

Глава 14

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Все способы цементирования имеют одну цель — вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства скважины и поднять последний на заданную высоту. В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементированием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня. Существует несколько методов цементирования. Из них наиболее распространен метод прямого цементирования, применяемый с некоторыми вариациями и изменениями с начала прошлого века (Перкинс, А. Богушевский).

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления «новых» залежей нефти и, особенно, газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифонообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления может быть еще большим. Процесс цементирования скважин — операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны.

1. Разобшение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе безударного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномерная толщина цементного камня со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобнения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предохраняют его отсутствие.

2. Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений; проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

3. Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4. Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенным (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлению. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5. Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлению.

Краткосрочность операции цементирования скважин не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению.

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузки, коррозия и т.д.). Количественно оценить все факторы сложно, что объясняется скудностью исследовательского материала, сложностью моделирования процессов и сложностью получения достоверных результатов. Основные трудности при этом заключаются в отсутствии информации (почти полное) об условиях, в которых предстоит формироваться цементному камню, и о свойствах материала, который образуется в скважине в результате замещения им бурового раствора.

Профиль ствола в азимут каждой его точки, расположение, глубина, форма и перемежаемость горных пород, состояние бурового раствора, степень его «защемленности», размеры зон «защемленности», возникновение «центров» движения бурового раствора, толщина фильтрационной корки, размеры зон смешения бурового и тампонажного растворов, концентрация растворов по сечениям, а также события на границах — у стенок скважины и обсадной колонны — явления случайные. Случайным является и сам факт качественного или некачественного разобщения пластов.

Цементирование скважин должно быть скорее некачественным, так как за один цикл закачки цементного раствора при принятой технологии невозможно добиться полного вытеснения бурового раствора без специальных мероприятий. Поэтому к качеству цементирования надо подходить как к явлению случайному и делать все возможное для его повышения. Работоспособность цементного камня также определяется рядом случайных событий.

Необходимо с начала бурения управлять процессами формирования ствола скважины, приближать его конфигурацию к «идеальному» цилиндру, создавать будущие условия работы цементного камня с учетом максимального срока безаварийной эксплуатации скважин и обеспечения охраны недр. Зачастую ствол получается таким, что заведомо может гарантировать только некачественное цементирование вследствие создания такой конфигурации и такого профиля ствола, из которого полное вытеснение бурового раствора невозможно.

Негативным фактором является отсутствие (иногда полное) информации о состоянии цементного камня в скважине. Используемые приборы фиксируют не качество цементирования, полноту вытеснения бурового раствора цементным, отсутствие или наличие каналов в цементном раство-

ре-камне, а некоторую разность плотностей растворов и камня на их границах, наличие или отсутствие контакта колонны (и только!) с цементным камнем — и все это неповторяемо, непостоянно и неоднозначно.

Высокое качество цементирования любых скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной.

Качество цементирования скважин в настоящее время определяется неоднозначно, а соответствующие методы оценки порой дают противоречивые и взаимоисключающие результаты.

Высокое качество цементирования скважин (результат работы) следует отличать от успешного проведения процесса цементирования. Этот процесс может быть выполнен успешно, а качество цементирования останется низким. Известны случаи, когда операция завершалась при чрезмерно больших давлениях или в ходе ее отмечались поглощения либо другие осложнения, однако качество цементирования было высоким.

Для обеспечения герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо создать контакт безупрочного цементного камня, обсадной трубы и стенки скважины. В процессе цементирования не должно быть гидроразрыва пластов.

В обеспечении герметичности скважин одно из центральных мест занимает технология цементирования.

Под технологией цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать соблюдение выработанных норм и правил работы с целью наиболее полного заполнения заколонного пространства скважины тампонажным раствором определенного качества (взамен бурового) на заданном участке и обеспечения контакта цементного раствора-камня с поверхностью обсадной колонны и стенкой скважины при сохранении целостности пластов.

Технологический процесс цементирования определяется геологическими, технологическими и субъективными факторами. При анализе влияния различных факторов на качество цементирования скважин субъективный фактор может не рассматриваться, так как предполагается, что операторы имеют необходимую квалификацию и нарушений в проведении технологического процесса нет.

Технологические факторы необходимо совершенствовать, однако не все из них могут быть изменены. Геологические факторы следует тщательно изучать и учитывать при назначении определенных параметров технологического процесса. Например, склонность пород к гидроразрыву необходимо брать за основу при назначении высоты подъема тампонажного раствора, изменении его плотности и обеспечении скорости движения растворов в заколонном пространстве.

Большинство технико-технологических факторов управляемые. Во всех случаях следует стремиться к тому, чтобы все режимные параметры оказывали воздействие на процесс цементирования для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным. Важное значение при этом имеют состояние ствола скважины, его чистота, конструкция скважины, геометрия заколонного пространства и его гидродинамическая характеристика. На практике качественное цементирование скважин достигается с большим трудом, если ему не уделено должное внимание еще в процессе бурения, т.е. при формировании ствола. Ускоренная проводка скважин без одновременного учета требований для последующего качественно-

го цементирования приводит к заведомо некачественному разобщению пластов.

К отличительным особенностям цементирования скважин относятся: использование техники, которая позволяет цементировать скважины на достаточно высоком уровне;

разнообразии применяемых способов цементирования (сплошное, двухступенчатое, секциями, обратное и др.);

широкий ассортимент специальных тампонажных цементов, позволяющий охватить практически все геолого-физические условия скважин.

Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов можно, применяя комплекс мероприятий технического характера и усовершенствуя технологию цементирования, а не изыскивая «универсальные» способы цементирования.

В настоящее время изучено значительное число факторов, определяющих качество цементирования скважин. К основным из них относятся те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени:

1) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;

2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

3) режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве;

4) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;

5) качество и количество буферной жидкости;

6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

7) применение скребков;

8) центрирование колонны;

9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

При проведении цементировочных работ необходимо учитывать, что применение одного мероприятия требует осуществления или изменения другого. Так, очищение стенок скважины от глинистой корки скребками при расхаживании обсадных колонн в большинстве случаев не может быть выполнено без обработки используемых тампонажных растворов для снижения показателя фильтрации и т.д.

Таким образом, технологические факторы, способствующие повышению качества цементировочных работ, взаимосвязаны и взаимозависимы.

Технологические свойства буровых и тампонажных растворов — это комплекс свойств указанных жидкостей, влияющих на наиболее полное замещение одной жидкости другой без нарушения процесса цементирования.

К ним относятся реологические параметры, показатель фильтрации, абразивные свойства, седиментационная устойчивость, способность не загустевать при взаимном перемешивании, сохранять подвижность в течение процесса цементирования и т.д. При основном цементировании такие свойства, как механическая прочность и проницаемость тампонажного

камня, не могут считаться технологическими, тогда как, например, при установке цементных мостов для забуривания стволов скважин прочность камня — это технологический параметр процесса.

На качество цементировочных работ влияют статическое и динамическое напряжение сдвига бурового раствора, его вязкость и показатель фильтрации, а также толщина, механические свойства и проницаемость фильтрационной корки.

Даже при удовлетворительных характеристиках бурового раствора он не может быть вытеснен в полном объеме из-за наличия застойных зон и каверн. Глинистая корка остается на стенках скважины.

При закачке и продавке цементный раствор смешивается с глинистым. При этом иногда наблюдается сильное загущение смеси, что приводит к резкому повышению давления. Подбором оптимальных составов тампонажных растворов во многих случаях можно уменьшить загущение смесей или исключить его.

Успех работы по цементированию скважин часто определяется показателем фильтрации тампонажных растворов. В результате отфильтровывания воды раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются. Если процесс цементирования осуществляется с очищением стенок скважины от глинистой корки, необходимо принимать эффективные меры для резкого снижения показателя фильтрации цементного раствора.

Реологические характеристики тампонажных и буровых растворов определяются природой базисных материалов и наполнителей, зависят от их соотношения, количества и природы введенных реагентов, температуры, давления, конструктивных особенностей аппаратуры, методики определения параметров.

Тампонажные (как и глинистые) растворы обладают свойством тиксотропии.

Вытеснение бурового раствора тампонажным характеризуется коэффициентом вытеснения k_v . Под коэффициентом вытеснения бурового раствора тампонажным понимают отношение объема вытесненного бурового раствора ΔV (или закачанного цементного при отсутствии поглощения или проявления) к полному объему V скважины (с учетом объема труб) до высоты подъема тампонажного раствора.

Закономерности вытеснения одной жидкостью другой изучены далеко не полностью даже для таких жидкостей, как вода, керосин, бензин, нефть и т.д. Что касается вязкопластичных жидкостей, какими являются буровой и тампонажный растворы, изучение процессов их смешивания и вытеснения в скважине еще более сложно. Так, чтобы обеспечить практически полное вытеснение этих растворов на отдельных участках скважины, необходимо особым образом подготовить ствол скважины, оборудовать обсадную колонну, составить рецептуру буровых и тампонажных растворов и по определенной гидравлической программе закачать и продавить тампонажный раствор до заданной высоты подъема.

Анализ лабораторных и промысловых данных показывает, что моделировать процессы смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов сложно. Следует учесть, что в условиях скважины объем оставшегося бурового раствора не ограничен объемом пристенного слоя: он остается в кавернах, желобных выработках, застойных зонах, в виде глинистой корки и т.д. Существенно затрудняет изучение этих процессов наличие

желобов, каверн, прилегание обсадной колонны к стенкам скважины. Теоретические и экспериментальные исследования усложняются в случае турбулентного течения вязкопластичных жидкостей, в первую очередь тампонажных растворов.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн. Все они могут быть разделены на две большие группы – первичные и вторичные (ремонтные, повторные, восстановительные) способы цементирования нефтяных и газовых скважин. Первичные процессы цементирования проводятся после бурения (первичные), вторичные (ремонтные) – после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности затрубного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному затрубному пространству и т.д.

Каждая из названных групп может иметь подгруппы и подразделения.

14.1. ПЕРВИЧНЫЕ СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Сплошное цементирование с двумя пробками (рис. 14.1)

После спуска в скважину колонны обсадных труб с установленным над башмаком стоп-кольцом на верхней трубе монтируется цементировочная головка. В цементировочной головке закрепляется верхняя цементировочная (разделительная) пробка. В головках некоторых конструкций и нижняя цементировочная пробка монтируется в корпусе.

Цементировочная головка соединяется с цементировочными насосами или насосами буровой. После промывки скважины в колонну продавливается нижняя цементировочная пробка (рис. 14.1, а). Если нижняя цементировочная пробка вставлена в цементировочную головку, то она продавливается в колонну. Одновременно в работу включаются насосы цементировочных агрегатов и цементно-смесительные машины, приготовляющие цементный (тампонажный) раствор.

После закачки в скважину необходимого количества цементного раствора сбрасывают верхнюю цементировочную пробку (рис. 14.1, б). Цементный раствор движется между двумя пробками, которые отделяют его от бурового раствора, предохраняя от загрязнения в обсадной колонне (рис. 14.1, в).

Вслед за верхней цементировочной пробкой закачивают продавочную жидкость (чаще всего буровой раствор), которой цементный раствор продавливают в затрубное пространство. Продавливание начинается с момента посадки нижней пробки на стоп-кольцо и продавливания диафрагмы в пробке (рис. 14.1, г). Это достигается незначительным повышением давления в колонне.

Подсчитывается количество продавочной жидкости, закачиваемой в скважину. Когда остается около 1–2 м³ продавочной жидкости, интенсивность ее закачки снижают. Процесс ведут до схождения пробок, посадки верхней пробки на нижнюю. Этот момент называется моментом «стоп» и характеризуется повышением давления.

Применение нижней цементной пробки весьма целесообразно: цементный раствор не смешивается с буровым в трубах, уменьшаются раз-

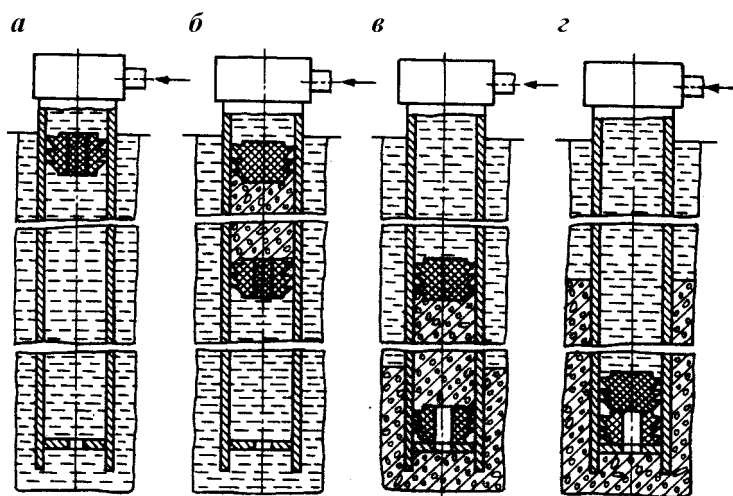


Рис. 14.1. Схема цементирования скважины с двумя пробками (по стадиям)

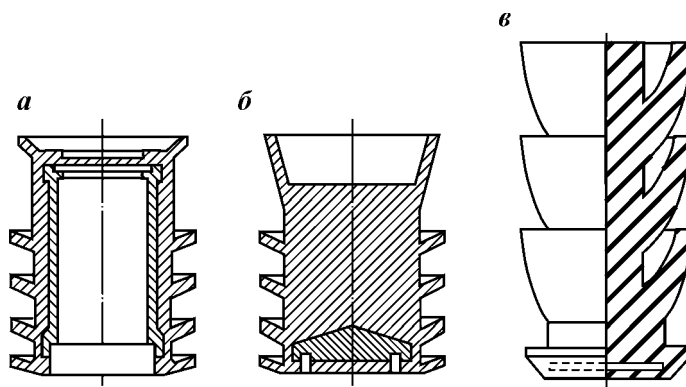


Рис. 14.2. Схема цементировочных (разделительных) пробок: а — нижняя; б, в — верхние

меры зоны смешения растворов в затрубном пространстве; меньше возможность увеличения давления при прокачке цементного раствора в затрубном пространстве.

