**Технология проведения буровых работ**

**1.** К основным факторам, определяющим конструкцию скважины, относятся: диаметр эксплуатационной колонны, позволяющий эксплуатировать скважину известными способами; геологический разрез месторождения, характеристика которого определяет глубины спуска промежуточных колонн; технический возможный выход из-под башмака предыдущей колонны, обусловленный состоянием техники бурения в данном районе, на данном этапе; минимальный расход металла.

Кроме перечисленных факторов при выборе конструкции скважины необходимо иметь в виду возможность перехода впоследствии к эксплуатации пройденных продуктивных пластов в этой же скважине и последующего углубления скважины.

Эксплуатационную колонну выбирают, принимая во внимание: возможность выполнения в колонне работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом скважины в течение всего периода ее существования; получение на выгоднейшей (наибольшей) суточной и суммарной добычи (нефти, газа, конденсата и воды), наиболее низкую стоимость скважины при достаточной прочности крепления ствола.

Выбор диаметра промежуточной колонны определяется условиями спуска последующей колонны.

Для примера рассмотрим конструкцию скважин на месторождении Бахар.

На месторождении Бахар скважины бурят до глубины залегания ПК свиты для установления ее нефтегазоносности. Трехсекционную (трехразмерную) эксплуатационную колонну, составленную из труб диаметром 168×146×114 мм, спускают до глубины 5300 м с подъемом цементного раствора до устья (рис. 1). Хвостовик диа­метром 177,8 мм спускают и цементируют в интервале глубин 4900—4100 м для перекрытия зоны *MM'N'N* с низким градиентом давления гидроразрыва пластов (1,98 МПа/м) и изоляции этой зоны от зоны *ll'з'з*, где бурение необходимо вести при плотности бурового раствора 2,08—2,10 г/см3.

Спуск 245-мм обсадной колонны до глубины 4300 м необходим для перекрытия осыпающихся пород сабунчинской и сураханской свит ПТ, а также для уменьшения выхода при бурении из-под 339,7-мм колонны, которая спускается до глубины 2500 м для перекрытия зоны *CC'D'D*, где могут происходить обвалы и осыпи от водопроявляющих горизонтов сабунчинской и сураханской свит. Подъем цементного раствора принят до устья.

Спуск 508-мм кондуктора до глубины 500 м необходим для перекрытия неустойчивых отложений древнего Каспия.

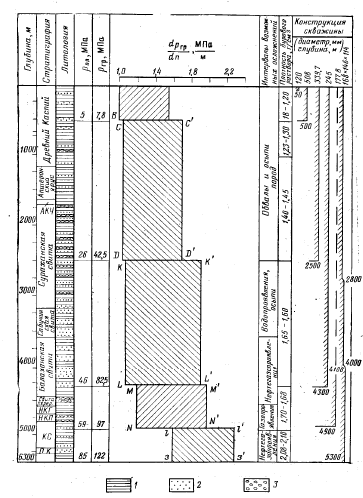


Рис. 1. Конструкция скважин для месторождения Бахар:

1 — глина; 2 — песок; 3 —песчаник

**2.**По глубине скважин морское бурение подразделяют на морское неглубокое бурение (до 500 м ниже уровня дна моря) для поиска твёрдых полезных ископаемых, инженерно-геологических и структурно-картировочных изысканий, научных исследований и т.д. и морское глубоководное бурение преимущественно для поиска и освоения нефтегазовых ресурсов Мирового океана. Морское бурение, выполняемое с целью изучения строения земной коры, может относиться к обоим видам.



Морское бурение осуществляется со стационарных гидротехнических сооружений и плавучих буровых установок. К стационарным гидротехническим сооружениям относятся эстакадные площадки, дамбы, искусственные грунтовые острова, сооружаемые на мелководье (глубина воды до 30 м), и стационарные платформы, устанавливаемые на больших глубинах. Самая глубоководная стационарная платформа сооружена в 1980 на месторождении Коньяк в Мексиканском заливе (глубина воды 312 м). Разработаны проекты глубоководных стационарных платформ для глубин воды 450-600 м.

На шельфах арктических морей (например, море Бофорта) для бурения поисково-разведочных скважин сооружают также искусственные ледовые острова двух типов: плавучие и опирающиеся на дно. Ледовые острова строят путём налива или набрызгивания морской воды на естественный лёд.

