

Глава 8

1 0i çéãéÈàü 1Äà èéçÄÜçõï êÄÄéí

§ 1. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Все способы цементирования имеют одну цель — вытеснить буровой раствор тампонажным из заколонного пространства скважины и поднять его на заданную высоту¹. В результате этого должна быть исключена возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечена длительная изоляция продуктивных объектов от водоносных, укреплены неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, предохранена от коррозии пластовыми водами обсадная колонна и повышена ее несущая способность.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн. Все они могут быть разделены на две большие группы — первичные и вторичные способы цементирования нефтяных и газовых скважин. Первичные цементирования проводят после бурения. Вторичные (ремонтные) — после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности заколонного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному заколонному пространству.

Под технологией (от греческого "мастерство" и "наука") цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать осуществление выработанных норм и правил работ с целью наиболее полного замещения бурового раствора тампонажным при обеспечении контактирования его с обсадной колонной и стенкой скважины.

Эти работы связаны с приготовлением и движением буровых (главным образом, глинистых) и тампонажных растворов в обсадной колонне и заколонном пространстве. Для правильного ведения указанных работ следует знать свойства растворов.

¹Исключение могут составить ремонтные работы.

СПЛОШНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ С ДВУМЯ ПРОБКАМИ

После спуска в скважину колонны обсадных труб с установленными элементами технологической оснастки и стоп-кольцом на верхней трубе монтируют цементировочную головку. В цементировочной головке закрепляется верхняя цементировочная (разделительная) пробка. В некоторых конструкциях нижняя цементировочная пробка также монтируется в корпусе головки.

Цементировочная головка соединяется с цементировочными насосами или насосами буровой. После промывки скважины в колонну продавливают нижнюю цементировочную пробку (рис. 8.1, *а*). Одновременно в работу включают насосы цементировочных агрегатов и цементно-смесительные машины, приготавливающие цементный (тампонажный) раствор.

После закачки в скважину необходимого количества цементного раствора сбрасывают верхнюю цементировочную пробку (рис. 8.1, *б*). Цементный раствор движется между двумя пробками, которые отделяют его от бурового раствора, предохраняя от загрязнения в обсадной колонне (рис. 8.1, *в*).

Вслед за верхней цементировочной пробкой закачивают продавочную жидкость (чаще всего буровой раствор), которой продавливают цементный раствор в заколонное пространство. Продавливание начинается с момента посадки нижней пробки (если она используется) на стоп-кольцо и порыва

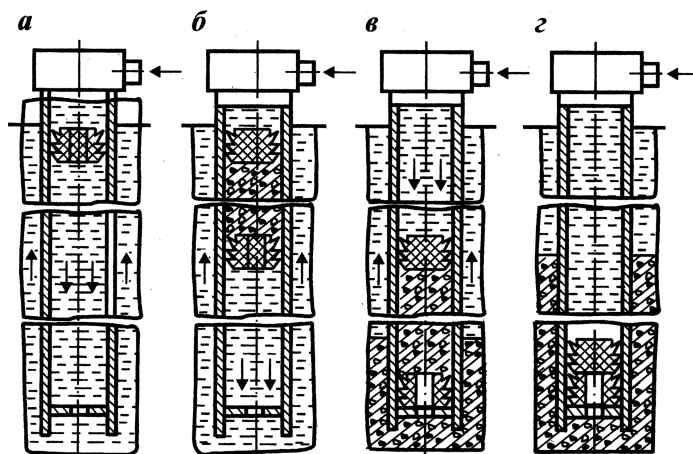


Рис. 8.1. Схема сплошного цементирования с двумя пробками

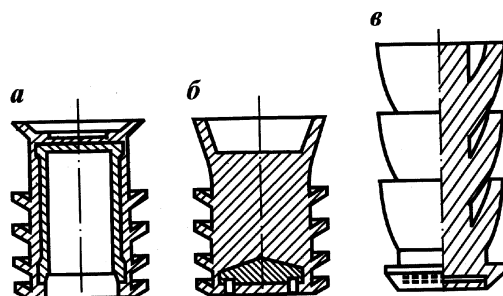


Рис. 8.2. Конструкция различных цементировочных пробок

диафрагмы в пробке (рис. 8.1, „), что достигается повышением давления в колонне.

Подсчитывают количество продавочной жидкости, закачиваемой в скважину. Когда остается 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.

В случае применения буферной жидкости последняя транспортируется перед тампонажным раствором и вслед за ним. Она предназначена для предупреждения смешивания бурового и тампонажного растворов, для очистки ствола и стенки скважины.

