**Буровые установки глубокого бурения**

Скважину бурят при помощи буровой установки, представля­ющей собой сложный комплекс машин, механизмов, аппарату­ры, металлоконструкций, средств контроля и управления, распо­ложенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят: вышка для подвешива­ния талевой системы и размещения бурильных труб, оборудова­ние для спуска и подъема инструмента, оборудование для подачи и вращения инструмента, насосы для прокачивания промывочной жидкости, силовой привод, механизмы для приготовления и очи­тки промывочной жидкости, механизмы для автоматизации и механизации спускоподъемных операций (СПО), контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства. В комплект установки входят также металлические основания, на которых монтируется и перевозится оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин и конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому отечественная промышленность (ОАО «Уралмаш» и ОАО «Волгоградский вой техники») выпускает ряд буровых установок (БУ).

ОАО «Уралмаш» выпускает комплектные буровые установки и наборы бурового оборудования (НБО) для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2500... 8000 м с дизельными(Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЕ).

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ) производит комплектные буровые установки для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 1000...3500 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим при­водом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭП) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электричес­ких станций (ДЭП).

Буровую установку для бурения конкретной скважины или груп­пы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, кото­рую не должна превышать масса (в воздухе) наиболее тяжелой обсадной колонны.

Использование установок более высокого класса, чем это тре­буется по конструкции скважины, нерационально, так как, не давая существенного повышения скорости бурения, это приводит к увеличению стоимости работ. При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геоло­гические, климатические, энергетические, дорожно-транспорт­ные и другие условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный, электрический и т.д.), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки. Каждая буровая установка характеризуется схемами транспортирования, монта­жа и монтажно-транспортной базой. Установки для бурения сква­жин на нефть и газ подразделяются на самоходные и несамоход­ные. В странах СНГ бурение на нефть и газ осуществляется в основ­ном несамоходными буровыми установками.

Для несамоходных буровых установок характерны следующие три метода монтажа и транспортировки: агрегатный (индивиду­альный), мелкоблочный и крупноблочный.

Агрегатный метод заключается в индивидуальной транс­портировке и монтаже каждого агрегата установки и применя­ется, как правило, при ее первичном монтаже. Для повторного и последующего монтажа агрегатным способом установку разби­рают на агрегаты и узлы и перевозят на универсальном транспорте на новую точку бурения, где вновь монтируют оборудование и сооружения. Этот метод связан с большим комплексом трудоемких работ (строительных, плотничных, слесарных, подсобно-вспомогательных и др.), выполняемых при разборке и монтаже буровых установок на новом месте, что вызывает увеличение сроков монтажа. Поэтому агрегатный метод в настоящее время применяется редко, в основном при бурении опорных скважин, монтаже буровых установок большой грузоподъемности и при перевозке установок на большие расстояния.

Мелкоблочный метод заключается в том, что агрегаты и узлы установки перевозят и монтируют на металлических ос­нованиях. Такое основание со смонтированным на нем каким-либо узлом установки составляет мелкий блок (секцию-модуль). Число таких блоков определяется конструкцией установки, ус­ловиями разработки месторождения и географическими условиями. Обычно буровая установка расчленяется на 15...20 мел­ких блоков, габаритные размеры и масса которых позволяют пе­ревозить их на универсальном транспорте, а в труднодоступных районах — на вертолетах.

Этот метод монтажа буровых установок широко применяют в разведочном бурении, а в некоторых районах и в эксплуатацион­ном бурении, когда из-за сложных природно-географических ус­ловий невозможно перевозить установки крупными блоками.

Крупноблочный метод заключается в перевозке агрега­тов и узлов установки крупными блоками на специальном транс­порте (тяжеловозах, подкатных тележках на гусеничном или пневмоколесном ходу), установке блоков на фундаменты и соедине­нии коммуникаций между ними. При этом буровую установку расчленяют на два-три блока массой по 60... 120 т. Крупный блок состоит из металлического основания, перевозимого на специ­альных транспортных средствах, и смонтированных на нем агре­гатов и узлов буровой установки, кинематически связанных меж­ду собой. При перевозке таких блоков практически не нарушают­ся кинематические связи узлов установки и коммуникаций, не демонтируются укрытия, что позволяет исключить трудоемкие работы, выполняемые при других методах монтажа, такие как строительные, плотничные, слесарные и ряд подсобно-вспомога­тельных. Применение крупных блоков позволяет сократить сроки монтажа буровых установок до минимума. Однако промышленное обустройство нефтяных площадей, наличие линии высоковольт­ной передачи, железных и шоссейных дорог, а также ограниче­ния, налагаемые охраной земельных угодий, снижают возможно­сти применения этого способа, особенно в центральных районах страны. В то же время обычный и мелкоблочный методы монтажа буровых установок занимают много времени и резко снижают про­изводительность буровых установок.

Промышленностью выпускаются буровые установки, изготов­ленные так, что они могут перевозиться в зависимости от местных условий различными способами. Эти установки называются *установками универсальной монтажеспособности.*

**Буровые вышки и оборудование для спуска и подъема бурильной колонны**

Процесс бурения сопровождается спуском и подъемом бурильной колонны в скважину, а также поддержанием ее на весу. Масса инструмента, с которой приходится при этом оперировать достигает многих сотен килоньютонов. Для того чтобы уменьшить нагрузку на канат и снизить установочную мощность двигателей применяют подъемное оборудование (рис. 2.2), состоящее из вышки, буровой лебедки и талевой (полиспастовой) системы. Талевая система, в свою очередь, состоит из неподвижной части — кронблока (неподвижные блоки полиспаста), устанавливаемого наверху фонаря вышки, и подвижной части — талевого блока (подвижно­го блока полиспаста), талевого каната, крюка и штропов. Подъем­ное оборудование является неотъемлемой частью всякой буровой установки независимо от способа бурения.



Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной ко­лонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевой системы, бурильных труб и части оборудования, необхо­димого для осуществления процесса бурения. Буровые вышки раз­личаются по грузоподъемности, высоте и конструкции Буровые вышки для буровых установок завода «Уралмаш» изготавливаются следующих типов Наиболее серьезной опасностью при работе на буровых вышках является частичное или полное их разрушение. Основная причина, приводящая к падению или разрушению вышек — недостаточный надзор за их состоянием в процессе длительной эксплуатации. По этим причинам были введены изменения в правилах безопасности предусматривающие обязательные периодические проверки вышек, в том числе с полной разборкой и ревизией их деталей, а также испытания с нагружением вышек в собранном виде.

Кроме того, вышка должна подвергаться тщательному осмотру проверке каждый раз до начала буровых работ, перед спуском обсадных колонн, освобождением прихваченной бурильной или обсадной колонны, при авариях и после сильных ветров (15 м/с для открытой местности, 21 м/с для лесной и таежной местности, а также когда вышка сооружена в котловане). Вышки мачтового типа монтируются в горизонтальном положении, а затем подни­маются в вертикальное положение при помощи специальных уст­ройств. Транспортировка вышки осуществляется в собранном виде вместе с платформой верхового рабочего в горизонтальном поло­жении на специальном транспортном устройстве. При этом тале­вая система не демонтируется вместе с вышкой. При невозможно­сти из-за условий местности транспортирования вышки целиком она разбирается на секции и транспортируется частями универ­сальным транспортом.

В практике бурения кроме вышек мачтового типа продолжают использоваться вышки башенного типа, которые собираются ме­тодом сверху—вниз. Перед началом монтажа на вышечном осно­вании монтируют подъемник. После окончания сборки вышки подъемник демонтируют.

Одновременно с монтажом буровой установки и установкой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К ним относятся следующие сооружения.

1. Редуктор (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к вышке со стороны её задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.
2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Его строят либо в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, либо отдельно в стороне от вышки. Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резинотканями или полиэтиленовой плёнкой. Использование некоторых буровых установок требуется совмещение редукторного и насосного сараев.
3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных обсадных и других труб и перемещения по нему оборудованияинструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки. Ширина приемных мостов до 1,5...2 м, длина до 18 м.
4. Система устройств для очистки промывочного раствора выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.
5. Ряд вспомогательных сооружений при бурении: на электроприводе — трансформаторные площадки, на двигателях внутрен­него сгорания (ДВС) — площадки, на которых находятся емкости  
   для горючесмазочных материалов и т. п.
6. Объекты соцкультбыта: столовая, вагоны-общежития и т.п.

Буровые лебедки и талевая система.

Инструменты для свинчивания и развинчивания БТ.  
Буровую лебедку применяют для спуска и подъема бурильной колонны, спуска обсадных колонн, удерживания на весу неподвиж­ной бурильной колонны или медленной ее подачи в процессе буре­ния. В ряде случаев буровая лебедка используется для передачи мощ­ности от двигателя к ротору, свинчивания и развинчивания труб, подтаскивания грузов и других вспомогательных работ. Лебедка является одним из основных агрегатов буровой установки.

Спуск и подъем бурильных колонн производят много раз. Все операции повторяются сис­тематически в строго определен­ной последовательности, а на­грузки на лебедку при этом но­сят циклический характер. При подъеме крюка мощность подво­дится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормоз­ные устройства должны преоб­разовывать всю освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего использования мощности во вре­мя подъема крюка с переменной по величине нагрузкой привод­ные трансмиссии лебедки или ее привод должны быть многоскоростными. Лебедка должна оперативно переключаться с больших скоростей подъема на малые и обратно, обеспечивая плановые включения с минимальной затратой времени на эти операции. В случаях прихватов и затяжек колонны сила тяги при подъеме должна быть быстро увеличена. Переключение скоростей для подъ­ема колонн различной массы осуществляется периодически.

Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой установ­лены подъемный и трансмиссионные (один или два) валы на под­шипниках качения, ленточный и гидравлический или электричес­кий тормоза и пульт управления. Кроме того, на некоторых лебед­ках монтируются коробки перемены передачи, позволяющие сократить число валов лебедки. По числу валов буровые лебедки делятся на одно-, двух- и трехвальные. Кинематическая связь между валами лебедок осуществляется посредством цепных передач.

Подъемный вал является основным валом буровой лебедки, а в некоторых и единственным. На нем, кроме звездочек цепной передачи барабан для навивки талевого каната, ленточный тормоз и муфта, соединяющая вал с гидравлическим или электрическим тормозом.

Трансмиссионный и промежуточный (катушечный) валы буровой лебедки осуществляют кинематическую связь между подъемным валом и приводом лебедки. Трансмиссионный вал в ряде случаев используется для передачи вращения ротору и присоединения к лебедке автомата подачи долота. На промежуточном валу, кроме звездочек цепной передачи для передачи вращения подъем­ному валу, монтируют специальные катушки для проведения ра­бот по подтаскиванию грузов и свинчиванию и развинчиванию труб при спускоподъемных операциях. Для выполнения этих работ применяются вспомогательные лебедки и пневматические раскрепители. В результате этого упрощаются конструкции буровой ле­бедки и повышается безопасность работ по подтаскиванию грузов и вспомогательных работ при спускоподъемных операциях.

Пневмораскрепители предназначены для раскрепления замко­вых соединений бурильных труб. Пневмораскрепитель состоит из цилиндра, в котором перемещается поршень со штоком. Цилиндр с обоих концов закрыт крышками, в одной из которых установлено уплотнение штока. На штоке с противоположной стороны от поршня крепится металлический трос, другой конец которого надевается на машинный ключ. Под действием сжатого воздуха поршень перемещается и через трос вращает машинный ключ. Максимальная сила, развиваемая пневматическим цилиндром при давлении сжатого воздуха 0,6 МПа, равна 50...70 кН. Ход поршня (штока) пневмоцилиндра 740...800 мм.

Подъём и спуск бурильных труб в целях замены сработавшегося долота состоит из одних и тех же многократно повторяемых операций. Причём к машинам относятся операции подъёма свечи из скважин и порожнего элеватора. Все остальные операции являются машинно – ручными или ручными требующими затрат больших физических усилий.

К ним относятся:

• при подъеме:

посадка колонны на элеватор;

развинчивание резьбового соединения;

установка свечи на подсвечник;

спуск порожнего элеватора;

перенос штропов на загруженный элеватор;

• при спуске:

вывод свечи из-за пальца и с подсвечника;

свинчивание свечи с колонной;

спуск свечи в скважину;

посадка колонны на элеватор;

перенос штропов на свободный элеватор.

Для производства спускоподъемных операций буровая брига­да должна быть оснащена, во-первых, инструментом для захвата и подвешивания колонны труб. В качестве такого инструмента при­меняются элеваторы, клинья и слайдеры (элеваторы с плашечными захватами). Во-вторых, инструментом для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб (машинные, круг­лые ключи и т.п.).