По технологии закачивания скважин различают морское бурение с надводным или подводным расположением устья скважины. Бурение с надводным расположением устья ведут со стационарных гидротехнических сооружений и с самоподъёмных буровых установок. Технология бурения, закачивания и испытания морских скважин с надводным расположением устья аналогична подобным работам на суше.

Бурение морских скважин с подводным расположением устья производится с буровых судов, полупогружных и самоподъёмных буровых установок, а также с плавучих искусственных ледовых островов. Самоподъёмные платформы с консольным расположением вышечного блока могут бурить скважины как с подводным, так и с надводным расположением устья, причём в последнем варианте устье располагается на отдельной стационарной платформе.



Техника и технология бурения скважин с подводным расположением устья имеют ряд отличий от техники и технологии бурения на суше. После забивки в морское дно направления, играющего роль сваи, на нём устанавливают донную плиту, на которой с помощью водолазов или направляющих канатов монтируют подводный устьевой буровой комплекс массой 90-175 т и высотой до 12 м. Комплекс соединён с плавучей буровой платформой водоотделяющей колонной, на которой снаружи закреплены линии манифольда и выкида. Для натяжения водоизолирующей колонны применяют специальные системы натяжения, а в случае длинных колонн для уменьшения веса к ним крепят специальные поплавки. Подводный устьевой комплекс включает: блок дивертора и переходный блок с системами управления; блок превенторов (превенторы с трубными, глухими и срезающими плашками, а также универсальные превенторы); аварийную акустическую систему управления противовыбросовым оборудованием и др. Над верхним универсальным превентором может располагаться узел шарнирного соединения, допускающий изгиб водоотделяющей колонны в пределах до 10° в любом направлении.

На полупогружных буровых установках и буровых судах над вертлюгом размещают компенсатор вертикальных перемещений, позволяющий сохранять постоянную нагрузку на буровой инструмент при вертикальных перемещениях судна, вызванных волнением моря. Аналогичную технику применяют при бурении с искусственных плавучих ледовых островов.

При бурении с бурового судна с водоотделяющей колонной и подводным устьевым буровым комплексом максимальная глубина воды 2074 м, без водоотделяющей колонны (с выносом шлама на дно океана) - 6100 м.

Стоимость морского бурения выше, чем на суше: стоимость поисково-разведочной скважины (глубина около 500 м) составляет 3-6 млн. долларов для условий Мексиканского залива, 15-20 млн. долларов для условий Северного моря и до 50 млн. долларов на шельфе арктических морей. Бурение морских разведочных скважин на незамерзающем шельфе проводится почти сключительно с буровых установок погружного, полупогружного, самоподъёмного типов и буровых судов. Бурение эксплуатационных скважин ведётся со стационарных буровых платформ одним или двумя буровыми станками. Куст морских скважин на стационарной платформе может содержать от 12 до 96 скважин. Наметилась тенденция к росту числа эксплуатационных скважин с подводным закачиванием устья, бурение которых ведётся с самоподъёмных или полупогружных платформ.

**Вращательное бурение**

Бурение вращателями роторными и перемещаемыми в вертикальных направляющих вышки. В условиях качки ПБУ наиболее сложно вращательное бурение станками шпиндельного типа. Существующие у них системы принудительных подач, подвески и разгрузки инструментов для условий моря непригодны, так как качка и дрейф ПБУ при жесткой связи ее со станком и последнего с бурильной колонной приводят к изгибам и поломкам труб вследствие смещения оси кронблока от оси скважины, периодическим отрывам бурового снаряда от забоя, утрате и разрушению керна, невозможности поддерживать необходимые режимы бурения. С целью повышения эффективности бурения с ПБУ вращательным способом отечественными и зарубежными специалистами предложен ряд конструктивно-технологических решений.

В АО "Дальморгеология" для бурения с плавсредств разработаны и применяются в производстведва типа вращателей: ВМБ-5 на базе ротора от буровой установки УРБ-3 и перемещаемый в вертикальных направляющих вращатель от бурового комплекса КГК-100. При отсутствии дрейфа, боковой и продольной качки ПБУ базовые варианты этих вращателей позволяют почти беспрепятственно перемещаться в вертикальном направлении плавсредству вместе с ротором и направляющими относительно бурового снаряда.

Опыт бурения вращателями описанных конструкций показал, что при волнении моря более 2 баллов на забой не передается заданная осевая нагрузка, так как ведущая ВМБ-5 заклинивается в роторе, а подвижной вращатель КГК-100 — в направляющих. Так как при бурении этими вращателями бурильная колонна обычно подвешена на тросе лебедки, жестко соединенной с плавсредством, его качка приводит к периодическим отрывам бурового снаряда от забоя, разрушает керн и не позволяет поддерживать необходимую осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент.

