подачей производится с помощью четырех распределительных плит: основной 9; управления 13; патронов 16; подачи 19.

Защита системы управления подачи от перегрузок осуществляется предохранительным клапаном, настроенным на давление 6 МПа.

На плите основной 9 установлены: золотник с электрогидравлическим управлением, электромагнит ЭМ1; обратный клапан и напорный золотник 12.

На плите управления 13 установлены два золотника 14 и 15 с электрическим управлением (электромагниты ЭМ2 и ЭМ3 соответственно).

На плите патронов 16 установлены два золотника 17 и 18 с гидравлическим управлением.

На плите подачи 19 установлены: золотник быстрого подъема 20; золотник 21 с электрогидравлическим управлением

(электромагниты ЭМ4 и ЭМ5); золотник 22 с электрогидравлическим управлением (электромагниты ЭМ6 и ЭМ7).

Распределение потока масла в системе управления тормозом производится в плите тормоза 34.

На плите тормоза установлены: золотник 35 с электромагнитным управлением (электромагнит ЭМ8); напорный золотник 36 (предохранительный клапан).

Защита системы управления тормозом от перегрузок осуществляется предохранительным клапаном 36 (напорный золотник), настроенным на давление 5 МПа.

На верхней панели пульта управления установлены: регулятор подачи 23, состоящий из клапана веса 24 и кнопки быстрого подвода шпинделя 26, дроссель 27, указатель нагрузки на забой 29, золотник отключения указателя нагрузки на забой 29, защищающий прибор от действия давления в гидросистеме свыше 1,6 МПа.

Настройка клапанов, защищающих системы управления подачей и управления тормозом от перегрузок, производится по контрольному манометру 43, установленному в блоке питания и подключаемому поочередно к напорным магистралям этих систем золотником 42.

Для производства гидросистемой работ при отключении электроэнергии или при внезапном выходе из строя маслонасоса или электродвигателя предусматривается возможность подключения к исполнительным органам станка ручного маслонасоса.

Ручной маслонасос имеет четыре штуцера для подключения одного всасывающего и трех напорных шлангов, распределитель кранового типа на три положения и запорный вентиль для перекрытия нагнетательной линии, идущей на верхний патрон.

При необходимости производства каких-либо работ ручным маслонасосом он устанавливается в специально предусмотренное гнездо на станине станка. Всасывающий шланг насоса подсоединяется к специальному штуцеру на блоке питания, а напорные шланги соответственно к исполнительным органам. Причем напорный шланг, на линии которого имеется запорный вентиль, должен присоединяться к гидроцилиндру верхнего патрона.

Подача шпинделя вниз является основной рабочей подачей при бурении. Для осуществления этой операции рукоятку универсального переключателя В2 на пульте управления устанавливают в положение «Шпиндель вниз». При этом включается электромагнит ЭМ5 и плунжер золотника 21 переводится в крайнее левое положение. Поток масла от маслонасоса 4 направляется через фильтр тонкой очистки 7, золотник 10 и обратный клапан 11 (плита основная) к плите подачи 19 и золотнику 21.

Через золотник 21 и золотник быстрого подъема 20 (находящийся в выключенном положении) масло поступает в верхние полости цилиндров подачи 31. Давление масла регулируется дросселем 27, установленным на пульте управления и подключенным параллельно нагнетательной магистрали.

При движении шпинделя вниз масло из нижних полостей цилиндров подачи вытесняется через регулятор подачи 23, установленный на пульте управления, золотник быстрого подъема 20 и золотник 21 и уходит на слив в маслобак 1.

Регулятор подачи 23 при бурении настраивается на давление масла, равное подпору в нижних полостях цилиндров подачи от веса бурового инструмента.

Для подачи шпинделя вверх рукоятку универсального переключателя В2 на пульте управления устанавливают в положение «Шпиндель вверх». При этом включается электромагнит ЭМ4 и плунжер золотника 21 переводится в крайнее положение. Поток масла от золотника 21 направляется через золотник быстрого подъема 20 в регулятор подачи 23 в нижние полости цилиндров подачи. Давление масла регулируется дросселем 27.

Для остановки шпинделя рукоятку универсального переключателя на пульте управления устанавливают в любое нейтральное положение. При этом электромагниты ЭМ4 и ЭМ5 обесточены и плунжер золотника 21 остается в среднем, нейтральном положении и запирает трубопроводы, ведущие в нижние и верхние полости гидроцилиндров подачи. Поток масла от маслососа через фильтр тонкой очистки 7, золотник 6П, обратный клапан 11 и дроссель 27 уходит на слив в маслобак.

Перехват ведущей бурильной трубы, зажатой верхним патроном 33, может быть автоматическим при траверсе вращателя в нижнем крайнем положении или, по желанию бурильщика, в любом положении траверсы. Режим автоматического перехвата устанавливается при включении универсального переключателя В4 на пульте управления в положение «Автоперехват включен». Перехват в любом другом положении может быть выполнен при включении универсального переключателя В1 на пульте управления в положение «Перехват». Цикл перехвата бурильной трубы начинается при включении электромагнита ЭМ1 золотника 10, установленного на плите основной. Включение электромагнита ЭМ1 производится либо от конечного выключателя ВК1, установленного на корпусе конического редуктора вращателя (в автоматическом режиме), либо при установке универсального переключателя В1 на пульте управления в положение «Перехват». При этом плунжер золотника 10 занимает крайнее положение и направляет поток масла в гидроцилиндр верхнего патрона 33 и через золотники 17 и 18, установленные на плите патронов 16 соответственно в гидроцилиндр нижнего патрона 30 и к золотнику быстрого подъема 20.

Вся система оказывается запертой. Быстро увеличивающееся давление масла закрепляет нижний патрон, раскрепляет верхний патрон и перемещает плунжер золотника быстрого подъема 20 в крайнее положение. Поток масла направляется в верхние и нижние полости гидроцилиндров подачи 31, 32 и производит быстрый подъем траверсы с верхним патроном.

Окончание цикла перехвата производится при обесточивании электромагнита ЭМ1 путем переключения либо конечного выключателя ВК1 (при автоматическом цикле), либо универсального переключателя В1 на пульте управления в положение «Закрепить». При отключении электромагнита ЭМ1 плунжер золотника 10 занимает исходное положение и поток масла направляет через обратный клапан 11 к цилиндрам подачи 31, 32 в режиме, установленном до начала перехвата.

Перекрепление патронов может быть выполнено и без быстрого подъема траверсы вращателя. При установке универсального переключателя В1 в положение «Перекрепить» включаются электромагниты ЭМ1 золотника 10 плиты основной и ЭМ3 золотника 15 плиты патронов. При этом поток масла направляется в гидроцилиндр верхнего патрона и через золотник 17 в гидроцилиндр нижнего патрона. Золотник быстрого подъема 20 отключается золотником 18. Система оказывается закрытой. Быстрый рост давления масла вызывает закрепление нижнего патрона и раскрепление верхнего патрона. Избыток масла уходит через напорный золотник 12, установленный на плите основной, и через дроссель 27 на слив.

При необходимости поднять или опустить траверсу вращателя нужно установить универсальный переключатель В2 в положение «Шпиндель вверх» или «Шпиндель вниз». При этом включается электромагнит ЭМ4 или ЭМ5 и плунжер золотника 21 занимает требуемое положение, направляя поток масла в верхние или нижние полости гидроцилиндров подачи 31, 32. Скорость движения траверсы регулируется дросселем 27.

Раскрепление верхнего патрона 33 выполняется при установке универсального переключателя В1 в положение «Раскрепить», при этом включаются электромагниты: ЭМ1 золотника 10 (на плите основной), ЭМ2 золотника 14 (на плите управления), ЭМ3 золотника 15 (на плите управления).

Поток масла направляется через золотник 10 в верхний патрон и раскрепляет его. Нижний патрон остается раскрепленным, так как подвод масла к нему перекрывается золотником 17, а полость гидроцилиндра нижнего патрона соединяется со сливом.

Одновременно через управляющую часть золотника 15 масло направляется к напорному золотнику 12 (на плите основной) и открывает его для прохода основного потока через дроссель 27 на слив. При необходимости поднять или опустить траверсу или переместить станок эти операции могут быть выполнены

путем установки универсального переключателя *B2* в соответствующее положение; при этом будут включены электромагниты *ЭМ4* и *ЭМ6* или *ЭМ7* соответственно.

При закрытии дросселя *27* поток масла под давлением *31*, *32* направится в верхние или нижние полости цилиндров подачи *31*, *32* или же в систему цилиндра перемещения станка *41* с автоматическими захватами *39*, *40*.

Для перемещения бурового станка от скважины необходимо рукоятку универсального переключателя *B2* установить в положение «Станок от скважины». При этом включен электромагнит *ЭМ7* золотника *22* с электрогидравлическим управлением. Управляющий плунжер этого золотника переместится в крайнее левое положение и давлением масла переведет основной плунжер также в левое крайнее положение. Поток масла от маслонасоса *5* через фильтр *7*, золотник *10*, обратный клапан *11* и золотник *12* направится через пилотный золотник *38*, установленный на станине, в штоковую часть цилиндра перемещения станка *41*. От пилотного золотника *38* часть потока масла направится к цилиндрам через дроссель *27* на слив в маслобак *1*. По мере закрытия дросселя *27* давление масла в гидросистеме растет и сжимает пружины в цилиндрах автоматических захватов *39*, *40*, раздвигая клинья и освобождая струбины. При дальнейшем увеличении давления станок начнет перемещаться по раме, освобождая устье скважины. Для остановки станка необходимо дросселем *27* снизить давление в гидросистеме.

Для перемещения бурового станка к скважине необходимо рукоятку универсального переключателя *B2* установить в положение «Станок к скважине». При этом будет включен электромагнит *ЭМ6* золотника *22* и поток масла направится в поршневую полость цилиндра перемещения *41* и через пилотный золотник *38* к цилиндрам захватов *39*, *40*. Перемещение станка начинается после закрытия дросселя *27*.

Для остановки станка необходимо дросселем *27* снизить давление в гидросистеме. Экстренную остановку станка можно произвести путем установки универсального переключателя *B2* в любое нейтральное положение. При этом электромагнит *ЭМ6* или *ЭМ7* будет отключен, а управляющий и основной плунжеры золотника *22* займут нейтральное положение и перекроют трубопроводы, ведущие к цилиндру перемещения *41*. Поток масла через предохранительный клапан *8* (при закрытом дросселе *27*) или дроссель *27* будет уходить на слив.

Обычное положение органов управления на пульте бурового станка следующее: универсальный переключатель *B1* установлен в положение «Закрепить», а универсальный переключатель *B2* — в положение «Шпиндель вниз». При этом включен только один электромагнит *ЭМ5* золотника *21*, поток масла поступает в верхние полости гидроцилиндров вращателя и уходит на слив через дроссель *27*. Для удобства управления при необхо-

димости быстрого подвода траверсы вращателя в нужное положение после наращивания бурового инструмента и настройки регулятора подачи или других операций в регуляторе подачи предусмотрена кнопка 26. При нажатии на эту кнопку открывается обратный клапан регулятора подачи 25 и масло из нижних полостей цилиндров подачи свободно уходит на слив. Система управления тормозом станка работает от второго лопастного маслонасоса с подачей 8 л/мин. При зажатых тормозах поток масла через золотник 35, установленный на плите тормоза 34, уходит на слив. При необходимости разжать тормозные колодки нужно подать напряжение на электромагнит ЭМ8 этого золотника. Электромагнит включается в следующих случаях:

при производстве спуско-подъемных операций поворотом рукоятки командоаппарата КА1 или нажатием кнопки, смонтированной на этой рукоятке;

для припуска талевого блока во время бурения путем нажатия на кнопку «Тормоз разжат».

При включении электромагнита ЭМ8 плунжер золотника 35 перемещается влево и запирает сливную магистраль. Поток масла направляется непосредственно в цилиндр тормоза 37 и при повышении давления сжимает пакет силовых пружин. Тормозные колодки при этом раскрываются и освобождают тормозной шкив барабана лебедки. Излишек масла уходит на слив через предохранительный клапан 36.

При обесточивании электромагнита ЭМ8 плунжер золотника 35 возвращается в исходное положение и направляет поток масла от маслонасоса на слив в бак. Напорная магистраль, идущая к тормозному цилиндру, также соединяется со сливной магистралью, и пружины тормозного цилиндра вытесняют масло на слив и зажимают колодками тормозной шкив барабана лебедки.

Электрооборудование бурового станка состоит из следующих основных частей:

- а) тиристорного электропривода типа ТП 1200/2000-УЗ;
- б) конечного выключателя системы управления автоперехватом, предназначенного для включения или выключения электромагнита золотника системы гидроуправления патронами. Конечный выключатель установлен на корпусе конического редуктора вращателя;
- в) конечного выключателя системы защиты от перепада талевого блока, который устанавливается на кронблочной площадке мачты БМТ-7П и подключается кабелем;
- г) записывающего киловаттметра Р, предназначенного для регистрации мощности, потребляемой главным приводным двигателем бурового станка;
- д) электродвигателя маслонасоса привода гидросистемы;

- е) электромагнитов, управляющих золотниками гидросистемы станка;
- ж) тахогенератора ТГ (ТМГ-ЗОП), предназначенного для определения частоты вращения шпинделя вращателя станка. Тахогенератор установлен на корпусе зубчатой полумуфты, закрепленной на валу электродвигателя станка;
- з) комплекта кабелей для соединения шкафов управления и пульта управления с потребителями электроэнергии.

Контрольно-измерительная аппаратура бурового станка

На пульте управления (см. рис. 1.8, б) тиристорного электропривода ТП 1200/2000-УЗ установлены контрольно-измерительные приборы, обеспечивающие измерение следующих параметров технологического процесса:

- а) частоты вращения шпинделя вращателя;
- б) осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент;
- в) количества промывочной жидкости, подаваемой в скважину.

Кроме того, станок укомплектован самопишущим киловатт-метром для записи режима работы бурового станка.

Буровой станок СКБ-7 может быть укомплектован контрольно-измерительной аппаратурой КУРС-613, обеспечивающей измерение и регистрацию следующих параметров технологического режима бурения:

- а) веса бурового инструмента;
- б) нагрузки на крюке талевой системы;
- в) осевой нагрузки на породоразрушающий наконечник;
- г) частоты вращения шпинделя вращателя;
- д) крутящего момента на шпинделе вращателя;
- е) скорости проходки;
- ж) давления промывочной жидкости;
- з) расхода промывочной жидкости.

Порядок работы на буровом станке. Буровой станок обслуживает буровая бригада в составе бурильщика (бурового мастера) и помощника бурильщика (пом. бурового мастера). При работе без полуавтоматического элеватора в состав бригады включается буровой рабочий.

Органы управления буровым станком. Включение электропитания, различных систем управления, а также неоперативное включение осуществляется кнопками и тумблерами, расположенными на лицевой стороне шкафов управления ШУ1, ШУ2 и ШУЗ тиристорного привода ТП 1200/2000-УЗ.

Переключение кинематической цепи трансмиссии бурового станка для передачи вращения и крутящего момента от двигателя станка к вращателю или лебедке производится рукоятками, расположенными на лицевой стороне раздаточной ко-

робки. Оперативное управление механизмами и системами бурового станка — вращателем, лебедкой и системой электрогидроуправления — осуществляется приборами управления, размещенными на пульте управления.

На горизонтальной панели пульта управления (см. рис. 1.9) размещены командоаппаратуры: управления лебедкой — *КА1*, управления частотой вращения шпинделя вращателя *КА2* и управления подачей промывочного насоса *КА3*; универсальные переключатели управления патронами *В1*, управления подачей и перемещением станка *В2*, переключения режимов работы *В3* и включения автоперехвата *В4*; кнопки «Пуск» и «Стоп» электродвигателей нерегулируемого промывочного насоса и гидросистемы станка, кнопка подачи звукового сигнала «Сирена», кнопка «Тормоз разжат» и большая красная кнопка «Аварийный стоп». Слева на панели пульта управления расположены регуляторы гидросистемы — дроссель *Р1* «Давление» и регулятор подачи *Р2* «Подача» с кнопкой быстрого подвода траверсы вращателя. На вертикальной панели пульта управления (см. рис. 1.9) расположены контрольно-измерительные показывающие приборы:

- а) манометр для измерения нагрузки на инструмент;
- б) указатель частоты вращения шпинделя;
- в) указатель подачи промывочного насоса;
- г) указатель нагрузки двигателя;
- д) контрольные лампочки, сигнализирующие о перегрузке приводных двигателей промывочного насоса и бурового станка.

Командоаппарат *КА1* «Лебедка» служит для управления лебедкой при выполнении спуско-подъемных операций. При повороте рукоятки командоаппарата от себя в сторону «Подъем» раскрываются тормозные колодки, удерживающие барабан лебедки, и барабан начинает вращаться, наматывая канат. Скорость навивки каната определяется положением рукоятки и массой поднимаемого груза и может изменяться от 0 до 8 м/с.

При повороте рукоятки от себя до отказа скорость подъема элеватора или колонны бурильных труб небольшой массы (5—7 свечей) будет максимальной — 2 м/с. По мере увеличения массы поднимаемых бурильных труб скорость подъема будет автоматически снижаться регулятором скорости, при этом от приводного двигателя будет отбираться максимально возможная мощность.

Скорость подъема можно изменить и по желанию бурильщика изменением угла поворота рукоятки командоаппарата *КА1*. При повороте рукоятки командоаппарата *КА1* на себя, в сторону «Спуск» раскрываются тормозные колодки и барабан лебедки начинает вращаться, сматывая канат и опуская груз, подвешенный на крюке талевого блока. Максимальная скорость спуска (2 м/с) достигается при спуске груза небольшой массы (до 8—10 свечей) при повороте рукоятки командоаппарата *КА1*

до отказа на себя. По мере увеличения массы спускаемого груза скорость спуска автоматически снижается.

Скорость спуска можно изменить по желанию оператора путем измерения угла поворота рукоятки командоаппарата.

Кратковременная (до 1 мин) остановка колонны бурильных труб при их подъеме или спуске без наложения тормозных колодок на тормозной шкив барабана лебедки для установки или снятия подкладной вилки может быть выполнена при установке рукоятки командоаппарата *КА1* в нейтральное положение и одновременном нажатии кнопки, расположенной на рукоятке.

Командоаппарат *КА2* «Вращатель» служит для управления частотой вращения шпинделя вращателя. При повороте рукоятки по часовой стрелке шпиндель будет плавно увеличивать частоту вращения от 0 до 1500 об/мин или до любой нужной в соответствии с требованиями технологического режима. Контроль производится по показанию частоты вращения на пульте.

Командоаппарат *КА3* «Насос» служит для управления подачей промывочного насоса в диапазоне от 0 до 320 л/мин. Контроль производится по указателю подачи насоса на пульте.

Универсальный переключатель *В3* служит для установки режима работы электропривода на вращатель или лебедку и имеет три фиксированных положения «Стоп», «Вращатель» и «Лебедка».

При установке переключателя в положение «Стоп» отключаются силовое питание и системы управления главного приводного электродвигателя станка.

При установке переключателя в положение «Вращатель» включаются силовое питание электродвигателя и система его управления, рассчитанные на длительный режим работы (ПВ 100 %), при котором максимальный ток двигателя не может превышать его номинального значения.

При установке переключателя *В3* в положение «Лебедка» включаются силовое питание электродвигателя и система его управления, рассчитанный реверсивный повторно-кратковременный режим работы, при котором максимальный ток двигателя превышает его минимальное значение в 2,5 раза, а двигатель может развивать мощность до 180 кВт.

Универсальный переключатель *В1* служит для управления работой гидропатронов вращателя и имеет следующие фиксированные положения:

а) «Закрепить» — ведущая бурильная труба зажата верхним патроном;

б) «Раскрепить» — верхний и нижний патроны вращателя раскрыты и бурильная труба свободно проходит через шпиндель;

в) «Перехват» — происходит перехват ведущей бурильной трубы с быстрым подъемом траверсы;

г) «Перекрепить» — происходит зажим ведущей бурильной трубы нижним патроном вращателя и раскрытие верхнего патрона.

Универсальный переключатель *B2* служит для управления подачей шпинделя вращателя (изменение направления движения шпинделя — вверх или вниз), перемещением и закреплением станка на раме и имеет следующие фиксированные положения:

- а) «Шпиндель вверх»;
- б) «Шпиндель вниз»;
- в) «Станок от скважины»;
- г) «Станок к скважине».

При установке переключателя в любое из этих положений и увеличении давления в гидросистеме дросселем *P1* «Давление» шпиндель будет перемещаться вверх или вниз или же станок будет перемещаться со скважины или к скважине.

При необходимости прекратить движение нужно дросселем *P1* «Давление» сбросить давление в гидросистеме.

При установке переключателя *B2* в любое нейтральное положение движение прекращается независимо от положения дросселя *P1* «Давление».

Универсальный переключатель *B4* служит для включения системы управления автоматическим перехватом и имеет два фиксированных положения «Включен» и «Выключен».

Кнопка «Тормоз разжат» служит для оперативного раскрытия тормозных колодок и опускания талевого блока при бурении или других работах без включения лебедки.

Кнопки «Гидросистема», «Пуск» и «Стоп» служат для включения или выключения электродвигателя привода маслонасоса бурового станка.

Кнопки «Насос», «Пуск» и «Стоп» служат для включения или выключения нерегулируемого промывочного насоса (в случае комплектации буровой установки таким насосом).

Кнопка «Сирена» предназначена для включения звукового сигнала перед началом работы.

Кнопка «Аварийный стоп» служит для экстренного отключения всего электрооборудования бурового станка в аварийных случаях.

Регулятор подачи *P2* «Подача» служит для компенсации веса колонны бурильных труб, закрепленной в верхнем патроне вращателя.

Кнопка быстрого подвода шпинделя служит для быстрого опускания бурового инструмента на забой без нарушения регулировки регулятора *P2* «Подача».

Регулятор давления — дроссель *P1* «Давление» служит для регулирования давления в гидросистеме.

Управление буровым станком при бурении. Для раскрытия верхнего патрона вращателя необходимо переключатель *B1*

установить в положение «Раскрепить». Нижний патрон при этом также остается в раскрытом состоянии.

Закрепление верхнего патрона. Для закрепления ведущей трубы в верхнем патроне вращателя необходимо переключатель *B1* установить в положение «Закрепить». Нижний патрон остается в раскрытом состоянии.

Подача шпинделя вращателя. Управление движением траверсы с верхним патроном производится переключателем *B2*, расположенным на пульте управления. При установке переключателя в положение «Шпиндель вверх» или «Шпиндель вниз» траверса с патроном будет перемещаться вверх или вниз соответственно.

При движении траверсы вниз скорость перемещения можно регулировать регулятором веса *P2* «Подача», создавая подпор масла в нижних полостях цилиндров подачи вплоть до полной остановки.

Остановить давление траверсы можно также установкой переключателя *B2* в любое нейтральное положение.

Управление частотой вращения шпинделя вращателя. Перед началом работы необходимо рукоятку включения вращателя, расположенную на раздаточной коробке, перевести в положение «Включено». Затем переключатель *B3* на пульте управления перевести в положение «Вращатель» и рукояткой командоаппарата *КА2* установить требуемую частоту вращения по указателю частоты вращения.

Для остановки вращения рукоятку командоаппарата *КА2* надо перевести в нулевое положение, а переключатель *B3* — в положение «Стоп».

Установка осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и подача бурового снаряда при бурении. Перед началом работы необходимо установить переключатель *B2* в положение «Шпиндель вверх» и приподнять буровой снаряд над забоем, увеличивая давление в гидросистеме дросселем *P1* «Давление». Затем надо полностью закрыть регулятор веса *P2* «Подача», сбросить дросселем *P1* «Давление» в гидросистеме и перевести переключатель *B2* в положение «Шпиндель вниз», а переключатель *B3* — в положение «Вращатель». После этого командоаппаратом *КА2* нужно установить требуемую частоту вращения по указателю частоты вращения, а командоаппаратом *КА3* — подачу промывочного насоса. Затем, открывая регулятор веса *P2* «Подача», следует добиться такого положения, когда буровой снаряд начнет медленно опускаться. С началом движения бурового снаряда вниз под действием собственной массы необходимо остановить его небольшим поворотом регулятора веса *P2* «Подача» в противоположную сторону. При этом масса бурового снаряда окажется полностью уравновешенной напором масла в нижних полостях гидроцилиндров подачи. В этом положении регулировочный маховичок регулятора веса *P2* «Подача» дол-

жен быть законтрен и оставаться в таком положении в течение всего рейса. После этого дросселем *P1* «Давление» необходимо поднять давление в гидросистеме до величины, создающей нужную нагрузку на породоразрушающий инструмент, контролируя его по манометру на пульте управления, и подвести буровой снаряд к забою. После приработки коронки и забоя скважины осевую нагрузку нужно довести до величины, требуемой технологией режима бурения.

Перехват бурового снаряда. Перехват ведущей бурильной трубы может быть выполнен как в автоматическом режиме, так и по желанию бурильщика. При бурении с автоматическим перехватом переключатель *B4* «Автоперехват» должен быть установлен в положение «Включен». При необходимости выполнения операции перехват по желанию бурильщика переключатель *B4* должен быть установлен в положение «Выключено», а переключатель *B1* — в положение «Перехват», в этом случае при подъеме траверсы верхним патроном до нижнего уровня переключатель *B1* должен быть переключен в положение «Закрепить». Цикл перехвата состоит из следующих операций, выполняемых автоматически:

- а) закрепления нижнего патрона;
- б) раскрепления верхнего патрона;
- в) быстрого подъема траверсы с раскрепленным верхним патроном;
- г) раскрепления нижнего патрона;
- д) рабочей подачи.

После выполнения цикла «Перехват» процесс подачи бурового снаряда продолжается без нарушения настройки регуляторов гидросистемы *P2* «Подача» и *P1* «Давление».

Перекрепление патронов. Перекрепление патронов является вспомогательной операцией, которая заключается в удержании бурового снаряда нижним патроном и раскреплении верхнего патрона без совершения быстрого подъема.

Включение команды на перекрепление производится установкой переключателя *B1* в положение «Перекрепить».

При необходимости траверсу с раскрепленным верхним патроном можно перемещать вверх или вниз. Для этого переключатель *B2* нужно установить в положение «Шпиндель вверх» или «Шпиндель вниз» и увеличить давление в гидросистеме дросселем *P1* «Давление». Таким образом, можно с помощью вращателя извлекать буровой инструмент из скважины.

Перемещение станка. Управление механизмом перемещения и закрепления станка производится переключателем *B2* и дросселем *P1* «Давление», расположенными на пульте управления. При установке переключателя *B2* в положение «Станок от скважины» масло поступает в цилиндры захватов и в штоковую полость цилиндра перемещения. С увеличением давления масла дросселем *P1* «Давление» сжимаются пружины захватов и струб-

дины, прижимающие станину к раме, освобождаются. При дальнейшем повышении давления начинает перемещаться станок. Остановка станка может быть выполнена либо сбросом давления дросселем *P1*, либо установкой переключателя *B2* в любое нейтральное положение.

При установке переключателя *B2* в положение «Станок к скважине» масло поступает в цилиндры захватов и в поршневую полость цилиндра перемещения. Остальные операции аналогичны.

При необходимости опустить талевый блок нужно нажать кнопку «Тормоз разжат». При этом масло поступает в цилиндр тормоза, сжимает силовые пружины и тормозные колодки раскрываются, освобождая барабан лебедки. Для наложения тормоза достаточно опустить кнопку.

После окончания работ с гидросистемой, особенно перед началом спуско-подъемных операций, необходимо полностью раскрыть дроссель *P1* «Давление». Это позволит уменьшить износ маслососа.

Управление буровым станком при спуско-подъемных операциях. Перед началом спуско-подъемных операций необходимо:

а) рукоятку включения вращателя на раздаточной коробке установить в положение «Включено»;

б) рукоятку включения лебедки на раздаточной коробке установить в положение «Выключено»;

в) переключатель *B3* установить в положение «Лебедка»;

г) дроссель *P1* «Давление» полностью открыть.

Управление лебедкой и тормозом при спуско-подъемных операциях производится рукояткой командоаппарата *КА1* с пульта управления. При повороте рукоятки командоаппарата от себя в сторону «Подъем» раскрываются тормозные колодки, удерживающие барабан лебедки, и барабан начинает вращаться, наматывая канат. Скорость навивки каната определяется положением рукоятки и массой поднимаемой колонны бурильных труб и может изменяться от 0 до 8 м/с. При повороте рукоятки командоаппарата на себя в сторону «Спуск» раскрываются тормозные колодки и барабан лебедки начинает вращаться в обратную сторону, сматывая канат и опуская груз, подвешенный на крюке талевого блока.

Максимальная скорость подъема или спуска (2 м/с) достигается при подъеме или спуске небольшой массы (до 8—10 свечей) при повороте рукоятки командоаппарата *КА1* до отказа в положение «Подъем» или «Спуск» соответственно. По мере увеличения массы поднимаемой или опускаемой колонны бурильных труб скорость подъема или спуска будет автоматически снижаться регулятором скорости. Скорость подъема можно изменить и по желанию бурильщика изменением угла поворота рукоятки командоаппарата *КА1*.

Для установки или снятия подкладной вилки колонна бурильных труб может быть кратковременно (до 1 мин) остановлена без наложения тормозных колодок на тормозной шкив барабана лебедки. Для этого необходимо нажать на кнопку в рукоятке командоаппарата *КА1* и перевести рукоятку в среднее, нейтральное положение.

При спуске элеватора рукоятку командоаппарата *КА1* необходимо поворачивать на себя плавно, обращая особое внимание на размотку троса с барабана лебедки. Следует помнить, что спуск талевого блока с подвешенной к нему колонной бурильных труб осуществляется принудительно главным приводным электродвигателем и автоматической, электрически управляемой системой торможения и в случае резкого поворота рукоятки командоаппарата *КА1* частота вращения барабана лебедки при малой массе опускаемого груза может превышать скорость сматывания каната и вызвать образование «бороды».

Управление тормозом станка. Тормозом станка управляют при выполнении спуско-подъемных операций при помощи рукоятки командоаппарата *КА1* и смонтированной на ней кнопки или при необходимости опустить талевой блок при бурении — нажатием на кнопку «Тормоз разжат». Нормальное рабочее положение тормоза — закрытое.

Тормоз раскрывается при:

- а) повороте рукоятки командоаппарата *КА1* или нажатии на кнопку, смонтированную на рукоятке;
- б) нажатии на кнопку «Тормоз разжат».

Глава 2

МЕХАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНО-ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ БУРЕНИИ

Широкое внедрение в производственную практику всех видов автотранспорта, более совершенная компоновка буровых установок резко облегчили труд буровиков и сократили время на монтажно-демонтажные работы и переброску буровых установок с одной точки на другую.

Работы на новой точке заложения скважины начинаются с подготовки площадки, иногда подъездных путей, строительства водопровода, линии электропередач (ЛЭП).

Согласно законам об охране природы, под буровую установку, временные дороги отводят площади, размеры которых не должны превышать установленных нормативных величин. При подготовке площадки предусматривается (а в проекте работ, в сметах выделяются расходы) последующая обязательная рекультивация ее поверхности. Площадка выравнивается бульдозером, а чтобы свести эти работы к минимуму, она ориенти-

руется перпендикулярно к склону. В лесистых местах площадку выравнивают с помощью бревен.

На крутых (свыше 50°) скальных склонах площадку выравнивают, применяя взрывчатые вещества (ВВ). При наличии тракторов с системой подвески бульдозерных ножей время на строительство подъездных путей сводится также к минимуму за счет использования бульдозеров.

Для подачи воды на буровую иногда приходится прокладывать водопровод. В летнее время эта операция практически не требует никакой механизации. Обычно используются старые бурильные трубы, которые заранее развозятся по трассе водопровода и собираются вручную, соединяя источник водоснабжения с буровой вышкой.

В зимнее время строительство водопровода усложняется. В мягких породах роторными экскаваторами роют канавы, укладывают в них трубы и засыпают бульдозером.

Наибольшие трудности при сооружении водопроводов приходится преодолевать в условиях моренно-валунных отложений, когда проходка канав практически исключается. Тогда, как, например, на Кольском полуострове трубы прокладывают на поверхности, а сверху укрывают мхом, землей, используя бульдозеры. Но такое утепление не всегда исключает замерзание воды в трубах, поэтому в течение морозного времени воду качают непрерывно.

Вообще же выбор способа водоснабжения буровой определяется технико-экономическими расчетами и может оказаться, что подвозка автоцистернами экономически целесообразна. Так поступают и при решении вопроса энергоснабжения. В случаях неэкономичности электроснабжения применяют буровую установку с дизельным приводом. При выборе электроэнергии используют на расстоянии до 2 км и более от источника питания трехжильный изолированный кабель или проводят воздушную сеть. В последнем случае лунки под столбы бурят самоходными буровыми установками.

На буровой площадке подготавливается очистная система для промывки. Если бурят с промывкой водой и при ее избытке никаких очистных систем не применяют, закачивают каждый раз свежую воду. При бурении с различными растворами очистная система необходима. Очистных систем много. Рассмотрим две из них. Наиболее часто применяется система, состоящая из двух-трех шурфов-чанов общей вместимостью 2—3 м³, соединенных между собой желобами. Эта система обычно делается вручную. Но и здесь с успехом можно применить механизацию: отстойные шурфы-ямы можно бурить самоходными установками шнекового типа (КШК и др.), желоба прорыть лопатой. Второй тип отстойной системы — желобная, состоящая из металлических отдельных звеньев.

§ 1. МОНТАЖ-ДЕМОНТАЖ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Монтаж и демонтаж буровых установок, переброска с одной точки на другую до недавнего времени считались трудоемкой операцией. Для сокращения времени стали разрабатывать передвижные самоходные буровые установки для относительно неглубоких скважин, не более 500 м. В последние годы быстро внедряются в практику передвижные вышки-мачты. Этому в значительной степени способствует замена громоздких вышек башенного типа мачтами. Создание передвижных вышек-мачт безусловно прогрессивное мероприятие, резко сократившее время и средства, трудоемкость операций по переброске буровых установок с одной точки работ на другую. При работе на стационарных установках на эту операцию задалживается несколько десятков дней. Для ускорения монтажно-демонтажных работ стали применять крупноблочный монтаж: вышка-башня на раме — один блок, буровой станок, насос и двигатели — тоже на одной раме — второй блок. Сначала перетаскивали на новую точку вышку, а потом в нее втаскивали станок. Но такая крупноблочная установка имела ограниченное применение; при наличии ЛЭП, телеграфных и телефонных линий они не могут быть применимы без разборки (демонтажа). Требуется демонтаж и при переброске на значительные расстояния, вышку-башню надо разбирать. Сборка и разборка вышек — трудоемкая и медленная операция. Металлические вышки имеют большое число крепежных деталей — болтов; свинчивание и развинчивание их осуществляют, как правило, вручную. Для создания больших удобств и безопасности вышки собираются в горизонтальном положении, а затем трактором поднимаются в рабочее положение.

Если под буровой станок требуется бетонный фундамент, то его можно сделать в виде блоков, с многократным использованием. Эти блоки изготавливаются с железной арматурой круглого сечения; к месту работ перевозятся на специальных автоприцепах. Ямы под блоки можно бурить самоходными установками, а блоки опускать в них с помощью автокранов; с помощью последних извлекают блоки для повторного использования.

Масса блоков должна быть в 3—5 раз больше массы бурового станка.

Развитие технической базы разведочного бурения таково, что башенные вышки в ближайшие годы будут заменены мачтами. Мачта — буровая вышка — буровой агрегат представляют единую буровую установку, один крупный блок, смонтированный на металлическом основании, нижняя часть которого выполнена в виде саней. Буровая мачта МРУГУ-18/20 дана на рис. 2.1. Все это весьма сокращает время на переброску установки с одной точки на другую. Эта переброска на короткое расстояние осуществляется трактором, а на дальнее расстояние — на

подкатной транспортной базе. В этом отношении особенно мобильны мачты типа БМТ. Они весьма быстро переводятся с транспортного положения в рабочее и обратно. Собираются они на заводе-изготовителе и далее к заказчику могут быть доставлены единым блоком с буровым зданием и буровым агре-

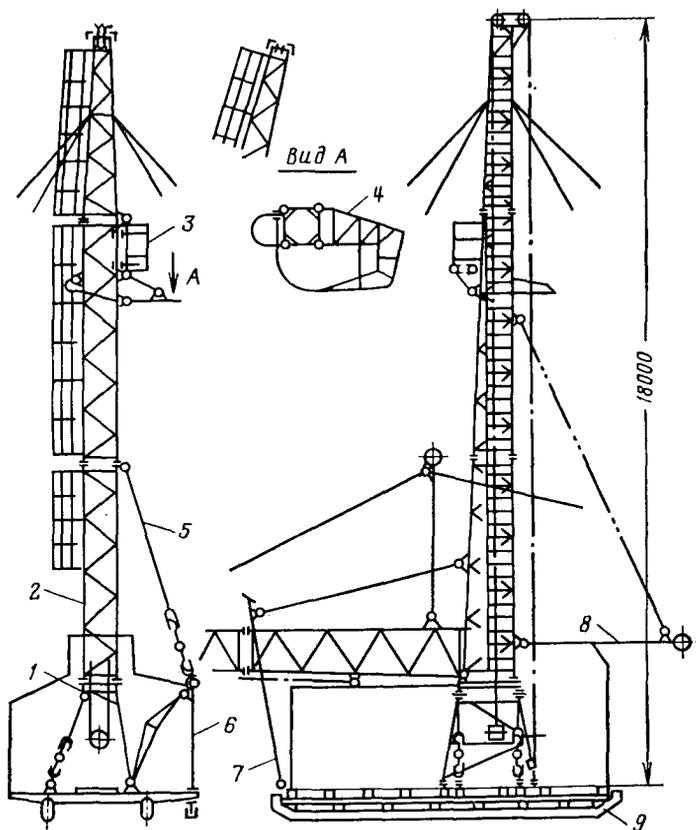


Рис. 2.1. Буровая мачта МРУГУ-18/20:

1 — основание; 2 — стрела; 3 — рабочая площадка для верхнего рабочего; 4 — свечеприемник; 5 — боковая сошка для установки мачты в наклонном положении; 6 — боковая опора; 7 — задняя качающаяся опора; 8 — укосина грузоподъемная; 9 — санное основание

гатом. Более тяжелая модификация БМТ-7, рассчитанная для бурения на глубину 2000 м, перебрасывается крупногабаритными блоками: мачта отдельно от бурового агрегата и здания. Следует добавить, что переброска установки на короткие расстояния может быть осуществлена с помощью лебедки станка: конец подъемного каната крепится за дерево, врытый столб и далее пускается в действие барабан лебедки.

К преимуществам мачт следует отнести обеспечение проходки вертикальных и наклонных скважин. На рис. 2.2 показан общий вид мачты БМТ.

В некоторых конструкторских разработках свечеукладчик является узлом мачты. В настоящее время нет стандарта на бу-

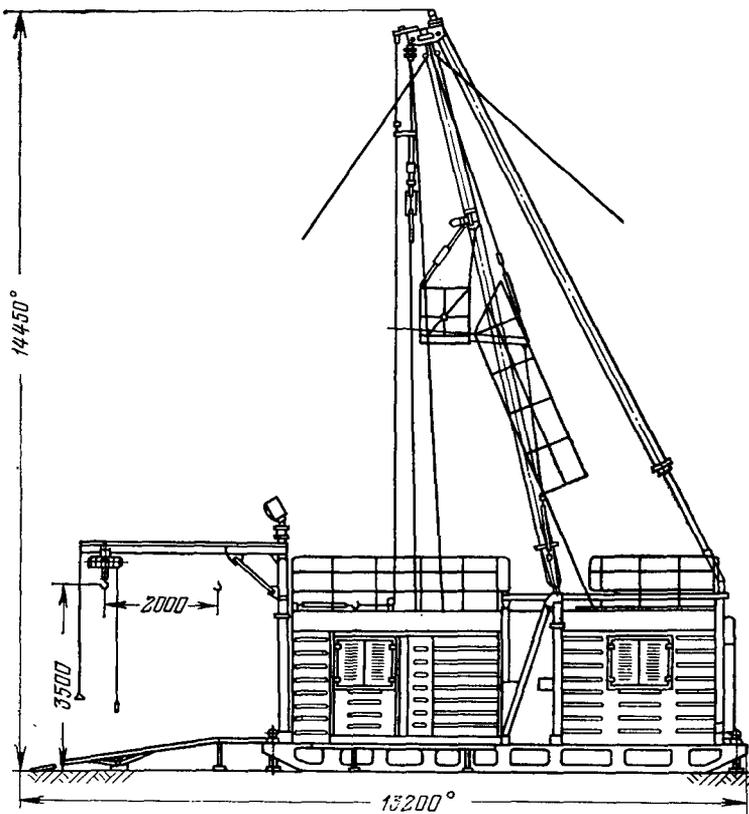


Рис. 2.2. Общий вид мачты БМТ

ровые вышки и мачты, поэтому в практике имеется их несколько типов. Все они применяются в различных условиях, обладают преимуществами и недостатками. Но наиболее прогрессивными считаются мачты типа БМТ, которые являются основой для разработки стандарта. Из табл. 2.1 видно, что время, задерживаемое на подъем и установку мачты для мачт типа БМТ, самое короткое. Природные условия, в которых проводятся буровые работы, весьма разнообразны, что и учитывается при выборе буровой установки.

Для труднодоступных районов СКБ ВПО «Союзгеотехника» Мингео СССР разработало буровую установку УПБ-100,

Таблица 2.1

Тип мачты	Основные операции, необходимые для подъема и установки мачты									
	закрепление монтажных канатов	крепление пологих стрел	вывод подкосов	подъем мачты в продольной плоскости	крепление ствола	крепление подкосов	крепление трактора	установка мачты на заданный угол бурения	крепление стальных оттяжек	время, затрачиваемое на монтаж мачты, мин
МРУГУ	+	—	—	+	+	+	—	+2	+	240—270
МНБ-НД	+	—	—	+	+	+	+	+3	+	180—200
БМ-3	+	+	+	+	—	+	—	+4	+	250—300
БМТ-5	+	—	—	+	—	+1	—	+5	+	20—40

Примечания. + выполнение операции необходимо; — операция не требуется; 1 — на мачте БМТ необходимо крепить один подкос, на остальных — два; 2 — установка мачты на заданный угол осуществляется одновременным вращением четырех винтов; 3 — установка мачты осуществляется одновременной перестановкой двух подкосов и вращением на них двух винтов; 4 — с одновременным вращением двух винтов; 5 — вращение одного винта.

рассчитанную на глубину бурения до 150 м при диаметрах скважины 76—46 мм. Установка легко разбирается на узлы небольшой массы, что обеспечивает переброску ее на короткие расстояния вручную, а на далекие — вертолетом. Производственные испытания в самых различных условиях дали положительные результаты.

§ 2. МЕХАНИЗАЦИЯ ПЕРЕВОЗОК БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ

В настоящее время на полевых работах геологической службы применяются различные транспортные средства. Транспорт же на геологоразведочных работах является важным звеном службы. Для полноты освещения вопросов механизации производственных процессов при строительстве буровых скважин ниже вкратце даются сведения о транспортных средствах, применяемых в ГРП, ГРЭ.

Все описанные ниже транспортные средства разработаны СКБ ВПО «Союзгеотехника».

Транспортная база ТБ-15 используется для перевозки буровых установок, снабженных соответствующими присоединительными устройствами.

Транспортная база ТБ-15 состоит из двух подкатных тележек, из которых передняя поворотная, а задняя имеет приспособление для крепления рамы буровых установок, соединительного шланга для пневмотормозов и кабеля электрооборудования.

Техническая характеристика транспортной базы ТБ-15

Грузоподъемность, т	16
Масса без нагрузки, кг	4000
Максимальная скорость с полной нагрузкой, км/ч	40
Габаритные размеры, мм:	
длина передней тележки	3850
длина задней тележки	3682
ширина	2638
Высота без нагрузки, мм:	
передней тележки	1254
задней тележки	1150

Тракторный поезд сидельный ТПС служит для перевозки геологоразведочного оборудования, незатаренных и сыпучих грузов, пригоден для внутрихозяйственных дорог в различных условиях.

Поезд ТПС состоит из серийно выпускаемого трактора К-701 с сидельным устройством МАЗ-504 и полуприцепа-платформы. Навесное оборудование трактора снято. Устройство полуприцепа позволяет буксирование его тягачами КраЗ-258, КраЗ-255В.

Грузоподъемность поезда ТПС с автомобилем-тягачом определяется исходя из технических параметров указанных тягачей.

Краткая техническая характеристика поезда ТПС

Грузоподъемность, т	19
Полная масса поезда, кг	35 600
Максимальная скорость движения, км/ч	30
Габаритные размеры, мм:	
длина	14 370
ширина (по полуприцепу)	2 720
высота (по трактору)	3 465

Поезд тракторный самосвальный ПТС-16 используется для перевозки и разгрузки различных сыпучих материалов в ГРП и ГРЭ. Он состоит из трактора «Кировец К-701», самосвального полуприцепа грузоподъемностью 16 000 кг.

Прицеп, тяжеловозный, автомобильный, ПТА предназначен главным образом для транспортировки тяжелых грузов. Грузоподъемность его 21 500 кг.

Автопоезд-самопогрузчик АС-28 используется в практике нефтегазового бурения для самопогрузки, транспортировки и саморазгрузки тяжелого негабаритного неделимого оборудования, контейнеров КЦМ-5, сыпучих материалов в таре.

Агрегат АС-28 состоит из седельного тягача КраЗ-255В, специального трехосного полуприцепа и погрузочно-разгрузочного устройства. Последнее состоит из гидропривода, тяговой двух-барabanной лебедки с канатом и грузовых роликов. Грузоподъ-

емность поезда 28 т, максимальная скорость движения с нагрузкой 55 км/ч.

Тракторная тележка — самосвал ТТС-9 используется для перевозки незатаренных сыпучих материалов и других грузов по проселочным дорогам и бездорожью. Основные узлы и детали ТТС-9: рама с дышлом, балансирующая тележка, тягово-сцепное и опорное устройство, кузов, механизм для опрокидывания и пневматические тормоза.

Балансирующая тележка состоит из двух балансиров с колесами и оси. Балансиры представляют собой сварную конструкцию коробчатой формы. Тележка к раме крепится с помощью крышек, бугелей, болтов.

Кузов корытообразной формы, цельнометаллический, сварной. Задняя стенка откидная, чем обеспечивается кроме прямого назначения транспортировка длинномерных грузов.

Механизм опрокидывания имеет два телескопических гидравлических цилиндра, шестеренчатый гидронасос НШ-32, масляный бак и распределитель Р75-13А. Гидронасос приводится в действие от двигателя тягача через коробку отбора мощности и коробку-муфту включения. Грузоподъемность тележки 9 т, масса 4200 кг.

Тележка тяжеловозная ТТ-25 применяется для перевозки тяжелых неразборных узлов буровых установок нефтегазового бурения. В качестве тягачей используются тракторы С-100; Т-100М; ДЭТ-250; К-701; Т-180 и специальные гусеничные тягачи.

Тележка ТТ-25 представляет собой двухосный тяжеловозный прицеп на арочных с жесткой балансировкой подвесных колесах. Конструкция ТТ-25 состоит из сварной рамы-платформы, балансирующей тележки, передней оси с колесами, дышла, пневматических тормозов и ручного стояночного тормоза; борта тележки съемные. Балансирующая тележка состоит из двух балансиров, установленных на общей оси, концы последней имеют гнезда с резиновыми подушками для осей колес.

Грузоподъемность тележки ТТ-25 25 т, масса 7000 кг.

Подкатные тележки ТП-ЗИФ-1200 состоят из передней и задней подкатных поворотных тележек, двух подъемных и двух поддерживающих устройств, узлов и деталей для оборудования основных блоков. Тележка ТП-ЗИФ-1200 имеет тормозную систему и световые приборы, она предназначена для перевозки по бездорожью и проселочным дорогам станочного и насосного блоков буровых установок ЗИФ-1200. В качестве тягачей используются тракторы С-100; Т-100М; Т-130А; ДЭТ-250; К-701; Т-180 и др. Тележка ТП-ЗИФ-1200 имеет относительно ограниченное применение, грузоподъемность ее 13 т.

Трубная тележка Т-300 используется для перемещения колонковых, бурильных, утяжеленных и обсадных труб в пределах околосысечной площадки. Применение тележки при спу-

ско-подъемных операциях улучшает условия труда и снижает травматизм. Грузоподъемность тележки 300 кг, масса 18 кг.

Автопоезд-цистерна АПЦ-27 состоит из автоцистерны АЦ-8,5 и прицепа-цистерны ПТЦ, предназначена для перевозки технической воды и нефтепродуктов в тяжелых дорожных условиях.

Автомобиль КрАЗ-255Б с установленной на нем цистерной вместимостью 8,5 тыс. л образует автоцистерну АЦ-8,5.

Трехосный тяжеловозный прицеп с установленной на нем цистерной вместимостью 18 500 л называют прицеп-цистерной ПТЦ.

Общая масса с полной нагрузкой дизельным топливом составляет 27 000 кг.

Наибольшая скорость движения с нагрузкой 40 км/ч.

Транспортная цистерна ПЦ-18,5 состоит из собственно сварной цистерны вместимостью 18,5 тыс. л, прицепа и пожарного оборудования. В качестве тягачей используются автомашины КрАЗ-255Б и трактор К-701. Прицеп состоит из рамы, подкатной тележки, передней и задней подвесок, осей с колесами. В комплект пожарного оборудования входят два ручных углекислых огнетушителя ОУ-5 и штырь заземления для отвода статического электричества.

Масса ПЦ-18,5 без нагрузки 10 000 кг, а с нагрузкой до 25 000 кг.

Тракторный полуприцеп-цистерна ППЦ-10 состоит из цистерны вместимостью 16 000 л, полуприцепа и пожарного оборудования. В качестве тягачей служат тракторы ТС-1 и трактор К-701 с седельным устройством.

Глава 3

МЕХАНИЗАЦИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Спуско-подъемные операции (СПО) являются наиболее трудоемким и непроизводительным производственным процессом в бурении. С ростом скоростей бурения, вызванных внедрением новой техники и технологии проходки разведочных скважин, увеличиваются относительные затраты времени на СПО. Время на СПО увеличивается также с ростом средних глубин скважин. Так, по данным за 10-летие с 1959 по 1970 г. скорость бурения увеличилась с 260 до 360 м/ст.-мес., при этом время на вспомогательные операции возросло с 25,4 до 32,8 % [12]. В отдельных случаях оно может достигать 80 % от рейсового рабочего времени. Это объясняется тем, что с ростом механических скоростей бурения при одних и тех же рейсовых проходках чаще приходится поднимать снаряд для извлечения керна и смены коронки. С ростом глубины скважины время на СПО также, естественно, увеличивается. Поэтому одной из важнейших проблем повышения производительности бурения разведочных скважин является снижение доли СПО в общем балансе рабочего

времени. Это снижение может идти за счет как внедрения съемных керноприемников, гидравлических способов подъема керна и других принципиальных новшеств, так и дальнейшей механизации СПО.

Существуют две группы факторов, влияющих на продолжительность СПО. Первая влияет на объем СПО, вторая — на скорость их выполнения [12]. К первой группе относятся: глубина скважин и величина средней проходки за рейс; ко второй: скорость подъема инструмента, длина свечей, скорость подъема и спуска порожнего элеватора, степень механизации и автоматизации СПО и квалификация бурильщиков.

Для известных способов бурения пути снижения времени на СПО в первую очередь следующие: а) применение двойных удлиненных колонковых труб при алмазном бурении, уменьшающих самозаклинку керна и увеличивающих тем самым длину рейса; б) увеличение высоты буровых вышек (мачт); в) внедрение бескернового бурения; г) механизация и автоматизация СПО. Очевидно, в каждом конкретном случае требуется инженерный расчет для оценки выгодности того или иного мероприятия, так как указанные пути влияют на другие факторы, увеличивающие время СПО и уменьшающие производительность бурения. Так, например, бурение двойной колонковой трубой несколько медленнее, чем одинарной, вследствие увеличенной площади торца коронки, а применение более высоких буровых вышек требует больше затрат времени на их монтаж-демонтаж и перевозку.

Вероятно, в ближайшие годы технология СПО останется прежней, т. е. состоящей из операций свинчивания-развинчивания бурового инструмента на отдельные свечи, захвата их элеватором и установки (или взятия) в вертикальные пакеты. Поэтому механизация этих трудоемких операций остается одной из главных задач совершенствования СПО. Это не исключает сокращения СПО за счет мероприятий по увеличению длины рейсов, внедрению съемных керноприемников, увеличению скорости подъема и спуска, совмещению спуско-подъемных операций и др. Наоборот, комплексный подход к решению проблемы сокращения времени на СПО позволит в более короткий срок добиться ощутимых результатов.

В последние годы механизация СПО шла по двум основным направлениям: 1) создания отдельных средств механизации; 2) создания комплекса механизмов.

К отдельным средствам механизации относятся трубообразователи, полуавтоматические элеваторы, свечекладчики и т. д. Комплексы представлены АСП-111, комплексом «СПС-Воркута» и КМ-2. В табл. 3.1 приведена классификация средств механизации по принципу взаимодействия со свечой [12]. Остановимся подробно на основных конструктивных особенностях наиболее известных механизмов.

§ 1. ТРУБОРАЗВОРОТЫ

Для свинчивания-развинчивания свечей бурильных труб разработаны конструкции труборазворотов двух типов (см. табл. 3.1). Первый — механизмы, устанавливаемые на устье скважины на весь период бурения скважины. Их конструктивная особенность — замкнутый корпус редуктора с центральным отверстием, через которое пропускается колонна бурильных труб. Второй — механизмы, находящиеся в стороне от устья скважины и подводимые к нему в период свинчивания или развинчивания очередного замкового соединения. Их конструктивной особенностью является разрезной редуктор, благодаря которому механизм сбоку наводится на свечу.

Труборазвороты, устанавливаемые на устье скважины, имеют индивидуальный электрический или гидравлический привод или приводятся от бурового станка. Наиболее известными механизмами этого типа являются: ПО-47А, ПО-47Б, ПО-49А, РТ-1200, АПР-2 и др. Из них первые три в настоящее время не выпускаются. Для уменьшения номинальной мощности привода у них имеется маховик. Механизмы «Урал-1», «Урал-2», АПР-2 и др. сблוקированы со спайдером, с остальными механизмами применяется подкладная вилка. Все труборазвороты первого типа имеют водило с подкладной вилкой, с помощью которых осуществляется свинчивание-развинчивание замковых соединений.

Все механизмы с разрезным редуктором, наводимые на свечу сбоку, имеют индивидуальный привод, электрический, гидравлический или пневматический. Исключение — труборазворот конструкции Карповского, имеющий привод от шпинделя бурового станка. Они монтируются около устья скважины на колонке с подвижной кареткой или подвешиваются на канате, подобно машинным ключам. Механизмы с разрезным редуктором, к которым относятся АКБ, АГК-1, ПБК и др., применяются совместно с клиновым захватом при бурении нефтяных и газовых скважин. Испытания труборазворота ПО-52 подобного типа при бурении разведочной скважины показали отрицательный результат вследствие неудобства работы с замками, имеющими прорези. Кроме того, конструкция ПО-52 оказалась сложной и дорогой: Вероятно, поэтому труборазвороты с разрезным редуктором не нашли применения при колонковом бурении. Надо полагать, что с широким распространением бурения с ССК и гладкоствольной колонкой бурильных труб конструкторы вернутся к труборазворотам этого типа.

Труборазворот РТ-1200 имеет цилиндрический двухступенчатый редуктор, в котором конические радиально-упорные подшипники заменены менее дефицитными радиальными. Труборазворот РТ-1200 (рис. 3.1) состоит из вращателя 1, центратора 2, набора подкладных вилок 3, набора ведущих вилок 4, электродвигателя с кожухом 5, пусковой аппаратуры 6 и рамы 7.

Вращатель механизма РТ-1200 (рис. 3.2) представляет собой редуктор с двумя парами прямозубых цилиндрических колес, размещенных в корпусе 7, соединяемом с крышкой 16 болтами 5. Вращение от электродвигателя передается через полу-

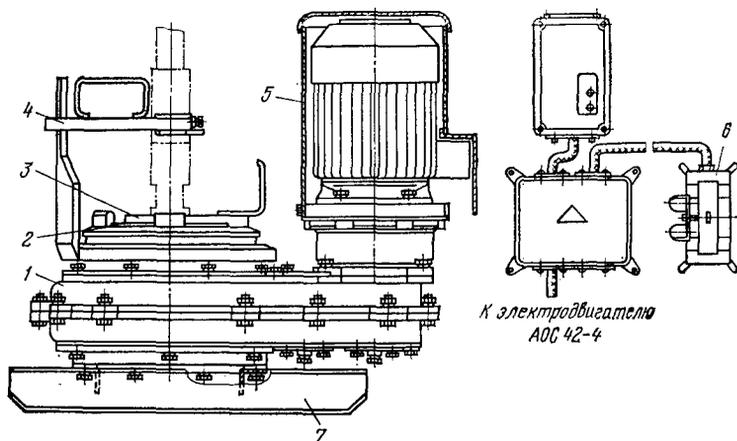


Рис. 3.1. Труборазворот РТ-1200

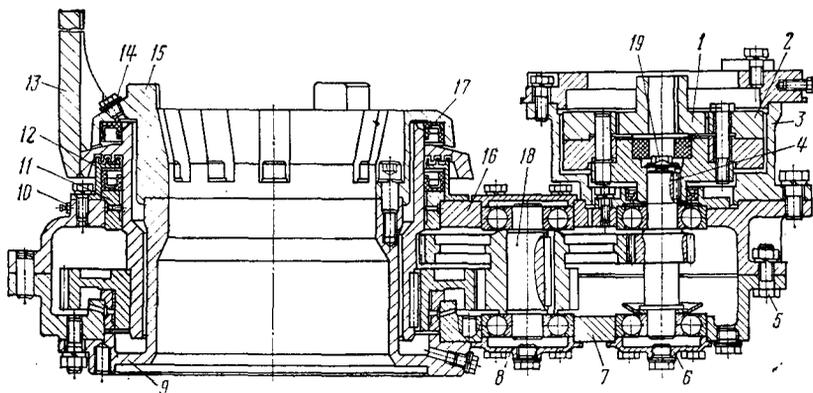


Рис. 3.2. Вращатель механизма РТ-1200

муфту 1 и сдвоенный маховик 2, находящиеся в промежуточном корпусе 3, на первичный вал редуктора 4. Маховик к валу редуктора крепится болтом 19. Ведомая шестерня второй пары редуктора, включающая вал 18, насажена на корпус водила 1; и передает ему вращение. К корпусу редуктора 7 крепится основание 9, на верхнем торце которого установлено кольцо для подкладной вилки 15. Центратор имеет отверстие для прохода

инструмента диаметром не более 152 мм. При большем диаметре долота или коронки центратор необходимо отсоединять от кольца для подкладной вилки.

Во вращателе для герметичности масляной ванны предусмотрены лабиринты 12 и манжетные уплотнения 17. Масляная ванна заливается автолом через отверстие в крышке 16. Масло спускается по отверстию в нижней части корпуса 7.

Втулка 11 и верхнее манжетное уплотнение дополнительно смазываются солидолом Л через масленку 10 и пробку 14. В крышках 6 и 8 также имеются отверстия для спуска масла.

В настоящее время применяется модернизированный трубо-разворот РТ-1200М. В отличие от РТ-1200 у него имеется более надежная соединительная муфта, обеспечивающая больший срок службы электродвигателя и механизма в целом. Кроме того, РТ-1200М укомплектован ведущими вилками новой конструкции, которые более удобны и безопасны в работе.

Техническая характеристика трубо-разворота РТ-1200М

Максимальный крутящий момент, Н·м	3500
Частота вращения водила, об/мин	75
Время свинчивания и развинчивания, с	4—5
Тип редуктора	Двухступенчатый с цилиндрическими зубчатыми парами
Передаточное число редуктора	19
Диаметр проходного отверстия, мм	205
Электродвигатель (тип)	АОЛС2-31-4В с влагостойкой изоляцией клас- са В и клеммной коробкой К-3
Мощность, кВт	3
Частота вращения, об/мин	1350
Пускатель	ПМЕ-224 магнит- ный реверсивный
Кнопка управления	КУ-123-2 в водо- защитном испол- нении
Выключатель	АП50-2МЗТН ав- томатический
Габаритные размеры, мм:	
длина	885
ширина	495
высота:	
до верха электродвигателя	760
до верха кромки крышки	376
Масса (без вилок), кг	246

Автоматическая приставка к труборазворотам ПО-49 и РТ-1200

Труборазвороты типа ПО и РТ не исключают полностью ручной труд из операций свинчивания и развинчивания свечей бурильных труб. Помощнику бурильщика помимо включения и выключения механизма каждый раз приходится подставлять и убирать подкладную и ведущую вилки. Для исключения этой

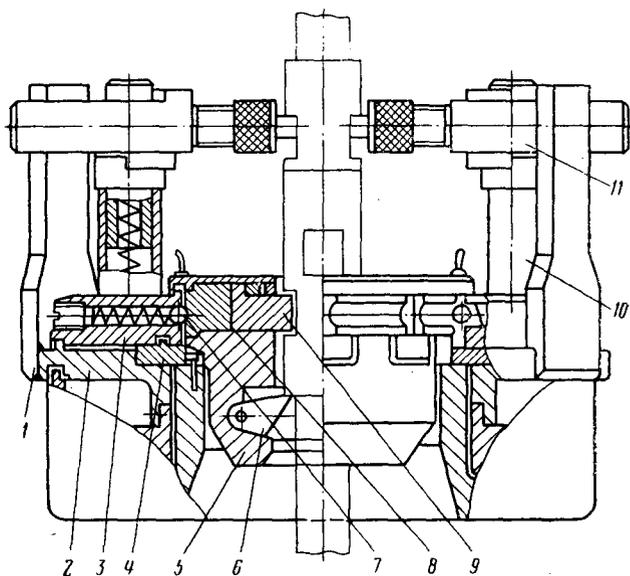


Рис. 3.3. Автоматическая приставка к труборазворотам РТ-1200 и ПО-49

ручной операции Иркутским геологическим управлением разработана приставка для работы без подкладной и ведущей вилок.