Перед тампонажным раствором закачивают буферную жидкость, предназначенную для предупреждения смешения бурового и тампонажного растворов, для очистки ствола и стенок скважины.

На рис. 14.2 представлены различные цементировочные пробки; их назначение — разделение цементного и глинистого растворов и фиксация окончания процесса цементирования скважин.

Сплошное цементирование с одной (верхней) пробкой

При цементировании нефтяных и газовых скважин обычно пользуются, к сожалению, одной (верхней) цементировочной пробкой. Операция осуществляется по схеме, описанной для сплошного цементирования с

двумя пробками, с той лишь разницей, что нижняя цементировочная пробка отсутствует, верхняя пробка садится на стоп-кольцо, что сопровождается ростом давления.

Процесс цементирования считается окончанным.

Цементирование хвостовика и нижних секций обсадных колонн

Хвостовики и нижние секции обсадных колонн при их секционном спуске цементируют в большинстве случаев одинаково. Иногда хвостовики цементируют без разделительных цементировочных пробок. В этом случае процесс цементирования заключается в следующем.

После подготовки ствола скважины на бурильной колонне на заданную глубину спускают хвостовик. Обсадная колонна (хвостовик) соединяется с бурильными трубами с помощью левого переводника. При спуске хвостовик и бурильные трубы заполняют буровым раствором. Затем в тру-

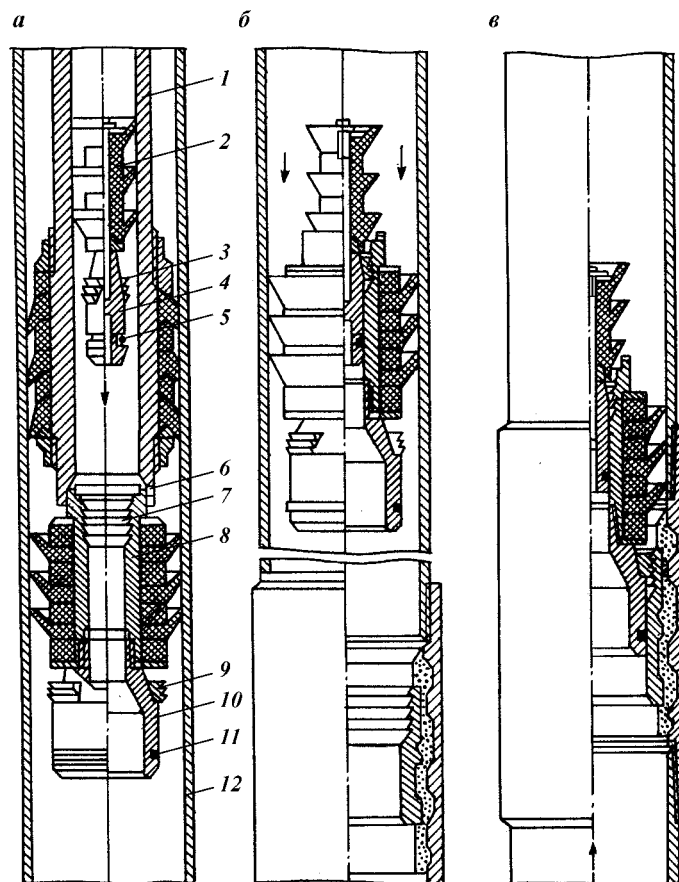


Рис. 14.3. Схема разделительной пробки при цементировании хвостовика:
а, б, в — этапы следования частей пробки; 1 — труба; 2 — верхняя часть пробки; 3, 4 — нижняя часть пробки; 5, 11 — кольцо; 6, 7 — узел соединения; 8 — пробка; 9 — шлицы; 10 — переводник; 12 — труба

бы закачивают необходимое количество цементного раствора, продавливаемого продавочной жидкостью (буровым раствором). Количество продавочной жидкости принимают равным внутреннему объему бурильных труб и хвостовика, исключая объем цементного раствора в нижней части обсадных (цементный стакан). После продавки цементного раствора вращением вправо отвинчивают бурильные трубы от хвостовика и приподнимают их на несколько метров. Через бурильные трубы прокачивают буровой раствор, чтобы удалить из них и скважины излишки цементного раствора, поднявшегося выше верхней муфты хвостовика. Скважина промывается, пока не будет прокачан буровой раствор в количестве, равном полуторному или двойному объему скважины (выше хвостовика).

При цементировании хвостовиков успешно применяют цементирующую пробку. Пробка состоит из двух частей: нижняя часть подвешивается на специальном патрубке в хвостовике с помощью штифтов, верхняя часть пробки освобождается и движется по колонне бурильных труб. Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней и перекрывает его, создается избыточное давление и штифты срезаются. Обе части пробки движутся вместе, разделяя буровой раствор от цементного, давая возможность фиксировать давление «стоп» (рис. 14.3). Для спуска хвостовиков и секций обсадных колонн (кроме верхней) и удержания их в подвешенном положении существуют специальные устройства — подвески, конструкции которых различны.

Манжетное цементирование

Манжетное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением или с сильно дренированными, подверженными гидроразрыву пластами. На обсадную колонну в нижней части устанавливают манжету (корзину), в интервале крепления которой обсадную колонну перфорируют. Стоп-кольцо устанавливают выше отверстий перфорации. Цементируют как обычно, однако цементный раствор выходит не из-под башмака колонны, а из отверстий. Наличие манжеты не позволяет цементному раствору опускаться ниже места ее установки. Давление на пласт в нижней части скважины остается прежним. Участок ствола скважины выше манжеты цементируют.

Двухступенчатое цементирование скважин

Двухступенчатое цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Целесообразно его использовать в следующих случаях: 1) при наличии зон поглощения в нижележащих пластах; 2) при наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части; 3) если на буровую нельзя одновременно вызвать большое количество цементируемых агрегатов; 4) при поглощении цементного раствора. Применение двухступенчатого способа цементирования может способствовать экономии цемента.

При двух- (иногда трех-) ступенчатом цементировании колонну цементируют в две стадии — вначале цементируют нижнюю часть колонны, затем — верхнюю часть.

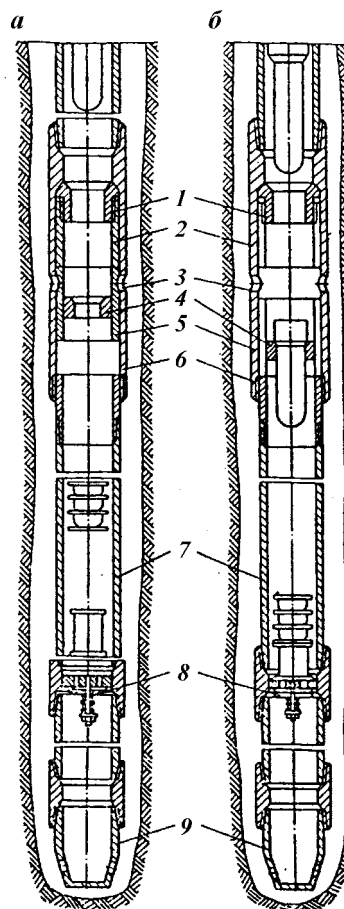
Рис. 14.4. Схема двухступенчатого цементирования:
а — положение до открытия отверстий в цементировочной муфте; *б* — положение при открытии отверстий в цементировочной муфте; 1 — верхнее седло; 2 — верхний цилиндр; 3 — отверстия для выхода цементного раствора; 4 — нижнее седло; 5 — нижний цилиндр; 6 — муфта для двухступенчатого цементирования; 7 — обсадная колонна; 8 — обратный клапан; 9 — направляющий башмак

Рассмотрим более подробно способ двухступенчатого цементирования (рис. 14.4). На выбранной глубине на обсадную колонну при ее спуске устанавливают специальную муфту, имеющую отверстия. При цементировании нижней части обсадной колонны они закрыты. После промывки скважины в колонну помещают нижнюю цементировочную (разделительную) пробку; при цементировании с одной пробкой нижнюю цементировочную пробку не применяют. Затем закачивают цементный раствор, после чего сбрасывают вторую цементировочную (разделительную) пробку. Продавочной жидкостью, взятой в количестве, примерно равном объему нижней части обсадной колонны, продавливают цементный раствор. Затем в колонну помещают третью цементировочную (разделительную) пробку, диаметром больше двух первых.

Когда верхняя цементировочная (разделительная) пробка садится на первую, третья пробка подходит к цементировочной муфте и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость получает выход через отверстия специальной муфты. После промывки поднявшегося выше отверстий специальной муфты цементного раствора в течение некоторого времени (с учетом затвердения цементного раствора за нижней секцией колонны) закачивают новую порцию цементного раствора, которая выходит из отверстий и поднимается выше муфты в затрубном пространстве. За цементным раствором сбрасывают четвертую пробку, которая является одновременно запорной и разделительной. После выдавливания всего цементного раствора через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает ниппель, закрывая отверстия. Процесс цементирования считается законченным.

Описанный двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями, используя первые две пробки или одну из них.

Успех проведения процесса при двухступенчатом способе цементирования определяется в основном качеством и надежностью муфты в работе.



Обратное цементирование скважин (через затрубное пространство)

Под обратным цементированием понимают процесс, когда тампонажный раствор заливается (закачивается) в затрубное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или продавливается насосами.

Способ обратного цементирования известен давно. Однако широкого распространения он пока не получил из-за некоторых недостатков, основным из которых является трудность практического определения конца операции, т.е. момента, когда цементный раствор входит в башмак цементируемой колонны.

Этот способ довольно часто применяют как ремонтно-восстановительный при обнаружении течей в эксплуатационных обсадных колоннах. Использовать его целесообразно, если в разрезе скважины имеются непрочные пласты, подверженные гидроразрыву при небольших давлениях.

Прежде процесс обратного цементирования скважин сводился к следующему. Когда скважина считалась подготовленной после вытеснения глинистого раствора из обсадной колонны водой через башмак в затрубное пространство, закрывался кран на колонной головке. Вокруг колонны устанавливалась специальная обшивка из досок в виде плотного ящика, в который закачивался цементный раствор. Раствор начинали закачивать, одновременно открыв кран на головке обсадной колонны для выхода жидкости. В скважине восстанавливалась циркуляция. Скорость циркуляции, а следовательно, и процесса цементирования регулировалась степенью открытия крана на головке и могла быть доведена до большой величины.

Конец операции определялся моментом понижения давления на головке. Цементирование должно вестись таким образом, чтобы емкость вокруг колонны все время была наполнена цементным или (затем) глинистым раствором (если предусмотрено цементирование затрубного пространства не на всю высоту).

В настоящее время способ обратного цементирования значительно усовершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества перед обычным.

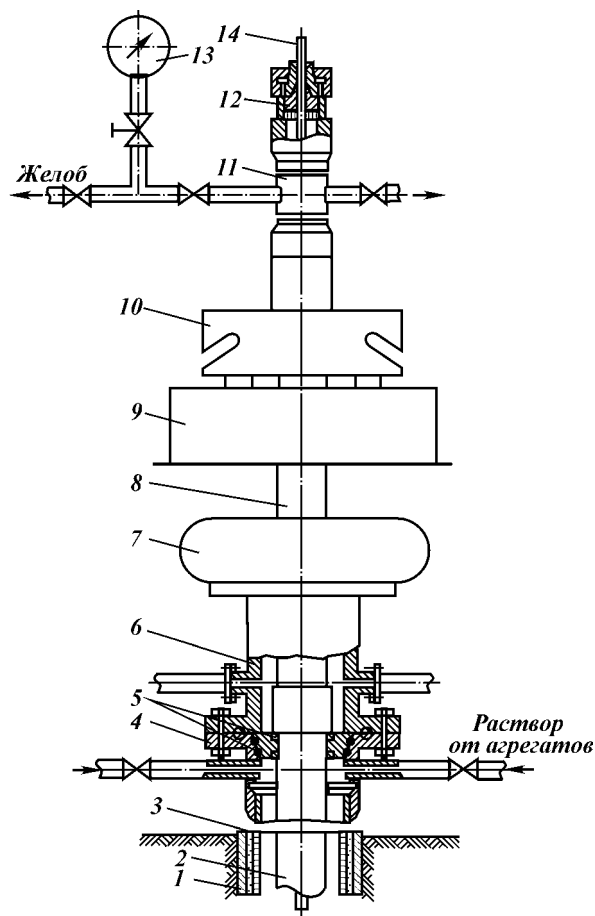
Один из способов оборудования устья скважин приведен на рис. 14.5. С целью определения специальными приборами момента входа цементного раствора в колонну его можно активировать радиоактивными изотопами. Для этого используют соли и другие материалы, наличие которых в цементном растворе изменяет его свойства и дает возможность четко фиксировать границу между буровым и тампонажным растворами. Количество закачиваемого в затрубное пространство скважины цементного раствора контролируется или по расчету, или прибором гамма-каротажа (когда цемент затворяется водой, активированной радиоактивными изотопами). Прибор спускают в колонну и за первой порцией цементного раствора вводят ампулу с радиоактивным изотопом через лубрикатор.