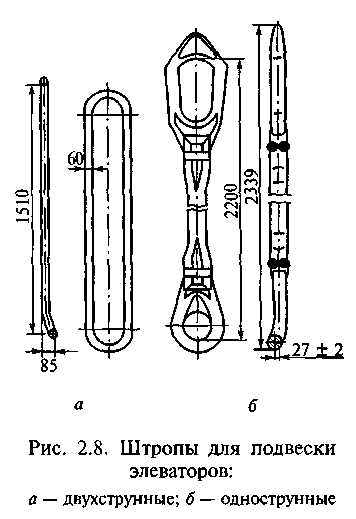
Устройства для захвата и подвешивания колонн различаются по размерам и грузоподъемности. Обычно это оборудование вы­пускается для бурильных труб размером 60, 73, 89, 114, 127, 141, 169 мм с номинальной грузоподъемностью 75, 125, 140, 170, 200, 250, 320 т. Для обсадных труб диаметром от 194 до 426 мм приме­няют клинья четырех размеров: 210, 273, 375 и 476 мм, рассчитан­ные на грузоподъемность от 125 до 300 т.

Элеватор служит для захвата и удержания на весу колонны бу­рильных (обсадных) труб при спускоподъемных операциях и дру­гих работах в буровой. Применяют элеваторы различных типов, отличающиеся размерами в зависимости от диаметра бурильных или обсадных труб, грузоподъемностью, конструктивным использованием и материалом для их изготовления. Элеватор при помощи штропов подвешивается к подъемному крюку.

Клинья для бурильных труб используют для подвешивания бу­рильного инструмента в столе ротора. Они вкладываются в конус­ное отверстие ротора. Применение клиньев ускоряет работы по спускоподъемным операциям. В последнее время широко приме­няются автоматические клиновые захваты с пневматическим при­водом типа ПКР (в этом случае клинья в ротор вставляются не вручную, а при помощи специального привода, управление кото­рым внесено на пульт бурильщика).

Для спуска тяжелых обсадных колонн применяют клинья *с* не разъемным корпусом. Их устанавливают на специальных подкладках над устьем скважины. Клин состоит из массивного корпуса воспринимающего массу обсадных труб. Внутри корпуса находится плашки предназначенные для захвата обсадных труб и удержания их в подвешенном состоянии. Подъем и опускание плашек осуществляется поворотом рукоятки в ту или другую сторону вокруг клина, что достигается наличием наклонных исправляющих вырезов в корпусе, по которым при помощи рычага перекатываются ролики плашек.

Для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб вменяется специальный инструмент. В качестве такого инструмента используют различные ключи. Одни из них предназначаются для свинчивания, а другие — для крепления и открепления резьбовых соединений колонны. Обычно легкие круговые ключи для предварительного свинчивания рассчитаны на замки одного диаметра, а тяжелые машинные ключи для крепления и открепле­ния резьбовых соединений — на два, а иногда и более размеров бурильных труб и замков.

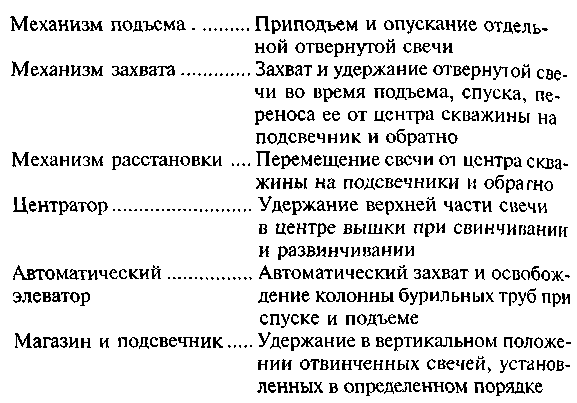


Операции крепления и открепления резьбовых соединений бу­рильных и обсадных колонн осуществляются двумя машинными ключами; при этом один ключ (задерживающий) — неподвиж­ный, а второй (завинчивающий) — подвижный. Ключи подве­шивают в горизонтальном положении. Для этого у полатей на специальных «пальцах» укрепляют металлические ролики и через них перекидывают стальной тартальный канат или одну прядь талевого каната. Один конец этого каната прикрепляется к под­веске ключа, а другой — к противовесу, уравновешивающему *ключ* и облегчающему переме­щение ключа вверх или вниз.

На основе создания ряда ме­ханизмов для автоматизации и механизации отдельных опера­ций спускоподъемных работ был создан автомат спуска-подъема. Комплекс механизмов АСП пред­назначен для механизации и ча­стичной автоматизации спуско­подъемных операций. Он обеспечивает:

совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи колонной бурильных труб;

механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их кцентру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.



I

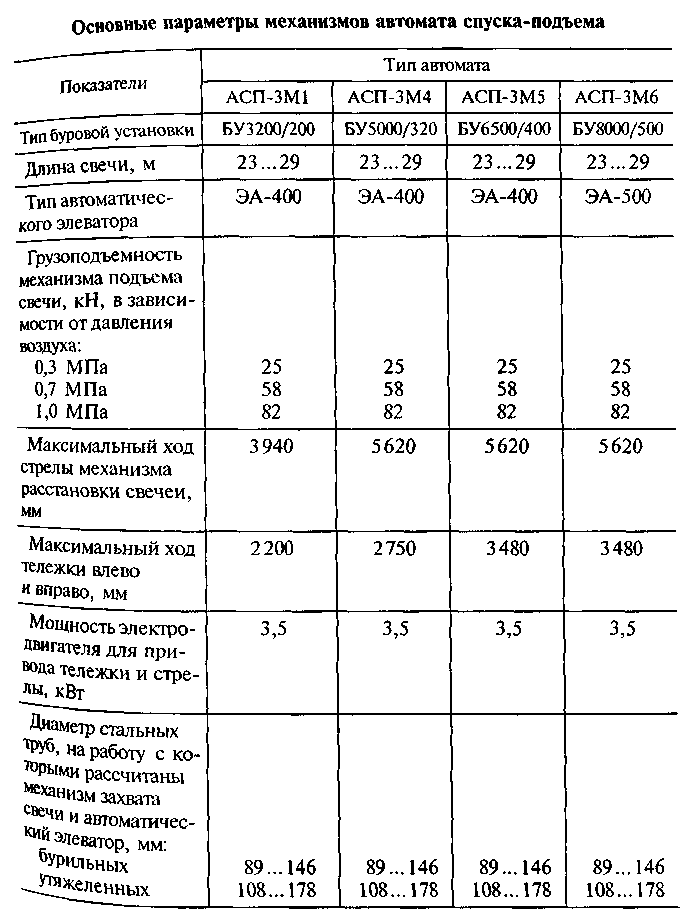
Механизмы АСП располагаются на буровой следующим обра­зом (рис. 2.9). На кронблочной площадке установлены амортиза­тор *2* и верхний блок *1* или кронштейн поворотный *3* механизма подъема, направляющие каната *4* центратора, магазин 5, ниж­ний блок 7 механизма подъема, центратор *6,* механизм расста­новки свечей *16,* механизм захвата свечей 75, канат механизма подъема *17.* На площадке буровой расположены подсвечник *\1,* блок цилиндров *11* механизма подъема, автоматический буровой ключ *10,* ротор *9* с пневматическими клиньями. К талевому бло­ку подвешен автоматический элеватор *8.* Пост АСП *13* размешен на площадке подсвечника. Бурильные свечи *14* устанавливаются на подсвечник.

В работе комплекса механизмов типа АСП-ЗМ1, АСП-ЗМ4. АСП-ЗМ5 и АСП-ЗМ6 используются ключ АКБ-ЗМ2 и пневмати­ческий клиновой захват БО-700 (кроме АСП-ЗМ6, для которого применяется захват ПКРБО-700).

При спускоподъемных операциях необходимо соблюдать целый ряд основных положений.

Спускоподъемные операции (скорости спуска и подъема, мо­мент начала подъема, проработки и др.) должны производится в соответствии с режимно-технологической картой (технически проектом на строительство скважины) или указанием бурового мастера, начальника буровой, инженерно-диспетчерской службой руководства Районной инженерно-технической службы (РИТС) или разведки.

Для проведения работ по спуску, подъему и наращиванию бурильной колонны буровая установка должна быть оснащена комплектом механизмов и приспособлений малой механизации. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую трубу и первую свечу следует поднимать из скважины на первой скорости. Запрещается раскреплять резьбовые соединения свечей бурильных труб и других элементов компоновки



бурильной колонны при помощи ротора. Также запрещается останавливать вращение колонны бурильных труб включением обратного хода ротора.

При спуске бурильных и утяжеленных бурильных труб в скважину резьбовые соединения следует докреплять машинными и автоматическими ключами, контролируя зазор между соединительными элементами и соблюдая по показаниям моментомера величину допустимого крутящего момента, установленную действующей инструкцией.

При спуске бурильной колонны запрещается включать клино­вой захват до полной остановки колонны.

Посадка бурильной колонны на ротор во время СПО должна производиться плавно без толчков и ударов. При появлении поса­док во время спуска бурильной колонны в этих местах следует производить промывку или проработку ствола скважины Допусти­мые величины посадок и затяжек бурильной колонны зависят от технических и геологических условий и должны определяться в каждом отдельном случае буровым мастером или технологичес­кой службой.

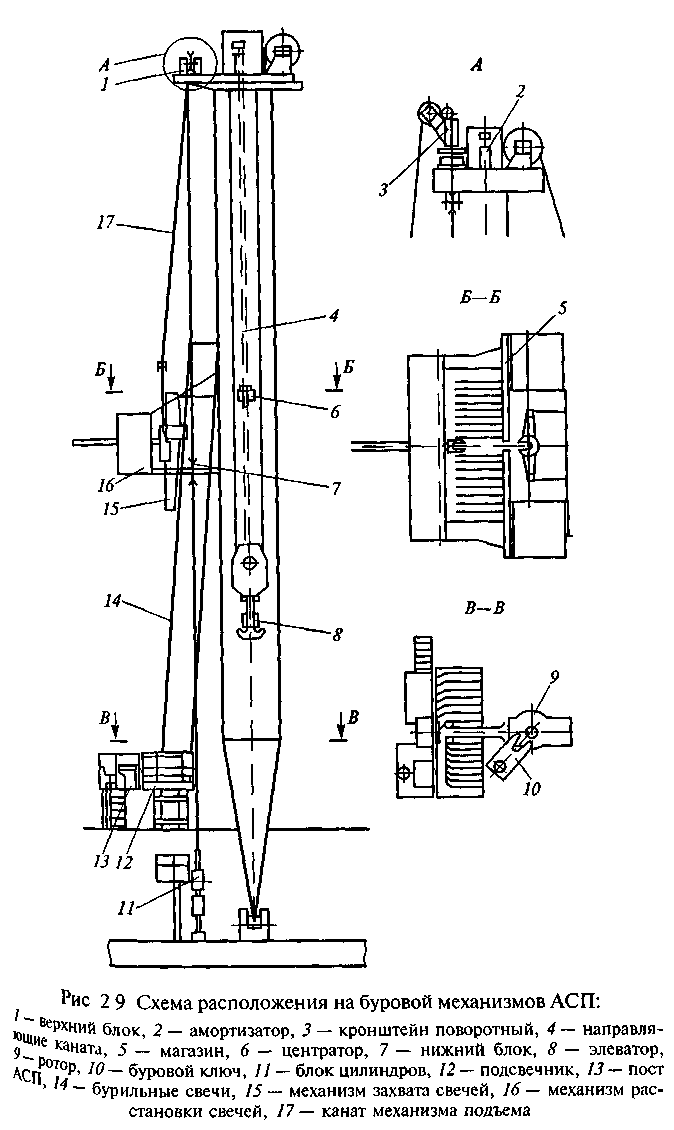
Запрещается работать без приспособления для правильного на­матывания талевого каната на барабан лебедки.

При подъеме из скважины труб и других элементов компоновки колонны наружные поверхности их должны очищаться от остатков бурового раствора с помощью специальных приспособлений

Колонна бурильных, обсадных труб и УБТ, захватываемая пневматическим клиньевым захватом, должна быть составлена с учетом допустимых нагрузок на нее, приведенных в инструк­ции по эксплуатации ПКР. Запрещается во время работы кли­нового захвата находиться на роторе членам буровой бригады, поднимать или спускать колонну труб при неполностью подня­тых клиньях, вращать стол ротора при поднятых клиньях, рабо­тать с деформированными бурильными или обсадными трубами оставлять устье скважины открытым. Необходимо устанавливал устройство, предупреждающее падение посторонних предмете! в скважину.

При вскрытии газоносных и склонных к поглощению буровое раствора пластов спуск и подъем бурильной колонны следует про изводить при пониженных скоростях с целью снижения возмож­ности возникновения гидроразрыва проницаемых горизонтов и вызова притока из пласта.