Автоматическая приставка к труборазворотам РТ-1200 и ПО-49 (рис. 3.3) включает водило 1, планшайбу 2, кольцо-корпус 3, стопорное кольцо 4, вкладыш 5, механизм ориентации 6 и механизм зажима бурильных труб, в котором размещены две плашки 9, перемещаемые в радиальном направлении с помощью нажимного диска 8, имеющего внутреннюю клиновую поверхность. Механизм зажима и вращения свечи выполнен в виде кольца-корпуса с радиальными гнездами для шариковых упоров 7, вертикальными колонками 10 и рычагами 11 с установленными в них вкладышами. Рычаги и колонки выполнены с упорами для ограничения угла поворота рычагов в положении «Разжато» или «Зажато». Механизм ориентации выполнен в виде эксцентриковых кулачков и штока. При спуске снаряда

в скважину эксцентрикковые кулачки устанавливаются в положение «Открыто».

Эlevator при спуске очередной свечи торцом нажимает на шток, кулачки поворачиваются, подхватывают снаряд под муфту замка и удерживают колонну бурильных труб на весу. Затем эlevator снимается и следующая свеча устанавливается для соединения с колонной, спущенной в скважину. При включении электродвигателя расположенные на планшайбе водила поворачивают при вращении рычаги, которые зажимают муфту наращиваемой свечи. Одновременно с вращением кольца-корпуса шариковые упоры поворачивают нажимной диск, вследствие чего плашки перемещаются в радиальном направлении и зажимают муфту замка. По окончании свинчивания резьбового соединения в результате возникшей перегрузки во вкладышах срабатывает переключатель и электромотор начинает вращаться в обратную сторону. При этом водила разворачивают рычаги до упора и поворачивают за них кольцо-корпус, которое, взаимодействуя с нажимным диском, разводит нижние плашки, освобождая замок. Колонна бурильных труб приподнимается, эксцентрикковые кулачки автоматически открывают отверстие — и бурильный инструмент свободно опускается в скважину.

При подъеме колонны бурильных труб эксцентрикковые кулачки устанавливаются в положение «Закрыто». В момент остановки колонны кулачки подхватывают ее под замок.

Колонна бурильных труб развинчивается в той же последовательности, меняется только направление вращения.

Техническая характеристика приставки

Диаметр бурильных труб	42—63
Крутящий момент, Н·м	3500
Частота вращения планшайбы, об/мин	50
Время свинчивания или развинчивания одного резьбового соединения с зажимом или разжимом, с	6—8
Габаритные размеры, мм:	
длина	820
ширина	480
высота до верхнего водила	620
Масса, кг	365

Полуавтомат для свинчивания и развинчивания бурильных труб (спайдер-разворот «Урал-2»)

Спайдер-разворот «Урал-2» разработан с той же целью, что и автоматическая приставка — полностью механизировать операции свинчивания и развинчивания свечей бурильных труб.

Особенностью механизма является принудительное расклинивание бурильных труб плашками посредством штока гидроцилиндра, приводимого в действие масляным насосом бурового станка.

Слайдер-разворот (рис. 3.4) состоит из гидравлического трубодержателя *I*, механизма свинчивания труб (ПО-49Б, другой трубразворот) *II* и механического ключа инерционного типа *III*.

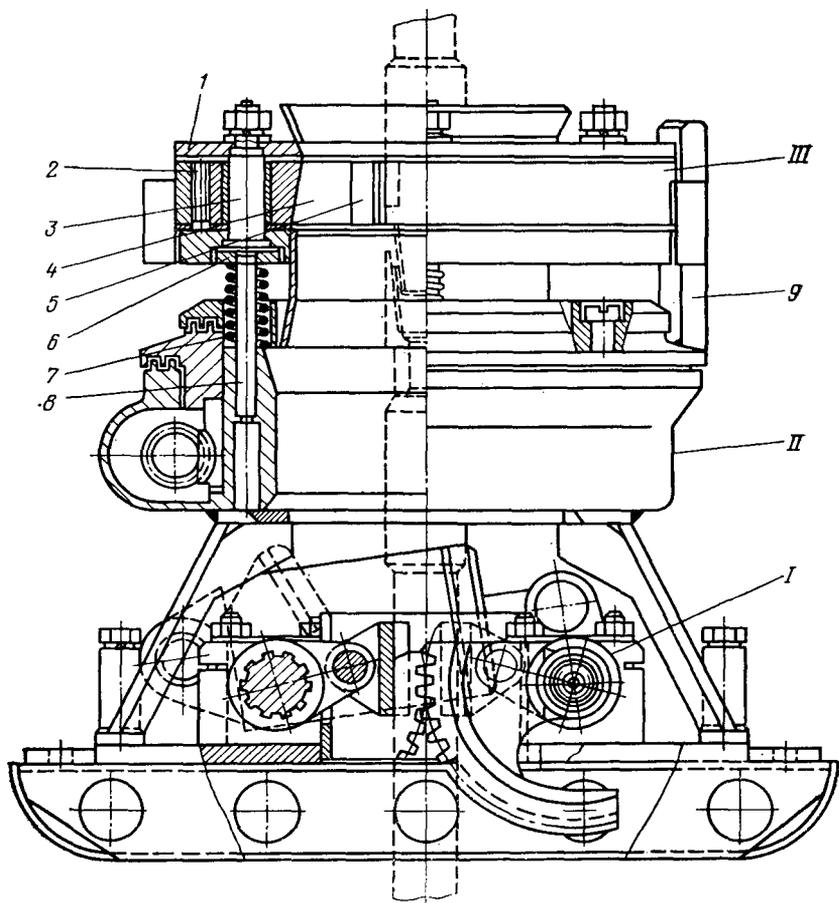


Рис. 3.4. Слайдер-разворот «Урал-2»

Гидравлический трубодержатель расположен в нижней части слайдера-разворота на плите основания. Он состоит из гидравлического цилиндра, связанного штоком с кривошипом приводного вала, на рычаге которого закреплена зажимная плашка. При подаче масла в полость цилиндра происходит зажатие бурильных труб плашками или их освобождение. Наибольшее усилие гидроцилиндра 50 кН.

Над гидравлическим трубодержателем установлен трубразворот *II* с измененным водилом и укороченным основанием, при-

водящий в действие ключ инерционного типа III. Последний состоит из венца 1 с внутренним зацеплением, вращающегося между двумя дисками 2. Диски 2 посредством четырех пальцев 3, на которых шарнирно насажены зубчатые кулачки 4, связаны с зажимными плашками 5.

Вращение от водила труборазворота 9 передается на зубчатый венец, находящийся в постоянном зацеплении с кулачками.

Ключ в сборе смонтирован на диске 6, который подвешен на пружинах 7 и входит шестью пальцами 8 в отверстия труборазворота. Диск имеет только осевое перемещение. Свободная подвеска ключа позволяет ему автоматически подниматься или опускаться при развинчивании или свинчивании труб. При осевом несоответствии резьб соединения предусмотрено свободное радиальное перемещение ключа.

При спуске колонны бурильных труб место зажима свечи определяется визуально по положению элеватора. При включении гидравлической части станка свеча зажимается труборержателем за гладкую часть на расстоянии 50—70 мм ниже муфты замка. После установки на муфту очередной свечи и приспуска элеватора включается труборазворот. Вследствие удара водила по выступам обода, инерционности масс дисков 2 с зубчатыми кулачками и пальцами и трения ключа о диск 6 кулачки поворачиваются и зажимают плашками бурильную трубу. Свеча начинает навинчиваться. По окончании операции свинчивания труборазворот переключается на обратное вращение, водило ударяет по обратной стороне выступов обода венца, который, поворачивая зубчатые кулачки в противоположном направлении, освобождает бурильную трубу. При этом полностью открывается проходное отверстие механизма. При подъеме снаряда рабочие операции повторяются в обратном порядке.

Техническая характеристика спайдера

Тип труборержателя	Гидравлический, рычажный
Рабочее давление гидросистемы, МПа	5
Усилие на штоке гидроцилиндра, кН	50
Усилие зажатия трубы, кН	100
Тип редуктора вращателя	Червячный
Мощность привода вращателя, кВт	2,8
Частота вращения, об/мин	56
Тип автоматического ключа	Инерционный
Диаметр проходного отверстия труборержателя, мм	155
Диаметр бурильных труб (при сменных плашках), мм	42 и 50

Трубоподъемная установка ТУ-100/8. При ликвидации разведочных и гидрогеологических скважин довольно часто прихо-

дится извлекать обсадные трубы. Как правило, это трудоемкая и длительная операция, требующая значительной доли ручного труда для развинчивания труб. Для этой цели Иркутским геологическим управлением разработана трубоподъемная установка ТУ-100/8, которая монтируется на тракторе С-100. Установка состоит из трубоподъемника, насосной станции с пультом управления, лебедки и мачты с механическим приводом, генератора мощностью 50 кВт, распределительной коробки с механизмами привода генератора и привода винтов опорной плиты, самой плиты для трубоподъемника и металлического каркаса с укрытием.

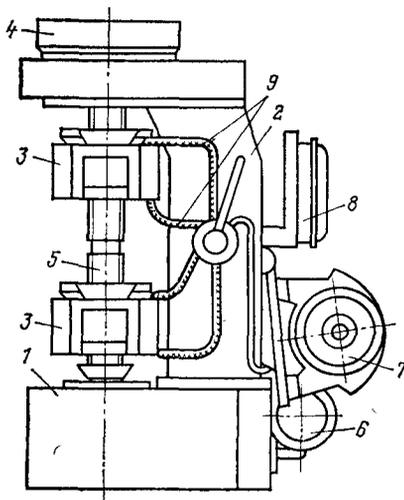


Рис. 3.5. Трубоподъемник с автоматическим перехватом

Трубоподъемник с автоматическим перехватом (рис. 3.5) включает корпус подъемника 1, коробку скоростей 2, две траверсы с гидравлическим клиновым захватом труб — верхнюю и нижнюю 3, механический ключ для развинчивания труб 4, винт с левой и правой резьбой 5, насос 6, электродвигатель 7, электропусковую аппаратуру 8 и систему трубопроводов 9.

Управление трубоподъемником осуществляется с единого пульта насосной станции. Установка может работать в автоматическом режиме. Принцип ее работы состоит в следующем. После подведения установки к скважине с нее опускается на ражи опорная плита с трубоподъемником и центрируется. При этом выступающая часть колонны обсадных труб должна войти в клиновую захват нижней траверсы. Затем запускается генератор и включается пульт управления. Вращение от электродвигателя через систему шестерен передается винтам, связанным с траверсами. Так как каждый из винтов имеет резьбы, левую и правую, верхняя траверса с зажатой в ней трубой перемещается вверх (рабочий ход), а нижняя с освобожденным захватом — вниз (холостой ход). Захваты представляют собой специальные золотниковые устройства, связанные с электромагнитами. При достижении траверсами крайних положений срабатывают концевые переключатели и электродвигатель начинает вращаться в обратную сторону. Одновременно идет переключение захватов траверс — захват нижней траверсы зажимается, а верхней — разжимается и происходит автоматический перехват. Затем траверсы начинают сближаться и рабочий ход

выполняет нижняя, а холостой — верхняя. Далее операции по извлечению труб повторяются.

При подходе к ключу резьбового соединения извлечение колонны приостанавливается, а верхняя труба отвинчивается и убирается. После этого подъем колонны обсадных труб продолжается.

Положительная конструктивная особенность трубоподъемника — совмещение рабочего и холостого ходов траверс с автоперехватом.

Техническая характеристика трубоподъемной установки

Грузоподъемность, т:	
на I скорости	100
на II скорости	40
Наибольший диаметр извлекаемых труб с муфтовым соединением, мм.	219
Время подъема 1 м труб, мин:	
на I скорости	10
на II скорости	4
Время холостого хода траверсы при подъеме 1 м трубы, мин.	4
Рабочий ход траверсы, мм.	500
Частота вращения планшайбы с водилом при развинчивании обсадных труб, об/мин	42
Наибольший крутящий момент на водиле, Н·м	5000
Мощность электродвигателя, кВт.	14
Габаритные размеры, мм:	
длина	1275
ширина	1200
высота до верха водила	1550
Масса, кг.	2130

§ 2. ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ЭЛЕВАТОРЫ

Полуавтоматические элеваторы предназначены для проведения спуско-подъемных операций без верхового рабочего. В отличие от обычного элеватора с помощью полуавтоматического механизмируется дополнительно операция захвата и освобождения верхнего конца свечей бурильных труб при производстве СПО.

Применяемые полуавтоматические элеваторы по способу надевания их на свечу при подъеме колонны бурильных труб делятся на две группы: элеваторы, надеваемые на свечу сбоку и элеваторы, надеваемые на свечу сверху.

Элеваторы, надеваемые на свечу сбоку

Элеватор МСП-5 (рис. 3.6). Он состоит из вертлюжной скобы 1, которая через подвесок 4 на оси 3 соединяется пальцами 5 с корпусом элеватора 6. На оси 3 установлен

направляющий ролик 2, который при спуске и подъеме элеватора обеспечивает его качение по свече. К правой подвеске элеватора крепится отражатель 8, отводящий вертлюжную скобу от оси свечи в момент начала опускания элеватора.

Разрезной корпус элеватора перекрывается сектором 9, соединенным с корпусом шарнирно. В закрытом положении сектор

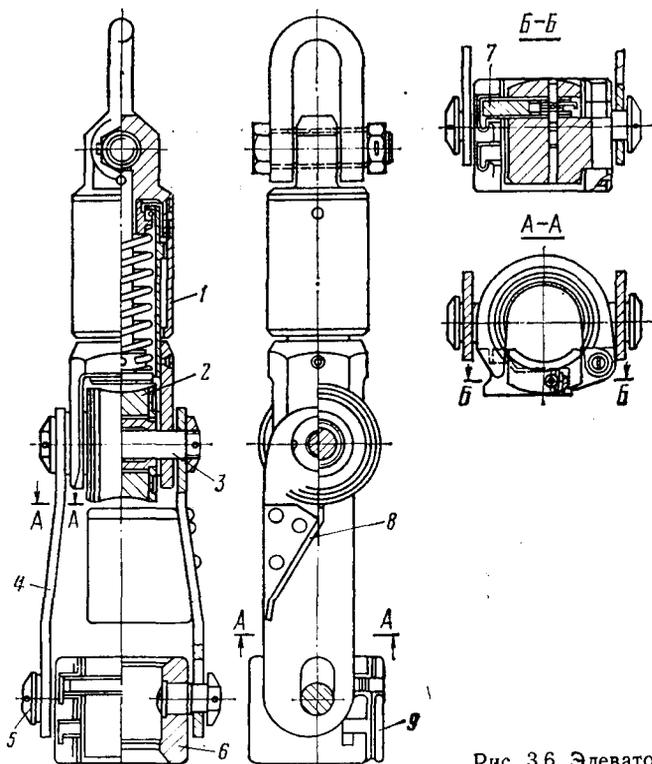


Рис. 3.6. Элеватор МСР-5

фиксируется подпружиненной защелкой 7. При открывании корпуса защелка выводится из гнезда, а сектор поднимается вверх и откидывается в сторону.

Для захвата свечи элеватором при подъеме бурильной колонны на ее замок надевается подъемная муфта, аналогичная наголовнику, входящему в комплект элеватора МЗ-50-80.

Подъем с элеватором. На очередную свечу надевается подъемная муфта. Опущенный элеватор с открытым сектором наводят на свечу сбоку ниже муфты и закрывают сектором. Затем свечу поднимают и устанавливают на подкладную вилку. По окончании отвинчивания свечи приподнимается лебедкой и с помощью помощника бурильщика устанавливается на под-

свечник таким образом, чтобы элеватор мог скользить по свече вниз. Это достигается при установке свечей на подсвечнике на расстоянии 0,25—0,3 м друг от друга. После спуска элеватора его снимают со свечи и подводят к устью скважины. Затем цикл повторяется.

При подъеме следующей свечи предыдущая, установленная на подсвечнике с зазором, подвигается к пакету свечей.

Спуск с элеватором. При спуске все операции с элеватором повторяются в обратном порядке. После спуска свечи в скважину элеватор снимают и надевают на очередную свечу, находящуюся на подсвечнике. Предварительно ее отодвигают от пакета свечей. Затем с опущенной свечи снимают подъемную муфту, а элеватор поднимают по следующей свече лебедкой до захвата ее за подъемную муфту. Затем свечу приподнимают и перемещают к устью скважины. Далее повторяются те же приемы, что и при работе с обычным кольцевым элеватором. Элеватор МСП-5 является единственным неосвобождающимся элеватором, т. е. для его снятия со свечи необходимо открывать затвор. Его модернизированный аналог МСП-5-МЗ.

К преимуществам элеватора относятся:

- 1) возможность использования элеватора при наклонном бурении;
- 2) возможность работы с колонной бурильных труб, на которые надеты протекторные резиновые кольца диаметром до 80 мм;
- 3) надежность работы в зимнее время;
- 4) сравнительная простота конструкции.

Недостатки элеватора:

- 1) невозможность применения свечекладчиков. Помощнику бурильщика приходится выполнять дополнительные операции при установке свечей в пакет;
- 2) возможность заклинивания элеватора между соседними свечами во время спуска элеватора по свече к устью скважины;
- 3) необходимость применения наголовников.

Техническая характеристика элеватора МСП-5-МЗ

Грузоподъемность, т	9,5
Диаметр бурильных труб, мм	50
Габаритные размеры, мм:	
высота	655
ширина	215 X 150
Масса, кг:	
одного наголовника ОГ-1	3,25
элеватора	35

Элеватор МЗ-50-80. Он предназначен для производства спуско-подъемных операций с бурильными трубами муфтово-замкового соединения диаметром 50 мм. Элеватор используется

В комплекте с наголовниками стержневого типа, надеваемыми на муфты бурильных замков. На бурильные трубы могут быть надеты резиновые протекторные кольца диаметром 80 мм.

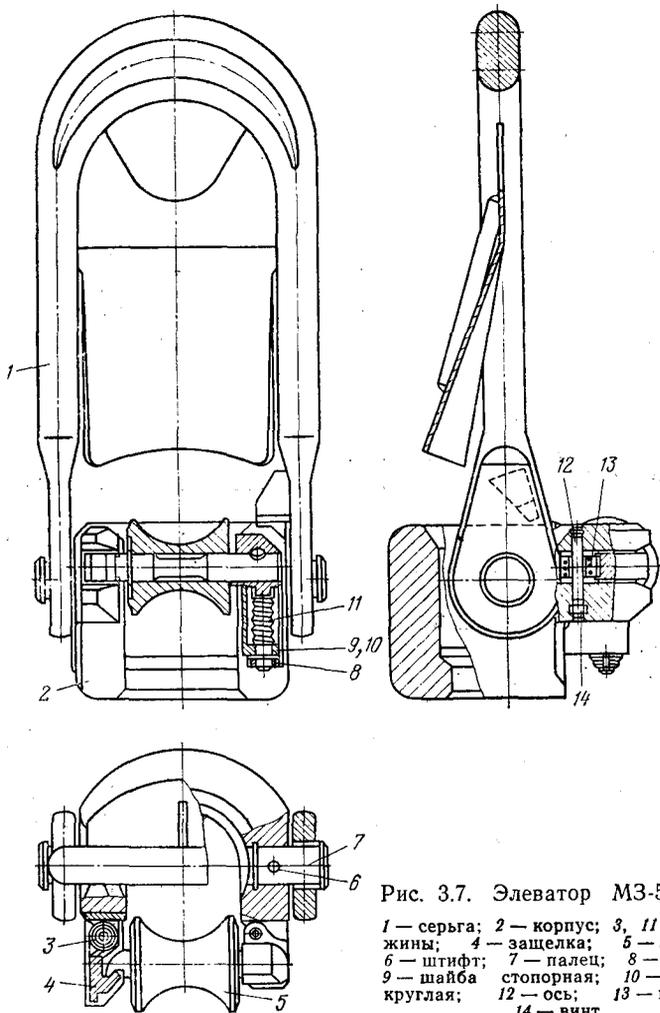


Рис. 3.7. Элеватор МЗ-50-80:

- 1 — серьга; 2 — корпус; 3, 11 — пружины;
- 4 — защелка; 5 — затвор;
- 6 — штифт; 7 — палец; 8 — гайка;
- 9 — шайба стопорная; 10 — шайба круглая;
- 12 — ось; 13 — втулка;
- 14 — винт

Элеватор МЗ-50-80 (рис. 3.7) состоит из серьги 1, корпуса 2 и затвора 5. К серьге приварены пластина отражателя и бобышка. Отражатель препятствует попаданию верхнего конца свечи между серьгой и корпусом элеватора и отталкивает элеватор от извлеченной из скважины свечи при ее установке на подсвечник. Бобышка ограничивает поворот серьги относительно корпуса.

Подковообразный корпус соединяется с серьгой шарнирно посредством запрессованных в корпус пальцев 7. Прорезь корпуса перекрывается затвором, на горизонтальную ось которого свободно посажен ролик. В закрытом положении затвор удерживается подпружиненной защелкой 4. Опорный бурт в нижней части корпуса предназначен для подхватывания свечи при производстве СПО.

Наголовник (рис. 3.8) состоит из корпуса 1, стержня 2, винта 3 и головки 4. На муфту бурильного замка наголовник надевается как обычный элеватор кольцевого типа и удерживается стержнем, нижняя конусная часть которого входит внутрь резьбовой расточки в муфте. Верхняя часть корпуса служит опорным буртом.

Подъем с элеватором. Под наголовник, надетый на верхнюю часть свечи, наводится сбоку элеватор с открытым затвором. Колонна поднимается на величину свечи и подвешивается на подкладной вилке. Свеча отвинчивается, устанавливается на подсвечник, а элеватор, повернутый прорезью в сторону пакета свечей, опускается. При этом отражатель скользит по наголовнику и элеватор освобождается.

Спуск с элеватором. На свечу, отделенную от пакета, надевается сбоку элеватор и затвор закрывается. Элеватор поднимается, скользя по свече благодаря ролику затвора и достигнув наголовника, подхватывает свечу. Последняя затем устанавливается на устье скважины, навинчивается на подвешенную часть колонны и опускается в скважину. После постановки ее на подкладную вилку элеватор снимается и убирается наголовник.

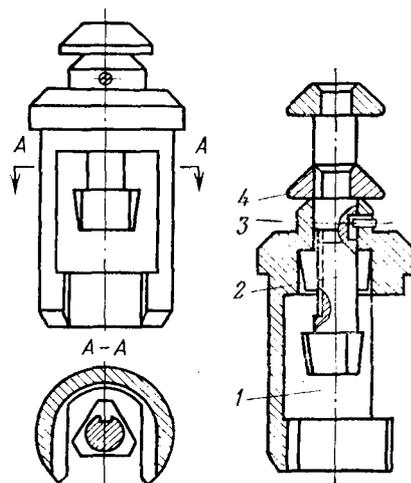


Рис. 3.8. Наголовник

Техническая характеристика элеватора МЗ-50-80

Грузоподъемность (номинальная), т 7,5

Габаритные размеры, мм:

высота	540
ширина	214

Масса, кг:

элеватора	25,6
наголовника	4,0

Полуавтоматический элеватор ЭН2-20 (рис. 3.9) разработан на базе элеватора МЗ-50-80. Он состоит из подвески и запорного

устройства. Подвеска предназначена для подвешивания элеватора к вертлюгу-амортизатору талевой системы буровой установки и захвата наголовника, надеваемого на верхний конец буровой свечи. Она представляет собой корпус в сборе с серьгой.

Серьга сварная и состоит из двух щек 1, отражателя 2 и бобышки 3. Она соединяется с корпусом шарнирно при помощи

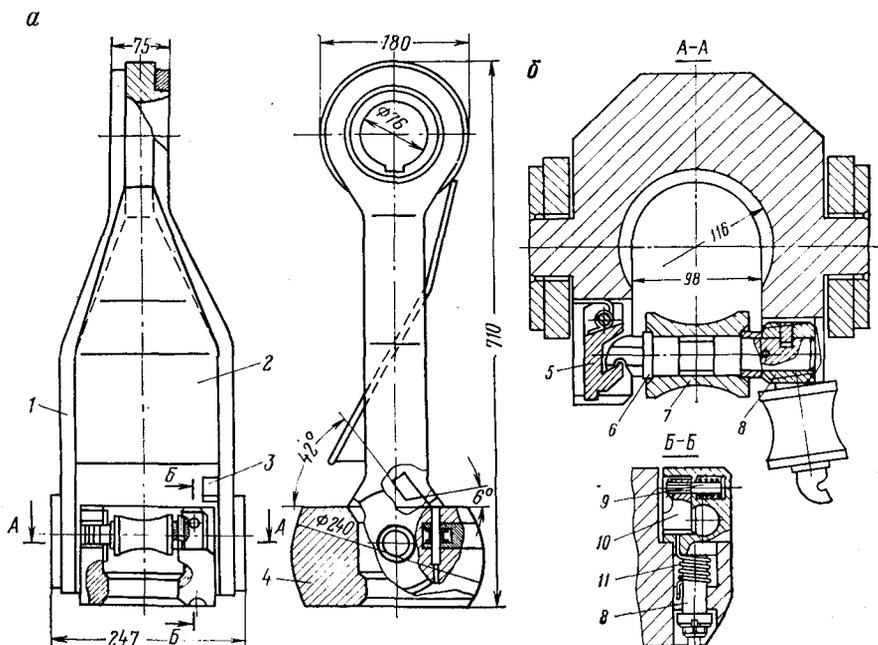


Рис. 3.9. Полуавтоматический элеватор ЭН2-20:

a — общий вид; *б* — разрез по АА

цапф. Угол поворота серьги относительно корпуса ограничивается бобышкой. У корпуса 4 имеется цилиндрическая расточка с опорным конусным буртом под наголовник, зев и паз под защелку.

Запорное устройство служит для фиксации элеватора на буровой свече и состоит из защелки 5, удерживающей ось 6 со свободно сидящим на ней роликом 7. Противоположный конец оси вставлен в шкворень 8, который шарнирно закреплен в правой бобышке корпуса. Ось удерживается в шкворне пружинным фиксатором 10.

Из рабочего положения в нерабочее ось выводится при освобождении защелки под действием пружины 11. При этом она поворачивается вместе с роликом против часовой стрелки, освобождая зев корпуса элеватора.

Ось с роликом можно отсоединить от элеватора путем нажатия на головку винта 9 и выведения фиксатора из зацепления с осью.

Наголовник для работы с элеватором ЭН2-20 изображен на рис. 3.8. Порядок работы с элеватором ЭН2-20 такой же, как и с элеватором МЗ-50-80.

Техническая характеристика элеватора ЭН2-20

Максимальная грузоподъемность, т	22
Допускаемая кратковременная нагрузка, Н	392 264
Габаритные размеры, мм:	
элеватора	240 × 247 × 710
наголовника	110 × 214
Масса, кг:	
элеватора	53,6
наголовника	5,65

Элеватор конструкции Неймета (рис. 3.10). Он состоит из подвешенного устройства вертлюжного типа 1, цилиндрического корпуса с отражателем 2 и разрезного запорного кольца 3. В корпусе имеется боковая прорезь для наведения элеватора на свечу с наголовником. Запорное кольцо фиксируется в двух положениях: при подъеме снаряда прорезь открыта, при спуске перекрыта запорным кольцом. В нижней части корпуса имеется бурт, которым свеча подхватывается за наголовник.

Подъем и спуск с элеватором производится так же, как и в случае, описанном выше.

Основными достоинствами элеватора являются его простота и надежность использования резьбовых наголовников и невозможность работать с бурильными трубами, на которые надеты резиновые протекторные кольца.

Техническая характеристика элеватора конструкции Неймета

Диаметр бурильных труб, мм	50
Соединение бурильных труб	Муфтово-замковое
Грузоподъемность, т	5
Габаритные размеры, мм:	
длина	160
ширина	150
высота	480
Масса, кг:	
наголовника	2,5
элеватора	45

Грузоподъемный комплекс «Уралец». Он состоит из полуавтоматического элеватора У-50 и универсальных подъемных шарнирных муфт типа М10м. Комплекс предназначен для бурения

разведочных скважин до глубины 1500 м. Применение комплекса при бурении мелких скважин нерентабельно.

Эlevator У-50 (рис. 3.11) состоит из цилиндрического корпуса 6 с боковой прорезью, запорного кольца 8, подвесной по-

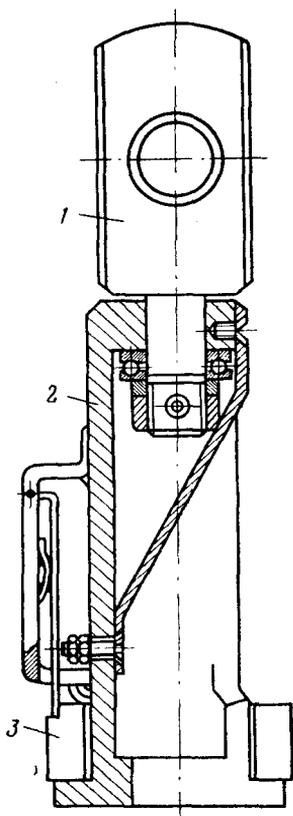


Рис. 3.10. Эlevator конструкции Неймета

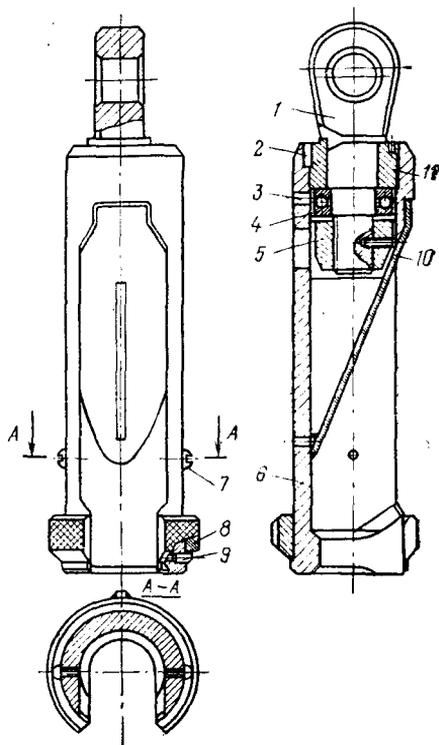


Рис. 3.11. Эlevator У-50

воротной головки 1 и отражателя 10. В нижней части корпуса имеется конусное посадочное гнездо под бурт подъемной муфты М10м. При спуске снаряда боковая прорезь перекрывается запорным кольцом, фиксируемым штифтами 9. Ход запорного кольца ограничивается винтами 7. Свободное вращение поворотной головки 1 облегчается упорным подшипником качения 4, закрепляемым с помощью гайки 5. Для смазки подшипника имеется масленка 3.

Поворотная головка винчивается в корпус элеватора в сборе с помощью пробки 11 и фиксируется стопорным винтом 2.

Подъемная шарнирная муфта М10м (рис. 3.12) состоит из корпуса 1, представляющего собой две симметричные щеки, соединенные шарнирно с помощью двух планок 5, двух осей 4 и запорного устройства в виде кольца 3, расположенного на головке корпуса. Открытие и закрытие муфты осуществляются с помощью кольца, которое может перемещаться по стопорному пазу относительно корпуса. Штифты 2 предотвращают самопроизвольное снятие кольца. Корпус 1 имеет два внутренних сегментных подхвата, которые при надевании муфты входят в верхнюю прорезь замкового соединения и наружный кольцевой бурт под седло элеватора. При надевании муфты на торец замка щеки корпуса разводятся. Стопорное кольцо при этом находится в верхнем положении. В момент совмещения секторных подхватов с прорезями замка щеки сводятся под действием собственного веса, а стопорное кольцо опускается вниз и поворачивается на 40°, фиксируя муфту. Время надевания муфты 2—3 с.

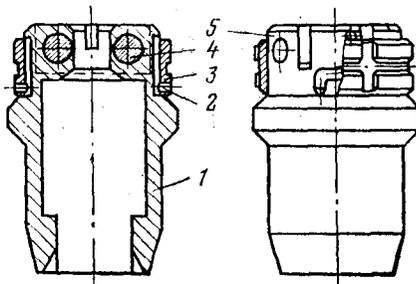


Рис. 3.12. Подъемная муфта М10м

Для снятия кольцо поднимается, муфта поворачивается на 20—30° и освобождается при перемещении вверх. Время операции 1—2 с.

Спуск и подъем производятся так же, как и с элеваторами МЗ-50-80 и конструкции Неймета.

Техническая характеристика комплекса

Грузоподъемность, т	15
Диаметр бурильных труб, мм	50
Тип соединения	Муфтово-замковый

Масса, кг:

элеватора	50
муфты	4,5

Габаритные размеры, мм:

элеватора	710 × 190
муфты	157 × 105

Элеваторы, надеваемые на свечу сверху

Основным преимуществом элеваторов, надеваемых на свечу сверху, по сравнению с элеваторами, надеваемыми сбоку, является возможность их применения без наголовников.

Элеватор «Воркутинец-50» (рис. 3.13) разработан Ухтинским геологическим управлением. Состоит он из корпуса 5, захватных

кулачков 6, подпружиненных копирующих рычагов 4, подъемной серьги 9 и направляющего желоба 8. Захватные кулачки управляются копирующими рычагами и связаны с ними звеньями 3. Захватные кулачки и рычаги подпружинены (пружины 2). Прорезь в корпусе перекрывается створкой 1, запираемой затвором. Ширина прорези 55 мм и в нее может проходить бу-

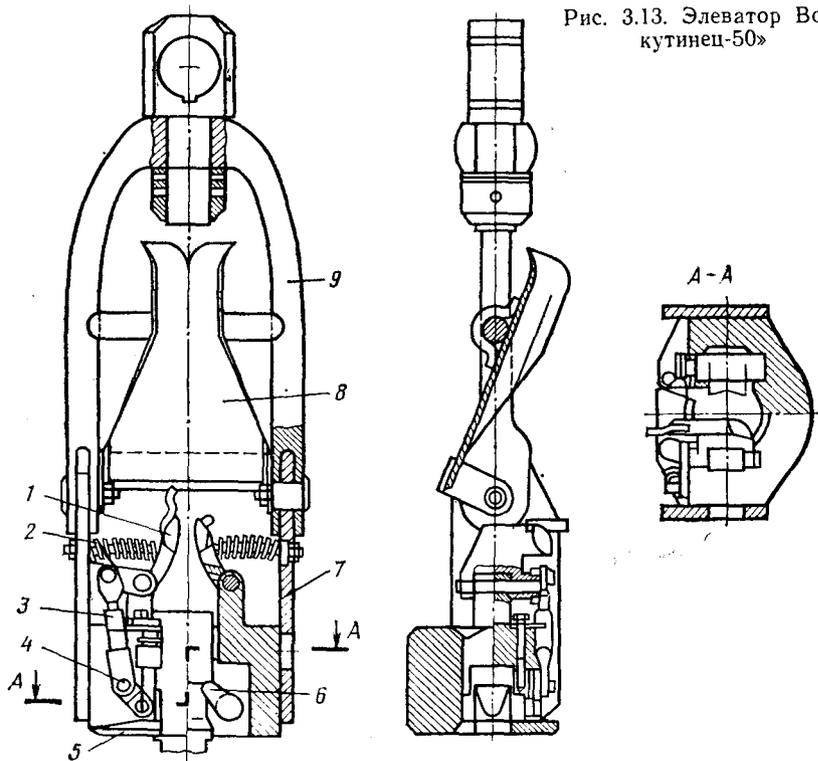


Рис. 3.13. Элеватор Воркутинец-50»

рильная труба, но не проходит замок. К корпусу элеватора на цапфах приварены щеки 7. К ним с помощью пальцев крепится серьга с отражателем.

Подъем с элеватором. При подъеме снаряда створку элеватора оставляют открытой. Элеватор опускают сверху до тех пор, пока захватные кулачки не войдут в специальную кольцевую проточку на муфте замка.

После установки свечи на подсвечник элеватор отсоединяется, отталкиваясь от нее отражателем при спуске.

Спуск с элеватором. При спуске элеватор наводится прорезью на нижний конец свечи, створка закрывается и автоматически фиксируется затвором. Копирующие рычаги, упираясь в бурильную трубу, удерживают захватные кулачки разведен-

ными в период подъема элеватора вдоль свечи. На верхнем торце свечи, копирующие рычаги, соскакивают и захватные кулачки входят в кольцевую проточку муфты замка, подхватывая свечу. После навинчивания свечи, спуска в скважину и постановки на вилку элеватор снимается путем разведения копирующих рычагов и приподъема их.

Техническая характеристика элеватора «Воркутинец-50»

Грузоподъемность элеватора, т	7,5
Диаметр бурильных труб муфтово-замкового соединения, мм	50
Габаритные размеры элеватора, мм:	
высота	670
размер в плане	249 × 175
Масса, кг	50

Элеватор «Урал-2» разработан Уральским геологическим управлением. Он предназначен для работы с бурильными трубами муфтово-замкового соединения диаметром 50 мм при бурении как вертикальных, так и наклонных скважин. Элеватор может использоваться совместно с трубооборотом. В комплект элеватора входят специальная подкладная вилка. Допускается применение протекторов диаметром до 65 мм.

Элеватор «Урал-2» (рис. 3.14) состоит из корпуса 2, в котором на шлицевые валики 3 посажены подхваты 4. Подхваты приводятся в действие синхронно от копира 9 через подпружиненную траверсу 5 и хвостовики 6 на валиках 3. Прорезь корпуса перекрывается двумя подпружиненными створками 7, поворачивающимися на осях 8. Последние одновременно служат для фиксации створок в положении «Открыто» для подъема снаряда и в положении «Закрыто» — для спуска. Корпус элеватора подвешен с помощью осей 1 к серьге 11 с отражателем 12 и рукояткой управления подхватами 10. Для подъема снаряда оси 8 поднимаются до выхода головок из пазов, поворачиваются в сторону открытия створок на 180° и снова опускаются в паз до упора. Далее повторяются те же операции, что и при подъеме с элеватором «Воркутинец-50». При установке свечи на подсвечник вырез элеватора должен быть повернут в сторону пакета свечей. Для спуска снаряда створки фиксируются в положении «Закрыто» с помощью осей 8, которые поворачиваются в сторону закрытия. Далее повторяются те же операции, что и при работе с элеватором «Воркутинец-50».

После навинчивания и спуска очередной свечи элеватор отсоединяется путем поднятия копира за рукоятку (подхваты 4 при этом утапливаются) и приподъема элеватора.

Техническая характеристика элеватора «Урал-2»

Грузоподъемность, т	7,5
Диаметр бурильных труб, мм	50

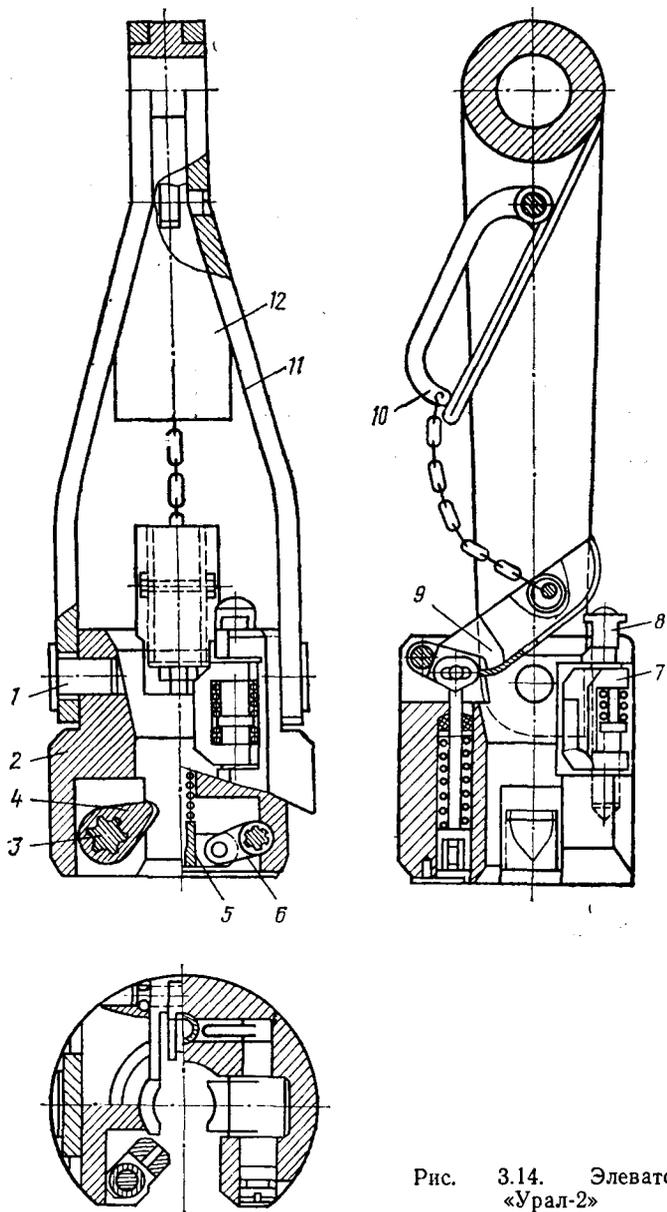


Рис. 3.14. Элеватор «Урал-2»

Габаритные размеры, мм:

высота	660
размер в плане	200 × 175
Масса, кг	40

Элеватор ПЭШ разработан Иркутским геологическим управлением. Он представляет собой полуавтоматический элеватор с шариковым захватом для производства СПО с бурильными трубами муфтово-замкового соединения диаметрами 42; 50 и 63,3 мм.

Элеватор ПЭШ (рис. 3.15) состоит из корпуса 4 с радиальными пазами для шариков, с боковой прорезью для прохода бурильных труб, с центральным отверстием для втулки — сепаратора 2, которая имеет боковые отверстия для шариков 3, которая имеет боковые отверстия для шариков 3,

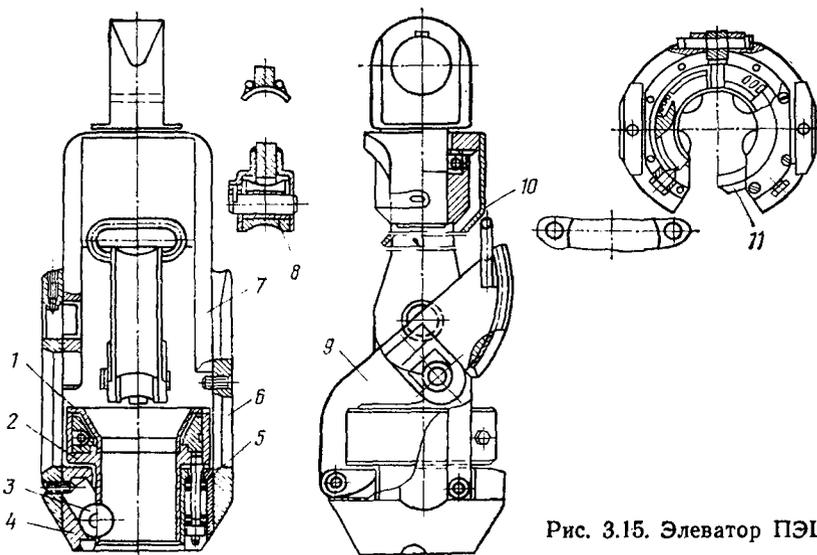


Рис. 3.15. Элеватор ПЭШ

а в верхней части гнездо для кольцевых секторов и пружины 5. Трущиеся поверхности закрываются крышкой 1. На копире 9, закрепленном шарнирно на корпусе, установлен вращающийся ролик 8. К бокам корпуса приворачиваются щеки 6 с пальцами, на которых крепится серьга 7 с отражательным щитком 10 и проушиной на упорном подшипнике запорного кольца 11.

При подъеме снаряда копирное устройство снимается с элеватора, боковая прорезь в корпусе открывается и стопорное кольцо фиксируется в этом положении. Элеватор опускается сверху на муфту замка, шарики, дойдя до кольцевой проточки на муфте, захватывают свечу и заклиниваются при подъеме снаряда. Освобождение элеватора происходит с помощью отражателя автоматически при постановке свечи на подсвечник и спуске элеватора.

Для спуска колонны бурильных труб на элеватор устанавливается копирное устройство, а запорное кольцо освобождается

от стопора. Элеватор прорезью наводится на свечу и закрывается стопорным кольцом. При этом копирное устройство, нажимая на бурильную трубу, поворачивается, поднимает втулку, сжимает пружины и разводит шарики. Элеватор свободно скользит до верхнего конца свечи, где копир сходит с верхнего торца муфты, а шарики, попав в кольцевую выточку, подхватывают свечу и заклиниваются при ее подъеме. После навинчивания, спуска и установки свечи на вилку элеватор отсоединяется путем подъема копира за ручку (шарики при этом разводятся) и приподъема элеватора.

Техническая характеристика элеватора ПЭШ

Диаметр бурильных труб, мм	42	50	63,5
Грузоподъемность, т.	7,5	7,5	15
Высота элеватора, мм	650	680	850
Диаметр корпуса, мм	180	185	250
Масса, кг	32	36	92

Из двух рассмотренных групп элеваторов, надеваемых на свечу сбоку и сверху,— более прогрессивную конструкцию имеют элеваторы второй группы, так как при работе с ними не требуются наголовники. Однако они обладают существенными недостатками:

- 1) конструкция их относительно сложна;
- 2) меньшая эксплуатационная надежность при работе с вязким глинистым раствором и при низких температурах;
- 3) невозможность использования элеваторов с бурильными трубами, оснащенными протекторными кольцами.

Кроме того, для работы с этими элеваторами требуются специальные подкладные вилки и замки с кольцевыми проточками по муфте. В настоящее время серийно выпускаемым полуавтоматическим элеватором является МЗ-50-80 конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника» Министерства геологии СССР и элеватор Э-18/50, выполненный на базе элеватора «Урал-2».

Основные требования к элеваторам:

- а) элеватор должен ускорять СПО и быть удобным в работе;
- б) конструкция элеватора должна удовлетворять требованиям техники безопасности при работе в различных условиях;
- в) элеватор должен обеспечивать возможность проведения СПО при бурении наклонных скважин;
- г) конструкция элеватора должна обеспечивать нормальные условия работы в комплексе с трубооборотом;
- д) элеватор должен быть простым в изготовлении и допускать возможность ремонта в мастерских геологоразведочных партий и экспедиций;
- е) элеватор должен обеспечивать нормальную работу как с бурильными трубами, соединенными замками и муфтами, так и с гладкой колонной;

ж) элеватор должен позволять при подъеме производить расходку снаряда.

Рассмотренные выше конструкции полуавтоматических элеваторов пока не удовлетворяют всем перечисленным требованиям.

При широком внедрении в практику бурения снарядов со съемными керноприемниками (ССК), включающими гладкоствольную снаружи и внутри колонну бурильных труб, появилась необходимость разработки специальных элеваторов для производства СПО. В качестве примера одного из таких элеваторов можно привести шариковый элеватор фирмы «Крелиус» (рис. 3.16). Он состоит из цилиндра 4 с днищем 5, где помещены конические кольца 6. Внутри колец находится многоступенчатый шарикодержатель 2 с шариками 3. При помощи рычага 1 шарикодержатель с шариками может подниматься или опускаться. Элеватор присоединяется к подъемному канату при помощи вертлюга 8 и серьги с отклоняющим устройством 7.

Элеватор может перемещаться по свече вверх или вниз свободно вследствие того, что рычаг 1, упираясь в бурильные трубы и откидываясь при этом, поднимает шарикодержатель и разводит шарики. При достижении элеватором верхнего конца свечи рычаг 1 соскакивает с ее торца, шарикодержатель опускается и шарики заклинивают свечу в элеваторе. В таком положении элеватор может поднимать или опускать колонну бурильных труб.

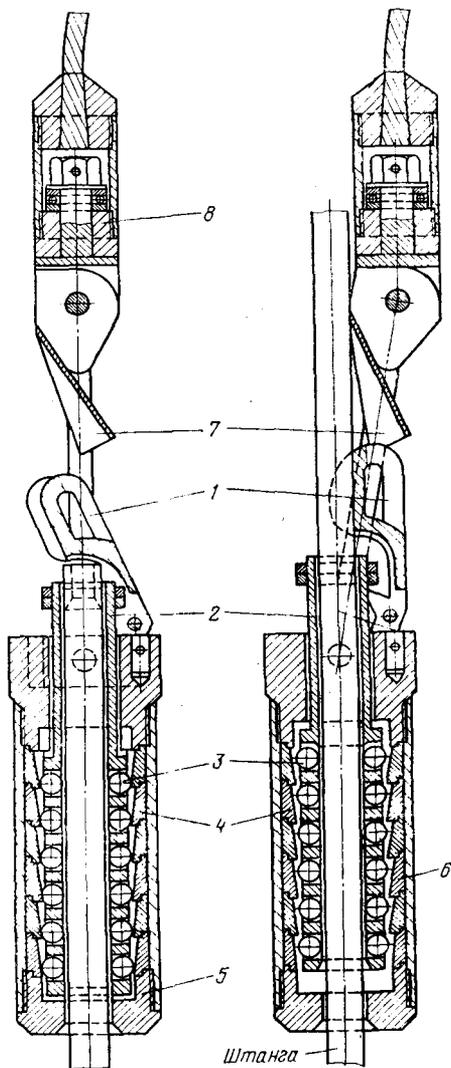


Рис. 3.16. Шариковый элеватор фирмы «Крелиус»

При навинчивании и спуске очередной свечи элеватор снимается на устье скважины путем поднятия в вертикальное положение рычага *I* (шарики при этом разводятся).

После подъема, отвинчивания и установки очередной свечи на подсвечник элеватор опускается по ней вниз. Затем свеча приподнимается для полного освобождения элеватора. Предполагается, что свечи при этом небольшие и сравнительно легкие.

§ 3. МЕХАНИЗМЫ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

Разработано несколько комплексов технических средств для алмазного бурения со съемными керноприемниками скважин диаметром 46, 59 и 76 мм — ССК-46, ССК-59, ССК-76 конструкции ВИТР и КССК-76 конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника» Министерства геологии СССР.

Использование съемных керноприемников, извлекаемых на канате через бурильные трубы, позволяет увеличить производительность бурения в 1,5—2 раза по сравнению с обычным алмазным бурением за счет сокращения времени спуско-подъемных операций и возможности вести бурение на большую глубину при высокой частоте вращения инструмента (более 1000 об/мин). При этом снижается расход алмазов на 1 м бурения и увеличивается выход керна благодаря снижению вибрации за счет лучшей центрации бурильной колонны и колонкового набора в скважине, а также наличия сигнализатора самоакклинивания керна. Снижается трудоемкость работы на буровой. Назначение и технические характеристики комплексов ССК приведены в табл. 3.1.

В комплекс ССК входят комплекты специального инструмента и оборудования: лебедка для подъема керноприемника; технологический инструмент (бурильные трубы, алмазные коронки, колонковые наборы и др.); спуско-подъемный инструмент (овершот для подъема и спуска керноприемника, наголовники для полуавтоматического элеватора, трубодержатель и др.); вспомогательный инструмент (ключи, подставка и др.); аварийный инструмент (труборез, ерш для извлечения троса, пика ловильная и др.).

Буровое оборудование (станок, вышка или мачта, насос) используются такие же, как при обычном алмазном бурении. Гидравлические сопротивления при использовании бурильной колонны ССК значительно возрастают, поэтому при бурении с ССК применяются насосы с коробками перемены передач (НБЗ-120/40, НБ-320/63) без сливных кранов, что обеспечивает подачу промывочной жидкости при малых (требуемых) расходах, но со значительным давлением.

Назначение и основные характеристики комплексов ССК

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Глубина скважины, м	1000	1200	1200	2000
Категория пород по буримости	VII—X	VII—X	VII—X	V—IX
Диаметр алмазной коронки, мм:				
наружный	46	59	76	76
внутренний	24	35,4	48,0	40,0
Ширина торца матрицы, мм	11	11,8	14	18
Наружный диаметр алмазного расширителя, мм	46,4	59,4	76,4	76,6
Промывочная жидкость	Вода, эмульсионные жидкости	Вода, эмульсионные жидкости, слабые глинистые растворы		Вода, глинистые и эмульсионные растворы
Угол наклона скважины, градус	90	—	75	
Режим бурения:				
максимальная частота вращения, об/мин	1500		1000	1000
предельная осевая нагрузка, Н	12 000	16 000	18 000	26 000
количество промывочной жидкости, л/мин	10—20	20—30	30—70	30—100

Технологический инструмент

Бурильные трубы. Особенностью конструкции бурильных труб ССК является их наружная и внутренняя гладкостенность, которая необходима для свободного перемещения керноприемника внутри труб и для максимального приближения наружного диаметра труб к размеру скважины с целью уменьшения их изгиба от осевой нагрузки при бурении. Трубы изготавливаются без высадки концов, имеют наружную и внутреннюю трапециевидальные резьбы с конусностью 1/32 и упорами по верхнему и нижнему торцам. Наличие двух упоров в соединении обеспечивает более равномерное распределение нагрузки по виткам резьбы и большую герметичность.

Бурильные трубы комплекса КССК-76 по сравнению с трубами ССК рассчитаны на работу при больших изгибающих

нагрузках. Трубы соединяются в свечи муфтами, а свечи — муфтово-замковым соединением. Трубы имеют высадку с обоих концов. Наружная поверхность муфт и замков упрочнена термообработкой ТВЧ. Техническая характеристика бурильных труб приведена в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Техническая характеристика бурильных труб

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметр труб, мм:				
наружный	43,0	55,0	70,0	70,0
внутренний	33,4	45,4	60,4	61,0
по внутренней вы- саженной части	—	—	—	53,0
Толщина стенки, мм	4,8	4,8	4,8	4,5
Длина, м	1,5	1,5	1,5	4,5
	3,0	3,0	3,0	—
	4,5	4,5	4,5	—
	4,5	6,0	7,7	8,3
Масса 1 м, кг				
Материал		Сталь 38ХНМ		Сталь 36Г2С
Тип соединения		Труба в трубу		Муфтово- замковое
Диаметр муфты труб- ной, мм:				
наружный	—	—	—	73
внутренний	—	—	—	53
Масса, кг	—	—	—	1,7
Диаметр замка, мм:				
наружный	—	—	—	73
внутренний	—	—	—	53
Масса, кг	—	—	—	5,8
Зазор между буриль- ной колонной и сква- жиной, мм	1,7	2,2	3,2	3,2 1,7 (по муфте)

Колонковый набор состоит из съёмного керноприемника, извлекаемого за канат через бурильные трубы после наполнения его керном, и наружного колонкового снаряда, в состав которого входят алмазная коронка, расширитель, колонковая труба и два верхних переходника (рис. 3.17). Этот снаряд поднимается из скважины вместе с бурильными трубами при смене алмазной коронки. Техническая характеристика приведена в табл. 3.3.

Съёмный керноприемник имеет следующие узлы: кернорватель 2, керноприемную трубу 5, подшипниковый узел 7, сигнализатор самозаклинивания керна 8, запорный узел 10 с голов-

кой в виде грибка, за которую извлекается керноприемник. Кернорватель 2 включает в себя кернорвательное кольцо, корпус с конусной проточкой и упорное кольцо. Для извлечения керна нужно отвинтить корпус кернорвателя от керноприемной трубы. Для смены кернорвательного кольца следует из корпуса предварительно извлечь упорное пружинное кольцо.

Керноприемная труба 5 подвешена на штоке с пружиной, которая, сжимаясь, воспринимает часть осевого усилия при срыве керна, далее усилие срыва керна передается уступу алмазной коронки, в который упирается торец корпуса кернорвателя.

При самозаклинивании керна резиновые манжеты сигнализатора 8 от осевого усилия сжимаются и увеличиваются по наружному диаметру при этом перекрывается кольцевой зазор для прохода промывочной жидкости, что фиксируется на манометре промывочного насоса.

Запорный узел состоит из двух стопоров, концы которых надеты на ось, а другие концы постоянно разведены пружиной. При рабочем положении керноприемника в колонковой трубе стопора упираются в торец переходника.

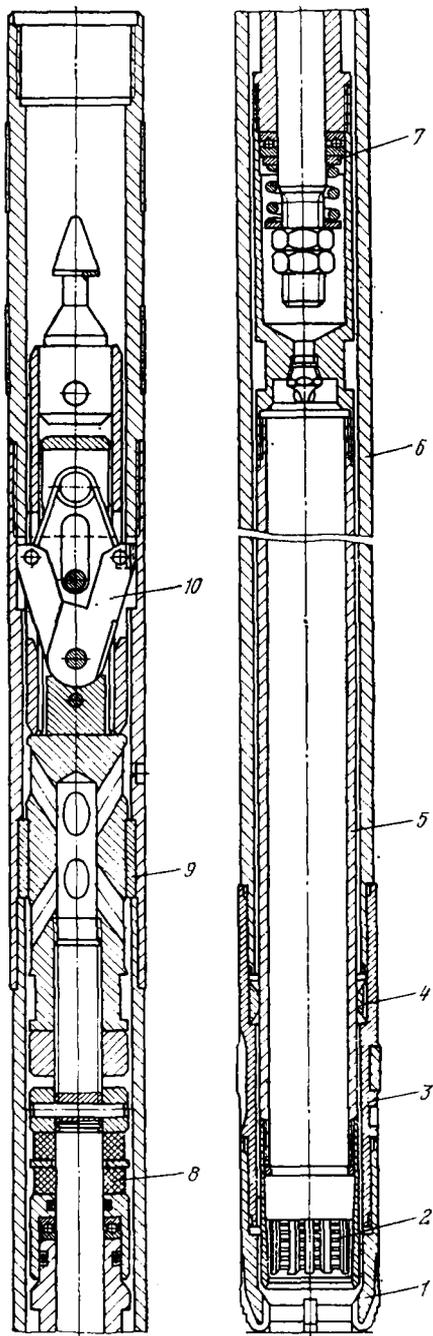


Рис. 3.17. Колонковый набор съемного керноприемника ССК:

1 — алмазная коронка; 2 — кернорватель; 3 — расширитель; 4 — стабилизатор; 5 — керноприемная труба; 6 — наружная колонковая труба; 7 — подшипниковый узел; 8 — сигнализатор самозаклинивания керна; 9 — опорное кольцо; 10 — запорный узел

Техническая характеристика колонковых наборов

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Наружная колонковая труба, мм:				
наружный диаметр	44,0	56,0	73,0	73,0
толщина стенки	4,5	5,5	6,5	6,5
Керноприемная труба, мм:				
наружный диаметр	30,0	42,0	56,0	48,0
толщина стенки	2,2	2,5	2,8	3,0
Зазоры, мм:				
между керноприемной и колонковой трубами	2,5	1,5	2,0	6,0
между керном и керноприемной трубой	0,8	0,8	1,2	1,0
между колонковой трубой и скважинной	1,2	1,7	1,7	1,7
Длина, мм	{ 2350 3850 5760 *	2450 3950 5450	2700 4200 —	6845 — —
Масса, кг	{ 16 25,5 35	31 41 55	44 66 —	104 — —

* Сращивание двух труб.

Керноприемник поднимается на поверхность овершотом, который зацепляется за грибок и при движении вверх надвигает на стопор возвратную втулку. Керноприемник центрируется в колонковой трубе при помощи опорного кольца 9 в верхней части и стабилизатора 4 в нижней части у корпуса кернорвателя.

При эксплуатации набора необходимо периодически проверять величину зазора (2—4 мм) между торцом корпуса кернорвателя и уступом алмазной коронки, который необходим для свободного прохода промывочной жидкости из межтрубного зазора под торец коронки. Зазор устанавливается путем ввинчивания на необходимую величину штока в корпус подшипникового узла керноприемника. При проверке зазора керноприемник должен упираться своим посадочным буртом в опорное кольцо. Если зазор выдержан, то извлекают керноприемник и затягивают контргайку на штоке. Необходимо также проверить нали-

чие обязательного люфта между стопорами и торцом релитового переходника. Этот зазор (2—3 мм) необходим для свободного выведения стопоров из рабочего положения при извлечении съемного керноприемника. Зазор проверяется путем перемещения керноприемника в рабочем положении в колонковой трубе со стороны кернорвателя до упора стопоров в торец переходника. Наличие зазора гарантируется при изготовлении деталей по размерам, указанным в чертежах. При отсутствии зазора необходимо сменить релитовый переходник или опорное кольцо.

Спуско-подъемный инструмент

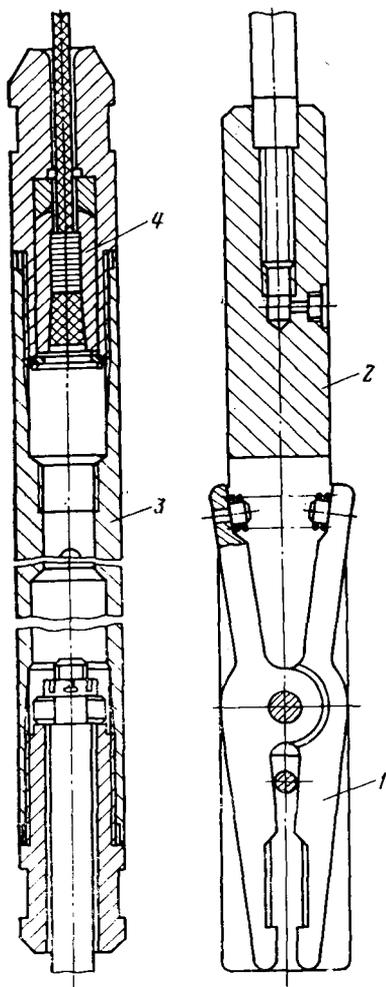
Овершот (ловитель) предназначен для спуска и подъема керноприемника из колонны бурильных труб.