Затрубное пространство можно герметизировать превентором или специальными устройствами. Выходящий из обсадных труб буровой раствор через специальные отводы направляется в желоб.

При закачке цементного раствора по расчету необходимо тщательно учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения цементного раствора при цементировании, сжимаемость раствора и другие факторы. Наиболее надежным методом контроля за движением цементного раствора

Рис. 14.5. Оборудование устья скважины при обратном цементировании:

1 — направление; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — промежуточная колонна; 4 — колонный фланец; 5 — уплотнения; 6 — крестовина; 7 — превентор; 8 — буровая труба диаметром 141 мм; 9 — ротор; 10 — элеватор; 11 — переводник; 12 — сальниковое уплотнение; 13 — манометр; 14 — каротажный кабель



в затрубном пространстве скважины является метод гамма-каротажа для фиксации местоположения верхней части цементного раствора.

Применяя обратный способ цементирования, можно так подобрать свойства цементного раствора, что после его закачки в затрубное пространство скважины он может схватиться почти одновременно по всей высоте подъема.

14.2. ПОВТОРНЫЕ (ИСПРАВИТЕЛЬНЫЕ) СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Под повторными способами цементирования понимают исправительные способы, применение которых вызвано необходимостью проведения ремонтных работ в результате обнаружения течи, нарушения герметичности колонны или поступления пластовых вод в скважину через отверстия перфорации вместе с нефтью или газом.

Все повторные (исправительные) способы цементирования сводятся к транспортированию некоторого количества цементного раствора (определяемого расчетом) в скважину, обсаженную колонной труб или не обса-

женную ими. Цель применения повторных способов цементирования — добиться герметизации колонны или изоляции продуктивного пласта. В некоторых случаях причиной исправительных работ является необходимость восстановления герметичности зацементированного затрубного пространства, в котором образовались каналы и началось движение газа (воды или нефти).

Цементный раствор транспортируется в скважину по трубам малого диаметра. Закачанный в них раствор продавливается буровым раствором в пространство за трубами малого диаметра. Трубы поднимают, промывают буровым раствором, и после затвердения цементного раствора цементование считается окончанным. Цементный камень, полученный в скважине описанным способом, называется цементным мостом.

В некоторых случаях находящийся в скважине цементный раствор стараются задавить в каналы пласта или в отверстия в колонне, являющиеся причиной ее негерметичности. Тогда пространство между обсадными трубами или между трубами малого диаметра и стенкой скважины герметизируют и создают давление прокачиванием в трубы бурового раствора. Эта операция называется цементованием под давлением или установкой моста под давлением.

14.3. МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют тампонажным.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов в самых различных геолого-технических условиях: от -15 до $+250$ °С и от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства размером от нескольких миллиметров до 0,5 м, в каналах длиной от нескольких сот до нескольких тысяч метров при наличии самых разнообразных пород в разрезе скважины, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легко растворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и другими видам разрушений.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства. Нужен ряд растворов, изготавливаемых из разных цементов и обрабатываемых химическими реагентами, при использовании различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, могут быть классифицированы по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1. По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — без добавок, 2 — с добавками.

2. По температуре применения (°С) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 — для низких температур (ниже $+15$), 2 — для нормальных

температур (от +15 до +50), 3 – для умеренных температур (от +50 до +100), 4 – для повышенных температур (от +100 до +150), 5 – для высоких температур (от 150 до 250), 6 – для сверхвысоких температур (выше +250), 7 – для циклически меняющихся температур.

3. По плотности тампонажного раствора (кг/м³) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – легкие (ниже 1400), 2 – облегченные (1400–1650), 3 – нормальные (1650–1950), 4 – утяжеленные (1950–2300), 5 – тяжелые (выше 2300).

4. По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам, 2 – устойчивые к сульфатным водам, а также к хлоркальциево-натриевым, 3 – устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам, 4 – устойчивые к магниезиальным водам, 5 – устойчивые к полиминеральным водам.

5. Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затвердения применяют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

14.3.1. ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ

Под тампонажным цементом понимается продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и др.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген-Т и др.) добавок, после затвердения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция (CaO) с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать, длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO₂ приводит к некоторому замедлению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

Оксид магния (MgO) в избыточных количествах (более 4,5 %) вызывает

ет увеличение объема и разрушение твердеющего цементного камня. Это объясняется тем, что MgO , находясь в химически не связанном состоянии в клинкере, медленно вступает во взаимодействие с водой в то время, когда раствор уже затвердел.

Свободный, т.е. химически не связанный, оксид кальция — вредная составляющая, процесс его гидратации протекает с увеличением объема твердой фазы. Для предотвращения указанных отрицательных последствий содержание свободного оксида кальция не должно превышать 1 %.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около $1450\text{ }^{\circ}C$) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относятся трехкальциевый $3CaO \cdot SiO_2$ и двухкальциевый $2CaO \cdot SiO_2$ силикаты.

К минералам-плавням относятся следующие соединения: трехкальциевый алюминат $3CaO \cdot Al_2O_3$, пятикальциевый триалюминат $5CaO \cdot 3Al_2O_3$, однокальциевый алюминат $CaO \cdot Al_2O_3$, четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$, однокальциевый феррит $CaO \cdot Fe_2O_3$, двухкальциевый феррит $2CaO \cdot Fe_2O_3$, минерал Торопова $46CaO \cdot 16Al_2O_3 \cdot 7Fe_2O_3$.

Кроме минералов, в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5–12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относятся алит и белит. Алит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката ($2CaO \cdot SiO_2$). Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относятся: трехкальциевый силикат $3CaO \cdot SiO_2$ (C_3S), двухкальциевый силикат $2CaO \cdot SiO_2$ (C_2S), трехкальциевый алюминат $3CaO \cdot Al_2O_3$ (C_3A), четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$ (C_4AF).

Активные минеральные добавки к вяжущим веществам

При производстве тампонажных портландцементов применяются активные добавки. Согласно ОСТ 21-9–81, активными минеральными добавками называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Активные минеральные добавки разделяются на две группы: I — природные (естественные), II — искусственные.

I группа.

А. Добавки осадочного происхождения:

а) диатомиты — горные породы, состоящие преимущественно из скопления микроскопических панцирей диатомитовых водорослей и содержащие в основном кремнезем в аморфном состоянии;

б) трепелы — горные породы, состоящие из микроскопических преимущественно округлых зерен и содержащие главным образом кремнезем в аморфном состоянии;

в) опоки — уплотненные диатомиты и трепелы;

г) глиежи — породы, образующиеся в результате природного обжига глины при подземных пожарах и в угольных пластах.

Б. Добавки вулканического происхождения:

а) пеплы — породы, содержащие алюмосиликаты и находящиеся в природе в виде рыхлых, частично уплотненных отложений;

б) туфы — уплотненные и цементированные вулканические породы;

в) пемзы — камневидные породы, характеризующиеся пористым губчатым строением (вспученное вулканическое стекло);

г) трассы — метаморфизованные разновидности вулканических туфов.

II группа:

а) кремнеземистые отходы — отходы, богатые кремнекислотой, полученные при извлечении глинозема из глины;

б) обожженные глины — продукт искусственного обжига глинистых и самовозгорающихся пород в отвалах пустых шахтных пород (глинистые и углистые сланцы);

в) топливные золы и шлаки — побочный твердый продукт, образующийся в процессе сжигания при определенном температурном режиме некоторых видов топлива, в составе минеральной части которых преобладают кислотные оксиды;

г) доменные гранулированные шлаки (кислые и основные) — силикатные расплавы (кислые и основные), получаемые при выплавке чугуна и обрабатываемые в мелкозернистое состояние путем быстрого их охлаждения.

14.3.2. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Широкое разнообразие геолого-технических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цементах.

Шлакопесчаные цементы

Роль вяжущего материала в шлакопесчаных цементах исполняет шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а роль замедлителя — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Доменные шлаки, издавна применяемые в строительной практике, по химическому составу приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него обычно меньшим содержанием окиси кальция.

В строительной промышленности используют несколько различных видов вяжущих материалов на базе доменных шлаков. Доменные шлаки, как основные, так и кислые, применяют в цементной промышленности главным образом в гранулированном виде.

Свойства шлаковых цементах существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и выше процессы схватывания и твердения интенсифицируются и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в аг-

рессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак — это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном — комовой. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться, и гидравлические свойства его снижаются.

Шлакопесчаные цементы для крепления скважин с забойной температурой выше 200 °С и давлениями до 100 МПа

Для цементирования скважин с забойной температурой более 200 °С и давлениями до 100 МПа наиболее перспективны смеси на базе кислых доменных шлаков, имеющие приемлемые сроки схватывания и дающие плотный безусадочный камень.

Сроки схватывания растворов из кислых шлаков увеличиваются при повышении дозировки кварцево-магнетитового песка. Так, даже при температурах 250—300 °С и давлении 100 МПа на базе доменных шлаков можно подобрать смеси, обладающие необходимыми свойствами для цементирования, и получить непроницаемый камень достаточной прочности.

При температуре более 100 °С и высоких давлениях измельченные гранулированные ферромарганцевые шлаки начинают проявлять вяжущие свойства. Эти шлаки в качестве вяжущего могут быть использованы при температурах 150—300 °С, верхняя граница области применения ферромарганцевых шлаков составляет 350—400 °С.

При температуре 175 °С и давлении 70 МПа начало схватывания химически не обработанного ферромарганцевого шлакопесчаного раствора составляет 4,5—5,5 ч, при температуре 200 °С и давлении до 100 МПа начало схватывания — не более 3 ч.

Если необходимо использовать ферромарганцевый шлак при более низких температурах, то требуется обрабатывать его ускорителями сроков схватывания либо вводить обычный доменный шлак. Сильный ускоритель для данного шлака — кальцинированная сода, введение которой в количестве 1 % от массы шлака позволяет при температуре 125 °С и давлении 40 МПа получать растворы с началом схватывания 2—2,5 ч. Введение предельного шлака в ферромарганцевый позволяет значительно расширить область его применения.

Шлакопесчаные цементы совместного помола

Наибольший эффект замедления сроков схватывания шлакопесчаных растворов обеспечивается при совместном помоле шлака и кварцевого песка. Если при прочих равных условиях начало схватывания шлакопесчаного

раствора с немолотым кварцевым песком наступает через 1 ч, то при использовании молотого оно увеличивается ориентировочно до 1 ч 30 мин. При использовании шлакопесчаного цемента совместного помола начало схватывания удлинится до 4 ч.

Эффект замедления сроков схватывания растворов из шлакопесчаных цементов совместного помола наблюдается при температурах до 200–250 °С и давлениях до 100–120 МПа. Замедляющая способность песка, совместно измельченного со шлаком, характерна для всех кварцевых песков, не содержащих ускоряющих примесей.

Шлакопортландцементы

Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементов при температурах ниже 100–120 °С необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относится портландцемент. В табл. 14.1 приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с различным содержанием тампонажного портландцемента.

Шлаковый раствор при температуре 22 °С весьма медленно схватывается. Добавление 10 % портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания раствора, причем основную роль при этом играет портландцемент. Дальнейшее увеличение его дозировки способствует незначительному последовательному ускорению сроков схватывания. С возрастанием температуры до 75 °С активность шлака увеличивается и добавка 30 % портландцемента приводит к ускорению сроков схватывания, что объясняется в основном сроками схватывания раствора из портландцемента: чем быстрее схватывается портландцемент, тем интенсивнее схватывается смесь.