Такие же трудности отмечаются при бурении в сложных гидрологических условиях моря с применением силового вертлюга, используемого для вращения бурильной колонны. Эта схема принципиально схожа со схемой бурения вращателем от КГК-100.

Общий недостаток вращателей, устанавливаемых на вращаемой обсадной колонне, — большие потери времени и труда на приведение в каждом рейсе вращателя в рабочее положение и на разворот извлекаемых из скважины обсадных труб, резьбовые соединения которых при вращательном бурении сильно затягиваются.

**3.** На рис. 2 приведена схема размещения устройств системы динамиче­ской стабилизации на судне.

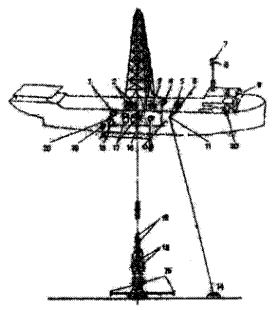


Рис.2. Схема размещения устройств системы динамической стабилизации:

1 - датчики; 2 - соединительные коробки центральной гидровертикали; 3 - пульт управ­ления бурильщика; 4, 19 - соединительные коробки гидрофонов; 5 - отвесный креномер; 6 -соединительная коробка отвесного креномера; 7 - флюгер; 8 - анемометр; 9 - помещение управления; 10 - источник питания; 11 - датчик креномера; 12 - креномер стояка; 13 - ответ­чики инструмента; 14 - груз; 15 - ответчики; 16 - опорный маятник; 17 - центральная гиро­вертикаль; 18 - измеритель течения; 20 - соединительная коробка измерителя течения

 Система динамической стабилизации представляет собой замкнутую цепь автоматического направления и включает:

- цепь обратной связи с датчиками, определяющими координаты перемеще­ний и угол поворота относительно неподвижных координат;

- блок сравнения, который определяет величину этих смещений;

- пульты управления, имеющие прямую и обратную связи с двигателями и гребными винтами, на которых рассчитываются с помощью ЭВМ и подают­ся команды для возвращения ПБС в первоначальное положение;

- подруливающие устройства (двигателей и гребных винтов), обеспечиваю­щие перемещение судна на заданную величину и возвращение его в перво­начальное положение.

Принцип работы системы динамической стабилизации: На автоматизи­рованном пункте управления универсальная цифровая ЭВМ по цепи обратной связи получает данные от внешних датчиков о положении ПБС в данный мо­мент. При этом угол поворота определяют гирокомпасом, а координаты вычис­ляются системой акустического измерения. Эти данные, имея высокую точ­ность, используются в системе динамической стабилизации.

В случае возможных помех, во избежание прерывания сигналов о положе­нии ПБС, причиной которых может быть прохождение косяка рыбы или выброс грязи, на ПБС установлены дополнительные датчики: отвесный креномер стоя­ка, ультразвуковой гидролокатор (сонар), которые заменяют первичные источ­ники акустического измерения. ЭВМ, получая и подтверждая данные о поло­жении ПБС, вычисляет перемещение его относительно первоначального поло­жения, рассчитывает продольные и поперечные усилия и вращающий момент, необходимые для возврата его в первоначальное положение, и подает команду на подруливающие устройства.

**4.**Методы оценки пласта, такие как каротаж в скважинах, отбор кернов и опробование пластов, позволяют определить, будет ли проводиться заканчивание данной скважины для промышленной добычи. Кроме того при этом выясняются некоторые характеристики потенциально продуктивных пластов, необходимые для выбора наиболее приемлемого метода заканчивания данной скважины.

Возможны следующие варианты заканчивания скважины: обсаживанием, без спуска обсадной колонны и многозабойное. В 90% случаев применяется заканчивание обсаживанием.

Этот метод подразделяется на:

обычное заканчивание скважины с перфорируемой обсадной колонной; заканчивание скважины со стационарным оборудованием;

многопластовое заканчивание скважины;

заканчивание с отсеканием песка;

заканчивание с отсеканием воды или газа.