Овершот для спуска и подъема съемного керноприемника ССК (рис. 3.18) состоит из двух корпусов 2 и 3, соединенных тягой. В пазу нижнего корпуса на оси размещены две защелки 1, которые находятся в закрытом положении за счет распирающей их пружины. Верхний корпус выполняет роль груза, он может перемещаться по тяге. Для увеличения скорости спуска овершота в глинистом растворе к нему навинчивается дополнительный утяжелитель. Канатный замок с шариковым подшипником позволяет избежать скручивания каната при спуске и подъеме овершота. При спуске керноприемника на овершоте в сухие скважины на нижний корпус надевается втулка в виде отрезка трубы. Втулка упирается в концы защелок, а при их полном открытии надвигается на концы и фиксирует их в открытом положении. После этого овершот отсоединяется от грибка съемного керноприемника и поднимается на поверхность.

Операции с бурильной колонной производятся в основном только при смене алмазной коронки. Гладкоствольные бурильные колонны ССК ВИТР спускаются и поднимаются свечами при помощи серийных полуавтоматических элеваторов МЗ-50-80-1, МЗ-50-80-2 и ЭН-20 и специальных резьбовых наголовников. Удержание колонны на устье скважины производится трубодержателем рычажного типа, а свинчивание резьб — вручную гладкозахватными ключами (рис. 3.19).

Свечи устанавливаются в подсвечник типа ПО-6, имеющий электроподогрев в зимнее время. В самом подсвечнике свеча передвигается на подпятнике в направляющих обоймах решетки. Подпятник облегчает передвижение свечи и сохраняет торец резьбы от смятия.

Конструктивной особенностью резьбового наголовника для труб ССК (рис. 3.20) является наличие эксцентрикового фиксатора для предотвращения самопроизвольного отвинчивания при подъеме свечи элеватором. Под действием пружины 2 эксцентрик 4 поворачивается в рабочее положение и заклинивает



наголовник трубы 5. Ручная операция по фиксированию поворотной головкой 1 дублируется механическим путем через упорное кольцо-толкатель 3, которое перемещается вверх по корпусу усилием веса подвешенной свечи в момент посадки наголовника в полуавтоматический элеватор. Техническая характеристика наголовников приведена в табл. 3.4.

Гидравлический трубодержатель ТР2-12,5 — рычажного типа, с дистанционным управлением от гидропривода станка (рис. 3.21). Корпус трубодержателя 3 упирается двумя рычагами 4 в плитно-основание 5, другие концы рычагов сжимают плашки 2, удерживающие бурильную трубу. Чем больше вес бурильной колонны, тем сильнее сжимаются плашки. Кроме того, усилие на плашки передается от штока гидроцилиндра 1, благодаря чему зажим и разжим трубы производятся дистанционно.

Рис. 3.18. Овершот для спуска и подъема съемного керноприемника ССК:

1 — защелки; 2 — нижний корпус; 3 — верхний корпус; 4 — канатный замок

Таблица 3.4

Техническая характеристика наголовников для бурильных труб ССК

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76
Грузоподъемность, т	5	8	12,5
Наружный диаметр (под элеватор), мм	97	97	97
Стопорящий момент эксцентрика, Н·м	50	50	50
Масса, кг	2,6	4,8	6,8

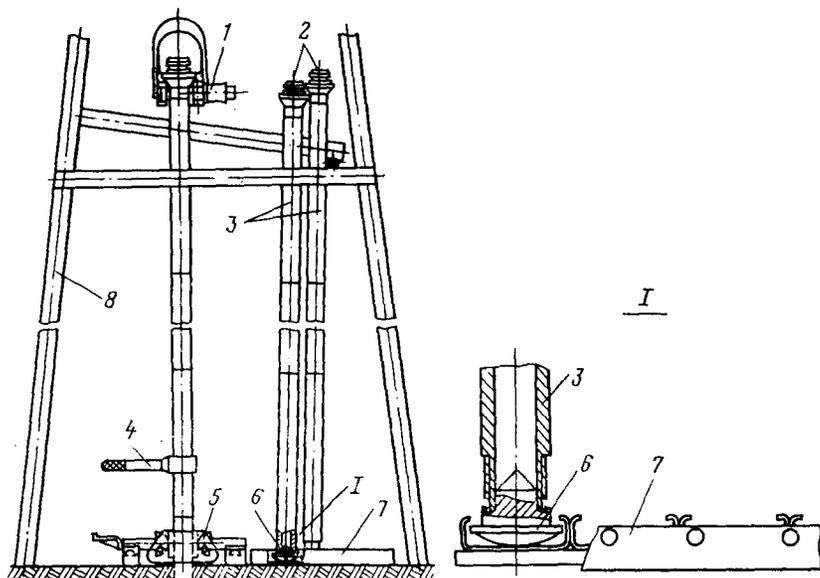
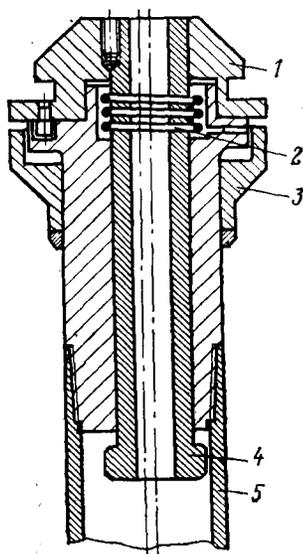


Рис. 3.19. Расположение инструмента при спуско-подъемных операциях с гладкоствольной бурильной колонной ССК:

1 — полуавтоматический элеватор; 2 — наголовники; 3 — свечи; 4 — ключ гладкозахватный; 5 — трубодержатель; 6 — подпятник; 7 — подсвечник; 8 — копер

Рис. 3.20. Наголовник для труб ССК



Техническая характеристика ТР2-12,5 приведена в табл. 3.5.

Решетка подсвечника, поставляемая с комплексами ССК, имеет размеры $750 \times 750 \times 6$ мм, вмещает 85 свечей, может использоваться самостоятельно как подсвечник или в составе обогреваемого подсвечника ПО-6.

Бурильная колонна комплекса КССК-76 спускается на полуавтоматическом элеваторе ЭК-20 без наголовников, с захватом за кольцевую проточку на замке или элеватором ЭН-20 с резьбовыми наголовниками. Удержание этой колонны, свинчивание и навинчивание свечей производятся трубооборотом РТ-1200 с использованием специальных подкладной и ведущей вилок.

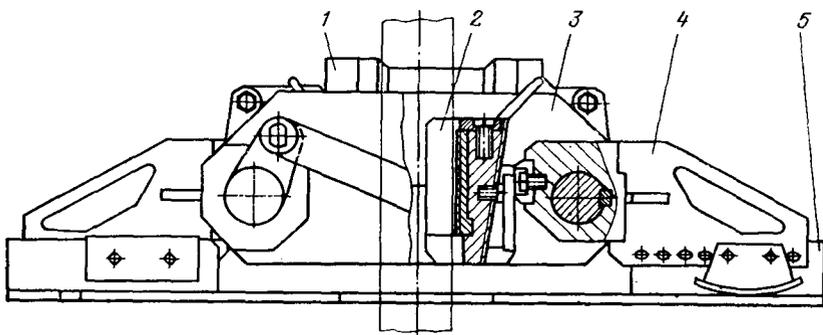


Рис. 3.21. Гидравлический трубодержатель ТР2-12,5

Таблица 3.5

Техническая характеристика трубодержателя ТР2-12,5

Параметры	ТР2-12,5
Номинальная грузоподъемность, т	12,5
Максимальная (кратковременная) грузоподъемность, т	20
Диаметр удерживаемых труб, мм	43, 55, 70
Удерживаемый крутящий момент, Н·м	1500
Масса (без плиты и гидросистемы), кг	75

§ 4. СВЕЧЕУКЛАДЧИКИ

Производство СПО с применением полуавтоматических элеваторов вызывает необходимость укладки свечей, т. е. размещения их в определенном порядке на подсвечнике и в верхней части пакета. При длине свечей до 15 м эта операция не требует больших усилий и с ней справляется помощник бурильщика. При использовании свечей длиннее 15 м их укладка становится трудоемкой. В этом случае процесс укладки механизмуется с помощью свечеукладчиков.

Существует несколько конструкций свечеукладчиков [10]. Ниже рассматриваются свечеукладчики, которые применяются при бурении скважин глубиной до 800 м.

Свечеукладчик Ш-2 (рис. 3.22) разработан СКБ ВПО «Союзгеотехника» Министерства геологии СССР и предназначен для упорядоченной укладки верхних концов бурильных свечей при бурении разведочных скважин станками типа ЗИФ-1200. Он состоит из двух основных частей: первая часть — собственно све-

чеукладчик, включающий кассету, дозатор, каретку с толкателем и привод каретки. Она устанавливается внутри вышки ВР-24/30 на седьмом поясе ниже полатей. Вторая часть — подсвечник с системой автоматического перемещения дозатора.

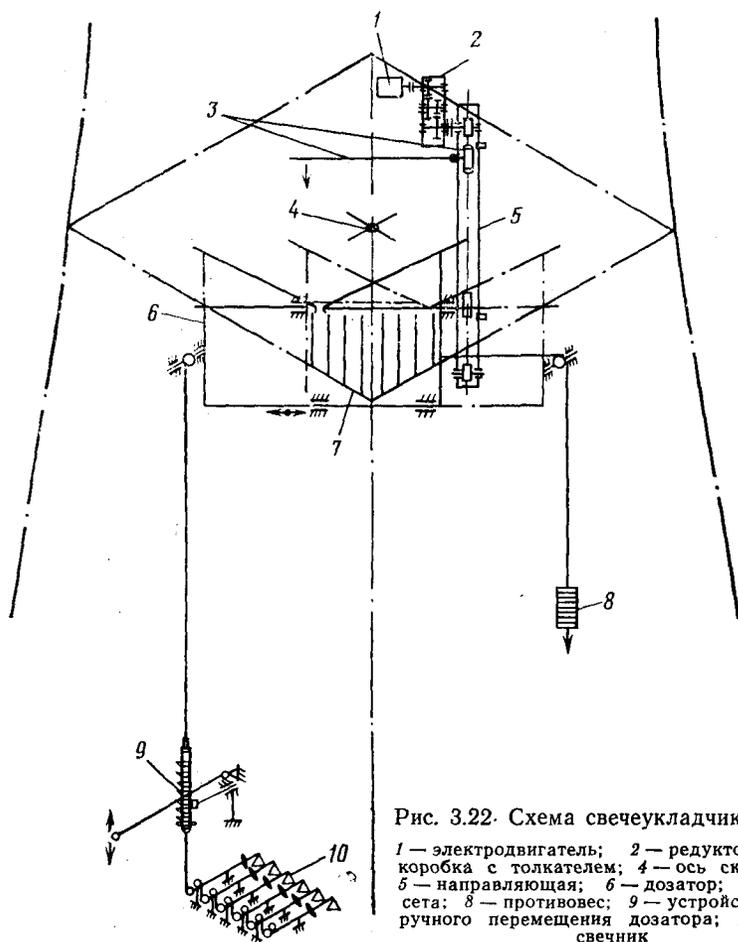


Рис. 3.22. Схема свечеукладчика Ш-2:

1 — электродвигатель; 2 — редуктор; 3 — коробка с толкателем; 4 — ось скважины; 5 — направляющая; 6 — дозатор; 7 — кассета; 8 — противовес; 9 — устройство для ручного перемещения дозатора; 10 — подсвечник

Конструктивной особенностью свечеукладчика является узел дозатора, направляющий свечи в определенный ряд кассеты. Дозатор представляет собой сварную конструкцию из труб диаметром 50 мм, которая перемещается перпендикулярно к рядам кассеты по четырем направляющим роликам, закрепленным на ней. В каждом из семи положений относительно рядов кассеты дозатор фиксируется с помощью подпружиненного фиксатора.

Дозатор перемещается в одну сторону тросом из помещения буровой, а обратно — противовесом.

Металлическая кассета располагается в левом углу пояса вышки и имеет семь рядов для установки свечей. Ось симметрии кассеты проходит по диагонали поперечного сечения вышки. Ряды кассеты образуются трубами диаметром 50 мм. Подпорки, укрепляющие трубы с нижней стороны, образуют наклонную плоскость, по которой могут скользить талевый блок и элеватор при извлечении свечей из кассеты. Направляющая из двух соединенных швеллеров снизу имеет прорезь, через которую выходит часть каретки с толкателем. Продольное перемещение каретки осуществляется с помощью цепной передачи, находящейся внутри направляющей и представляющей собой ведущую и ведомую с натяжным устройством звездочки, соединенные цепью.

На основании каретки шарнирно укреплен толкатель в виде пластины, проходящей через прорезь направляющей. Шарнирное крепление толкателя позволяет обойти элеватор или талевый блок при возвращении каретки в первоначальное положение и переместить верхний конец свечи через дозатор в кассету. Конечные выключатели на направляющей обеспечивают остановку каретки и перемещение ее в обратном направлении.

Подсвечник предназначен для установки свечей в пакет и автоматического перемещения дозатора. Натяжной трос дозатора крепится к блоку на подсвечнике. При повороте этого блока трос укорачивается или удлиняется и дозатор перемещается в ту или иную сторону. На валу блока имеются специальные кулачки, соответствующие рядам подсвечника. Всего в подсвечнике семь рядов, как и в кассете. Каждый ряд подсвечника представляет собой клавишу, надетую с одной стороны на общую ось поворота, а с другой к ней прикреплена подпружиненная тяга, оканчивающаяся сверху специальным толкателем.

При отсутствии на подсвечнике свечей концы клавиш под действием пружин приподняты и толкатели находятся над соответствующими кулачками вала. Первая клавиша не имеет тяги и лежит на основании подсвечника. Свечи, устанавливаемые на первый ряд подсвечника, будут укладываться соответственно в первый ряд кассеты.

При установке первой свечи на второй ряд подсвечника клавиша опускается вниз под действием веса свечи. Толкатель с тягой нажимает на первый кулачок вала и перемещает его вниз. При этом вал с блоком поворачивается на 56° . Натяжной трос, нависаясь на блок, перемещает дозатор ко второму ряду кассеты. При заполнении второго ряда первая свеча, поставленная в третий ряд, снова перемещает дозатор и т. д.

При спуске буровой колонны в скважину взаимодействие клавишей, кулачков и поворот вала происходят в обратном порядке. Перемещение дозатора в исходное положение осуществляется под действием противовеса.

Основные технические данные свечеукладчика Ш-2

Длина укладываемых свечей, м	18,5
Диаметр бурильных труб, мм	63,5; 50; 42
Емкость кассеты для свечей диаметром 50 мм, шт.	70
Привод каретки с толкателем	Электродвигатель
Тип электродвигателя	АО2-12-4
Мощность электродвигателя, кВт	0,8
Частота вращения электродвигателя, об/мин	1500
Скорость перемещения каретки, м/с	0,85
Ход каретки, мм	1700
Усилие на толкатель для перемещения свечи, Н	900
Общая масса (включая подсвечник, электрооборудование, площадку и т. д.), кг	970

Свечеукладчик ШК-3М (рис. 3.23) состоит из трех блоков: толкательного устройства, кассетного механизма для автоматической укладки верхних концов свечей и лебедки, приводящей в действие толкатель с помощью троса.

Толкательное устройство включает тележку 4 на четырех катках, которая движется по направляющим внутри швеллерной балки, и толкатель 5. Балка закрепляется на уровне верхних полатей буровой вышки. Толкатель перемещает верхнюю часть свечей бурильных труб вправо от устья скважины и приводится в действие в тот момент, когда свеча поставлена помощником бурильщика на подсвечник на свое место и отсоединяется полуавтоматический элеватор. Толкатель движется вправо с помощью троса, наматываемого на барабан лебедкой. В исходное (левое) положение тележка перемещается грузами 2.

Бурильная свеча 6, освободившаяся от элеватора, оказывается ограниченной со всех четырех сторон и направляется толкателем в кассету на скошенной стороне рамки. Кассета расположена на несколько сантиметров ниже толкателя на одном с ним поясе.

Толкатель, доведя свечу до соответствующего отделения кассеты, продолжает двигаться дальше вправо. Достигнув крайней точки, он нажимает на концевой толкатель и возвращается в исходное положение. Кассетный магазин для автоматической укладки верха свечей состоит из швеллерной П-образной кассетной рамы 8, соединенной накладками с несущей балкой. Рама разделена на пять отделений отрезками бурильных труб диаметром 63,5 мм. Ширина каждой секции позволяет размещать бурильные трубы диаметрами 50 и 63,5 мм. Емкость кассеты около 1000 м труб диаметром 50 мм.

Отделения кассеты заполняются по очереди: 1-е, 2-е и т. д. До заполнения предыдущего отделения свеча не может попасть в последующее. Автоматическое действие кассеты обеспечи-

вается дозаторным механизмом свечеукладчика — ШК-3М (рис. 3.24). Он устроен следующим образом. На свободных концах разделительных трубок 6 кассеты закреплены П-образные

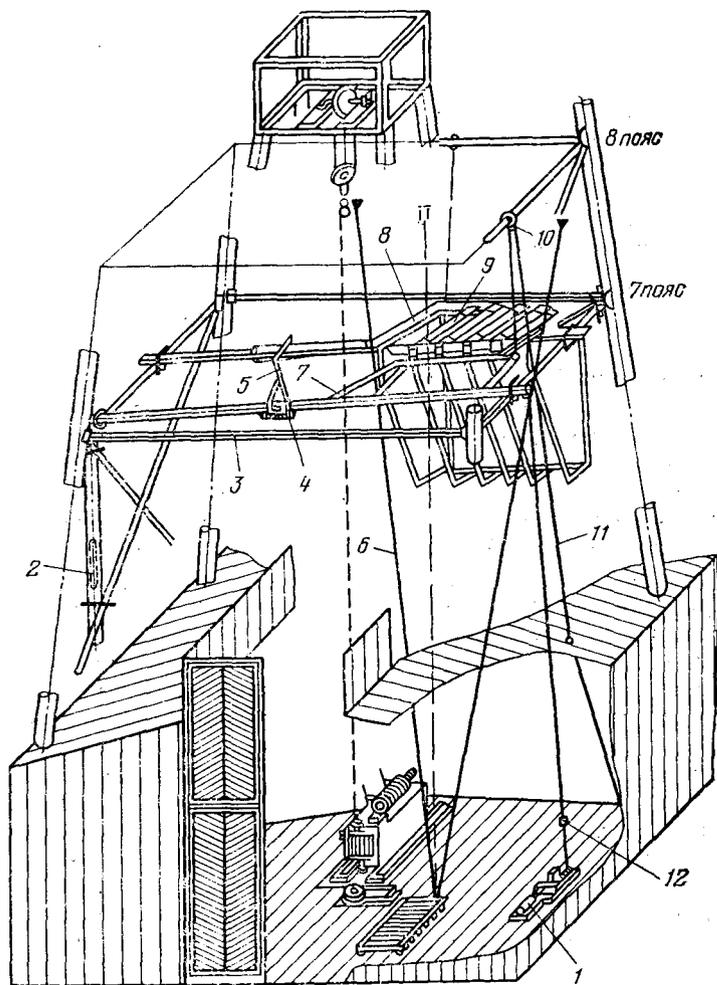


Рис. 3.23. Свечеукладчик ШК-3М;

1 — лебедка; 2 — груз; 3 — направляющая балка; 4 — тележка; 5 — толкатель; 6 — бурильная свеча; 7 — направляющая рамка; 8 — рама кассеты; 9 — кассета; 10 — ролик; 11, 12 — тросы

вилки 4. Через каждую вилку проходит ось, на которой закреплен рычаг 8 при помощи винта 1. Второй рычаг свободно вращается на этой оси. Конец нижнего витка пружины 2 закреплен в стенке коробки 3, а верхнего — на торце оси.

отделение и т. д. до заполнения кассеты или полного подъема инструмента.

Направляющая рамка 7 (см. рис. 3.23) перед подъемом инструмента с помощью троса 11, перекинутого через ролик 10, приводится в горизонтальное положение, а по окончании подъема — в вертикальное под действием собственного веса. В вертикальном положении рамка находится и во время спуска снаряда.

В момент освобождения свечи от элеватора с помощью пульта управления, расположенного около бурильщика или его помощника, включается сцепление лебедки 1 и трос 12 начинает наматываться на барабан, приводя в движение толкатель. Последний, сопроводив свечу до открытого отделения кассеты, доходит до конца, включает лебедку с помощью концевого выключателя и возвращается в первоначальное положение под действием груза 2.

Лебедка устанавливается в помещении буровой справа от подсвечника и приводится в движение от электродвигателя мощностью 0,6 кВт.

При спуске снаряда лебедка не используется. Свечи свободно извлекаются элеватором из отделений кассеты в обратном порядке, т. е. сначала из первого отделения, затем из второго и т. д. Рычаг каждого из освобождаемых отделений кассеты остается приподнятым до начала освобождения следующего за ним отделения.

Во избежание затягивания блока талевого оснастки под кассетную раму в одной вертикальной плоскости с разделительными трубками установлены отражательные дуги. Они облегчают извлечение свечей из отделений кассеты.

§ 5. УСТРОЙСТВА И МЕХАНИЗМЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Ограничитель переподъема талевого блока. Переподъем талевого блока может привести к травматизму вследствие затягивания талевого блока и элеватора в кронблок. Для предотвращения этого в ВИТР разработана конструкция ограничителя переподъема двух вариантов: для работы с однострунной и талевого оснасткой. Принцип действия ограничителя заключается в том, что при движении элеватора или талевого блока вверх свыше допустимого последний задевает упор, который включает конечный выключатель КУ-703. При этом обесточивается магнитный пускатель и электродвигатель останавливается. Для спуска электродвигателя снова необходимо нажать кнопку на магнитной станции.

Ограничитель переподъема монтируется на кронблочной раме.

Устройство для сигнализации (ВИТР). Устройство для сигнализации служит для взаимной связи между бурильщиком и верховым рабочим во время СПО. Устройство имеет звуковую и световую сигнализации и смонтировано на панели. Световая сигнализация включается только верховым рабочим для подачи сигнала бурильщику. Световое табло у бурильщика имеет обозначения «Стоп», «Вверх», «Вниз». Здесь же имеется кнопка для подачи звукового сигнала верховому рабочему. Наличие данного устройства обеспечивает согласованное взаимодействие верхового рабочего с бурильщиком и тем самым безопасность работы.

Тележка трубная ТТ-300 служит для перемещения колонковых, обсадных и утяжеленных бурильных труб во время спуско-подъемных операций. Она облегчает и делает безопасным труд буровой бригады. Грузоподъемность тележки 300 т. Платформа тележки опирается на три колеса.

Подсвечник, обогреваемый, используется в холодное время года для устранения обледенения нижних концов свечей и ледяных пробок внутри трубы. Выпускается несколько типоразмеров подсвечника обогреваемого: ПО-3; ПО-4; ПО-4/5, ПО-6; ПО-7. Цифровые индексы обозначают класс буровой установки типа УКБ.

Подсвечник состоит из корпуса, решетки и пульта. Под днищем корпуса смонтированы нагревательные элементы. Сверху днища находится решетка под свечи. Питается обогреватель от магнитной пусковой станции, около которой смонтирован пульт ПО.

Глава 4

МЕХАНИЗАЦИЯ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВОССТАЮЩИХ СКВАЖИН

При поисках и разведке месторождений твердых полезных ископаемых довольно часто приходится проходить горно-разведочные выработки с целью выявления слепых рудных тел, определения контуров месторождения, мощности и качества полезного ископаемого, на что затрачиваются большие средства. Во многих случаях аналогичные задачи можно решить путем бурения горизонтальных, наклонных и восстающих скважин с меньшими материальными затратами и за более короткий срок. Такие преимущества бурения по сравнению с горно-проходческими работами при росте темпов поисково-разведочных работ не могли остаться незамеченными, что и отразилось в заметном увеличении объемов горизонтального бурения за последнее время и в особенности при бурении из горных выработок.

Для ускорения и удешевления разведки сложных рудных месторождений в последние годы в нарастающем объеме бурят

горизонтальные скважины. Стоимость 1 м проходки горизонтальной горно-разведочной выработки в 8—10 раз дороже 1 м скважин. Примерно во столько же раз скорость проходки 1 м скважины выше скорости проходки 1 м горной выработки.

Протяженность горизонтальных скважин достигает 1200 м. Проходка таких скважин создает определенные трудности как

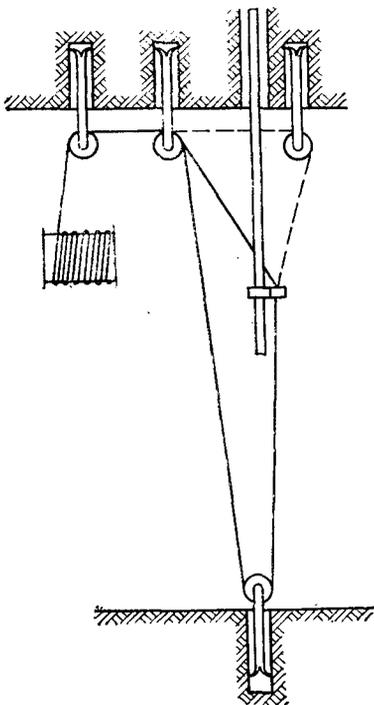


Рис. 4.1. Схема проведения спуско-подъемных операций с помощью лебедки станка и системы блоков

при собственной углубке скважины, так и при вспомогательных операциях, особенно при спуско-подъемных. Эти операции в данных условиях более трудоемки и продолжительны. Так, при глубине скважин 500 м СПО занимают около 40 % рабочего времени. Из всех операций наиболее труден — спуск бурового снаряда, особенно в слабовосстающих скважинах. Для механизации СПО в горизонтальных скважинах разработаны специальные технические средства и технологические схемы. Различают три такие схемы: 1) лебедка бурового станка и система блоков; 2) автономная двухбарабанная лебедка; 3) специальные экстракторы.

По первой схеме (рис. 4.1) два-три блока крепятся к стенке горной выработки с помощью металлической рамы, прикрепленной анкерными болтами, или к распорным колонкам, или непосредственно к анкерным болтам. Первые два блока крепятся у устья скважины: один — против центра барабанной лебедки, второй — непосредственно у устья скважины. Третий блок располагается по оси скважины, на расстоянии несколько большем длины свечи (на 2—3 м), длина же свечи может быть 9—14 м.

Рассмотренная схема СПО имеет ряд недостатков, среди которых наиболее существенные: при холостом ходе элеватор перемещается вручную, вручную же производят свинчивание и разминчивание свечей и др. Вторая схема СПО применяется при бурении скважин глубиной свыше 500 м. Объясняется такое положение тем, что из-за большой массы бурового снаряда мощность привода станка не всегда обеспечивает работу на

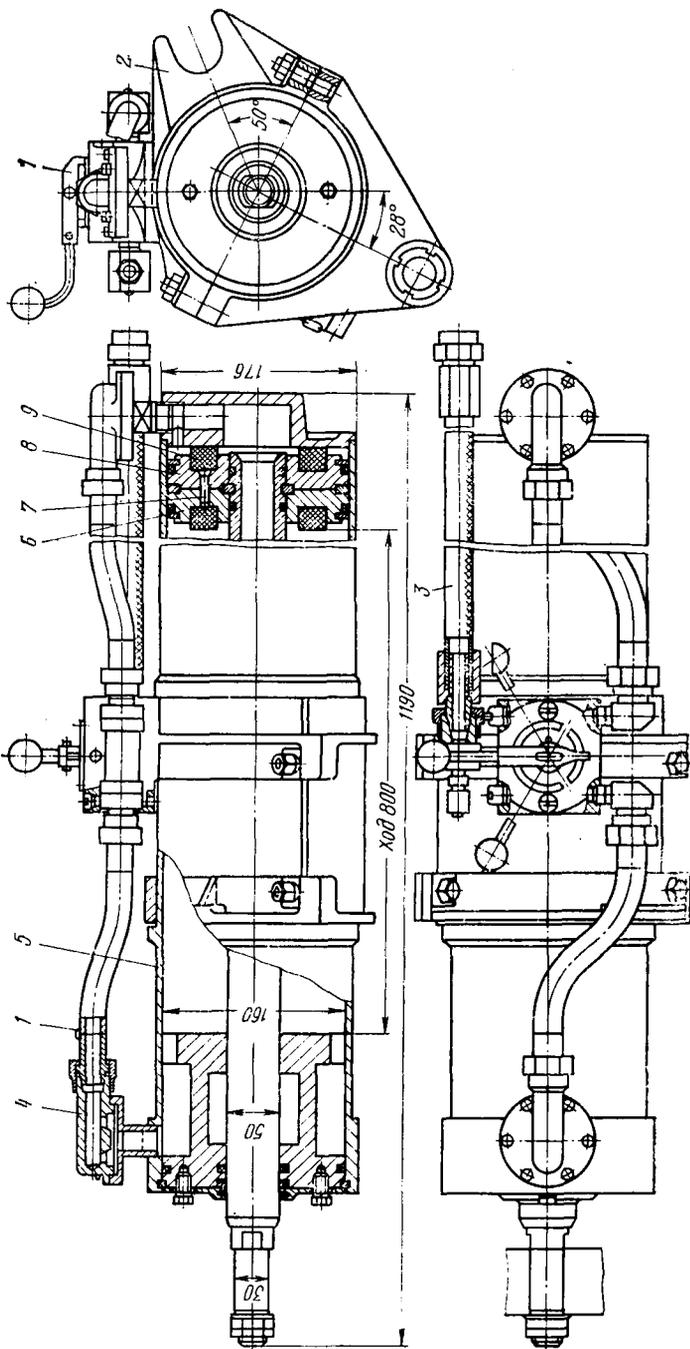


Рис. 4.2. Пневматический экстрактор станка УКБ-50/100К

нормальных скоростях. Комплектуется вторая схема со скреперной лебедкой типа 17ЛС-2С.

Техническая характеристика скреперной лебедки 17ЛС-2С

Тяговое усилие, Н	16 000
Скорость наливки каната на барабан м/с	1,11
Мощность электродвигателя АО2-62-4, кВт . .	17
Масса, кг	853

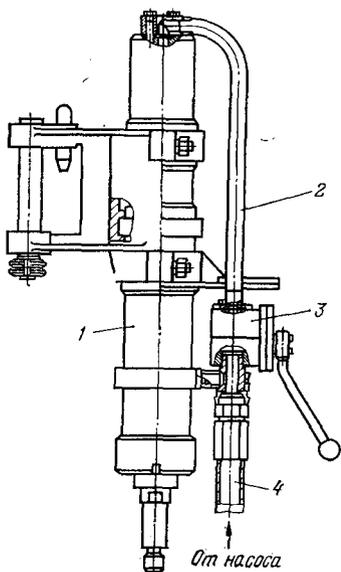


Рис. 4.3. Гидравлический экстрактор

Третья схема СПО осуществляется с помощью экстракторов. Среди отечественных буровых установок с экстракторами наиболее отработаны станки УКБ-50/100К, БСК-2В-100.

Модель УКБ-50/100К, разработанная СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначена для бурения скважин из подземных выработок на глубину 100 м. Характерной особенностью данной модели является то, что для спуско-подъемных операций она снабжена пневматическим или гидравлическим экстрактором.

Пневматический экстрактор станка УКБ-50/100К (рис. 4.2) к вращателю бурового станка крепится с помощью хомута 2. Во время работы экстрактора сжатый воздух подается в цилиндр 5 по шлангу 3 через левый или правый штуцер 4 в соответствии с положением распределительной рукотки 1.

Под действием давления воздуха состоящий из двух ступенчатых половин 6 и 7, соединенных винтом 8, поршень перемещается в крайнее правое или левое положение в зависимости от извлечения или «спуска» бурового снаряда. Резиновые амортизаторы 9 предохраняют крышки цилиндра от ударов поршня.

Техническая характеристика экстрактора

Усилие при давлении воздуха $4 \div 7 \times 10^5$ Па, Н	8000—14 000
Ход поршня, мм	800
Скорость движения поршня, м/с	0,6

Гидравлический экстрактор (рис. 4.3) приводится в действие от бурового насоса и крепится также с помощью хомута к вра-

шателю станка. Экстрактор состоит из гидроцилиндра 1, двух ходовых кранов 3, соединительных труб 2, шланга 4.

Гидроцилиндр (рис. 4.4) — основной узел экстрактора имеет следующие детали: гильзу 1, шток 2, поршень 3, заднюю и переднюю крышки 4 и 5. В нагнетательном шланге перед сальником-вертлюгом включен двухсекционный трехходовой кран, с помощью которого открывается доступ жидкости к крану управления гидроцилиндром или направляют промывочную жидкость в скважину. Трехходовой кран управления обеспечивает поступательное движение поршня гидроцилиндра с помощью повороты рукоятки.

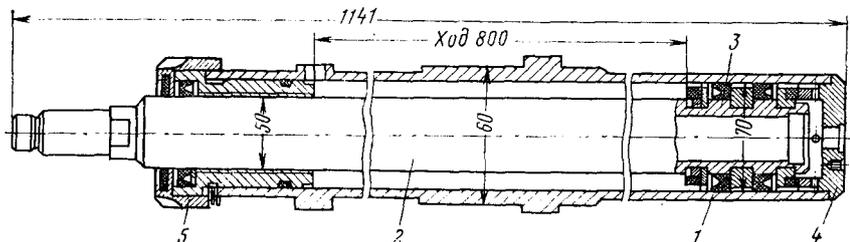


Рис. 4.4. Гидроцилиндр

Для бурения горизонтальных скважин используется стандартное буровое оборудование, которое приспособляют к специфическим условиям ведения работы.

§ 1. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Бурение горизонтальных неглубоких скважин (до 100 м) производится серийными вращательными станками ГП-1, НИГРИ-4 и БКС-2М1-100, технические характеристики которых приводятся в специальной литературе, например [11]. В настоящее время для бурения из подземных горных выработок разработана и серийно выпускается усовершенствованная модель БСМ-2М2-100. Наиболее отличительная ее особенность — регулятор скорости подачи, позволяющий поддерживать относительно постоянную осевую нагрузку при различной скорости подачи в зависимости от проходимых пород.

Проходят производственные испытания две новые модификации станка — БСК-2П-100 и БСК-2В-100, имеющие соответственно пневматический и электрический приводы во взрывобезопасном исполнении.

В СКБ ВПО «Союзгеотехника» Министерства геологии СССР разработан унифицированный комплекс УКБ-50/100 на базе БСК, одна из модификаций которого УКБ-50/100К предназначена для бурения из подземных горных выработок. Она

отличается сравнительно небольшой массой и монтируется в выработке на распорных коронках.

Институтом Гипроникель сконструирован станок «Алмаз-1» для алмазного бурения из подземных выработок. Его главной особенностью является бесступенчатое регулирование частоты вращения шпинделя благодаря использованию тиристорного привода. Бурильные трубы длиной 750 мм присоединяются к шпинделю на резьбе, а сальниковое устройство для подачи промышленной жидкости вмонтировано в траверсу вращателя. Вода, прежде чем она попадает в бурильные трубы, охлаждает гнезда подшипников траверсы, которые могут нагреваться при высокой частоте вращения бурового инструмента.

Буровые станки для бурения горизонтальных скважин глубиной от 200 до 300 м промышленностью не выпускаются. Однако следует сказать о модификации комплекса УКБ-200/300, предназначенной для бурения из подземных выработок скважин глубиной до 300 м. В техническом задании на эту модификацию предусматривается замена лебедки экстрактором.

Бурение глубоких горизонтальных скважин (от 300 до 600 м) производится станками СБА-500 и ЗИФ-650М. В ближайшее время предполагается все буровые станки выпускать в виде унифицированных комплексов УКБ в соответствии с рекомендациями СЭВ 3187—71.

Бурение горизонтальных скважин с поверхности

В настоящее время при бурении горизонтальных скважин с поверхности используются две схемы расположения оборудования. По первой схеме (рис. 4.5, а) буровой станок располагается справа от направления оси скважины, если смотреть в сторону забоя. В этом случае бурильщик обращен спиной и правым боком к устью скважины. Для производства спуско-

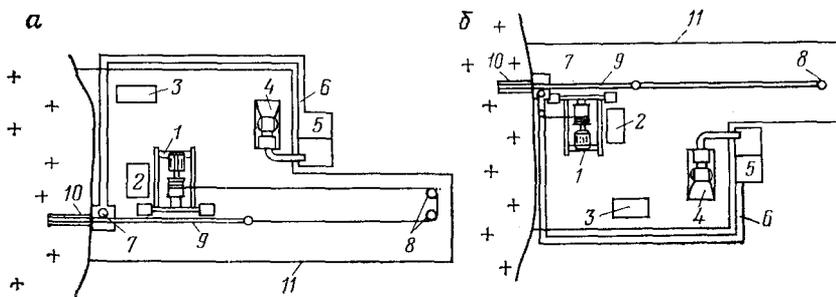


Рис. 4.5. Правая (а) и левая (б) схемы расположения оборудования при бурении с поверхности:

1 — буровой станок; 2 — подставка для бурильщика; 3 — магнитная станция; 4 — насос; 5 — отстойники; 6 — желоба; 7 — направляющие блоки; 8 — кронблок; 9 — бурильная труба; 10 — скважина; 11 — буровое здание

подъемных операций у устья устанавливается один блок, а на некотором расстоянии от него в направлении продолжения оси скважины два других.

По второй схеме (рис. 4.5, б) буровой станок располагается слева от направления оси скважины, если смотреть в сторону забоя. Бурильщик при этом обращен лицом и правым боком к устью скважины. Блоки талевой системы для производства спуско-подъемных операций устанавливаются следующим образом: два непосредственно около устья, а третий на некотором расстоянии от них в сторону продолжения оси скважины. Предпочтительней считается вторая схема.

Расположение остальных частей оборудования определяется установкой станка.

Приспособления для проведения спуско-подъемных операций. При бурении станком БСК-2-100 спуско-подъемные операции производятся механизмом подачи, а при бурении станком УКБ-50/100К — с помощью пневмоэкстрактора. Никаких других приспособлений не требуется.

Для осуществления спуско-подъемных операций при бурении горизонтальных скважин станками типа ЗИФ и СБА необходима установка трех блоков.

По схеме (рис. 4.5, а) извлечение снаряда из скважины производится с помощью только кронблока 8. При включении лебедки ветвь каната с элеватором, перекинутая через кронблок, будет перемещаться слева направо от устья скважины.

Спуск снаряда осуществляется с помощью направляющего блока 7, через который перекидывается с кронблока 8 ветвь каната с элеватором. При включении лебедки элеватор в этом случае будет перемещаться справа налево, т. е. к устью скважины.

По схеме (рис. 4.5, б) извлечение снаряда из скважины производится с помощью кронблока 8, через который перекинута ветвь каната с элеватором. При включении лебедки элеватор перемещается от устья скважины.

При спуске снаряда используются только направляющие блоки 7 и элеватор перемещается при включенной лебедке справа налево, т. е. к устью скважины.

Бурение горизонтальных скважин из подземных горных выработок

В связи со стесненностью условий работы в подземных горных выработках особо важное значение приобретает рациональное и компактное расположение в них бурового оборудования.

Бурение скважины глубиной до 100 м. В комплект бурового оборудования кроме указанных выше станков БСК-2-100, ГП-1 и в перспективе УКБ-50/100К включают бурильные трубы ниппельного соединения диаметром 42 и 33,5 мм и длиной соответственно 4,5 и 3 м, свинчиваемые по одной вручную, четыре распорные стойки и буровой насос 1НБ-7Э.

Для размещения бурового оборудования необходимо соорудить простую небольшую буровую камеру. В зависимости от направления скважины и горной выработки возможны следующие варианты:

- а) направления скважины и горной выработки совпадают;
 - б) направления скважины и горной выработки различны.
- В первом случае, когда скважину забуривают у забоя, горная выработка расширяется влево до размеров в свету $3 \times 3,5$ м. Буровой станок устанавливается у забоя горной выработки.

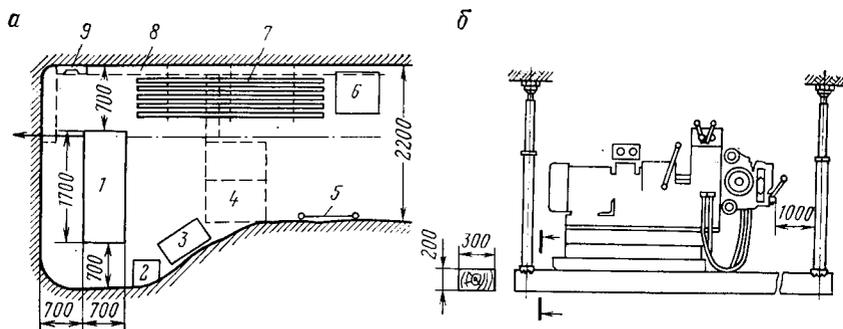


Рис. 4.6. Схема расположения бурового оборудования и установка бурового станка при бурении скважин глубиной до 100 м:

1 — буровой станок; 2 — стол-тумбочка; 3 — буровой насос; 4 — отстойники; 5 — пожарный щит; 6 — керновые ящики; 7 — бурильные трубы; 8 — желоба; 9 — стойка для ключей

Если горная выработка не совпадает по направлению со скважиной и является действующей, сооружают дополнительную соответствующую камеру, ось которой направляется под углом бурения к основной выработке. Длина камеры в данном случае принимается такой, чтобы буровое оборудование и инструмент не выступали из камеры в действующую горную выработку. Камера закрепляется, если она пройдена в неустойчивых породах или требуется большое обнажение при бурении веера скважин. В устойчивых породах и при бурении одиночной скважины крепление камеры не нужно. Высота камеры в свету должна быть 2,2 м. Схема расположения бурового оборудования дана на рис. 4.6.

Схема расположения бурового оборудования при бурении из горной выработки дана на рис. 4.6, а. Главные ее преимущества — простота, удобство в работе. Проходы между станками выработки и оборудованием составляют:

- Со стороны неподвижных деталей, а именно, слева от станка и впереди между забоем горной выработки и станком, м 0,7
- Со стороны движущихся деталей, а именно, справа от станка, м $\leq 1,0$
- Со стороны, где находится бурильщик, м 1,8

Буровой станок устанавливается на деревянной раме размером $1,9 \times 0,9$ м, изготовленной из брусков толщиной не менее 0,2 м. Рама закрепляется в горной выработке с помощью четырех распорных стоек (рис. 4.6, б). Буровой насос и электромотор монтируют на одной раме и устанавливают на деревянном полу без крепления.

Циркуляционная система состоит из отстойника и желоба. Размер отстойника $1 \times 1 \times 0,6$ м. Бурильные трубы при подъеме

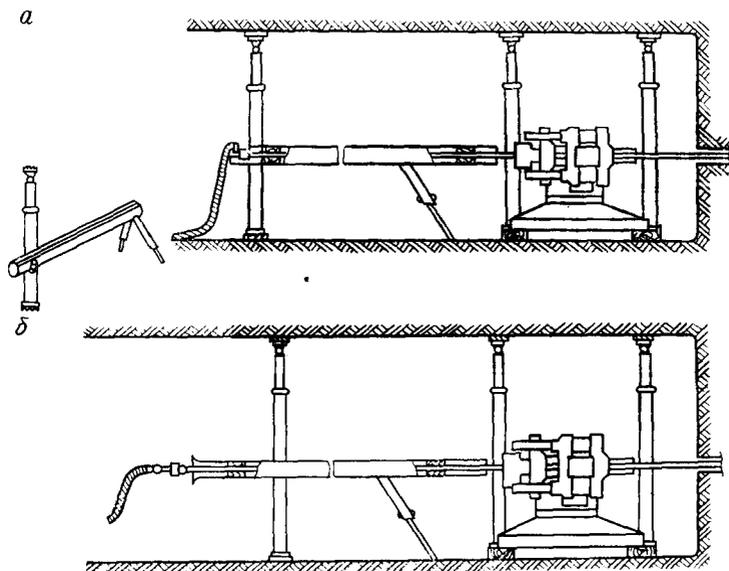


Рис. 4.7. Устройство для ограждения ведущей трубы

укладывают справа на козлы. Если применяются бурильные трубы диаметром 33,5 мм и длиной 3 м, в горной выработке справа остается место для керновых ящиков.

Пусковой автомат бурового станка с приборами смонтирован непосредственно на станке, а шкаф с автоматическим выключателем АП50-3МТ смонтирован на насосной установке.

Для ограждения ведущей трубы рекомендуется специальное устройство (рис. 4.7, а). Ограждающая часть (желоб) изготавливается из обсадных труб диаметром 127 мм. Спереди к ней привариваются ножки, легко регулируемые по высоте; задняя часть желоба закрепляется на распорной колонке. В период проведения спуско-подъемных операций ограждающее устройство легко снимается с распорной колонки и отводится в сторону.

Другой вариант ограждения ведущей трубы — отрезок из обсадной трубы без продольной прорези под патрубков бурового

сальника (рис. 4.7, б). В этом случае нагнетательный шланг соединяется с патрубком, расположенным вдоль оси сальника. При бурении шланг входит внутрь ограждающей трубы, что может вызывать возникновение сил трения, препятствующих свободному перемещению вперед и назад бурового сальника. Это является некоторым недостатком ограждения ведущей трубы без продольной прорези по сравнению с ограждающей трубой, имеющей продольную прорезь.

Бурение скважин глубиной более 100 м. Станки, используемые для бурения горизонтальных скважин глубиной более 100 м типа ЗИФ и СБА, для проведения спуско-подъемных операций снабжены планетарными лебедками. Для бурения применяются бурильные трубы диаметром 42; 50; 54 м муфтово-замкового и ниппельного соединения. Спуско-подъемные операции осуществляются с помощью системы блоков. Длина свечи при бурении скважины глубиной до 300 м составляет 4,5 м, а при бурении скважин глубиной более 300 м — 9 м. Размеры рабочих камер

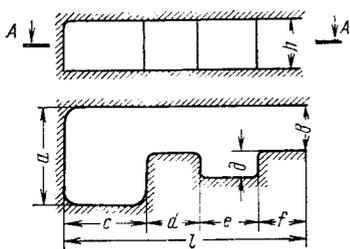


Рис. 4.8. Рекомендуемые форма и размеры буровой камеры

мер несколько различаются в зависимости от габаритных размеров станков.

Камеры для бурения глубоких горизонтальных скважин состоят из двух элементов: подходной горизонтальной выработки и собственно камеры для размещения бурового оборудования. Как и в случае бурения неглубоких скважин, направление скважины может совпадать или не совпадать с направлением горной выработки. При совпадении направлений скважины и выработки последняя у забоя расширяется до размеров, соответствующих габаритным размерам устанавливаемого оборудования.

В случае несовпадения направления скважины и выработки буровая камера сооружается в направлении оси скважины, отходясь от основной горной выработки с радиусом закругления не менее 6 м.

Рекомендуется использовать форму камеры с нишей для насоса (рис. 4.8). Устанавливать насос в нише, как показала практика, имеет смысл, так как при этом снижается шум. Размеры ниши обычно $3 \times 1,5$ м. Ниже в табл. 4.1 приведены основные размеры камеры в зависимости от типа станка.

Схема бурения глубоких горизонтальных скважин дана на рис. 4.9. Схема (рис. 4.9, а) считается наиболее рациональной.

Буровой станок устанавливается на бетонном основании в машинном зале на расстоянии 1 м от груди забоя. Магнитные пускатели станка и насоса размещаются у стенок слева на высоте 0,8 м от пола. В подходной горной выработке в специаль-

ной нише сооружается приемный отстойник, над которым на деревянных рамах устанавливается буровой насос.

Спуск-подъемные операции осуществляются с помощью системы из трех блоков: два направляющих 11 и кронблок 7. Один направляющий блок служит для направления троса на ле-

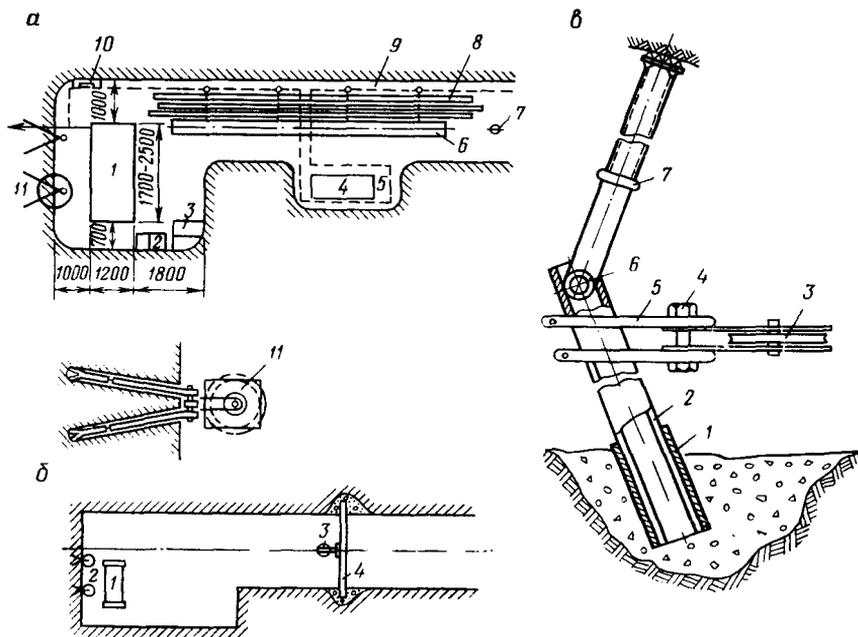


Рис. 4.9. Схема бурения глубоких горизонтальных скважин:

а — схема расположения оборудования: 1 — буровой станок; 2 — магнитные пускатели; 3 — стол; 4 — буровой насос; 5 — отстойник; 6 — направляющий лоток; 7 — кронблок; 8 — бурильные трубы; 9 — циркуляционная система; 10 — стойка для ключей; 11 — направляющие блоки; б — схема устройства кронблока, закрепленного за поперечную балку; в — лебедка станка; 2 — направляющие блоки; 3 — кронблок; 4 — швеллерная балка; в — схема опоры под кронблок; 1 — обсадная труба; 2 — опора из УБТ или швеллера; 3 — кронблок; 4 — шкворень; 5 — трубный хомут-серьга; 6 — шарнир; 7 — винтовой упор

бедку станка, другой — для направления троса вдоль оси скважины. Оба направляющих блока располагаются недалеко от

Таблица 4.1

Тип станка	Основные размеры, м								
	a	b	в	c	d	e	f	l	h
СБА-500	3,4	2,2	4,0	2,5	3,0	2,5	1,5	12	2,2
ЗИФ-650М	4,4	2,2	4,0	2,5	3,0	2,5	1,5	12	2,2

устья скважины в груди забоя горной выработки. Устройство блоков такое же, как и при бурении с поверхности.

При извлечении бурового снаряда из скважины трос заводится за откидную щеку кронблока, который обычно подвешивается за швеллерную балку, закрепленную концами в нишах буровых стенок горной выработки (рис. 4.9, б). Основной недостаток такого закрепления кронблока — перекрытие прохода в горной выработке, что затрудняет доставку оборудования, материалов, проведение геофизических исследований и т. д. Удобнее закрепление кронблока за опору, установленную в шурфе (рис. 4.9, в). Шурф проходится на глубину 1—1,2 м. В него вставляется до уровня пола и бетонируется обсадная труба внутренним диаметром, соответствующим опоре. Последняя изготавливается из утяжеленных бурильных труб и свободно вставляется в забетонированную обсадную трубу. Для большей жесткости опора раскрепляется в кровлю выработки винтовым упором.

При бурении горизонтальных скважин спуско-подъемные операции наиболее длительны, трудоемки и опасны. Следует, к сожалению, сказать, что они еще мало механизированы.

Спуско-подъемные операции на станке БСК-2-100 производятся автоматически с помощью гидросистемы и штангоподъемника, который устанавливается на подвижной траверсе. В корпусе штангоподъемника имеются два держателя, которые захватывают бурильные трубы при движении траверсы в одну сторону и освобождают их при движении в обратную. В зависимости от расположения штангоподъемника можно производить спуск или подъем бурового снаряда. Бурильные трубы свинчиваются вручную. Усилия гидросистемы станка БСК вполне достаточно, чтобы производить спуско-подъемные операции при глубине скважины до 100 м.

Станки новой конструкции УКБ-50/100К и УКБ-200/300 для проведения спуско-подъемных операций оснащаются экстракторами, которые монтируются на вращателях, станине станка или на распорных колонках. Экстракторы бывают пневматическими и гидравлическими. Они представляют собой цилиндр с поршнем. На конце штока поршня закреплен эксцентрично сектор с насечкой. При движении штока в одну сторону бурильная труба захватывается сектором, а при движении в обратную — сектор проскальзывает по ней. Гидравлический экстрактор работает на воде, подаваемой буровым насосом. Управление подачей воздуха или жидкости в разные полости цилиндра осуществляется с помощью золотника. Пневматический экстрактор питается воздухом от воздушной магистрали. Усилие, создаваемое экстрактором, определяется произведением рабочей площади поршня на давление воздуха или жидкости.

В некоторых производственных организациях экстракторами оснащаются буровые станки типа ЗИФ и СБА. Ниже приво-

дится техническая характеристика экстракторов для буровых станков УКБ-200/300 (числитель) и УКБ-50/100К (знаменатель).

Диаметр цилиндра, мм:	
наружный	146/108
внутренний	137/99,5
Диаметр штока, мм	35/30
Диаметр цилиндра, мм	900/900
Ход поршня, мм	800/800
Длина экстрактора, мм	1160/1000
Сила на подъем, Н:	
максимальная	14 000/5100
минимальная	7000/3550
Заталкивающая нагрузка, Н	7500/4000
Скорость перемещения штока при подаче воды в полости, м/с:	
штоковую	0,4—0,7/0,27—0,54
поршневую	0,1—0,3/0,18—0,35
Масса, кг	50/30
Возможная глубина подъема, м	350/120

Сравнительный анализ работы пневмо- и гидроэкстракторов показывает, что скорость движения у пневмоэкстракторов выше, а развиваемое усилие ниже, чем у гидроэкстракторов. Это объясняется тем, что давление воздуха в магистрали не превышает 0,6—0,8 МПа, а давление рабочей жидкости, развиваемое насосом, достигает 4 МПа.

При скорости движения 0,3 м/с и максимальном ходе поршня 1000 мм среднее время на спуск одной свечи длиной 9 м составляет 79 с. Если скорость движения увеличить до 0,5 м/с, время на спуск уменьшится до 52 с.

Сопоставление данных затрат времени на спуско-подъемные операции с помощью экстрактора и лебедки показывает, что выигрыш во времени при работе с экстрактором имеется только в том случае, если скорость движения поршня не менее 0,5 м/с.

Ускорения спуско-подъемных операций можно добиться увеличением частоты вращения лебедки, но только в случае извлечения бурильной колонны из скважины. При заталкивании (спуске) колонны в скважину увеличение частоты вращения лебедки может привести к потере продольной устойчивости внешнего конца бурильной трубы и вызвать ее изгиб. Это нежелательно, так как может повлечь за собой травмирование обслуживающего персонала.

Чтобы избежать возможного изгиба внешней бурильной трубы, используется направляющий лоток (желоб). Схема ограждения ведущей трубы в направляющем лотке дана на рис. 4.10. Он изготавливается из швеллеров или обсадных труб,

в которых делается продольная прорезь. Направляющий лоток устанавливается на козлы, легко регулируемые по высоте.

Направляющий лоток должен служить одновременно и ограждением для ведущей бурильной трубы при бурении. Для этого рекомендуется использовать центраторы, изготовленные из твердых пород дерева и соответствующие по форме вмещающей полости трубного или швеллерного лотка.

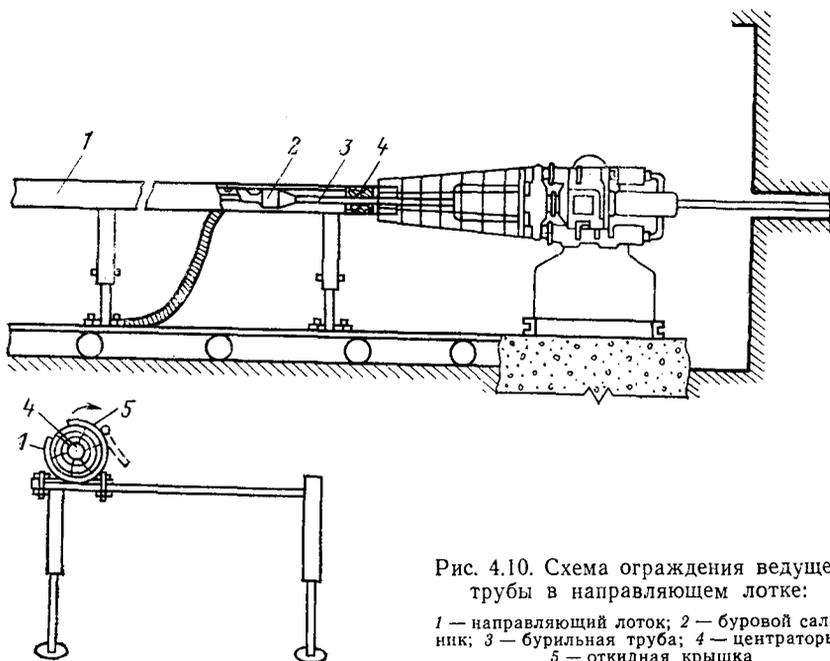


Рис. 4.10. Схема ограждения ведущей трубы в направляющем лотке:

1 — направляющий лоток; 2 — буровой сальник; 3 — бурильная труба; 4 — центраторы; 5 — откидная крышка

Центраторы вставляются в лоток по окончании спуска бурового снаряда (один посередине и два по краям). Ведущая бурильная труба пропускается в отверстия центраторов и соединяется с вращателем. По окончании бурения ведущая труба извлекается вместе с центраторами, освобождая направляющий лоток для проведения спуско-подъемных операций.

Спуско-подъемные операции осуществляются с помощью специального элеватора, широко применяемого в Северо-Западном геологическом управлении (рис. 4.11). Его конструкция и принцип взаимодействия с бурильными трубами ясен из рисунка. При сильном натяжении лебедки элеватор может оставлять вмятины на бурильных трубах и это является его недостатком.

Механизация спуско-подъемных операций может идти по пути создания механизмов непрерывной подачи инструмента в скважину или из нее. Образцы таких механизмов созданы, на-

пример, Научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом горного и обогатительного машиностроения (НИИГ-гормаш) в Свердловске. Механизм зарядки вертикальных, горизонтальных и наклонных скважин МПЗН-1 дан на рис. 4.12. Он состоит из распорной колонки, движущейся бесконечной цепи, элеватора, комплекта дюралиевых или гибких полиэтиленовых труб диаметром 50 мм и предназначен для подачи в скважину глубиной до 50 м патронированных ВВ. На рис. 4.13 показан роликовый подъемник.

Н. Д. Ненковым сконструирована и прошла промышленные испытания оригинальная машина для проведения спуско-подъемных операций при бурении горизонтальных скважин ПВИ-1 (рис. 4.14). Она состоит из корпуса, трансмиссии, предохранительной муфты, двух одинаковых по конструкции трехзвенных зубчатых планетарных механизмов, предназначенных для преобразования вращения двигателя в возвратно-поступательное движение исполнительных звеньев, помещенных в специальные направляющие. Привод полуавтоматической машины электрический с клиноременной трансмиссией.

От шкива трансмиссии вращение через муфту передается ведущей шестерне, которая вращает два больших зубчатых колеса, сцепленные между собою. Последние посредством кривошипов передают движение планетарным механизмам. В результате два сателлита вращаются в противоположные стороны, а связанные с ними кривошипы то сходятся, то расходятся. Прикрепленные к кривошипам исполнительные звенья-ползуны

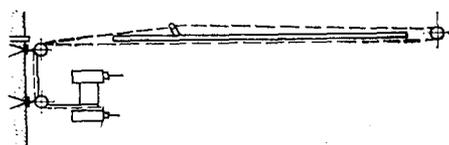
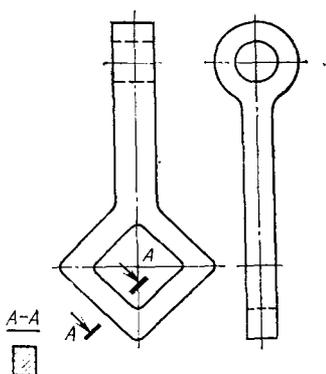


Рис. 4.11. Схема элеватора (ключа) конструкции СЗГУ для проведения спуско-подъемных операций

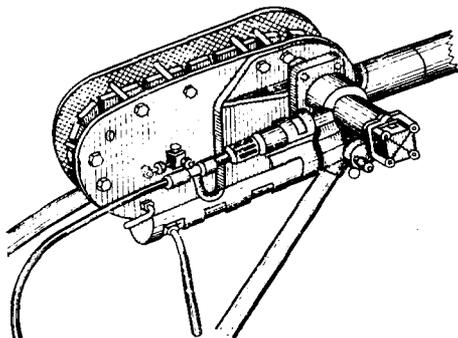


Рис. 4.12. Механизм МПЗН-1

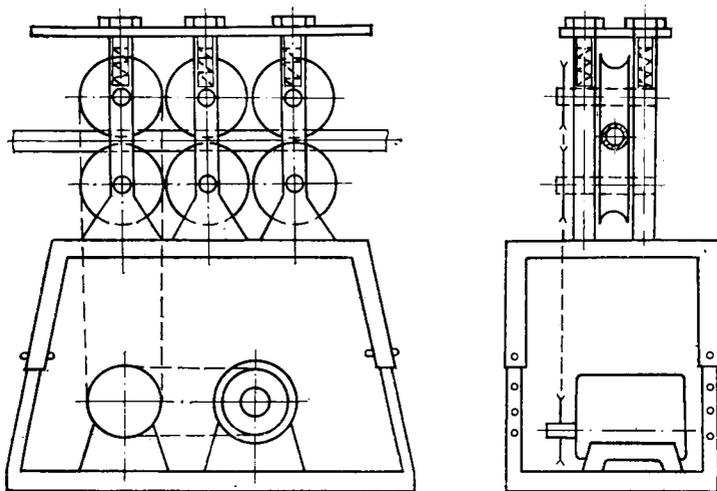


Рис. 4.13. Схема работы роликового подъемника

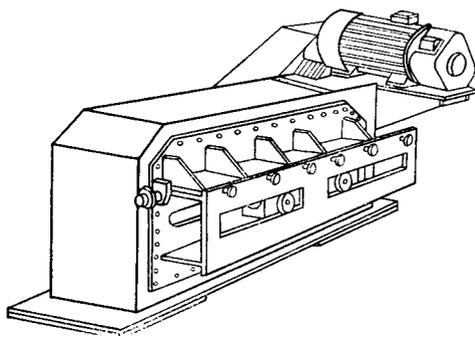


Рис. 4.14. Машина ПВИ-1

имеют захватные элементы. При их сближении захватные элементы левого звена удерживают трубу и перемещают ее вправо, тогда как правое звено свободно скользит по трубе. При расхождении звеньев, наоборот, правое звено удерживает трубу, а левое скользит по ней свободно. По такому принципу осуществляется непрерывное движение бурильных труб в одном на-

правлении. Для изменения направления перемещения бурильных труб (спуск сменился подъемом) исполнительные звенья поворачиваются вокруг своей оси на 180°.