При подъеме бурильной колонны из скважины следует прой3 водить долив в скважину бурового раствора с теми же показателя ми свойств, что и у раствора, находящегося в ней. Буровой мае (начальник буровой) должен осуществлять проверку спуск подъемных механизмов в соответствии с графиком профилактического осмотра и результаты проверки заносить в специальный журнал. Периодически должна производиться дефектоскопия спускоподъемного оборудования.



**МОРСКИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ**

В отличие от бурения на суше функциональная схема бурения морской скважины осложняется наличием толщи воды между устьем скважины и буровой установкой.

Выделяют следующие способы бурения скважин на акваториях:

1. с морских стационарных платформ;
2. гравитационных морских стационарных платформ;
3. самоподъемных буровых установок;
4. полупогружных буровых установок;
5. буровых судов.

*Морская стационарная платформа —* это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остается на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отли­чие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено на­личие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой мор­ской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Для буксировки платформы к месту строительства скважины требуется четыре или пять буксиров. Обычно в буксировке МСП участвуют и другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т.п.).В хорошую погоду средняя скорость букси­ровки составляет

1,5 - 2,0 уз/ч.

*Гравитационная морская стационарная платформа —* буро­вое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставля­ется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее танкерами к месту пере­работки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удер­жания ее на точке бурения не требуется дополнительных устройств.

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв ее от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и добычи нефти и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, кото­рая после разработки месторождения остается в море навсегда.

*Самоподъемная плавучая буровая установка* обладает дос­таточным запасом плавучести, что имеет большое значение для ее транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудовани­ем, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. На месте бурения с помощью специальных подъемных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недосягаемую для морских волн высоту. По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП. Для обеспечения надежности эксплуатации сква­жины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По за­вершении бурения и после освоения разведочной скважины уста­навливают ликвидационные мосты и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.

*Полупогружная плавучая буровая установка* состоит из кор­пуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединенные с площадкой стабилизи­рующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения пон­тоны заполняются расчетным количеством морской воды и погру­жаются на расчетную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жесткое соединение ее с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связки *устье — ППБУ* в составе водоотделяющей колонны предусмотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. с плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием Герметичность подвижных элементов водоотделя­ющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от мор­ской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуа­тации.

На точку бурения ППБУ доставляют с помощью буксирных су­дов и удерживают на ней якорной системой в течение всего периода бурения и испытания скважины. По окончании ее строительства ППБУ снимают с точки бурения и перегоняют на новое место

При строительстве глубоких морских нефтяных и газовых сква­жин используется *буровое судно,* на котором смонтировано все бу­ровое и вспомогательное оборудование и находится необходимый запас расходного материала Па точку бурения БС идет своим хо­дом; его скорость достигает 13 уз/ч (24 км/ч). Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позицирования, которая включает в себя пять подруливающих винтов и два ходовых винта, постоянно находящихся в работе

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины.

Основным фактором, влияющим на выбор типа плавучих бу­ровых средств, является глубина моря на месте бурения. До 1970 г самоподъемные буровые установки использовались для бурения скважин при глубинах 15—75 м, в настоящее время — до 120 м и более Плавучие установки полупогружного типа с якорной сис­темой удержания над устьем бурящейся скважины применяются для производства геологоразведочных работ при глубинах аквато­рий до 200—300 м и более.

Буровые суда, благодаря более высокой маневренности и ско­рости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ, используются при бурении поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах акваторий до 1500 м и более. Имеющиеся на судах большие запасы расходных материалов, рас­считанные на 100 дней работы установки, обеспечивают успешное бурение скважин, а большая скорость передвижения судна — быст­рую их перебазировку с пробуренной скважины на новую точку В отличие от ППБУ для БС имеются большие ограничения в работе в зависимости от волнения моря Так, при бурении вертикаль­ная качка буровых судов допускается до 3,6 м, а для ППБУ — до 5 м. Так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счет погружения нижних понтонов на расчетную глубину) по сравне­нию с буровыми судами, то вертикальная качка ППБУ составляет 20—30 % от высоты волны. Таким образом, бурение скважин с ППБУ осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. К недостаткам полупогружной плавучей буровой установки можно отнести малую скорость передвижения с пробу­ренной скважины на новую точку.

В мировой практике бурения большое значение уделяется вопросам классификации ПБС. По способу установки над скважи­ной в процессе бурения их подразделяют:

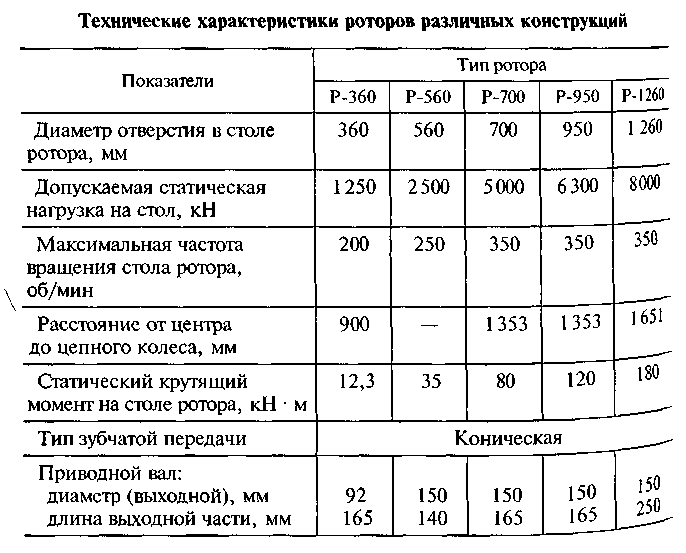
1. на опирающиеся при бурении на морское дно (плавучие  
   буровые установки самоподъемного и погружного типов);
2. производящие бурение в плавучем состоянии (полупогружные буровые установки и буровые суда)

Самоподъемные плавучие буровые установки имеют большой корпус, запас плавучести которого обеспечивает буксировку уста­новки к месту работы вместе с технологическим оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. При буксировке СПБУ опоры подняты, а на точке бурения они опуска­ются на дно и залавливаются в грунт. По этим опорам корпус установки поднимается на расчетную высоту над уровнем моря.

**Оборудование и инструмент для бурения скважин**

При бурении вращательным способом, как и сверлении отве стия в любом материале, необходимо, чтобы разрушающему и струменту (долоту, коронке, сверлу и т. п.) передавалось, во-пеп вых, вращательное движение, во-вторых, нагрузка, обеспечива ющая достаточный нажим на разрушаемый материал, а также бцщ созданы условия для удаления разрушенных частиц вещества (по­роды). Исходя из этого применяют оборудование для бурения сква­жин, состоящее из ротора, вертлюга с буровым шлангом, буровых насосов и силового привода. В случае если долота приводятся во вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое кроме перечисленного оборудования используют гидравлические забойные двигатели или электробуры.

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания ее на весу при спускоподъёмных операциях и вспомогательных работах.



*Ротор —* это редуктор передающий вращение вертикально подвешенной колоне от горизонтального вала трансмиссии (табл. 2.10).

Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки возникающие в процессе бурения и при спускоподъемных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора 1 подшипниках качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия неактивного момента ротор застопоривают защелкой или стопор­ным механизмом.

При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку ско­рость вращения ротора изменяют при помощи передаточных меха­низмов лебедки или же путем смены цепных колес. Чтобы не свя­зывать работу лебедки с работой ротора, в ряде случаев при ротор­ном бурении применяют индивидуальный, т. е. не связанный с ле­бедкой, привод к ротору.

Вертлюг применяют для соединения талевой системы с буриль­ной колонной. Он обеспечивает, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее промывочной жидкости (табл. 2.11).

Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию. Верт­люг состоит из двух узлов — системы вращающихся и невраща­ющихся деталей. Невращающуюся часть вертлюга подвешивают к подъемному крюку, а к вращающейся части вертлюга подвеши­вают бурильную колонну.

Для соединения с бурильным инструментом на нижний конец ствола вертлюга навинчивается переводник с левой резьбой. Пода­ча промывочной жидкости от неподвижной нагнетательной ли­нии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуще­ствляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава).

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, не­скольких слоев прокладок из прорезиненной ткани с соответствен­ным числом промежуточных слоев резины, металлических плете­нок и наружного слоя резины (рис. 2.10).

В настоящее время применяют буровые шланги, рассчитанные на давление 32, 25, 20, 16 и 10 МПа. Буровые шланги выпускаются длиной от 10 до 18 м с условными внутренними диаметрами 63, 80 и 100 мм. Для очень высоких давлений используют металлические шланги, состоящие из отдельных секций, шарнирно соединенных друг с другом.

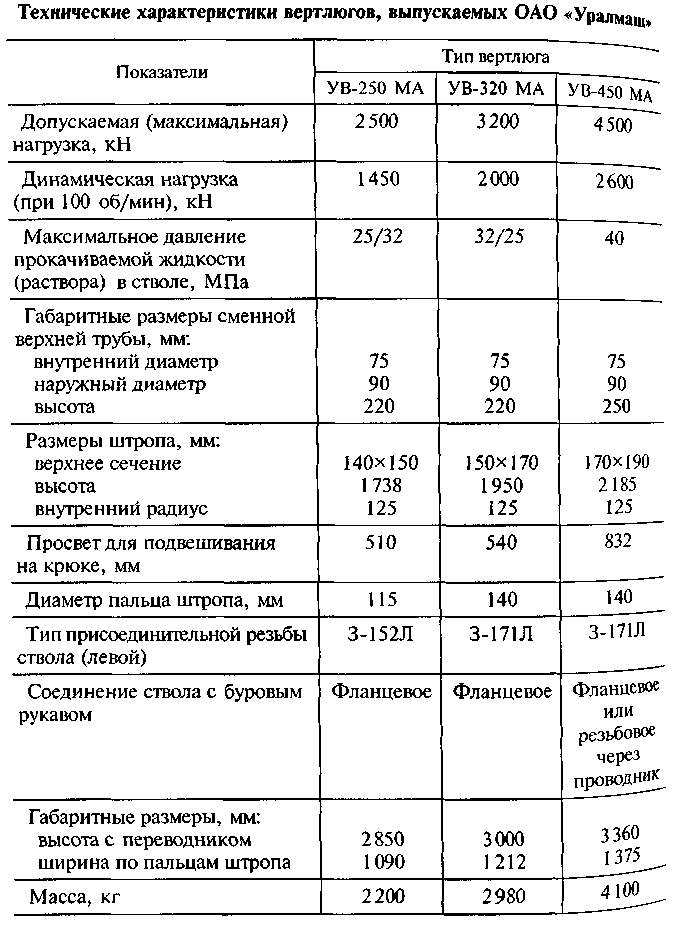
В последнее время за рубежом, особенно при бурении на море, используются силовые вертлюги (верхний вращатель). Верхний вращатель бурильной колонны уже давно используется при буре-

мелких скважин малого диаметра с передвижных буровых установок, где он установлен на подвижной траверсе, которая перемещается по вертикали при помощи гидроцилиндров. При бурении скважин на нефть и газ силовой вертлюг выполняет функции крюка, вертлюга, ротора, механических ключей. При его пользовании не нужна бурильная ведущая труба и шурф под нее, а также намного облегчается труд помощника бурильщика, поскольку элеватор механически подается в необходимую позицию. Вместо наращиваний одиночками можно наращивать бурильную колонну трёхтрубными свечами.

Основной недостаток существующих конструкций силовых вертлюгов - высокая стоимость. Они пока не нашли применения в нашей стране, да и за рубежом они используются не часто, главным образом при бурении скважин с морских оснований и горизонтальных скважин. Вместе с тем нельзя не отметить, что это перспективный механизм, который со временем займет достой­ное место в буровой технике.

При бурении осуществляется промывка скважины при помощи буровых насосов. Буровые насосы предназначены для подачи под давлением промывочной жидкости в скважину. Для бурения ис­пользуются только горизонтальные приводные двух- и трехцилин­дровые поршневые насосы (рис. 2.1 1). При вращении вала 7с криво­шипом *6* шатун 5, совершая колебательное движение, приводит в движение крейцкопф *4,* двужущийся возвратно-поступательно в прямолинейном направлении, и связанный с ним при помощи штока *3* поршень *12,* который совершает движение внутри цилин­дра *2.* Всасывающие клапаны *11* соединены при помощи всасыва­ющего трубопровода *8,* снабженного фильтром *9, с* приемным чаном *10.* Нагнетательные клапаны *13* соединены с нагреватель­ным компенсатором *1* и напорной линией *14.* При движении поршня вправо в левой части цилиндра создается разряжение, под давле­нием атмосферы жидкость из приемного чана *10* поднимается по всасывающему трубопроводу *8,* открывает левый всасывающий кла­пан *11* и поступает в цилиндр насоса. В то же время в правой поло­сти цилиндра жидкость нагнетается (вытесняется) в напорную линию через правый нагнетательный клапан *13.* Левый нагнета­тельный клапан *13* и правый всасывающий *11* при этом закрыты. При обратном движении поршня всасывание происходит в правой полости цилиндра, а нагнетание — в левой. Таким образом, при передвижении поршня в какую-либо сторону в одной половине Цилиндра происходит всасывание, а в другой — нагнетание жид­кости, т. е. наблюдается двойное действие насоса.