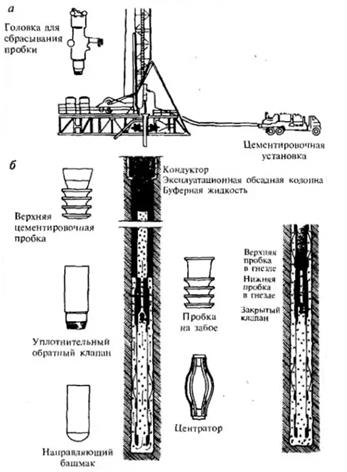


Рис. 3 Типовая схема цементирования после постановки обсадной колонны: а – цемент закачивают в скважину, б – эта операция закончена и цемент оставлен для затвердевания

Далее мы рассмотрим различные варианты заканчивания скважин, методы их осуществления и достоинства. Обычное заканчивание скважины с перфорируемой обсадной колонной. Данный метод заключается в спуске обсадной колонны или трубы с поверхности до низа скважины или до подошвы фрагмента породы, который был определен как коммерчески продуктивный. Затем обсадную колонну цементируют непосредственно на месте. Такую колонну труб часто называют эксплуатационной обсадной колонной, так как через нее осуществляется добыча нефти.

Колонну закрепляют, закачивая вниз цемент внутри колонны, за цементом следует пробка, которую вытесняют водой (рис. 3).

Цемент при этом опускается в нижнюю часть обсадной колонны. Затем он возвращается вверх и распространяется вокруг внешней части обсадной колонны — в пространстве, которое называется кольцевой зазор.За цементом следует скребковая пробка. Она плотно укладывается в обсадной колонне, поэтому при вытеснении пробки водой цемент соскребается со стенок трубы. Пробка задерживается в нижней части обсадной колонны башмаком либо ограничителем. Башмак удерживает цемент от распространения вверх во внешнем кольцевом пространстве. Когда цемент затвердевает, труба оказывается зафиксированной.

Одной из функций цемента является изоляция водоносных пород, находящихся выше или ниже продуктивного пласта. Прочность цемента контролируют и после затвердевания до требуемого состояния проверяют герметизацию. Время затвердевания цемента до заданных показателей зависит от состава цементной смеси, а также от температуры и давления в нижней части скважины.

Для контроля цементирования записывают диаграмму качества связи цемента по его слою. Положение верха цементной колонны можно оценить на основании размера пробуренной скважины и внешнего диаметра обсадной колонны. Некоторые скважины, особенно неглубокие, могут быть зацементированы по всей высоте от низа обсадной колонны до поверхности.

Принципиально важным аспектом при заканчивании скважины с перфорированной обсадной колонной является процесс перфорации. Перфорация — проделывание отверстий на трубе и в цементе — производится для обеспечения контакта (сообщения) между стволом скважины и окружающим скважину пластом породы.

Для выполнения данной операции чаще всего применяют два типа скважинных перфораторов. Пулевой перфоратор — это многоствольное «огнестрельное оружие», сконструированное для внесения в скважину. Перфоратор располагают на заданной глубине и приводят в действие электрическим выключателем с пульта управления на поверхности. Перфорация, т.е. проникновение сквозь трубу, цемент и пласт горной породы, осуществляется на большой скорости снарядами или пулями. В зависимости от потребностей компании-разработчика за один раз может выстреливаться либо только одна пуля, либо несколько.

Другой распространенный тип скважинного перфоратора представляет собой кумулятивный (беспулевой) перфоратор, который часто называют «реактивное ружье» (рис. 4).

По этому методу проникновение сквозь обсадную колонну происходит с помощью газового заряда, возникающего в результате сгорания химического топлива в сопле и выстреливающего с большой скоростью (почти 10 000 м/с). Такой заряд создает давление на мишень около 280 000 кг/кв. см. Инструменты данного типа подразделяются, кроме того, на перфораторы одноразового и многоразового использования.

Многоразовый перфоратор состоит из цилиндрического стального корпуса, который напоминает фрагмент трубы, при этом заряды располагают по периметру корпуса.

Одноразовые перфораторы изготавливают из материалов, которые распадаются после выстрела на мелкие фрагменты.

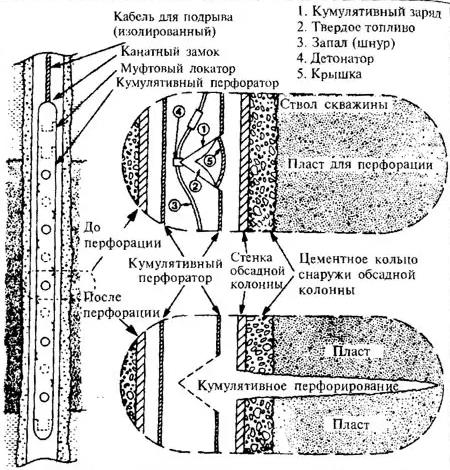


Рис.4 Схема процесса кумулятивного перфорирования

Корпус перфоратора обычно стальной, но оболочка заряда может быть алюминиевой, пластмассовой или керамической. Корпус перфоратора одноразового использования извлекают из скважины после выстреливания газового заряда. При пробивании пластов плотных пород и при наличии нескольких обсадных колонн предпочтительны кумулятивные перфораторы по сравнению с пулевыми. Для более мягких пород пулевые перфораторы не уступают беспулевым или даже превосходят их.