Включение и остановка машины производятся дистанционно с пульта управления.

Техническая характеристика машины

Длина бурильной колонны диаметром 50 мм, м	300
Диапазон изменения диаметров бурильных труб, мм	46—50
Средняя скорость движения труб, м/с	0,5
Полезный ход исполнительного звена, мм	360
Габаритные размеры, мм	1140 × 540 × 610

Масса, кг 380
 Масса с электродвигателем, кг 500

Кинематическая схема машины ПВИ-1 и клиновые захваты для бурильных труб показаны на рис. 4.15.

Принцип преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное дан на рис. 4.15, а. При вращении водила 1 сателлит 2, обкатываясь по неподвижному венцу с внутренним зацеплением, совершает движение, при котором каждая точка его окружности или ось кривошипа 3, являющаяся точкой окружности такого же диаметра, но смещенной параллельно

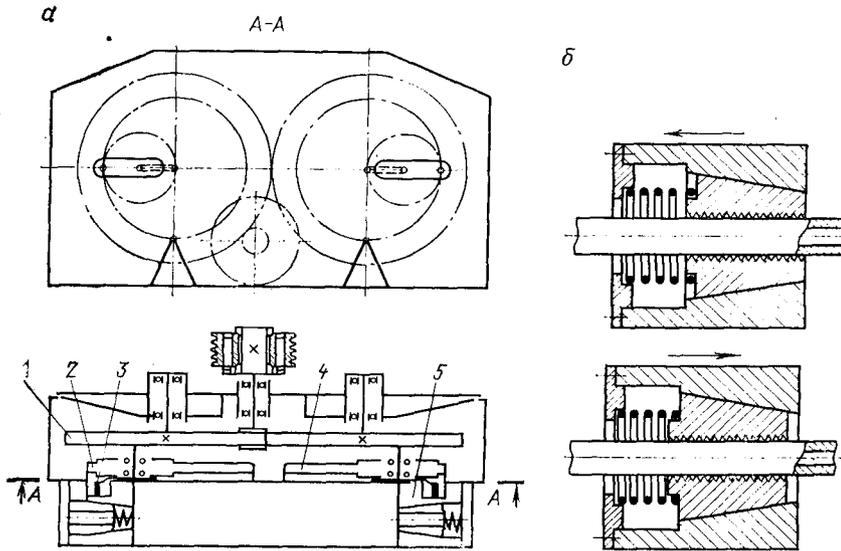


Рис. 4.15. Кинематическая схема машины ПВИ-1 (а) и клиновые захваты для бурильных труб (б)

плоскости вращения сателлита, описывает гипоциклоиду. Таким образом, передаточное число между неподвижным зубчатым колесом 4 и сателлитом 2 $i=2$. Траектория кривошипа 3 представляет собой прямую линию. При этом кривошип 3 вращается и вокруг своей оси, совершая один оборот за один оборот водила. Одновременно с этим кривошип 3 совершает один двойной ход.

Ход кривошипа равен делительному диаметру внутреннего венца неподвижного зубчатого колеса 4. Таким образом, непрерывное перемещение колонны бурильных труб во время их извлечения или заталкивания в скважину происходит за счет движения двух трехзвенных механизмов, кривошипы которых с исполнительными звеньями двигаются по прямой в противоположные стороны, то сходясь, то расходясь. В исполнительных звеньях помещаются хватные элементы, представляющие собой клиновые плашки, постоянно прижатые спиральными пружинами (рис. 4.15, б).

Реверсирование движения бурильной колонны достигается простым поворотом на 180° исполнительных звеньев 5 вокруг поперечной оси.

Дальнейшая механизация спуско-подъемных операций и совмещение их во времени являются важным резервом повышения производительности бурения скважин. Одной из попыток использовать этот резерв была разработка Центральными ремонтными механическими мастерскими Министерства геологии СССР двухбарабанной лебедки по типу скреперной к станкам типа ЗИФ. При работе с такой лебедкой один конец троса крепится на одном из барабанов лебедки, а второй пропускается через направляющие рамки у устья скважины, затем через кронблок и закрепляется на втором барабане лебедки. Таким образом, при включении лебедки между устьем скважины и кронблоком двигаются всегда в противоположных направлениях две нити троса. К одной из них прикрепляется элеватор, который может производить как спуск, так и подъем инструмента без перестановки троса в системе блоков.

При работе с такой лебедкой выявились недостатки:

- 1) наличие одного элеватора незначительно сокращает время на спуско-подъемные операции вследствие его холостого хода;
- 2) отсутствие тормоза и постоянное натяжение нитей затрудняет работу с элеватором.

Следовательно, схема работы с двухбарабанной лебедкой требует усовершенствования, связанного с совмещением операций отвинчивания поднятой бурильной трубы и одновременного перемещения порожнего элеватора к устью скважины, а также с более свободным закреплением элеватора на тросе. Одним из вариантов устранения указанных недостатков может быть установка второго элеватора на другой, подвижной нити троса. Тогда при извлечении бурового снаряда из скважины одним элеватором, другой, порожний будет перемещаться к устью и после отвинчивания поднятой трубы сразу же может быть присоединен к поднимаемой колонне. Аналогичным образом может производиться и спуск снаряда.

Частично устраняет один из указанных недостатков кольцевой элеватор конструкции, данной на рис. 4.16. Он состоит из корпуса 7 с отверстием, диаметром несколько большим диаметра муфты (замка) 8. В корпусе просверлены радиальные гнезда для размещения плашек 4. На корпус надета обойма 3 с тремя углублениями, расположенными против гнезд под плашкой. Обойма может поворачиваться на 120° и фиксироваться в крайних положениях пружиной 1 и штифтом 2. Обойма снизу крепится гайкой 6. В выключенном положении элеватора плашки под действием пружины 5 приподняты и находятся в углублениях обоймы. Элеватор при этом может свободно перемещаться по бурильным трубам. При повороте обоймы на 60° плашки устанавливаются и подхватывают колонну труб за муфты. После

этого снаряд можно перемещать при натяжении троса лебедкой.

Положительной стороной конструкции элеватора является возможность захвата бурового инструмента за муфту трубы, что сокращает длину захватываемой свечи. Один из недостатков — необходимость поворота обоймы помощником бурильщика.

Операции свинчивания-развинчивания бурильных труб при бурении горизонтальных скважин практически еще не механизированы. Известны только случаи, когда в некоторых организациях трубообороты РП-1200 переделывались для использования их при бурении горизонтальных скважин.

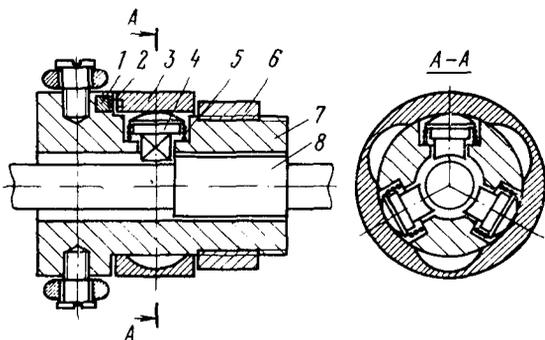


Рис. 4.16. Схема кольцевого элеватора

Можно указать только пути, по которым могут разрабатываться конструкции трубооборотов и их предположительные преимущества. Прежде всего трубообороты должны быть малогабаритными и легкопереносимыми. Они должны обеспечивать передачу большого крутящего момента и ограничивать его при свинчивании труб. Трубообороты должны легко захватывать и удерживать колонну бурильных труб от прокручивания и подходить для работы как с гладкоствольной, так и с муфтово-замковой колонной.

По конструкции они могут быть как подвешиваемыми на тросе или устанавливаемыми на направляющих, дающих им возможность выдвигаться и отодвигаться от оси скважины, так и устанавливаемыми постоянно на оси скважины.

Конструкции первого типа позволят освободить устье скважины от не участвующих в бурении механизмов, а второго — совмещать во времени операции спуска и подъема с операциями свинчивания и развинчивания.

§ 2. БУРЕНИЕ ВОССТАЮЩИХ СКВАЖИН

До 1976 г. при выборе комбинированной методики бурение из подземных горных выработок восстающих скважин глубиной до 300 м с углами наклона от 30 до 90° в технических проектах

вообще не предусматривалось. Это сдерживало эффективность проведения разведочных работ в горной местности, где указанная методика наиболее применима.

В 1976—1977 гг. в Северо-Кавказском ТГУ был разработан и испытан специальный комплекс технических средств КТС-1ВВ для бурения восстающих скважин протяженностью до 300 м. В его составе: универсальный трубодержатель УТ-3, элеватор-фарштуль ЭФ-2 четырех типоразмеров, универсальный элеватор УЭ-ЗВБ трех типоразмеров, устройство УВБ-1 для бурения восстающих скважин, герметизирующие устройства ГУ-1ВС и ГУ-2ВС, приспособление УПИТ-1ВВ против изгиба бурильных труб, трехступенчатый забурник-центратор ТЗЦ-1ВБ. Комплекс КТС-1ВВ применяется совместно с буровыми станками СБА-500Э и ЗИФ-650М. Спуск и подъем бурового снаряда осуществляются с помощью канатно-роликовой талевого оснастки, действующей от лебедки станка.

Восстающие скважины бурятся из специальных камер. Форма и размер камер выбираются в зависимости от схемы выполнения спуско-подъемных операций, длины бурильных труб, угла наклона скважины, проектной глубины, устойчивости горных пород, размеров оборудования и способов его размещения. Для комплекса технических средств КТС-1ВВ используются одно- и двухступенчатые камеры, состоящие из подходной выработки (рассечка, штрек, квершлаг) и камеры (машинный зал из одной или двух ниш), которая находится на уровне или выше кровли подходной выработки.

Буровой станок устанавливается в одноступенчатой камере (рис. 4.17, а) на породно-бетонном фундаменте и крепится анкерными болтами, а в двухступенчатой камере (рис. 4.17, б) на швеллерных балках. Концы швеллерных балок укладываются в нишах (уступах) камеры. Из одно- и двухступенчатых камер можно одновременно бурить две — восстающую и наклонную скважины или веер скважин. Во всех случаях камеры должны крепиться.

Рабочая площадка сооружается из двутавровых балок и брусьев, уложенных параллельно. Настил делается из досок толщиной 70 мм. В углу рабочей площадки имеется люк для прохода бурового персонала. Буровой насос, кронштейн и устройство против изгиба бурильных труб УПИТ-1ВВ устанавливаются на нижней площадке в подходной выработке. При бурении используются различные бурильные трубы: ЛБТН-54, ЛБТМ-54, СБТ-50 с замками диаметром 42 мм, СБТ-42 с ниппелями диаметром 42 мм. Для предотвращения изгиба бурильных труб и нарушения герметичности их соединений при бурении скважин глубиной свыше 150 м служит указанное устройство против изгиба. Забуривается скважина специальным трехступенчатым забурником-центратором: на глубину 1,4 м для бурения ствола, на

глубину 1,3 м с целью установки кондуктора с герметизирующим устройством и на глубину 0,2 м для размещения корпуса герметизирующего устройства.

При осуществлении спуско-подъемных операций комплекс КТС-1ВБ взаимодействует с лебедкой бурового агрегата и другими его составными частями. Стальной канат от лебедки станка

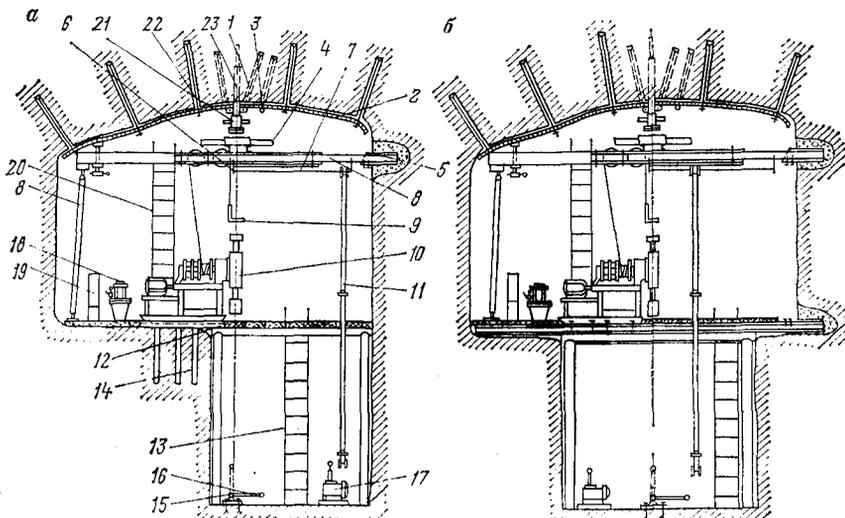


Рис. 4.17. Схема расположения оборудования в одноступенчатой (а) и двухступенчатой (б) буровых камерах:

1 — клинощелевая штанга; 2 — металлическая сетка; 3 — страховый крюк ГУ-1ВС; 4 — универсальный трубодержатель УТ-3; 5 — коробка крепления швеллеров; 6 — кронштейн; 7 — направляющая для перемещения УПИТ-1ВБ; 8 — устройство для восстающего бурения; 9 — универсальный элеватор УЗ-38Б; 10 — буровой агрегат; 11 — устройство против изгиба бурильных труб УПИТ-1ВБ; 12 — швеллер; 13 — маршевая лестница; 14 — анкерные болты; 15 — кронштейны крепления УПИТ-1ВБ к почве выработки; 16 — рычаг фиксации УПИТ-1ВБ; 17 — грязевой насос; 18 — маслостанция; 19 — электрощит; 20 — маршевая лестница; 21 — герметизирующее устройство ГУ-1ВС; 22 — клинощелевая или железобетонная штанга; 23 — скважина

пропущен через талевую оснастку и подведен к нижнему концу колонны бурильных труб. Канатно-роликовая система обеспечивает подачу бурового снаряда на забой, извлечение его из скважины и направление навивки каната на барабан лебедки. Устройство для восстающего бурения (УВБ-1) воспринимает нагрузку от колонны бурильных труб и динамические нагрузки, возникающие при спуске и подъеме. Нагрузка на УВБ-1 передается через канатные ролики или элеватор, а при отсоединении элеватора — через трубодержатель, установленный сверху на горизонтальной телескопической балке устройства УВБ-1.

Спуско-подъемные операции осуществляются следующим образом. При подаче вверх первая труба захватывается элеватором УЭ-ЗВБ (или ЭФ-2), приподнимается с помощью лебедки и канатно-роликовой оснастки и пропускается через центраторы УПИТ-1ВБ. Затем она свинчивается с ранее поданным в скважину буровым снарядом, который удерживается трубодержателем УТ-3. После этого элеватор надевается на нижнее ниппельное или замковое соединение бурильной трубы и с помощью лебедки и талевой системы трос натягивается. Трубодержатель УТ-3 раскрепляется, буровой снаряд освобождается и нагрузка передается на элеватор талевой оснастки. Затем буровой снаряд подается вверх через проходное отверстие захвата трубодержателя и корпус герметизирующего устройства ГУ-1ВС или ГУ-2ВС. Нижний конец бурильной трубы зажимается трубодержателем УТ-3, натяжение троса ослабляется и элеватор снимается для его спуска и захвата следующей бурильной трубы. Далее операции повторяются до полной подачи бурового снаряда на забой и передачи нагрузки от веса инструмента на вращатель, после чего кулачки захвата трубодержателя разжимаются, рукоятка золотника на гидроприборе маслonaсосной станции устанавливается в нейтральное положение, а маховичок запорной дроссельной иглы поворачивается против часовой стрелки до упора. При извлечении бурового снаряда из скважины операции повторяются в обратном порядке. Буровая смена состоит из трех человек — бурильщика и двух его помощников, работающих один на верхней, а другой на нижней рабочих площадках.

В период спуско-подъемных операций требуется постоянное усилие для удержания в скважине бурового инструмента и предотвращения его выпадения из нее. Поддержание этого усилия осуществляется специальным комплексом технических средств КТС-1ВБ.

При бурении колонна бурильных труб постоянно находится в сжатом состоянии. При этом наиболее сильно сжата ее нижняя приустьевая часть. Исследованиями установлено, что при бурении восстающей скважины диаметром 59 мм (колонна ЛБТ-54) с углом наклона 60 и 70° к горизонту с осевой нагрузкой на забой 10 000 Н показания дриллометра станка на глубине 100, 200 и 300 м должны быть соответственно равны 22 000, 26 000—28 000 и 33 000—35 000 Н.

МЕХАНИЗАЦИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ И НАНЕСЕНИЯ СМАЗКИ НА БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

§ 1. МЕХАНИЗАЦИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Так называемая чистая или техническая вода как промывочный агент применяется не часто. В большинстве случаев применяют растворы: глинистые, малоглинистые, безглинистые, полимерные, эмульсионные, ПАВ и др.

Для приготовления растворов на глинистой основе используются механические средства. Следует только отметить, что благодаря широкому внедрению в производство порошковой расфасованной глины определенного качества приготовление глинистого раствора требуемого качества значительно упростилось. Глиностанции теперь оборудованы глиномешалками, лабораториями для определения заданного качества глинистого раствора и складами для глинопорошка и реагентов.

Несколько иначе обстоит вопрос с приготовлением эмульсионных растворов, которые часто применяются для борьбы с вибрацией колонны бурильных труб при бурении с большими частотами вращения алмазной коронки, для снижения трения колонны бурильных труб о стенки скважины и, следовательно, для уменьшения износа труб и крутящего момента (т. е. мощности привода до 40 % и более по сравнению с бурением на чистой воде). Глиномешалки для этой цели непригодны. Обычно для приготовления эмульсионных растворов применяют пасту «Кожпастол», иногда «Астол», мылопасту, ПАВ, смесь гудронов — СГ и др. Концентрация основного компонента в растворе 0,5—1 %.

Для приготовления эмульсий в Красноярском геологическом управлении разработана ультразвуковая установка с гидродинамическим излучателем. В состав установки (рис. 5.1) входят: электродвигатель с вихревым насосом 2В-1,2, установленным на раме 1. Бак для воды 4 смонтирован под насосом; внутри бака помещен бачок 10 для готовой эмульсии вместимостью 50 л. Из этого бачка эмульсионный раствор попадает в зумпф очистной системы. В бачок 6 наливается мылонафт, для его подогрева установлены электронагревательные элементы ТЭН-9 мощностью 2,4 кВт. Для контроля дозировки в бачке 6 имеется водомерное устройство 7. Регулируется подача эмульсии вентилем 16, на последнем установлен лимб, обеспечивающий получение эмульсии с концентрацией 0,5—0,7—1 %. По маслону воде 15 из бачка 6 подогретый мылонафт всасывается че

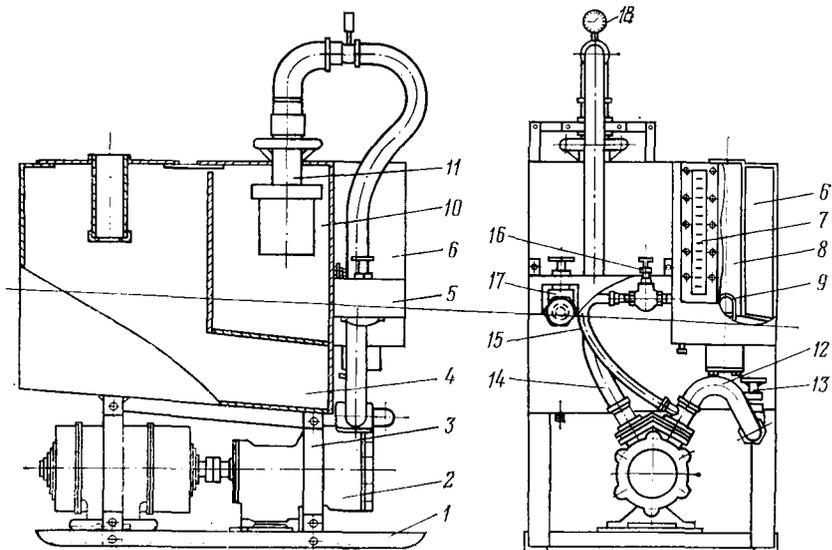


Рис. 5.1. Схема ультразвуковой эмульсионной установки:

1 — рама; 2 — насос; 3 — каркас; 4 — бак для воды; 5 — панель; 6 — бак для масла; 7 — водомерное устройство; 8 — бак для подогрева; 9 — подогревательные элементы, ТЭН; 10 — бак для эмульсии; 11 — излучатель; 12 — всасывающий рукав; 13, 16, 17 — вентили; 14 — нагревательный шланг; 15 — маслопровод; 18 — манометр

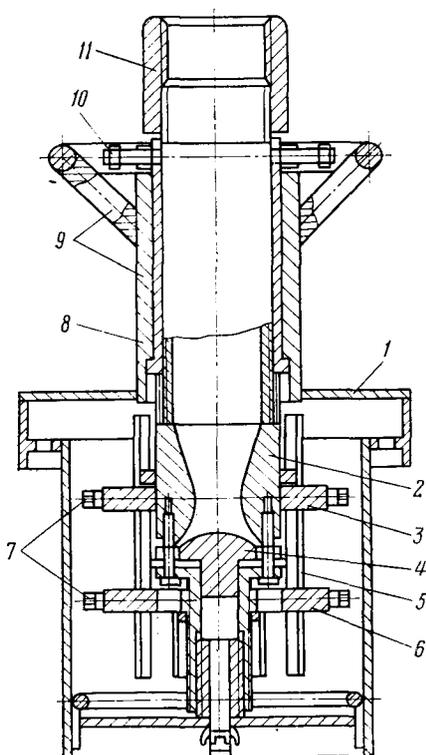


Рис. 5.2. Ультразвуковой гидроизолятор типа УГИ-С:

1 — корпус; 2 — насадка; 3 — верхнее кольцо; 4 — отражатель; 5 — пластина; 6 — нижнее кольцо; 7 — винт; 8 — труба; 9 — штурвал со втулкой; 10 — стопорный винт; 11 — муфта

шланг вихревого насоса. Смесь воды и эмульсии подается насосом в нагнетательный шланг 14 и далее проходит через ультразвуковой излучатель 11, а потом в бачок 10 в виде готовой продукции. Подача воды регулируется вентилем 13, а эмульсии в зумпфе — вентилем 17. Выключатель для пуска электродвигателя смонтирован на панели 5. Производственные испытания установки дали положительные результаты.

Работа используемого в установке гидроизлучателя типа УГИ-С (рис. 5.2) протекает следующим образом: от насоса жидкость под давлением $(5-10) \cdot 10^5$ Па поступает в насадку, по выходе из последней ударяется об отражатель, а далее через зазоры между насадкой и отражателем с большой скоростью веерообразной струей направляется на необтекаемой формы пластины-стержни, которые располагаются по окружности. Резонансными колебаниями пластин усиливаются округие колебания жидкости, образующиеся в результате завихрений. Регулируя расстояние между насадкой и отражателем, получают необходимую толщину выходящей струи жидкости. Настроив излучатель на нормальный режим работы, его погружают в жидкость, а с помощью регулировочного устройства добиваются работы пластин-стержней на резонансной частоте, а затем измеряют величину максимального звукового давления, создаваемого излучателем. Нормальная работа установки характеризуется звуком, напоминающим свист.

Техническая характеристика установки

Производительность, м ³ /ч	3,5—4
Вместимость маслобака, л	25
Вместимость бака для эмульсии, л	50
Вместимость бака для воды, л	400
Температура мылонафта, °С	60—70
Рабочее давление на излучателе, Па	$7,8 \cdot 10^5$
Подача вихревого насоса, м ³ /ч	7—15
Давление, развиваемое насосом, Па	550—200
Мощность электродвигателя, кВт	7—5,5
Габаритные размеры, мм:	
длина	1150
ширина	725
высота	1450
Масса установки, кг	150

Техническая характеристика ультразвукового излучателя

Спектр упругих колебаний, кГц	0,5—2,0
Максимальная интенсивность, Вт/см ²	1—2
Потребляемая мощность, кВт	3—4
Производительность, м ³ /ч	1,0—1,5

Изложенное положение с механизацией приготовления и очистки промывочных растворов объясняется небольшой средней глубиной разведочных скважин на твердые полезные ископаемые.

Однако растущая глубина разведочных скважин, увеличение объема разведочных работ на уголь, нерудное сырье, т. е. увеличение объема бурения в осадочных толщах, требует пересмотра этого положения. Возникает необходимость заимствовать опыт нефтегазового бурения, где к настоящему времени применяются комплексы оборудования из металлических резервуаров с смонтированными на них перемешивателями, гидроциклонами, виброситами, дегазаторами, насосами и др. Поэтому считаем полезным дать краткое описание устройств, применяемых в нефтяной промышленности для приготовления и очистки промывочных растворов.

§ 2. МЕХАНИЗАЦИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Благодаря большому объему промывочных отстойников (до 80 м³) и расходу промывочных растворов при бурении для их приготовления применяются различные устройства. Среди них наиболее распространена механическая двухвальная глиномешалка, как наиболее универсальный механизм. Глиномешалка обеспечивает приготовление промывочных растворов из всевозможных комковых глин, успешно применяется для приготовления утяжеленных растворов, жидких химических реагентов. Наиболее распространенным типом двухвальных глиномешалок является МГ-2-4Х. Широкое внедрение порошковых глин приведет к отказу от этого типа глиномешалок.

Агрегат АППЖ-4 разработан КБ объединения Саратовнефть на базе фрезерно-метательной мельницы и состоит из фрезерно-метательной мельницы ФММ-5, пескового насоса, приемного резервуара и опорной рамы; производительность агрегата 10—15 м³/ч. Используется агрегат для приготовления утяжелителей, утяжеленных промывочных растворов из комковых и порошковых глин. Работа агрегата протекает в следующем порядке: комки глины, падая в бункер и предварительно смешиваясь с водой, захватываются лопастями ротора, а затем отбрасываются на два ряда ножей решеток. После прохождения решеток и выхода из сливного люка бункера раствор имеет частицы глины диаметром до 3—4 мм и поэтому насосом направляется в струйную камеру для дальнейшего диспергирования.

Через насадку струйной камеры раствор выбрасывается на двухрядную броневую решетку со скоростью до 20 м/с, а потом через тройник и вентиль попадает в приемный чан (резервуар). Достижение нужной дисперсности твердой фазы осуществляется повторным пропуском раствора в струйную камеру по команде диспетчера.

Установка УППЖ-2 по сравнению с агрегатом АППЖ-4 усовершенствована Полтавским отделением УкрНИГРИ и предназначена для тех же целей. Установка смонтирована на автома-

шине с прицепом и имеет следующие узлы: спаренные фрезерно-струйные мельницы типа ФСМ, дизельный привод, ковшовый элеватор со шнековым подборником, баки для дизельного топлива и масла, поршневые насосы типа 5ГРТ-8, центробежный насос типа 2К-6а, резервуар для хранения промывочной жидкости. Фрезерно-струйная мельница имеет загрузочный бункер. Последовательность работы на установке: глина, химические реагенты, утяжелитель подаются на элеватор, с последнего попадают в загрузочный бункер фрезерной мельницы; в бункер вода подается насосами. Для получения лучшего диспергирования глинистых частиц жидкость перемешивается во второй мельнице, а оттуда через резиновый шланг подается в резервуар для хранения.

Для перемещения глины или утяжелителя с площадки к элеватору со шнековым подборником необходим бульдозер. Производительность установки УППЖ-2 $50 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для указанных выше целей частично применяется фрезерно-струйная мельница ФСМ-3, разработанная Воронежским инженерно-строительным институтом.

Гидромониторные смесители применяются для приготовления промывочных растворов из комковых, порошковых глин и химических реагентов. Работа гидросмесителей основана на использовании кинетической энергии струи жидкости (чаще воды) для разрушения крупных кусков глин. Давление жидкости перед насадкой гидромонитора достигает 10 МПа. Одновременно могут работать от двух до девяти гидромониторов. Производительность установки $40 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В практике применяются гидросмесители типа ГВТФ-1 и ГСТ, близкие по конструкции и различающиеся в основном расположением гидромониторов. Гидросмеситель ГСТ состоит из резервуара и загрузочного трапа, через который бульдозер подает исходный материал в резервуар. Последний перегородкой разделен на две сообщающиеся половины. В первой половине смонтированы шесть гидромониторов под некоторым углом к оси резервуара, что создает в первом отсеке мощный поток, обеспечивающий быстрое размельчение глины, утяжелителя. Из первого отсека жидкость попадает во второй отсек, где диспергируются тремя гидромониторами не размельченные в первом отсеке частицы глины. Неразмельченные частицы через перегородку снова возвращаются в первый отсек, не попадая, таким образом, в резервуар хранения. Перед сливными насадками установлены фильтры. Благодаря большой производительности и высокому качеству промывочного раствора установка ГСТ получила широкое распространение. С завода гидросмеситель ГСТ поступает в виде трех блоков, а на территории работ перемещается в собранном виде.

Для приготовления утяжеленных растворов в объединении Грознефть применяют несколько иной гидромониторный смеси-

тель, представляющий собой цилиндрический резервуар, монтируемый ниже уровня пола склада утяжелителя. При работе жидкость, которую необходимо утяжелить, манифольдом перебрасывается в специальный гидромонитор, а из последнего струя направляется на утяжелитель для размыва, пульпа же стекает в резервуар, где она размещивается дополнительной струей жидкости из второго гидромонитора; последний расположен горизонтально непосредственно у дна резервуара. Под действием реакции струи гидромонитор вращается в горизонтальной плоскости, чем обеспечивает одновременно с разбавлением пульпы ее хорошее перемешивание. Для обеспечения свободного вращения гидромонитор соединен с центральной вертикальной трубой, установленной в подшипнике.

Установка УПР-Р-2 также относится к гидромониторным смесителям и предназначена для приготовления промывочных растворов из комковых и влажных порошкообразных материалов, для регенерации утяжелителя и регулирования содержания и состава твердых частиц в растворе.

Конструкция установки УПР-Р-2 такова: основным узлом является резервуар с покатым дном, сверху он закрыт решеткой. У боковых стенок внутри резервуара смонтированы два гидромонитора. Два гидроциклона диаметром 150 мм, один гидроциклон-смеситель диаметром 600 мм, два струйных насоса и система управления гидроциклонами, струйными насосами и гидромониторами смонтированы внутри резервуара также у боковых стенок. Завалка глиной или утяжелителем осуществляется через решетку самосвалом, подъезжающим к резервуару по наклонному трапу. Вода или промывочная жидкость подаются буровым насосом под давлением в гидромониторы и струйный насос, благодаря чему образуется пульпа. Жидкость, проходящая струйный насос, засасывает из резервуара пульпу, перемешивается с ней и переходит в гидроциклон-смеситель. В последнем происходит окончательное перемешивание пульпы с жидкостью и диспергирование частиц утяжелителя.

Гидроциклоны диаметром 150 мм применяют для регенерации утяжелителя и удаления излишних глинистых частиц из утяжеленного раствора.

Установка УПР-Р-2 не лишена некоторых недостатков: 1) невысокое качество диспергирования из-за наличия нераспустившихся частиц глины или утяжелителя; 2) непригодность при использовании комковых материалов; 3) трудности в точной регулировке плотности, вязкости и других параметров промывочной жидкости. Производительность установки 100—120 м³/ч.

Гидравлическая мешалка ГДМ-1 (рис. 5.3) относится к гидросмесителям эжекторного типа и состоит из воронки 1 для загрузки порошков, бака 2, камеры смешения 4 с насадкой 5, общей сварной рамы 3. Через насадку 5 к камере смешения подается вода или глинистый раствор под давлением (20—30) ×

$\times 10^5$ Па. Благодаря тому, что в камере образуется вакуум, туда поступает порошок и смешивается с жидкостью. При поступлении пульпы в бак твердые частицы ударяются о специальный башмак и дополнительно измельчаются, перемешиваются с жидкостью. Суспензия, поднимаясь кверху, теряет скорость, из-за чего из нее выпадают на дно крупные частицы глины или утяжелителя. Годный к употреблению раствор сливается через выходную трубу, находящуюся в верхней части бака. Подобные

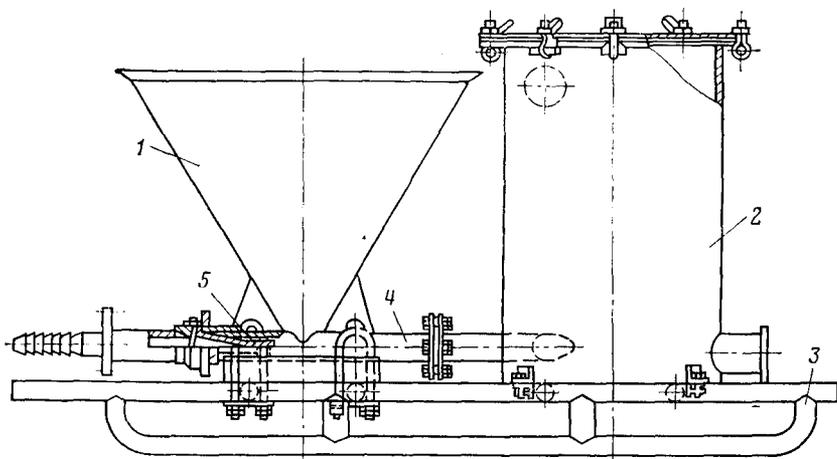


Рис. 5.3. Гидравлическая мешалка ГДМ-1

конструкции гидросмесителей используются для приготовления цементных растворов.

Техническая характеристика гидромешалки ГДМ-1

Производительность, м³/ч 70—90
 Вместимость бака, м³ 1

Габаритные размеры, мм:

длина 2800
 ширина 1600
 высота 1900
 Масса, кг 1120

Для приготовления, химической обработки, утяжеления промывочных растворов из сухих порошкообразных материалов и для питания вспомогательного трубопровода буровых установок применяется блок гидросмесителей БТС.

Блок имеет следующие узлы и детали: сварную раму, два центробежных шламовых насоса с электродвигателями, два гидросмесителя эжекторного типа, два столика с дисковыми ножами для разрыва упаковочных бумажных мешков порошко-

вого материала, нагнетательных и всасывающих трубопроводов. Установка имеет смесительную камеру, тройник, коническую приемную воронку, закрытую сверху сеткой, поворотную заслонку и сливную насадку. Насос ШН-150, центробежный, шламовый, состоит из спирального корпуса, рабочего колеса открытого типа. Рабочая полость корпуса защищена сменными бронедисками; зазор между последними и рабочим колесом регулируется болтами. Подачу жидкости одним или двумя насосами гидросмесителя и подачу промывочного раствора через верхние отводы во вспомогательный трубопровод буровой установки обеспечивает нагнетательный трубопровод с пятью поворотными заслонками. Нагнетательные и всасывающие трубы имеют диаметр 150 мм, а насадки 40 мм.

Приготовление раствора производится в следующей последовательности: бумажный мешок с порошковым материалом вручную подвигается к приемной воронке, нижняя часть мешка разрезается дисковым ножом и порошок всасывается в воронку, попадая далее через открытую заслонку в смесительную камеру. Таким образом, приемная воронка освобождается для следующей порции.

Техническая характеристика блока гидросмесителей БТС

Напор, создаваемый шламовым насосом, Па	$3 \cdot 10^5$
Подача одного насоса, л/с	41,5
Мощность электродвигателей, кВт	2×40
Габаритные размеры, мм:	
длина	6000
ширина	2040
высота	2400
Масса, кг	3425

Кроме перечисленных систем в практике нефтяного бурения применяются две модификации блоков приготовления промывочных растворов: БПР и 1БПР. Их отличительной особенностью является пневматическая погрузка, выгрузка и транспортировка порошкообразных материалов. Блоки обоих типов предназначены также для хранения на буровой порошкообразных материалов и приготовления из них промывочных растворов; они могут быть использованы и как цементомешалки.

§ 3. ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Очистные системы резервуарного типа являются наиболее распространенными и типичными для эксплуатационного и разведочного нефтегазового бурения, комплектуются они унифицированными блоками на базе резервуаров вместимостью 40 м³.

Циркуляционная система ЗЦС80БрД (для буровой установки БУ80БрД) монтируется (рис. 5.4) из четырех унифицированных блоков очистки БО2ДУ или БО2У 9, промежуточного блока БПВ или БПЭ 8; промежуточного углового блока БПУ2М или БПУЗ

7 и промежуточного приемного блока БПП или блока подпорных насосов БПНЗ 6; приемной воронки у устья скважины 10, приемного трубопровода 1 диаметром 300 мм между воронкой и блоком очистки, трубопровода для долива 2. Нагнетательным трубопроводом циркуляционной системы отвод 3 соединяет вспомогательный трубопровод с манифольдом буровых насосов 4 через компенсатор. Всасывающий трубопровод 5 соединяет промежуточный приемный блок или блок подпорных насосов с буровыми насосами. Предохранительный клапан с давлением до 4 МПа установлен на нагнетательном трубопроводе.

Вышечный блок и блоки очистки соединены переходными площадками. Применяемые в практике циркуляционные системы 2ЦС125БД и 2ЦС125БЭ по конструкции близки к системе 3ЦС80БрД.

Относительно широко применяются циркуляционные системы *универсальной монтажности*. Сюда относятся циркуляционные системы ЦС50БрЭУ, ЦС50БрДГУ, ЦС80БрДГУ, ЦС80БрЭУ, ЦС125ЭУ, ЦС125ДГУ.

По конструкции все эти системы сходны между собой и отличаются формами и размерами некоторых компонентов: приемного и вспомогательного трубопровода, расстояниями между блоками и др. Чаще в состав систем входят приемная воронка, приемный трубопровод, блок системы очистки БО2ДУ, промежуточный блок БПЭ, блок подпорных насосов БПНЗ, вспомогательный трубопровод буровых насосов, блок хранения химических реагентов.

Наиболее широкое применение находят *циркуляционные системы с оперативным управлением оборудования для приготовления и очистки промывочных растворов*. Характерная особенность этих установок — оперативное управление оборудованием. Высокая надежность работы систем обеспечивается четырьмя вспомогательными насосами, унификацией вспомогательных операций.

В состав такой системы входят два блока очистки, подпорный блок, а иногда подключают определенное число промежуточных блоков для увеличения запаса промывочного раствора на буровой. Каждый блок имеет желоб и всасывающий коллектор.

Особенностью конструкции очистных блоков является то, что каждый резервуар разделен на три отсека; каждый блок имеет

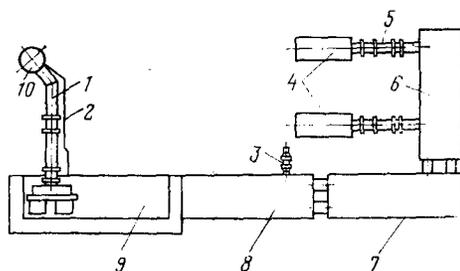


Рис. 5.4. Циркуляционная система 3ЦС80БрД

гидроциклонный песко- и илоотделители, два центробежных насоса. В первом отсеке резервуара иногда устанавливают вакуумный дегазатор, вибросито. Два гидравлических смесителя и два вспомогательных центробежных насоса установлены на опорном блоке. Наличием клапанов и задвижек обеспечивается возможность каждым насосом нагнетать промывочную жидкость в гидросмесители и перемешиватели, в гидро- и илопескоотделители, перекачивать жидкость из одного блока в другой.

Блоки очистки

Первым звеном заводского изготовления является прямоугольный металлический резервуар. Из таких резервуаров и комплектовали циркуляционные очистные системы, которые со временем совершенствовались. В настоящее время имеется несколько систем: промежуточные блоки БПВ и БПЭ, угловые и др. Новейшей конструкции блок БПЭ — это открытый прямоугольный сварной металлический резервуар, смонтированный на металлических санях; в резервуар вмонтированы прямоугольный желоб шириной 600 мм и длиной 750 мм и всасывающий коллектор круглого сечения диаметром 300 мм. Последний снабжен двумя клапанами, управляемыми сверху. Два окна желоба закрываются шиберами; с помощью последних жидкость можно направлять в нужный блок. Для соединения соседних блоков имеются на торцах резервуаров желоба и коллекторы. Для очистки резервуаров в нижней части имеются два люка, управляемые с помощью рукоятки, помещенной на верхней площадке блока. Трубопроводы пара, воды, химических реагентов диаметром 40 мм, вспомогательный нагнетательный трубопровод диаметром 100 мм смонтированы на внутренней второй стенке резервуара. Все эти трубопроводы оканчиваются быстросборными резиновыми соединениями для стыковки с соседними блоками. Два перемешивателя ПГ смонтированы на промежуточном блоке.

Техническая характеристика блоков БПВ и БПЭ

Вместимость резервуаров, м ³	40	40
Сечение встроенного желоба, мм:		
ширина	650	650
глубина	750	750
Внутренний диаметр коллектора, мм	309	309
Установленная мощность электродвигателей, кВт	2 × 5,5	
Габаритные размеры, мм:		
длина	8800	8800
ширина	2040	2040
высота	3300	3650
Масса, кг	6980	8100

В случае необходимости блоки могут быть расположены под углом, в этом случае они называются промежуточные угловые и приемные.

Блоки очистки промывочных растворов в настоящее время выпускаются восьми типов: БО1; БО2; БО1У; БО2У; БО1Д; БО2Д; БО1ДУ; БО2ДУ. Цифровые индексы 1 и 2 указывают на расположение установки слева или справа от буровой, У — установка с укрытием, Д — с вакуумным дегазатором.

Как правило, каждый блок состоит из резервуара, батареи гидроциклонов 1БГ, вертикального шламового насоса, сдвоенного вибросита СВ2Б, вакуумного дегазатора ДВС-2К, гидравлического перемешивателя ПГ, укрытия. Резервуары смонтированы на саях из профильной стали.

Поперечная перегородка, расположенная между торцевой стенкой и пескоотделителем, делит резервуар на две части. В первую половину поступает очищенная в вибросите жидкость. Желоб глубиной 500 мм смонтирован внутри резервуара вдоль боковой стенки, между отсеком пескоотделителя и торцевой стенкой резервуара. В желобе и боковых стенках отсека имеются окна с шиберами; через окна промывочная жидкость попадает в желоб, а из последнего в резервуар. Вакуумный дегазатор смонтирован над поперечной перегородкой. Коллектор с круглыми окнами расположен в нижней части резервуара. Окна открываются и закрываются клапанами, управление которых расположено на верхней площадке блока. Против желоба и коллектора в торцевой стенке резервуара имеются отверстия с фланцами и резиновыми уплотнителями. В эти отверстия монтируют патрубки коллектора и желоба, с помощью которых они соединяются с соседним промежуточным блоком. Вспомогательный нагнетательный трубопровод укреплен на внутренней боковой стенке блока; там же установлены трубопроводы для воды, пара, химических реагентов. Эти трубопроводы оканчиваются резиновыми шлангами с быстросборными соединениями. Каждый трубопровод в средней своей части имеет отводы с вентилем и резиновым шлангом, длина последнего должна обеспечить подачу раствора в любую точку блока.

С помощью шарового компенсатора, смонтированного на вспомогательном трубопроводе, последний присоединяется к трубопроводам соседнего блока.

Гидравлический перемешиватель 4УПГ с задвижкой и второй отвод тоже с задвижкой для присоединения доливного трубопровода прикреплены к вспомогательному трубопроводу. Через второй отвод промывочный раствор доливается в скважину при подъеме бурового снаряда.

В нижней части каждого блока имеются два отверстия с затворами для слива жидкости из резервуара.

Вместимость резервуаров для всех восьми типов блоков 44 м³; установленная мощность электродвигателей от 24,4 до 56,4 кВт.

В последние годы в мировой буровой практике наблюдается увеличение объема резервуаров и к настоящему времени имеются очистные блоки, вместимость резервуаров которых 80 м³.

§ 4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ОТ ШЛАМА ВЫБУРИВАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Для механической очистки промывочных растворов применяются гидроциклоны и вибросита. Оба эти устройства являются дополнением к отстойным очистным системам, когда последние не справляются со своими функциями. Устройство гидроциклонов основано на использовании центробежных сил. Различают гидроциклоны и центрифуги.

Гидроциклон представляет собой сосуд, верхняя небольшая часть которого имеет цилиндрическую форму, а нижняя большая часть — конусную, угол конусности 10—20°. В цилиндрической части сосуда имеется входной трубопровод, а в крышке патрубков для вывода очищенной жидкости. Внизу сосуд имеет выпускной канал со сменными насадками. Через вводный трубопровод с сужающимся отверстием, с перепадом давления (2—3) · 10⁵ Па, промывочная жидкость, обогащенная шламом тангенциально вводится во внутреннюю полость цилиндрического диффузора и приобретает вихревое движение. В результате сложного взаимодействия тангенциальных, радиальных, осевых и гравитационных сил твердые, особенно более крупные, частицы шлама прижимаются к конусной внутренней поверхности и сползают вниз к выпускному каналу.

В нефтяной промышленности гидроциклоны входят составной частью в комплект песко- и илоотделителей.

Пескоотделитель 1ПГК конструкции ВНИИнефтемаша состоит из следующих узлов и деталей: четырех гидроциклонов (батареи), вертикального шламового насоса, резервуара, соединительной трубы между циклонами и насосом. Собственно гидроциклон пескоотделителя 1ПГК (рис. 5.5) состоит из питающей насадки 5 корпуса 1 (металлического), внутри которого смонтирован резиновый цельнолитой конус 3 с присоединенной к нему насадкой 4 для спуска шлама. Очищенный раствор выпускается через сливную металлическую насадку 2.

Принципиальная схема работы пескоотделителя показана на рис. 5.6. С вибросита промывочная жидкость поступает по желобу 1 в правый отсек резервуара 2, а оттуда шламовым насосом 3 подается в гидроциклонную батарею 4. Из верхних сливных насадок гидроциклонов очищенная жидкость попадает в левый отсек резервуара 5 и по желобу 6 поступает в промывочный резервуар (амбар) буровых насосов. Разделяющая резервуар

на два отсека перегородка 7 в нижней части имеет окно, которое во всех случаях обеспечивает погружение шламового насоса ниже уровня промывочного раствора.

Батарея гидроциклонов смонтирована на специальной сварной раме вместе с четырьмя отводами с резиновыми шлангами. Низ рамы имеет вид наклонного лотка с люком, шибером передней стенки. Когда шибер закрыт, песковые насадки погружены в неочищенную промывочную жидкость, которая через торцевую стенку при открытом шибере вытекает через люк.

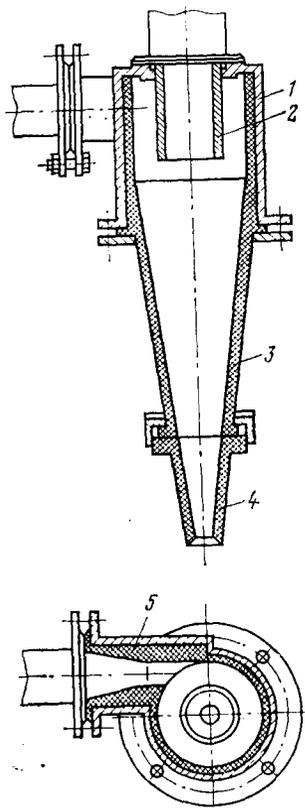
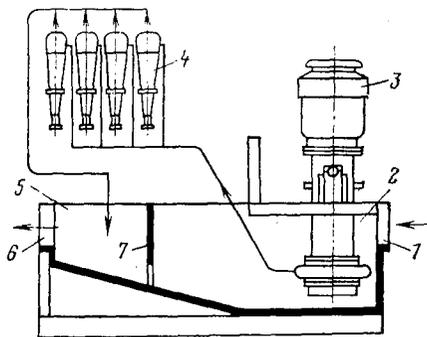


Рис. 5.5. Гидроциклон пескоотделителя ИГК

Рис. 5.6. Принципиальная схема работы пескоотделителя



Шламовый вертикальный насос ВШН-150 — центробежный насос погружного типа с открытым колесом. Обычный сальник заменен разъемной резиновой втулкой, выполняющей одновременно роль уплотнителя и опоры нижнего конца вала насоса.

Два шарикоподшипника, смазанные густой смазкой и расположенные в верхней части корпуса выше уровня перекачиваемой жидкости, являются опорой вала насоса. Вертикальный фальцевый электродвигатель через упругую пальцевую муфту приводит в действие насос. Корпус последнего с помощью приваренных кронштейнов с цапфами крепится на резервуаре блока очистки.

Техническая характеристика пескоотделителя 1ПГК

Производительность, л/с	60
Наименьший размер удаляющихся из раствора частиц, мм	0,06
Диаметр гидроциклонов, мм	150
Число гидроциклонов, шт.	4
Материал гидроциклонов	Резина
Наименьшее допустимое давление перед гидроциклонами, Па	$1,8 \cdot 10^5$
Перекачивающий насос	ВПП1-150
Число насосов	1
Электродвигатель	АО2-72-4
Мощность электродвигателя, кВт	30
Габаритные размеры, мм:	
длина	2000
ширина	1150
высота	2150
Масса, кг	1310

Пескоотделитель данного типа может найти применение и при геологоразведочном бурении на твердые полезные ископаемые, когда требуется особо качественная очистка промывочной жидкости от шлама, например при бурении с ССК.

Куйбышевский НИИТнефть разработал гидроциклонный пескоотделитель, отличающийся от пескоотделителя 1ПГК тем, что он имеет один чугунный гидроциклон диаметром 350 мм с установочной мощностью электродвигателя 110 кВт. Установка применяется ограниченно.

Сито-гидроциклонная установка АСГУ-2 является комплексом, состоящим из пескоотделителя 1ПГК (исключен резервуар) и вибросита с общим резервуаром.

Вибросита

В отечественной практике различают два типа вибросит: одинарные вибросита СВ-4 и сдвоенные СВС-2. По конструкции они сходны друг с другом. К настоящему времени применяются только вибросита СВС-2.

Вибросита основаны на использовании силы тяжести. Вибрация создается вращающимися дебалансами. Вибрация как средство очистки растворов способствует разрушению структуры раствора, а шлам скатывается по сетке, очищенный же раствор пропускается сеткой.

Вибросито СВ2Б (рис. 5.7), являясь усовершенствованной конструкцией вибросита СВ2, имеет следующие узлы и детали: опорную раму 1, барабаны для натяжения сеток 2, опорные амортизаторы 3, вибрирующие рамы 4, кожух для ограждения ременных передач 5, электродвигатели 6, распределительную коробку 7. К последней приварены два патрубка: приемный диаметром 325 мм и нагнетательный 60 мм.

Первый патрубок соединен с трубопроводом, по которому раствор из скважины попадает во второй, соединенный с вспомогательным трубопроводом системы очистки. Два сливных лотка приварены к внутренней стенке приемной коробки. Каждый лоток имеет выравниватель — поворотную прямоугольную заслонку с фиксатором. Выравниватели способствуют равномерному распределению жидкости по сетке. Когда выравниватель находится в крайнем нижнем положении, сливные лотки пере-

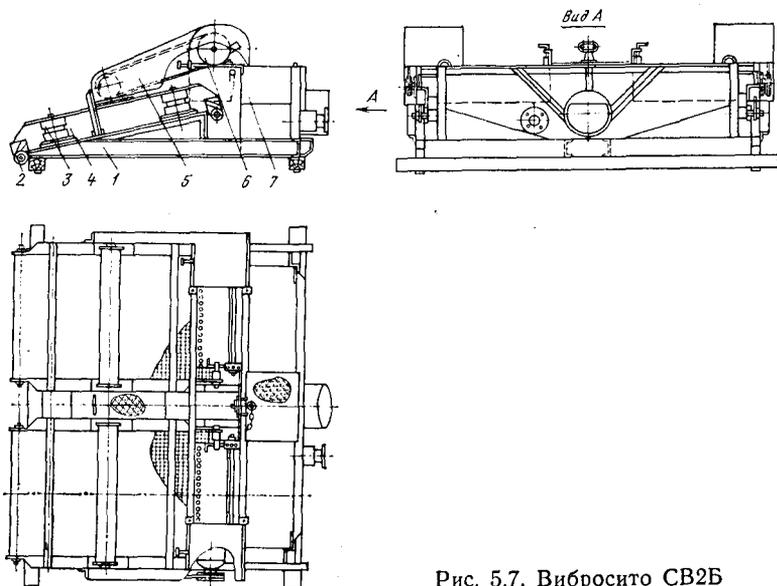


Рис. 5.7. Вибросито СВ2Б

крываются полностью; при таком положении и при поднятом шибере промывочный раствор из распределительной воронки идет в резервуар блока очистки, не попадая на сетку. В случае необходимости повторного пропуск раствора через вибросито, последний может быть направлен в распределительную коробку через вспомогательный нагнетательный трубопровод и связанный с ним патрубок диаметром 60 мм.

Техническая характеристика вибросита СВ2Б

Производительность при вязкости жидкости 45 с (сетка 1×5 мм), л/с . . .	50—60
Перепад высот между подводящим и отводящим желобами, мм	750
Частота колебаний в 1 мин	1000—2000
Рабочая площадь сетки, м ²	2,6
Длина сетки в одном вибросите, м	4,5
Мощность электродвигателей, кВт . . .	2,2 × 24,4

Габаритные размеры, мм:

длина	2200
ширина	2490
высота	910
Масса, кг	967

Дегазаторы

Наличие газа в промывочной жидкости ухудшает ее качество, а при бурении в условиях больших пластовых давлений делает ее непригодной для применения. Поэтому имеется ряд устройств для механического удаления газа из промывочных растворов — дегазаторы.

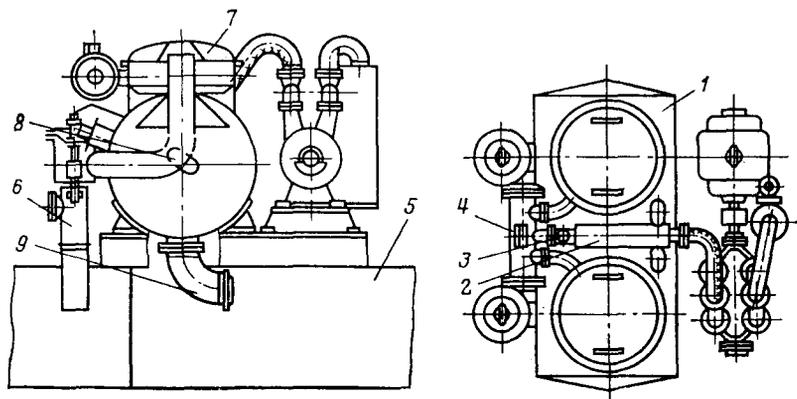


Рис. 5.8. Вакуумный дегазатор ДВС2К:

1 — цилиндрическая камера; 2 — ресивер; 3 — золотник; 4 — клапан-разрядник; 5 — резервуар; 6 — приемный клапан; 7 — дегазационная камера; 8 — поплавковый регулятор уровня; 9 — выкидные клапаны

Существуют дегазаторы различных типов, но наиболее распространены вакуумные дегазаторы. В отечественной практике находит применение дегазатор ДВС2К. Он является автоматической установкой циклического действия и состоит из двух вакуумных попеременно действующих камер и вакуумного насоса с электроприводом.

На рис. 5.8 показана схема конструкции вакуумного дегазатора ДВС2К, а на рис. 5.9 дана схема работы дегазатора.

При пуске вакуумного насоса клапан-разрядник 1 находится в крайнем правом положении, при этом дегазационная камера 5 сообщается с атмосферой, камера же 5а подсоединена к насосу. Благодаря тому, что рабочая площадь мембраны больше площади клапана, под действием давления атмосферы приемные клапаны 6 и 6а прижаты к штокам, благодаря чему в одной

из дегазационных камер образуется вакуум. При достижении вакуумом в камере величины, определяемой затяжкой пружины золотника 3, мембрана последнего вместе со штоком перемещается в другое крайнее положение, а мембранные полости приемных клапанов соединяются с ресивером 2. Одновременно мембраны клапанов поднимаются вверх, а один из приемных клапанов открывается под действием разности давлений по обе стороны клапана. При этом поддерживается постоянный вакуум

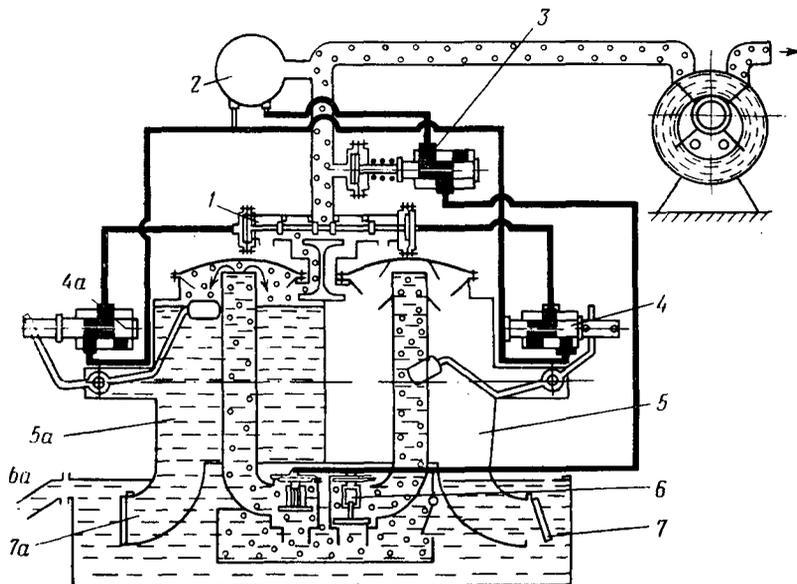


Рис. 5.9. Схема работы дегазатора

в мембранных полостях обоих приемных клапанов. При открытом выкидном клапане 7 жидкость вытекает из камеры 5 под действием гидростатического напора, обусловленного разностью уровней жидкости в камере 5 и в резервуаре. Когда напор уменьшается, клапан 7 закрывается под действием собственной массы. Нужная герметичность закрытого клапана 7a обеспечивается разностью давлений атмосферы и вакуума в камере. По достижении в камере 5a заданного уровня жидкости золотник 4a поплавок переключает клапан-разрядник, а дегазированная жидкость, выходя из камеры 5a, заполняет камеру 5, поднимая поплавок, связанный с золотником 4.

Приемные клапаны опускаются на 800—1000 мм ниже уровня жидкости в резервуаре блока очистки.

Техническая характеристика дегазатора ДВС2К

Производительность при дегазации интенсивно вспенивающихся жидкостей, л/с	40—50
Производительность при дегазации жидкости с нестойкой газовой фазой, л/с	≥60
Остаточное содержание газа, %:	
в первом случае	≤3
во втором случае	0
Вакуумный насос	ВВН-12
Электродвигатель	ВАО-72-6
Мощность, кВт	22
Частота вращения, об/мин	380
Напряжение, В	320
Масса, кг	2240

§ 5. УСТАНОВКА ДЛЯ НАНЕСЕНИЯ СМАЗКИ НА БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЧИСТКИ СКВАЖИН

Консистентной смазкой бурильные трубы покрываются часто почти во всех производственных организациях геологической службы. Централизованного снабжения механическими устройствами смазки труб пока нет. Поэтому, чтобы облегчить тяжелый и неудобный труд смазчика, на местах разработано несколько типов установок для механической смазки бурильных и обсадных труб. Последние смазываются с целью облегчения последующего их извлечения из скважины.

Оренбургским геологическим управлением разработана установка УНС-1 (рис. 5.10). Эта установка работает следующим образом: приготовленная заранее смазка заливается в бак 1,

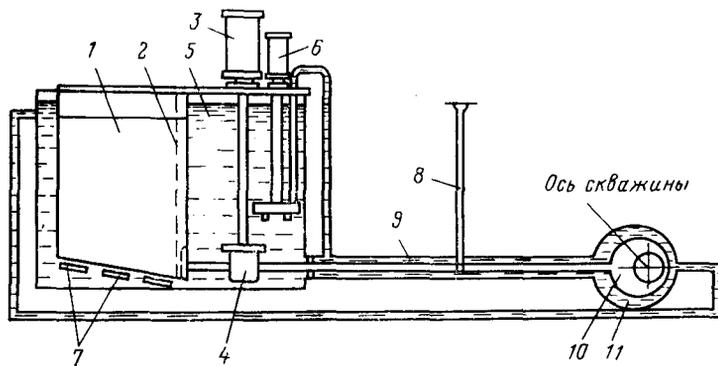


Рис. 5.10. Схема установки для нанесения смазки на бурильные трубы:

1 — бак со смазкой; 2 — фильтры; 3 — электродвигатель; 4 — шестеренчатый насос; 5 — бак с теплообменной жидкостью; 6 — центробежный водяной насос; 7 — электронагревательные элементы; 8 — кран регулировочный; 9 — трубопровод двойной; 10 — кольцевая насадка; 11 — полость насадки

заклученный в резервуар с теплообменной жидкостью; далее смазка под давлением по трубопроводу подается в кольцевую насадку 10 (установлена на направляющей трубе) и через радиально расположенные в ней отверстия попадает на наружную поверхность бурового снаряда, проходящего внутри насадки. Подогрев смазки осуществляется циркулирующей теплообменной жидкостью в трубе, внутри которой находится трубопровод смазки. Нагнетается смазка масляным шестеренчатым насосом 4 с электродвигателем 3, а теплообменная жидкость — водяным центробежным насосом 6. Подогревается система расположенными в нижней части резервуара электронагревательными элементами 7. Последние включаются за 30—40 мин до начала нанесения смазки на буровой снаряд. После достижения температуры примерно 80 °С включают центробежный насос, а через 5 мин — и шестеренчатый насос при закрытом кране 8. На этом кране установлен указатель расхода смазки, чаще типа КАВС. Установив указатель расхода в нужное положение, бурильщик открывает кран. Подогретая смазка наносится на бурильные трубы, и, когда спуск останавливают, перекрывают кран 8. Сменные кольца насадки 10 обеспечивают использование установки для разных по диаметру бурильных и обсадных труб. В установке имеется тепловое реле для автоматического регулирования температуры теплообменной жидкости в пределах 80—90 °С.