Достаточно широко применяются трехцилиндровые (трехпоршневые) буровые насосы одностороннего действия. К основным отличиям и особенностям буровых насосов этого типа относятся: наличие трех цилиндропоршневых пар одностороннего действия; повышенные линейные скорости поршней (число ходов в единицу времени) и связанная с этим необходимость установки во всасывающей трубе подпорного насоса; значительно меньшая степень неравномерности подачи жидкости и улучшенные динамические характеристики работы приводной и гидравлических частей.



**7 Методы ликвидации ГНВП**

*Существует два метода:*

*метод уравновешенного пластового давления*

При ликвидации проявления первым методом забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса. При этом поступление флюида прекратится вплоть до полного глушения.

Существует четыре способа осуществления этого метода:

1. способ непрерывного глушения скважины: процесс вымыва и глушения  
   начинают вести сразу на растворе с плотностью, необходимой для выполнения  
   условия – Рзаб > Рпласт. При этом способе в скважине возникают наиболее низкие  
   давления, следовательно, он наиболее безопасен. Однако для его осуществления  
   необходимо иметь достаточный запас утяжелителя и средств быстрого приготовления  
   раствора на буровой.
2. Способ ожидания утяжеления: после обнаружения проявления закрывают  
   скважину и приступают к приготовлению раствора необходимой плотности и  
   требуемого объема. Во время приготовления раствора держат постоянным давление в  
   бурильных трубах, что обеспечивает постоянное пластовое давление при всплытии  
   пачки флюида. Недостатком этого метода является необходимость правильного  
   регулирования давления всплывающей пачки флюида, т. е. чтобы давления не  
   превысили допускаемых оборудованием, а также возможен прихват бурильного  
   инструмента, так как скважина остается без циркуляции. Преимущество этого способа  
   над предыдущим заключается в том, что мы можем приготовить раствор одинаковой  
   плотности, а также при этом способе будут возникать наименьшие максимальные  
   давления, так как когда газ еще не подошел к устью и тяжелый раствор начал  
   заполнять КЗП, мы все больше и больше приоткрываем штуцер, следовательно,  
   газовая пачка больше растягивается и теряет давление при подходе к устью.
3. Способ двухстадийного глушения скважины. На первой стадии производится  
   вымыв флюида из скважины на том же растворе, на котором получили проявление.  
   Одновременно приступают к заготовке раствора с плотностью, необходимой для  
   глушения скважины. На второй стадии глушения производят закачку в скважину  
   утяжеленного раствора. Этот способ проще двух предыдущих, относительно  
   безопасен, но при его осуществлении создаются наиболее высокие давления в  
   скважине.
4. Двухстадийный растянутый способ. На первой стадии с противодавлением  
   ведут вымыв поступившего флюида скважины на том же растворе, на котором

получили проявление. После вымыва пластового флюида, не прекращая циркуляции, увеличивают плотность циркулирующего раствора до требуемой плотности и тем самым производят глушение проявляющего пласта. Этот способ применяют при отсутствии нужных для приготовления раствора емкостей.

*метод ступенчатого глушения скважины*

К использованию этого метода прибегают тогда, когда при использование предыдущих методов возникают давления, превышающие допускаемые давления на устье.

1. **Консервация морских скважин.**

Скважины, находящиеся в стадии строительства (бурения или испытания), могут быть временно законсервированы по ряду при­чин. Например, дальнейшее проведение буровых работ с ПБУ не­возможно из-за наличия подвижных ледовых полей, вследствие за­мерзания акваторий, при волнении моря, превышающем допустимые значения. Консервация скважин может быть обусловлена эко­номической целесообразностью перевода ПБУ с одного района ра­бот на другие площади шельфа, где возможно выполнение опреде­ленного объема работ по бурению с последующей консервацией ствола скважины.

Все работы, связанные с консервацией ствола скважины, долж­ны выполняться с учетом требований, изложенных ниже. Это позволит сократить время и материально-технические средства и, со­ответственно, повысить технико-экономические показатели буровых работ.

**Консервация скважин, законченных строительством.**

Консервации подлежат параметрические, поисковые, разве­дочные, эксплуатационные и нагнетательные скважины, если их ввод в эксплуатацию невозможен в течение одного месяца по окон­чании испытания, а также действующие скважины при необходи­мости вывода их из эксплуатации. Скважины, подлежащие консер­вации, должны быть герметичными и не должны иметь перетоков пластовых флюидов.

Для разведочных скважин, содержащих в своей продукции (флюиде) агрессивные компоненты (например, сероводород), Сроки и порядок консервации в каждом конкретном случае устанавлива­ются геологической службой производственного объединения по согласованию с органами Госгортехнадзора.

Консервация скважин и продление сроков консервации оформ­ляются актом установленной формы. Акты на консервацию сква­жин на срок до трех месяцев утверждаются генеральным директо­ром производственного объединения.

Консервация скважин на срок более трех месяцев также про­изводится по согласованию с органами Госгортехнадзора и утверж­дается генеральным директором производственного объединения.

Срок консервации эксплуатационных и нагнетательных сква­жин - два года; при необходимости производственное объединение может его продлить.

Общий срок консервации скважин определяется руководством производственного объединения исходя из технологической необхо­димости и технического состояния скважин.

В тех случаях, когда общий срок консервации составляет бо­лее двух лет, акты на консервацию скважины могут оформляться сразу на весь срок при положительном заключении органов Гос­гортехнадзора, после чего они должны утверждаться генеральным директором производственного объединения.

Если в продукции скважины имеются агрессивные компоненты (сероводород и др.), необходимо предусмотреть дополнительные меры по коррозионной защите обсадной колонны и оборудования устья скважины, а также обеспечить сохранность цементных мостов и цемент­ного камня в заколонном пространстве в период консервации.

Ответственность за качественное выполнение работ по консер­вации скважины возлагается на руководство ПБУ, за учет, надле­жащее содержание законсервированных скважин и их сохранность на весь период консервации — на руководство производственного объединения.

Установка цементных мостов иих испытание должны произ­водиться в соответствии с существующими положениями в присут­ствии представителя АВО.

В период консервации осуществляется проверка технического состояния устья скважины. Периодичность проверки — не реже одного раза (при необходимости и более) в год согласно графику, составленному производственным отделом объединения.

В законсервированных скважинах, флюид которых содержит агрессивные компоненты (например, сероводород), осуществляется проверка устья на герметичность и отсутствие перетоков на нем. Периодичность проверки - не реже двух раз (при необходимости и более) в год согласно графику проверки.

В случае обнаружения негерметичности устья скважины и заколонных перетоков производятся работы поих устранению в соответствии с планом, согласованным с военизированным отря­дом по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

**Временная консервация скважин, находящихся в стадии строительства**

Поисковые, параметрические и разведочные скважины, нахо­дящиеся в стадии строительства, могут быть временно законсерви­рованы из-за невозможности дальнейшего проведения буровых ра­бот с ПБУ по гидрометеорологическим условиям, несоответствия фактического геологического разреза проектному, ввиду закрытия района буровых работ гидрографической службой флота, геологи­ческой необходимости увеличения проектной глубины скважины или невозможности дальнейшего ее углубления при установленном обо­рудовании, если углубление связано с необходимостью изменения первоначально утвержденного технического проекта, а также ввиду экономической целесообразности.

Временной консервации подлежатскважины, продолжение строительства которых невозможно более пяти суток.

Срок временной консервации определяется производственным объединением исходя из технологической необходимости и техни­ческого состояния скважины, а также окончанием действия при­чин, вызвавших консервацию. Консервация скважин на срок свы­ше трех месяцев производится при наличии положительного заключения органов Госгортехнадзора.

На каждую временно консервируемую скважину составляет­ся акт и разрабатывается план работ по консервации. Они согла­совываются с соответствующими органами и утверждаются гене­ральным директором производственного объединения. Аналогично составляются акт и план работ по расконсервации скважины.

Для скважин, в открытой части ствола которых вскрыты плас­ты, содержащие во флюиде агрессивные компоненты, сроки и по­рядок временной консервации в каждом конкретном случае уста­навливаются геологической службой объединения по согласованию с органами Госгортехнадзора. При составлении плана работ необ­ходимо предусмотреть дополнительные меры по коррозионной за­щите обсадной колонны и оборудования устья скважины от корро­зии, а также по обеспечению сохранности цементных мостов.

При консервации не опрессованных на герметичность давле­нием в соответствии с требованиями ГТН скважин со спущенными обсадными колоннами (кондуктор, техническая или эксплуатаци­онная колонна), башмаки которых не вскрыты, цементный мост на устье скважины не устанавливается; в этом случае оно оборудует­сякаптажной головкой. При консервации скважин после изоляции испытанного объекта на устье дополнительно устанавливается це­ментный мост мощностью не менее 50 м.

Информация о состоянии подводного устья на каждой временно консервируемой скважине представляется в соответствующую гидро­графическую службу.

В период всего срока временной консервации скважины осу­ществляются работы, предусмотренные планом на консервацию.

**Порядок оборудования стволов и устьев консервируемых скважин.**

После испытания последнего объекта следует заполнить ствол скважины буровым раствором, обработанным ПАВ, для создания гидростатического давления на пласт на 10—15 % больше пласто­вого. Затем необходимо установить цементный мост мощностью (высотой) 25 м на 20—30 м выше кровли перфорации объекта и по окончании периода ОЗЦ (через 24 ч) испытать его на герметич­ность в соответствии с требованиями существующих нормативных документов. После этого следует промыть скважину и довести па­раметры бурового раствора до заданных в соответствии с требова­ниями ГТН; затем установить цементный мост на устье скважины мощностью не менее 50 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 ч) испытать его разгрузкой инструмента 5—6 те и поднять защитную втулку колонной головки.

Отсоединить и поднять блок ППВО, поднять рабочий и устано­вить консервационный акустический датчик в районе устья сква­жины, предварительно проверив его работоспособность. По оконча­нии этих работ необходимо обследовать состояние устья и дна моря вокруг консервируемой скважины с целью обнаружения навигаци­онных опасностей и составить акт водолазного осмотра устья сква­жины, после чего снять буровую установку с точки бурения.

При временной консервации скважины, в открытом стволе ко­торой отсутствуют газонефтеводонасыщенные объекты, необходимо:

— заполнить интервал открытого ствола скважины КСЖ, па­раметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных растворов;

— установить в башмаке последней обсадной колонны цемент­ный мост мощностью не менее 25 м и по окончании периода ОЗЦ (через 24 ч) испытать его на герметичность;

— привести параметры бурового раствора (в обсадной колонне) в соответствие с требованиями ГТН.

При временной консервации скважины, в открытом стволе которой имеются нефтегазоводонасыщенные объекты, необходимо:

— заполнить интервал открытого ствола скважины от забоя до кровли нефтегазонасыщенного объекта КСЖ, параметры которой соответствуют данным лаборатории буровых и тампонажных рас­творов;

— установить цементный мост не менее чем на 30 м выше кров­ли нефтегазоводонасыщенного объекта.

При наличии в скважине двух и более вскрытых нефтегазоводо-насыщенных объектов их следует изолировать. Интервалы меж­ду цементными мостами в открытой части ствола заполнить КСЖ. По окончании периода ОЗЦ (через 24 ч) произвести испытания цементных мостов на герметичность, параметры бурового раство­ра в обсадной колонне привести в соответствие с требованиями ГТН, предусмотренными для последнего интервала пробуренного ствола скважины.

В случае временной консервации скважины с оставлением на устье блока ППВО после установки цементного моста в башмаке последней обсадной колонны и приведения параметров бурового раствора в соответствие с требованиями ГТН следует поднять бу­рильную компоновку, загерметизировать устье глухими плашками превентора и поднять райзер. Кроме того, необходимо поднять рабо­чий и установить консервационный акустический датчик в районе устья скважины, предварительно проверив его работоспособность.

По окончании работ по консервации скважины геологической службой производственного объединения составляется "Справка о консервации скважины" с указанием устройств, позволяющих оп­ределить местонахождение подводного устья скважины.

**Порядок проведения работ при расконсервации скважин, находящихся в стадии строительства.**

Расконсервация скважин производится по плану, согласован­ному и утвержденному организациями, ранее согласовавшими и утвердившими план консервации, и только при наличии соответ­ствующего разрешения от представителя военизированного отряда по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газо­вых и нефтяных фонтанов.