На рис. 8.2 представлены конструкции различных цементировочных пробок, предназначенных для разделения цементного и бурового растворов и фиксации окончания цементирования скважин.

СПЛОШНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ С ОДНОЙ (ВЕРХНЕЙ) ПРОБКЕЙ

При цементировании нефтяных и газовых скважин чисто используют одну (верхнюю) цементировочную пробку. 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. Предпочтение следует отдавать процессу с двумя цементировочными пробками.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКА И НИЖНИХ СЕКЦИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Хвостовики (лайнеры, потайные колонны) и нижние секции обсадных колонн при их секционном спуске цементируют в большинстве случаев одинаково. Иногда хвостовики цементируют без разделительных цементируемых пробок, в этом случае процесс цементирования заключается в следующем.

После подготовки ствола скважины на бурильной колонне спускают хвостовик до заданной глубины. Обсадная колонна (хвостовик) соединяется с бурильными трубами с помощью переводника с левой резьбой. При спуске хвостовик и бурильные трубы заполняют буровым раствором. Затем в трубы 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, который остается в нижней части обсадных труб (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. Скважину промывают, пока не будет прокачан буровой раствор в количестве, равном полуторному или двойному объему скважины (выше хвостовика). В случае применения буферной жидкости последнюю закачивают перед тампонажным раствором, а иногда и после него.

В большинстве случаев при цементировании хвостовиков применяют цементирующую пробку. Пробка состоит из двух частей: нижняя часть подвешивается на специальной 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, отделяя буровой раствор от цементного и давая возможность фиксировать давление "стоп". 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 сильно дренированных, подверженных гидроразрыву пластами. На обсадной колонне в нижней части устанавливают манжету (корзину), в интервале крепления которой обсадную колонну перфорируют. Стоп-кольцо устанавливают выше отверстий перфорации. Цементирование проводят обычным технологическим приемом, однако цементный раствор выходит не из-под башмака колонны, а из отверстий в интервале установки корзины. Наличие манжеты не позволяет цементному раствору опускаться ниже места ее установки. Давление на пласт в нижней части скважины остается прежним. Зацементированным остается участок скважины выше манжеты.

ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ КОЛОНН

Двухступенчатое¹ цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Такой способ цементирования целесообразно использовать: 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) в случае невозможности одновременного вызова на буровую большого числа цементировочных агрегатов. Применение двухступенчатого цементирования может способствовать экономии цемента.

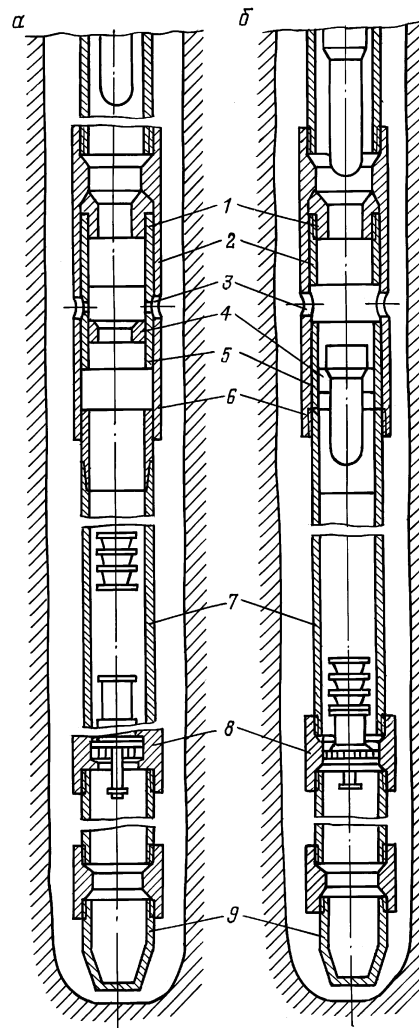
При двухступенчатом цементировании колонну цементируют в две стадии: вначале цементируют ее нижнюю часть, затем — верхнюю.

Рассмотрим более подробно способ двухступенчатого цементирования (рис. 8.3).

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,

¹Известны случаи применения метода трехступенчатого цементирования.

Рис. 8.3. Схема двухступенчатого цементирования:
 1 — муфта двухступенчатого цементирования; 2 — корпус муфты; 3 — циркуляционные отверстия; 4 — калиброванное отверстие; 5 — седло для цементировочных пробок; 6 — подвижная втулка муфты; 7 — ограничитель хода втулки; 8 — обратный клапан; 9 — направляющий башмак



после которого сбрасывают вторую цементировочную (разделительную) пробку. Продавочной жидкостью, взятой в количестве, равном объему нижней части обсадной колонны, продавливают цементный раствор. Затем в колонну помещают третью цементировочную (разделительную) пробку, диаметр которой больше диаметров первых.