Техническая характеристика установки УНС-1

Вместимость бака для смазки, л	58
Объем смазки, л	40
Вместимость бака теплоносителя, л	80
Подача шестеренчатого насоса НШ-АОД, см ³ /об	10
Давление в магистрали трубопровода, МПа	≤4
Мощность электродвигателя к насосу НШ, кВт	0,6
Мощность электродвигателя к центробежному насосу, кВт	0,125
Мощность трубчатого электронагревателя ЭТ-160, кВт	3,2
Число электродвигателей ЭТ-160, шт.	3
Габаритные размеры, мм:	
длина	800
ширина	520
высота	800
Масса без смазки и теплоносителя, кг	60

Более простое устройство для нанесения антивибрационной смазки типа КАВС и других, разработанных смазок применяется в Казахстане. Установка (рис. 5.11) состоит из электродвигателя 1, смазки 2 с смонтированным на ней эмульсионным электронасосом ПА-22-4, рядом с которым находится люк 5 для

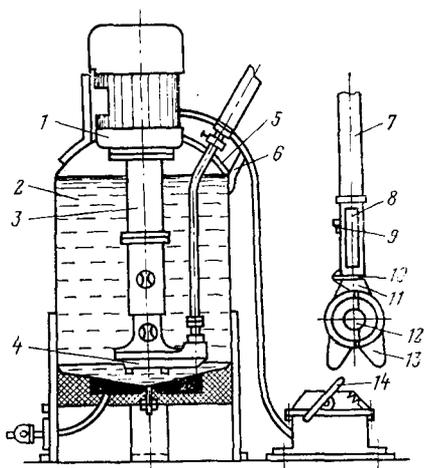


Рис. 5.11. Установка для приготовления, разогрева и нанесения антивибрационной смазки на буровую колонну (Западно-Казахстанская геологическая экспедиция):

1 — электродвигатель; 2 — смазка; 3 — вал;
4 — кронштейн; 5 — люк; 6 — держатель;
7 — вилка; 8 — рукоятка; 9 — крюк; 10 — пружина;
11 — ось; 12 — распределитель;
13 — копир; 14 — педаль

заливки смазки, наносимой на бурильные трубы вилкой 7. Пуск электронасоса осуществляется педалью 14. Процесс приготовления смазки: в емкость вливают 30 л нигрола и включают нагреватель. После подогрева до 80—90 °С добавляют нужное количество истолченной канифоли при постоянном перемешивании. Зимой смазку наносят горячей, летом остужают до 25—30 °С. При нанесении смазки прижимают копир 13 к буровой колонне. При движении последней через вилку подаваемая насосом смазка равномерно наносится на колонну.

Однако наиболее простое устройство для нанесения смазки — это стаканы, доступные для изготовления в любой механической мастерской. Стакан — это цилиндр диаметром 89—127 мм, высотой 300—

500 мм (рис. 5.12). Резиновые прокладки изготавливаются из технической резины в 2—3 слоя. Диаметр внутреннего отверстия прокладок на 3—5 мм должен быть меньше наружного диаметра бурильных труб. Для муфтово-замковых бурильных

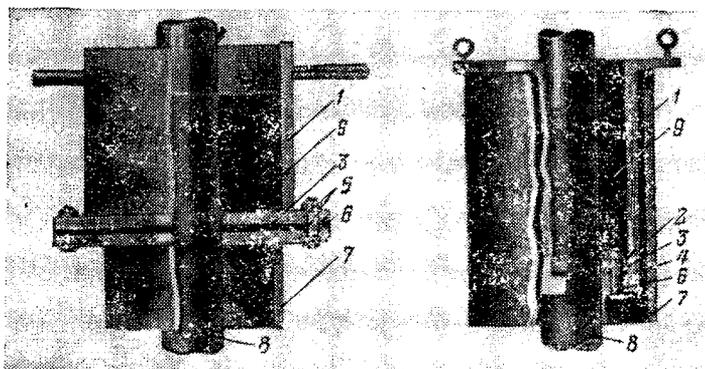


Рис. 5.12. Стаканы для смазки ниппельных бурильных труб:

1 — корпус; 2 — шайба; 3 — резиновая прокладка; 4 — буска; 5 — фланцы; 6 — крепежные болты; 7 — направляющая труба; 8 — бурильная труба; 9 — смазочная смесь

труб в прокладках делают четыре—шесть радиальных разрезов длиной 8—10 мм.

Заслуживает внимания устройство, предложенное сотрудником Грузинского геологического управления И. А. Додобулидзе.

Устройство (рис. 5.13) состоит из двух шарнирно-соединенных фигурных ванн 1, запирающихся при работе затвором 2, маслоподающих роликов 3, жестко прикрепленных на стойках 4

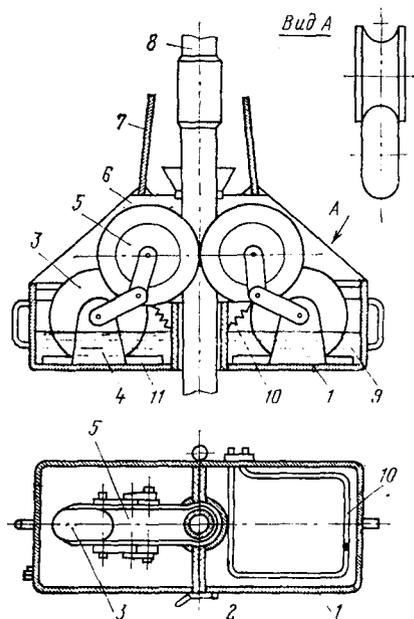


Рис. 5.13. Устройство для нанесения антивибрационной смазки на бурильные трубы

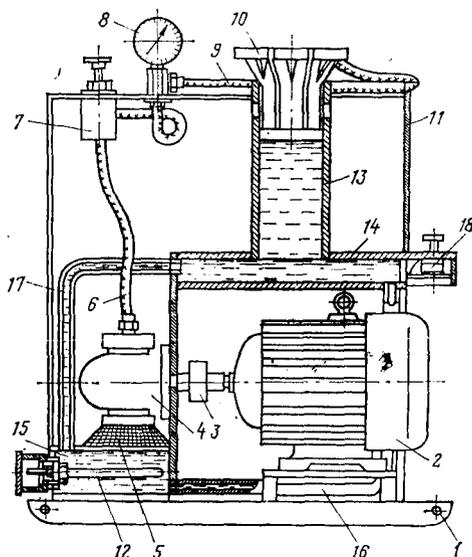


Рис. 5.14. Схема установки Красноярского геологического управления

к ваннам, смазывающих роликов 5 с пружинами 10, которые прижимают ролики к бурильным трубам 8 и к маслоподающим трубкам; кожуха 6, предохраняющего разбрызгивание смазки при работе, и подвески 7. Электронагревательный элемент 11 служит для поддержания смазочной смеси 9 в нагретом состоянии.

Устройство подвешено на переходном ролике тросовой подвески с противовесом. Во время работы оно запирается на бурильной трубе, которая при спуске ее в скважину вращает смазывающие ролики, взаимодействующие с маслопитающими роликами, последние подают из ванны смазку к роликам 5, которые наносят ее ровным слоем на бурильную трубу. Устройство Грузгеологии не затрудняет проведение других операций при бурении скважин. Имея набор различных сменных

роликов 5, устройство пригодно для смазки всех применяемых бурильных колонн, оно обеспечивает одновременную работу с трубооборотом РТ-1200.

Красноярское геологическое управление также внесло свой вклад — оно разработало устройство для механической смазки колонны бурильных труб. Устройство (рис. 5.14) состоит из рамы 1, электродвигателя 2, полужесткой муфты 3, шестеренчатого насоса 4 с заборным фильтром 5, подводящего шланга 6, регулировочного крана 7, манометра 8, нагнетательного шланга 9 и стакана 10. Смазка помещается в емкости 11 и нагревается нагревателем 12 через воду, которая заливается в трубку 13 емкостей 15 и 14, соединенных между собой трубками 16 и 17. Установка имеет пульт управления 18 с пакетами для включения и выключения электродвигателя и выключатель для включения нагревателя.

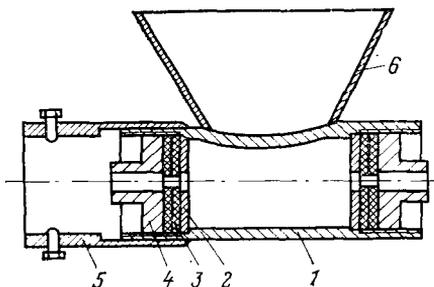


Рис. 5.15. Стакан для смазки бурильной колонны при бурении слабонаклонных, горизонтальных и восстающих скважин (Бурятское ГУ):

1 — корпус; 2 — упорная гайка; 3 — сальник; 4 — поджимная гайка; 5 — кондуктор; 6 — раструб

Технология смазки такая: смазка нагревается до температуры 60—70 °С, затем через очистной фильтр и регулировочный кран попадает в стакан. Двумя форсунками горячая смазка наносится на колонну бурильных труб.

В последние годы применяется установка УСК-2 для нанесения смазки, разработанная ВИТРом. Она состоит из двух основных частей: нагревательного бака вместимостью 16 л и накатного механизма из двух пар резиновых катков; катки обжимают бурильную трубу и при спуске наносят на нее смазку. Устройство пригодно для ниппельных и муфтово-замковых бурильных труб диаметром 42 и 50 мм. Смазка наносится на трубы в виде полос шириной 60—65 мм при температуре смазки 55—60 °С. Расход смазки 2—3,5 кг на 100 м труб, т. е. в 2—3 раза меньше, чем при ручной смазке. При этом она осуществляется примерно в 5 раз быстрее.

Как показал анализ, смазка КАВС обладает повышенной стойкостью, при бурении с водой удерживается на трубах 4—6 сут, а при глинистом растворе 2—4 сут. Средний расход смазки КАВС для скважин глубиной до 600 м составляет 40—60 кг на 100 м углубки. Для приближенного расчета необходимого количества смазки ВИТР предложил следующую формулу:

$$Q = 5 \cdot 10^{-3} (30Z^2 / AK + Z) q,$$

где Z — глубина скважины, м; A — скорость бурения, м/ст.-мес.; K — периодичность нанесения или стойкость смазки (нанесение через 4 сут, $K = 4$); q — количество смазки для разового покрытия колонны длиной 100 м (среднее $q = 4 \div 6$ кг).

При бурении слабонаклонных, горизонтальных и восстающих скважин для смазки бурильных труб используют приспособление, устройство которого показано на рис. 5.15.

Механическое приспособление ЧС конструкции ВИТР применяется для чистки стенок скважины от антивибрационной смазки, когда это требуется по различным причинам.

Приспособление ЧС (рис. 5.16) состоит из следующих узлов и деталей. На стержне 3 насажены металлические щетки 5, поджатые сверху и снизу переходниками 2 и 7. Пакеты щеток разделены прокладками 4 и 6. ЧС с колонной бурильных труб соединяется переходником 1, а с колонковой трубой 11 с фрезерной коронкой 12 — трубой 8 и переходником 9, на верхний конец которого навинчивается шламовая труба 13. В этом переходнике имеются отверстия с пробкой 10 для регулирования подачи промывочной жидкости. Приспособление опускается в скважину на бурильных трубах, вращение снаряда осуществляется буровым станком. При работе производят расходку снаряда — создают поступательно-возвратное движение. Техническая характеристика приспособления ЧС дана в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Параметры	Типы			
	ЧС-4	ЧС-59	ЧС-78	ЧС-93
Наружный диаметр по щеткам, мм	50	65	80	98
Длина, мм	2750	2750	3245	3345
Масса, кг	19	24	34,6	46,1

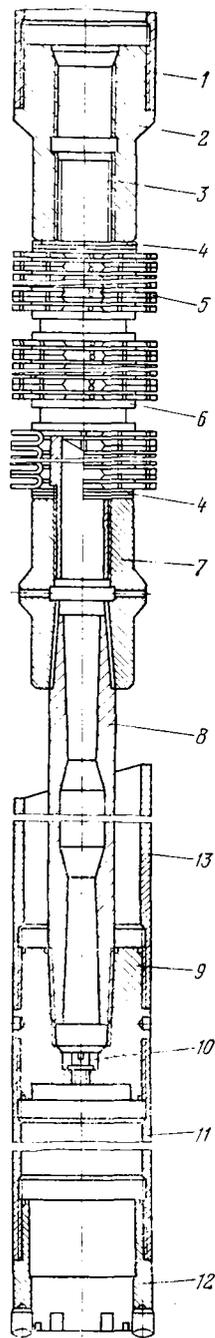


Рис. 5.16. Приспособление ЧС для очистки стенок скважин от антивибрационной смазки (ВИТР)

Глава 6

**ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ
И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРАХ**

§ 1. ПОНЯТИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ И ИХ МЕТОДАХ

Совокупность сведений об измерении тех или иных величин, методах этих измерений и технических средствах представляет собой науку о мерах и измерениях, или метрологию. С давних времен люди для количественной характеристики материальных объектов использовали понятие величины — длины, объема, веса. Позднее, когда метрология стала наукой, под *величиной* стала пониматься количественная характеристика физического тела, явления или процесса.

Чтобы оценить ту или иную величину как характеристику физического тела, необходимо сравнить ее с некоторой другой однородной величиной, принятой за образец, т. е. произвести действие, называемое *измерением*. Измерения осуществляются с помощью измерительных средств и имеют своей целью получение численного значения измеряемой величины в каждом конкретном случае.

Величина того же рода, принятая за образец при измерении искомой величины, называется единицей измерения (например, метр — единица измерения длины, килограмм — массы и т. п.). При измерении неизвестной величины, т. е. сравнении ее с принятой единицей измерения, получают число, показывающее во сколько раз искомая величина больше (меньше) единицы измерения.

Совокупность единиц измерения, составленная по принципу сохранности и возможности описания любых физических объектов и явлений, образует *систему единиц*. В настоящее время предпочтительной системой является Международная система единиц. Все основные и дополнительные единицы системы СИ, за исключением массы, обладают естественной сохранностью и легко воспроизводимы. Остальные единицы, которыми приходится пользоваться при описании тех или иных физических процессов, производны и могут быть получены благодаря законам физики, устанавливающим взаимосвязь между физическими явлениями.

Вещественное воспроизведение единицы измерения (линейка, гиря) называется *мерой*.

Для связи единицы измерения с независимой величиной, взятой из природы, с целью ее свободного восстановления при утрате ученые Франции в 1791 г. разработали метрическую систему мер. В основу этой системы был положен метр (от греческого слова метрон — мера) — длина, равная одной сорокамиллионной доле земного меридиана, проходящего через Париж.

Однако метром как единицей измерения длины не всегда удобно пользоваться, если имеются в виду, например, такие расстояния, как между Москвой и Ленинградом, Землей и Луной, или сравнительно небольшие размеры, например толщина волоса, длина зерна и т. д. Поэтому кроме основной введены другие единицы длины, большие или меньшие метра в число раз, кратное 10. Соответственно в названиях единиц длины меньше метра вошли греческие слова деци (десять), санти (сто), милли (тысяча), означающие, что единица в такое-то число раз меньше метра, а названия единиц больше метра приобрели приставки дека (десять), гекто (сто), кило (тысяча), означающие увеличение метра в соответствующее число раз. Следует отметить, что на практике больше всего используются такие единицы длины, как миллиметр, сантиметр, метр и километр. В соответствии с таким делением основной единицы метрическая система единиц называется также десятичной.

В качестве другой единицы метрической системы был принят *килограмм*, соответствующий массе одного кубического дециметра чистой воды при температуре 4 °С.

Так появилась удобная в обращении система мер.

Методы измерения

Числовое значение величины определяется путем ее сравнения с известной величиной, единицей измерения, принятой за эталон. Процесс сравнения называется измерением. Измерения могут быть *прямыми* и *косвенными*.

Прямой метод измерения заключается в непосредственном сравнении измеряемой величины с единицей измерения при помощи меры или прибора с соответствующей шкалой. Непосредственно можно измерять только очень немногие величины (например, длину — линейкой, массу — весами, время — секундомером, температуру — термометром, силу тока — амперметром и т. д.). Чаще для определения численного значения искомой величины приходится применять косвенные методы измерения. Последние заключаются в прямом измерении одной или нескольких величин, связанных математической зависимостью с искомой величиной. Численное значение неизвестной величины определяется путем вычисления с помощью формулы, в которую подставляются значения измеренных величин. Примерами таких измерений могут служить: определение площади круга, при

котором измеряется диаметр, а затем по формуле вычисляется сама площадь; определение усилия в неподвижном конце талевой системы по показаниям манометра индикатора веса; установление температуры среды по э. д. с., возникающей в термопаре и т. д.

§ 2. ОБЩИЕ СВОЙСТВА ПРИБОРОВ И ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ

Для проведения измерений используется различная измерительная аппаратура, включающая меры и измерительные приборы. К мерам относятся технические средства для непосредственного воспроизведения единицы измерения — длины, массы. Измерительные приборы — такие устройства, с помощью которых производится прямое или косвенное измерение неизвестной величины.

На практике ни одно измерение нельзя сделать абсолютно точно. Всегда возникает ошибка, связанная с несовершенством прибора, методом измерений, изменчивостью окружающих условий (температура, влажность, атмосферное давление и др.), возможностями органов чувств человека и различными случайными явлениями. Эта ошибка, отличающая показание прибора от действительного значения измеряемой величины, носит название *погрешность измерения* и должна учитываться при оценке достоверности полученного результата измерений.

Погрешность измерения может быть *абсолютной* или *относительной*, положительной или отрицательной величиной.

Абсолютная погрешность ΔX определяется как разность между действительным $X_{\text{ср}}$ и найденным X_i значениями измеряемой величины, т. е. $\Delta X = X_{\text{ср}} - X_i$ и выражается в ее единицах. Относительная погрешность $\Delta X_{\text{отн}}$ находится как частное от деления абсолютной погрешности на действительное значение измеряемой величины в процентах, т. е.

$$\Delta X_{\text{отн}} = \Delta X / X_{\text{ср}} \cdot 100 \text{ \%}.$$

Так как разность $X_{\text{ср}} - X_i$ может иметь любой знак, погрешности могут быть положительными или отрицательными.

Одним из методов повышения точности результата является многократное повторение измерений неизвестной величины. При этом накапливается ряд значений измеряемой величины $X_1, X_2, \dots, X_i, \dots, X_n$. Наиболее близким к действительному значению этой величины будет среднеарифметическое ее значение $X_{\text{ср}}$, определяемое как

$$X_{\text{ср}} = \sum_1^n X_i / n.$$

Поэтому при нахождении абсолютной или относительной погрешности за действительное значение измеряемой величины принимают ее среднеарифметическое значение, которое тем

ближе к действительному значению, чем большее число измерений было проведено.

Погрешности измерения могут быть систематическими и случайными. Систематические погрешности вызываются однообразным действием на прибор одних и тех же факторов, например повышенной температуры, дефекта прибора, несовершенства методики измерений и т. п. Они остаются неизменными при повторных измерениях или изменяются по определенному закону. Как правило, влияние систематических погрешностей на результат измерения может быть учтено введением поправок. Когда же их влияние не поддается учету, приходится мириться с систематическими погрешностями или отказаться от принятой методики измерения.

Случайные погрешности могут возникать по самым различным непредвиденным причинам (изменение частоты и напряжения питающего тока, вибрации прибора, заедание чувствительных элементов датчиков) и поэтому не подчиняются никакой закономерности. Они могут быть различными по величине и знаку.

Для нахождения величины случайных погрешностей, установления их влияния на результаты измерений и исключения из расчетов используют методы, описанные в специальной литературе. Одним из основных методов является оценка случайных погрешностей и нахождение их доверительных интервалов в предположении, что погрешности по своей величине при достаточно большом числе измерений распределяются по нормальному закону. Нормальный закон распределения был установлен впервые немецким математиком Гауссом и заключается в следующем:

1) погрешности измерений могут принимать непрерывный ряд значений;

2) погрешности измерений с равной вероятностью могут иметь любой знак;

3) по мере увеличения абсолютного значения погрешности вероятность (частота) ее появления уменьшается.

Величина случайной погрешности чаще всего оценивается при помощи средней квадратической погрешности S_n :

$$S_n = \sqrt{\frac{(X_{cp} - X_1)^2 + (X_{cp} - X_2)^2 + \dots + (X_{cp} - X_n)^2}{n - 1}} = \\ = \sqrt{\frac{\sum_1^n (X_{cp} - X_i)^2}{n - 1}}.$$

Если число измерений очень большое, S_n стремится к своему статистическому пределу — генеральной средней квадратической погрешности:

$$\sigma = \lim_{n \rightarrow \infty} S_n.$$

Распределение погрешностей характеризуется генеральной или выборочной дисперсией измерений, которые соответственно равны квадратам σ и S_n .

Результаты измерений могут в большей или меньшей степени отличаться друг от друга. Степень различия результатов измерений оценивается генеральным или выборочным коэффициентом вариации, которые соответственно равны отношениям квадратичных погрешностей к среднеарифметическому значению измеряемой величины:

$$W = \sigma / X_{\text{ср}}, \quad W_n = S_n / X_{\text{ср}}.$$

Реже случайная погрешность может оцениваться и средней арифметической погрешностью r_n :

$$r_n = \sum_1^n |X_{\text{ср}} - X_i| / n.$$

Истинным значением средней арифметической погрешности является ее предел $\rho = \lim_{n \rightarrow \infty} r_n$.

Генеральная средняя квадратическая погрешность связана с пределом средней арифметической погрешности соотношением

$$\sigma = 1,25\rho \text{ или } \rho = 0,8\sigma.$$

Аналогичным соотношением связаны средняя квадратическая и арифметическая погрешности, если число измерений достаточно велико (не менее 30), т. е.

$$S_n = 1,25r_n \text{ или } r_n = 0,8S_n.$$

При меньшем числе измерений обычно

$$S_n \leq 1,25r_n \text{ или } r_n \leq 0,8S_n.$$

Практически значения σ и ρ после нахождения $X_{\text{ср}}$ вычисляются по формулам:

$$\sigma = k \sqrt{\frac{X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_n^2}{n(n-1)}},$$

$$\rho = v \sqrt{\frac{X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_n^2}{n(n-1)}}.$$

Абсолютное значение наибольшей погрешности находим по формуле

$$\lambda = m \sqrt{\frac{X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_n^2}{n(n-1)}}.$$

Значение коэффициентов берется из табл. 6.1.

Вычислив среднеарифметическое значение измеряемой величины $X_{\text{ср}}$ и среднюю квадратическую погрешность S_n можно произвести оценку случайных погрешностей. Это делается путем

Таблица 6.1

k	m	n	k	m	n
1,000	1,84	400,0	0,697	1,05	3,9
0,816	1,28	22,0	0,695	1,04	3,8
0,765	1,20	9,0	0,694	1,04	3,7
0,741	1,14	6,6	0,692	1,04	3,6
0,727	1,11	5,7	0,691	1,03	3,6
0,718	1,09	5,1	0,690	1,03	3,5
0,711	1,08	4,7	0,689	1,03	3,5
0,706	1,07	4,4	0,688	1,03	3,5
0,703	1,06	4,2	0,688	1,02	3,4
0,700	1,05	4,0	0,687	1,02	3,4

вычисления коэффициента надежности α , иначе говоря, вероятности, с которой результаты замеров искомой величины будут находиться в пределах некоторого заданного интервала измерений от $X_{\text{ср}} - \Delta X$ до $X_{\text{ср}} + \Delta X$. Выбранный интервал измерений называют доверительным интервалом, а вероятность α — доверительной вероятностью. Доверительная вероятность, или коэффициент надежности, α определяется функцией Лапласа

$$\alpha = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\varepsilon} e^{-\frac{\varepsilon^2}{2}} d\varepsilon,$$

где $\varepsilon = \Delta X / \sigma$ — доверительное отклонение от $X_{\text{ср}}$, выраженное в долях генеральной средней квадратической погрешности. В качестве стандартных оценок приняты $\varepsilon = 1; 2$ или 3 , доверительное отклонение при этом $\Delta X = \sigma, 2\sigma$ или 3σ , а доверительная вероятность, или коэффициент надежности α , соответственно равен $0,68; 0,95$ и $0,997$. Это означает, что, например, при $\Delta X = 2\sigma$ ($\varepsilon = 2$) 95% всех погрешностей не будет превышать величину ΔX , т. е. измеренная величина будет находиться в пределах доверительного интервала с вероятностью 95% .

В случае небольшого числа измерений S_n может существенно отличаться от σ . Для исключения связанной с этим ошибки при вычислении α вместо ε определяется аналогичный коэффициент Стьюдента

$$t_{\alpha n} = \Delta X \sqrt{n} / S_n.$$

Далее α находится по специальным таблицам. Изложенный метод позволяет решать многие практические задачи: определение необходимого числа измерений; оценка точности и надежности выбранного метода контроля, а также отдельных измерений; установление среднего значения измеряемой величины и степень отклонения от него значений отдельных замеров, взятых с определенной вероятностью.

Кроме абсолютной и относительной погрешностей, характеризующих точность воспроизведения прибором измеряемой величины, употребляется также понятие *приведенной погрешности*. Последняя характеризуется отношением наибольшей абсолютной погрешности прибора в любой точке его шкалы к верхнему пределу измерения. Приведенная погрешность при нормальной работе прибора, выраженная в процентах, называется *основной* и является главным критерием при разработке конструкции нового прибора.

Погрешности, явно искажающие результаты измерения, вызванные неправильной записью замера, отказом прибора, который не был замечен и включен в статистический ряд для дальнейшей математической обработки, называются *промахами*. Промахи обычно легко выделяются из общего ряда чисел, представляющих собой результаты измерений, и исключаются из дальнейших расчетов.

Действительное значение измеряемой величины определяют как показание прибора с добавлением *поправки*, которая равна абсолютной погрешности, но взятой с обратным знаком.

Степень достоверности результатов измерения прибором оценивается его *точностью*, т. е. величиной отклонения показания прибора от действительного значения измеряемой величины. Чем меньше абсолютная погрешность при одних и тех же условиях измерения, тем точнее прибор. По степени точности приборы делятся на классы. Класс точности прибора характеризуется отношением наибольшей основной погрешности к пределу измерения, выраженным в процентах. По величине наибольшей допустимой погрешности промышленные приборы делятся на классы: 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0; 6,0. Например, манометр насоса Гр 16/40 имеет равномерную шкалу и класс точности 2,5.

Чувствительность прибора определяется отношением линейного или углового перемещения указателя прибора (стрелки или другого подвижного элемента) к изменению значения измеряемой величины, вызвавшему это перемещение

$$S = \Delta\alpha / \Delta A,$$

где S — чувствительность прибора; $\Delta\alpha$ — угловое или линейное перемещение указателя прибора; ΔA — соответствующее изменение измеряемой величины. Уравнение показывает, что чувствительность тем выше, чем меньше изменение величины, вызывающей отклонение указателя прибора. *Порогом чувствительности прибора* называется наименьшее изменение значения измеряемой величины, способное повлиять на показание прибора.

Инерционность прибора характеризуется временем, проходящим с момента изменения измеряемой величины до момента показания этого изменения прибором. На инерционность чаще всего влияют тепловые, механические и гидравлические факторы.

Вариация прибора — это наибольшая, полученная экспериментально разность между отдельными повторными показаниями измерительного прибора, соответствующими одному и тому же действительному значению измеряемой величины при неизменных внешних условиях.

Отсчет показаний берется по *шкале* прибора. Шкала прибора — это совокупность отметок (делений), нанесенных вдоль какой-либо линии, обозначенной цифрами. Цифры соответствуют значениям измеряемой величины. Крайние отметки шкалы определяют верхний и нижний *пределы измерения* прибора. Если шкала не имеет нуля, она называется *безнулевой*, а имеющая нуль, обозначающий начало или конец шкалы, — *односторонней*. Если отметки расположены по обе стороны от нуля, шкала называется *двусторонней*.

Та часть шкалы, в пределах которой погрешность прибора не превышает установленной нормы, называется *рабочей частью шкалы*.

Шкалы измерительных приборов бывают *равномерными* (с одинаковыми расстояниями между отметками) и *неравномерными* (с расстояниями, изменяющимися по определенному закону).

Шкала прибора характеризуется *ценой деления*, т. е. значением измеряемой величины, соответствующим одному делению.

Цифровое значение на шкале отмечается указателем — ножевидной (у точных приборов) или копьевидной (у менее точных приборов) стрелкой. Для повышения точности отсчета в плоскости шкалы рядом с ней помещается зеркальце. При отсчете показаний прибора луч зрения должен быть направлен перпендикулярно к плоскости шкалы, а стрелка совпадать с ее изображением (проекцией) в зеркальце. В противоположном случае возникает параллакс, т. е. ошибка от неправильной проекции стрелки на шкалу.

§ 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ

Измерительные приборы в основном классифицируются по *роду измеряемых величин*, т. е. приборы для измерения расхода, температуры, давления жидкости, механических (частота вращения, момент, осевая нагрузка и др.), электрических (сила тока, напряжение, сопротивление, емкость и др.) величин и т. п.

По *характеру показаний* измерительные приборы подразделяются на компарирующие (сравнивающие), показывающие, самопишущие, интегрирующие, регулирующие и измерительные автоматы.

По *назначению* измерительные приборы делятся на образцовые меры и измерительные приборы, и рабочие (технические) меры и измерительные приборы. Образцовые меры и измерительные приборы предназначены для воспроизведения единиц

измерения и для проверки и градуировки рабочих измерительных приборов. Рабочие меры и измерительные приборы служат для измерений в производственных условиях.

Образцовые меры и измерительные приборы подразделяются на *эталоны, образцовые меры и измерительные приборы* ограниченной точности.

Эталоны служат для хранения и воспроизведения единиц измерения с наивысшей достижимой при данном состоянии измерительной техники точностью.

Образцовые меры и измерительные приборы ограниченной точности имеют меньшую установочную точность и служат для проверки и градуировки различных мер и измерительных приборов.

Рабочие меры и измерительные приборы подразделяются на технические и лабораторные. Точность лабораторных, как правило, выше точности технических. Технические приборы имеют сравнительно простую и прочную конструкцию и чаще всего устанавливаются стационарно. Лабораторные представляют собой в основном настольные переносные приборы.

Измерительные приборы различаются также по принципу действия (механические, электрические, гидравлические, химические, оптические и др.), конструкции, способу отсчета и т. д.

Приборы сравнения (компарирующие) предназначены для непосредственного сравнения измеряемой величины с эталоном, например рычажные весы с гирями, лабораторные потенциометры и мосты и др.

С помощью *показывающих* приборов определяется значение измеряемой величины (например, давление, температура) по отсчетным приспособлениям — шкале и цифровому указателю, предварительно проградуированным путем прямого или косвенного сравнения с мерами. Показывающие приборы наиболее многочисленны.

Суммирующие (интегрирующие приборы) суммируют значения измеряемой величины в период действия прибора. К ним относятся, например, газовые счетчики, водомеры, электрические счетчики, планиметры и др.

Самopiшущие приборы снабжены устройствами для автоматической записи результатов измерений.

Сигнализирующие приборы имеют специальные приспособления для включения звуковой или световой сигнализации при достижении определенного значения измеряемой величины.

Регулирующие приборы поддерживают заданное значение измеряемой величины — параметра — на определенном уровне или по заданной программе в соответствии с требованиями технического процесса (например, регуляторы уровня жидкости, температуры и др.).

ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ПОВЕРХНОСТНОГО КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ

Контрольно-измерительные приборы (КИП) и аппаратура предназначены для регистрации и управления основными параметрами процесса бурения с целью поддержания оптимального технологического режима и предотвращения аварийных ситуаций. К таким определяющим параметрам относятся: осевая нагрузка на забой, механическая скорость бурения, частота вращения колонны бурильных труб, расход промывочной жидкости, крутящий момент и др. Условно они подразделяются на параметры технологического режима процесса бурения (осевая нагрузка, расход жидкости и ее давление, частота вращения и т. п.) и параметры эффективности бурения (механическая и рейсовая скорости, потребляемая мощность и др.) [8].

Современные буровые станки оснащаются приборами для контроля одиночных параметров, а также аппаратурой для комплексного контроля параметров процесса бурения. К первым относятся индикаторы осевой нагрузки, расходомеры промывочной жидкости, ограничители момента, измерители давления промывочной жидкости, ваттметры, индикаторы частоты вращения, измерители частоты ударов забойных ударных машин; ко вторым — комплексы малогабаритной измерительной аппаратуры ПКМ, ИРБ, контрольно-измерительной аппаратуры ГП-18А.

По принципу действия КИП подразделяются на электрические, гидropневматические и механические. Однако чаще всего в приборах используется комбинация этих принципов. КИП, применяемые на геологоразведочных работах, классифицируются следующим образом [11].

По характеру измеряемой величины — измерители массы колонны бурильных труб, осевой нагрузки, крутящего момента, частоты вращения бурильной колонны, скорости спуска и подъема бурильных труб, количества и давления промывочной жидкости.

По способу отсчета — показывающие, самопишущие, суммирующие, сигнализирующие, дистанционные.

По метрологическому назначению — технические, устанавливаемые на рабочих местах, контрольные, служащие для проверки технических приборов; образцовые и эталонные, используемые для проверки измерительных устройств.

Контрольно-измерительные приборы состоят из трех частей: датчика (чувствительного элемента), преобразовательно-усилительной части и показывающего устройства или индикатора. Такая структура хорошо видна на примере манометра с трубкой Бурдона (рис. 7.1). Трубка Бурдона представляет собой запаянный с одного конца отрезок трубчатой спирали, разги-

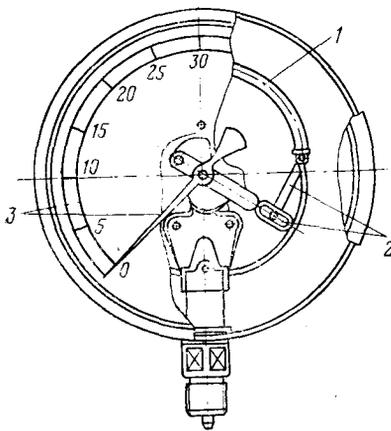


Рис. 7.1. Манометр с трубкой Бурдона:

1 — трубка Бурдона; 2 — преобразовательный механизм; 3 — стрелка и шкала

действий — попадания масла, глинистого раствора, защита от вибрации;

4) возможность установки как на новом, так и на уже действующем буровом оборудовании.

Основной частью КИП является датчик, который вырабатывает сигнал, пропорциональный внешнему воздействию. Этот сигнал (информация) затем преобразуется с целью его регистрации органами чувств человека или контролирования процесса. Ниже отдельно рассматриваются электрические датчики как наиболее обширная группа индикаторов, применяемых в геологоразведочных КИП. Гидропневматические и механические датчики удобнее рассматривать совместно с конструкцией приборов, так как они представляют с последним чаще всего единое целое. Описание электрических датчиков дается по М. А. Малютину [9]. По измеряемой величине они подразделяются на датчики перемещения, усилия, расхода жидкости или газа, частоты вращения, температуры давления и т. д.

§ 1. ДАТЧИКИ

Датчики перемещения

Датчики перемещения предназначены для преобразования линейного или углового перемещения в омическое сопротивление и представляют собой резистор. Резистор может быть выполнен в виде стержневого или кольцевого каркаса из изоля-

ционного материала с равномерно намотанным на него проводом из сплава с высоким удельным сопротивлением. По резистору перемещается контактная щетка, расстояние от которой до начала катушки является входной величиной датчика. В зависимости от схемы включения датчика могут быть реостатными или потенциометрическими. На рис. 7.2 изображена схема потенциометрического датчика. При питании датчика постоянным или переменным напряжением U и отсутствии нагрузки выходной сигнал

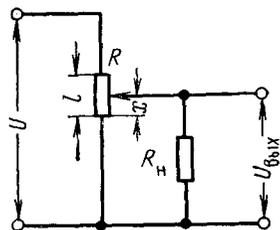


Рис. 7.2. Схема потенциометрического датчика

$$U_{\text{вых}} = Ux/l,$$

где l — длина резистора, x — величина измеряемого перемещения. При включении датчика на нагрузку R_n зависимость становится нелинейной. Характеристика датчика близка к линейной при $R_n \gg R$ (R — сопротивление резистора).

Достоинствами датчиков являются простота конструкции, возможность использования как постоянного, так и переменного сопротивления. Их недостаток — скользящий контакт.

Разновидность датчиков перемещения — датчики, преобразующие механические перемещения в индуктивное сопротивление. Схема индуктивного датчика дана на рис. 7.3.

Такой датчик (рис. 7.3, а) состоит из якоря 1 и магнита провода 2 с обмоткой 3 и является разомкнутой магнитной системой. Последовательно с обмоткой в цепь переменного тока включается нагрузка R_n . Перемещение якоря изменяет воздушный зазор δ и вызывает пропорциональное изменение индуктивного сопротивления обмотки, а следовательно, и тока в нагрузке, являющегося выходным сигналом.

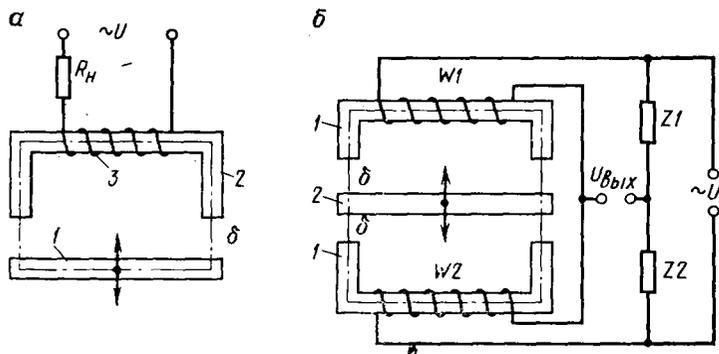


Рис. 7.3. Индуктивные датчики

Недостатком такого датчика является некоторое постоянное усилие притяжения якоря при начальном воздушном зазоре вследствие прохождения тока холостого хода.

Такого недостатка нет у дифференциального датчика (рис. 7.3, б). Он состоит из двух неподвижных магнитопроводов 1 с одинаковыми катушками $W1$ и $W2$ и общего якоря, связанного с объектом измерения. Катушки могут включаться по мостовой (показана на рисунке) или дифференциальной схеме. В качестве плеч Z_1 и Z_2 обычно используются дроссели с постоянной индуктивностью.

Общими недостатками индуктивных датчиков являются зависимость характеристик от частоты питающего напряжения, трудность регулировки, а также некоторая инерционность, не позволяющая использовать их для записи быстропротекающих процессов.

Датчики усилий и моментов

Для измерения усилий и моментов используются тензометрические, магнитоупругие, пьезоэлектрические, индуктивные и другие датчики.

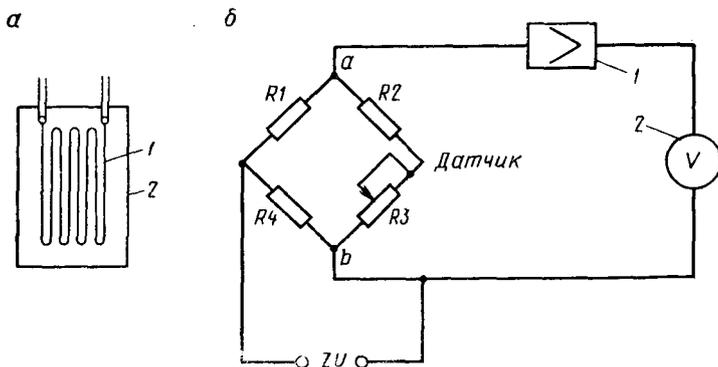


Рис. 7.4. Тензодатчик и схема его включения.

Принцип действия тензометрических датчиков основан на свойстве некоторых материалов изменять их омическое сопротивление в зависимости от упругой деформации. Наибольшее распространение получили проволочные тензодатчики. Такой датчик (рис. 7.4, а) представляет собой тонкую константановую проволоку 1, уложенную петлями на полоску тонкой бумаги 2 и приклеенную к ней.

Датчик наклеивается на деформируемый объект и включается, например, в мостовую схему (рис. 7.4, б). При деформировании объекта сопротивление датчика $R2$ изменяется и между

точками *a* и *b* появляется напряжение, которое усиливается усилителем *I* и измеряется вольтметром *2*. Качество датчика характеризуется коэффициентом

$$k = \frac{\Delta R}{R} \frac{\Delta l}{l},$$

где $\Delta l/l$ — относительная деформация проволоки; $\Delta R/R$ — соответствующее относительное изменение ее сопротивления.

Магнитоупругие датчики основаны на явлении изменения магнитной проницаемости ферромагнитных материалов в направлении действия механических напряжений. На рис. 7.5 приведена схема магнитоупругого датчика. Под действием силы *F* магнитная проницаемость магнитопроводов становится иной, вследствие чего изменяются индуктивное сопротивление и взаимоиндуктивность обмоток датчика. Магнитоупругие датчики позволяют непосредственно измерять усилия от нескольких граммов до десятков тонн. Датчики надежны, но их характеристики нелинейны и подвержены температурным влияниям.

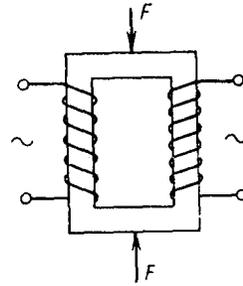


Рис. 7.5. Магнитоупругий датчик

Датчики скорости

Скорость измеряется тахогенераторами, представляющими собой малогабаритные электрические машины, работающие в режиме генератора. Тахогенераторы бывают постоянного и переменного тока.

На рис. 7.6 изображены схемы тахогенераторов: синхронного, асинхронного и постоянного тока. Синхронный тахогенератор

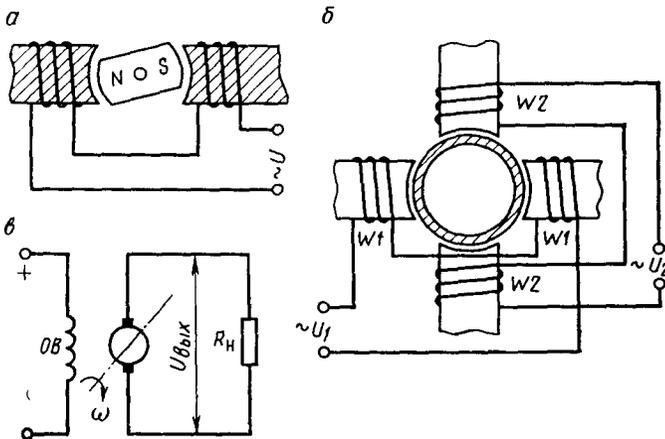


Рис. 7.6. Тахогенераторы:

a — синхронный; *b* — асинхронный; *в* — постоянного тока

(рис. 7.6, а) представляет собой постоянный магнит (ротор), магнитное поле которого при вращении пересекает обмотку статора, возбуждая в ней напряжение, пропорциональное частоте вращения.

Ротор асинхронного тахогенератора (рис. 7.6, б) выполнен в виде полого цилиндра. При вращении в магнитном поле, создаваемом обмоткой $W1$, в нем возникают вихревые токи, которые, в свою очередь, индуктируют э. д. с. в обмотке $W2$.

Тахогенератор постоянного тока (рис. 7.6, в) представляет собой электрическую машину, якорь которой вращается в магнитном поле, создаваемом обмоткой возбуждения OB . Обмотка якоря соединена с коллектором, с клемм которого снимается напряжение, пропорциональное частоте вращения якоря.

Датчики температуры

Для измерения температуры чаще всего используются датчики, принцип действия которых основан на зависимости электрического сопротивления проводников и полупроводников от температуры. Таким датчиком является металлический термометр сопротивления, выполненный в виде каркаса из изоляционного материала, на котором намотана бифилярно тонкая проволока из платины, меди, вольфрама, никеля. Термометр помещается в герметичный цилиндрический корпус для защиты от механических повреждений и коррозии.

Термометры могут измерять температуру в диапазоне от 200 до 1000 °С. Точность их измерения 10^{-3} .

Недостатки термометров — сложность измерительной аппаратуры, а также сравнительно большие размеры самого датчика.

Терморезисторы лишены этого недостатка. Их размеры невелики — до сотых долей миллиметров, а значение температурного коэффициента на порядок выше, чем у металлических термометров. Рабочий диапазон измерения температуры терморезисторами от —100 до 300 °С.

Используются и другие температурные датчики — термопары или генераторные датчики температуры, биметаллические и монометрические датчики температуры.

§ 2. ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ОДИНОЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Индикаторы осевой нагрузки. Осевая нагрузка на забой является важнейшим технологическим параметром процесса бурения. Все шпиндельные буровые станки с гидравлической подачей универсальные в геологоразведочной отрасли, оснащены индикаторами осевой нагрузки. Пределы измерения нагрузки от нуля до нескольких тонн.

На станках колонкового бурения с гидравлической подачей устанавливаются плунжерные индикаторы. В приборе, разработанном в ВИТР (рис. 7.7), плунжер 2 закреплен неподвижно.

Под действием давления масла в гидросистеме станка цилиндр 3 перемещается по плунжеру, сжимая возвратную пружину 4 и вращая ось стрелки 11 посредством зубчатых рейки и колеса. Для устранения люфтов в механизме привода стрелки имеется спиральная пружина 12. У приборов — одна стрелка и подвижный циферблат для определения массы бурового снаряда и величины осевой нагрузки на забой при бурении с разгрузкой и дополнительной нагрузкой. Осевая нагрузка измеряется также индикаторами, у которых неподвижен цилиндр, в котором пере-

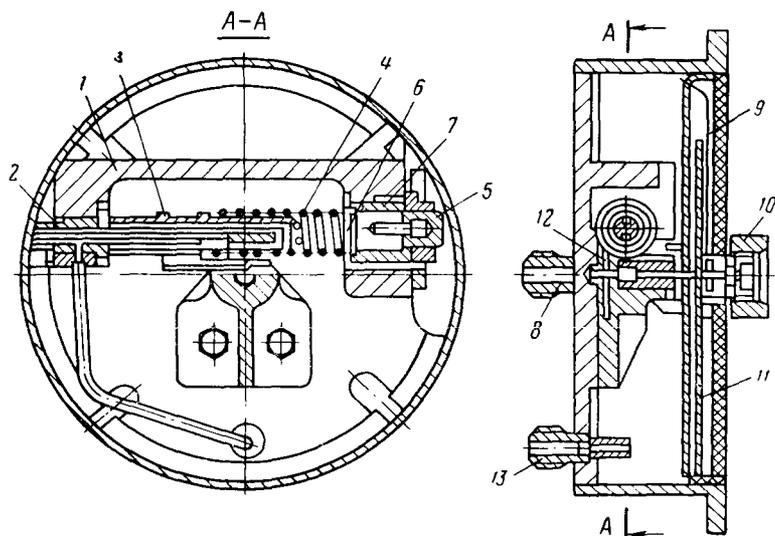


Рис. 7.7. Индикатор осевой нагрузки с подвижным цилиндром:

1 — корпус; 2 — плунжер; 3 — цилиндр; 4 — пружина; 5 — регулировочная втулка; 6 — пята; 7 — подшипник; 8, 13 — штуцеры; 9 — поводок; 10 — головка; 11 — стрелка; 12 — спиральная пружина

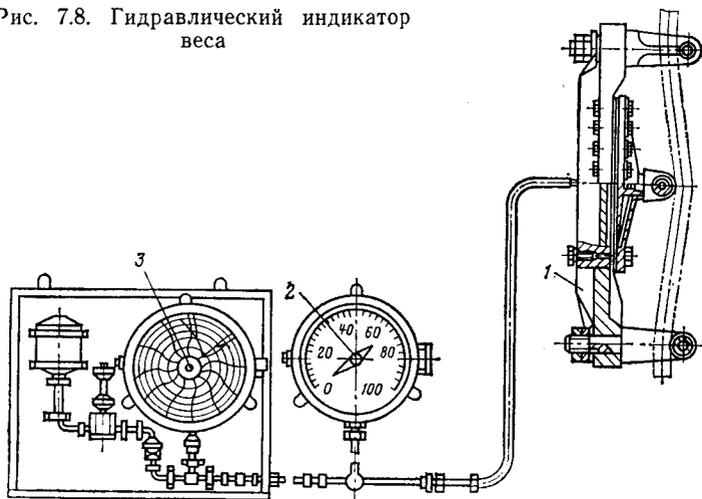
мещается плунжер, связанный со стрелкой прибора. В остальных конструкциях индикаторов аналогичны.

Исследования, проведенные КазИМСом показали, что погрешность плунжерных индикаторов за счет гистерезиса достигает 1500—2500 Н, а начальная зона чувствительности 1000—1500 Н.

При бурении пород низких и средних категорий, когда механическая скорость сравнительно велика, подача часто производится с помощью лебедки станка. В этом случае для контроля осевой нагрузки используются специальные датчики, включаемые в неподвижный конец каната талевой системы. Наиболее известны из приборов данного типа гидравлические индикаторы веса (ГИВ). Индикатор состоит из датчика —

трансформатора давления 1 и вторичных приборов — манометров, указывающего 2 и самопишущего 3. Принцип действия датчика состоит в том, что усилие натяжения в канате передается на мембрану трансформатора давления благодаря системе трех роликов, в которых канат прогнут. Это давление фиксируется манометрами, которые соединены с датчиками металлическим гидропроводом.

Рис. 7.8. Гидравлический индикатор веса



Техническая характеристика ГИВ для гидравлического бурения

Пределы измерения индикатора веса, кН	40 или 80
Класс точности	4
Предел измерения давления показывающего и самопишущего манометров, Па	$8 \cdot 10^5$
Частота вращения диаграммы самопишущего манометра, об/сут	1
Погрешность хода часового механизма вращения диаграммы, мин/сут	± 5

Достоинством прибора является простота конструкции и эксплуатации. Недостатки — влияние на результаты измерений диаметра каната и температуры, утечки жидкости.

СКБ ВПО «Союзгеотехника» МГ СССР разработан измеритель осевой нагрузки типа МКН, у которого нет указанных недостатков. Он может использоваться как в станках со шпиндельной подачей, так и при подаче «с лебедки».

Датчик усилий измерителя осевой нагрузки типа МКН (рис. 7.9) состоит из чувствительного элемента 1, на который передается измеряемое усилие через подпятник 10 и пята 9. Под действием усилия изменяется магнитная проницаемость элемента, что вызывает изменение э. д. с. в обмотке верхней

катушки. Так как действие усилия не распространяется на чувствительный элемент нижней катушки, обмотка которой включена встречно, на выходе датчика появляется электрический сигнал, пропорциональный величине усилия. Индикатор имеет вторичный прибор, показывающий осевую нагрузку и массу бурового снаряда. Недостаток прибора — повышенная погрешность измерения (не менее 2500 Н).

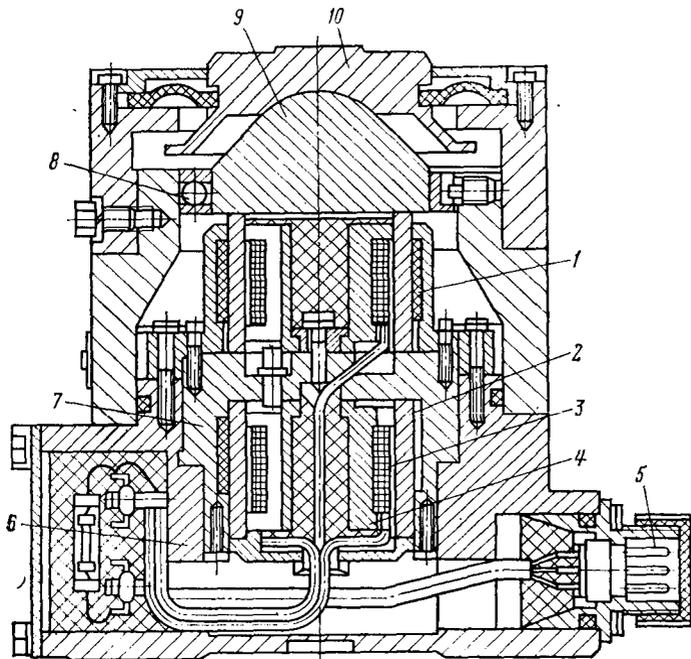


Рис. 7.9. Датчик усилий измерителя осевой нагрузки типа МКН:

1, 2 — чувствительные элементы; 3 — обмотка; 4 — магнитопроводы; 5 — разъем; 6 — корпус чувствительных элементов; 7 — опора; 8 — центрирующий подшипник; 9 — пята; 10 — подпятник

Техническая характеристика прибора МКН

Пределы измерения массы, т	5; 6; 16; 150; 200
Пределы измерения осевой нагрузки, кН	20; 30; 40; 50; 500
Класс точности	2,5
Температурная погрешность на 10 °С, %	1,5
Перегрузка на датчик, %	100

Описанные выше приборы для измерения осевой нагрузки на забой и массы бурового снаряда имеют достаточный класс точности для алмазного бурения на глубину до 800 м. С увеличением глубины бурения требуется разработка более точных поверхностных индикаторов, но более перспективными становятся забойные датчики, позволяющие исключить из замеров влияние колонны бурильных труб.

Расходомеры промывочной жидкости

По мере совершенствования технологии бурения разведочных скважин переход на меньшие диаметры бурового инструмента, внедрение снарядов со съёмными керноприемниками, вопросы точного контроля расхода промывочной жидкости приобретают все большее значение. Так, например, погрешность измерения расхода промывочной жидкости при алмазном бурении скважин диаметром 59 мм не должна превышать 3 л/мин, а диаметром 46 мм — 2,2 л/мин.

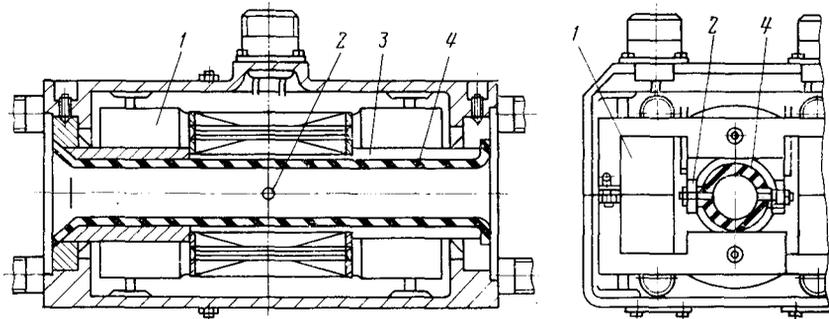


Рис. 7.10. Датчик расходомера типа ЭМР

Для измерения расхода промывочной жидкости при колонковом бурении СКБ ВПО «Союзгеотехника» Мингео СССР разработан электромагнитный расходомер типа ЭМР (рис. 7.10). Он состоит из датчика, усилителя и указывающего прибора. Датчик включается в трубопровод 3. Жидкость, движущаяся по трубопроводу, защищенному диэлектрическим покрытием 4, пересекает магнитное поле статора датчика с обмотками 1. Вследствие этого на двух диаметрально расположенных электродах 2 возникает э. д. с., прямо пропорциональная расходу промывочной жидкости. Так как сигнал датчика очень мал, применяется электронный усилитель с большим коэффициентом усиления.

Преимущества прибора — отсутствие каких-либо устройств, затрудняющих течение жидкости, и возможность дистанционного получения результатов измерений. Недостатки расходомера связаны с некоторой сложностью и недостаточной надежностью конструкции, требующей высококвалифицированного обслуживания, что затрудняет его широкое внедрение.

Техническая характеристика расходомера ЭМР-2

Пределы измерения расхода, л/мин	0—150/300
Класс точности	2,5
Температурная погрешность на 10 °С, %	1,25
Напряжение питания, В	220/380
Потребляемая мощность, Вт	250

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан расходомер промышленной жидкости РПЛ1, у которого в качестве чувствительного элемента служит лопасть из магнитной стали, закрепленная на упругом подвесе в корпусе датчика. Протекая через датчик, жидкость отклоняет лопасть, изменяя тем самым магнитный поток в наружном Ш-образном магнитопроводе с обмотками возбуждения и в измерительной, соединенными по дифференциально-трансформаторной схеме. Происходит разбаланс схемы — и в измерительной обмотке появляется переменный ток, который затем выпрямляется и подводится к показывающему прибору — амперметру М-325, градуированному в л/мин. Расходомер РПЛ1 имеет два диапазона измерений — 0—150 и 0—300 л/мин и может измерять расход как воды, так и бурового раствора при давлении от 0 до 6,3 МПа.

Расходомер Григорьева—Орлова имеет иную конструкцию и относится к разновидности ротаметров. Преимущество этих приборов заключается в возможности измерения динамического напора жидкости.

Расходомер Григорьева—Орлова (рис. 7.11) состоит из корпуса 1 с расточкой и патрубков с фланцами 6 и 7. В расточке находится шар-поплавок 4 со штоком 5. Конец штока, находящийся в прозрачной трубке 8, на которую нанесена шкала расхода, служит указателем. Поплавок поднимается тем выше, чем больше расход жидкости.

Преимущества прибора — его простота и дешевизна. К недостаткам относятся возможность попадания в прозрачную трубку загрязненной жидкости, что затрудняет взятие отсчета, и колебания поплавка вследствие пульсации прокачиваемой жидкости.

На принципе обтекания основаны также расходомеры Левченко и ПМВ-2, разработанный тематической партией Центрально-Казахстанского геологического управления. Точность их измерения ± 10 л/мин.

Расходомер типа ЭР (ЭРМ) конструкции КазИМСа является электрическим прибором, состоящим из датчика расхода и

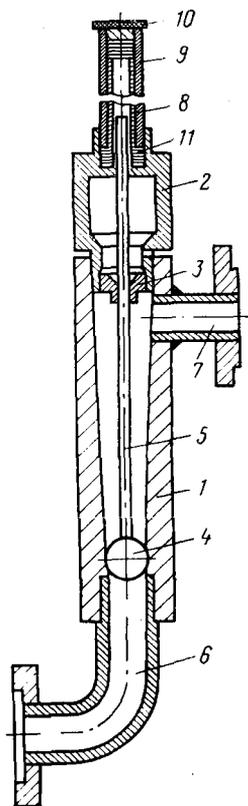


Рис. 7.11. Расходомер Григорьева—Орлова:

1 — корпус; 2 — верхняя воздушная камера; 3 — направляющая; 4 — шар-поплавок; 5 — шток-указатель; 6, 7 — нижний и верхний патрубки с фланцами; 8 — прозрачная трубка; 9 — защитный кожух со шкалой; 10 — пробка; 11 — сальник

пульта с указателем. Принцип работы прибора заключается в том, что поплавков ротаметрического датчика расхода выполняет роль стального сердечника, перераспределяющего магнитный поток в обмотках преобразователя, в результате чего возникает электрический сигнал, пропорциональный расходу. На рис. 7.12 приведена принципиальная электрическая схема прибора типа ЭР (ЭРМ). Сигнал поступает с измерительной обмотки *ИО* через калибровочные сопротивления *R1* и *R2* на микроамперметр μA . Диод *Д* выпрямляет переменный ток, а конденсатор *C1* сглаживает пульсации. Трансформатор *Тр* служит для питания обмотки возбуждения датчика *ВО* пониженным и стабилизированным напряжением.

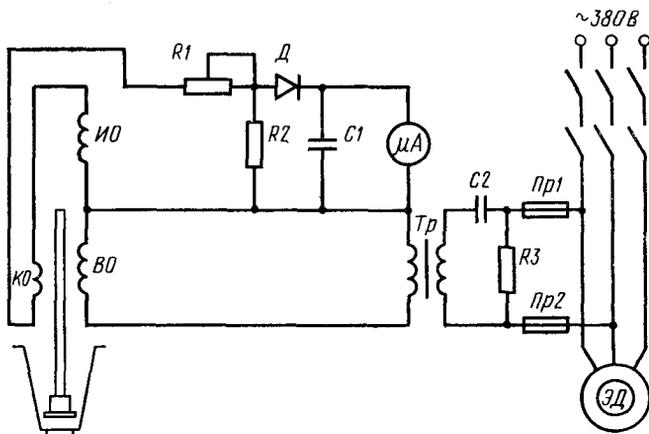


Рис. 7.12. Принципиальная электрическая схема измерения расхода промывочной жидкости прибором типа ЭР (ЭРМ)

Конденсатор *C1* сглаживает пульсации. Трансформатор *Тр* служит для питания обмотки возбуждения датчика *ВО* пониженным и стабилизированным напряжением.

Кроме основных обмоток *ВО* и *ИО* индуктивный преобразователь имеет ещё и обмотку *КО*, которая компенсирует электрический сигнал при нижнем положении поплавка датчика, когда нет расхода.

Точность расходомера $\pm 10\%$ от измеряемой величины.