Для проведения расконсервации необходимо доставить ПБУ в район работ и поставить ее на точку бурения. Затем следует подготовить блок ППВО к работе в соответствии с инструкцией по ее монтажу и эксплуатации, а также произвести осмотр устья сква­жины из колокола и при необходимости очистку колонной головки с помощью водолазов. Кроме того, нужно выполнить комплекс дру­гих подводно-технических работ на устье скважины в соответствии с планом работ, сняв при необходимости с устья каптажную голов­ку. Затем необходимо осуществить спуск блока ППВО с райзером и состыковать его с устьем скважины, после чего произвести функ­циональную проверку всех систем ППВО, а также проверить гер­метичность стыковки опрессовкой на давление, соответствующее давлению опрессовки последней спущенной в скважину обсадной колонны, согласно требованиям ГТН.

Далее следует разбурить цементный мост на устье скважины (если он имеется) и измерить температуру в обсадной колонне. Перед разбуриванием цементного моста в башмаке колонны необхо­димо привести параметры бурового раствора в соответствие с тре­бованиями ГТН по фактической глубине забоя скважины. После разбуривания цементных мостов произвести спуск бурильного ин­струмента с последующим вымывом КСЖ, не допуская смешива­ния ее с активным объемом бурового раствора; при этом следует постоянно осуществлять контроль за соответствием параметровбурового раствора требованиям ГТН.

При достижении забоя скважины продолжить дальнейшее углубление ее ствола.

В случае временнойконсервации скважины после соединения ее устья с блоком ППВО проверить наличие давления в скважине, измерить температуру в обсадной колонне, собрать компоновку бурильной колонны и спустить ее с промежуточными промывками до цементного моста в башмаке обсадной колонны.

1. **Ликвидация морских скважин.**

**Общие положения**

На каждую скважину, пробуренную на шельфе арктических морей с плавучих буровых установок, составляется типовой проект по ее ликвидации. Этот проект служит основанием для разработки индивидуальных планов проведения изоляционно-ликвидационных

работ с учетом требований охраны недр и окружающей среда и со­ставления сметной документации, связанной с проведением дополнит

тельных работ.

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидацион­ных работ по каждой скважине, подлежащей ликвидации, составля­ется и утверждается производственным объединением, согласовыва­ется с гидрографической службой флота, рыбнадзором и бассейновой инспекцией Минводхоза.

При ликвидации скважин, расположенных на месторождениях, содержащих токсичные и агрессивные компоненты (сероводород и др.) или вскрывших напорные пласты, план проведения изоляционно-ликвидационных работ согласовывается также с военизированным отрядом по предупреждению возникновения и ликвидации откры­тых газовых и нефтяных фонтанов. Установка цементных мостов в ликвидируемых скважинах и их испытание должны производиться в присутствии представителя АВО.

При ликвидации скважин, вскрывших сероводородсодержащие объекты, работы выполняются по специальным планам, согласован­ным с органами Госгортехнадзора. В таких планах предусматрива­ются меры по предотвращению агрессивного воздействия серо­водорода на колонны и цементные мосты.

Осложнения и аварии, возникающие в процессе выполнения изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, ликвидируются по специальным планам.

В случаях появления выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированных скважин, обнаруженных в про­цессе периодического обследования, производственное объединение принимает срочные меры по выявлению источника загрязнения и его ликвидации.

Ответственность за качественное выполнение изоляционно-ликвидационных работ возлагается на руководство ПБУ, за сохран­ность и периодичность обследования устьев и стволов ликвидиро­ванных скважин — на руководство производственного объединения.

**Работы, выполняемые при ликвидации морских скважин.**

Ликвидируемые скважины должны быть заполнены буровым раствором с удельным весом, позволяющим создать на забое давле­ние, котороена 15 %выше пластового (при отсутствии поглощения).

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны в интервалах залегания слабых газонефтеводонасыщенных объектов должны быть установлены цементные мосты. Высота каж­дого моста должна быть равна мощности (высоте) пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Цементный мост должен устанавливаться над кровлей верхнего объекта высотой не менее 50 м.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, в разрезе которой отсутствуют газонефтенасыщенные и водонапорные объекты, в башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

Если в разрезе скважины имеются газонефтеводонасыщенные объекты, частично или полностью перекрытые бурильным инстру­ментом в результате аварии, то при установке цементного моста необходимо соблюдать следующие требования:

- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного ин­струмента ниже газонефтеводонасыщенных объектов, опробование которых нецелесообразно, цементные мосты устанавливаются в со­ответствии с планом работ;

- при нахождении верхнего аварийного конца бурильного ин­струмента выше газонефтеводонасыщенных объектов и невозмож­ности извлечения бурильных труб цементные мосты должны уста­навливаться над аварийным концом бурильных труб высотой не менее 100 м и в башмаках последней обсадной колонны, связан­ной с устьем скважины, — не менее 50 м;

- при нахождении верхнего аварийного конца бурильных труб в последней обсадной колонне по возможности произвести отворот (отрыв) бурильного инструмента не менее чем на 50 м ниже баш­мака обсадной колонны и установить цементный мост высотой не менее 100 м (с входом в башмак обсадной колонны на высоту не менее 50 м).

При ликвидации скважины из-за деформации эксплуатацион­ной колонны цементный мост должен устанавливаться в зоне де­формации и выше ее не менее чем на 50 м или над зоной деформа­ции высотой не менее 100 м.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, выполнившей свое назначение, в ней должен быть уста­новлен цементный мост высотой не менее 50 м непосредственно над зоной фильтра последнего объекта с закачкой цементного.раствора под давлением в эту зону (при приемистости пласта).

При ликвидации скважин, имеющих в конструкций промежу­точные или эксплуатационные колонны, спущенныеотдельными

секциями, должны быть установлены цементные мосты в интерва­лах стыковки секций на 20—30 м ниже и выше мест стыковки.

При ликвидации скважин, в конструкции которых имеются спущенные хвостовики, за которыми цементный раствор полностью не поднят или не перекрыты башмаки предыдущих колонн, долж­ны быть установлены цементные мосты на 20—30 м ниже и выше головы хвостовика.

Во всех ликвидируемых скважинах ив последней обсадной колонне, связанной с устьем скважины, должен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м с расположением кровли цементного моста на 3—5 м ниже уровня дна моря.

Допускается извлечение промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн из ликвидируемых скважин; при этом над голов­кой оставшейся части каждой извлекаемой обсадной колонны дол­жен быть установлен цементный мост высотой не менее 50 м.

**Порядок оборудования устья скважины.**

При ликвидации скважин, пробуренных с ПБУ, необходимо обре­зать все обсадные колонны ниже дна моря и заполнить устье скважины цементным раствором до уровня дна моря; при этом подвесные колон­ные головки и буровая плита поднимаются на борт ПБУ (рис. 25).

Снятие ПБУ с точки бурения без выполнения вышеизложен­ных требований запрещается.

После снятия ПБУ с точки бурения следует обследовать дно с целью выявления навигационных подводных опасностей. Один экземпляр акта обследования должен быть передан в соответствующую гидрографическую службу.

После завершения работ по ликвидации скважины геологиче­ская служба ПБУ должна составить "Справку о производстве ликви­дационных работ на скважине", в которой необходимо указать:

— фактическое положение цементных мостов и результаты их испытаний;

— параметры жидкости, которой заполнен ствол скважины;

— расположение устья скважины и его оборудование;

— фактическую высоту части обсадной колонны, оставленной над уровнем дна моря;

— объем и состав незамерзающей жидкости в приустьевой части ствола скважины (в случае необходимости).

К справке прилагается один экземпляр акта обследования дна моря с целью обнаружения навигационных подводных опасностей.

**10 Правила ликвидации ГНВП и последовательность действий при**

**возникновении ГНВП**

1) В случае неуверенности в ГНВП, необходимо остановить насосы, при этом забойное давление снизится (не будет динамической составляющей) и проявление должно сразу проявиться, если оно имеет место.

2)При наличии проявления следует, как можно скорее, загерметизировать скважину, так как максимальные давления, которые будут возникать при ликвидации проявления, будут тем больше, чем больше объем поступившего флюида.

*Порядок действий при герметизации скважины:* остановить вращение ротора;

* поднять инструмент так, чтобы замковое соединение не находилось в зоне плашек превентора;
* остановить насосы;
* открыть гидроуправляемую задвижку на линии ведущей к открытому дросселю;
* закрыть превентор;
* медленно закрыть дроссель или задвижку на выходе превентора, следя за тем, чтобы давление в обсадной колонне не превышало допустимое давление разрыва труб или гидроразрыва пород.

3) регистрация давлений:

- дать возможность и время избыточным давлениям в бурильных трубах и КЗП  
стабилизироваться. Для этого требуется не более 5-10 минут. Затрачивать больше  
времени не допускается, так как в случае газопроявлений всплывающая пачка будет  
вносить значительные погрешности, также возможен случай, когда проявляющий  
пласт является плохопроницаемым, то есть он не сразу передал свое давление,  
следовательно, мы не верно определим пластовое давление и рассчитаем плотность  
раствора, требуемую для глушения скважины, что приведет к новому проявлению и  
потребуется второй цикл, но ждать больше 10 минут нельзя, так как это может  
всплывать газовая пачка;

- необходимо записать избыточное давление в трубах и затрубье, объем  
проявления, который равняется увеличению объема с приемной емкости, это значение  
используется для расчета максимальных ожидаемых давлений при глушении  
скважины. В случае наличия в бурильных трубах обратного клапана избыточное  
давление в трубах можно определить с помощью цементированного агрегата,  
закачивая раствор в трубы с малой производительностью.

4) Выбор производительности насосов и давления глушения  
Производительность обычно берут вдвое меньше, чем при бурении.

**11 Техника безопасности при ликвидации аварий в бурении**

*Наиболее сложные аварии в бурении:* прихват инструмента; обрыв или слом инструмента;

* заклинивание инструмента в суженной части ствола;
* падение инструмента.

1. Проверить исправность вышки, талевой системы контроль измерительных  
   приборов;
2. Уберите с мостков и рабочей площадки ненужный инструмент и освободите  
   проходы;
3. Проверьте наличие и исправность противопожарного инвентаря перед работами;
4. Проверьте перед сборкой ловильного инструмента его состояние и запишите  
   основные размеры;
5. Использовать только тот л обильный инструмент, который соответствует по  
   своим техническим характеристикам виду аварии и геологическим условиям в  
   скважине.

**12 Техника безопасности при эксплуатации цементировочного**

**оборудования**

Эксплуатация цементировочного оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями эксплуатации. Нарушение правил эксплуатации часто приводит к авариям (возможны человеческие жертвы). Поэтому до начала эксплуатации оборудования необходимо тщательно проверить все узлы оборудования, замеченные неисправности необходимо устранить, спрессовать манифольдные линии на 1,5 кратное рабочее давление. При сборке манифольдных линий необходимо прочистить все резьбовые соединения. Это обеспечит герметичность соединения и надежность работы. Необходимо проверить надежность предохранительного клапана. Выхлоп от клапана должен идти в приемный бак. Выхлопная труба от ДВС должна иметь искрогаситель. Для работы на агрегатах необходимо применять спецформу и рабочие рукавицы.

**13 Практические занятия на тренажере DS-200**

Практику проходил на буровом тренажере фирмы "Simtrer" Компоненты DS-200:

буровой манифольд;

* пульт управления сухопутным превентором;
* пульт управления морским превентором;
* пульт управления буровым оборудованием;
* пульт контроля процесса бурения;
* пульт управления дистанционным штуцером;
* штуцерный манифольд;
* блок автоматического режима бурения;
* компенсатор буровой колонны; пульт натяжения райзера; пульт управления дивертором.

*Основные упражнения, отработанные на тренажере:* осуществление углубления скважины при заданных параметрах бурения.

**14 СПБУ "Мурманская"**

*Основные характеристики СПБУ "Мурманская":*

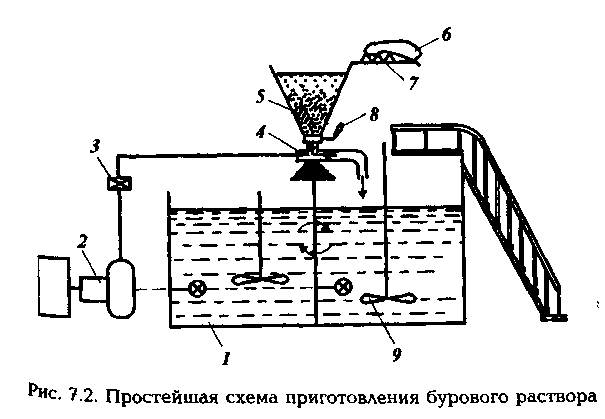
* установка создана на базе установки типа "Шельф";
* общее водоизмещение 14800 тонн;
* высота опор 126 метров;
* глубина моря до 100 метров;
* вертолетная площадка;
* четыре якоря: два носовых по 10 тонн и два кормовых по 7 тонн;
* четыре шлюпки вместимостью по 42 человека по двум бортам;
* высота над уровнем моря 15 метров.