Механическая прочность смесей приведенных составов изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного раствора будут несколько медленнее сроков схватывания растворов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых растворов. Шлакопортландцементные растворы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 80–90 °С. Сроки схватыва-

Таблица 14.1

Изменение сроков схватывания шлакопортландцементных смесей при температуре 22 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Сроки схватывания, ч – мин	
Шлак	Цемент	Вода	начало	конец
100	0	29	60–00	64–00
90	10	29	6–50	8–00
80	20	29	6–50	7–40
70	30	30	6–40	7–40
50	50	30	6–00	7–10
30	70	46	5–25	6–50
10	90	40	5–00	6–35
0	100	40	5–00	6–35

Таблица 14.2

Физико-механические свойства шлакопортландцементных образцов, твердеющих при 75 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Предел прочности, МПа, образцов, выдержанных в течение			
Шлак липецкий	Портланд-цемент	Вода	2 сут		10 сут	
			на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие
100	0	42	—	—	2,4	8,5
90	10	42	2,3	4,7	2,7	11,7
80	20	43	3,5	15,2	5,2	16
70	30	44	4,6	16,9	5,6	20,2
60	40	44	5,3	20,9	6	20,7
50	50	43	5,9	22,1	6,3	22,1
40	60	42	6	22,3	6,9	23
30	70	41	7,4	27,9	7,2	—
20	80	40	8,9	30,9	8,1	33,5
10	90	38	8,9	37,4	6,3	30,2
0	100	35	10	41,9	—	—

ния этих смесей регламентируются в основном сроками схватывания портландцемента и наступают, как правило, очень быстро.

Шлакопортландцементные образцы при твердении в условиях действия температуры 75 °С с возрастом увеличивают механическую прочность, если в смесь введено до 60 % портландцемента (табл. 14.2).

Номенклатура специальных тампонажных цемента

Большинство специальных тампонажных цемента (табл. 14.3) разработано в б. ВНИИКРнефти, а их выпуск освоен Константиновским и Ильским заводами утяжелителей.

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Цемент ШПЦС-120 отличается от ШПЦС-200 повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяются в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению они делятся на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

Шифры цемента: ШПЦС — шлакопесчаный цемент совместного по-

Таблица 14.3

Основная характеристика специальных тампонажных цемента

Марка цемента	Водоцементное отношение	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Плотность (средняя), г/см ²	Температурные пределы применения, °С	
				рекомендуемые	допустимые
ШПЦС-120	0,45	18–20	1,8–1,83	100–150	40–160
ШПЦС-200	0,4	18–20	1,78–1,83	150–250	100–250
УЦГ-1	0,35	20–21	2,06–2,15	20–100	20–100
УЦГ-2	0,32	20–21	2,16–2,3	20–100	20–100
УШЦ1-120	0,35	19–22	2,06–2,15	100–150	40–160
УШЦ2-120	0,32	19–20	2,16–2,3	100–150	40–160
УШЦ1-200	0,35	20–23	2,06–2,15	150–250	100–250
ОЦГ	0,95–1,05	20–24	1,4–1,5	50–100	30–120

мола, УЦГ – утяжеленный тампонажный цемент, УШЦ – утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 и 2) после буквенного обозначения указывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Плотность раствора цементов первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) составляет 2,06–2,15 г/см³, второго (УЦГ-2, УШЦ2-120, УШЦ2-200) – 2,16–2,3 г/см³. Последнее число в шифре цементов обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температуре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 – при 200 °С и давлении 60 МПа, цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 – при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготавливают совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или раздельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых тампонажных смесей однородностью гранулометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью; при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промышленных условиях.

Перед каждым цементованием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

В б. ВНИИКРнефти разработаны облегченные шлаковые магнезиальные цементы. В качестве вяжущего вещества использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка – палыгорскит. Цемент ОШЦ-220 – это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4:1, ОШЦ-120 – та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня из цементов ОШЦ-200 и ОШЦ-120 приведены ниже.

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности на сжатие, МПа, образцов цемента:						
ОШЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОШЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Облегченные шлаковые цементы на основе гранулированного доменного шлака и палыгорскита устойчивы против магнезиальной коррозии, термостойки и могут быть рекомендованы для изоляции соленасыщенных водоносных горизонтов, а также отложений бишофита и карналлита в нефтяных и газовых скважинах при высоких температурах и давлениях. Для повышения начальной прочности цементного камня и регулирования сроков схватывания раствора рекомендуется увеличить количество портландцемента до 5–10 % и ввести жидкость затворения КМЦ-500 в количестве 0,3–0,5 % от массы сухой смеси. В качестве среды затворения может быть рекомендован только насыщенный раствор хлорида магния.

14.4. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Свойства цементного раствора зависят от многих факторов, таких как химико-минеральный состав, качество и количество наполнителей, водоцементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Основные свойства цементного раствора применительно к скважинам следующие: водосодержание, подвижность (растекаемость), плотность, показатель фильтрации, динамическое сопротивление сдвигу, структурная вязкость, седиментационная устойчивость, время загустевания, сроки схватывания и некоторые другие. К свойствам цементного камня следует отнести механическую прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионную устойчивость в агрессивных средах и модуль упругости.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами.

Водосодержание. Водосодержание характеризуется водоцементным отношением, т.е. отношением массы воды к массе твердого тампонажного материала. Для стандартных тампонажных портландцементов с удельной поверхностью 2500–3500 см²/г водоцементное отношение может колебаться в пределах от 0,5 до 0,6.

Растекаемость. Важное свойство цементного раствора – подвижность, которую в начальный момент после затворения определяют с помощью усеченного конуса АзНИИ путем отсчета среднего диаметра расплывшегося раствора в двух направлениях (наибольшее и наименьшее).

Плотность. Одна из важных характеристик цементного раствора – плотность. Она зависит от плотности сухих тампонажных материалов и жидкости затворения, а также от водоцементного отношения. Это практически единственный показатель качества раствора, контролируемый в процессе его приготовления и транспортирования в скважину.

Для стандартного цементного раствора при В/Ц = 0,5 (в соответствии с требованиями ГОСТ 1581–85) его расчетная плотность составляет 1,81–1,85 г/см³.

В промысловых условиях ее чаще всего определяют с помощью ареометров АГ-1 и АГ-2 в каждой точке затворения независимо от наличия станции контроля цементирования СКЦ, которая обеспечивает автоматическую регистрацию и запись средней плотности закачиваемого в скважину раствора. Непрерывный контроль плотности тампонажного раствора достигается применением радиоактивных плотномеров.

Показатель фильтрации. Под воздействием перепада давления в цементном растворе происходит процесс водоотделения, который называется фильтрацией. Скорость фильтрации в значительной мере зависит от принятого В/Ц: она обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности цемента (тонкости помола), количеству наполнителя и вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Вследствие высокой фильтрации цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются, в результате образования толстых цементных корок возможен прихват обсадной колонны во время ее расхаживания.

Фильтрация цементного раствора может быть определена с помощью специального прибора УВЦ, разработанного во ВНИИКАнефтегазе, или прибора ВМ-6, который применяется для измерения фильтрации бурового раствора при давлении 0,1 МПа (в этом случае говорят о предельной фильтрации за определенное время).

Седиментационная устойчивость. Под седиментационной устойчивостью подразумевают способность частиц тампонажного раствора оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести. Этот параметр зависит

от разности плотностей твердой и жидкой фаз тампонажного раствора, микроструктуры порового пространства, вязкости жидкости затворения.

Вследствие сильно развитой межфазной поверхности тампонажные растворы агрегативно неустойчивы. О характере и степени седиментационных перемещений в основной части столба тампонажного раствора с достаточной точностью можно судить по характеру и степени перемещений верхнего уровня твердой составляющей раствора.

При цементировании обсадных колонн в газовых скважинах и скважинах с наличием зон АВПД появляется необходимость нормирования седиментационной устойчивости тампонажных растворов, для повышения которой может быть рекомендован к использованию весь комплекс мероприятий по снижению показателя фильтрации цементных растворов.

Загустевание. Спустя некоторое время после затворения и механического перемешивания начинает проявляться способность цементных растворов к структурообразованию, которое выражается последовательно в загустевании и схватывании растворов. Загустевание тампонажных растворов оценивают консистометром.

Существенно влияют на загустевание цементных растворов природа цемента, тонкость его помола, В/Ц, температура, давление и некоторые другие факторы.

Увеличить время загустевания тампонажных растворов можно, используя замедлители процессов структурообразования, качество и количество которых подбирают с учетом конкретных условий скважин (к числу замедлителей относятся ССБ, КМЦ, гипан НТФ, ОЭДФ, ВКК, хромпик и др.).

Сроки схватывания. Возможность применения тампонажных растворов в отечественной практике в большинстве случаев определяется сроками схватывания, которые зависят от химико-минерального состава цемента, его удельной поверхности, В/Ц, химических реагентов, вводимых в раствор, температуры, давления и других факторов.

При прочих равных условиях с повышением удельной поверхности цемента и уменьшением В/Ц сроки схватывания цементного раствора уменьшаются. На их уменьшение температура влияет более существенно, чем давление, а их совместное воздействие еще эффективнее.

Механическая прочность цементного камня. Прочность тампонажного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, растяжению или изгибу. Изготовленные определенной формы образцы цементного камня испытывают на прочность, причем определяют напряжение, соответствующее разрушению образца.

Механическая прочность цементного камня зависит от многих факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав цемента, В/Ц, удельная поверхность цемента, наличие наполнителей и химических добавок, условия твердения и др. Существенно влияют на прочность цементного камня также температура и давление.

Проницаемость цементного камня. Под проницаемостью цементного камня понимают его способность пропускать через себя жидкости или газы при определенном перепаде давления. Для обеспечения надежного разделения пластов цементный камень в затрубном пространстве должен иметь минимально возможную проницаемость для пластовых флюидов.

Проницаемость цементного камня изменяется в процессе его твердения и существенно зависит от природы цемента и наполнителей, В/Ц, условий и времени твердения и т.д.

Регулирование свойств цементного раствора и камня с помощью реагентов

Усложнение геолого-технических условий сооружения скважин, а также совершенствование техники и технологии их бурения и крепления повышают уровень требований к тампонажным материалам и приготовляемым из них растворам. Это вызывает необходимость целенаправленного изменения свойств цементных растворов и образующегося камня путем обработки их химическими реагентами.

К показателям тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью технологии или особенностями условий скважины, относятся время загустевания или сроки схватывания, реологические свойства, седиментационная устойчивость для тампонажных растворов и механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость для тампонажного камня.

При количественном изменении одного показателя тампонажного раствора изменяется другой (или другие) параметр, и в некоторых случаях в нежелательном направлении. Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров.

Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других – в противоположном. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать противоположные воздействия.

Применение тампонажных цементов в различных условиях связано с использованием следующих реагентов:

ускорителей схватывания и твердения тампонажных растворов – хлоридов кальция, натрия, калия и алюминия, сульфатов натрия и калия, углекислых калия и натрия, едкого натра, кремнекислых натрия и калия (жидкого стекла), нитратов натрия и кальция, нитрит-нитрита кальция, нитрит-нитрит-хлорида кальция с мочевиной, мочевины, нитрит-нитрит-сульфата натрия, сульфаниловой кислоты, триэтанолamina, мелассы;

пластификаторов (разжижителей) – С-3, 10–03, НТФ, ОЭДФ, ССБ, КССБ, ПАШ, ВЛХК, этилсиликоната натрия, метилсиликоната натрия, СПД, мылонафта, НЧК, ПФЛХ, ФХЛС, сульфированного нитролигнина, нитролигнина, оксила, синтана-5 и синтана ПЛ, Д-4 и Д-12, гексаметафосфата и нитрофосфата, ВРП, ГИФ-1, хромпика;

замедлителей схватывания и твердения – НТФ, ОЭДФ, винной кислоты и ее солей, борной кислоты, хромпика, гипана, оксила, КССБ, СДБ, ФХЛС, ПФЛХ, сульфированного нитролигнина, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), малеинового ангидрида, гексаметафосфата и нитрофосфата, КДБ, ПАД-3;

понижителей фильтрации – гипана, СДБ, КССБ, ПФЛХ, ФХЛС, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиоксиэтилена, бентонитовой глины, сульфированного нитролигнина, поливинилового спирта (ПВС), метаса, полиакриламида, К-4, метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, декстрина, модифицированного крахмала;

пеногасителей – НЧК, окисленного петралатума, соапстока, ЖЖТ, РС, кальциевого мылонафта, флотомасла, полиметилсилоксана, скрубберного конденсата, Т-66, стеарокса-6, АГ-2, АГ-3, НГВ-1, полиамида, стеарата алюминия, ПЭС, ОКП-50, СЖК, ВМС, ВМС-12, П-79, сивушного масла, карболениума.

При выборе реагента необходимо исходить из того, что многие реагенты по своему технологическому эффекту равноценны. Поэтому необходимо учитывать их стоимость, расстояние до завода-изготовителя, агрегатное состояние (например, применение реагентов в виде жидкостей затруднено в зимнее время, и особенно в северных регионах), условия поставки (некоторые реагенты заводы-изготовители поставляют только крупными партиями – не менее вагона, цистерны).

Ускорители схватывания и твердения. Для сокращения времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) в тампонажные растворы вводят ускорители процессов схватывания и твердения. При выборе реагента необходимо учитывать, что, как правило, Na_2SO_4 , K_2SO_4 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, НК, НС эффективны для растворов, приготовленных на основе низко- и среднеалюминатных цементов, а реагенты, содержащие хлор-ионы, – на основе и высокоалюминатных.