Техническая характеристика расходомера ЭР (ЭРМ)

Диапазон измерения расхода, л/мин	8—70 или 8—250
Рабочее давление, МПа	0,2—2,0 или 0,2—5,0
Напряжение питания, В	380
Частота питающего напряжения, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	25

Габаритные размеры, мм:

датчика	150 × 250 × 610
пульта	200 × 200 × 300

Масса, кг:

датчика	12
пульта	4,5

Приборы для измерения давления промывочной жидкости

Для измерения давления промывочной жидкости используются манометры. Выше приводилось описание нормального технического манометра, в котором в качестве чувствительного элемента служит пружина Бурдона.

Постоянный контроль давления промывочной жидкости необходим для поддержания выбранного технологического процесса бурения. Падение давления в нагнетательной магистрали может быть вызвано обрывом бурильных труб, неисправностью насоса, внезапным поглощением жидкости на забое скважины и др. Наоборот, резкое повышение давления происходит вследствие избыточной осевой нагрузки, зашламования забоя, неисправности насоса, в результате которой резко увеличилась подача жидкости и др. И в том и в другом случае изменение давления является важной информацией, позволяющей управлять технологическим процессом, избегать осложнений и аварий.

Основным недостатком манометров с пружиной Бурдона является незначительный срок их службы, обусловленный влиянием пульсации жидкости.

Для уменьшения влияния пульсации и резких перепадов давления жидкости применяют демпферные устройства, представляющие собой переходники с разделительной диафрагмой. Последние устанавливаются перед манометром и благодаря дросселю сглаживают пульсацию.

Более виброустойчивы индикаторы давления промывочной жидкости, у которых в качестве чувствительного элемента используется плунжерная пара с возвратной пружиной. Но вследствие больших погрешностей в отсчетах из-за гистерезиса они перестали применяться.

Наиболее устойчив к вибрации и толчкам датчик давления с магнитоупругим чувствительным элементом (рис. 7.13), используемый в комплексном приборе типа ЭРМ-5 для измерения промывки-подачи и давления жидкости. Подача насоса измеряется датчиком расходомера типа ЭР (ЭРМ), описанном выше. Чувствительный элемент датчика давления 4 имеет форму квадрата, изготовленного из листа трансформаторной стали. В нем через отверстие проходят взаимно перпендикулярные витки двух обмоток — возбуждения и измерительной, для которых квадрат служит сердечником. Вследствие перпендикулярности обмоток магнитный поток обмотки возбуждения проходит вдоль витков измерительной обмотки и не вызывает э. д. с. в цепи измерения. В момент приложения силы по одной из диагоналей квадрата в результате упругой деформации магнитная проницаемость

в этом направлении увеличивается. Вектор магнитного потока отклоняется и начинает пересекать витки измерительной обмотки, возбуждая э. д. с., пропорциональную приложенной силе.

Чувствительный элемент помещен в корпусе 5 таким образом, что противоположные вершины квадрата упираются сверху в крышку, а снизу — в стальной диск 3, лежащий на резиновой мембране 2. Последняя зажата между выступом корпуса и буртом дна. С помощью штуцера 1 датчик соединяется с нагнетательной линией насоса.

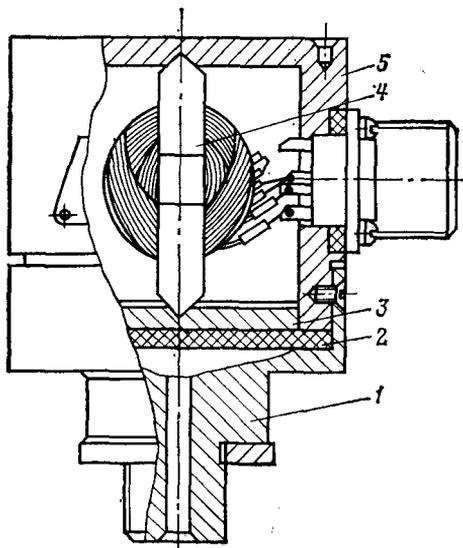


Рис. 7.13. Датчик давления с магнитоупругим чувствительным элементом

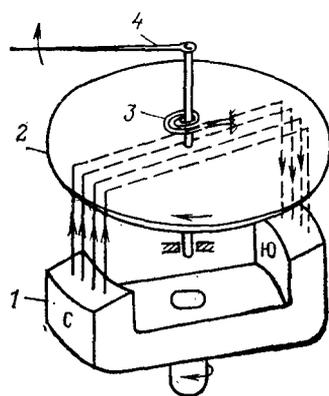


Рис. 7.14. Принципиальная схема автомобильного спидометра

Давление промывочной жидкости действует на чувствительный элемент через разделительную мембрану и стальной диск. Вследствие большой жесткости чувствительного элемента мембрана практически не перемещается, чем достигается высокая надежность датчика. Через штепсельный разъем к датчику подсоединяется кабель, по которому в обмотку возбуждения подается ток питания промышленной частоты и отводится сигнал с измерительной обмотки. Последний после выпрямления и калибровки измеряется микроамперметром, проградуированным непосредственно в мегапаскалях (МПа).

Техническая характеристика прибора ЭРМ-5

Диапазон измерения расхода, л/мин 8—70 или 8—250
 Точность измерения расхода, л/мин $\leq 70 \pm 10\%$ от
 измеряемой
 величины
 70—250 $\pm 15\%$

Диапазон измерения давления, МПа	0,2— или 0,2—5
Точность измерения давления, МПа	$\leq 2 \pm 0,12$ 2—5 $\pm 0,3$
Напряжение питания, В	380
Частота питающего напряжения, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	25
Габаритные размеры, мм:	
пульта	1900 × 190 × 300
датчика расхода	73 × 271 × 550
датчика давления	69 × 93 × 106
Масса, кг:	
пульта	5,4
датчика расхода	10,3
датчика давления	1,2

В настоящее время прибор выпускается под сокращенным названием ИРМБ.

Индикаторы частоты вращения

Для буровых станков, имеющих ступенчатую коробку передач, индикаторы частоты вращения шпинделя не требуются. Они необходимы для станков с плавнорегулируемым приводом, электрическим или гидравлическим, типа УКБ. В качестве индикатора частоты вращения может с успехом применяться спидометр автомобильного типа (рис. 7.14). Он состоит из магнита 1, который вращается от гибкого вала. Его магнитное поле, взаимодействуя с возникающими вихревыми токами в якоре 2, поворачивает последний на угол, пропорциональный частоте вращения гибкого вала. Изменяющийся крутящий момент компенсируется закручивающейся возвратной пружиной 3, а угол поворота якоря определяется стрелкой 4. Прибор прост и надежен в эксплуатации. Класс точности примерно 5.

Приборы для измерения и ограничения крутящего момента и потребляемой мощности

Приборы для измерения крутящего момента и потребляемой мощности помогают контролировать процесс бурения со стороны различного рода осложнений: прихвата инструмента, его прижога, зашламования и т. д. При всех указанных осложнениях крутящий момент и потребляемая мощность начинают возрастать, иногда скачком (в момент прихвата). Приборы для контроля момента и мощности помогают избежать аварийных ситуаций, соблюдать правильную технологию бурения. Используемые как ограничители, они автоматически выключают станок или приподнимают буровой инструмент при достижении определенного, заданного бурильщиком значения крутящего момента или потребляемой мощности.

Ограничитель крутящего момента ОМ-40 предназначен для контроля крутящего момента при бурении станками с асинхронными электродвигателями и обеспечивает световую сигнализацию при перегрузке, подъем шпинделя станка или отключение электродвигателя при достижении критического значения крутящего момента. При нормальном процессе бурения крутящий момент изменяется в пределах от 0 до 50—70 Н·м.

Действие прибора основано на измерении активной мощности, потребляемой электродвигателем станка. Кроме измерения крутящего момента прибор может оценивать нагрузку на крюке талевого системы.

Техническая характеристика ОМ-40

Предел измерения крутящего момента, Н·м	0—2500
Предел измерения нагрузки на крюке (при 4-струнной оснастке), кН	0—250
Установки сигнализации перегрузки при бурении, Н·м	250; 500; 750; 1000; 1250; 1500
Установки сигнализации перегрузки при подъеме снаряда, кН	25; 50; 75; 100; 125; 150
Установки автоматического ограничения момента, Н·м	750, 1000, 1500, 2000, 2500
Основная допустимая погрешность прибора (от верхнего предела измерения), %	±4
Потребляемая мощность, Вт	10
Масса пульта прибора, кг	15

Для измерения мощности в практике бурения используются ваттметры Н-348, Д-341, Д-341/1, Д-343 и др. Наиболее широко распространен щитовой самопишущий прибор Н-348 ферродинамической системы. Он предназначен для измерения и непрерывной записи активной или реактивной мощности в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц без нулевого провода с неравномерной нагрузкой фаз. Класс точности прибора 1,5. Он включается на номинальный ток 5 А и напряжение 127, 220 и 380 В. Показания записываются на диаграммной бумаге, скорость движения которой 20; 60; 180; 600; 1800 и 5400 мм/ч.

Измерение затрат мощности на отдельные операции дает полное представление о балансе рабочего времени, позволяет определять механическую скорость, длину рейса, проходку на породоразрушающий инструмент и др.

Частотомеры

Частотомеры применяются для контроля за работой на забое гидроударников. Последние как забойные двигатели получают все большее распространение при бурении разведочных скважин. При этом одним из важнейших параметров их работы является частота ударов в минуту.

Для замера частоты используется гидравлический канал связи с забоем. Звуковые волны, распространяющиеся от гидроударника по жидкости в бурильных трубах, хорошо фиксируются ручным вибрографом, что особенно важно при глубине скважины свыше 500 м, когда на поверхности работа гидроударника никак не ощущается.

При измерениях щуп прибора, имеющий чувствительный элемент, прижимается к шлангу, идущему от компенсатора к салнику. Усиленные колебания чувствительного элемента записываются на восковой бумажной ленте, которая протягивается равномерно заводным механизмом. Число ударов за мерный интервал времени определяется по числу импульсов на ленте.

Преимуществами метода являются простота измерения частоты ударов в минуту и дешевизна прибора. Недостатки — невозможность непосредственного контроля частоты и вероятность субъективных ошибок в подсчете импульсов.

Электрический частотомер ЧГ-3 конструкции КазИМСа преобразует звуковые волны в электрический пульсирующий ток. Прибор имеет датчик и пульт управления с указывающим прибором. По конструкции датчик частотомера ЧГ-3 аналогичен датчику давления прибора комплексного контроля за расходом и давлением промывочной жидкости (см. рис. 7.12). Отличие заключается в том, что на обмотку возбуждения вместо переменного подается постоянный ток. Это обеспечивает запись только импульсов давления жидкости и исключает запись статических нагрузок.

Техническая характеристика частотомера ЧГ-3

Диапазон измерения, удар/мин . . .	300—1500 или 300—2500
Погрешность измерения, удар/мин	±25
Напряжение питания, В	380
Потребляемая мощность, Вт	20
Габаритные размеры, мм:	
пульты	280 × 190 × 180
датчика	69 × 93 × 106
Масса, кг:	
пульты	5
датчика	1,2

Измеритель частоты ударов при гидроударном бурении ИЧ, аналогичный по конструкции ЧГ-3, разработан СКБ ВПО «Союзгеотехника». Он предназначен для контроля частоты ударов гидроударных машин с энергией удара не менее 10 Н·м при бурении разведочных скважин глубиной до 1000 м. К измерителю ИЧ можно подключить самопишущий прибор Н39 с предварительным усилителем. Диапазон измерения ИЧ 10—80 Гц, рабочее давление датчика 1000 Па, масса пульта и датчика соответственно 15 и 2,5 кг.

Измеритель механической скорости бурения ИСБ

Прибор ИСБ предназначен для измерения механической скорости бурения станками с гидравлической подачей ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР и состоит из датчика и пульта. В состав датчика входят тахогенератор, повышающий редуктор и муфта одностороннего действия, отключающая датчик при движении шпинделя вверх и его остановке. Датчик крепится на кронштейне на корпусе станка и приводится во вращение с помощью гибкого вала от преобразователя поступательного движения направляющего штока станка. Диапазоны измерения прибора 0—3 и 0—15 м/ч, потребляемая мощность 100 В·А, масса датчика, штока и пульта соответственно 5; 6 и 14 кг.

Приборы контроля безопасности ведения буровых работ

Сигнализатор опасного напряжения СОН-1 предназначен для предотвращения несчастных случаев при подъеме мачты буровой установки УРБ-2А вблизи линий электропередач переменного тока частотой 50 Гц, напряжением от 220 В и выше.

Принцип работы прибора заключается во взаимодействии электромагнитного поля ЛЭП с антенной сигнализатора СОН-1, в результате чего появляется электрический сигнал, действующий после преобразования на исполнительное реле. Последнее выключает зажигание двигателя автомобиля и включает звуковую и световую сигнализацию. Приемник прибора имеет чувствительность на входе 50 ± 10 мкВ, напряжение питания 10—15 В. Масса сигнализатора СОН-1 без кабелей и антенны не более 2,5 кг.

Другой модификацией сигнализатора опасного напряжения является прибор СОН-2. Он предназначен для предотвращения от поражения электрическим током персонала, обслуживающего самоходные буровые установки типа УРБ-2А и УБР-2 при подъеме мачт вблизи линий электропередач напряжением 220 В и более. По принципу действия СОН-2 аналогичен СОН-1: при подъеме мачты в опасной близости от ЛЭП на буровой установке УРБ-2А включаются световая и звуковая сигнализации, выключается система освещения автомобиля буровой установки; на буровой установке УБР-2 включается световая сигнализация, выключаются дизельный привод и система освещения автомобиля буровой установки.

§ 3. АППАРАТУРА ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Для комплексного контроля параметров процесса бурения разработано несколько типов аппаратуры.

Аппаратура типа ИРБ (измерительно-регулирующий блок). Комплект аппаратуры предназначен для оснащения буровых

станков, рассчитанных на бурение скважин глубиной более 600 м. В состав комплекта входят датчики, соединительные кабели и пульт показывающих приборов. Действие аппаратуры заключается в преобразовании с помощью датчиков неэлектрических величин в электрические сигналы, передаваемые на пульт.

Аппаратура обеспечивает измерение механической скорости бурения, массы инструмента и осевой нагрузки, расхода промывочной жидкости и крутящего момента.

Механическая скорость бурения измеряется тахогенераторным датчиком (ДС), который приводится в действие вследствие

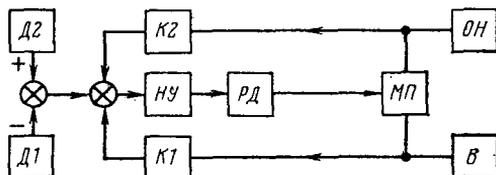
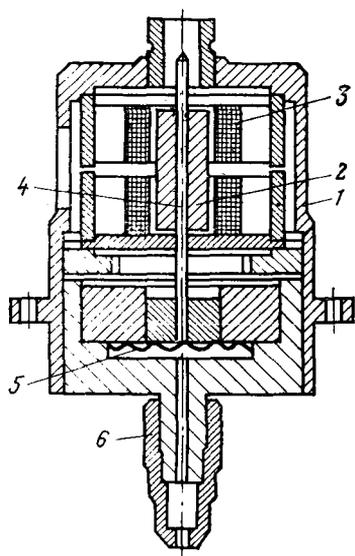


Рис. 7.16. Структурная схема индикатора осевой нагрузки комплекса аппаратуры ИРБ (ПКМ)

Рис. 7.15. Датчик давления типа ДД

преобразования поступательного движения шпинделя во вращательное движение ротора датчика.

Масса инструмента и осевая нагрузка измеряются по принципу отдельного замера давления в верхней и нижней полостях гидроцилиндров мембранным датчиком давления (ДД) (рис. 7.15). Давление масла действует через штуцер б на мембрану 5, которая перемещает толкатель 4 с плунжером 2 электромагнитной системы, помещенной в корпусе 1. В результате изменения зазоров в электромагнитной системе в измерительной обмотке статора 3 появляется сигнал, пропорциональный прогибу мембраны.

Структурная схема индикатора включает датчик Д1 (рис. 7.16), измеряющий силу разгружающего давления в нижней полости гидроцилиндров, которая вычитается из веса снаряда. Датчик Д2 измеряет силу догружающего давления, которая складывается с весом бурового снаряда, с помощью ком-

пенсатора *K1* производится измерение веса снаряда. Его сигнал также вводится в решающую схему определения осевой нагрузки, осуществляемую компенсатором *K2*. Оба компенсатора связаны с отсчетными устройствами, из которых первое *B* указывает на вес снаряда, второе *ОН* — осевую нагрузку. Для привода компенсаторов сигналы усиливаются нуль-усилителем *HУ*, а затем передаются на реверсивный двигатель с редуктором *РД*, перемещающим стрелку. Прибор имеет переключатель *МП*,

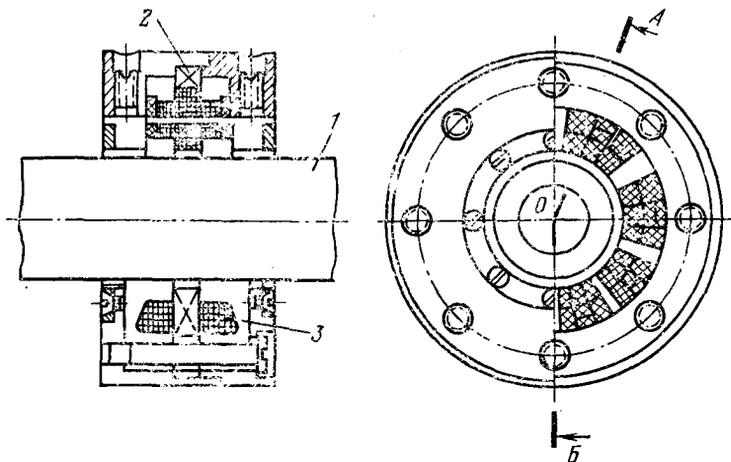


Рис. 7.17. Схема электромагнитного датчика момента

устанавливающий режим измерения в зависимости от работы с догружающим или разгружающим усилием. Класс его точности равен 2,5.

Расход промывочной жидкости измеряется электромагнитным датчиком ДР типа ЭМР, включаемым в нагнетательную магистраль за воздушным компенсатором.

В состав комплектов аппаратуры ИРБ и ПКМ входит устройство контроля и автоматического ограничения крутящего момента. Электромагнитный датчик устройства (рис. 7.17) включает чувствительный элемент *1*, которым является вал ведущей конической шестерни вращателя, охваченный кольцевым статором *2* с обмотками *3*. Магнитная система датчика имеет обмотки возбуждения и измерения. С помощью обмоток возбуждения в вале создается магнитное поле, напряженность которого изменяется под действием крутящего момента. Это поле индуцирует в измерительной обмотке э. д. с., пропорциональную напряжению в материале вала. Сигнал от датчика используется не только для визуального контроля крутящего момента, но и для его автоматического ограничения.

При включении в комплект аппаратуры ИРБ регистрирующего пятиканального прибора СК-5 измеряется также и частота вращения инструмента с помощью тахогенераторного датчика ДО, получающего вращения от шпинделя станка через пару винтовых шестерен.

С помощью аппаратуры ИРБ осуществляются измерение и автоматическая регистрация основных параметров бурения, включение сигнализации при достижении измеряемым параметром предельных значений, автоматическая защита колонной бурильных труб от скручивания при бурении. Защита происходит в три ступени. При первой подается световой и звуковой сигналы, при второй — гидравлика станка переключается на подъем, при третьей — отключается двигатель станка.

Аппаратура ИРБ выпускается в двух модификациях — ИРБ-4 и ИРБ-5. Различие между ними в том, что в состав комплекта ИРБ-5 включены прибор СК5 и датчик частоты вращения ДО.

Измерительная схема всех приборов аппаратуры типа ИРБ основана на компенсационном принципе. В табл. 7.1 приведена характеристика аппаратуры ИРБ.

Т а б л и ц а 7.1

Характеристика аппаратуры ИРБ

Параметры	Пределы измерения	Примечание
Осевая нагрузка на забой, кН	20 20 30 30 30 30	Записывается Указывается
Масса снаряда, т	4 6 6 9 12 18	
Крутящий момент, Н·м	1500 3000 5000	Записывается
Расход промывочной жидкости, л/мин	250/500	
Мгновенная скорость, м/ч	3,9	Записывается
Частота вращения, об/мин	500—1000	

Аппаратура типа ПКМ (прибор компенсационный малогабаритный)

Аппаратура типа ПКМ предназначена для оснащения буровых установок с гидравлической системой подачи, стационарных и передвижных, работающих, как правило, в труднодоступных районах. Она состоит из датчиков давления ДД, крутящего момента ДМ, скорости проходки ДС, частоты вращения ДО, расхода жидкости ДР, которые монтируются на буровом станке и насосе, показывающих малогабаритных приборов, устанавливаемых на панелях или в пультах, и блоков питания БПТ или БПП, обеспечивающих необходимое напряжение частотой 50 Гц для питания показывающих приборов и датчиков. БПТ — трансформаторный блок питания — используется при питании

от промышленной сети 380/220 В, БПП — полупроводниковый блок питания, преобразующий постоянное напряжение 12 В в переменное. Аппаратура ПКМ по принципу действия аналогична комплекту измерительной аппаратуры ИРБ. Показывающие приборы являются автоматическими компенсаторами, в которых в качестве источников компенсирующего напряжения используются бесконтактные индукционные потенциометры.

Техническая характеристика аппаратуры ПКМ

Мгновенная скорость, м/ч	0—3; 0—5; 0—15; 0—25
Частота вращения, об/мин	0—500; 0—750; 0—900
Крутящий момент, Н·м	0—1000; 0—3000; 0—8000; 0—500; 0—750; 0—1500; 0—3000
Расход промывочной жидкости, л/мин	0—50; 0—200
Осевая нагрузка на забой, кН	0—10; 0—15; 0—20; 0—25; 0—30
Масса снаряда, кг	0—1000; 0—1500; 0—2000; 0—2500; 0—3000; 0—5000; 0—6000; 0—7500; 0—9000

Контрольно-измерительная аппаратура ГП-18А

Аппаратура предназначена для непрерывного контроля параметров режима бурения: осевой нагрузки на забой, скорости бурения, частоты вращения бурового снаряда, крутящего момента. При спуско-подъемных операциях контролируются также скорости навивки каната и усилие натяжения.

Комплект аппаратуры включает прибор, регистрирующий крутящий момент, с сигнализирующим устройством, датчики числа оборотов в минуту, скорости проходки и осевой нагрузки на забой.

В качестве индикатора крутящего момента используется гидравлический моментомер. Его принципиальная схема изображена на рис. 7.18. Принцип действия заключается в следующем. При работе станка крутящий момент вращателю передается с помощью пары винтовых шестерен. Одна из них, стремясь переместиться вдоль вала, передает усилие через упорный шарикоподшипник 4, 5 на разделительную мембрану 3. В результате в жидкости, заполняющей полость за мембраной, возникает давление, фиксируемое манометром 7.

В качестве указателя крутящего момента применяется электроконтактный манометр ЭКМ-1, с помощью которого подается звуковой сигнал при достижении определенной величины момента и замыкании стрелкой прибора электрического контакта. Контакт можно переставлять в пределах измерения 0—4000 Н·м специальным ключом.

Регистратор осевой нагрузки аппаратуры ГП-18 на забой имеет винтовую трубчатую пружину, к которой с помощью тяги

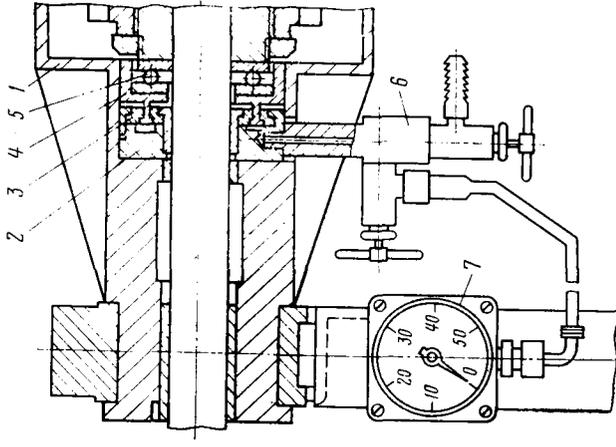


Рис. 7.18. Гидравлический моментометр:
 1 — коробка бурового станка; 2 — корпус датчика; 3 — разделительная мембрана; 4, 5 — упорный шарикоподшипник; 6 — штуцер с крапами; 7 — манометр

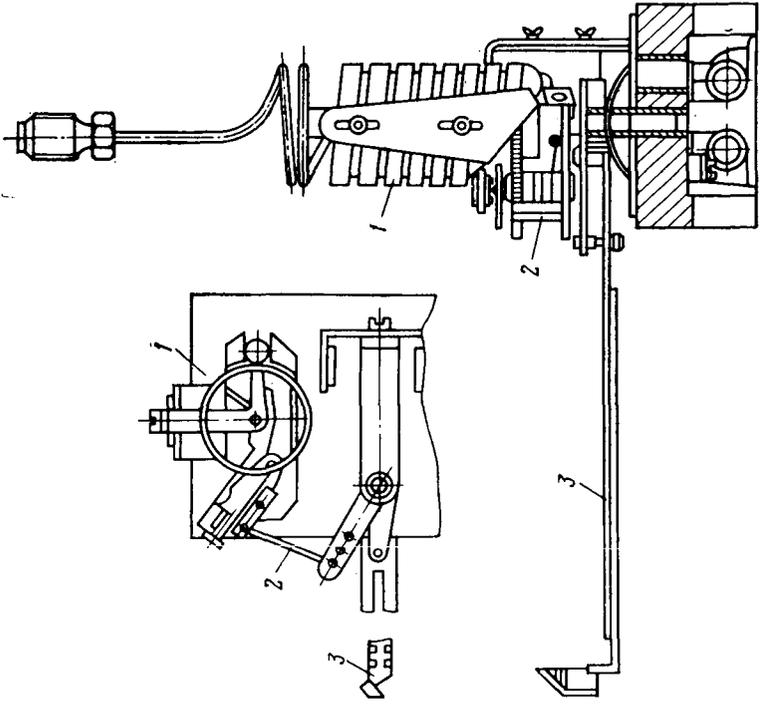


Рис. 7.19. Регистратор осевой нагрузки аппаратуры ГП-18;

1 — геликондальная манометрическая пружина; 2 — преобразовательный механизм; 3 — перо

прикрепляется перо (рис. 7.19). Он присоединяется при помощи шланга и вентиля к гидравлической системе станка. Вентиль служит для отключения самописца при давлении в гидросистеме более 3,5 МПа. Датчиком осевой нагрузки является прибор гидроуправления станка.

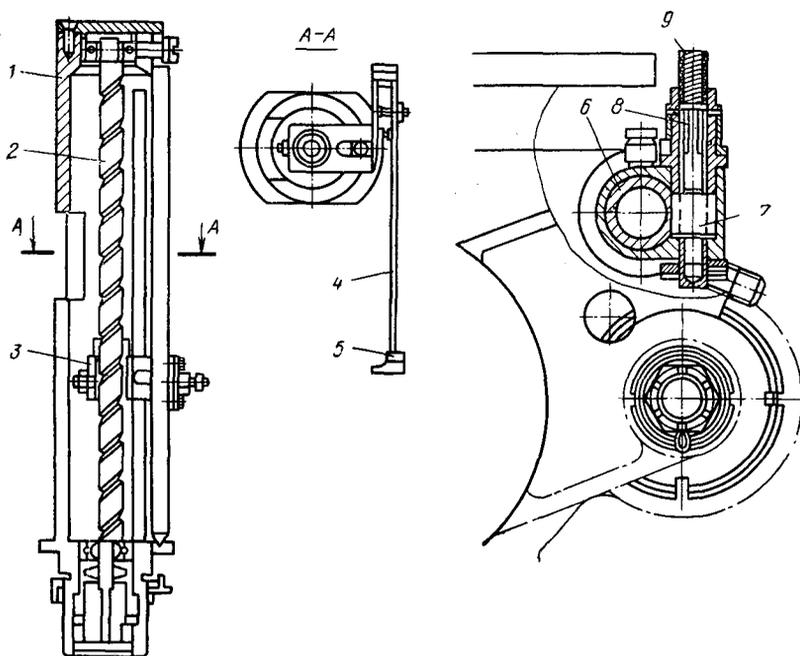


Рис. 7.20. Регистратор проходки аппаратуры ГП-18:

1 — корпус регистратора; 2 — валтик; 3 — каретка; 4 — перо; 5 — наконечник; 6 — направляющая с зубцами; 7 — шестерня; 8 — гибкий вал; 9 — оiletка вала

Прибор для записи крутящего момента имеет аналогичную конструкцию, отличающуюся приспособлением для установки пера. Датчиком осевой нагрузки является прибор гидроуправления станка.

Датчик частоты вращения, чувствительный элемент центробежного тахометра, устанавливается на кронштейне и крепится к передней стенке станины. Он соединяется с сельсиновым датчиком, сигнал которого передается на сельсиновый приемник, приводящий в движение стрелку регистратора. Предел измерения частоты вращения 500 об/мин. Регистратор проходки аппаратуры ГП-18 дан на рис. 7.20.

Датчик скорости проходки с регистрирующим прибором устроен следующим образом. На направляющем штоке враща-

теля станка нарезаются зубцы, которые при опускании шпинделя вниз вращают шестерню 7. Шестерня соединена гибким валом 8 с регистрирующим прибором, состоящим из приводного валика 2, вдоль которого по винтовой нарезке перемещается каретка 3 с пером 4. Запись скорости проходки производится на барабане с диаграммной бумагой, вращаемом часовым механизмом.

Все регистрирующие приборы аппаратуры ГП-18А смонтированы в одном корпусе и устанавливаются рядом с буровым станком на специальной стойке.

Контрольно-измерительная аппаратура КУРС-613

Аппаратурой КУРС-613 оснащаются установки колонкового бурения УКБ-7, включающие станки максимальной грузоподъемности 20 т.

Аппаратура предназначена для измерения: усилия на крюке; осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; механической скорости бурения; давления промывочной жидкости; расхода промывочной жидкости плотностью до $1,2 \text{ г/см}^3$ и условной (по СПВ-5) вязкостью 45 с; частоты вращения бурового снаряда; крутящего момента на шпинделе вращателя (на роторе).

Технические данные аппаратуры КУРС-613 приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Параметры	Пределы измерения	Пределы основной погрешности измерения, %
Усилие на крюке, кН	≤ 200	4 от верхнего предела измерения
Нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН	0—30	2 от максимальной грузоподъемности 20 т
Механическая скорость бурения, м/мин	≤ 3 и ≤ 15	4 от верхних пределов измерения
Давление промывочной жидкости, МПа	≤ 10	То же
Расход промывочной жидкости, л/мин	≤ 150 и ≤ 300	„
Частота вращения, об/мин:		
на шпинделе вращателя	≤ 1500	„
на роторе	≤ 750	„
Крутящий момент, кН·м:		
на шпинделе вращателя	$\leq 1,5$	„
на роторе	$\leq 3,0$	„

Аппаратура КУРС-613 обеспечивает звуковую и световую (мигающую) сигнализации при следующих параметрах:

Расход промывочной жидкости от верхних пределов измерения, %	0—7
Усилие на крюке, кН	200 ± 20
Крутящий момент, кН·м: . . .	$1,5/\pm 0,1; \pm 0,2$
при бурении вращателем	0,25; 0,50; 0,75;
при бурении ротором	1,00; 1,25
	0,5; 1; 1,5; 2;
	2,5; 3

Аппаратура питается переменным током частотой 50 Гц и напряжением 380 В. Потребляемая мощность не более 30 В·А.

Температура окружающего воздуха для нормальной работы аппаратуры должна находиться в пределах от -10 до $+40$ °С. К аппаратуре может подключаться шестиканальный регистратор РУМБ-1.

В состав аппаратуры КУРС-613 входят: пульт приборов, блок питания БПИ, преобразователь скорости бурения ДС1, преобразователь частоты вращения ДО, коробка распределительная КР, преобразователь скорости бурения ДС2, преобразователь момента ДМ, преобразователи давления (ДЖ, ДДв, ДДн), преобразователь расхода ДР, преобразователь усилия ДН, шунт ШС и сирена сигнальная СС-1.

Описание устройства и работы составных частей аппаратуры КУРС-613

Пульт показывающих приборов. На лицевой панели пульта установлены приборы: нагрузки ПН, скорости бурения ПС, частоты вращения ПО, давления промывочной жидкости ПД, крутящего момента ПМ, расхода промывочной жидкости ПР и блок сигнализации БС. Приборы могут выдвигаться благодаря соединительным жгутам внутри корпуса пульта.

Система измерения осевой нагрузки и усилия на крюке

Система работает по принципу автоматической компенсации сигнала, пропорционального измеряемому параметру. В ее состав входят: преобразователь давления ДДв и ДДн, подключенные соответственно к верхней и нижней полостям цилиндров подачи бурового станка, преобразователь усилия ДН, установленный в неподвижном конце талевой системы, показывающий и регистрирующий приборы ПН в пульте приборов.

Принцип действия преобразователя давления основан на явлении магнитной упругости, заключающемся, как было описано ранее, в изменении магнитных свойств, в частности магнитной

проницаемости, ферромагнитного материала при его упругой деформации.

Преобразователь давления аппаратуры КУРС-613 состоит из двух одинаковых частей, размещенных в корпусе 1 (рис. 7.21). Чувствительные элементы 2 и 3 изготовлены из специального сталеалюминиевого сплава и имеют катушки 4 и 5 с первичной и вторичной обмотками. Магнитопроводы 6 и 7 замыкают магнитную цепь. Первичные обмотки катушек соединены последовательно согласно, а вторичные — последовательно встречно. На первичные обмотки подается напряжение питания (36 В,

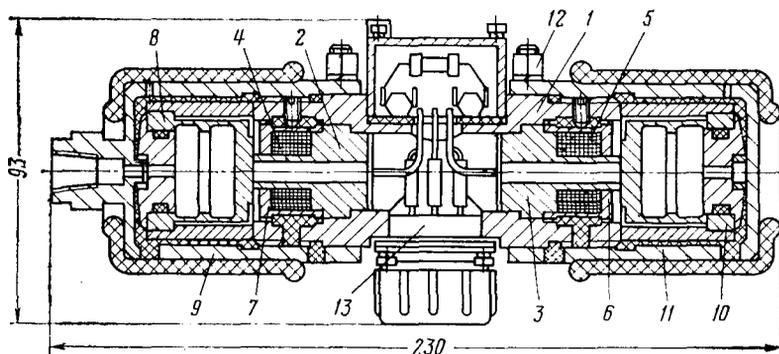


Рис. 7.21. Преобразователь давления аппаратуры КУРС-613

50 Гц). При отсутствии давления и одинаковых рабочей и компенсационной частей преобразователя начальный сигнал мало практически не зависит от температуры и напряжения питания.

Измеряемое давление передается на чувствительный элемент 2 через стальной стакан 8, прижатый с помощью гайки 9 (аналогичные элементы компенсационной части — стакан 10 и гайка 11). Предварительная затяжка гайки фиксируется зажимами 12. Под действием давления в полости стакана 8 в материале чувствительного элемента возникают механические напряжения сжатия, в результате чего меняются индуктивность первичной обмотки, напряжение во вторичной обмотке и на выходе преобразователя 13 появляется сигнал, пропорциональный измеряемому давлению.

Преобразователь усилия ДН. По принципу действия преобразователь усилия аналогичен преобразователю давления. Конструктивно он выполнен таким образом, что усилие натяжения в неподвижном конце каната талевой системы преобразуется в напряжение сжатия чувствительного элемента рабочей части при ненагруженном чувствительном элементе компенсационной части ДН, в результате чего возникает сигнал, пропорциональный усилию натяжения.

Показывающий и регистрирующий прибор ПН. Принцип его работы заключается в непрерывном сравнении суммарного сигнала, поступающего с преобразователей давления и усилия, с сигналом компенсирующего индукционного потенциометра ПИ. Разность суммарного сигнала и сигнала потенциометра подается на вход нуль-усилителя, который управляет реверсивным электродвигателем. Электродвигатель через редуктор вращает ось потенциометра ПИ до тех пор, пока сигнал на входе нуль-усилителя не станет равным нулю. Одновременно происходит поворот стрелки и пера прибора, кинематически связанных с осью потенциометра ПИ.

Система измерения механической скорости бурения. Система дает возможность визуально наблюдать за изменением механической скорости бурения при гидравлической и свободной подачах снаряда. Она включает преобразователь скорости ДС1, присоединяемый к направляющему штоку бурового станка, преобразователь скорости ДС2, устанавливаемый на станине станка, и показывающий прибор ПС, устанавливаемый на пульте приборов.

Преобразователь скорости при гидравлической подаче состоит из тахогенератора, повышающего редуктора и гибкого вала, передающего вращение от приводной шестеренки, связанной с рейкой-штоком станка. Конструкция преобразователя скорости при свободной подаче аналогична.

В качестве тахогенератора используется асинхронный электродвигатель с полым ротором типа АДП-362, преобразующий линейную скорость перемещения бурового снаряда в напряжение переменного тока.

Показывающий прибор ПС. Прибор ПС состоит из диодного модулятора, микроамперметра типа М325 со шкалой, проградуированной в единицах скорости подачи, и резисторов, с помощью которых выставляются верхние пределы измерения каждого поддиапазона. Ток, протекающий через микроамперметр, пропорционален частоте вращения привода преобразователя.

Система измерения давления промывочной жидкости. Работа системы основана на принципе прямого преобразования измеряемого параметра в электрический сигнал. Принцип действия и устройство преобразователя давления системы измерения ДЖ аналогичны преобразователям ДДв и ДДн.

Показывающий прибор ПД включает выпрямительное устройство и микроамперметр типа М325, шкала которого проградуирована в единицах давления.

Система измерения расхода промывочной жидкости. Система дает возможность визуально контролировать расход промывочной жидкости в напорном трубопроводе и состоит из преобразователя расхода ДР и показывающего прибора ПР.

Действие преобразователя расхода основано на отклонении упруго подвешенной лопасти, помещенной в поток промывочной

жидкости. Он состоит из трех основных частей: корпуса из немагнитной нержавеющей стали, лопасти из магнитной стали и электромагнитной системы.

Электромагнитная система представляет собой Ш-образный магнитопровод с двумя катушками на крайних стержнях. Каждая из катушек имеет по две обмотки-возбуждения и измерительную. Катушки соединены по дифференциально-трансформаторной схеме.

Магнитные потоки, создаваемые обмотками возбуждения катушек, пронизывают лопасть и замыкаются через центральный стержень магнитопровода, наводя в измерительной обмотке э. д. с., пропорциональную разности магнитных потоков катушек.

Если жидкость в корпусе прибора не перемещается, лопасть занимает среднее положение, магнитные потоки катушек одинаковы и сигнал отсутствует. При движении жидкости лопасть отклоняется от среднего положения на некоторый угол, пропорциональный скорости протекания жидкости. Это приводит к изменению соотношения между магнитными потоками катушек, разбалансу схемы и появлению сигнала, соответствующего расходу жидкости в единицу времени.

Показывающий прибор ПР преобразует переменное напряжение, поступающее от преобразователя ДР, в постоянное, величина которого отмечается на шкалах прибора: внутренней (черной) — для отсчета показаний в диапазоне 0—150 л/мин, наружной (красной) — для диапазона 0—300 л/мин.

Система измерения частоты вращения. Система обеспечивает визуальный контроль частоты вращения шпинделя или ротора бурового станка и состоит из преобразователя частоты вращения ДО и показывающего прибора ПО.

Преобразователь частоты вращения (тахогенератор) представляет собой асинхронный электродвигатель с полым ротором типа АДП-362. Он преобразует частоту вращения вала приводного электродвигателя в электрическое напряжение переменного тока при напряжении питания 36 В, 50 Гц. Питание осуществляется от общего блока БП.

Показывающий прибор ПО по своей работе аналогичен вышеописанному показывающему прибору скорости бурения ПС.

Система измерения крутящего момента. С помощью системы крутящий момент измеряется косвенным методом, по произведению значений магнитного потока возбуждения и тока якоря электродвигателя бурового станка. При этом поток возбуждения определяется также косвенно, в соответствии с характеристикой холостого хода электродвигателя по току возбуждения.

Система состоит из преобразователя момента ДМ, включаемого в цепь обмотки возбуждения и в цепь якоря электродвигателя бурового станка с помощью шунта постоянного тока

ШН, и показывающего прибора ПМ, устанавливаемого в пульт приборов ПП.

Преобразователь крутящего момента ДМ включает: преобразователь тока возбуждения, блока перемножения и питания.

Преобразователь тока преобразует ток возбуждения в обмотке электродвигателя в напряжение постоянного тока, пропорциональное значению магнитного потока возбуждения электродвигателя, и представляет собой магнитный усилитель.

Блок перемножения осуществляет перемножения сигналов (постоянного напряжения), пропорциональных магнитному потоку и току якоря электродвигателя. Напряжение на выходе блока перемножения пропорционально значению крутящего момента на валу электродвигателя бурового станка.

В состав показывающего прибора ПМ входят дифференциальный усилитель и микроамперметр, шкала которого проградуирована в единицах крутящего момента.

Предупредительная сигнализация. Система сигнализации обеспечивает световую и звуковую сигнализации при достижении предельно допустимых величин: усилия на крюке, крутящего момента на шпинделе и минимальной величины расхода промывочной жидкости, поступающей в скважину. Съем сигнализации осуществляется при нажатии на кнопку «Съем».

Блок питания БП. Блок питания представляет собой феррорезонансный стабилизатор напряжения, обеспечивающий напряжение в питающей сети 380 ± 76 В.

Коробка распределительная. Коробка, распределительная, предназначена для распределения цепей питания и измерения от пульта приборов к преобразователям, установленным на буровом станке.

Корпус коробки литой, устанавливается он на раме бурового станка с помощью четырех винтов.

Глава 8

ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ЗАБОЙНОГО КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ

§ 1. СХЕМА ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ И КАНАЛЫ СВЯЗИ С ЗАБОЕМ

С увеличением глубин скважин все большее значение приобретают приборы и аппаратура для забойного контроля процессов бурения. Это объясняется тем, что все труднее становится измерять величину параметра поверхностными приборами вследствие увеличения ошибок, связанных с удлинением колонны бурильных труб. Так, например, осевая нагрузка на забой, измеряемая на устье скважины, на самом деле может существенно отличаться от действительной за счет трения и за-

девания колонны бурильных труб о стенки скважины при ее перемещении. Частота вращения, измеряемая как средняя величина, порой не отражает динамику движения породоразрушающего инструмента, которое характеризуется ускорениями и замедлениями. Возможны также ошибки и в измерениях количества промывочной жидкости, подаваемой на забой, вследствие, например, утечек через соединения в бурильных трубах и по другим причинам.

К измеряемым в настоящее время забойными приборами параметрам процесса бурения относятся осевая нагрузка на забой, крутящий момент, частота вращения инструмента и перепад давления промывочной жидкости. Приборы для измерения характеристик пород и геометрических элементов скважин здесь не рассматриваются.

Указанные параметры измеряются с помощью телеизмерительных систем связи с забоем. На рис. 8.1 приведена структурная схема построения телеизмерительной системы связи с забоем. Измеряемая величина воздействует на преобразовательное устройство (датчик) 2, в результате чего на его выходе возникает сигнал (электрический, в виде гидравлических импульсов и др.), пропорциональный измеряемой величине. Сигнал усиливается передающим устройством 3 и передается по каналу связи 4 в приемное устройство 5, где он преобразуется в постоянный или переменный ток, который и регистрируется приборами.

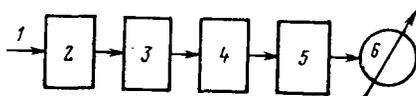


Рис. 8.1. Структурная схема связи с забоем:

- 1 — входной сигнал; 2 — преобразовательное устройство; 3 — передающее устройство; 4 — канал связи; 5 — приемное устройство; 6 — регистратор

Принципиальное значение при разработке телеизмерительных систем связи с забоем имеют вид сигнала и канал связи. Подача сигнала на поверхность в виде постоянной величины, например электрического напряжения, тока и давления жидкости, оказалась неудобной вследствие непостоянства проводящих характеристик канала связи, вызывающих неравномерное во времени затухание сигнала. Более надежной и приемлемой оказалась передача сигнала в форме импульсов, электрических или гидравлических. В этом случае информация определяется частотой или амплитудой импульсов, а также отношением длительности импульса к паузе между ними.

При передаче сигнала по каналу связи на поверхность происходит его затухание. Поэтому большое значение имеет выбор формы импульса, при которой затухание сигнала было бы наименьшим. Исследования в этом направлении показали, что наилучшей формой импульсных сигналов является синусоидальная.

Для телеизмерений забойных параметров процесса бурения опробованы следующие каналы связи.

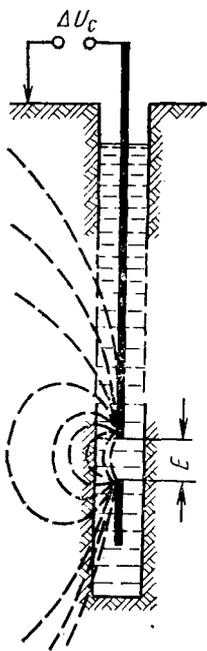


Рис. 8.2. Схема беспроводного электрического канала связи

а) электропроводный — с помощью специально встроенных в бурильные трубы токопроводов или с использованием электропроводящих жил;

б) беспроводный электрический — не имеющий специальных токопроводов и проводящий сигналы через бурильные трубы и окружающие горные породы;

в) акустический — упругими звуковыми волнами, распространяющимися по бурильным трубам;

г) гидравлический — упругими волнами, распространяющимися по жидкости, заполняющей бурильные трубы.

При использовании электропроводного канала связи в каждую бурильную трубу помещают отрезки провода, соединяющиеся в единую линию при свинчивании труб. Сигнал от забойного тахогенератора, приводимого во вращение валом турбобура, передается по электрической линии внутри труб и снимается на поверхности с контактного кольца, по которому скользит щетка токоприемника. Второй линией служит колонна бурильных труб.

Другим вариантом электропроводного канала является так называемая «сбросная» линия, состоящая из секций длиной 500—1000 м и опускаемая в скважину параллельно бурильным трубам. Допускаемая глубина передачи сигнала по электропроводному каналу связи от 2—3 до 10 км. Проводный канал связи используется при бурении электробуром и турбинном бурении, а также при контроле работы электродвигателей погружных насосов.

На рис. 8.2 приведена схема беспроводного электрического канала связи. Источник электропитания E , представляющий собой датчик, вырабатывающий сигнал в виде переменного напряжения, присоединяется к изолированным между собой участкам колонны бурильных труб. В момент подачи импульса между контактами образуется электрическое поле с градиентом, зависящим от удельного сопротивления окружающих пород. Сигнал регистрируется на поверхности как падение напряжения ΔU_c между заземленным электродом и колонной бурильных труб. С помощью беспроводного электрического канала связи контролируются параметры турбинного и колонкового бурения. Предельная глубина связи 1,5—3 км.

Колонна бурильных труб является акустическим каналом связи, если сигнал передается по ним в виде упругих волн.

С учетом уровня звуковых помех, вызванных работой буровой установки, глубина приема сигнала, передаваемого звуковыми волнами через колонну бурильных труб, не превышает нескольких сот метров. По этой причине акустический канал для связи с забоем практически не используется.

В качестве гидравлического канала связи используется рабочая промывочная жидкость, прокачиваемая по бурильным трубам, по которой передаются импульсы давления, создаваемые забойным датчиком. В данном случае датчиком является устройство, возбуждающее гидравлические удары с частотой, пропорциональной измеряемому параметру, например частоте вращения вала турбобура. Предельная глубина связи с помощью гидравлического канала 5—7 км. Гидравлический канал связи используется при турбинном бурении для контроля за частотой вращения вала турбобура.

В настоящее время в системах для телеизмерения параметров процесса бурения применяются главным образом гидравлический и беспроводный каналы связи. Наиболее надежным считается гидравлический вследствие простоты конструкций забойного датчика. Его недостаток — малая разрешающая способность, т. е. невозможность передачи большого количества информации за единицу времени.

Беспроводный канал, хотя и наиболее простой, также имеет существенные недостатки — необходимость использования сложного забойного датчика и зависимость глубины связи от удельного сопротивления пород и длины технической колонны труб.

§ 2. ЗАБОЙНЫЕ ДАТЧИКИ И ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА

Гидротурботахометр ГТН-3М. Гидротурботахометр ГТН-3М предназначен для измерения частоты вращения вала турбобура. Он состоит из глубинного датчика частоты вращения ТДН-8/5 и наземных приборов: индуктивного приемного датчика (преобразователя давления) типа ИД-2, электронного активного фильтра типа АЭФ-2 и электромеханического пересчетного устройства со стрелочным индикатором ЭМПУ-3.

На рис. 8.3 изображена конструкция низкочастотного датчика скорости ТДН-8/5 для гидравлического канала связи. Главной частью датчика (позиции 12—16, рис. 8.3) является гидроусилитель (рис. 8.4), состоящий из корпуса 1, в котором помещается перегородка 2 с дросселирующими отверстиями 3. В перегородку встроены цилиндр 4 с поршнем 5. Подпоршневая зона 6 постоянно сообщается с зоной повышенного давления p_1 через отверстие 7 в подвижном штоке, а надпоршневая зона — через отверстия 8 с зоной пониженного давления p_2 .

Принцип действия гидроусилителя заключается в следующем. При закрытом отверстии 9 управляющего канала 10 давление под поршнем p_3 становится равным p_1 и поршень

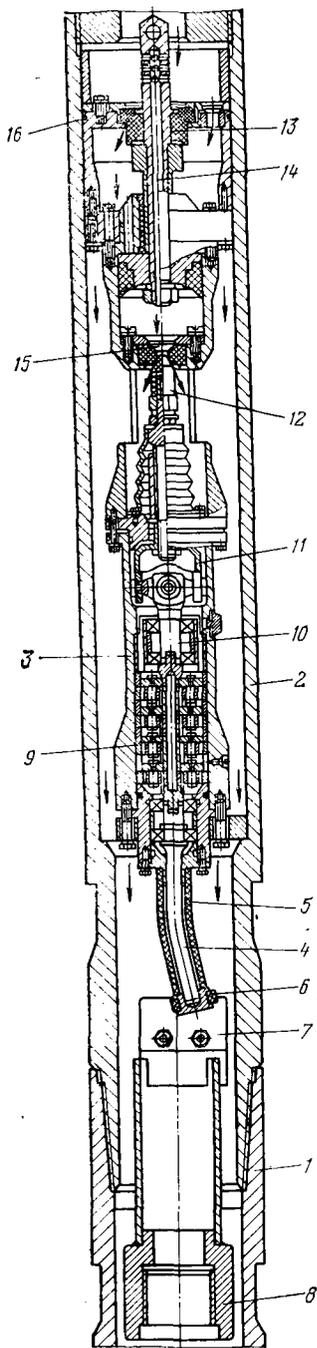
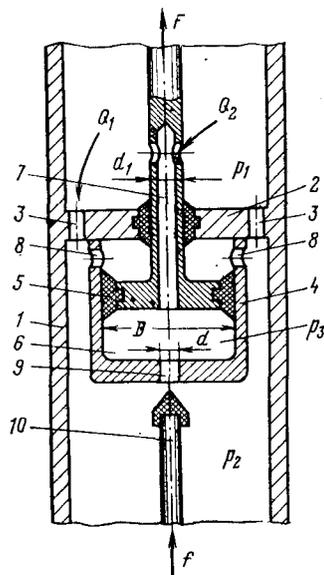


Рис. 8.3. Низкочастотный датчик скорости ТДН-8/5 для гидравлического канала связи

Рис. 8.4. Гидроусилитель



перемещается вверх под действием перепада давления $p_1 - p_2$ с силой F . При открытии отверстия 9 p_3 становится равным p_2 и поршень под действием потока жидкости и собственного веса опускается вниз. Коэффициент усиления $F/f \approx D^2/d^2$, где f — сила закрытия управляющего клапана.

С помощью гидроусилителя, периодически перекрывающего полностью или частично поток рабочей жидкости, возбуждаются импульсы давления, передаваемые на поверхность по гидравлическому каналу связи.

Схема гидроусилителя таходатчика ТДН-8/5 отличается от описанной тем, что главный канал, частично перекрывающий поток жидкости, помещен в перегородке 16 (см. рис. 8.3). Сам

таходатчик 3 размещается в специальном переводнике 2, присоединяемом к корпусу трубопровода 1. Внутренняя часть датчика заполняется маслом. Ведомый валик, изогнутый 4, изолированный от внешней среды прорезиненным шлангом 5, вращается при помощи металлической втулки 6, эксцентрично вставленной в поводке 7 вала турбобура 8. К нему подключен многоступенчатый понижающий планетарный редуктор 9, на выходном валу 10 которого помещается кулачковый механизм 11, приводящий в возвратно-поступательное движение управляющий клапан 12. Передаточное число редуктора соответствует одному перекрытию управляющего клапана и, следовательно, одному срабатыванию главного клапана 13 через каждые 100 оборотов вала турбобура. Импульсы давления датчика по форме близки к синусоидальным благодаря подбору профиля кулачка 11 и соотношения площадей проходных отверстий 14 и 15 соответственно в штоке главного и в седле управляющего клапанов. На поверхности импульсы давления регистрируются вышеупомянутой аппаратурой в пересчете на обороты в минуту.

Электрические датчики ЭБТ-1 и ЭБТ-2. Электрические датчики частоты вращения ЭБТ представляют собой электрические беспроводные турботахометры. Главной их частью является синхронный генератор, получающий вращение от вала турбобура и вырабатывающий синусоидальный сигнал. Датчик заполняется маслом и помещается в специальный контейнер над турбобуром. К нему присоединяется на резьбе изолятор-разделитель, разобщающий электрически верхнюю и нижнюю части колонны, к которым подключаются выводы датчика. Глубина связи датчиков ЭБТ-1 и ЭБТ-2 соответственно 2000 и 3000 м, диапазон частот 5—25 и 0,166—0,833 Гц ($n=300—1500$ об/мин), длина датчиков 1000 и 1598 мм, длина изолятора-разделителя 4820 мм.

Телеизмерительная аппаратура ТИС-1200. Аппаратура ТИС-1200 разработана СКБ ВПО «Союзгеотехника» и предназначена для контроля на забое осевой нагрузки и крутящего момента при бурении разведочных скважин. Передача информации осуществляется по беспроводному каналу связи.

Аппаратура ТИС-1200 состоит из забойной и наземной частей. Забойная часть, включающая блок датчиков параметров, электронный блок, блок питания и изолирующую трубу, устанавливается над колонковой трубой и является частью бурового снаряда. Действует забойная аппаратура следующим образом. Вырабатываемые бесконтактными магнитоупругими датчиками сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам — осевой нагрузке и моменту, изменяют параметры колебательных контуров двух генераторов высокой частоты. Вследствие этого происходит частотная модуляция сигналов. Далее, импульсы напряжения, вырабатываемые генераторами, усиливаются по мощности и передаются на поверхность по беспроводному каналу

связи. Сигналы принимаются наземной аппаратурой, подключаемой к колонне бурильных труб и заземлению, расположенному на расстоянии 30—70 м от буровой, демодулируются и регистрируются двумя стрелочными приборами типа ПКР-11. Сигналы могут также записываться самописцем СК-5. Питание забойной аппаратуры осуществляется от блока аккумуляторов КНГК-10Д.

Техническая характеристика аппаратуры ТИС-1200

Пределы измерений:

осевой нагрузки, кН	0—30
крутящего момента, Н·м	0—1000
Основная погрешность измерения, %	≤5
Предельная глубина передачи информации в скважинах со средним удельным электрическим сопротивлением пород не менее 30 Ом·м, м	1200
Продолжительность непрерывной работы забойного прибора, ч	≥4
Потребляемая прибором мощность, Вт:	
наземным	≤280
забойным	≤50

Габаритные размеры прибора, мм:

наземного	650 × 480 × 400
забойного (без изолирующей трубы)	89 × 5400

Комплекс забойной измерительной аппаратуры «Экран-5»

Комплекс забойной четырехканальной измерительной аппаратуры «Экран-5» разработан ВИТР совместно с ЛЭТИ им. В. И. Ульянова (Ленина). При помощи аппаратуры «Экран-5» измеряются осевая нагрузка в диапазоне 0—20 000 Н, крутящий момент (0—400 Н·м), перепад давления промывочной жидкости (0—5 МПа), температура и электрическое сопротивление горных пород (последние по одному каналу). Для измерения забойных параметров используются датчики электроманометрического типа, сигналы которых амплитудно моделируются и передаются на поверхность по беспроводному каналу связи на несущей частоте 32 Гц. Максимальная глубина связи 1200 м в породах со средним электрическим сопротивлением пород в разрезе по скважине не менее 10 Ом·м. Автономность питания не менее 50 ч. Погрешность измерений аппаратурой «Экран-5» ±10%. Длина прибора и его наружный диаметр соответственно 4,5 и 60 мм.

Кроме телеметрической забойной аппаратуры в последнее время разработано несколько автономных приборов для регистрации параметров режима бурения на забое скважины. Такие приборы включаются в состав бурового снаряда и записывают изменение одного-двух параметров в течение рейса. Так, на-

пример, СКБ ВПО «Союзгеотехника» сконструирован забойный регистратор вращающего момента и осевой нагрузки. На рис. 8.5 дана блок-схема забойного регистратора. Чувствительным элементом датчиков является специальная вставка из стали марки 38ХМЮА в колонне бурильных труб. Момент и осевая нагрузка измеряются с помощью магнитно - анизотропных датчиков ДМ и ДН. Коммутатор поочередно через 20 м подает сигналы датчиков на полупроводниковый усилитель, формирующее устройство и далее для записи на магнитную проволоку диаметром 0,05 мм, которая протягивается около универсальной магнитной головки.

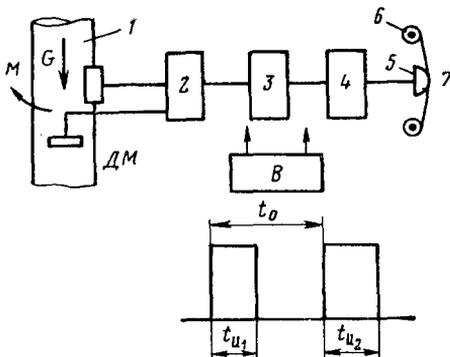


Рис. 8.5. Блок-схема забойного регистратора конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника»:

1 — вставка в колонне бурильных труб; 2 — коммутатор; 3 — усилитель; 4 — формирующее устройство; 5 — магнитная головка; 6 — протяжный механизм; 7 — магнитная проволока $t_{u1} = i(M)$; $t_{u2} = f(G)$; $t_0 = 20$ мс

Пределы измерения прибором осевой нагрузки до 30 кН и момента до 1000 Н·м с точностью $\pm 5\%$.

Основным недостатком автономных забойных приборов является невозможность немедленного корректирования по их показателям процесса бурения. Судить о ходе процесса можно лишь после окончания рейса и подъема прибора на поверхность. Поэтому автономные забойные приборы неперспективны при создании систем автоматического управления с поверхности. Возможно, впоследствии они найдут применение при разработке забойных автоматов.

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ**

Глава 9

**ПОНЯТИЯ И ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ**

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ АВТОМАТИКИ

Автоматика — область науки и техники, охватывающая принципы и методы создания автоматических систем.

Под автоматической системой понимается в общем случае совокупность объекта управления с управляющим органом, функционирующая без вмешательства человека по заранее составленной программе или самонастраивающаяся в зависимости от поступающей извне информации. Объектами управления являются обычно всякого рода машины, механизмы, аппараты и их отдельные узлы, предназначенные для выполнения целенаправленной деятельности. Управляющим органом служит устройство, регулятор, управляющий связанным с ним объектом. Объект управления, скомпонованный вместе с управляющим органом и представляющий с ним единое целое, называется *автоматом*. Так, например, забойный автомат подачи долота по перепаду давления для турбинного бурения представляет собой конструктивно объединенные золотник (управляющий орган) и гидравлический сервопривод (объект управления), осуществляющий автоматически нагрузку или разгрузку турбобура.

Автоматизация — внедрение в сферу производственной деятельности человека автоматических систем и автоматов, заменяющих труд человека работой машин и управляющих устройств.

Автоматизация может быть частичной и комплексной. При частичной автоматизации в технологической цепи производственного процесса есть как механизированные, так и автоматизированные звенья. На одних участках выполнение технологических операций осуществляется машиной, управляемой человеком, а на других — автоматом. Частично автоматизированным может быть как технологический процесс или его отдельные циклы, так и промышленные установки или агрегаты. В качестве примеров соответственно можно назвать прокатку стальных профильных балок и буровой станок с автоперехватом.

При комплексной автоматизации все звенья технологической цепи или узлы агрегата автоматизированы. Отличительной особенностью комплексной автоматизации производственного процесса является наличие взаимосвязанных автоматических звеньев, выполняющих технологические операции по жесткой программе. За человеком остается функция контроля автоматически действующих машин. В качестве примера можно назвать комплекс автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР, являющийся основой одного из главных звеньев бурового автомата «Уралмаш-125А». Высшая форма комплексной автоматизации — полная автоматизация, при которой человеком задается только цель управления. Реализация заданной цели полностью осуществляется исполнительными машинами, управляемыми приборами и автоматическими устройствами. Последние при этом обладают определенной свободой выбора управляющих действий на основе анализа внешних определяющих факторов с помощью ЭВМ. Таким образом, полнота автоматизации системы определяется уровнем ее возможностей, как автомата. Вероятно, с дальнейшим развитием технического прогресса этот уровень будет постоянно повышаться.

Составной частью автоматики является теория автоматического управления. На основе этой теории разрабатываются общие принципы и методы управления, реализуемые в автоматических системах.