На установке имеются два комбинированных превентора на 700 атм., один из которых универсальный. За последний год произошла модернизация: был установлен верхний привод (TOP DRIVE) с наддувом воздухом, который намного эффективнее ротора. Может выполнять роль АКБ. Имеется манифольдная линия на 105 атм. рабочего давления. Также есть емкости для бурового раствора по 56 м3 и столько же запасных. Запас пресной воды по 100 и 300 тонн. Имеется опреснительная установка с производительностью 20 тонн в сутки. Модернизирован цементный отсек с емкостями для хранения сухого цемента, имеется три буровых насоса и два цементных агрегата. В процессе просмотра видеофильма мы наблюдали процесс отбора керна. Шла сборка керноприемного снаряда. После сборки спускали инструмент в скважину, произвели отбор керна, подняли керноприемный снаряд, разобрали его, подняли керноприемную трубу, спустили на керноприемный мост, отвернули кернорватель и приподняли трубу. Вынули керн из трубы.

**ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых раство­ров.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 7.2) вклю­чает емкость для перемешивания компонентов бурового рас­твора *1,* оснащенную механическими и гидравлическими пе-ремешивателями *9,* гидроэжекторный смеситель *4,* оснащен­ный загрузочной воронкой *5* и шиберным затвором *8,* центробежный или поршневый насос 2



(обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость *1* заливаю расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20-30 м3) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с движкой *3* подают ее через гидроэжекторный смеситель *4* п замкнутому циклу. Мешок *6 с* порошкообразным материа­лом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную переме­щают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума по­дается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происхо­дит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сли­вается в емкость, где она тщательно перемешивается механи­ческим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулиру­ют шиберной заслонкой 8, а величину вакуума в камере -сменными твердосплавными насадками.

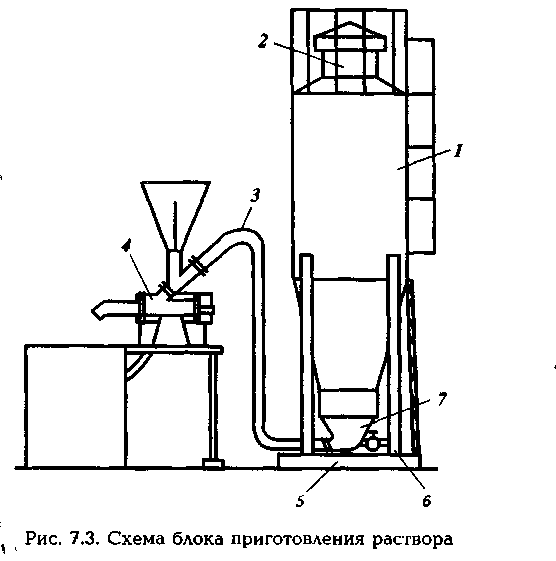
Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к рас­четным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие емкости циркуля­ционной системы либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным бари­том и обработку порошкообразными химическими реаген­тами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Зарубежные фирмы обычно оборудуют гидроворонки аэ­рожелобом или вибратором для побуждения течения порош­ка и обеспечения более равномерной его подачи в зону сме­шения.

Основной недостаток описанной технологии — слабая ме­ханизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м3/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко ис пользуют прогрессивную технологию приготовления буров растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, ем­кости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.



Блок БПР предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также хранения на буровой запаса по­рошкообразных материалов. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 7.3) два Цельнометаллических бункера *1,* которые оборудованы раз­грузочными пневматическими устройствами 7, резиноткане­выми гофрированными рукавами *3* и воздушными фильтрами <?• В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный сме­ситель *4,* который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

**ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА**

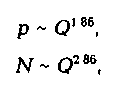
Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие сни­жения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результа­те снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядо­витыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к из­менению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его рео­логические свойства — по мере газирования раствор стано­вится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пу­зырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, по­этому оборудование для очистки от шлама работает неэф­фективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению рН раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутст­вия в растворе газа отрицательно сказывается на всем про­цессе бурения. Оптимизированные программы бурения тре­буют, чтобы на долоте срабатывалось до 65 — 70 % гидравли­ческой мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов, так как

*N~pQ,*



где *N —* гидравлическая мощность; *Q, р —* соответственно подача и давление, развиваемые буровыми насосами.

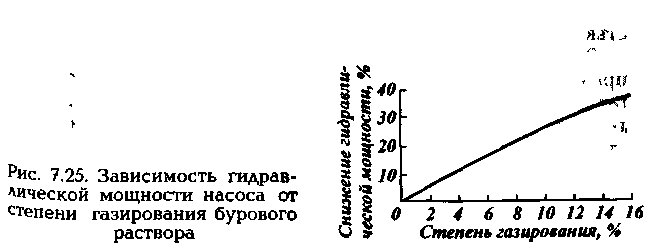
Как видно из рис. 7.25, зависимость гидравлической мощ­ности от степени газирования (объемная доля) бурового рас­твора весьма заметна. Так, при содержании (объемной доле) газа, равном 2 %, снижение гидравлической мощности со­ставляет 5,6 %.

Чтобы свести к минимуму вредное влияние самопроиз­вольного газирования бурового раствора, необходимо знать условия проникновения газа в него и их физико-химическое взаимодействие.

Газ из пласта попадает в буровой раствор в результате от­рицательного дифференциального давления между скважиной и пластом либо вследствие высокой скорости бурения, когда пластовый газ не успевает оттесниться фильтратом от забоя и стенок скважины и попадает в поток раствора вместе с выбуренной породой.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличи­ваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорывают­ся в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешива­ния в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансиро­ванном давлении, свободный газ удаляют из бурового раство­ра с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового рас­твора при перепаде давления между ними и атмосферой, оказываются вовлеченными в буровой раствор и для их удаления



требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации буровою раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал. Некоторые углеводороды, проникая из пласта в буровой раствор при повышенных температуре и давлении, остаются в жидком состоянии. Попадая в другие термодинамические условия, например в поверхностную цир­куляционную систему, они превращаются в газ и заметно из­меняют технологические свойства бурового раствора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной ос­нове, в которые может проникать большое количество плас­тового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в бу­ровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особен­ные трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опас­ный яд;

* сероводород взрывоопасен даже при объемной концент­рации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);
* сероводород растворим в буровых растворах, его раство­римость в воде приблизительно пропорциональна давлению;
* сероводород обладает высокой корродирующей способно­стью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделя­ется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмо­сферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

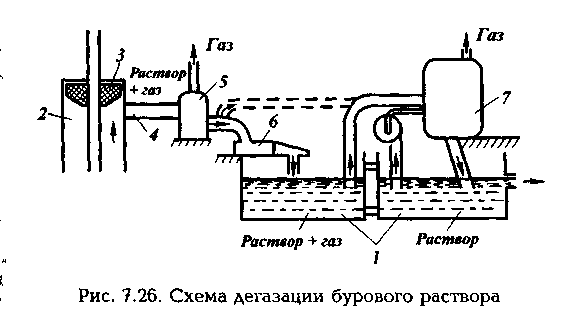
Газ, проникший в молекулярную структуру раствора,извлечь значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо при­менять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегаза­ции.

Жидкие и растворимые газы удалить из раствора доволь­но трудно, так как газ входит в межмолекулярную структуру нефтяной фазы бурового раствора. Легкие углеводороды

(С1 - С5) можно извлечь с помощью вакуумного дегазатора, а тяжелые почти невозможно Выходя из раствора в виде пара, эти газы причиняют много неприятностей.

Если поступающий в раствор газ содержит двуокись угле­рода или сероводород, то обычно повышают рН раствора, чтобы избежать образования слабых кислот. Применяют также раскислитель сероводорода как средство против от­равления людей этим сильнотоксичным газом. В качестве раскислителя чаще всего используют каустическую соду, мо­дифицированные неорганические соединения железа, соеди­нения карбоната меди, карбоната цинка и оксида цинка.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интен­сивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 7.26. Газожидкостный поток из скважины *2,* дойдя до вращающегося превентора *3,* через регулируемый штуцер *4* и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор *5,* где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа рас­твор поступает на вибросито б и собирается в первой емкос­ти циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется *с* помощью специального аппарата-дегазатора 7.



**ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА**

В связи с тем, что поступающие в буровой раствор части­цы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на тех­нико-экономические показатели бурения, очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотдели-тели), сепараторы, центрифуги Кроме того, в наиболее не­благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой Раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые Позволяют повысить эффективность работы очистных уст­ройств

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращени расходов на регулирование свойств бурового раствора уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

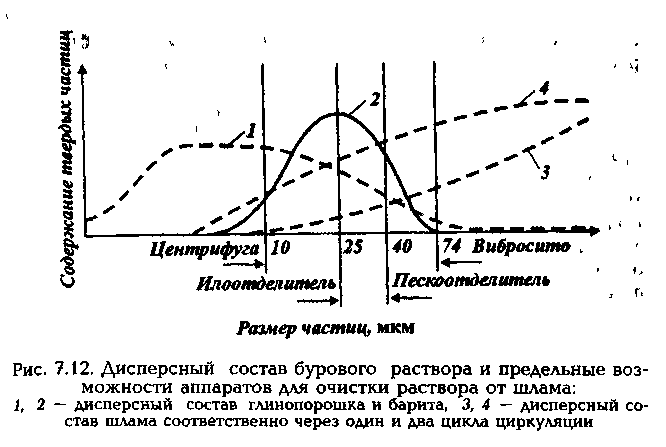
При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и време­ни.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышаю­щее максимальную производительность промывки скважины (исключая центрифугу).

В составе циркуляционной системы аппараты должны ус­танавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор - блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, се­паратор) — блок регулирования содержания и состава твер­дой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе ис­ключают ступени дегазации; при использовании неутяжелен­ного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко-и илоотделители). Иными словами, каждое оборудование предназначено для выполнения вполне определенных функ­ций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения. Следовательно, выбор обору­дования и технологии очистки бурового раствора от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины. А чтобы выбор оказался правильным, необходимо знать техно­логические возможности и основные функции оборудования.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважи­ны присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 7.12). Размер частиц бентонитового глинопорошка из­меняется от единицы до десятков микрометров, порошкооб­разного барита — от 5—10 до 75 мкм, шлама - от 10 мкм до 25 мм. Но пока частицы шлама достигнут циркуляционной системы, они уменьшатся за счет механического измельчения и диспергирования. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.



При идеальной очистке из бурового раствора должны уда­ляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объек­тивные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы виб­росит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы "Свако", двухъярусное вибросито фирмы "Бароид" и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама раз­мером более 150 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %. Это практически технологический предел вибросита при бурении глинистых отложений с промывкой их водными растворами.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70 — 80 %; Удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаме­тром не более 100 мм — илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применени­ем очень сложных аппаратов — высокопроизводительных Центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буро­вом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц

Как видим, механическими средствами можно достичь очень глубокой очистки неутяжеленного бурового раствора Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэто­му механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм (см. рис. 7.12). Частицы шлама размером от 5— 10 до 75 —90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высо­кой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утя­желенного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более грубодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и со­става твердой фазы с помощью центрифуги или гидроцик­лонных глиноотделителей.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

Под технологической оснасткой обсадных колонн понимают определенный набор устройств, необходимых для повышения качества их спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин [21]

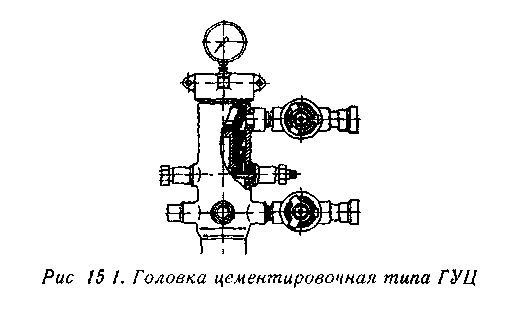
Оснастка включает в себя следующие устройства головки цементировочные, пробки цементировочные разделительные, клапаны обратные, башмаки колонные, направляющие насадки, центраторы, скребки, турбулизаторы, башмачные патрубки длиной 1,2—1,5 м с отверстиями диаметром 20—30 мм по спирали, заколонные гидравлические пакеры типа ПДМ, муфты ступенчатого цементирования и др.