Когда верхняя цементировочная (разделительная) пробка

садится на первую, третья пробка подходит к цементирующей муфте и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость выходит 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 за колонном 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 — используют первые две пробки или одну из них, буферную жидкость, увеличивают время между закачками раствора первой и второй ступеней и т.д.

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

МЕТОД ОБРАТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОНН (ЧЕРЕЗ ЗАКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО)

Под обратным цементованием понимают процесс, при котором тампонажный раствор заливается (закачивается) в за колонное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или насосами.

Этот метод в настоящее время находит широкое распространение при цементировании обсадных колонн, перекрывающих пласты большой мощности, которые подвержены гидроразрыву при небольших перепадах давления, а также при комбинированном методе, когда нижняя часть ствола цементируется по технологии прямой циркуляции, а верхняя — по технологии обратной циркуляции.

На рис. 8.4 показаны этапы цементирования по технологии, обеспечивающей контроль за поступлением цементного раствора в башмак обсадной колонны и вымывание смеси бурового и цементного растворов. Данная технология предусматривает спуск дополнительной (промывочной) колонны.

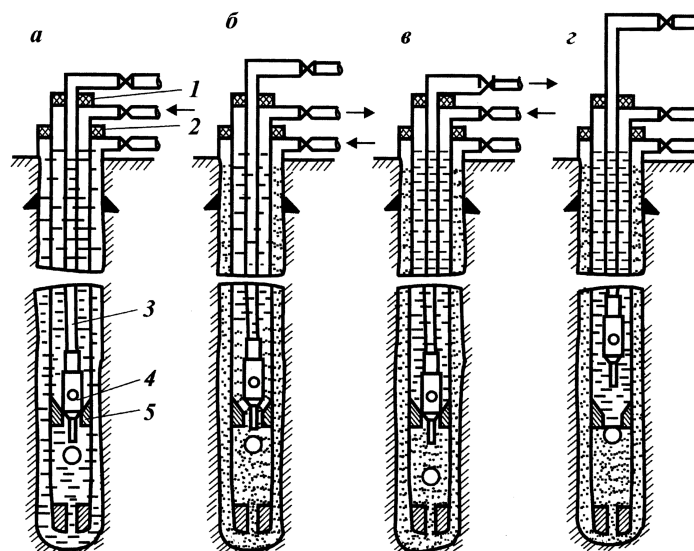


Рис. 8.4. Схема метода обратного цементирования обсадных колонн: а — опрессовка обсадной колонны; б — закачка цементного раствора в скважину; в — вымывание излишка цементного раствора из полости обсадной колонны; г — герметизация полости обсадной колонны обратным клапаном; 1 — головка с лубрикатором для промывочной колонны; 2 — превентор; 3 — промывочная колонна; 4 — промывочный узел; 5 — обратный клапан

Заколонное пространство при необходимости герметизируется превентором; при безнапорной закачке цементного раствора закрывать превентор не обязательно. Основные этапы технологии сводятся к следующему.

1. Промывочный узел 4 разгружают на седло обратного клапана 5 на 10–15 кН и обсадную колонну опрессовывают через межколонное пространство (рис. 8.4, а). Таким образом можно опрессовать обсадную колонну до цементирования, предварительно переведя трубное пространство на воду.

2. Промывочную колонну 3 приподнимают так, чтобы между промывочным узлом и седлом клапана образовался зазор, а шар был отжат толкателем ниже диафрагмы клапана (рис. 8.4, б). Начнется переток жидкости из заколонного пространства в трубное, и в это время следует приступить к закачке цементного раствора, которая может осуществляться без напора и, если есть необходимость, то и с некоторым опорожнением заколонного пространства.

Закачка цементного раствора продолжается до тех пор,

пока смесь цементного и бурового растворов полностью не войдет в обсадную колонну.

Контроль за входом цементного раствора в колонну следует осуществлять по объему закачиваемой и выходящей жидкости, а также по давлению.

В последние годы предложены и разработаны методы и устройства, позволяющие вымывать из обсадной колонны смесь цементного и бурового растворов и определять конец операции.

3. По окончании закачки цементного раствора промывочный узел разгружают на седло клапана и обратной промывкой удаляют образовавшуюся смесь и излишки цементного раствора из обсадной колонны (рис. 8.4, в). Эта операция позволяет убедиться в том, что процесс цементирования закончен и цементный раствор заполнил заколонное пространство, и одновременно избежать разбухания цементного стакана в колонне.