Согласно теории, главными проблемами, которые требуют своего разрешения при создании автоматической системы, являются следующие:

1) цель управления, заключающаяся в четком определении критерия оптимизации процесса. При решении этой проблемы важно установить математическую форму зависимости критерия от других величин, определяющих его технико-экономическую сущность. Так, например, одним из критериев оптимизации разведочного бурения является рейсовая скорость. Следовательно, цель управления — наибольшая рейсовая скорость. Ее математическое выражение $v_p = h/(t+T)$, где v_p — рейсовая скорость; h — проходка за рейс; t — время чистого бурения; T — время на спуско-подъемные операции;

2) описание управляемого объекта, состоящее в разработке математической модели процесса, установлении количественных зависимостей между критерием и управляющими параметрами. Описанием управляемого объекта для вышеприведенного примера является нахождение зависимости (зависимостей) $v_p = f(P, n, Q, \dots)$;

3) получение и передача информации, связанные с течением процесса. Под решением проблемы понимается разработка необходимых датчиков и другой измерительной техники. В рассматриваемом случае — это датчики P, n, Q и т. д.;

4) преобразование информации, состоящее в усилении сигналов до уровня, обеспечивающего их управляющее воздействие на объект в соответствии с алгоритмом управления. Для преобразования информации служат, например, усилители и сервомеханизмы, осуществляющие подачу инструмента, изменение частоты его вращения, расхода промывочной жидкости и т. д.;

5) надежность, заключающаяся в разработке как теоретически, так и практически надежной автоматической системы.

В отличие от понятия «автоматическая система» понятие «система автоматического регулирования», часто встречающееся в теории автоматического регулирования, трактуется как совокупность элементов (датчики, преобразовательные приборы, сервомеханизмы), входящая в виде управляющей части в автоматическую систему.

Каждая система автоматического регулирования функционирует в соответствии с определенным алгоритмом. *Алгоритм* — закон регулирования (управления), под которым понимается совокупность математических действий для достижения поставленной цели, реализуемых регулятором. По существу, составление алгоритма связано с решением второй проблемы теории автоматического регулирования — проблемы описания управляемого объекта. Очевидно, что составление алгоритма может начинаться только после установления цели управления, т. е. четкого критерия оптимальности процесса.

Понятие системы автоматического управления более широкое и относится к автоматическим системам, функционирующим на основании поступающей информации. Источником такой информации может быть сам процесс, выполняемый системой, т. е. его выходные параметры. В этом случае говорят об обратной связи между выходными и управляющими параметрами процесса. Например, автоматическая система подачи инструмента на забой осуществляет увеличение осевой нагрузки по определенному закону, но не должна превысить некоторой заданной величины. Датчик осевой нагрузки в такой системе вырабатывает сигнал обратной связи: при достижении критического значения нагрузки автоматическая система по сигналу датчика приостанавливает подачу или несколько приподнимает инструмент.

Источником информации может быть и любой другой процесс, прямо не связанный с управляемым, но воздействие которого в некоторых случаях должно учитываться алгоритмом управления.

Системы автоматического управления, действующие на информативной основе, относятся к области кибернетики — науки, изучающей принципы и законы управления различными объектами с целью достижения определенной цели на основании преобразования, передачи и использования информации.

В качестве примера системы автоматического регулирования на рис. 9.1 приведена схема автоматического регулирования режимом промывки скважины. В данном случае закон регулирования простой. Объект регулирования (количество жидкости) действует на чувствительный орган (датчик), который выделяет сигнал. Последний поступает в регулирующее устройство и сравнивается с сигналом задатчика, который соответствует оптимальному количеству жидкости. Усиленная разность сигналов воздействует на кран регулятора, который изменяет подачу насоса в зависимости от знака разности.

Система автоматического управления процессом бурения отличается сложным комплексом управляющих параметров:

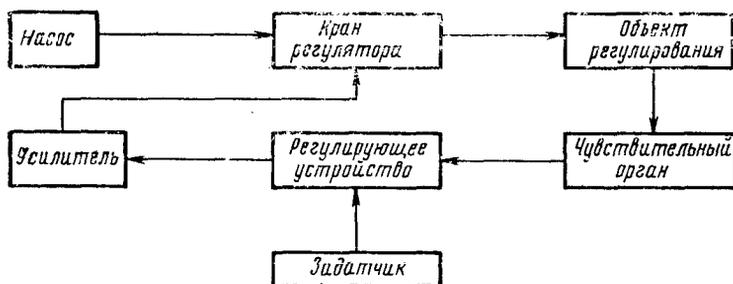


Рис. 9.1. Схема автоматического регулирования режимом промывки скважины

осевой нагрузкой на забой, частотой вращения инструмента, количеством промывочной жидкости. Помимо воздействия на процесс бурения перечисленными параметрами управляющая система должна реагировать на так называемые возмущающие воздействия: изменение механических свойств породы, степень очищенности забоя, затупление инструмента и т. д.

§ 2. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ КАК ОБЪЕКТЫ МЕХАНИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ

Разведочное бурение состоит из целого ряда производственных процессов, которые являются объектами механизации и автоматизации. Под механизацией понимается замена физического труда рабочих в производственных операциях работой машин, управляемых человеком. Автоматизация — более высокая степень развития технических средств производства, при которой управление машинами-исполнителями осуществляется также с помощью машин. Функцией человека при этом является задание управляющим машинам программы действий, в результате реализации которой осуществляется тот или иной технологический цикл или весь производственный процесс.

Разведочное бурение условно можно подразделить на следующие производственные процессы: разрушение горной породы на забое скважины буровым инструментом (собственно бурение); очистку скважины от выбуренной породы; спуско-подъем бурового инструмента; наращивание буровой колонны при углублении скважины; подъем и опускание буровой вышки или мачты; операции, связанные с монтажно-демонтажными работами и подтаскиванием тяжестей. Каждый из процессов, в свою очередь, состоит из ряда операций.

В последние годы большинство из перечисленных производственных процессов разведочного бурения механизировано. Так, например, все виды бурения, за исключением ручного, являются механическими. Для механизации последнего созданы портативные установки для комбинированного бурения типа УБР-2. Большим шагом вперед является почти полная механизация спуско-подъемных операций. Разработка трубоизвитов типа РТ-1200М, полуавтоматических элеваторов МЗ-50-80, ЭН2-20, «Урал-2» и др. позволила исключить или видоизменить такие трудоемкие ручные операции, как развинчивание при спуско-подъеме бурильных труб и захват элеватором свечей (за исключением работ с ССК). Сейчас нельзя еще сказать, что спуско-подъемные операции полностью механизированы, так как навинчивание наголовников и подкладывание вилки осуществляются вручную, но такие попытки делаются. Остаются также немеханизированными операции сборки-разборки колонкового снаряда и извлечения керна. Но их объем в общих затратах труда невелик и часто требует в силу специфики опробования полезного ископаемого «ручного» подхода.

Остальные перечисленные производственные процессы разведочного бурения механизированы и осуществляются с помощью машин, управляемых бурильщиком и его помощником. Современная буровая представляет собой комплекс машин и механизмов, с помощью которых осуществляется весь цикл бурения скважины от начала до конца. Он состоит из бурового станка с приводом, насоса для промывки скважины, буровой вышки или мачты, трубоизвита и спуско-подъемных механизмов — полуавтоматического элеватора и свечукладчика. Дальнейшей задачей механизации разведочного бурения является комплексное совершенствование бурового оборудования: создание надежных буровых станков с диапазоном частоты вращения от 0 до 3000 об/мин, оснащенных всеми необходимыми контрольно-измерительными приборами, буровых насосов с легкоизменяемыми быстроизнашивающимися и регулирующими расход и давление деталями. Необходимо дальнейшее совершенствование конструкции трубоизвита, исключаящее использование подкладных вилок, конструкций полуавтоматического элеватора для работы без наголовников, а также свечукладчиков. Требуется улучшение конструкций буровых вышек

и мачт, изготовление их совместно со свечекладчиками. Комплексный подход к полной механизации всех процессов разведочного бурения, улучшению качества бурового оборудования невозможен без объединения конечного производства комплектующих машин и механизмов на одном предприятии. Вероятно, такие предприятия — дело ближайшего будущего.

Упомянутые выше производственные процессы разведочного бурения уже сейчас являются объектами автоматизации. Как указывалось Е. А. Козловским и Р. Х. Гафиятуллиным [6], к настоящему времени накопилось достаточно информации о технологии бурения различными способами и в разных геологических условиях, чтобы можно было начать разрабатывать простые зависимости механической скорости бурения от основных технологических параметров: осевой нагрузки на забой, частоты вращения и количества промывочной жидкости. Такие зависимости являются первоосновными для автоматического регулирования процесса бурения и могут служить элементами программ управления для буровых регуляторов. В качестве примера такого регулятора можно привести БР-1, который предназначен для управления осевой нагрузкой станка ЗИФ-1200П в функции механических свойств разбуриваемой породы. По мере накопления информации о зависимостях между механической скоростью бурения и технологическими параметрами алгоритмы управления процессом бурения будут становиться все более точными, что повысит эффективность буровых работ.

Известно, что затраты времени на спуско-подъемные операции (СПО) могут достигать 40—45 %, а в отдельных случаях и 80 % времени на бурение [12]. Сами операции трудоемки, однообразны и повторяемы. Вероятно, поэтому СПО явились одним из первых объектов автоматизации. Примером является комплекс спуско-подъемных устройств СПА—ВИТР, который затем послужил основой для создания первой отечественной автоматизированной буровой установки БА-25, Л-Э и последующей — Уралмаш-125А. В результате автоматизации СПО увеличивается скорость спуска и подъема свечей, уменьшается время на их свинчивание и развинчивание, что не может быть достигнуто только за счет механизации вследствие ограниченных возможностей человеческого организма, его способности к реакции на включение и торможение механизмов. Кроме того, передача управления монотонным и однообразным процессом автомату предохраняет бурильщика от переутомления, сохраняет больше сил на другие операции.

Начало и конец СПО, а также наращивание очередной бурильной трубы при углублении скважины связаны у станков роторного типа с так называемой обработкой ведущей трубой. Под этой операцией понимается отвинчивание или навинчивание ведущей трубы и соответственно ее удаление или подача кустью

скважины. Автоматизацией этой операции заканчивается автоматический комплекс СПО установок БА-25 и Л-Э и Уралмаш-125А. Вероятно, с отработкой этих комплексов в полевых условиях, их постепенным упрощением и удешевлением и повышением надежности они будут приспособляться к станкам для бурения глубоких разведочных скважин на твердые полезные ископаемые. Объектом автоматизации является и процесс бескернового бурения, где, с одной стороны, по алгоритму может изменяться осевая нагрузка в функции скорости бурения, обеспечивая оптимальные показатели, с другой — автоматически контролироваться проходимый интервал (может быть, с определенным сдвигом во времени) по непрерывно выносимому шламу. Другие процессы разведочного бурения, такие как монтажно-демонтажные работы, ликвидация осложнений, оборудование скважин фильтрами и погружными насосами, имеют всегда индивидуальные особенности и поэтому могут быть лишь частично автоматизированы. Само понятие разведочного бурения обуславливает во многих случаях не «стандартное» принятие решений, поиск новых путей достижения цели, которые пока еще нецелесообразно программировать, а следовательно, лучше оставить последнее слово за человеком, обеспечив его наиболее совершенными техническими средствами, в том числе и автоматическими устройствами.

Очевидно, что механизация и автоматизация разведочного бурения — не самоцель. Они всегда должны обуславливаться ростом производительности, уменьшением стоимости 1 м бурения, улучшением условий труда, повышением качества разведочных работ. Только в этих случаях оправданы затраты на разработку и внедрение буровых автоматов. И хотя в принципе каждый процесс и операция в бурении могут быть объектами автоматизации, ее осуществление должно подчиняться вышеуказанным критериям.

§ 3. КРИТЕРИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Критерием автоматического управления любого технологического процесса является величина, меняющаяся во времени и в пространстве и характеризующая эффективность достижения поставленной цели. Как правило, такой целью является достижение оптимальных результатов процесса. В понятие «оптимальный процесс» на разных этапах технического развития может вкладываться различный смысл. Так, например, в 20-е годы при появлении первых автоматов подачи долота для глубокого бурения (автоматы Хилда и М. М. Скворцова) критерием являлась прямолинейность ствола скважины, так как следствием искривления чаще всего была авария из-за поломки лопастных долот. В 30-е годы, когда на смену лопастным долотам пришли

шарошечные долота, критерий прямолинейности потерял свое значение и целью стала высокая производительность бурения. Появились критерии — механическая скорость, рейсовая скорость, стоимость 1 м бурения, которые действуют и по настоящее время, являясь теоретической основой для создания автоматических регуляторов подачи долота. Главным из них считается последний — стоимость 1 м бурения.

В разведочном бурении стоимость 1 м также является важнейшим критерием, которым определяется оптимальность процесса [6]. Кроме него существуют критерии максимальной скорости, максимальной производительности бурового станка, критерий минимального времени проходки скважины (T -критерий) квазиоптимальный критерий постоянных проходок (h_c -критерий).

Остановимся более подробно на практических возможностях использования тех или иных критериев для целей автоматизации разведочного бурения.

Критерий минимальной стоимости 1 м бурения определяет главный показатель оптимальности процесса проходки скважины как наименьшую сумму всех затрат, приходящуюся на 1 м скважины. Реализация этого критерия на практике с помощью автоматических устройств представляет пока большие трудности, так как нет зависимостей вида $C = \Phi(X_1, X_2, X_3, \dots, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$, где C — стоимость 1 м скважины; X_1, X_2, X_3, \dots — управляемые факторы; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ — неуправляемые факторы [5]. Под управляемыми факторами понимаются такие, как осевая нагрузка, частота вращения, количество и качество промывочной жидкости и некоторые другие, поддающиеся регулировке и контролю, под неуправляемыми — износ породоразрушающего инструмента, закрепление стенок скважины, борьба с осложнениями и авариями и т. п.

Критерий максимальной механической скорости может быть достигнут путем регулирования параметров бурения: P — осевой нагрузки, n — частоты вращения, Q — количества и качества промывочной жидкости (или другого, очистного агента), если известна зависимость $v = \Phi(P, n, Q, f, q)$, где v — механическая скорость бурения, f — аргумент, отражающий механические свойства породы, q — характеристика породоразрушающего инструмента (форма, острота, прочность и т. д.). Этот критерий имеет наибольшее практическое значение при автоматизации глубокого, а также разведочного бурения на твердые полезные ископаемые. Это объясняется простотой описания цели управления, что облегчает задачи выбора измерительной техники и преобразования информации в исполнительные действия сервоприводов.

Критерий максимальной производительности бурового станка определяется выражением $P = h/T$, где h — число метров, пробуренных за время T . Время T может изменяться и тогда

P — сменная производительность. Если T — период бурения скважины, P — производительность при проходке всей скважины. Последняя зависит от средней рейсовой скорости по скважине, т. е. от

$$v_p = h_p / (t_1 + t_2),$$

где h_p — проходка за рейс, t_1 — время чистого бурения, t_2 — время СПО. Непосредственно этот критерий не может служить теоретической основой для создания автомата, управляющего бурением. В какой-то степени критерий максимальной производительности достигается при управлении процессом бурения на основании критерия максимальной механической скорости.

Критерий минимального времени проходки скважины (T — критерий) фигурирует в том случае, если головной целью является быстрая проходка скважины. Этот критерий может не совпадать с основным — минимальной стоимостью 1 м. Действительно, при быстрой проходке скважины за счет повышенного износа дорогого породоразрушающего инструмента и оборудования, работающих на форсированных режимах, 1 м бурения не всегда будет дешевым. T — критерий, так же как и предыдущий, имеет значение для народнохозяйственной оценки буровых работ, но мало пригоден для непосредственного использования при автоматизации бурения из-за отсутствия математических зависимостей, пригодных для описания цели управления.

Квазиоптимальный критерий постоянных проходов (h_c — критерий) применим для бурения в однородной среде при незначительном износе породоразрушающего инструмента. Суть его в том, что время, соответствующее наибольшей производительности при бурении скважины до некоторой глубины, вычисляется по определенному числу рейсов. Практически с помощью ЭЦВМ находится число рейсов m_h в уравнении $t_{zh} = \varphi_1(m_h, H_{пр}, v_0, k, \alpha)$, где t_{zh} — производительное время для бурения до проектной глубины $H_{пр}$; v_0, k, α — режимные параметры, соответствующие минимальному t_{zh} . По числу рейсов при заданной начальной скорости v_0 определяется величина постоянной проходки h_c , при соблюдении которой режим бурения оптимальный. Использование h_c — критерия для автоматизации — целесообразно при глубинах бурения 250—500 м в сравнительно некрепких и малоабразивных породах [6].

Рассматривая критерии оптимизации процесса бурения в отношении их применимости к автоматическому управлению, следует отметить, что из них практически используется только критерий максимальной механической скорости. Этот критерий отражает наиболее четко цель управления процессом и дает возможность его математического моделирования. Остальные критерии в той или иной степени совпадают с ним по конечным результатам оптимизации, за исключением некоторых вышеуказанных случаев. Очевидно, впоследствии развитие теории про-

цессов бурения, с одной стороны, и накопление практических данных, с другой, позволят усовершенствовать математические модели управления и начать создавать на их основе автоматические буровые устройства.

Для достижения любого критерия необходимо выбрать параметры управления, которые связаны с ним математической зависимостью. При бурении, в особенности при глубоком, универсальным параметром управления считается осевая нагрузка на забой. Это объясняется тем, что с давних пор и до настоящего времени она замеряется на буровой. При всех существующих методах вращательного глубокого бурения любое изменение осевой нагрузки на долото влияет на показатели его работы. При этом выбор нагрузки определяется желательным критерием. Так, например, при поддержании осевой нагрузки, соответствующей максимальной скорости бурения, достигается критерий максимальной $v_{\text{мех}}$. При нагрузке, отвечающей наибольшей проходке на долото, бурение будет вестись с наиболее эффективным использованием инструмента. Выбранная же соответствующим образом средняя нагрузка приведет к режиму с максимальной рейсовой скоростью. Другими параметрами при различных видах бурения являются вращающий момент, частота вращения и скорость подачи инструмента.

Глава 10

КОМПЛЕКСЫ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ И БУРОВЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ УСТАНОВКИ

§ 1. КОМПЛЕКСНО-АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ УСТРОЙСТВА НА СТАНКАХ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Комплексно-автоматизированным называется такое устройство, которое при включении производит ряд взаимосвязанных операций по заданной программе. Программа может быть жесткой или корректироваться по ходу выполнения операций обратными связями. Такими устройствами, работающими по жесткой программе, являются автоматические перехваты для перекрепления зажимного патрона для буровых станков ЗИФ-650А и ЗИФ-300М — АП-650А и АП-300Л, выполненные в виде приставок к этим станкам. Они сконструированы во Всесоюзном научно-исследовательском институте методики и техники разведки (ВИТР). В настоящее время время автоперехватами оснащаются буровые станки новых конструкций.

Автоматические перехваты позволили автоматизировать одну из самых трудоемких и однообразных операций при бурении скважин — перекрепление зажимного патрона шпинделя станка. Таких операций, занимающих в среднем 2—3 мин, приходится

выполнять до сотни и более при бурении мягких и средней крепости пород, составляющих большую часть объема разведочных скважин.

Ниже рассматривается только автоперехват АП-650А, так как выпуск АП-300Л прекращен вследствие почти полной замены буровых станков ЗИФ-300М станками более современных конструкций.

Автоперехват АП-650А

Автоперехват АП-650А предназначен для перекрепления гидравлического зажимного патрона станка в автоматическом цикле. АП-650А поддерживает постоянную нагрузку на породоразрушающий инструмент, установленную бурильщиком, и обеспечивает перекрепление без остановки вращения бурового снаряда.

Автоперехват АП-650А (рис. 10.1) состоит из гидравлических патронов: верхнего 1 и нижнего 3 (верхний патрон обеспечивает передачу вращения буровому снаряду и осевой нагрузки на забой, нижний — удерживает на весу вращающуюся колонну бурильных труб в период холостого хода верхнего патрона); переключателя 7, приводимого в действие механическими упорами 9 и 10 при достижении шпинделем крайних, верхнего и нижнего положений; сервоцилиндра 11 и дросселя 12, установленных на корпусе прибора гидравлического управления, и крана 13, закрепленного на кожухе гидравлической системы. Верхний патрон монтируется на траверсе станка 2 с помощью болтового фланцевого соединения. Нижний патрон и приводной промежуточный шпиндель 4 крепятся к корпусу вращателя бурового станка 5. Переключатель укреплен на цилиндре подачи 6 с помощью хомута 8.

Гидравлические патроны АП-650А (рис. 10.2), как верхний, так и нижний, нормально разомкнутого типа. Для зажима ведущей трубы масло из гидросистемы подается в невращающийся корпус патрона 1 через отверстие 2 под поршень 3. Поршень вместе с верхним упорным подшипником 4 и вращающейся конической обоймой 5 передвигается вверх, зажимая плашки 6 на бурильной трубе. Патрон раскрепляется винтовыми пружинами 7, которые перемещают коническую обойму вниз, а также кольцевыми пружинами 8, разжимающими плашки. Шпиндель 9 разъемный, чтобы можно было быстро заменить изношенные плашки.

Переключатель АП-650А (рис. 10.3) представляет собой концевой трехпозиционный распределитель потоков гидросистемы станка и предназначен для управления гидropатронами, дроссельной иглой и сервоцилиндром. Он состоит из корпуса 1, верхней и нижней крышек 2, штока управления 4 золотника-распределителя 5. Верхняя и нижняя крышки переключателя снаб-

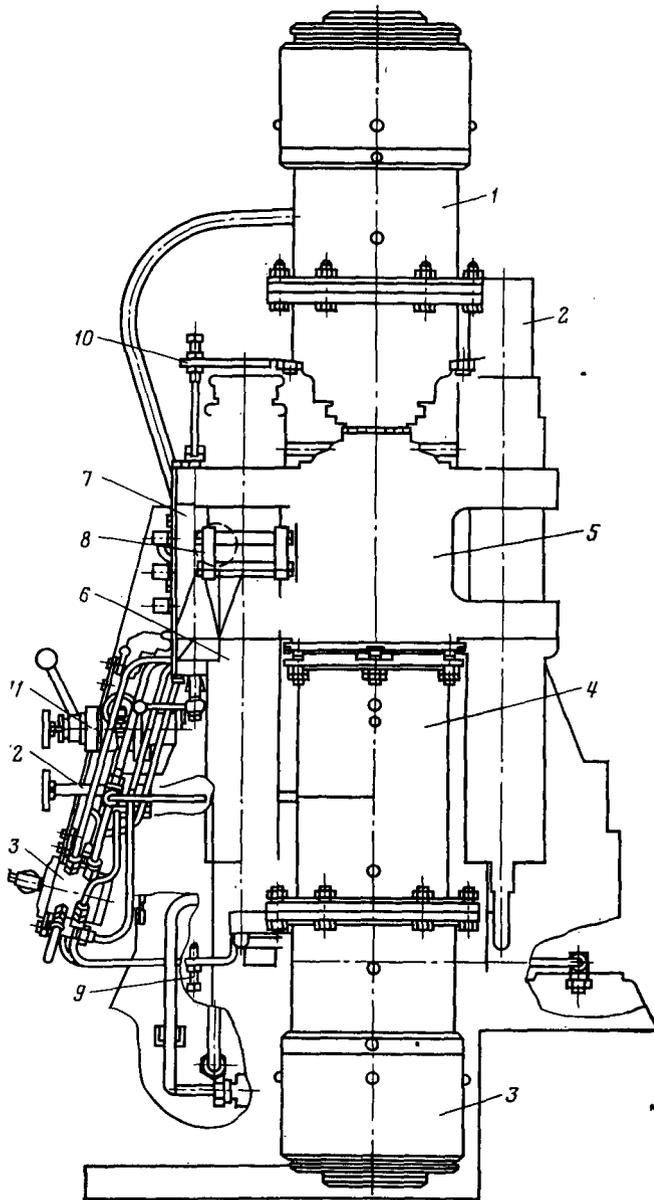


Рис. 10.1. Общий вид автоперехвата АП-650А

жены напорными регулируемы́ми клапанами 3, обеспечивающими передачу веса колонны без проскальзывания от верхнего патрона к нижнему и наоборот. Рукоятка 6 служит для ручного управления гидравлическими патронами.

При перемещении штока в крайнее нижнее положение золотник перемещается в крайнее верхнее положение вследствие подачи масла под нижний торец золотника и наоборот. В отличие от штока золотник может занимать еще третью, среднюю позицию. В верхней позиции золотника верхний патрон разомкнут, а нижний замкнут, в средней позиции — оба патрона замкнуты, и в нижней позиции — верхний патрон замкнут, а нижний разомкнут.

Игольчатый дроссель АП-650А (рис. 10.4) служит для автоматического регулирования потока масла при быстром подъеме шпинделя и подачи инструмента на забой во время бурения.

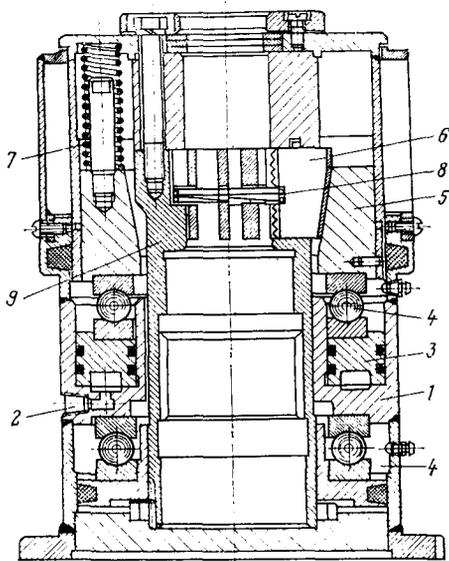


Рис. 10.2. Гидравлический патрон АП-650А

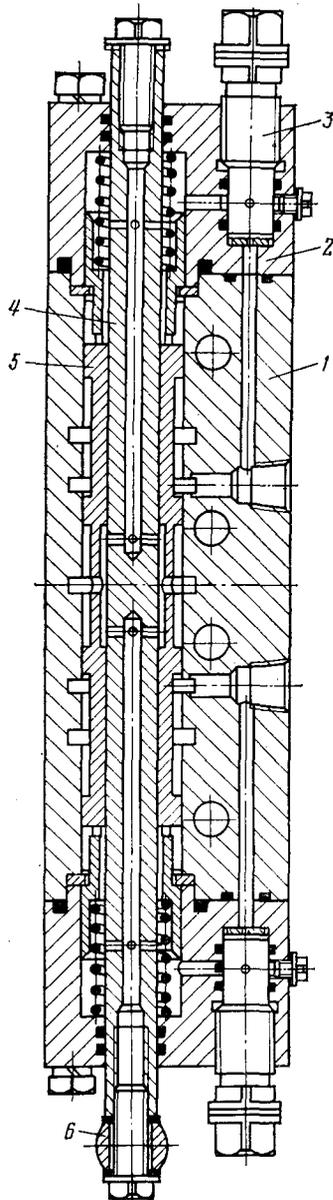


Рис. 10.3. Переключатель АП-650А

Под действием давления масла на поршень 1 последний сжимает пружину 2 и перемещает иглу 3, которая перекрывает дроссельную шайбу. В результате вся рабочая жидкость направляется в цилиндры станка и происходит быстрый подъем шпин-

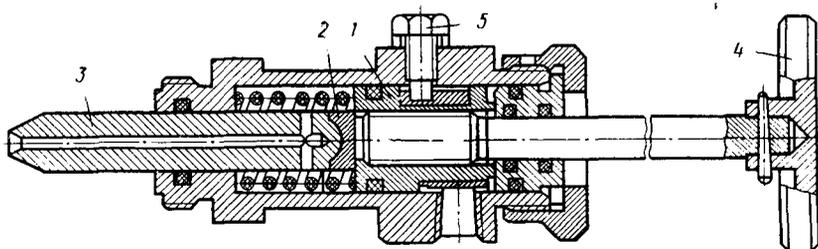


Рис. 10.4. Игольчатый дроссель АП-650А

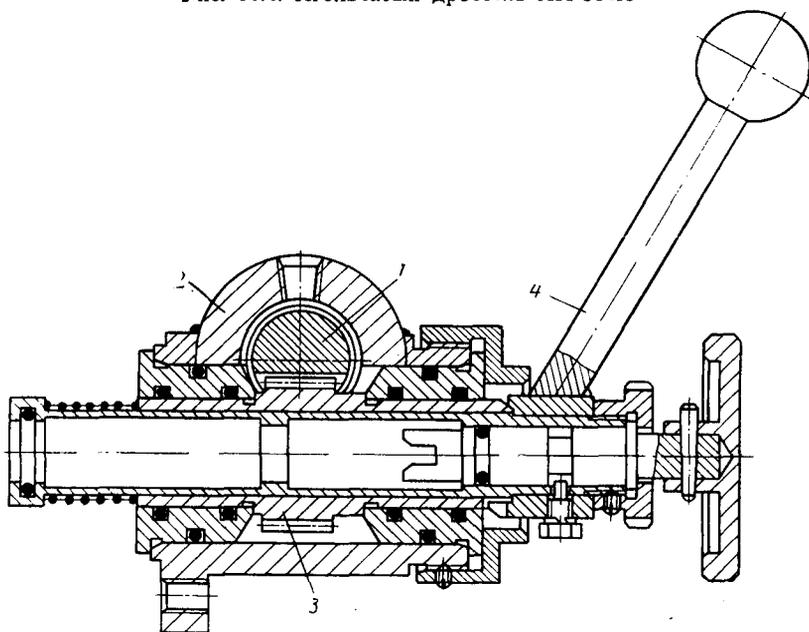


Рис. 10.5. Сервоцилиндр автомата АП-650А

деля. При снятии давления, т. е. выключении дросселя, пружина возвращает иглу в исходное положение и часть масла, поступающая в цилиндры станка для подачи снаряда на забой, идет через дроссельную шайбу на сброс. Величина зазора регулируется бурильщиком с помощью маховика 4. Стопорный винт 5 во время регулировки удерживает поршень от поворота, обеспечивая игле поступательное движение за счет резьбы.

Сервоцилиндр автомата АП-650А (рис. 10.5) служит для переключения крана цилиндров подачи станка. Поршень-рейка 1

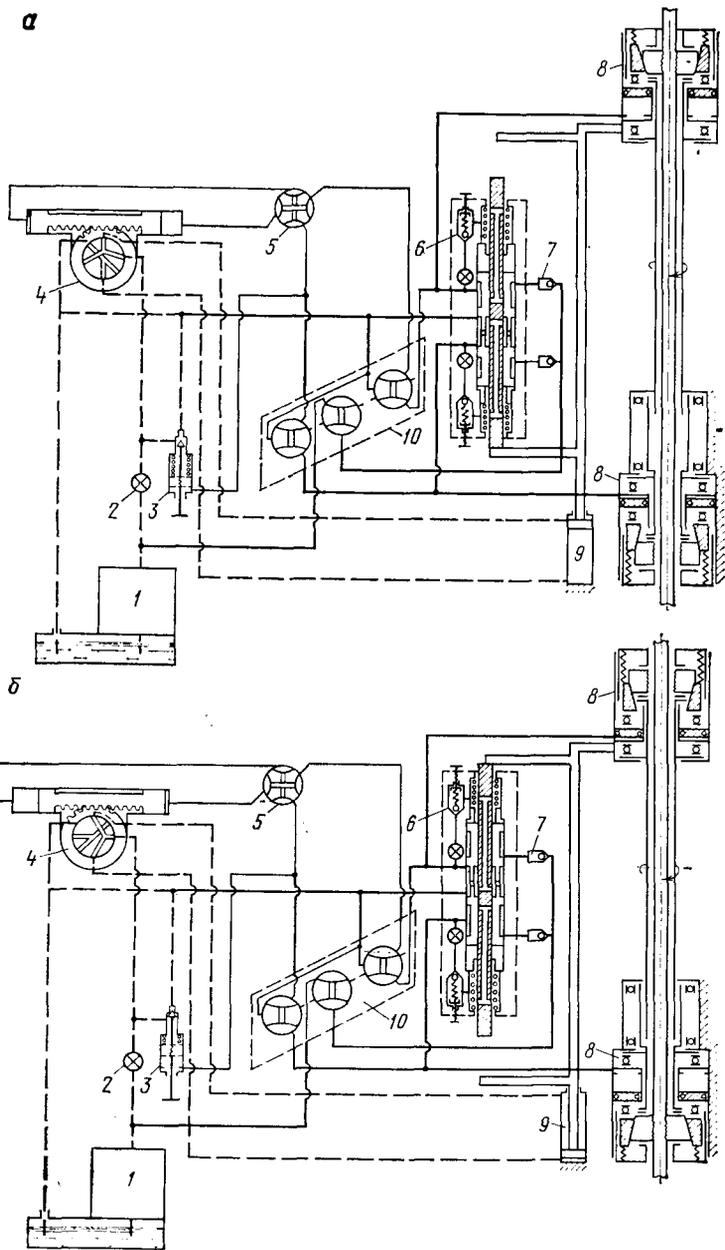


Рис. 10.6. Гидравлическая схема автоперехвата АП-650А

при поступательном движении в корпусе 2 поворачивает на определенный угол шестерню 3, которая находится в зацеплении со штоком крана цилиндров подачи. При этом происходит их включение на рабочий или холостой ход. При помощи рукоятки сервоцилиндра 4 осуществляется ручное управление цилиндрами подачи, для чего она выводится из зацепления с шестерней 3.

Гидравлическая схема автоперехвата АП-650А дана на рис. 10.6. По окончании холостого хода (быстрого подъема) шпинделя станка шток переключателя 6 (рис. 10.6, а) под действием упора перемещается вверх. Масло от маслососной станции 1 перед нерегулируемым дросселем 2 направляется через кран 10 и обратный клапан 7 в верхнюю кольцевую выточку переключателя 6 и в нижнюю полость верхнего гидравлического патрона 8, включая последний. Масло из нижнего патрона и дросселя 3 через среднюю кольцевую выточку золотника переключателя идет на слив. Одновременно масло из верхней проточки золотника через краны 10 и 5 поступает в правую полость сервоцилиндра 4, перемещает поршень-рейку влево и поворачивает кран цилиндров подачи 9 в положение «Шпиндель вниз».

По окончании рабочего хода (рис. 10.6, б), когда шпиндель достигнет крайнего нижнего положения, верхний упор переместит шток переключателя вниз и начинается «Быстрый подъем» шпинделя. При этом золотник переключателя передвинется вверх и масло от маслососной станции поступит в нижний патрон, который замкнется на бурильной трубе. Одновременно с нижним патроном включается дроссель, масло из верхнего патрона через среднюю кольцевую выточку переключателя идет на слив и патрон размыкается, а кран цилиндров подачи перемещением поршня-рейки сервоцилиндра поворачивается в положение «Быстрый подъем».

§ 2. КОМПЛЕКС АВТОМАТИЧЕСКИХ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ УСТРОЙСТВ СПА-ВИТР

Всесоюзным институтом методики и техники разведки был разработан комплекс автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР, на основе которого позднее были сконструированы буровые автоматизированные установки БА-25ЛЭ и Уралмаш-125А. Автоматический комплекс предназначен для автоматизации спуска и подъема свечей бурильных труб, их свинчивания и развинчивания, а также перемещения от оси скважины к свечеприемнику и обратно.

Техническая характеристика автоматического комплекса СПА-ВИТР

Высота вышки, м	26
Талевый блок	Двухроликовый
Максимальный начальный диаметр скважины, мм	220

Грузоподъемность, т	
номинальная	12
максимальная	16
Диаметр бурильных труб, мм	50; 63,5
Мощность электропривода маслоподающей станции, кВт:	
№ 1	7
№ 2	14,5
Питание электрооборудования автомата СПА-ВИТР от сети переменного тока:	
напряжением, В	380/220
частотой, Гц	50
Напряжение питания цепей уп- равления переменного тока, В	127
Напряжение питания цепей уп- равления постоянного тока, В	110
Питание электронной схемы . . .	От собственного трансформатора электронного блока

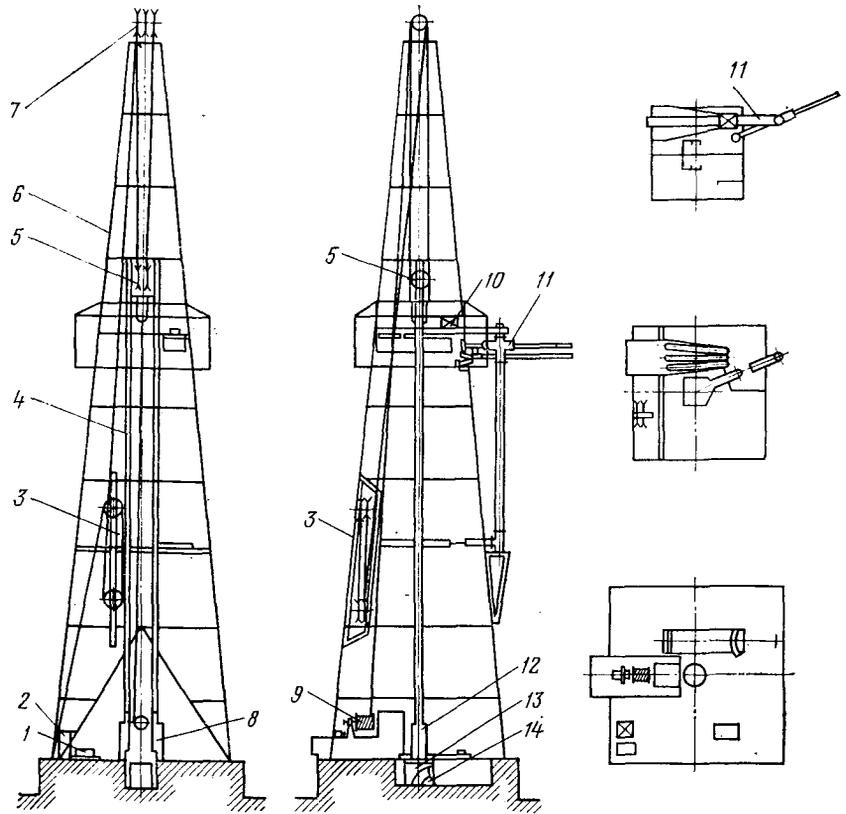


Рис. 10.7. Комплекс автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР

Комплекс автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР (рис. 10.7) состоит из следующих блоков: талевого блока с элеватором 5, лебедки с тормозным устройством 9, натяжного устройства 3, штангодержателя с ключом 13, центра-тора 12, свечеподающего устройства 11, направляющих талевого блока 4, групповой маслоподающей станции 1, аппаратного шкафа 2, пульта управления 8 и маслоподающей станции 10, установленной на верхней рабочей площадке вышки 6 с крон-блоком 7.

Свечи бурильной колонны, используемые при работе комплекса СПА-ВИТР, оснащаются диамагнитными кольцами, устанавливаемыми на некотором расстоянии от торца свечей и являющимися датчиками сигналов об определенном местоположении замкового соединения. Взаимодействуя при подъеме свечи с индуктивной катушкой 14, установленной в механизме удержания колонны и механизме свинчивания и развинчивания, кольца индуктируют в ней сигнал, который усиливается электронным блоком в аппаратном шкафу 2 и дает команду на остановку талевого блока.

Назначение блоков, их конструкция и взаимодействие

Талевый блок с элеватором (рис. 10.8) представляет собой трехпласечный гидравлический элеватор с самозаклинивающимся захватом колонны бурильных труб. Давление масла в гидросистеме элеватора обеспечивается поршневым насосом, приводимым в действие от рамки талевого блока через эксцентрик. В период перемещения талевого блока с элеватором энергия, вырабатываемая масляным насосом, запасается пневмогидравлическим аккумулятором и затем расходуется при операциях раскрепления-закрепления элеватора. Команды на производство этих операций подаются электрическими сигналами через троллей и токоприемник при нажатии толкателем талевого блока соответствующих конечных выключателей 4.

В комплекс СПА-ВИТР входит лебедка планетарного типа станка ЗИФ-1200. Автоматическое управление лебедкой осуществляется при помощи двух гидравлических цилиндров, связанных с тормозами спуска и подъема, и центробежного регулятора, являющегося датчиком частоты вращения барабана лебедки. Гидравлические цилиндры управляются электромагнитными золотниками, включаемыми по командам, передаваемым электрическими сигналами от элеватора (разрешающим спуск), от штангодержателя (на подъем), от конечных выключателей (определяющих начало на переключения на предостановочные скорости), от индуктивной катушки (на остановку элеватора в верхнем положении при подъеме свечи). Центробежный регулятор через специальный золотник, контролирующей подачу

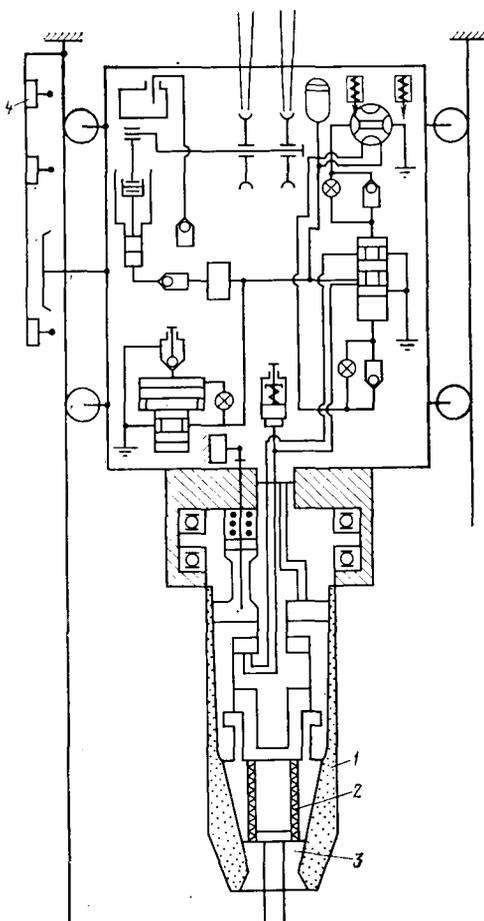


Рис. 10.8. Талевый блок с элеватором:
 1 — корпус элеватора; 2 — сухарь; 3 — плашки; 4 —
 концевой выключатель

масла в тормозную систему, поддерживает заданные скорости спуска и подъема.

В нормальном положении тормоз спуска включен, а тормоз подъема выключен, что обеспечивает остановку лебедки при аварийном отключении автоматической системы управления.

Натяжное устройство предназначено для малых и точных перемещений талевого блока с порожним или нагруженным элеватором, что необходимо при постановке очередной навинчиваемой свечи на резьбу, при спуске элеватора при свинчивании, для разгрузки резьбы при развинчивании и т. д. Оно представляет собой полиспаст из двух пар роликов, включенный в неподвижный конец талевой системы. Одна пара роликов может перемещаться относительно другой в корпусе устройства при помощи гидравлических цилиндров, питаемых от групповой маслоподающей станции. Включение

и выключение гидравлических цилиндров производятся электромагнитными золотниками по сигналам от конечных выключателей, взаимодействующих с талевым блоком, а также с блоками роликов натяжного устройства.

Штангодержатель с ключом конструктивно выполнен как шестиплащечный самозаклинивающийся захват, обеспечивающий удержание на весу колонны бурильных труб даже в случае падения давления в гидросистеме, заблокированный с ротором, в котором размещен трехсекторный самозажимной ключ двухстороннего действия. Плашки установлены в пазах кольца обоймы, прижимаемого снизу пружинами к неподвижному упору

корпуса штангодержателя, и могут выдвигаться к оси скважины под действием зажимного кольца. Кольцо, перемещаясь снизу вверх при помощи гидравлических цилиндров, наклонными пазами, соответствующими скошенным поверхностям плашек, зажимает последние.

Плашки могут разомкнуться только после передачи веса колонны элеватору. При этом слегка удлиняется талевая система и в пределах этого удлинения происходит совместное перемещение зажимного кольца и кольца-обоймы. Разведение плашек производится возвратными пружинами.

Самозаклинивающиеся зубчатые секторы ключа установлены на осях в плавающем корпусе, размещенном в роторе. Там же в роторе расположен тормоз, действующий от гидравлического цилиндра и обеспечивающий сведение и разведение секторов ключа при свинчивании и развинчивании свечей.

В автоматическом цикле штангодержатель с ключом работает следующим образом (рис. 10.9). При включенном гидродвигателе 8 и замкнутом тормозе 9 секторы 10 начинают сдвигаться и захватывают замок свечи. Частота вращения гидродвигателя регулируется дросселем 5. Тормоз включается с помощью цилиндра 6, управляемого золотником 4.

С момента захвата свечи давление в гидросистеме начинает повышаться и реле давления 1 дает команду на размыкание тормоза и включение реле времени, установленного на период полного развинчивания резьбового соединения. Одновременно золотник 3 осуществляет слив жидкости из гидродвигателя 8 через дроссель 2. В момент наибольшего повышения давления при выключенном тормозе происходит страгивание резьбы. Затем давление падает и происходит быстрое развинчивание резьбы благодаря свободному сливу жидкости из гидродвигателя.

При отвинчивании свеча поднимается по резьбе вместе с секторами ключа, которые, нажимая на толкатель 7, переключают золотник. Последний включает реле давления 1, импульс от которого совместно с импульсом от реле времени подает команду на включение тормоза 9 и реверсирование двигателя 8, после чего начинается разведение секторов ключа.

Операция навинчивания свечи происходит таким же образом, только при противоположном вращении гидродвигателя 8. По мере свинчивания свеча опускается вместе с секторами ключа, вызывая срабатывание датчика осевого перемещения. В момент окончания свинчивания давление в магистрали насоса повышается, что является командой на разведение секторов ключа.

Центратор состоит из двух центрирующих вилок, предназначенных для улавливания нижнего конца свечи при подаче ее на ось скважины. Вилки устанавливаются на рычагах, которые могут поворачиваться на неподвижных осях при помощи гидро-

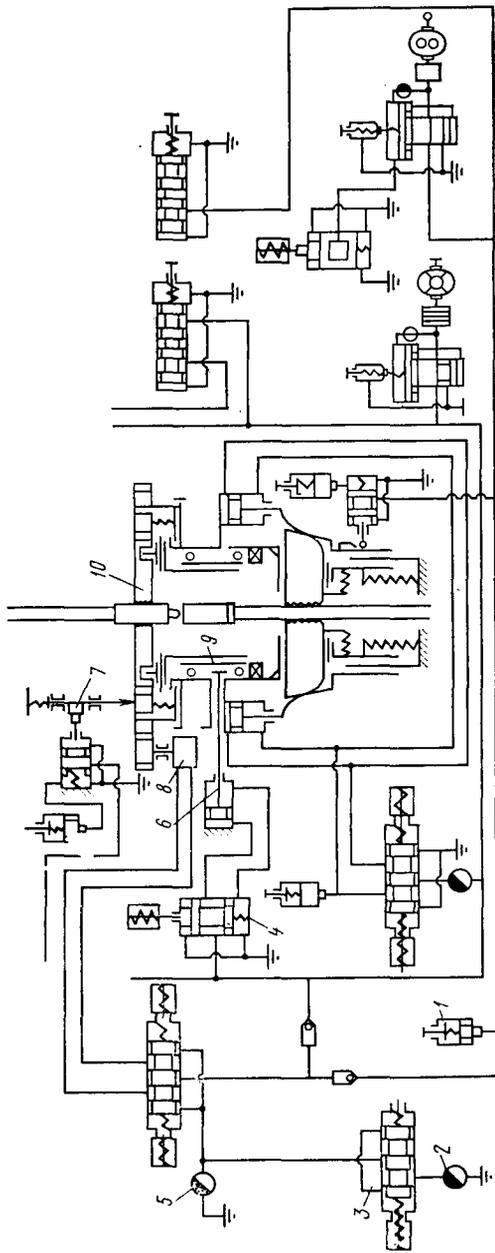


Рис. 10.9. Работа штангодержателя с ключом в автоматическом цикле

цилиндров в пределах угла 90° . В крайних положениях, вертикальном и горизонтальном, перемещение вилок ограничено упорами. Улавливание свечи происходит при сведении вилок к оси скважины от вертикального положения. При дальнейшем повороте вилок в горизонтальное положение свеча центрируется с возможностью осевого перемещения. Гидроцилиндры рычагов центратора управляются золотниками, переключаемыми кулачковыми механизмами, связанными с рычагами.

Свечеподающее устройство представляет собой клещи, которые благодаря системе направляющих могут перемещаться в вертикальных и горизонтальных направлениях, а также поворачиваться относительно вертикальной оси. Таким образом, свечеподающим устройством осуществляются операции приподъема свечи с подсвечника, извлечения ее из свечеприемного устройства и перенесения с поворотом на ось скважины при спуске колонны. При подъеме происходят перемещение отвинченной свечи поворотом к свечеприемному устройству, досылка ее в кассету и приспуск на подсвечник.

Сведение и разведение клещей, а также их перемещение по направляющим и поворот осуществляются при помощи гидроцилиндров, управляемых золотниками, включаемыми по соответствующим командам. Непроизвольное разведение клещей с зажатой в них свечой исключается постановкой обратного клапана. Безударный контакт клещей со свечой обеспечивается конечными выключателями на пути движения поршня вдоль горизонтальных направляющих.

Работа комплекса СПА-ВИТР в автоматическом цикле показана на рис. 10.10. Перед пуском автомата приводятся в исходное положение:

толкатель и клещи свечеподающего устройства отводятся в заднее положение и поворачиваются к оси скважины; рычаги центратора ставятся в вертикальное положение; талевый блок поднимается до конечного выключателя.

Плашки элеватора, каретки натяжного устройства и клещи свечеподающего устройства разведены; плашки штангодержателя сведены.

В исходном положении перед спуском клещи 1 должны быть опущены, а секторы ключа 8 разведены по часовой стрелке. Перед подъемом клещи поднимаются, а секторы ключа разводятся против часовой стрелки. Буровой станок отводится от устья скважины, и двигатели насосов и станка включаются. Комплекс включается в работу кнопкой «Пуск».

Спуск колонны. Цилиндр толкателя 2 поворачивает клещи 1 в направлении приемного лотка. В конце поворота толкатель с клещами начинает двигаться в приемный лоток 5. Клещи сводятся и захватывают свечу. По окончании закрытия клещей срабатывает реле, вследствие чего клещи поднимаются и выводятся толкателем из лотка. Выключатель ВК2 включает поворот

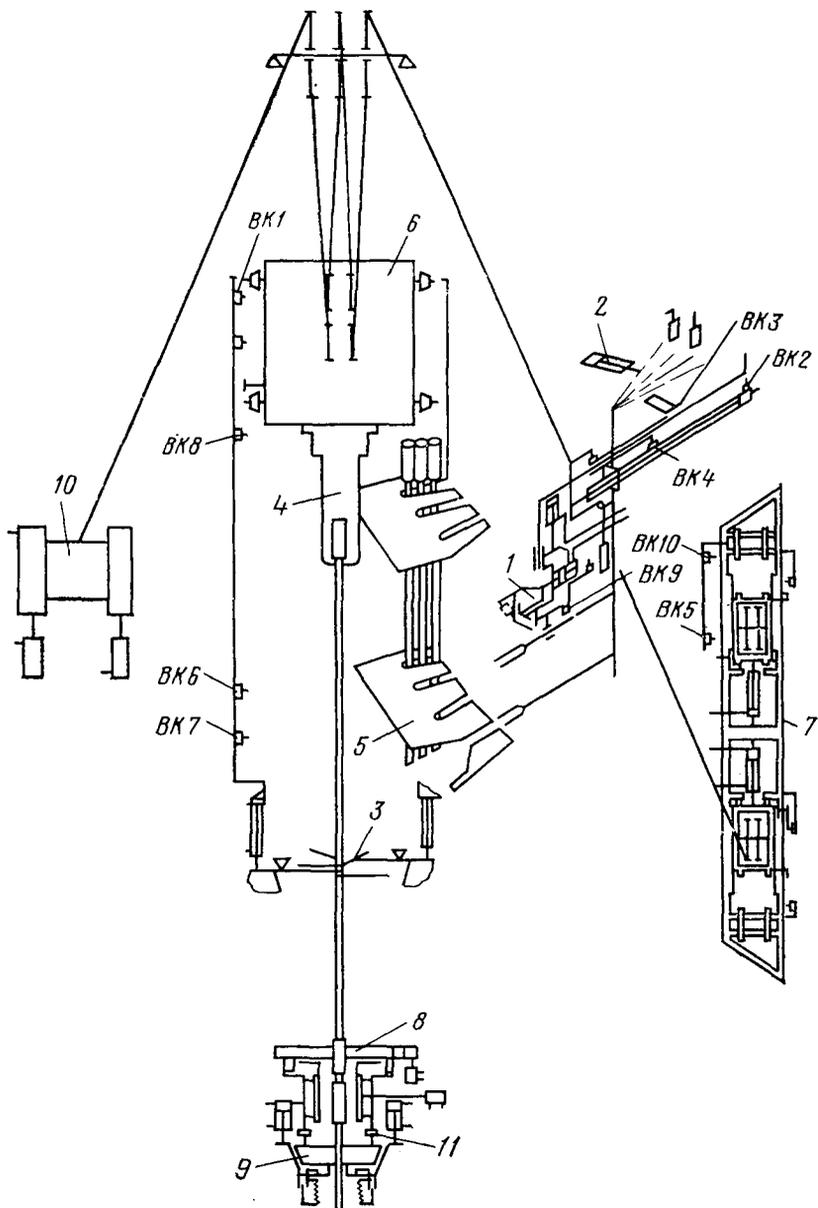


Рис. 10.10. Работа комплекса СПА-ВИТР в автоматическом цикле

толкателя на ось скважины, заканчивающийся при срабатывании выключателя *ВК3*.

Одновременно с подачей свечи к скважине рычаги центра-тора *3* устанавливаются в наклонное положение. Когда свеча становится на ось скважины, выключатель *ВК4* останавливает движение толкателя и включает спуск верхней каретки натяжного устройства *7*. При этом талевый блок *б* с элеватором *4* опускается на верхний конец свечи. Срабатывает конечный выключатель *ВК5* — и свеча зажимается в элеваторе. Реле давления включает разведение клещей, они опускаются и перемещаются толкателем в лоток свечеприемника. Далее цикл повторяется.

При помощи нижней каретки натяжного устройства талевый блок опускает свечу в замок колонны. Секторы ключа *8* сводятся и происходит свинчивание. Одновременно рычаги центра-тора устанавливаются в вертикальное положение. По окончании свинчивания датчик осевых перемещений дает команду на разведение секторов и затем на разведение плашек штангодержателя *9*. От реле штангодержателя поступает команда на спуск талевого блока с колонной. Движение талевого блока с колонной затормаживается выключателем *ВК6* и останавливается выключателем *ВК7*, который также закрывает плашки штангодержателя. Зажим элеватора *4* раскрывается, начинается подъем талевого блока барабаном лебедки *10* и одновременно обеими каретками натяжного устройства. В верхнем положении движение талевого блока сначала замедляется выключателем *ВК8*, а затем останавливается выключателем *ВК1*.

Подъем колонны. При включении начинается спуск талевого блока. Переключение скоростей тормозной системы и свечеподводящего устройства производится теми же конечными выключателями.

Выключатель *ВК7* кроме остановки талевого блока дает команду на закрытие элеватора и раскрытие штангодержателя, после чего реле давления штангодержателя выключает лебедку на подъем колонны. Лебедка останавливается по сигналу от устройства в штангодержателе (индуктивной катушки) для определения местоположения замкового соединения *11*. По этому же сигналу происходят сведение плашек штангодержателя и захват колонны за нижнюю часть замкового соединения.

Зажим плашек вызывает срабатывание реле давления, которое включает ключ. Верхняя каретка натяжного устройства приподнимает талевый блок с отвинченной свечой. Толкатель с клещами движется при этом к оси скважины. Перед свечой толкатель останавливается и свеча зажимается клещами благодаря срабатыванию выключателя *ВК9*. Реле давления клещей дает команду на раскрытие элеватора и на приподъем талевого блока верхней кареткой натяжного устройства. Выключатель

БК10 останавливает талевый блок и дает команду на отвод толкателя со свечой от скважины.

Работа устройств при переносе и установке свечей протекает так же, как и при спуске колонны.

После выхода толкателя с клещами из зоны движения талевого блока подается команда на его спуск и установку в вертикальное положение рычагов центриатора. Далее операции повторяются.

§ 3. БУРОВЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ УСТАНОВКИ ЛЕНИНГРАДЕЦ 25ЛЭ (БА-25ЛЭ) И УРАЛМАШ 125А

Буровая автоматизированная установка Ленинградец 25ЛЭ (БА-25ЛЭ)

Буровая автоматизированная установка Ленинградец 25ЛЭ сконструирована на основе комплекса автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР и предназначена для бурения структурных, поисковых и разведочных скважин малого диаметра на нефть и газ глубиной 1500—3000 м.

При работе установки автоматически выполняются следующие операции: спуск и подъем колонны бурильных труб, наращивание с отсоединением, постановка в шурф и присоединение ведущей трубы, поддержание заданной осевой нагрузки.

Техническая характеристика установки Ленинградец 25ЛЭ

Грузоподъемность установки, т:

номинальная	25
предельная	40
Скорости подъема, м/с	0,55—2,2
Диаметры применяемых бурильных труб, мм	50; 63,5; 73; 89
Диаметр отверстия стола ротора, мм	260
Частота вращения стола ротора, об/мин	60—300
Система подачи	С лебедки
Тип автомата подачи	От комплекта БУ-50Бр
Привод	Электрический
Суммарная установленная мощность (без насосного блока и системы очистки бурового раствора), кВт	210
Мощность главного привода (лебедки и ротора), кВт	160
Тип вышки	От комплекта БУ-50Бр
Высота свечи, м	20
Число и тип буровых насосов	2; 9Мгр
Мощность привода насосного блока, кВт	150
Очистка бурового раствора ситогидроциклонной установкой	2СГУ
Масса установки, т	56
Масса отдельных транспортируемых блоков, т	≤5,5

Установка БА-25ЛЭ имеет блочную компоновку. Основные блоки: блок главного привода, включающий электродвигатель

и 4-скоростную автоматическую коробку передач, блок раздачи, блок лебедки, натяжное устройство, блок ротора с ключом и штангодержателем, блок талевый с элеватором, направляющие талевого блока, свечеподающее устройство, центратор, свечеприемники, системы управления установкой, вышка, автомат подачи долота, блок буровых насосов и система очистки бурового раствора.

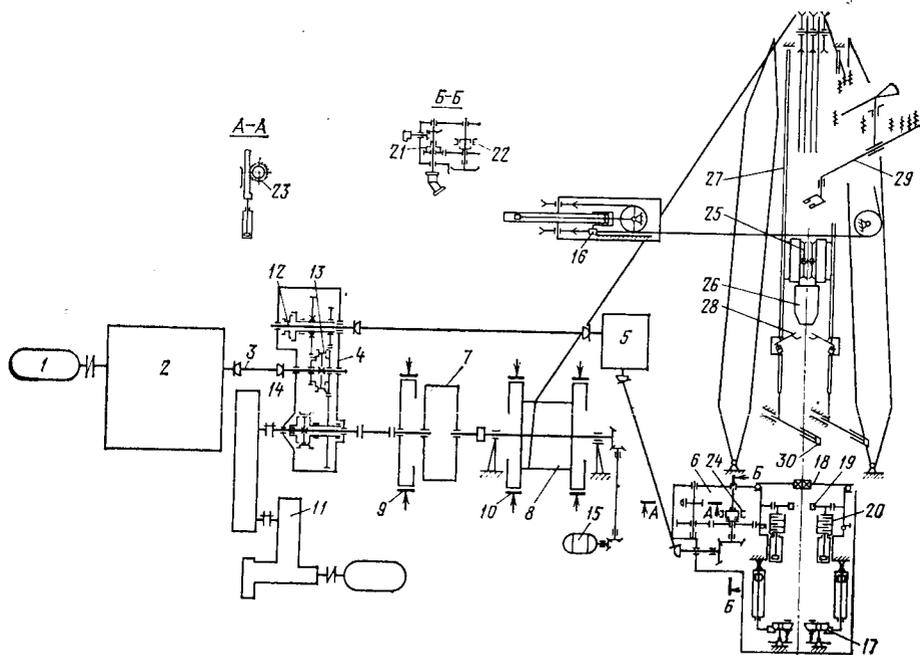


Рис. 10.11. Кинематическая схема буровой автоматизированной установки БА-25ЛЭ

На рис. 10.11 изображена кинематическая схема буровой автоматизированной установки БА-25ЛЭ. От двигателя 1 приводится в действие 4-скоростная автоматическая коробка передач 2, переключение которой производится многодисковыми фрикционными муфтами с гидравлическим управлением. С коробкой передач карданным валом 3 связан блок раздачи 4, от которого мощность может передаваться через угловой редуктор 5 блоку ротора с ключом и штангодержателем 6, блоку лебедки, состоящему из планетарного редуктора 7, барабана лебедки 8, тормоза включения 9 и двух тормозов спуска 10, и автомату подачи долота 11. В блоке раздачи имеются муфты ручного управления: муфта включения ротора 12, муфта переключения шестерен редуктора блока раздачи 13 и муфта включения

лебедки или автомата подачи 14. С барабаном лебедки через повышающий редуктор связан тахогенератор 15, являющийся датчиком скорости перемещения талевого блока с элеватором. На натяжном устройстве 16 крепится неподвижный конец талевой системы. В отличие от натяжного устройства комплекса СПА-ВИТР натяжное устройство БА-25ЛЭ не имеет кареток и приводится в действие одним гидроцилиндром.

Блок ротора состоит из штангодержателя 17, ключа планетарного типа и собственно ротора 18. Зубчатые секторы ключа 19, профиль которых выполнен по логарифмической спирали, установлены на осях, вставленных в пазы водила. Водило затормаживается или растормаживается дисковым тормозом ключа 20, управляемым гидроцилиндром. Венцовая шестерня ключа соединена со ступицей колеса редуктора ротора. Таким образом, при включенном тормозе 20 и поворачиваемся роторе венцовая шестерня, взаимодействуя с секторами 19, сводит или разводит их. Ключ приводится в действие от гидравлического двигателя 21 при включенной муфте ручного управления 22 после страгивания резьбы силовым гидроцилиндром 23 в случае развинчивания или перед докреплением — при свинчивании. При этом ротор отключен от главного привода муфтой 24.