14.5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Отечественными исследователями выполнен большой объем теоретических, экспериментальных и промышленных исследований процессов смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов, буферной жидкости в скважине.

Основные результаты теоретических работ, лабораторных и промышленных экспериментов заключаются в следующем.

1. Процесс вытеснения жидкостей из кальциевого пространства подчинен строгой закономерности и может быть поставлен в зависимость от обобщенного параметра Рейнольдса вытесняющей жидкости.

2. Коэффициент вытеснения K_v имеет максимальные значения при структурном и турбулентном режимах. Создание турбулентного потока предпочтительнее, так как обеспечивается более высокая степень вытеснения по сравнению со структурным потоком. Проведение процесса при низких значениях Re затруднительно из-за возможного видоизменения структурного режима в переходный.

3. Абсолютная величина рассматриваемого коэффициента максимальна при вытеснении воды и значительно снижается при использовании буровых растворов.

При турбулентном режиме течения влияние динамического напряжения сдвига буровых и тампонажных растворов проявляется в меньшей степени, чем действие инерционных сил.

Установлено, что связь между коэффициентом вытеснения и скоростью аналогична связи между коэффициентом вытеснения и Re . Следовательно, вода, движущаяся при высоких числах турбулентности, обеспечивает эффективное вытеснение растворов в скважине и поэтому должна в чистом виде с добавлением различных ПАВ использоваться при цементировании всех скважин и установках мостов, где это допускается геологотехническими условиями. С увеличением Re значение K_v возрастает.

Эффективность вытеснения растворов из кольцевого пространства скважины целесообразно ставить в зависимость от режима течения вытесняемой жидкости, а определять только во взаимосвязи и взаимозависимости с режимами течения вытесняемой и вытесняющей жидкостей.

Для обеспечения турбулизации рекомендуется в раствор вводить пластификаторы.

Достижение турбулизации за счет увеличения скорости потока в условиях малых кольцевых зазоров и высоких реологических показателей цементных растворов — задача весьма сложная и часто неразрешимая. В подобной ситуации турбулизация потока может быть обеспечена путем механического воздействия на поток турбулизирующими элементами — турбулизаторами.

Буферные жидкости

Под буферной жидкостью понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами, которая способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4–1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4–0,6.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептов буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептов разработаны различные классификации.

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу действующего ОСТа. По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей — низковязкие.

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на однофазные, двухфазные, трехфазные и многофазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирофосфат натрия), нефть, газ, кислоты (грязевая, соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом).

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы, турбулизаторы и др.).

Многофазные буферные жидкости включают в себя, кроме жидкой, газообразной фаз и химических реагентов, разнообразные твердые вещества.

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной

практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобщаемых жидкостей.

Эффективность очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора повышают, применяя комплексные буферные жидкости. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая — жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного раствора вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования призабойной зоны после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементировочную пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Центрирование обсадных колонн в скважине

Для создания условий максимального вытеснения бурового раствора тампонажным обсадные колонны центрируют. В случае применения пружинных центраторов с незначительной деформируемостью циркуляция и

течение вязкопластичных буровых растворов восстанавливаются без образования застойных зон даже в области структурного режима течения в скважинах. При значительной деформации пружинных центраторов (до диаметра долота) их эффективность незначительна. Вытеснение следует вести при турбулентном движении растворов.

Центраторы также облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов, облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн, благодаря центрированию из верхних концов.

Как правило, центраторы устанавливаются на колонне в средней части каждой обсадной трубы, т.е. там, где происходит наибольший ее изгиб. Не рекомендуется размещать центраторы в зоне расположения муфт обсадной колонны.

Центрирование колонн способствует равномерному распределению цементного раствора вокруг обсадной колонны, повышает качество разобщения пластов, улучшает проходимость обсадной колонны по стволу скважины. Именно этот эффект центрирования обсадных колонн постоянно привлекает внимание специалистов. В последние годы было разработано и опубликовано несколько методик и инструкций по центрированию обсадных колонн в скважинах.

Расхаживание обсадных колонн при цементировании скважин

Расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования и расхаживание обсадных колонн с использованием тампонажных растворов с пониженным показателем фильтрации существенно повышают качество разобщения пластов, способствуя увеличению полноты вытеснения бурового раствора.

Одна из причин положительного влияния расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора – разрушение его структуры и изменение положения колонны в процессе движения относительно стенок скважины, что открывает доступ потоку буферной жидкости и тампонажного раствора в застойные зоны и желобные выработки. При этом происходит турбулизация потока.

Расхаживать колонны для повышения качества их цементирования следует во время движения буферной жидкости и тампонажного раствора. Целесообразна эта операция и до выхода раствора в заколонное пространство. Свойства бурового раствора, зацементированного в суженных местах, значительно изменяются: структура разрушается, напряжение сдвига снижается.

Структура бурового раствора в зацементированных застойных зонах разрушается и в том случае, когда колонне обсадных труб сообщают вращательное движение.

К факторам, наличие которых вызывает необходимость расхаживания колонн при цементировании скважин, относятся (кроме увеличения полноты вытеснения бурового раствора): 1) возможность прихвата колонн; 2) возникновение в них больших (при зацементировании колонн) растягивающих

усилий в результате значительной разницы температур находящихся в скважине и закачиваемых в нее жидкостей.

Результаты геофизических исследований цементировочных работ подтверждают, что расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования с использованием растворов с пониженной водоотдачей существенно повышает качество разобщения пластов, так как увеличивается полнота вытеснения бурового раствора.

Цементирование секционных колонн и хвостовиков

Увеличение глубины скважин, рост забойных температур и давлений, наличие в разрезе горизонтов с аномально высокими и низкими давлениями, чередование устойчивых и склонных к гидроразрыву пород вызывают необходимость изменять технологию спуска обсадных колонн, способы крепления и цементирования скважин. В связи с этим получило развитие крепление скважин хвостовиками и специальными обсадными колоннами, применение двухступенчатого способа цементирования, цементирования способом обратной циркуляции и т.д. Эти способы, имеющие специфические особенности цементирования, не позволяют обеспечить герметичность затрубного пространства. С их помощью преодолеваются трудности, связанные со спуском тяжелых колонн в осложненный ствол, подъемом тампонажного раствора на заданную высоту и т.д.

Крепление скважин обсадными колоннами-хвостовиками впервые в практике буровых работ в нашей стране разработано и применено на Кубани. До этого хвостовики использовались только при заканчивании скважин в качестве последней колонны. Крепление скважин хвостовиками (секциями) предусматривает применение разъединителя от подвешного устройства. Для конкретных условий выбирают определенный тип разъединителя или подвешного устройства.

Хвостовики и секции обсадных колонн разгружают на забой, подвешивают при помощи различных устройств, которые отличаются друг от друга способом подвески, принципом действия механизма и конструктивными особенностями. Различают подвешные устройства «на цементе», клиновые и упорные. Технологический процесс в значительной мере определяется качеством и выбором разъединителя, обеспечивающего безаварийный спуск с последующим разъединением бурильных труб и обсадных. Разъединители подразделяются на резьбовые и безрезьбовые (кулачковые, замковые, шпильевые). Секции обсадных колонн соединяют с помощью стыкующихся устройств, которые различаются по двум признакам: возможности обеспечения промывки и особенностям конструкций уплотнительных элементов.

После спуска первой секции обсадную трубу со специальными муфтами и левым переводником навинчивают под бурильный инструмент и продолжают спуск колонны на этом инструменте с доливом колонны. В верхней части первой секции на расстоянии 6–8 м от специальной муфты и друг от друга устанавливают два центрирующих пружинных фонаря. Длину бурильной колонны подбирают таким образом, чтобы ведущая труба заходила в скважину в процессе цементирования не менее чем на 2/3 ее длины.

Нижнюю секцию обсадной колонны цементируют через бурильный инструмент, ведущую трубу и вертлюг с двухгорловым отводом и двумя

шлангами, к которым подключают цементирувочные агрегаты. В месте подключения буровых шлангов к двухгорловому отводу вертлюга устанавливают задвижки высокого давления.

Для обеспечения высокого качества цементирования и достижения необходимой высоты подъема раствора в заклонном пространстве особое внимание обращают на подсчет количества продавочной жидкости и точность ее замера в процессе продавки. Ввиду того, что нижнюю секцию цементируют без цементирувочной пробки, во избежание перекачки продавочной жидкости и оголения башмака колонны в колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 25 м.

После окончания продавки цементного раствора в заклонное пространство проверяют герметичность закрытия обратных клапанов методом снижения давления и замера количества вытекаемой жидкости. При негерметичности их закрытия два-три раза продавливают вытекший из колонны раствор, снижая его уровень до обеспечения герметичности. Затем обсадную колонну постепенно разгружают на забой, отвинчивают и поднимают бурильный инструмент.

Для обеспечения нормального соединения обеих секций необходимо знать точное местонахождение «головы» нижней секции, которое определяют с помощью каротажных работ. Перед спуском второй секции обсадной колонны незакрепленную часть в случае необходимости шаблонируют трехшарошечным долотом, места посадок инструмента прорабатывают. Низ второй секции обсадной колонны оборудуют чугунной направляющей пробкой и соединительным патрубком. На соединительный патрубок надевают уплотнительное кольцо и обваривают с муфтой обсадной трубы и патрубком. В стыке первой и второй труб помещают стоп-кольцо. На первой и второй трубах устанавливают два центрирующих фонаря, которые должны обеспечить соединение двух частей колонны.

После допуска колонны скважину промывают и доводят параметры бурового раствора до указанных в плане работ. При правильном соединении двух секций вследствие уменьшения зазора между соединительным патрубком и корпусом специального патрубка резко повышается давление. После посадки колонну поднимают на высоту, обеспечивающую открытие цементирувочных отверстий, но не допускающую полного разъединения секций между собой. После падения давления цементируют верхнюю секцию обычным способом через заливочную головку с помощью верхней разъединительной пробки. По окончании цементирования верхнюю секцию опускают до закрытия цементирувочных отверстий в патрубке с разгрузкой на 0,08–0,12 мН от собственного веса верхней секции. При этом уплотнительное кольцо садится на конус на специальной муфте, что обеспечивает дополнительную герметизацию места соединения секций.

Широкое распространение получила технология цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн с цементирувочными пробками.

Ступенчатый способ цементирования обсадных колонн

Двухступенчатое цементирование осуществляют с помощью цементирувочных муфт. Муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными конусными резьбами на конце и обоймой, смонтированной на его внешней поверхности и образующей на части длины

кольцевой зазор. В корпусе и обойме выполнены боковые цементировочные отверстия.

Цементирование первой ступени проводят обычным способом. Тампонажный раствор отделяют от продавочной жидкости разделительной пробкой, которая свободно минует внутренние втулки муфты и движется вниз до посадки на стоп-кольцо. После получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо останавливают насосы и опускают в колонну открывающую пробку, которая погружается в продавочную жидкость средней плотности со скоростью около 1 м/с.

По достижении пробкой седла нижней втулки возобновляют нагнетание жидкостей в скважину. Под действием давления нагнетания втулка сдвигается вниз и открывает боковые отверстия. Далее скважину промывают через боковые отверстия, а затем закачивают в колонну цементный раствор для цементирования второй ступени. При этом цементный раствор отделяют от продавочной жидкости закрывающей пробкой. Дойдя до муфты, закрывающая пробка садится на верхнюю втулку и сдвигает ее вниз, открывая отверстия в корпусе над заслонкой. Создавая избыточное давление 7,0–8,0 МПа, заслонку перемещают вниз и герметично перекрывают боковые отверстия в корпусе и обойме муфты. Процесс цементирования заканчивается при закрытии боковых отверстий в муфте. После затвердевания цементного раствора внутренние втулки муфты разбуривают.

Отсутствие обратного движения жидкости проверяют через открытый кран на цементировочной головке или агрегате, что также подтверждает успешное закрытие отверстий муфты.

Ниже и выше муфты на расстоянии 2–3 м устанавливают по одному пружинному фонарю для центрирования муфты. Чтобы не допустить перекачки цементного раствора и оголения башмака колонны, высоту цементного стакана несколько увеличивают (до 40–50 м) в расчете на последующее разбуривание.

Опыт проведения двухступенчатого цементирования выявил некоторые недостатки способа: оголение башмака, наличие незначительного незацементированного участка в заколонном пространстве, неполадки с муфтой.

Манжетный способ цементирования скважин

Этот способ применяется, когда попадание тампонажного раствора ниже интервала цементирования нежелательно.

В этом случае обсадную колонну оборудуют манжетой, представляющей собой воронку, изготовленную из эластичного материала, который армирован металлическими полосами. Верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины, вследствие чего тампонажный раствор из перфорированного участка трубы длиной 5–30 м не проникает при нагнетании в затрубное пространство скважины, находящееся ниже манжеты. В трубах ниже манжеты устанавливают диафрагму, пропускающую жидкость только в направлении снизу вверх.