4. На период ОЗЦ промывочный узел приподнимают над обратным клапаном так, чтобы шар перекрыл отверстие в диафрагме, и проводят все операции, предшествующие перфорации обсадной колонны, в том числе и заполнение опорожненной части заколонного пространства цементным раствором (рис. 8.4, г).

Обратный способ цементирования позволяет регулировать забойное давление в широком диапазоне, снижать гидродинамические нагрузки на пласты, использовать безнапорную закачку цементного раствора на скорости, при которой достигается турбулентный режим движения цементного раствора. Снижая время проведения операции цементирования за счет исключения этапа продавки, можно значительно снизить расходы химических реагентов при достижении одновременного схватывания цементного раствора по всей длине скважины.

§ 2. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В СКВАЖИНАХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ УСЛОВИЯМИ, КАВЕРНОЗНОСТЬЮ СТВОЛА И ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Цементный мост — газонепроницаемая перемычка определенной прочности, устанавливаемая в скважине с целью перехода на вышележащий объект, забуривания но-

вого ствола, ликвидации проявлений и поглощений, укрепления неустойчивой кавернозной части ствола, консервации или ликвидации скважины.

Цементный мост характеризуется:

несущей способностью (сопротивление моста сдвигу, обусловленное силами физико-химического сцепления и напряжениями трения цементного камня со стенками скважины);

герметичностью (способность моста разобщать выше- и нижележащие объекты при заданных перепадах давления);

прочностью (свойство камня цементного моста не разрушаться при испытании его нагружением весом заливочных труб);

долговечностью (свойство моста сохранить основные параметры в течение заданного времени);

высотой моста (параметр, количественно определяющий все основные свойства цементного моста; номинальное значение высоты моста должно обеспечивать требуемую несущую способность и герметичность, забуривание нового ствола).

К осложненным условиям установки цементного моста относят такое состояние в стволе скважины, когда отмечаются высокие температуры, поглощения или нефтегазоводопроявления, большая кавернозность ствола, высокие градиенты давления между разобщаемыми пластами.

К большой кавернозности ствола отнесены условия, когда коэффициент кавернозности превышает 1,3.

Высоким градиентом давления считается градиент более 0,5 МПа/м.

Способы установки цементных мостов могут быть следующими.

1. Балансовый способ. Сводится к уравниванию столбов тампонажного раствора в заливочной колонне и кольцевом пространстве.

2. Контролируемый способ. Осуществляется с использованием двух разделительных пробок и забойного устройства.

3. Желоночный способ. Мост устанавливается с помощью желонки на каротажном кабеле.

4. Способ оставления цементного стакана (моста) над интервалом осложнения при цементировании под давлением.

Характерные виды отказа технологического процесса — низкая прочность (или отсутствие) камня, негерметичность моста, возникновение аварийных ситуаций (чрезмерный рост давления при продавливании, значительные затяжки при подъеме заливочной колонны, ее прихват).

Определение высоты цементного моста. В необсаженных скважинах, ликвидируемых без спуска эксплуатационных колонн, высота цементного моста должна удовлетворять требованию, согласно которому высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают высотой не менее 50 м.

Допустимую минимальную высоту моста H_{\min} и высоту моста H_m (м), отвечающую требованиям по герметичности и несущей способности, определяют по формуле

$$H_m = Q_m / \pi D_c \tau \geq H_{\min},$$

где $H_{\min} = \Delta p \operatorname{grad} p$; Q_m — осевая нагрузка на мост, кН; D_c — средний диаметр скважины, м; τ — касательные напряжения при сдвиге моста, МПа; Δp — максимальный перепад давления, действующий на мост, МПа; $\operatorname{grad} p$ — допустимый градиент давления, МПа/м (табл. 8.1).

Данные для расчета минимально допустимой высоты моста

Способ установки моста	В обсаженной скважине	В открытом стволе
$\operatorname{grad} p$, МПа/м.....	1/2	0,5/1
τ , кН/м ²	50/500	10/50

Примечание. В числителе — значение параметра без применения буферной жидкости, в знаменателе — с применением.

Расчет необходимого объема тампонажного раствора проводят по формуле

$$V_{\text{ц}} = H_m S_{\text{скв}} + V_{\text{тр}}(0,02 + C_1 + C_2 + C_3),$$

где $S_{\text{скв}}$ — средняя площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; $V_{\text{тр}}$ — внутренний объем заливочных труб, м³; C_1 — коэффициент потерь раствора на стенках труб; C_2, C_3 — коэффициенты потерь раствора при его смешении с соседней жидкостью соответственно на нижней и верхней границах (при наличии верхней разделительной пробки $C_1 = C_3 = 0$).