Спуск и подъем колонны осуществляется талевым блоком 25 с элеватором 26, который скользит по направляющим 27 с центратором 28. Устанавливаемые в свечеприемнике или подаваемые к скважине свечи переносятся блоком свечеподачи 29. Для отвода направляющих с талевым блоком и элеватором от устья скважины при взятии или спуске во вспомогательный шурф ведущей трубы служат гидроцилиндры 30.

Система управления установкой — электрогидравлическая, релейно-контрольная. Основной привод механизмов — гидравлический с электроуправлением. Все движения механизмов ограничены конечными выключателями или реле давления. Управление установкой осуществляется из кабины оператора, где сосредоточены аппаратура управления, приборы контроля и сигнализации.

Схемой предусмотрены два вида управления: ручное и автоматическое. Ручное управление имеет два режима — наладочный и полуавтоматический. В наладочном режиме управление каждой операцией отдельное, в полуавтоматическом — несколько операций осуществляется по одной команде.

Во избежание аварий и поломок механизмов схемой управления предусмотрены блокировки, основные из которых следующие:

- 1) движение талевого блока прекращается, если толкатель вошел в зону движения талевого блока; рычаги центратора находятся не в вертикальном положении; направляющие не в крайних положениях; скорость талевого блока или нагрузка на него отклонились от допустимых значений;

- 2) элеватор закрывается при надевании на свечу до упора;
- 3) элеватор открывается при закрытом штангодержателе и принятом весе колонны или удержании свечи клещами;
- 4) клещи открываются на оси скважины при закрытом элеваторе;
- 5) ключ включается при отключенном роторе.

Буровая автоматизированная установка Ленинградец 25ЛЭ прошла предварительные испытания и была рекомендована к серийному производству.

В настоящее время ВИТР совместно с Уралмашзаводом разработана и проходит производственные испытания более совершенная автоматизированная буровая установка Уралмаш 125А.

*Техническая характеристика буровой автоматизированной установки
Уралмаш 125А*

Глубина бурения, м	4000
Грузоподъемность, т:	
номинальная	125
максимальная	2000
Мощность на крюке, кВт	662
Максимальная оснастка талевой системы	5 × 6
Длина свечи, м	24—27
Диаметр талевого каната, мм	32
Диаметр шкива талевой системы по дну желоба, мм	1250
Размеры барабана лебедки, мм:	
диаметр	750
длина	1350
Скорость подъема крюка, м/с:	
минимальная	0,1—0,2
максимальная	2,0
Число скоростей подъема крюка	Бесступенчатое
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Диаметр отверстия в столе, мм	560
Мощность на приводном валу ротора, кВт	294
Частота вращения стола ротора, об/мин:	
минимальная	20
максимальная	200
Число скоростей вращения стола	Бесступенчатое
Максимальный крутящий момент на столе, Н·м	25 000
Статическая грузоподъемность вертлюга, т	250
Число буровых насосов, шт.	2
Суммарная механическая мощность буровых насосов, кВт	1178
Максимальная суммарная подача буровых насосов, л/с	101,8
Максимальное давление, развиваемое буровым насосом, МПа	25
Высота вышки, м	42—45

Тип привода лебедки и ротора	Индивидуальный регулируемый постоянным током
Тип привода буровых насосов	Индивидуальный регулируемый переменным током
Тип привода:	
вспомогательных механизмов	Электрический
установки	Гидравлический
Управление	Пневматическое ручное с дистанционного пульта кабины оператора

Глава 11

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДАЧИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА НА ЗАБОЙ

Основными критериями оптимизации бурения как глубоких скважин на нефть и газ, так и разведочных на твердые полезные ископаемые являются: минимум стоимости 1 м проходки скважины, максимум механической и рейсовой скоростей. Известны и другие критерии, но в силу трудности их достижения в реальных условиях бурения они пока имеют теоретическое значение.

На практике критерии достигаются путем определенного сочетания независимых управляемых технологических параметров режима бурения. К таким параметрам относятся осевая нагрузка на забой, частота вращения бурового снаряда, величина вращающегося момента (затрачиваемой мощности), количество и качество промывочной жидкости. Из названных параметров регулирующими принято считать первые три, хотя в настоящее время уже разработаны автоматические системы управления (АСУ) качеством и подачей промывочной жидкости, например, для бурового автомата Уралмаш 125А. Осевая нагрузка на забой — параметр регулирования, применимый для всех видов бурения и поэтому считающийся универсальным. Частота вращения наиболее часто используется для регулирования процесса бурения совместно с осевой нагрузкой. Самостоятельное регулирование по этому параметру долгое время тормозилось отсутствием приводов с бесступенчатым изменением частоты вращения. Вращающий момент или мощность используется как самостоятельный параметр для поддержания предельной мощности электробура, а также оптимальных условий при регулировании процесса турбинного бурения с помощью забойных автоматов.

Критерии оптимизации процессов бурения реализуются на практике с помощью систем автоматического управления (САУ). Под САУ понимается большая группа различного типа устройств, предназначенных для автоматического регулирования управляющих параметров с целью достижения того или иного критерия оптимизации процесса бурения. К ним относятся поверхностные регуляторы подачи долота (бурового инструмента) и забойные автоматы и механизмы.

§ 1. ПОВЕРХНОСТНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ ПОДАЧИ

Поверхностные регуляторы подачи условно можно разделить на две подгруппы: первые предназначены для управления гидравлической подачей шпиндельных буровых станков, вторые — для управления свободной подачей с лебедки станков и установок главным образом глубокого бурения.

САУ установок для глубокого бурения разрабатываются в течение более полувека. Все они предназначены для осуществления автоматической подачи инструмента в зависимости от изменяющейся осевой нагрузки на забой или поддержания постоянной, установленной бурильщиком, скорости подачи.

САУ установок со свободной подачей подразделяются по конструкции и принципу действия на электромеханические, гидравлические и фрикционные устройства подачи долота (УПД).

Электромеханические УПД представляют собой электромеханические системы, связанные с барабаном лебедки, включающие дифференциальный редуктор с электроприводом по системе Г—Д (автоматические регуляторы подачи Хилда, Островского и Ратмана, Межлумова, БАР-1-150 и др.) или регулируемый электропривод к промежуточному валу лебедки (автоматический регулятор подачи Скворцова, ХЭМЗ, АВЭ-130, РПДЭ-3 и др.).

Принцип действия дифференциального редуктора (рис. 11.1) заключается в следующем. Коническая шестерня 3 вращается с постоянной частотой от асинхронного двигателя А через шестерни 1 и 2, а другая — 6 в противоположную сторону от электродвигателя постоянного тока Д через зубчатые колеса 4 и 5. Двигатель Д питается от генератора постоянного тока Г, установленного на одном валу с асинхронным двигателем А. Конические шестерни 3 и 6 связаны между собой сателлитами 7, вращающимися в цапфах водила 8. Последнее связано зубчатой передачей 9 и 10 со звездочкой 11, соединенной цепной передачей с валом лебедки. При одинаковой частоте вращения шестерен 3 и 6 водило 8, а вместе с ним и звездочка 11 остаются неподвижными. Если шестерня 6 вращается медленнее или быстрее шестерни 3, водило, а следовательно, и звездочка поворачиваются в ту или другую сторону, осуществляя подачу или

приподъем инструмента. Изменение частоты вращения шестерни 6 осуществляется путем воздействия на цепь возбуждения машин постоянного тока Г и Д, зависящего от сигнала датчика осевой нагрузки или от сопротивления в цепи, установленного бурильщиком.

Устройства подачи долота с регулируемым электроприводом представляют собой машины переменного или постоянного тока, связанные с валом лебедки червячной или цепной передачей. Электродвигатель переменного тока использовался в качестве

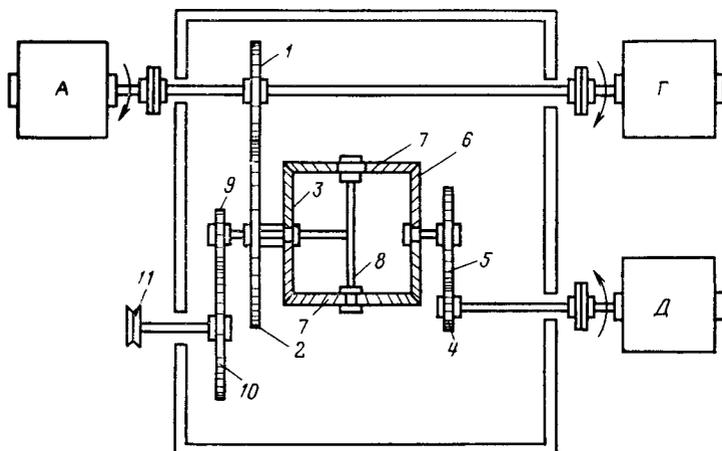


Рис. 11.1. Кинематическая схема дифференциального редуктора

привода подачи в автомате Скворцова и включался и выключался при помощи токового реле в зависимости от тока нагрузки в приводе ротора. В современных УПД в качестве силового узла используются двигатели постоянного тока, регулируемые по частоте вращения. Так, например, в автоматическом регуляторе подачи долота РПДЭ-3 (рис. 11.2), работающем с буровыми установками грузоподъемностью от 800 до 2000 Н, приводом подачи является двигатель постоянного тока мощностью 25—42 кВт, питающийся от электромашинного преобразователя с генератором постоянного тока мощностью 27—50 кВт и приводным трехфазным двигателем переменного тока мощностью 28—55 кВт.

Величина и знак напряжения на клеммах питающего генератора изменяются в зависимости от сигнала электрического датчика типа ДВР-2Б, поступающего через трехфазные магнитные усилители с обратной связью в обмотки возбуждения генератора.

Датчик устанавливается на неподвижном конце талевой системы. Натяжение конца передается на пластинчатую рессору,

которая, прогибаясь, поворачивает ротор передающего сельсина датчика, что, в свою очередь, вызывает поворот ротора приемного сельсина и изменение электрического сигнала. Таким образом, электросхема РПДЭ-3 позволяет осуществлять как подачу, так и приподъем инструмента в зависимости от осевой нагрузки на забой. При необходимости датчик может быть отключен и РПДЭ-3 установлен на определенную, выбранную бурильщиком, скорость подачи или подъема, например при разбурировании или проработке ствола скважины.

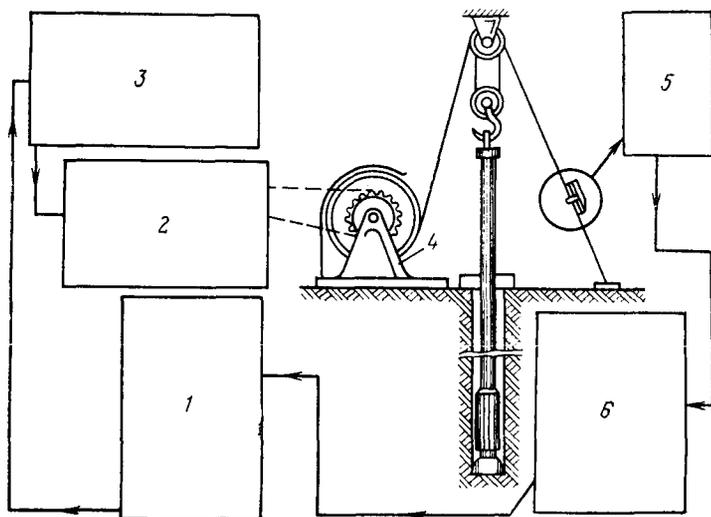


Рис. 11.2. Автоматический регулятор подачи долота РПДЭ-3:

1 — станция управления; 2 — силовой узел с двигателем; 3 — мотор-генератор; 4 — лебедка; 5 — датчик веса; 6 — пульт

Действие гидравлических УПД (регуляторы подачи Крылова, Брентли, Годжаева, Грицая—Оловянова, Залкина и др.) основано на использовании веса бурильной колонны для дросселирования жидкости в замкнутой гидравлической системе. Поясним это на схеме гидрорегулятора Годжаева (рис. 11.3). В гидрорегуляторе Годжаева гидравлическим тормозом служит бесклапанный насос, прокачивающий жидкость через регулируемую диафрагму, состоящую из пластин — подвижной 7 и неподвижных 8, имеющих отверстия 9. Насос приводится в действие от промежуточного вала лебедки 6 через зубчатую передачу 5 в период подачи инструмента. Перемещение подвижной пластины 7, а следовательно, и изменение степени перекрытия отверстий 9 определяется гидравлическим индикатором давления. При увеличении натяжения неподвижного конца талевой системы (уменьшение осевой нагрузки) диафрагма индикатора,

прогибаясь, перемещает давлением жидкости пластину 7, совмещая отверстия 9 и способствуя увеличению скорости подачи; при уменьшении натяжения (увеличении осевой нагрузки) прогиб диафрагмы становится меньше и отверстия 9, перекрываясь, способствуют торможению подачи вплоть до полной остановки. Гидравлические УПД не требуют дополнительного источника энергии для привода. Их недостатком является невозможность приподъема инструмента с забоя.

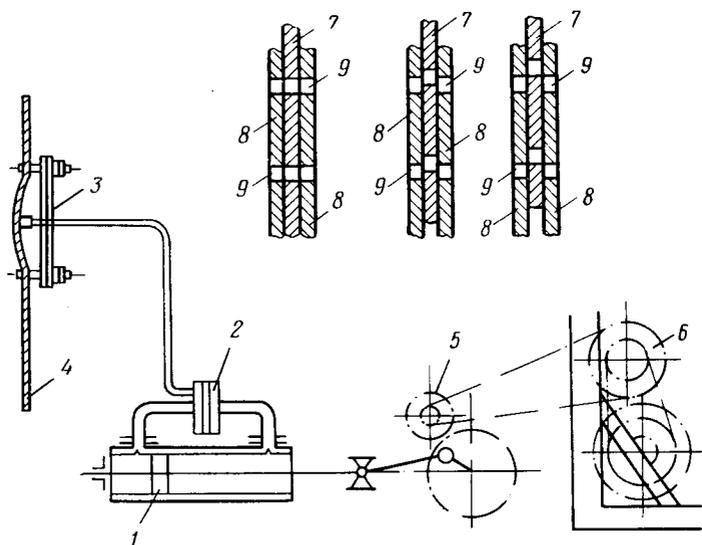


Рис. 11.3. Принципиальная схема гидрорегулятора Годжаева:

1 — бесклапанный поршневой насос; 2 — золотник; 3 — гидравлический датчик давления; 4 — талевый канат; 5 — зубчатая передача; 6 — промежуточный вал лебедки; 7 — подвижная пластина; 8 — неподвижные пластины; 9 — перепускные отверстия

Во фрикционных УПД в качестве регулятора подачи используется тормозная система буровой лебедки. К этому типу УПД относятся автоматический регулятор Шахназарова, автодрил фирмы «Дриллометр», МПД-1, СВМ и др. Основными частями фрикционных регуляторов подачи являются механические рычажные системы, гидравлические или пневматические цилиндры, связанные с тормозным рычагом лебедки и воздействующие на последний по командам, поступающим от датчиков веса инструмента, установленных на неподвижном конце каната. Воздействие это может быть непрерывным или импульсным. В первом случае подача изменяется плавно, но зависит от коэффициента трения между тормозной лентой и барабаном лебедки, который может меняться при попадании на трущиеся поверхности воды, масла и т. п.; во втором — дискретно, путем изменения частоты

импульсов, включающих тормозную систему лебедки. В этом случае работа регулятора не зависит от коэффициента трения, так как в момент подачи и исчезновения импульса лебедка полностью растормаживается и вновь затормаживается. Поясним на схеме стабилизатора веса СВМ (рис. 11.4) работу фрикционных УПД.

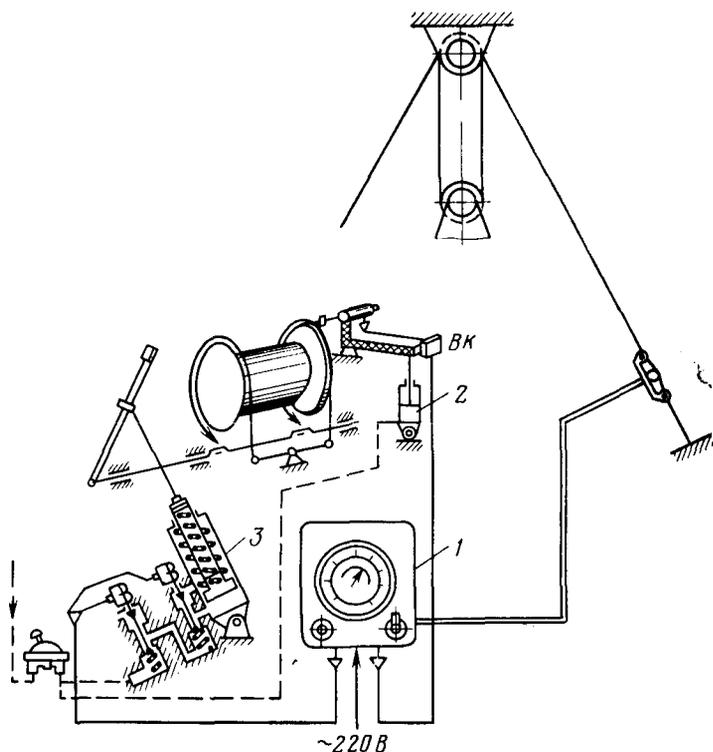


Рис. 11.4. Принципиальная схема стабилизатора веса СВМ:

1 — пульт с электроконтактным манометром ЭКМ; 2 — прижимной цилиндр механизма дополнительной обратной связи; 3 — цилиндр исполнительного механизма

На пульте установлен электроконтактный манометр ЭКМ, связанный гидравлически с трансформатором давления на неподвижном конце каната. При уменьшении осевой нагрузки ниже заданной стрелка манометра замыкает соответствующие контакты электросхемы и в цепи соленоидов сначала аварийного, а затем рабочего электропневмоклапанов подается ток. Клапаны открываются и пропускают сжатый воздух в цилиндр исполнительного механизма. Поршень, сжимая пружину, поднимает тормозную рукоятку, растормаживая барабан

лебедки. Поворачиваясь, барабан лебедки начинает вращать тахогенератор механизма обратной связи. Возникает сигнал, встречный по напряжению с источником питания реле включения соленоида рабочего клапана. Когда напряжения сигнала и питания сравняются, реле выключается, рабочий клапан закрывается и барабан лебедки затормаживается. С этого момента вращение тахогенератора замедляется, напряжение сигнала уменьшается, реле снова включает цепь соленоида рабочего клапана и т. д. Подача осуществляется импульсами до тех пор, пока вес инструмента не сравняется с заданной нагрузкой на забой.

В случае превышения осевой нагрузки на 30—50 Н стрелка ЭКМ замыкает контакты, выключающие реле соленоида аварийного клапана. При этом выключаются одновременно оба клапана. Электросхема СВМ обеспечивает также прекращение подачи при обрыве цепи тахогенератора или превышении заданной скорости подачи.

На подобном принципе основана разработанная НИИОГР совместно с Барнаульским заводом геологоразведочного оборудования система стабилизации осевой нагрузки на забой применительно к станкам геологоразведочного бурения. Точность работы системы достигается за счет растормаживания барабана лебедки с частотой, определяемой разностью заданного и текущего значений осевой нагрузки соответственно $P_{\text{зад}}$ и $P_{\text{тек}}$. По мере приближения $P_{\text{тек}}$ к $P_{\text{зад}}$ частота растормаживания уменьшается и при отсутствии углубления, т. е. при $\Delta P = P_{\text{зад}} - P_{\text{тек}} \approx 0$, подача прекращается.

Действие фрикционной блок-схемы показано на рис. 11.5. От датчика 1 на элемент сравнения 2 поступает текущая информация о величине осевой нагрузки. Сигнал рассогласования $P_{\text{зад}} - P_{\text{тек}}$ передается на вход частотно-импульсного модулятора 3, где он преобразуется в последовательность импульсов, период следования которых меняется с изменением сигнала рассогласования. Каждый импульс этой последовательности является управляющим и поступает на катушку электромагнитного регулятора 4 в нагнетательной магистрали питания гидроцилиндра 5 тормоза лебедки. При отсутствии управляющего импульса масло, нагнетаемое маслонасосом 6, поступает через сливное отверстие электромагнитного регулятора обратно в масляный бак, а тормоз буровой лебедки 7 замыкается пружиной, расположенной в гидроцилиндре. С поступлением управляющего импульса слив масла прекращается и оно подается под поршень гидроцилиндра. Лебедка растормаживается, и снаряд начинает перемещаться. Эксперименты показали, что подачу удобнее регулировать изменением частоты импульсов при их минимальной длительности.

Подача снаряда осуществляется до момента, когда сигнал рассогласования достигнет порога нечувствительности. При этом частота следования импульсов уменьшается с уменьшением

сигнала, чем достигается обратно пропорциональная связь подачи с осевой нагрузкой.

При отсутствии сигнала на входе частотно-импульсного модулятора все масло идет на слив, буровая лебедка заторможена и подача инструмента прекращается.

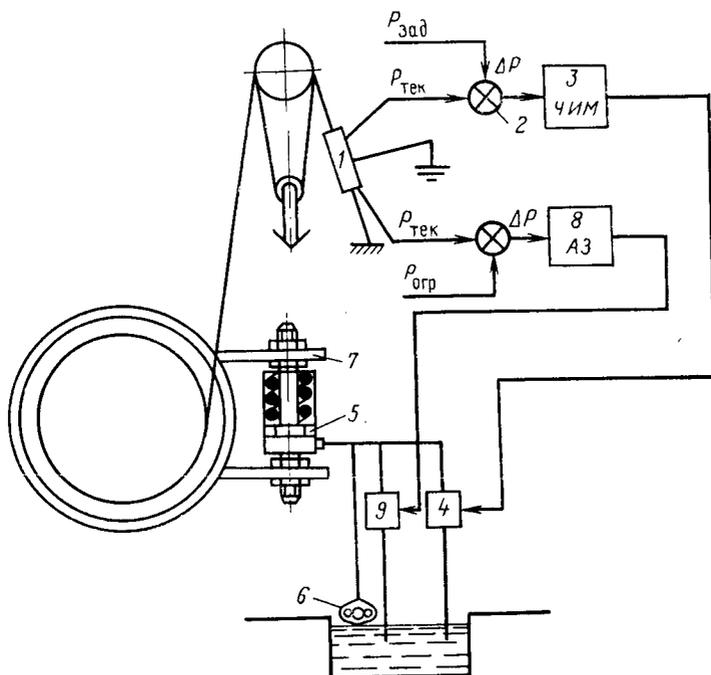


Рис. 11.5. Функциональная блок-схема частотно-импульсной системы авторегулирования осевой нагрузки с электрогидравлическим клапаном

Аварийная защита системы 8 представляет собой нуль-орган. При достижении осевой нагрузкой величины, при которой соответствующий сигнал $P_{тек}$ становится равным заданному $P_{огр}$, аварийная защита срабатывает, закорачивая катушку электромагнита 9. При этом открывается канал слива и лебедка затормаживается.

Из рассмотренных выше систем автоматического управления установок со свободной подачей в настоящее время используются устройства подачи долота с регулируемым электроприводом и фрикционные. Необходимо отметить, что с увеличением глубины скважин свыше 2000 м контроль за процессом бурения с помощью поверхностных САУ теряет свое значение. Это объясняется тем, что с глубиной возрастают силы трения буровой колонны о стенки скважины, временами колонна может

зависать. Все это приводит к искажению значения осевой нагрузки до такой степени, что увеличение точности ее замера с помощью поверхностной аппаратуры теряет смысл. Возникает необходимость в разработке забойных автоматических устройств, контролирующих процесс бурения и исключают влияние на процесс измерения и управления колонны бурильных труб.

Для управления гидравлической подачей шпиндельных буровых станков известно несколько САУ с одним или двумя каналами управления (осевой нагрузкой или осевой нагрузкой и частотой вращения шпинделя). Их применение пока ограничено

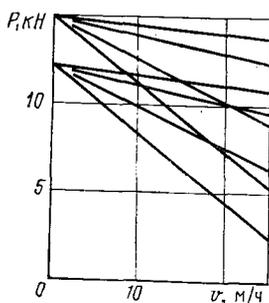


Рис. 11.6. Рабочие характеристики регулятора

стадией лабораторных и промышленных испытаний в отдельных геологоразведочных партиях или карьерах.

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан один из первых регуляторов гидравлической подачи буровых станков для бурения разведочных скважин БР-1. Он предназначен для управления подачей бурового инструмента для достижения наибольшей механической скорости бурения путем изменения осевой нагрузки в зависимости от физико-механических свойств породы. Канал управления БР-1 — гидравлическая система подачи бурового станка. В качестве чувствительных элементов в буровом регуляторе БР-1 используются приборы аппаратуры ИРБ-5.

Принцип действия регулятора заключается в поддержании постоянного соотношения $P_{зад}$ между величинами осевой нагрузки на забой и механической скоростью бурения, выражающегося зависимостью $P + kv = P_{зад}$, где P — осевая нагрузка, v — механическая скорость, k — коэффициент настройки регулятора, являющийся тангенсом угла наклона одной из переменных $P = kv$, соответствующей данному типу пород. На рис. 11.6 даны рабочие характеристики регулятора.

Действует регулятор следующим образом. Электрические сигналы от аппаратуры ИРБ-5, пропорциональные осевой нагрузке на забой и скорости проходки, поступают на вход усилительно-задающего устройства регулятора, сравниваются с сигналом задания, усиливаются и при помощи реверсивного двигателя исполнительного механизма регулятора изменяют осевую нагрузку на забой. На рис. 11.7 дана блок-схема регулятора БР-1.

К автоматическим регуляторам подачи шпиндельных станков относится также гидравлическая подача с дросселем на сливе. С такой подачей выпускаются многие зарубежные и отечественные станки БСК-2-100М и УКБ-200/300. Гидравлическая подача с дросселем на сливе предназначена для автоматического точного регулирования осевой нагрузки на забой. Система гидро-

224

влической подачи станков типа ЗИФ и СБА, обладая «мягкой» характеристикой, обеспечивает достаточное постоянство осевой нагрузки при небольших изменениях механической скорости. Однако при проходке перемежающихся пород различной крепости быстрое действие ручного управления осевой нагрузкой недостаточно. Система гидравлической подачи с дросселем на сливе обеспечивает автоматическое изменение осевой нагрузки в зависимости от скорости подачи. Дроссель создает дополнительное разгружающее усилие, пропорциональное квадрату скорости бурения. Таким образом, чем быстрее увеличи-

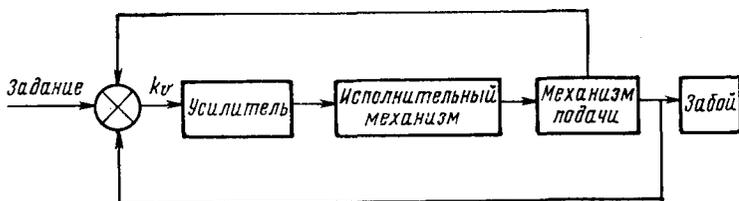


Рис. 11.7. Блок-схема регулятора БР-1

вается скорость бурения (переход к мягкой породе), тем больше сглаживающее действие системы подачи с дросселем на сливе, т. е. меньше становится осевая нагрузка на забой.

§ 2. ЗАБОЙНЫЕ АВТОМАТЫ И МЕХАНИЗМЫ ПОДАЧИ

К этой группе САУ относятся глубинные стабилизаторы осевой нагрузки на долото, забойные стабилизаторы момента и забойные автоматы подачи долота.

Глубинные стабилизаторы предназначены для поддержания постоянной осевой нагрузки на долото независимо от длины колонны бурильных труб при роторном и турбинном бурении. В разное время для этой цели применялись устройства типа ясса (Ясс Когана и Березовского, ясс фирмы «Алко» и др.). На рис. 11.8 приведена схема глубинного стабилизатора веса ГСВ, разработанного сотрудниками ВНИИБТ для турбинного бурения. Осевая нагрузка на долото может создаваться как утяжеленными бурильными трубами (УБТ) с турбобуром, присоединенными к ГСВ, так и дополнительно за счет гидравлического перепада давления в стабилизаторе веса. В первом случае за счет равенства площади сечения верхнего штока диаметром d_1 и кольцевой площади диаметрами d_2 и d_3 при открытых отверстиях 1, 2 и 4, соединяющих соответственно зону а с затрубным пространством и зону б с высоким давлением, сила гидравлического перепада на штоке 3 при любом его значении равна нулю. Отверстие 4 служит для сигнализации на поверхность о состоянии момента «разрядки» ГСВ. При выдвигении штока

в процессе бурения отверстие 4 выходит за пределы корпуса ГСВ и давление внутри труб уменьшается, что фиксируется поверхностным манометром.

При необходимости создать дополнительную к весу УБТ и турбобура нагрузку на забой отверстия 2 и 4 закрываются

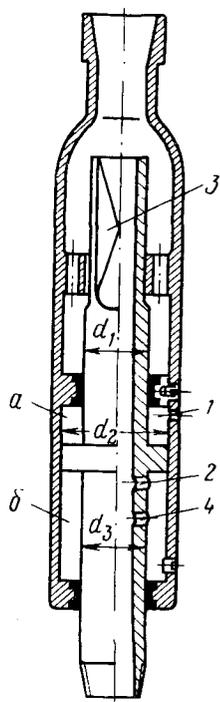


Рис. 11.8. Глубинный стабилизатор веса ГСВ

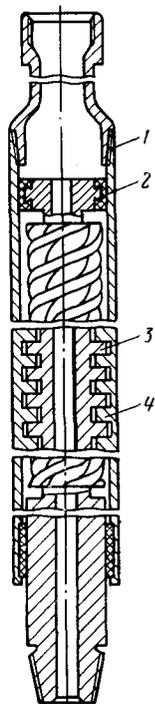


Рис. 11.9. Гидромеханический автомат подачи типа АПД-1:

1 — корпус; 2 — поршень; 3 — шток; 4 — гайка

пробками, а отверстие в нижней части корпуса открывается. В этом случае на штоке ГСВ появляется дополнительная сила гидравлического перепада, пропорциональная площади сечения штока.

Верхняя часть штока воспринимает крутящий момент, который передается через перегородку с квадратным сечением на корпус ГСВ и компенсируется ротором буровой установки.

Забойные стабилизаторы момента предназначены для регулирования осевой нагрузки при поддержании постоянным момента на долоте и используются при турбинном и роторном бурении. Стабилизаторы представляют собой механизмы винто-

вого или пружинного типа, состоящие из корпуса-гайки и полого штока-винта или полого штока, соединенного с корпусом пружинной (рис. 11.9). Корпус механизма соединяется с колонной бурильных труб, а к штоку присоединяется турбобур или долото. Принцип действия стабилизаторов моментов заключается в поддержании равновесия при бурении вертикальных сил, действующих на шток. Главными из них являются: сила, действующая вниз — гидравлического перепада на штоке и силы реакции забоя, а также вертикальная составляющая на винтовой линии штока, действующие вверх. При изменении момента на долоте, например увеличении вследствие перехода из твердой породы в мягкую, равновесие сил нарушается за счет увеличения составляющей на винтовой линии — и шток ввинчивается в корпус до тех пор, пока момент не уменьшится до прежней величины. В случае перехода из мягкой породы в твердую момент на долоте становится меньше вращающего и шток с долотом вывинчивается, увеличивая осевую нагрузку на забой.

Аналогично действуют и стабилизаторы момента, где вместо винтового служит подпружиненный шток. Момент на долоте скручивает или раскручивает пружину, втягивая или выдвигая шток с присоединенным к нему турбобуром или долотом. При этом изменяется осевая нагрузка на забой и момент стабилизируется.

Забойные автоматы подачи долота используются при турбинном бурении. Их назначение — регулировать осевую нагрузку на долото при его подаче с целью поддержания постоянства перепада давления, частоты вращения или момента на валу турбобура. Соответственно разработаны три типа забойных автоматов, осуществляющих регулирование подачи по перепаду давления, по вращающему моменту и по частоте вращения вала турбобура. Забойные автоматы подачи устанавливаются над турбобуром. При необходимости между автоматом подачи и турбобуром может быть включен набор УБТ.

Действие автоматов подачи по перепаду давления основано на использовании зависимости перепада давления жидкости на лопатках турбобура от частоты вращения. Такая зависимость характерна только для лопаток специального профиля. Изменение частоты вращения вследствие изменения осевой нагрузки на забой влияет на перепад давления жидкости, что вызывает срабатывание гидромеханического сервопривода автомата. В случае уменьшения частоты вращения сервопривод приподнимает турбобур, уменьшая осевую нагрузку, а следовательно, момент на долоте и наоборот. Автомат по перепаду давления является самонастраивающимся на максимум мощности турбобура.

Автоматы по вращающему моменту аналогичны по принципу действия рассмотренным выше стабилизаторам момента пружинного типа. Пружинный моментомер является «чувствитель-

ной» частью автомата, реагирующей на изменение момента на долоте и перемещающей золотник гидромеханического привода подачи. Последний в зависимости от положения золотника разгружает или нагружает долото.

Принцип действия автоматов подачи по частоте вращения состоит в управлении осевой нагрузкой при помощи центробежного регулятора, связанного с валом турбобура. Центробежный регулятор через гидроусилитель воздействует на золотник гидромеханического сервопривода, который уменьшает или увеличивает нагрузку на долото. При частоте вращения больше оптимального значения сервопривод нагружает долото, увеличивая тем самым реактивный момент и снимая частоту вращения. И, наоборот, при уменьшении частоты вращения сервопривод разгружает долото, доводя частоту вращения до оптимального значения.

Глава 12

ПУТИ РАЗВИТИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

§ 1. ПРОГРЕССИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА КАК ОСНОВА АВТОМАТИЗАЦИИ

Основой дальнейшего повышения эффективности бурения разведочных скважин является научное управление процессом бурения. Главная и решающая тенденция научного управления — оптимизация процесса бурения, т. е. достижение наивыгоднейших показателей бурения: стоимости 1 м скважины, времени проходки скважины, процента выхода керна и т. д.

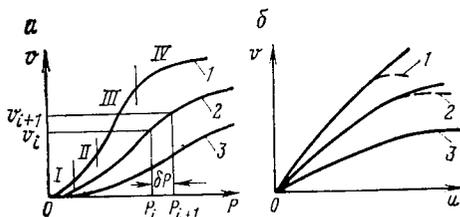
Оптимизация процесса бурения на твердые полезные ископаемые, как отмечает Е. А. Козловским и Р. Х. Гафиятуллин [6], связана со значительными трудностями, так как она определяется многими факторами. Основные из них [5]: геологический разрез, физико-механические свойства пород, конструкция скважины, способ бурения, буровое оборудование, и инструмент и функциональные зависимости между технологическими параметрами режима бурения, определяющие критерии оптимальности. Перечисленные факторы неоднородны. Если первые два объективны и не поддаются изменению, то остальные меняются с развитием техники и накоплением опыта.

По мере увеличения информации о геологическом строении месторождений последние систематизируются по геолого-техническим условиям, что дает основу для рационального выбора способа бурения, конструкции скважины, бурового оборудования и инструмента. При наличии достигнутого технического потенциала задача оптимизации, определяемая объективными

факторами, сводится к правильному выбору способа бурения и необходимых технических средств — первое, с чего начинается научное управление разведочным бурением. Для его реализации необходимо классифицировать конструкции скважин по видам месторождений твердых полезных ископаемых: железорудные, угольные, хромоникелевые, слюдяные, стройматериалов и т. д. Такая необходимость объясняется, во-первых, связью геолого-технических условий с генезисом месторождений (литологический состав вмещающих пород, их структура, текстура и т. д.), во-вторых, требованиями к опробованию полезного ископаемого. Таким образом, относительно определенной группы месторождений конструкции скважин в большинстве своем типичны. В настоящее время такая классификация разработана [6].

Рис. 12.1. Зависимость скорости бурения:

a — от осевой нагрузки при постоянном значении частоты вращения; *б* — от частоты вращения при постоянном значении осевой нагрузки; 1 — мягкие породы; 2 — породы средней твердости; 3 — крепкие породы



Считая способ бурения, конструкцию скважины и технические средства правильно выбранными, для получения наиболее высоких результатов бурения необходимо обеспечить оптимальные параметры режима бурения.

В настоящее время трудами многочисленных исследователей получены зависимости, связывающие основные технологические параметры с механической скоростью при бурении различными способами и породоразрушающими инструментами. Далеко продвинулись исследования в области изучения механизма разрушения пород при алмазном, твердосплавном, ударно-вращательном и других видах бурения. Эти значения помогают определять и управлять технологическими параметрами бурения на научной основе.

На рис. 12.1 приведены типовые зависимости скорости колонкового бурения твердосплавными коронками от осевой нагрузки и от частоты вращения. В зависимости от интенсивности роста осевой нагрузки график частоты делится на четыре зоны (рис. 12.1, *a*): I — зона поверхностного истирания; II — зона усталостно-поверхностного истирания; III — зона объемного разрушения; IV — зона максимальных скоростей бурения (объемное разрушение с поверхностным измельчением шлама). График $v = f(P)$ в IV зоне выполаживается или имеет экстремум.

График скорости бурения с ростом частоты вращения снаряда также постепенно выполаживается, а в некоторых случаях имеет падающий участок (рис. 12.1, *б*). Таким образом, оба

управляющих параметра P и u имеют области, в которых достигается экстремальное или близкое к нему значение механической скорости бурения.

Аналогичные качественные зависимости $v=f(P)$ и $v=\varphi(u)$ получены и для алмазного бурения. Задача оптимизации сводится к тому, чтобы поддерживать необходимые значения управляющих параметров в процессе бурения и соответствующим образом изменять их при изменении условий на забое скважины (смена пород, затупление инструмента и т. д.).

При ударных видах бурения — ударно-вращательном, ударно-канатном, ударно-поворотном и др. — главным условием оптимизации процесса является максимальный к. п. д. передачи энергии от машины горной породе. Теоретически минимальная величина отраженной энергии удара W_0'' в случае передачи ее через промежуточное звено (колонковая труба, бур и т. д.) и острое лезвие прямоугольным и треугольным импульсами выражается формулами:

$$W_0' = A c \sigma^2 T / 4E; \quad W_0'' = A c \sigma^2 T / 6E,$$

где A — площадь поперечного сечения промежуточного звена; c — скорость звука в материале звена; T — длительность импульса; σ — амплитуда напряжения в импульсе; E — модуль Юнга.

Максимальные к. п. д. передачи $\eta - \eta' = 0,75$ и $\eta'' = 0,50$. В случае падающего инструмента при ударно-канатном бурении — теоретическое значение максимального к. п. д. передачи энергии равно 0,5. Управляющий параметр при ударных видах бурения — угол приострения лезвия инструмента β . Изменяя угол β в зависимости от свойств буримых пород и формы инструмента, можно добиваться оптимальных результатов ударного бурения. Оптимальное значение угла приострения лезвия инструмента при передаче энергии удара через промежуточное звено прямоугольным и треугольным импульсами, а также падающим долотом определяется соответственно по формулам

$$\beta' = 2 \arctg 0,3 \frac{AE}{[\sigma_d] L l}; \quad \beta'' = 2 \arctg 0,5 \frac{AE}{[\sigma_d] L l r};$$

$$\beta''' = 2 \arctg \frac{2AE}{3[\sigma_d] L l},$$

где $[\sigma_d]$ — динамическая твердость породы; L — длина ударника или ударного снаряда; l — длина лезвия; r — соотношение площадей сечений ударника и промежуточного звена.

Приведенные экспериментальные и теоретические зависимости дают возможность научно управлять технологическим про-

Индекс ' соответствует прямоугольному, а индекс '' треугольному импульсу.

цессом бурения, добиваясь оптимальных результатов. Они являются основой автоматизации технологии бурения разведочных скважин, так как их используют для составления алгоритмов систем автоматического управления. Современные буровые станки и прогрессивная технология бурения скважин, базирующаяся на глубоком изучении процессов взаимодействия инструмента с породой, предопределяют следующий шаг в развитии буровой техники — ее частичную и комплексную автоматизацию.

§ 2. ОСНОВЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМИ АГРЕГАТАМИ И РАЗВЕДОЧНЫМИ БУРОВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

Как указывает Е. А. Козловский [5], эффективность вращательного бурения зависит от строго определенного соотношения частоты вращения коронки n , осевой нагрузки P и количества промывочной жидкости Q . Следовательно, основой автоматического управления процессом бурения разведочных скважин являются алгоритмы, отражающие зависимости управляющих параметров между собой и критерием оптимальности процесса.

В настоящее время на основании практических данных бурения разработаны простейшие алгоритмы, содержащие эмпирические зависимости механической скорости бурения v от осевой нагрузки на забой, механической скорости бурения от частоты вращения, частоты вращения от осевой нагрузки на забой при различной механической скорости бурения и др. Эти алгоритмы послужили основой для создания самонастраивающихся систем автоматического управления процессами бурения, выбирающих оптимальное сочетание параметров для достижения заданного критерия — максимальной рейсовой скорости, минимальной стоимости 1 м или др. Внедрение таких систем следует рассматривать как новый этап в повышении производительности буровых станков благодаря передаче управления процессом бурения автомату, синтезирующему богатый практический опыт и исключающему субъективные ошибки управления.

В общем случае структуру системы и функциональную взаимосвязь ее элементов можно пояснить на примере блок-схемы системы автоматического управления процессом бурения (рис. 12.2). Объект управления в ней — сложная динамическая система: буровой станок—буровой снаряд—породоразрушающий инструмент. Она имеет три основных входных регулируемых параметра: частоту вращения снаряда n , осевую нагрузку на забой P и количество промывочной жидкости Q . Кроме входных параметров состояние объекта определяется выходными переменными параметрами: механической скоростью бурения v , потребляемой мощностью N и крутящим моментом M . Они зависят от физико-механических свойств породы, состояния и типа породоразрушающего инструмента, входных параметров регулирования и т. д. К возмущающим воздействиям $f(t)$ могут быть

отнесены физико-механические свойства породы, состояние породоразрушающего инструмента, условия на забое и т. п.

От датчиков 2, 3, 4 информация о выходных параметрах поступает в управляющую систему 5, которая на основании принятого алгоритма управления вырабатывает управляющие сигналы Y_n , Y_p , Y_q , предназначенные для приведения системы в необходимое состояние.

Эффективность достижения цели управления объектом (критерия) определяется показателями эффективности. В зависимости

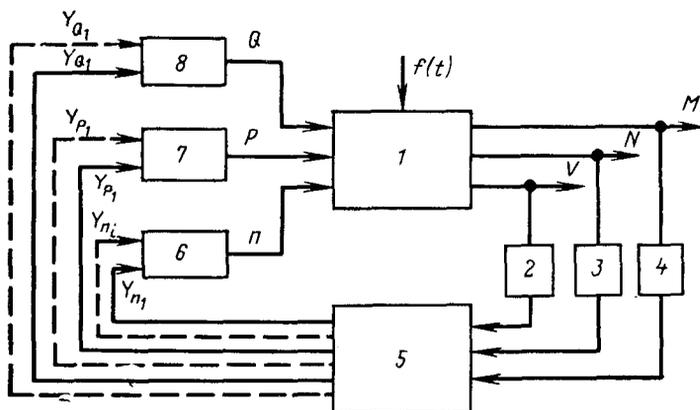


Рис. 12.2. Блок-схема системы автоматического управления процессом бурения:

1 — буровой станок—буровой снаряд—породоразрушающий инструмент; 2, 3, 4 — датчики соответственно: скорости бурения, мощности и крутящего момента; 5 — управляющая система; 6 — регулируемый привод; 7 — регулируемый орган подачи; 8 — регулируемый насос; Y_{n1} , Y_{ni} и другие аналоги сигналов от n_1 до n_i

сти от критерия показателей может быть один и более. Например, в случае достижения наибольшей рейсовой скорости показателями эффективности являются проходка за рейс, время чистого бурения и время, затраченное на спуско-подъемные операции. Если критерием является максимум механической скорости, показатель эффективности — механическая скорость бурения. Считается, что цель управления достигается, если управляющие сигналы Y_n , Y_p и Y_q обеспечивают экстремальное значение показателя эффективности.

Если объект управления обладает экстремальными характеристиками, в качестве показателя эффективности может быть выбран показатель экстремума. В этом случае алгоритм управления осуществляется с помощью многоканального экстремального регулятора. Применительно к процессу бурения такими показателями экстремума могут быть максимумы механической скорости, рейсовой скорости и себестоимости бурения и т. п. В некоторых случаях, когда по ряду технических причин механическая скорость не может достигнуть предела, используются

методы поиска и поддержания максимума скорости путем преобразования неэкстремальной зависимости в экстремальную.

Системы автоматического управления процессом колонкового бурения чаще всего настраиваются на критерий максимальной механической скорости. При этом максимум механической скорости может находиться как функция одного или нескольких управляющих параметров. Например, максимум механической скорости может находиться и поддерживаться в зависимости от осевой нагрузки на забой при постоянных значениях частоты вращения и количества промывочной жидкости, принятых за оптимальные. Другой пример: регулируются независимо два параметра — осевая нагрузка и частота вращения при постоянном значении третьего, количества промывочной жидкости. Каждый из регулируемых параметров настраивается самостоятельно на поддержание максимума скорости бурения.

В некоторых случаях алгоритм управления составляется таким образом, что поиск критерия оптимальности производится по его экстремальной зависимости от одного параметра, например осевой нагрузки на забой. Другой параметр, например частота вращения снаряда, связан с основным регулирующим параметром функциональной зависимостью и корректируется САУ, обеспечивая поддержание оптимальной величины критерия. Рассмотрим принцип разработки такой системы на примере колонкового бурения самозатачивающимся инструментом [6]. При ограниченной длине рейса $h_{\text{кол}}$ оптимальные значения параметров $P_{\text{опт}}$ и $n_{\text{опт}}$ определяются с помощью зависимости

$$P_{a_2} n_{b_2} = \frac{\Delta l v}{h_{\text{кол}} A_2},$$

где a_2 , b_2 — коэффициенты, зависящие от технологических факторов; Δl — допускаемый износ режущих элементов породоразрушающего инструмента; A_2 — коэффициент пропорциональности.

Полагая $a_2 = b_2 = 1$ и заменив

$$\Delta l / h_{\text{кол}} A_2 = c,$$

перепишем зависимость в виде $Pn = cv$. Таким образом, произведение режимных параметров пропорционально скорости бурения. Но записанное выражение не дает возможности определить оптимальные значения параметров P и n , так как оно представляет собой уравнение по крайней мере с двумя неизвестными. Поэтому построить систему автоматического управления процессом бурения только с помощью указанной зависимости невозможно. Этого можно достичь, используя качественные зависимости $v(P)_{n=\text{const}}$ и функциональные соотношения n и P , приведенные на графиках (рис. 12.3, а, б). Зависимости $v(P)$ получены при различных значениях n и отражают достижение критерия оптимальности — максимальной механической скоро-

сти. Из них следует, что максимум механической скорости для более твердых пород достигается при больших значениях P и меньших значениях n (f — коэффициент крепости пород).

На рис. 12.3, *в* приведена блок-схема САУ, составленная на основании зависимости $Pn = cv$ и графиков $v(P)$, принцип действия которой сводится к следующему.

Допустим, что САУ включена и исполнительный механизм ИМ экстремального регулятора ЭР увеличивает осевую нагрузку P с помощью системы авторегулирования САРр. Это,

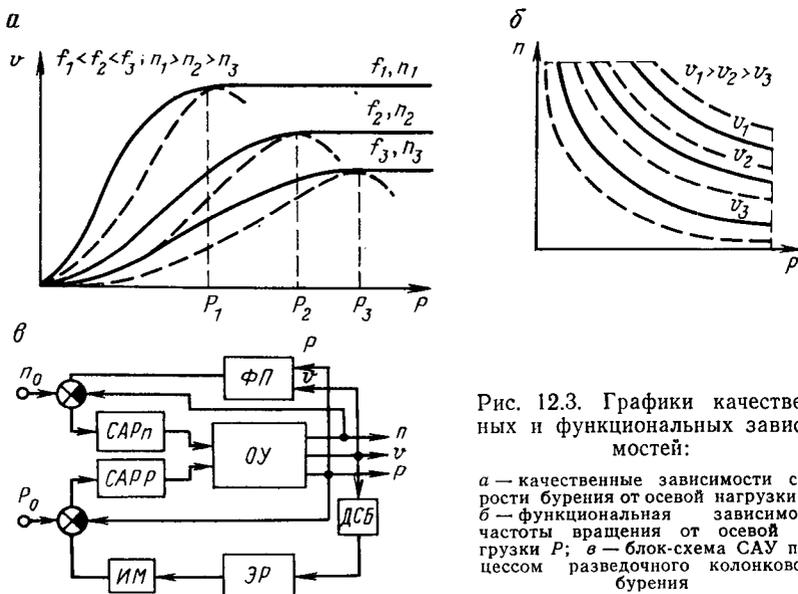


Рис. 12.3. Графики качественных и функциональных зависимостей:

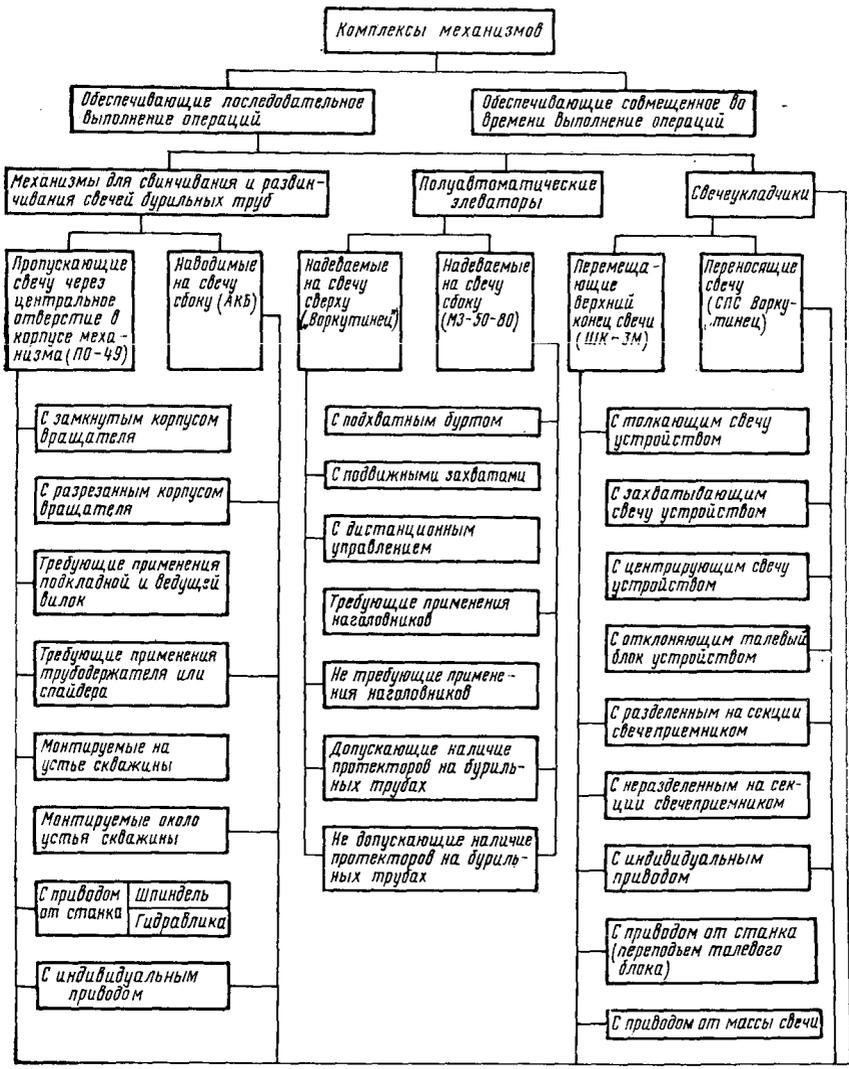
а — качественные зависимости скорости бурения от осевой нагрузки P ; *б* — функциональная зависимость частоты вращения от осевой нагрузки P ; *в* — блок-схема САУ процессом разведочного колонкового бурения

в свою очередь, вызывает рост скорости бурения $v(P)$. Сигнал, пропорциональный скорости бурения, подается на вход функционального преобразования $\Phi\Pi$, который управляет системой регулирования $САРп$ согласно зависимости, изображенной на графике рис. 12.3, *б*.

В какой-то момент дальнейшее увеличение P не приводит к существенному росту скорости бурения, а следовательно, частоты вращения. Начиная с некоторого значения P , например P_1 , называемого критическим, благодаря применению функционального преобразователя $\Phi\Pi$ будет падать частота вращения по линии v_1 (рис. 12.3, *б*), что сразу же приводит к снижению скорости бурения.

Экстремальный регулятор по знаку разности $\Delta v = v_{ср.т} - v_{ср.н}$ ($v_{ср.т}$ — усредненное значение текущей скорости бурения, $v_{ср.н}$ — ее усредненное наибольшее значение) выдает команду исполнительному механизму на реверс, после чего ИМ начинает уменьшать P .

Выше приведен пример составления наиболее простой системы автоматического управления процессом бурения на основе алгоритма, включающего экспериментальные зависимости между управляющими параметрами и критерием оптимальности. Вероятно, создание простых САУ для оптимизации процесса бурения разведочных скважин является наиболее правильным направлением автоматизации буровых станков. Излишнее усложнение САУ не может существенно увеличить производительность бурения, но повлечет за собой удорожание техники бурения и ее обслуживания.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блинов Г. А., Курочкин П. Н., Суманев Н. Н. Антивибрационные средства для алмазного геологоразведочного бурения. Л., Недра, 1974.
2. Волков А. С., Долгов Б. П., Пономарев Г. И. Вращательное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1977.
3. Головкин В. Н. Оборудование для приготовления и очистки промысловых жидкостей. М., Недра, 1978.
4. Кодзаев Ю. В. Бурение разведочных горизонтальных скважин. М., Недра, 1978.
5. Козловский Е. А. Оптимизация процесса разведочного бурения. М., Недра, 1975.
6. Козловский Е. А., Гафиятуллин Р. Х. Автоматизация процесса геологоразведочного бурения. М., Недра, 1977.
7. Котляров А. М. Автоматизация буровых агрегатов. М., Недра, 1971.
8. Леонтьев О. П., Бройтман П. М. Контроль и регулирование режима колонкового бурения. М., Недра, 1972.
9. Мамогин М. А. Основы автоматизации процессов бурения и горнопроходческих работ. М., МГРИ им. С. Орджоникидзе, 1976.
10. Марамзин А. В., Блинов Г. А. Алмазное бурение на твердые полезные ископаемые. Л., Недра, 1977.
11. Медведев Н. В., Гланц А. А., Григорьевский А. С. Справочник механика по геологоразведочному бурению. М., Недра, 1973.
12. Механизация вспомогательных операций в разведочном бурении/А. Д. Дьяков, Е. А. Козловский, Н. И. Корнилов, П. А. Петров. М., Недра, 1973.
13. Погарский А. А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин. М., Недра, 1972.
14. Шелковников И. Г. Использование энергии удара в процессах бурения. Л., Недра, 1977.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
<i>Раздел первый</i>	
Механизация буровых работ	
Глава 1. Современные буровые установки ряда УКБ	7
§ 1. Буровая установка УКБ-4П	8
§ 2. Буровая установка УКБ-5П	17
§ 3. Буровая установка УКБ-1200/2000П (УКБ-7П)	22
Глава 2. Механизация монтажно-демонтажных работ при бурении	49
§ 1. Монтаж-демонтаж буровых установок	51
§ 2. Механизация перевозок бурового оборудования и материалов	54
Глава 3. Механизация спуско-подъемных операций	57
§ 1. Труборазвороты	59
§ 2. Полуавтоматические элеваторы	67
§ 3. Механизмы и инструмент для бурения скважин со съемными керноприемниками	82
§ 4. Свечекладчики	90
§ 5. Устройства и механизмы, обеспечивающие безопасность при проведении спуско-подъемных операций	96
Глава 4. Механизация при бурении горизонтальных и восстающих скважин	97
§ 1. Бурение горизонтальных скважин	101
§ 2. Бурение восстающих скважин	115
Глава 5. Механизация приготовления промывочных растворов и нанесения смазки на бурильные трубы	119
§ 1. Механизация приготовления промывочных растворов при бурении разведочных скважин на твердые полезные ископаемые	119
§ 2. Механизация приготовления промывочных растворов при бурении скважин на нефть и газ	122
§ 3. Циркуляционные системы	126
§ 4. Оборудование для очистки промывочных растворов от шлама выбуриваемых горных пород	130
§ 5. Установка для нанесения смазки на бурильные трубы и устройства для чистки скважин	136
<i>Раздел второй</i>	
Контрольно-измерительные приборы и аппаратура для бурения	
Глава 6. Основные сведения об измерениях и контрольно-измерительных приборах	142
§ 1. Понятия об измерениях и их методах	142
§ 2. Общие свойства приборов и погрешности измерения	144
§ 3. Классификация приборов	149
Глава 7. Приборы и аппаратура для поверхностного контроля процессов бурения	151
§ 1. Датчики	152
§ 2. Приборы для контроля одиночных параметров	156
§ 3. Аппаратура для комплексного контроля параметров процесса бурения	168
	237

Глава 8. Приборы и аппаратура для забойного контроля процессов бурения	180
§ 1. Схема телеизмерений и каналы связи с забоем	180
§ 2. Забойные датчики и телеизмерительная аппаратура	183

Раздел третий

Автоматизация производственных процессов при бурении

Глава 9. Понятия и принципы автоматического управления	188
§ 1. Основные понятия автоматике	188
§ 2. Производственные процессы при разведочном бурении как объекты механизации и автоматизации	191
§ 3. Критерии автоматического управления процессом бурения скважин	194
Глава 10. Комплексы автоматических устройств и буровые автоматизированные установки	197
§ 1. Комплексно-автоматизированные устройства на станках разведочного бурения	197
§ 2. Комплекс автоматических спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР	203
§ 3. Буровые автоматизированные установки Ленинградец 25ЛЭ (БА-25ЛЭ) и Уралмаш 125А	212
Глава 11. Автоматизация подачи бурового инструмента на забой	216
§ 1. Поверхностные регуляторы подачи	217
§ 2. Забойные автоматы и механизмы подачи	225
Глава 12. Пути развития автоматизации геологоразведочного бурения	228
§ 1. Прогрессивная технология и техника как основа автоматизации	228
§ 2. Основы автоматического управления буровыми агрегатами и разведочными буровыми комплексами	231

Филипп Аристархович Шамшев
Игорь Георгиевич Шелковников

**Автоматизация и механизация
производственных процессов
при бурении геологоразведочных
скважин**

Редактор издательства *И. А. Круглова*
Переплет художника *В. Б. Строганова*
Художественный редактор *Б. В. Шутько*
Технический редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *С. В. Зимица*

ИБ № 3467

Сдано в набор 09.02.82. Подписано в печать
15.06.82. Т-10298. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типо-
графская № 2. Гарнитура литературная. Печать
высокая. Усл. печ. л. 15,0. Усл. кр-отт. 15,12.
Уч.-изд. л. 15,5. Тираж 5200 экз. Заказ 101/7849—5.
Цена 65 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 8 ордена Трудового
Красного Знамени Ленинградского объединения
«Техническая книга» им. Евгении Соколовой
Союзполиграфпрома при Государственном комите-
тете СССР по делам издательств, полиграфии и
книжной торговли. 190000, г. Ленинград, Прачеч-
ный переулок, 6.

Уважаемый товарищ!

В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги

ВОЛКОВ А. С., ДОЛГОВ Б. П. Вращательное бурение разведочных скважин: Учебник для профтехобразования.— 2-е изд. перераб. и доп.— 23 л., 80 к.

Во втором издании (1-е изд.— 1977) описаны способы вращательного бурения. Рассмотрены буровые вышки, мачты, станки, установки, насосы, силовое оборудование, инструмент. Уделено внимание технологии вращательного бурения. Изложены вопросы по креплению и тампонированию. Освещены гидрогеологические исследования в скважинах. Приведены необходимые сведения по организации труда, технике безопасности и охране окружающей среды.

Для профессионально-технических училищ, готовящих бурильщиков вращательного бурения разведочных скважин.

ИВАЧЕВ Л. М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин.— 19 л., 1 р. 40 к.

Впервые рассмотрены комплексно вопросы, связанные с предупреждением и устранением поглощений в разведочном бурении, с отражением современного состояния техники и технологии изоляционных работ. Изложены вопросы комплексного исследования поглощающих зон, методы предупреждения и устранения поглощений. Приведены сведения по тампонажным растворам, используемых при ликвидации поглощений. Описаны технические средства. Большое внимание уделено технологии изоляции поглощающих зон. Даны необходимые расчеты.

Для инженерно-технических и научных работников геологоразведочных организаций, занимающихся бурением скважин.

КИСЕЛЕВ А. Т., КРУСИР И. Н. Вращательно-ударное бурение геологоразведочных скважин.— 10 л., ил.— 50 к. 4000 экз. 20804. 1904050000.

Рассмотрено современное состояние техники и технологии вращательно-ударного бурения и пути повышения его эффективности. Проанализирован процесс бурения с наложением ударных импульсов. Даны рекомендации по рациональным параметрам режима бурения для различных пород. Предложена методика оптимизации процесса бурения. Изложены вопросы искривления стволов скважин и технологии отбора керна. Приведена технико-экономическая эффективность вращательно-ударного бурения для различных регионов. В заключение изложены основные направления и перспективы развития вращательно-ударного бурения.

Для инженерно-технических и научных работников геологоразведочных организаций, занимающихся бурением скважин на твердые полезные ископаемые.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга—почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;
№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»