Для операции перфорирования в скважине важное значение имеет правильное измерение глубины.

Точное размещение перфораторов достигается использованием муфтового локатора совместно с радиоактивным каротажем.

Интервал для перфорирования выбирается на основании диаграммы радиоактивного каротажа, при этом измерения проводят по отношению к муфтам обсадной колонны, которые обнаруживают с помощью прикрепленного к перфоратору детектора.

Более благоприятной для перфорирования является ситуация, когда давление в стволе скважины ниже чем в пласте горной породы. В таком случае буровой мастер имеет возможность сразу удалить обломки породы, которые образуются при перфорировании и, оставаясь на месте, могут ограничить проницаемость.

После перфорирования обсадной колонны продуктивный пласт открыт в ствол скважины, и флюид может поступать внутрь колонны и подниматься на поверхность. Однако обсадная колонна может оказаться заполненной буровым раствором. Если дело обстоит именно так, то скважину очищают свабированием. При этом в скважину погружают систему насосно-компрессорных труб, достигающих продуктивного пласта. При свабировании в эту систему труб опускают на проволочном канате резиновый поршень, снабженный запорным клапаном. По мере опускания данной конструкции в скважину жидкость поднимается в пространство над поршнем. Однако при подъеме поршня жидкость не может пройти обратно из-за клапана. Таким образом, резиновый поршень выносит на поверхность всю собравшуюся над ним жидкость.

Заканчивание скважины со стационарным оборудованием

При заканчивании скважины со стационарным оборудованием монтаж системы труб и оборудования устья скважины проводится для данной скважины только единожды. Все операции по заканчиванию и ремонту осуществляются с помощью специальных инструментов малого размера внутри насосно-компрессорных труб.

Перфорирование, свабирование, вторичное цементирование (герметизация протечек в обсадной колонне), заполнение гравием (ствол скважины заполняется гравием для предотвращения обрушения стенок и поступления песка) и другие операции по заканчиванию и ремонту должны проводиться через насосно-компрессорные трубы.

Преимуществом данного метода является его экономическая выгода.

Рассмотрим это на примере вторичного цементирования. В этом случае секцию трубы помещают в скважину с помощью проволочного каната и опускают внутри насосно-компрессорной колонны до ее нижней части. После проведения вторичного цементирования обедненных участков избыток цемента выводится из скважины за счет циркуляции. Секция трубы удаляется, после чего можно проводить такие операции, как, например, перфорирование на новом участке выше по стволу скважины, используя специальный скважинный перфоратор для работ в колонне насосно-компрессорных труб. При обычном повторном заканчивании в скважину подают буровой раствор до тех пор, пока давление не понизится, затем насосно-компрессорные трубы вынимают и снова опускают в скважину с цементировочным пакером, далее их снова нужно удалить и внести перфоратор, после чего провести перфорацию обсадной колонны и, наконец, следует в последний раз смонтировать насосно-компрессорную колонну для добычи нефти.

При заканчивании скважины со стационарным оборудованием все эти дорогостоящие операции не нужны. Однако при стационарном заканчивании применяются менее эффективные инструменты малого размера, которые чаще выходят из строя, чем инструменты нормального размера, используемые при обычном заканчивании. Если скважина расположена в неуплотненном (рыхлом) песчанике, заканчивание значительно усложняется по сравнению с описанными выше вариантами. Вынос песка может разрушать оборудование и ствол скважины и засорять выкидные линии до такой степени, что эксплуатация скважины становится невыгодной. При низкой скорости отбора нефти вынос песка может быть незначительным или вообще отсутствовать, однако при высокой производительности скважины поток нефти часто выносит большие количества песка.

На ранних этапах развития нефтяной промышленности вынос песка допускался для фонтанирующих скважин. Принимались меры только для предотвращения его накопления. Когда потребовалась насосная добыча нефти из скважин, возникла необходимость разработки методов, позволяющих предотвратить перекачивание песка насосами. Без этих методов в настоящее время многие продуктивные скважины оказались бы неэффективными.