**Головки цементировочные**

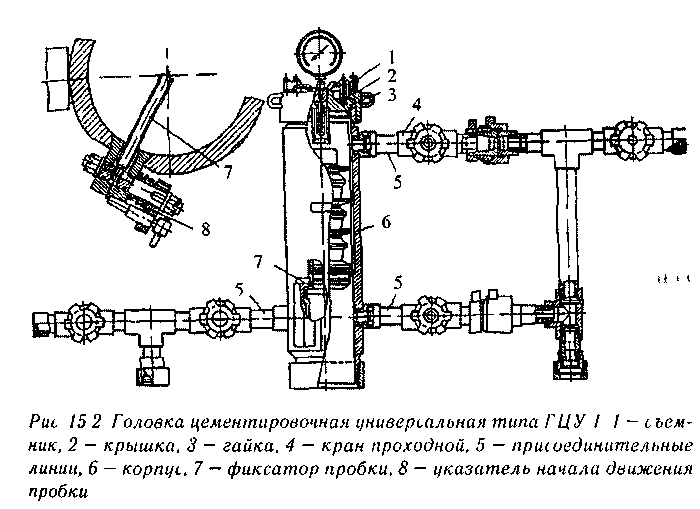
Головки цементировочные предназначены для создания гер­метичною соединения обсадной колонны с нагнетательными лини­ями цементировочных агретатов.

Высота цементировочных головок должна позволять размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны

Головки цементировочные типа ГУЦ (рис 151) поставляются в комплекте с кранами высокого давления До установки на цеменгируемую колонну верхние разделительные пробки в эти головки закладываются заранее, поэтому отпадает необходимость разборки головок после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения других типов цементировочных головок.



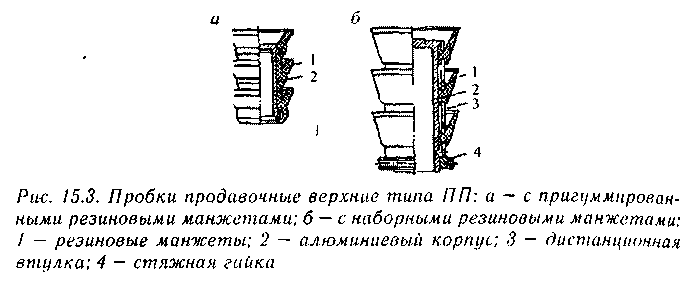
Головка цементировочная универсальная типа ГЦУ 1 (рис 152) также поставляется в комплекте с кранами высокого давления и применяется при цементировании глубоких скважин, когда требу­ется закачивать большое количество тампонажного раствора с использованием большого количества цементировочных агрегатов



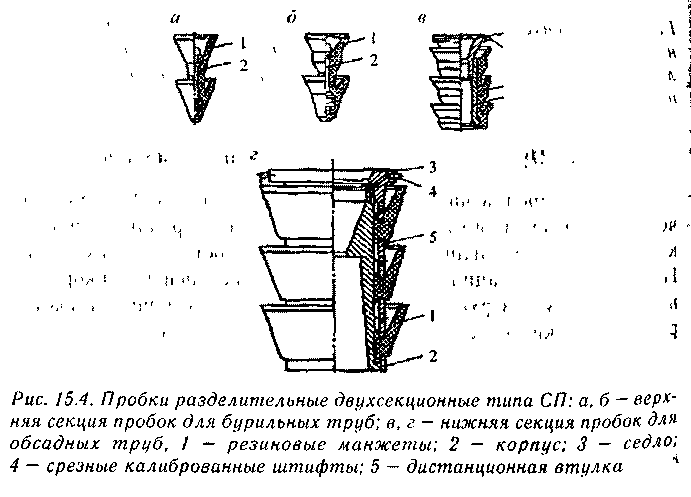
**Пробки разделительные цементировочные**

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис 15 3) предназна­чены для разделения тампонажного раствора от продавочной жид кости при его продавливании в затрубное пространство скважин Имеются модификации пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности сделана резьба для заглушки, без которой эти пробки могут использоваться как секционные

Нижнюю пробку вводят в обсадную колонну непосредственно перед закачиванием тампонажного раствора, чтобы предотвратить его смешивание с буровым раствором, а верхнюю пробку - после закачивания всего объема тампонажного раствора Центральный канал в нижней пробке перекрыт резиновой диафрагмой, которая разрывается при посадке на "стоп-кольцо" и открывает канал для продавливания цементного раствора.



При цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн, спускаемых на бурильных трубах, применяют верхние двухсекци­онные пробки СП (рис 15.4) Они состоят из двух частей' *нижней,* подвешиваемой па срезных калиброванных штифтах в обсадной трубе, соединенной с бурильной колонной, и *верхней,* предвари­тельно размещаемой в цементировочной головке и прокачиваемой по бурильным трубам,



При посадке верхней пробки на нижнюю благодаря наличию уплотняющего элемента обеспечивается герметичность соединения. Конструктивное исполнение пробок предотвращает их всплытие в случае отказа обратного клапана.

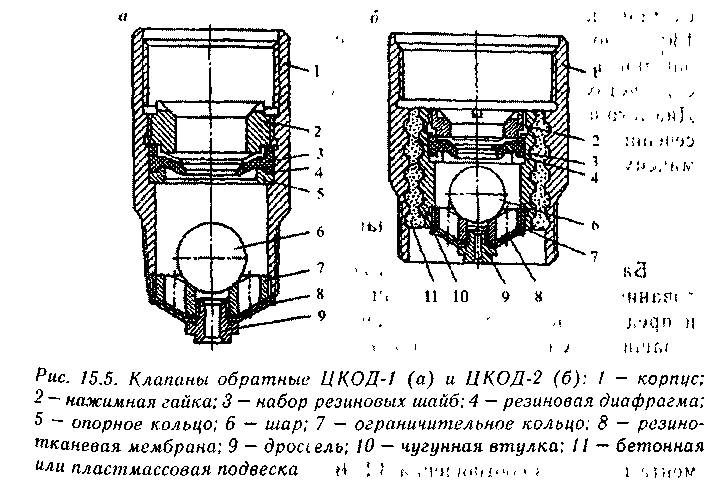
Ь , ,,!\_>,

**Клапаны обратные**

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД предназначены для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, а также для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного про­странства и упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц - цементировочный, К - клапан, О — обрат­ный, Д — дроссельный. Наличие в шифре буквы "М" означает мо­дернизацию типоразмера клапана.

Для обсадных колонн используют клапаны ЦКОД-1 (рис. 15.5) диаметром 114—194 ими ЦКОД-2 диаметром 219—426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются и другие обратные кла­паны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т. д. Об­ратные клапаны устанавливают либо в башмаке колонны, либо на 10-20 м выше его.



Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колон ной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину Шар, проходя через разрезные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение

При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае самозаполнение колонны жидкостью исключается и при спуске колонны необходимо доливать в нее буровой раствор в соответствии с требованиями плана работ

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию "стоп-кольца" для остановки разделительной цементировочной пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется

Если в шифре обратных клапанов имеются аббревиатуры ОТТМ и ОТТГ, это означает, что в первом случае в клапанах при меняется трапецеидальная резьба, во втором — высокогерметичное соединение. Если таких аббревиатур нет, то в клапанах используется треугольная резьба

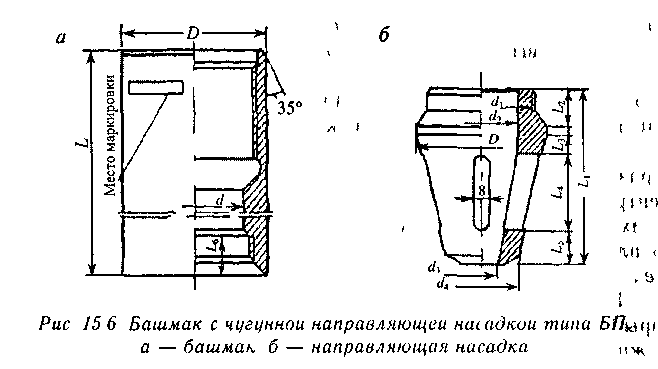
Клапаны для обсадных колонн диаметром 219—426 мм рас считаны для использования при температурах, не превышающих 130°С но по технически обоснованному требованию потребителя они могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) с расчетом на максимальную допустимую температуру 200 °С Диаметр шара клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

**Башмаки колонные**

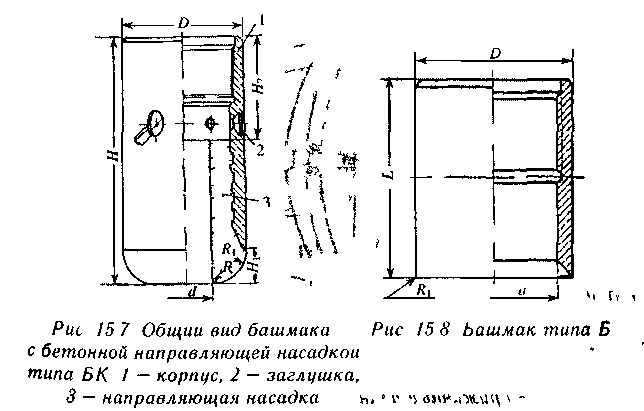
Башмаки колонные (рис 156, 157) используются для обору­дования низа обсадных колонн из труб диаметром 114—508 мм и предназначены для направления колонн по стволу скважины и защиты их от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин при температуре на забое до 250 °С

Для колонн больших диаметров применяются башмаки с бетонной насадкой (рис 158) Они состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного

цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы для циркуляции бурового раствора В верхней части корпуса имеется резьба, при помощи которой башмак соединяется с нижней обсадной трубой, она может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичпой (ОТТГ)



При спуске потайных колонн или секции обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника



**Центраторы**

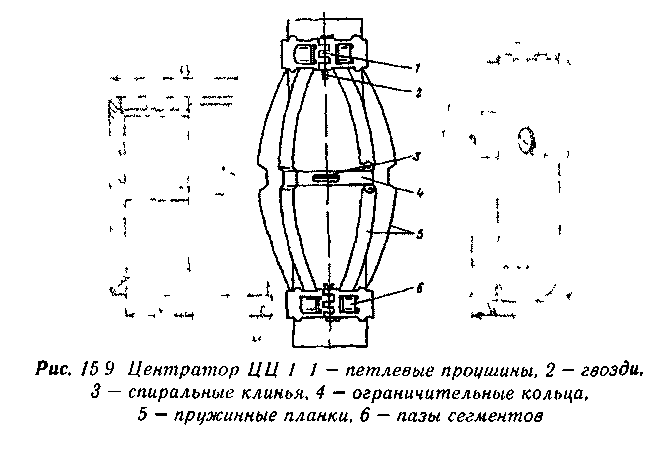
Центраторы предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине с целью достижения качественного разобщения пластов при цементировании Кроме того, они облегчают спуск обсадной колонны за счет снижения сил трения между колонной и стенками скважины, способствуют увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажным за счет некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет цент­рирования их верхних концов в скважине

Конструктивно центраторы выполняются неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним Обычно центраторы располагаются в средней части обсадной трубы, однако их необходимо устанавливать в подошве и кровле продуктивно­го пласта, а также в номинальном диаметре ствола скважины.

Н*ельзя устанавливать центраторы в интервалах каверн!*

Конструктивные особенности позволяют применять центра­торы ЦЦ-2 и в наклонно направленных скважинах благодаря возможности изменения высоты 01раничителя прогиба пружинных планок.

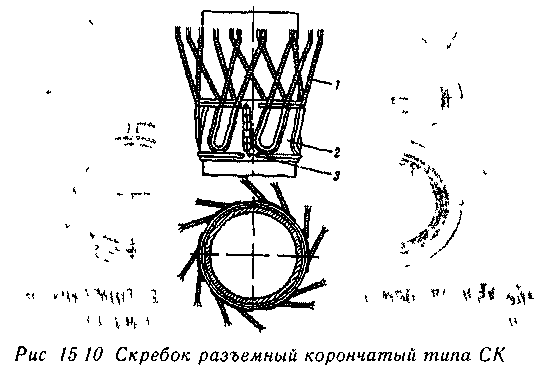
Наибольшее распространение получили центраторы ЦЦ-1 (рис 159).



**Скребки**

Скребки используются для разрушения глинистой корки на стен­ках скважины с целью улучшения сцепления тампонажного раствора с породой, особенно при цементировании скважин с расхаживанием.