Обратное цементирование колонн

Под обратным цементированием понимают процесс заливки (закачивания) тампонажного раствора в заколонное пространство сверху и перемещения его на любую глубину. В настоящее время способ обратного це-

ментирования значительно усовершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества по сравнению с обычным способом.

Технологические особенности обратного цементирования заключаются в следующем. Для проверки герметичности предыдущей колонны и устье-вой части скважины необходимо провести обратную промывку насосами при давлении 8–9 МПа, т.е. при давлении, которое ожидается в процессе цементирования. Заколонное пространство можно герметизировать с помощью превентора или специальных металлических колец, одно из которых устанавливают заранее в колонном фланце предыдущей колонны. Цементный раствор закачивают через два 51–76-мм отвода, приваренные к предыдущей колонне, или через крестовину превентора. Выходящий из трубного пространства буровой раствор направляют через специальный отвод, имеющий два пробковых крана, в желоба. Количество закачиваемого раствора контролируют или по расчету, или прибором гамма-каротажа (ГК), спущенным в колонну через специальный лубрикатор. В этом случае вслед за первой порцией цементного раствора вводят ампулу с радиоактивными изотопами.

При закачке цементного раствора по расчету следует учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения раствора в процессе цементирования, сжимаемость раствора и др. Обычно коэффициент, учитывающий все эти факторы, устанавливают опытным путем.

На практике известны способы прямого, обратного и ступенчатого цементирования скважин. Наибольшее распространение получил первый из них. Ступенчатый способ цементирования применяется, как правило, в случаях высокопроницаемых горизонтов с низким пластовым давлением или при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту.

Детальное рассмотрение способа обратного цементирования показывает, что он имеет ряд преимуществ:

1) исключается необходимость подбора рецептур тампонажного раствора в зависимости от забойных условий. Можно добиться одновременного схватывания всего раствора, получив монолитный цементный камень с одинаковой прочностью по всему стволу;

2) сокращаются затраты времени на операции по цементированию;

3) ограничиваются одной зоной смещения глинистого и цементного растворов;

4) гидравлический расчет более точен для призабойной зоны, так как гидравлические потери в колонне обсадных труб проще поддаются расчету;

5) возможна закачка тампонажного раствора в турбулентном потоке без опасения разрыва пласта и возникновения поглощений, что важно при вытеснении промывочной жидкости из затрубного пространства;

6) требуются меньшие мощности оборудования для цементирования.

Несмотря на это, применение способа обратного цементирования ограничено из-за отсутствия средств контроля за процессом цементирования.

С целью предотвращения поглощений при цементировании эксплуатационных колонн применяют способ ступенчатого цементирования скважин с подъемом тампонажного раствора за обсадной колонной в две ступени и более. Сущность способа заключается в том, что в результате уменьшения интервала цементирования в один прием на пласты действует меньшее давление, в связи с чем уменьшается опасность поглощений.

Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании

В настоящее время в различных нефтегазовых районах применяют несколько отличающихся друг от друга технологических схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов. Это отличие обусловлено спецификой геолого-технических, а иногда и климатических условий данного района, что определяет выбор конструкции скважины, способа цементирования и тампонажного материала для каждого конкретного района.

Отличие этих схем заключается в использовании различного числа цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин, а также в применении специальных устройств или механизмов, повышающих качество раствора или цементирования в целом и улучшающих условия труда обслуживающего персонала. Схема обвязки оборудования при использовании 20–40 т сухого тампонажного материала для приготовления раствора приведена на рис. 14.6.

При использовании 40–60 т сухого материала для приготовления и нагнетания тампонажного раствора применяют большее число агрегатов, позволяющих аккумулировать весь сухой материал в трех точках затворения. Если масса сухого материала превышает 60 т, то изменяется схема обвязки цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин (рис. 14.7).

Во всех этих схемах, как правило, предусматривается такое соотношение между численностью цементосмесительных машин и цементировочных агрегатов, при котором обеспечивается бесперебойное приготовление и нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Обыч-

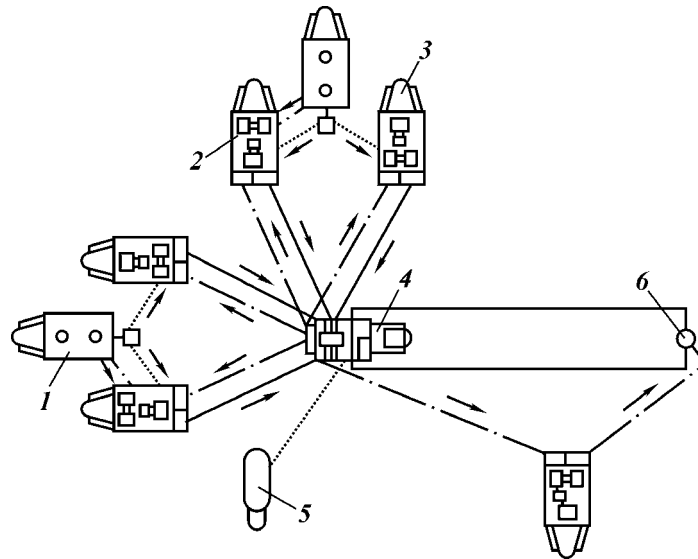


Рис. 14.6. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20–40 т сухого тампонажного материала:

1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; 2 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 — цементировочный агрегат ЗЦА-400А; 4 — блок манифольда 1М-700; 5 — станция контроля цементирования; 6 — цементировочная головка; штрихпунктир — движение продавочной жидкости; сплошная линия — движение тампонажного раствора

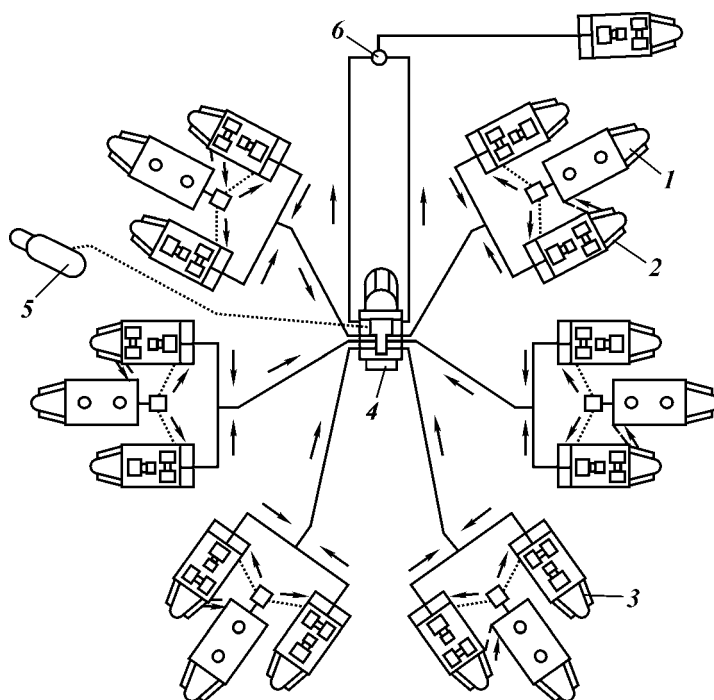


Рис. 14.7. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием более 60 т сухого материала.
Усл. обознач. см. на рис. 14.6

но с одной цементосмесительной машиной 2СМН-20 работают два цементировочных агрегата, один из которых (имеющий водоподающий насос) подает жидкость на затворение в гидровакуумное смесительное устройство цементосмесительной машины, а второй (не имеющий водоподающего насоса) вместе с первым нагнетает готовый раствор в скважину. При этом суммарная подача жидкости (по паспортным данным) двумя агрегатами несколько больше производительности цементосмесительной машины. Как правило, для продавливания верхней разделительной пробки используют агрегат ЗЦА-400А, который обвязывают с цементировочной головкой.

В различных районах страны в связи со специфическими условиями схемы обвязки оборудования несколько видоизменяются.

В б. Грознефти и Краснодарнефтегазе использовали осреднительные емкости, смонтированные на автомашине и имеющие перемешивающие устройства. Прежде чем подать раствор в скважину, его некоторое время перемешивают в этой емкости; благодаря этому повышается его однородность, что существенно улучшает качество цементирования. Представляется целесообразным организовать серийное изготовление таких емкостей. На рис. 14.8 показана схема расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с применением осреднительной емкости и использованием резервуара вместимостью 40 м³ для заготовки воды затворения.

Иногда для аккумуляции жидкости затворения используют пере-

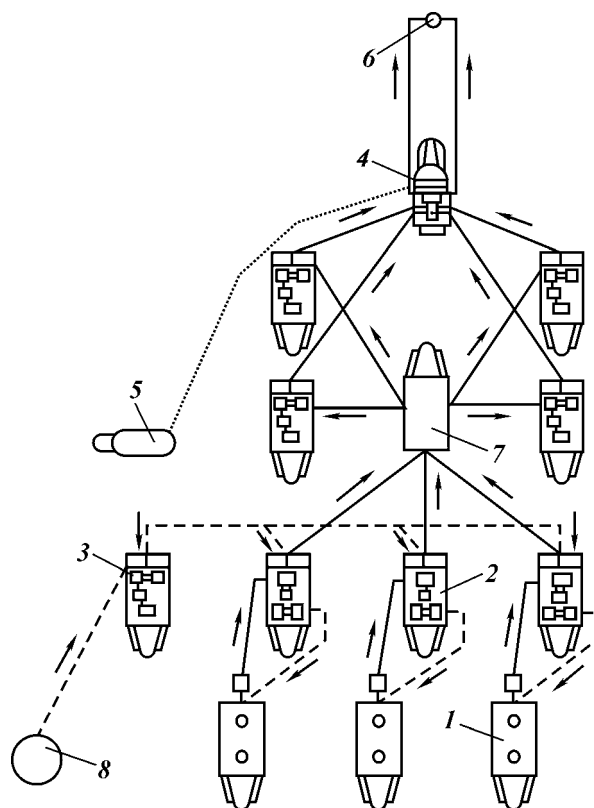


Рис. 14.8. Схема обвязки агрегатов при цементировании облегченным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара для заготовки жидкости затворения:
 1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; 2 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 — цементировочный агрегат ЗЦА-400А; 4 — блок манифольда 1М-700; 5 — станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 — цементировочная головка; 7 — осреднительная емкость; 8 — резервуар; пунктиром обозначено движение жидкости затворения

движные емкости различной вместимости (рис. 14.9). Пунктирными линиями показано направление движения воды, сплошными — тампонажного раствора, штрихпунктирными — продавочной жидкости. При работе по этой схеме после приготовления и нагнетания тампонажного раствора при его продавливании смесительные машины и обвязанные с ними цементировочные агрегаты могут быть отсоединены и отправлены на базу.

В б. ВНИИКРнефти разработана и внедрена специальная технологическая схема приготовления и нагнетания тампонажного раствора (рис. 14.10), исключающая его потери (особенно при использовании вспенивающих реагентов) и позволяющая увеличить подачу насосов цементировочных агрегатов за счет создания подпора на приеме.

В ЗапСиббурнефти для приготовления растворов из лежалых цементов иногда используют фрезерно-струйную мельницу, соединенную с оборудованием по схеме, указанной на рис. 14.11 (разработана в б. ВНИИКРнефти); используется также схема цементирования скважин с применением гидравлического способа активации цемента, при котором поток тампо-

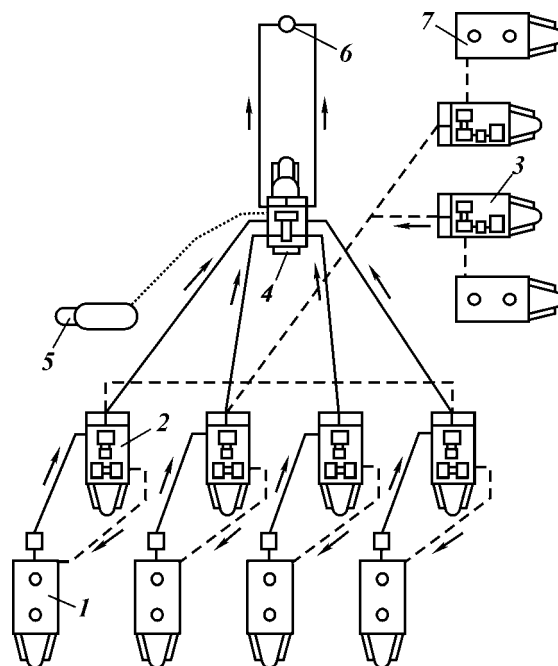


Рис. 14.9. Схема обвязки агрегатов с использованием двух емкостей для аккумуляции жидкости затворения вместимостью по 25 м³:
 1 – цементосмесительная машина 2СМН-20; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; 4 – блок манифольда 2БМ-700; 5 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 – цементировочная головка; 7 – емкость

нажного раствора под большим давлением подается в устройство, где соударяется со стенкой или встречным потоком; в результате этого разрушаются комкообразные включения и повышается степень гидратации.