Известны две технологии заканчивания с предотвращением попадания песка: использование обсадных колонн-хвостовиков с щелевидными отверстиями или с перфорацией, а также заполнение скважины материалом типа гравия .

Заканчивание с отсеканием воды или газа. В целом нефтепереработчики стремятся получить как можно меньше других продуктов одновременно с нефтью. Вода до продажи должна быть отделена от сырой нефти — и чем больше объем воды, которую придется отделять, тем меньше останется нефти на продажу. Желательно также снизить объем добываемого газа либо совсем исключить его (кроме тех случаев, когда скважина ведет в газовый коллектор). В нефтяном коллекторе газ играет роль той силы, которая выталкивает флюиды в ствол скважины. Поэтому имеет смысл сохранять его как можно дольше — это увеличивает продолжительность эксплуатации месторождения.

Во многих коллекторах поверх нефтеносной зоны располагается газоносная, либо снизу находится зона воды, либо вместе и то и другое. В этих случаях заканчивание скважины нужно провести таким образом, чтобы не допустить попадания в нее свободного газа или воды. Следовательно, важное значение приобретает правильный выбор горизонта в пределах интересующей зоны.

Заканчивание скважины без обсаживания. Заканчивание скважины без спуска обсадной колонны означает ситуацию, когда эксплуатационная колонна устанавливается непосредственно над продуктивным горизонтом, который остается свободным, т.е.необсаженным . Такой метод может применяться только в случае очень твердых пород, которые не склонны к обрушению. Данный способ заканчивания часто используется в пластах твердых пород с низким давлением, где вскрытие пласта проводилось ударно-канатным методом.

При этом роторное бурение осуществляется вплоть до установления эксплуатационной колонны. Затем инструмент для роторного бурения удаляют и на его место устанавливают станок канатного бурения. Буровой раствор также удаляют и далее проводят добуривание требуемого продуктивного участка. Преимуществом данного метода является возможность опробования пласта в процессе бурения. Нет необходимости удалять инструменты из скважины, цементировать и перфорировать обсадную колонну. Кроме того, исключается вероятность повреждения пласта буровым раствором и цементом, а также появляется возможность пошагового увеличения глубины, что позволяет избежать бурения в воду. Последнее особенно важно в коллекторах малой толщины с водонапорным режимом, в которых продуктивный горизонт составляет всего несколько футов.

Во многих случаях для повышения скорости потока из продуктивного интервала можно использовать методы интенсификации притока. Наиболее распространенными из них являются обстреливание нитроглицерином (в настоящее время метод устарел), гидравлический разрыв и кислотный разрыв.

Из приведенного выше следует, что заканчивание без обсаживания — более эффективный метод, чем стандартное заканчивание с перфорированной обсадной колонной, при котором флюиды должны попадать в ствол скважины через маленькие отверстия в трубе. Преимущество особенно велико в случае тонких слоистых пород или когда проницаемость в вертикальном направлении является либо низкой, либо прерывистой. Заканчивание без обсаживания требует меньших финансовых затрат, так как при этом не нужна часть обсадной колонны. Кроме того, отсутствуют расходы на перфорирование. Исключается также загрязнение цементом либо повреждение буровым раствором.

Однако заканчивание с перфорированной обсадной колонной предоставляет гораздо больше возможностей регулирования продуктивного горизонта, так как его можно перфорировать и испытывать как угодно. Имеется возможность выделять отдельные секции и проводить их испытания; интенсификацию притока легче осуществлять при наличии перфорированных отверстий, чем на открытой скважине.

Гидравлический разрыв также происходит более успешно при наличии перфорированной обсадной колонны. Продуктивность в среднем оказывается на 50% выше, чем в случае необсаженной скважины.

Повышенная эффективность регулирования продуктивных зон также имеет большое значение, если проводятся ремонтные работы, например по отсеканию воды или газа.

Многозабойное заканчивание — широкое понятие, относящееся к целому ряду технологий заканчивания скважин. В целом оно применимо к скважинам, пробуренным и законченным в некоторой горизонтальной или близкой к горизонтальной конфигурации.

Данная технология предполагает использование какого-либо вида направленного бурения, т.е. бурения в направлении, отклоняющемся на некоторый угол от направления вертикально вниз (рис. 5).

Рис. 5 Два типа многозабойного заканчивания скважины: а – бурение в пласт поисходит в горизонтальном напровлении при вертикальном стволе скважины; б – бурение ведется под углом, так чтобы проникновение в пласт оказалось горизонтальным.