Скребок корончатый разъемный типа СК состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3 Рабочие элементы скребка 1 выполнены из пучков стальной пружинной про волоки и прикреплены к корпусу накладками (рис 15.10). Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином



Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие эле­менты с загнутыми внутрь концами были направлены вверх для обеспечения минимального износа элементов при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и частично разрушают глинистую корку на стенке скважины Скребки устанавливаются выше и ниже каждого центратора.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОБВЯЗКА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

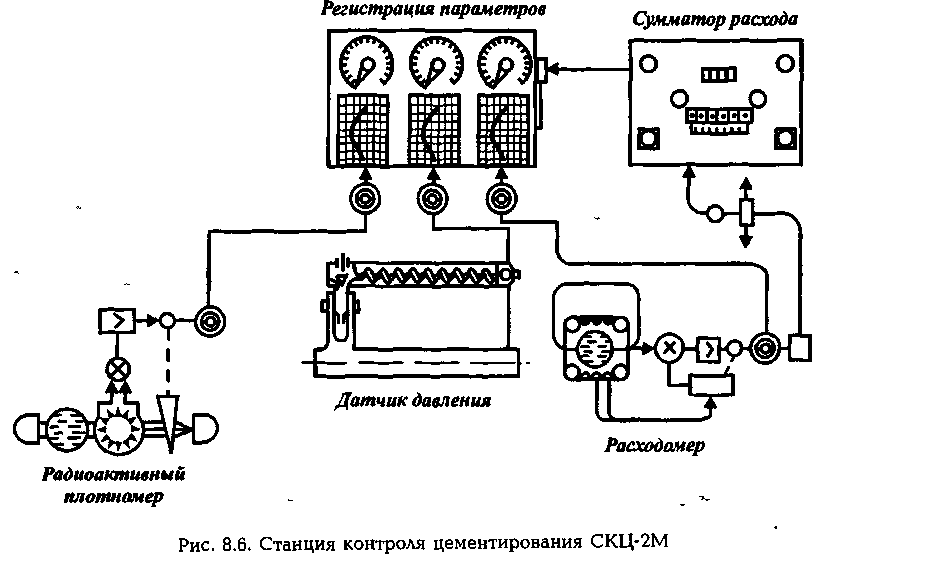
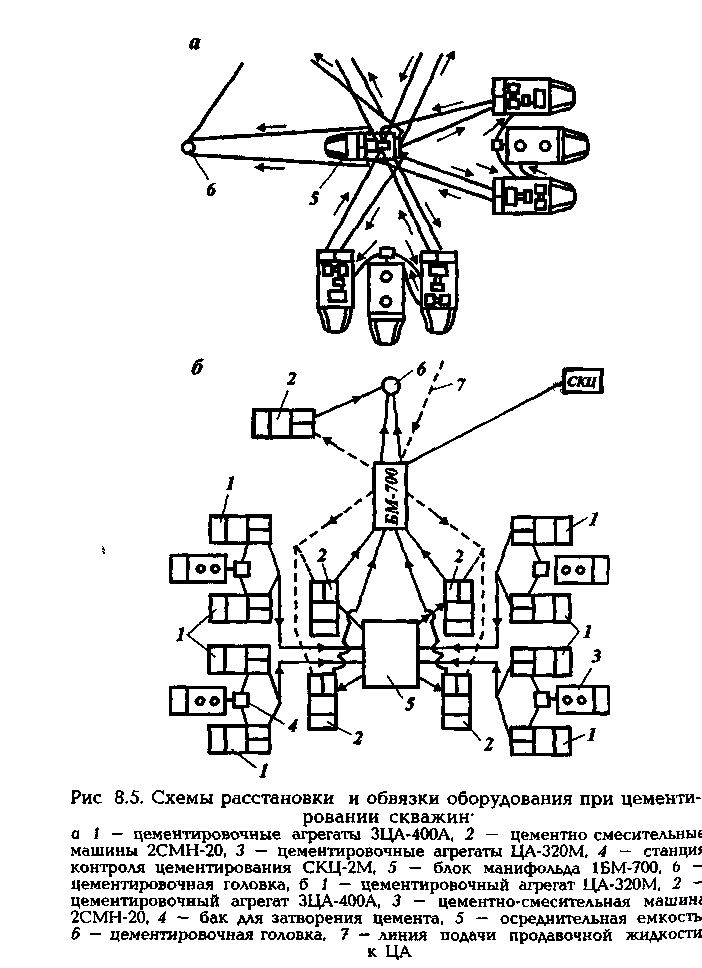
Процесс цементирования скважин осуществляется ком­плексом специального оборудования, которое расстанавлива­ют в соответствии с заранее разработанной схемой. Одна из таких схем расстановки и обвязки оборудования для случая, когда для приготовления цементного раствора требуется 40 — 60 т сухого тампонажного материала, показана на рис. 8.5, *а.* Схема расстановки оборудования с использованием осреднительной (для "усреднения" параметров тампонажного раство­ра) емкости приведена на рис. 8.5, *б.*

Цементировочные агрегаты предназначены, для нагнетания I тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину, а также для подачи затворяющей жидкости в смесительное устройство при приготовлении раствора. Кроме того, они используются для промывки и продавки песчаных пробок, опрессовки труб, колонны, манифольдов, гидравлического перемешивания раствора и т.д.

Цементно-смесительные машины предназначены для при­готовления цементных растворов при цементировании сква­жин, различных тампонирующих смесей; они могут быть ис­пользованы для приготовления из глинопорошков нормаль­ных и утяжеленных буровых растворов.

В соответствии с назначением и характером работы сме­сительные машины монтируются на автомобилях или авто­прицепах.

Основными узлами смесительных машин являются бункер, погрузочно-разгрузочный механизм и смесительное устрой­ство для приготовления растворов.



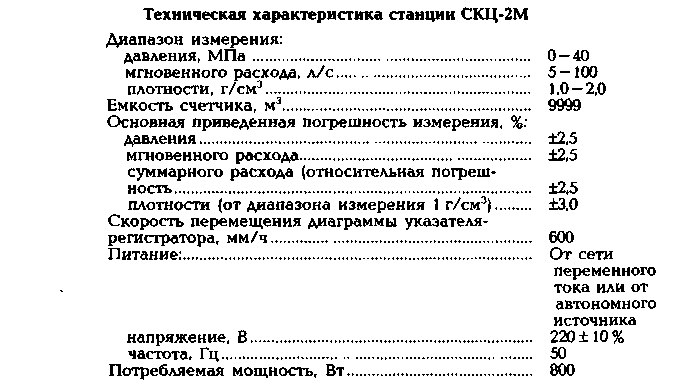
Для контроля основных параметров тампонажного рас­твора и режимов его нагнетания в скважину применяют станцию контроля цементирования СКЦ-2М (рис.

8.6). В состав станции входят самоходная лаборатория,

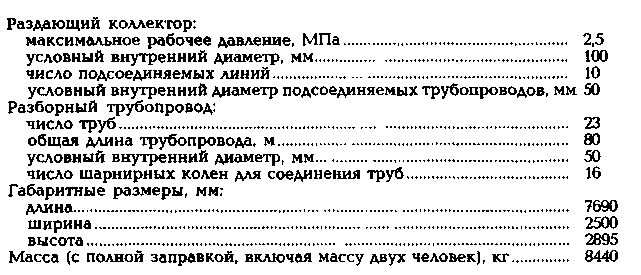
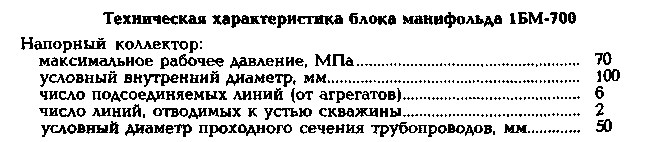
смонтированная в кузове автомобиля КАВЗ, в которой расположена вторич­ная и вспомогательная аппаратура, и самоходный блок манифольда 1БМ-700, смонтированный на шасси автомобиля ЗИЛ-131, на котором установлены напорный и раздающий коллекторы, разборочный трубопровод и комплект датчиков.

С помощью приборов станции осуществляются контроль и регистрация следующих основных технологических пара­метров: давления, мгновенного расхода, суммарного объема и плотности закачиваемой жидкости.

Плотность раствора, закачиваемого в скважину, измеряет­ся радиоактивным плотномером ПЖР-2М. Принцип действия плотномера основан на явлении поглощения пучка гамма-излучения при прохождении последним слоя жидкости. Ин­тенсивность поглощения этих лучей меняется в зависимости от плотности жидкости.



Самоходный блок манифольда 1БМ-700 предназначен для соединения напорных трубопроводов агрегатов с устьем скважины, а также для раздачи продавочной жидкости агре­гатам при цементировании.



Напорный коллектор включает в себя клапанную коробку с шестью отводами для подсоединения напорных трубопро­водов агрегатов и трубопровод с условным внутренним диа­метром 100 мм, на котором монтируются датчики СКП. Тру­бопровод заканчивается тройником, к одному из отводов ко­торого подсоединен предохранительный клапан, а к двум другим — линии, отводимые к арматуре, установленной на устье скважины.

Раздающий коллектор представляет собой трубу с услов­ным внутренним диаметром 100 м, к которому приварены 10 ниппелей. На каждом ниппеле размещен пробковый кран с ввинченным в него уплотнительным конусом для подсоеди­нения разборного трубопровода.

Подсоединение так называемых "вилок", входящих в ком­плект блока манифольда, к напорному или раздающему кол­лектору позволяет увеличить число линий соответственно от 6 до 10 или от 10 до 14.

Для погрузки и выгрузки различных приспособлений и арматуры, которая обычно перевозится на площадке рамы блока манифольда, предусмотрена поворотная стрела грузо­подъемностью 400 кг.

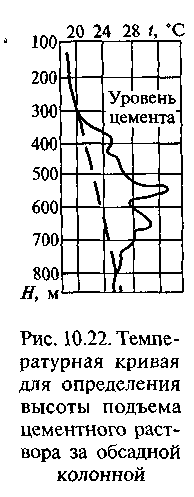
При обслуживании блока манифольда необходимо весьма тщательно соблюдать все правила техники безопасности, по­скольку кроме высокого давления жидкости при цементиро­вании, представляющего опасность, на блоке имеется радио­активный источник.

**Заключительные работы и проверка результатов цементирования**

Продолжительность затвердения цементных растворов для кон­дукторов устанавливается 16 ч, а для промежуточных и эксплуата­ционных колонн — 24 ч. Продолжительность затвердения различ­ных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) ус­танавливается в зависимости от данных их предварительного ис­пытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин в целях пре­дупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения массы на 2...3 деления по индикатору необходимо разгружать колонну до массы, зафикси­рованной после ее спуска. Наблюдение за показаниями индикатора массы (веса) следует производить на протяжении 10... 12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и затвердения цементного раствора пора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой (рис. 10.22). При схватывании и затвердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5... 10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.



Применение метода гамма-каротажа основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность этого ме­тода заключается в измерении рассеянного гам­ма-излучения от источника, помещенного на не­котором расстоянии от индикатора.

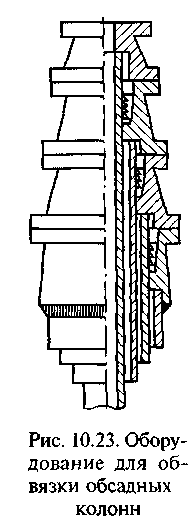
В последние годы широко используется акус­тический метод контроля качества цементиро­вания скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно боль­ших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементно­го раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины (рис. 10.23).

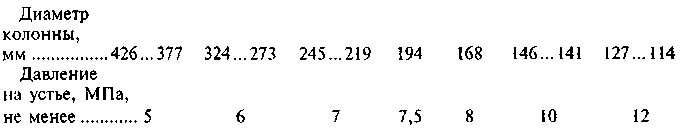
Благодаря конструктивным особенностям об­вязок можно:

* подвешивать промежуточные и эксплуатаци­онные колонны на клиньях;
* спрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;
* контролировать давление в межтрубных про­странствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахожде­ния цементного раствора внутри обсадной ко­лонны в случае необходимости приступают к разбуриванию заливочных пробок, остатков затвер­девшего цементного раствора и деталей низа об­садной колонны. Разбуривание должно вестись пикообразным неармированным долотом диа­метром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостен­ной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцевым цилиндрическим фрезером, обеспе­чивающим сохранность колонны от поврежде­ния. Если предполагается разбурить только за­ливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и це­ментный стакан до обратного клапана, то мож­но не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим об­разом.



Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % пре­вышать максимальное устьевое давление, которое может возник­нуть при эксплуатации данной колонны. Во всех случаях давление опрессовки должно быть не менее указанного ниже:



Колонна считается герметичной, если не наблюдается перели­ва воды или выделения газа, а также, если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опресовке давле­нием более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинается спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют сни­жением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее 1400 кг/м3, или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если уро­вень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146 и 168 мм колоннах и на 0,5 м в 194 и 219 мм колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жид­кости от стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой пользуются це­ментировочным агрегатом, а на герметичность путем понижения уровня жидкости — компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате. При испытании на герметичность может ока­заться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных ме­роприятий по устранению негерметичности — определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жид­кости. После замера электросопротивляемости однородной жид­кости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивле­ния, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая сни­жением уровня в колонне приток воды и вновь замеряя сопротив­ление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят допол­нительное цементирование по способу Н.К.Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор на 1... 2 м ниже места течи.