С целью увеличения степени вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины при цементировании, а следовательно,

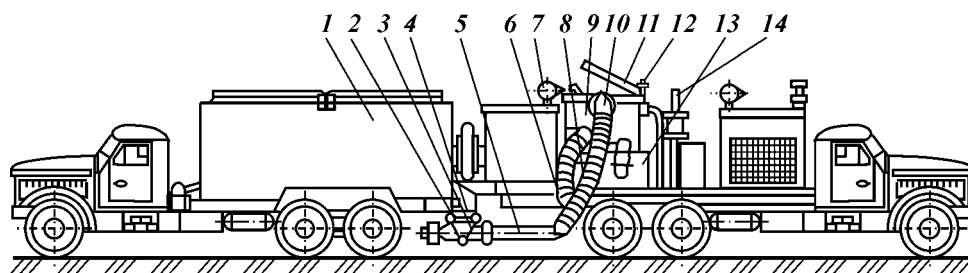


Рис. 14.10. Технологическая схема приготовления и нагнетания вспененных растворов:
 1 – бункер цементосмесительной машины; 2 – обратный клапан гидровакуумного смешительного устройства; 3 – приемная воронка бункера цементосмесительной машины; 4 – гидровакуумное смешительное устройство; 5 – напорная труба; 6 – всасывающий коллектор насоса; 7 – трубопровод; 8 – клапан; 9 – приемная часть; 10 – гофрированный шланг; 11 – откидная крышка; 12 – уровнемер; 13 – насос цементировочного агрегата; 14 – сливной патрубок

Рис. 14.11. Технологическая схема приготовления и закачки тампонажных растворов с применением фрезерно-струйной мельницы:

1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; 2 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 — фрезерно-струйная мельница; 4 — цементировочная головка

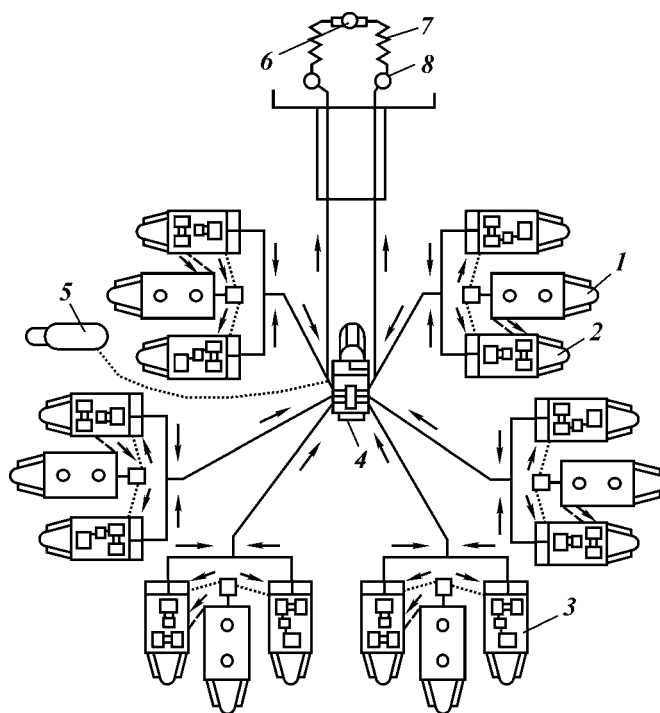
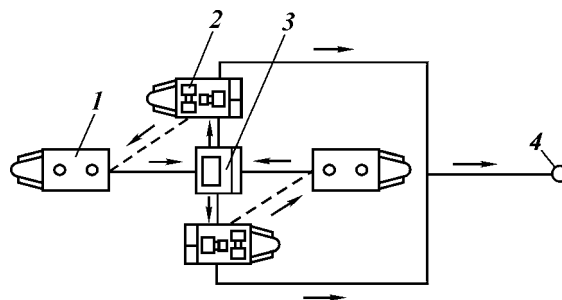


Рис. 14.12. Схема размещения и обвязки оборудования при цементировании скважины с расхождением колонны:

1 — цементосмесительная машина 2СМН-20; 2 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 — цементировочный агрегат 3ЦА-400А; 4 — блок манифольда 1БМ-700; 5 — станция контроля цементирования; 6 — цементировочная головка; 7 — шарнирные звенья гибкого металлического шланга; 8 — стояк

для повышения его качества были разработаны и внедрены способ применения и комплекс устройств, позволяющих в процессе цементирования проводить осевое перемещение обсадной колонны.

На рис. 14.12 представлена схема расположения оборудования и отдельных устройств, обеспечивающих расхождение колонны в процессе нагнетания жидкости при цементировании.

14.6. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Различными авторами предложен ряд методов расчета цементирования скважин. Применяемые методики расчета излагаются в одной и той же последовательности и описывают определение:

- 1) потребного количества цементного раствора, цемента и воды для приготовления раствора;
- 2) потребного количества бурового раствора для продавки цементного раствора в затрубное пространство;
- 3) давления на головке колонны к моменту окончания цементирования;
- 4) количества цементного и бурового растворов, закачиваемых на различных скоростях агрегата;
- 5) времени, потребного на цементирование скважины, а также количества агрегатов и цементосмесительных машин.

Расчет первых трех разделов весьма прост. Суть методики определения количества жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегатов (по Т.Е. Еременко и А.А. Федорову) заключается в следующем.

Рассмотрим момент цементирования (рис. 14.13), когда уровни цементного раствора в колонне и за колонной выравнялись. К этому моменту в колонну должно быть закачено определенное количество бурового раствора.

Введем обозначения: $\gamma_{г,р}$ — плотность бурового раствора; $\gamma_{ц,р}$ — плотность цементного раствора; p — допустимое давление агрегата на данной скорости; p_r — потери на преодоление гидравлических сопротивлений; h_0 — высота цементного раствора в скважине; l_0 — высота столба бурового раствора над верхней пробкой.

В момент выравнивания уровней цементного раствора в скважине давление на головке колонны, которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, будет равно:

а) при одинаковой плотности глинистого раствора $\gamma'_{г,р}$ в колонне и $\gamma''_{г,р}$ за колонной (т.е. $\gamma'_{г,р} = \gamma''_{г,р}$) — давлению на преодоление гидравлических сопротивлений, т.е. p_r , которое определяется заранее;

б) при неодинаковой плотности бурового раствора (т.е. $\gamma'_{г,р} \neq \gamma''_{г,р}$) — некоторому давлению

$$p_0 = p_r + l_0(\gamma'_{г,р} - \gamma''_{г,р})g. \quad (14.1)$$

При дальнейшей закачке бурового раствора в колонну высота столба его в колонне будет увеличиваться, цементного раствора — уменьшаться, а в кольцевом пространстве — возрастать. Давление на головке колонны будет возрастать за счет создания разности высот столбов цементного и глинистого растворов в колонне и кольцевом пространстве. Давление на головке колонны будет увеличиваться пропорционально снижению уровня цементного раствора в колонне (при условии постоянного внутреннего диаметра колонны и постоянного диаметра скважины), т.е. пропорционально повышению столба бурового раствора над верхней пробкой.

Исходя из этого, можно составить уравнение для любого промежуточного момента цементирования (рис. 14.14).

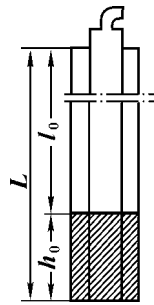


Рис. 14.13. Схема положения уровней в колонне и скважине

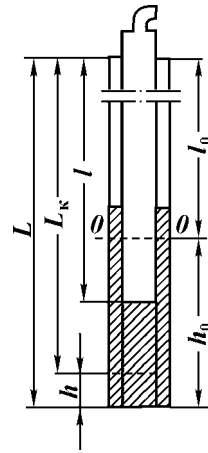


Рис. 14.14. Схема промежуточного положения уровней

При увеличении высоты столба бурового раствора в колонне от l_0 до l давление на головке колонны возрастает от $p_0(p_r)$ до p , т.е.

$$l - l_0 = a_1(p - p_0) \quad (14.2)$$

или

$$l - l_0 = a_1(p - p_r). \quad (14.3)$$

Из этого уравнения можно определить значение l при заданном p :

$$l = l_0 + a_1(p - p_0) \quad (14.4)$$

при $\gamma'_{г.р} \neq \gamma_{г.р}$ или

$$l = l_0 + a_1(p - p_r) \quad (14.5)$$

при $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$.

В формулах a_1 — коэффициент пропорциональности, показывающий, на сколько метров должен увеличиваться столб бурового раствора над верхней пробкой, чтобы давление на головке колонны возросло на 0,1 МПа. Коэффициент a_1 можно определить при использовании конечных значений p и l , исходя из следующих рассуждений: при увеличении столба бурового раствора в колонне от l_0 до l_k (конец цементирования, см. рис. 14.14) давление на головке колонны возрастает от p_0 до p_k . Подставив в уравнение (14.14) p_k вместо p и l_k вместо l и решив уравнение относительно a_1 , получим

$$a_1 = (l_k - l_0)/(p_k - p_0). \quad (14.6)$$

Исходя из равенства столбов цементного и бурового растворов, заменим разность столбов бурового раствора разностью столбов цементного раствора

$$l_k + h = l_0 + h_0, \quad (14.7)$$

где h — высота цементного стакана, оставаемого в колонне.

После подстановки получаем уравнение для нахождения a_1 :

$$a_1 = (h_0 - h)/(p_k - p_0) \quad (14.8)$$

(это при условии $\gamma''_{г.р} \neq \gamma'_{г.р}$).

Для случая, когда $\gamma''_{г.р} = \gamma'_{г.р}$ ($p_0 = p_r$), величину a_1 найдем следующим образом. Из уравнения $p_k = p_\gamma + p_r$ получаем, что $p_\gamma = p_k - p_0$. После чего уравнение (14.8) примет вид

$$a_1 = (h_0 - h)/p_\gamma. \quad (14.8a)$$

Подставляя в уравнения (14.4) и (14.5) значения p_{IV} , p_{III} , p_{II} и p_I максимального давления, допускаемого при работе на IV, III, II, I скоростях агрегата, определяем высоты столбов бурового раствора над верхней пробкой, при которых агрегат должен быть переключен на следующую (меньшую) скорость:

$$\left. \begin{aligned} l_{IV} &= l_0 + a_1(p_{IV} - p_0) \\ l_{III} &= l_0 + a_1(p_{III} - p_0) \end{aligned} \right\} \text{ и т.д.} \quad (14.9)$$

Для упрощения расчета можно вместо l_{III} , l_{II} , l_I определять сразу h_{III} , h_{II} , h_I — высоту столбов глинистого раствора, закачиваемого на III, II, I скоростях агрегата. Исходя из уравнений

$$h_{III} = l_{III} - l_{IV}; \quad h_{II} = l_{II} - l_{III}; \quad h_I = l_I - l_{II},$$

после подстановки и приведения в (14.9) находим

$$\left. \begin{aligned} h_{III} &= a_1(p_{III} - p_{IV}); \\ h_{II} &= a_1(p_{II} - p_{III}); \\ h_I &= a_1(p_k - p_{II}). \end{aligned} \right\} \quad (14.10)$$

В общем виде расчет цементирования скважины по этой методике приведен ниже.

1. Объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, находим по формуле

$$V_{ц.р} = 0,785(k'D_A^2 - D_{II}^2)H_{ц.р} + 0,785d_{вн}^2 h, \quad (14.11)$$

где k' — коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в диапазоне 1,05–1,3); D_A , D_{II} , $d_{вн}$ — соответственно диаметр долота, наружный и внутренний диаметры колонны в мм; $H_{ц.р}$ — высота подъема цементного раствора за колонной в м; h — высота цементного стакана в м.

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_{ц} = \frac{1}{1+W} V_{ц.р} \gamma_{ц.р}, \quad (14.12)$$

где W — водоцементное отношение.

3. Потребное количество воды для затворения цемента

$$V_{в} = WG_{ц}, \quad (14.13)$$

где $V_{в}$ — потребный объем воды в м³.

4. Объем продаваемой жидкости

$$V_{\text{пр}} = F_{\text{T}}(L - h), \quad (14.14)$$

где F_{T} — площадь внутреннего сечения колонны в м³.

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед сжатием пробок), которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, состоит из двух величин:

$$p_{\text{к}} = p_{\text{г}} + p_{\gamma},$$

где $p_{\text{г}}$ — давление, затрачиваемое на преодоление гидравлических потерь; p_{γ} — давление, затрачиваемое на преодоление разности весов столбов бурового и цементного растворов в колонне и в затрубном пространстве.

Так как здесь движутся две жидкости — цементный и буровой растворы (в колонне и за колонной), то обычные формулы трубной гидравлики неприменимы. Для определения этой величины пользуются эмпирическими формулами.

6. По величине $p_{\text{к}}$ выбирают цементировочный агрегат.

7. Количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата:

а) для многих случаев (при $p_{\text{IV}} > p_{\text{г}}$) весь цементный раствор может быть закачан на IV скорости цементировочного агрегата; если $p_{\text{IV}} < p_{\text{г}}$, то столб цементного раствора, который должен быть закачан на III скорости до переключения агрегата на IV скорость, может быть определен по формуле

$$h_{\text{ц.р}}''' = (p_{\text{г}} - p_{\text{IV}}) / (\gamma_{\text{ц.р}} - \gamma_{\text{г.р}}) g; \quad (14.15)$$

б) высоты столбов глинистого раствора, которые могут быть закачаны при работе агрегата на различных скоростях:

$$h_0 = V_{\text{ц.р}} / (F_{\text{T}} + k_1 F_{\text{к}}); \quad l_0 = L - h_0; \quad a_1 = (h_0 - h) / p_{\gamma}; \quad (14.16)$$

$$l_{\text{IV}} = l_0 + a_1(p_{\text{IV}} - p_{\text{г}}); \quad h_{\text{III}} = a_1(p_{\text{III}} - p_{\text{IV}}) \text{ и т.д.}$$

в) количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, равно

$$V_{\text{IV}} = l_{\text{IV}} \cdot F_{\text{T}} \text{ и т.д.} \quad (14.17)$$

8. Время цементирования при условии работы одного цементировочного агрегата

$$T_{\text{ц}} = t_{\text{IV}} + t_{\text{III}} + t_{\text{II}} + t_1 + t, \quad (14.18)$$

где t_{IV} ; t_{III} ; t_{II} ; t_1 — время работы агрегата на соответствующей скорости; t — время на отвинчивание стопорных болтов цементировочной головки для закладывания или освобождения пробок;

$$t_{\text{IV}} = \frac{V_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} + V_{\text{г.р}}^{\text{IV}}}{q_{\text{IV}}}; \quad t_{\text{III}} = \frac{V_{\text{ц.р}}^{\text{III}} + V_{\text{г.р}}^{\text{III}}}{q_{\text{III}}}; \quad t_{\text{II}} = \frac{V_{\text{г.р}}''}{q_{\text{II}}}; \quad t_1 = \frac{V_{\text{г.р}}'}{q_1},$$

где q_{IV} ; q_{III} ; q_{II} ; q_1 — производительность агрегата на соответствующей скорости.

9. Потребное количество цементосмесительных машин:

а) по грузоподъемности

$$m = G_{\text{ц}}/G_{\text{м}}, \quad (14.19)$$

где $G_{\text{м}}$ – емкость бункера одной цементосмесительной машины в т;
б) по производительности

$$m = \frac{\sum q_{\text{ц,а}}^{\text{IV}}}{q_{\text{м}}}, \quad (14.19\text{а})$$

где $\sum q_{\text{ц,а}}^{\text{IV}}$ – суммарная производительность всех агрегатов при работе на высшей скорости; $q_{\text{м}}$ – максимальная производительность одной цементосмесительной машины.

Количество цементосмесительных машин, так же как количество агрегатов, принимается большее из полученных при двух подсчетах.

14.7. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Заключительные работы после цементирования скважины включают: 1) ожидание затвердения цементного раствора, закачанного в затрубное пространство скважины (ОЗЦ); 2) терморадиометрию для установления границ цементного камня за колонной (ОЦК); 3) оборудование устья скважины для ее эксплуатации; 4) разбуривание обратного клапана и цементного стакана; 5) опрессовку и испытание колонны на герметичность; 6) перфорацию колонны; 7) спуск насосно-компрессорных труб и основание скважины.

После того, как цементный раствор закачан в колонну и поднят на заданную высоту в затрубном пространстве, скважину оставляют в покое для твердения цементного раствора.

Колонну держат под давлением, которое было в ней к концу продавки, для чего перекрывают краны на цементировочной головке.

Длительность времени твердения цементного раствора (ОЗЦ) в практике бурения нефтяных и газовых скважин принята 24 ч для эксплуатационных колонн, 16 ч – для промежуточных колонн и 12 ч – для кондукторов.

В течение периода твердения цементного камня следят за показаниями манометра на цементировочной головке. В скважинах с повышенной температурой на забое давление внутри колонны может подняться выше допустимого. В этом случае его снижают. В зависимости от качества используемого цемента, величины водоцементного отношения, глубины скважины и ее геологических особенностей (например, высокой забойной температуры) время, отводимое на твердение цементного камня, может изменяться; однако, независимо от условий, ОЗЦ не должно превышать 24 ч.

По истечении срока твердения цементного раствора снимают цементировочную головку и приступают к определению фактической высоты подъема цементного кольца при помощи электротермометра, спускаемого в колонну.

АКЦ необходимо производить сразу же после окончания цементирования (конца схватывания цементного раствора).

По окончании электротермометрических работ для определения высоты подъема цементного раствора и характера его расположения вокруг колонны в скважине приступают к оборудованию устья скважины.

Цель обвязки устья скважины – укрепить эксплуатационную колонну и герметично перекрыть межтрубное пространство между всеми выходящими на дневную поверхность колоннами.

В зависимости от назначения и конструкции скважины для обвязки устья применяют оборудование, соответствующее одной из трех типовых схем.

По первой схеме предусматривается обвязка устья скважины одноколонной конструкции для колонн диаметром 114, 141 и 168 мм, рассчитанных на рабочее давление 7,5 и 12,5 МПа. Оборудование состоит из фланца диаметром 203 мм (8"), навинчиваемого на резьбу эксплуатационной колонны. Наружные диаметры фланцев унифицированы, размеры их соответствуют размерам фланцев крестовины фонтанной арматуры.

По второй схеме – для двухколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб диаметром 273×168 мм и 299×168 мм, рассчитанных на рабочее давление 12,5 МПа. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца, металлической прокладки, шпилек и гаек.

По третьей схеме – для трехколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб: 462×273×168 мм; 426×299×168 мм, рассчитанных на рабочее давление 12,5, 20,0 и 30,0 МПа. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца (14 или 16"), шести клиньев диаметром 273 или 299 мм для подвески промежуточной колонны, резинового пакера диаметром 273 или 299 мм и катушки.

Для контроля межтрубного пространства в корпусах колонных головок имеется по два 50-мм отвода, из которых один закрывается пробкой, а другой является выкидом с установленной на нем задвижкой и манометром.

Концы промежуточных и эксплуатационных колонн привариваются к катушкам колонных головок плотным герметизирующим швом.

При разбурировании в колонне упорного кольца, обратного клапана и цементного стакана применяют пикообразные долота без наварки твердым сплавом диаметром меньшим внутреннего диаметра колонны на 6–10 мм. Для разбурирования в 146-мм колонне используют бурильные трубы диаметром 73 мм, в 168-мм – бурильные трубы диаметром 89 мм. Во избежание повреждения колонны в процессе разбурирования металлических деталей необходимо соблюдать осторожность – уменьшить скорость вращения долота и осевую нагрузку на него.

Обратный клапан целесообразно разбуривать специальным фрезером с последующим извлечением металлических кусков магнитным пауком.

После промывки водой или буровым раствором приступают к испытанию колонны на герметичность одним из двух существующих способов: опрессовкой водой или снижением уровня жидкости.

Эксплуатационную колонну в эксплуатационных скважинах испытывают на герметичность опрессовкой, в разведочных скважинах применяют оба способа – опрессовку водой и снижение уровня жидкости отгартыванием ее или поршневанием.

При испытании колонны опрессовкой на устье устанавливают цементировочную головку и, заполнив скважину водой, создают при помощи бурового насоса или насоса цементировочного агрегата давление, величина которого устанавливается в зависимости от диаметра и марки стали труб.

Если через 30 мин давление в колонне не снизится больше чем на 0,5 МПа, то колонна считается герметичной.

По второму способу колонна испытывается понижением уровня жидкости.

Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в ней после снижения до заданной глубины не поднимается более чем на 1 м в колоннах диаметром 146–168 мм и на 0,5 м — в колоннах диаметром 219 мм и выше в течение 8 ч.

При неудовлетворительных результатах испытание повторяют, и если окажется, что колонна негерметична, то приступают к обследованию состояния колонны и к ремонтным работам.

После испытания на герметичность на колонну устанавливают задвижку на случай фонтанирования скважины во время перфорации колонны. В результате перфорации, т.е. пробивки в колонне пулевых отверстий на уровне продуктивных горизонтов, нефть и газ получают возможность войти во внутреннюю полость колонны, откуда их извлекают на поверхность одним из существующих способов эксплуатации скважин.

После установления при помощи перфорации сообщения между продуктивными пластами и эксплуатационной колонной оборудуют устье скважины под эксплуатацию (соответственно категории данной скважины).

Например, при глубинно-насосной эксплуатации устанавливают одну колонную головку или трубный пьедестал; для фонтанного способа эксплуатации — фонтанную арматуру с системой выкидных отводов и манифольдов.

Установке фонтанной арматуры предшествует спуск в эксплуатационную колонну до начала фильтра насосно-компрессорных труб, предназначенных для подъема по ним нефти или газа в процессе фонтанирования скважины. После спуска колонны-подъемника из насосно-компрессорных труб и окончания монтажа фонтанной арматуры (елки) приступают к выполнению последней операции — к освоению скважины.

Под освоением скважины понимают проведение ряда мероприятий для вызова притока нефти с доведением ее отбора до наибольшего значения для данной категории скважины и для подъема ее на дневную поверхность в сборные резервуары, а газа — в газопроводы.

Процесс освоения скважины — заключительный этап строительства глубокой скважины.

14.8. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Одна из серьезных разновидностей технологии процесса цементирования — установка цементных мостов различного назначения. Повышение качества цементных мостов и эффективности их работы — неотъемлемая часть совершенствования процессов бурения, заканчивания и эксплуатации скважин. Качеством мостов, их долговечностью определяется также надежность охраны недр и окружающей среды. Вместе с тем промысловые данные свидетельствуют, что часто отмечаются случаи установки низкопрочных и негерметичных мостов, преждевременного схватывания цементного раствора, прихвата колонны труб и т.д. Эти осложнения обусловлены не только и не столько свойствами применяемых тампонажных материалов, сколько спецификой самих работ при установке мостов.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным

загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными. Например, только 40–50 % мостов, устанавливаемых в глубоких скважинах Северного Кавказа, являются удачными.

Успешная установка мостов зависит от многих природных и технических факторов, обуславливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и «сцепление» его с горными породами и металлом труб. Поэтому оценка несущей способности моста как инженерного сооружения и изучение условий, существующих в скважине, являются обязательными при проведении этих работ.

Несмотря на то, что из всех видов операций, связанных с цементированием скважин, наибольшее число случаев с неудачным или безрезультатным исходом приходится на установки мостов, этот вопрос еще недостаточно освещен в литературе.

Цель установки мостов — получение устойчивого водогазонефтепроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газоводонепроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что давления на мосты могут составлять до 85 МПа, осевые нагрузки — до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и других видах работ.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18–25 м. Наличие же на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высоту моста H_m следует рассчитывать по формуле

$$H_m \geq H_0 - Q_m / \pi D_c [\tau_m], \quad (14.20)$$

где Q_m — осевая нагрузка на мост, обуславливаемая перепадом давления; D_c — диаметр скважины; $[\tau_m]$ — удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста; H_0 — глубина установки нижней части моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине

корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8–0,6 МПа на 1 м. При отсутствии корки прорыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует определять и из выражения

$$H_m \geq H_0 - p_m / [\Delta p], \quad (14.21)$$

где p_m – максимальная величина перепада давлений, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ – допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину определяют в основном в зависимости от способа установки моста, применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (14.20 и 14.21), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_m]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 14.4.

Установка мостов производится по балансовому методу, сущность которого состоит в следующем. Спускают до забоя заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности продавочного раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Таблица 14.4

Ориентировочные значения $[\tau_m]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной колонне		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Установка моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и имеет ряд особенностей, которые сводятся к следующему:

- 1) используется малое количество тампонажных материалов;
- 2) нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;
- 3) не применяются резиновые разделительные пробки;
- 4) во многих случаях производится обратная промывка скважин для «срезки» кровли моста;
- 5) мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов.

Установка моста — простая по замыслу и способу проведения операция, которая в глубоких скважинах существенно осложняется под действием таких факторов, как температура, давление, газо-, водо-, нефтепроявления и др. Немаловажное значение имеют также длина, диаметр и конфигурация заливочных труб, реологические свойства цементного и бурового растворов, чистота ствола скважины и режимы движения нисходящего и восходящего потоков. На установку моста в необсаженной части скважины значительно влияет кавернозность ствола.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забуривания нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочностная верхняя часть (H_1) моста должна обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть (H_0) — надежную изоляцию старого ствола. Высота моста

$$H_m = H_1 + H_0 = \sqrt{2D_c R_c} + H_0,$$

где R_c — радиус искривления ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальная величина интенсивности искривления ствола составляет 1° на 10 м, что соответствует радиусу искривления 573 м. Значение H_0 определяют из условий (14.20 и 14.21).

Характерно, что число неудачных или безрезультатных операций одинаково велико при производстве работ как в обсаженной, так и в открытой части ствола скважины.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов — закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста, с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продаваемой жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эф-

фективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Опыт установки мостов в глубоких высокотемпературных скважинах показывает, что в районах, которые отличаются высокими геотермическими условиями, установленные цементные мосты часто оказывались непрочными и негерметичными. В некоторых случаях при продавливании цементный раствор преждевременно схватывался в заливочных трубах.