Основным принципом, лежащим в основе технологий многозабойного заканчивания скважины, является отклонение скважины от вертикали (искривление), которое увеличивается, пока на входе в продуктивный пласт скважина не становится почти горизонтальной.

Другие варианты многозабойного заканчивания предусматривают бурение одного или нескольких поперечных ответвлений от основного ствола скважины.Скважины с такими ответвлениями, или боковыми стволами, называются разветвленными скважинами. В таком случае основная скважина может иметь диаметр до 2,5 м. Бурение дополнительных стволов проводится рабочими со дна основного ствола, что аналогично работе шахтеров.Следует анализировать соотношение дополнительных затрат на бурение и заканчивание боковых стволов и ожидаемой дополнительной продуктивности.

**5.** В процессе бурения отходами, подлежащими утилизации, явля­ется избыточный глинистый раствор, содержащий в своем составе ряд токсических органических веществ, которые при попадании в морскую среду могут нарушить гидрохимический состав и биоло­гическую продуктивность акватории. Известно, что избыточные буровые растворы регенерируются и повторно используются для технологических нужд самого бурения, капитального ремонта скважин, а также вывозятся на береговые шламоотвалы. Анало­гичное положение создавалось с использованием глинистого ра­створа при опробовании скважин. Для уменьшения объемов отхо­дов и повторного использования необходимых ценных компонен­тов глинистого раствора применяют технологию обработки буро­вого раствора, которая предусматривает удаление по существу всех взвешенных в нем твердых частиц путем центрифугирования бурового раствора, в результате чего из него удаляются частицы размером 20 мкм и более. После центрифугирования к раствору добавляют фланкулирующий агент для образования хлопьев из частиц диаметром от 20 до 2 мкм и менее. Полученные хлопья отфильтровывают, получая жидкость, не содержащую твердых ча­стиц и пригодную для повторного использования в качестве буро­вого раствора.

Для утилизации избыточного бурового раствора НИПИ «Гипроморнефтегаз» совместно с Институтом неорганической и физиче­ской химии разработали технологию получения краски — литопо­на из бурового раствора.

Процесс начинается с приготовления шихты, для чего смеши­ваются буровой раствор, кокс и известняк в соотношении 10:3: 1. Шихта подается в муфельную печь, где обжигается при 900—950 °С в течение 0,5 ч. Полученный сплав подвергается четырех-пятикратному выщелачиванию горячей водой при 80 °С. Образовав­шийся 14—15 %-ный раствор сернистого бария смешивают с 30— 35%-ным раствором цинка, в результате чего образуется белый осадок, представляющий собой эквимолекулярную смесь сульфида цинка и сульфида бария.

После отстаивания осадок просушивают при 105—110°С, про­каливают в течение 0,5 ч при 700—750 °С. Прокаленный литопон из печи переносят в сосуд с холодной водой, где он рассыпается на мелкие частицы, затем подвергается помолу и сушке при 105 °С.

Одним из основных отходов в процессе бурения является бу­ровой шлам. Были проведены работы по использованию выбуренной породы месторождений Каспийского моря для получения керамзита пластическим способом.

Внедрение вышеуказанного способа позволило: 1) освободить .земельные участки, отводимые под шламоотвалы, и исключить рас­ходы на строительство шламоотвала, подъездных дорог, а также на их содержание; 2) решить вопрос охраны почвы, воздушного и водного бассейнов от вредных примесей, содержащихся в шламе; 3) уменьшить расходы карьерной глины на производство керам­зита; 4) решить вопрос о переводе процесса бурения на безотход­ное производство.

НИПИ «Гипроморнефтегаз» совместно с ПО «Азэлектротерм» разработали агрегат нейтрализации бурового шлама, позволяю­щий обезвредить и уменьшить объемы отходов (рис. 6).

Агрегат нейтрализации бурового шлама (электропечь бара­банная) типа СБОУ-6,25/6-И 1 состоит из следующих узлов: меха­низма загрузки 1, барабана 2, кожуха 3, футеровки 4, нагрева­тельных элементов 5, привода вращения 7, механизмов загрузки 6, шкафов управления 8.

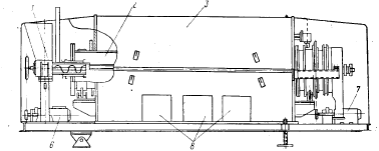


Рис.6. Агрегат нейтрализации бурового шлама (электропечь бара­банная) типа СБОУ-6,25/6-И 1:

меха­низм загрузки - 1, барабан - 2, кожух - 3, футеровки - 4, нагрева­тельных элементов - 5, привода вращения - 7, механизмов загрузки - 6, шкафов управления - 8.

Механизм загрузки 1 дозированно подает шлам из бункера в барабан агрегата шнеком. Привод механизма загрузки выполнен на базе червячного редуктора, электродвигателя и цепной пере­дачи. Количество подаваемого шлама зависит от числа оборотов шнека.

Барабан агрегата 2 изготовлен сборным из листового проката нержавеющей стали. Внутри барабана установлены ножи для удаления налипающего слоя. Для исключения подачи необрабо­танного материала к разгрузке в барабане устанавливаются две диафрагмы с конусными отверстиями. Ось барабана и всего агре­гата имеет регулируемый угол наклона.

Кожух 3 агрегата сварной конструкции из листового проката, крышка съемная.

Футеровка 4 кожуха и крышки выполняется раздельно и со­стоит из двух слоев: огнеупорного и теплоизоляционного. В футе­ровке имеются полочки для установки нагревателей.

Продукты в рабочем отсеке агрегата нагреваются нагреватель­ными элементами 5, выполненными в виде спирали. Нагреватели расположены на боковых стенках. Нейтрализованный шлам из барабана непосредственно перегружается на морское дно.

Вращение барабана осуществляется приводом 7, выполненным на базе червячного редуктора, электродвигателя и цепной переда­чи. Для изменения числа оборотов барабана, в зависимости от заданной технологии нейтрализации, предусмотрен комплект смен­ных цепных звездочек или же устанавливается трехскоростной дви­гатель.

Техническая характеристика

Установленная мощность, кВт . . . 122

Номинальная температура, °С 600

Размеры рабочего пространства, мм:

активная длина барабана ..... 2500

диаметр барабана 600

Мощность, кВт 60

Мощность холостого хода, кВт-ч/кг 13,8

Производительность, кг/ч 350

Масса агрегата, т 4,6

Удельный расход электроэнергии, кВт-ч/кг . . 0,256

Агрегат состоит из двух зон. Нагреватели всех зон подключа­ются к сети переменного тока напряжением 300 В. При работе агрегата предусмотрено автоматическое и ручное поддержание заданного режима нагрева.

На морской платформе при монтаже бурового оборудования агрегат нейтрализации монтируется у блока очистки бурового раствора непосредственно под виброситом. Между виброситом и бункером агрегата сооружается специальный лоток с отводом, направленным в бункер механизма загрузки. Такое расположение позволяет загрузить агрегат шламом без использования дополни­тельных механизмов. Подача шлама регулируется шиберной за­слонкой.

Воронка для сброса обожженного шлама в морскую среду в настиле площадки выполняется под разгрузочным устройством агрегата.

Технологический процесс нейтрализации бурового шлама в агрегате происходит следующим образом (рис. 7): буровой раствор, выйдя из устья скважины, движется по желобу 1 и по­падает на очистные сооружения (вибросита 2). Очищенный от шлама буровой раствор поступает в блок очистки 3 для дальней­шего использования, а шлам поступает в направляющий лоток 4. По мере наполнения лотка открывается шиберная заслонка, и шлам попадает в бункер 5 механизма загрузки агрегата, откуда равномерно, при помощи шнека поступает во вращающийся бара­бан 6 и далее — в воронку 7 для сброса.

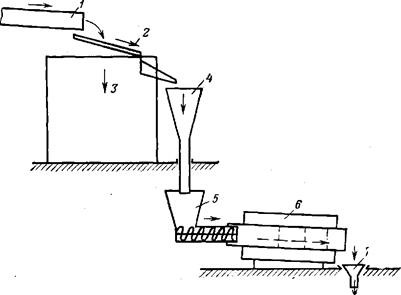


Рис. 7. Схема технологиче­ского процесса нейтрализации бурового шлама в агрегате СБОУ-6 25/6 И1:

1 — желоб; 2 — вибросито; 3 — резервуар бурового раствора; 4 — лоток по сбору шлама; 5 — меха­низм загрузки агрегата; 6 — аг­регат СБОУ6-25/6-И1; 7 — воронка для сброса

Шлам, перекатываясь по внутренней поверхности нагретого до 600 °С барабана, подвергается глубокой прокалке, в результате чего происходит полное прогорание органики, т. е. токсичных примесей. Для более качественной нейтрализации в барабане име­ются ножи и перегородки-диафрагмы.