Значения коэффициентов приведены в табл. 8.1.

Для определения объемов буферных жидкостей используют зависимости:

для первой порции (на нижней границе)

$$V_{\text{буф}1} = C_4 V_{\text{тр}} + C_5 H_m S_{\text{скв}};$$

для второй порции (на верхней границе)

$$V_{\text{буф}2} = V_{\text{буф}1} \frac{d_1^2}{D_c^2 - d_1^2},$$

Таблица 8.1

Значения коэффициентов для расчета процессов установки цементных мостов

Коэффициент	Бурильные трубы	Насосно-компрессорные трубы
C_1	0,01/0,03	4/0,01
C_2	0,02/0,04	0,01/0,02
C_3	0,02/0,03	0,01/0,02
C_4	0,02/—	0,02/—
C_5	0,4/—	0,4/—

Примечание. В числителе — значение коэффициента при наличии буферной жидкости, в знаменателе — при отсутствии.

где C_4, C_5 — коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении соответственно по заливочным трубам и кольцевому пространству (см. табл. 8.1); d_1, d_2 — соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб в интервале установки моста.

Объем продажной жидкости вычисляют по формуле

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{тр}} - H_{\text{м}} S_{\text{тр}} - V_{\text{тр}}(C_1 + C_3) - V_{\text{буф} 2},$$

где $H_{\text{м}} S_{\text{тр}}$ — объем цементного раствора, оставляемого в заливочных трубах, м³.

Продолжительность процесса установки цементного моста должна удовлетворять требованию

$$T \leq 0,75T_{\text{заг}},$$

где $T_{\text{заг}}$ — время загустевания тампонажного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста.

Компоновка нижней части заливочной колонны должна включать беззамковые алюминиевые бурильные трубы (АБТ) или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

Для повышения качества установки цементных мостов за счет эффективной очистки кавернозного ствола от выбуренной породы при наличии застойных зон в кавернах применяют бурильные эксцентрики.

Конструктивные особенности эксцентриков обеспечивают поперечное перемещение заливочной колонны при ее вращении, вследствие чего создаются условия для изменения положения потока, сдвига и ликвидации застойных зон.

Эксцентрик типа ЭБ-3-178 × 214 предназначен для использования в скважинах, пробуренных долотами диаметром 214—216 мм, а эксцентрик типа ЭБ-5-178 × 295 — для скважин диаметром 295 мм.

Применение эксцентриков не препятствует нормальному спуску колонны труб, не оказывает влияния на величину гид-

равлических сопротивлений и не тормозит вращение инструмента.

Установка осаждающихся баритовых пробок. Цель создания баритовых пробок — получение в скважине непроницаемого экрана для перекрытия проявляющих или поглощающих пластов и последующей установки над ними цементного моста.

Плотность баритовых суспензий, используемых для создания пробок в обсадной колонне и открытом стволе, должна составлять соответственно 1,85–2,05 и 2,2–2,65 г/см³.

Количество материалов для приготовления 1 м³ баритовой суспензии и объемы получаемой баритовой пробки приведены в табл. 8.2.

Для ускорения осаждения барита в воду затворения вводят 0,1 % (по массе) триполифосфата натрия (ТПФН) или 1,5 % КССБ к массе барита.

Необходимую высоту (м) баритовой пробки определяют по выражению

$$h = \Delta p / 0,042,$$

где Δp — избыточное давление, МПа, необходимое для уравновешивания пластового давления $p_{пл}$ гидростатическим столбом бурового раствора $p_{б.р.}$

$$\Delta p = p_{пл} - p_{б.р.}$$

Минимальная высота баритовой пробки должна быть не менее 60 м.

Продолжительность формирования баритовых пробок в скважине должна составлять 5–10 ч.

Таблица 8.2

Рецептура баритовой суспензии и объем осевшей баритовой пробки

Плотность суспензии, кг/м ³	Химические реагенты ¹		Вода, м ³	Барит, кг	Объем осевшей баритовой пробки, м ³
	Триполифосфат натрия, кг	КССБ, кг			
1630	0,82	10,7	0,82	820	0,32
1860	1,12	16,8	0,74	1120	0,44
2050	1,36	20,4	0,69	1360	0,53
2240	1,6	24	0,64	1600	0,63
2410	1,81	27,2	0,6	1810	0,71
2550	1,98	29,7	0,57	1980	0,78
2660	2,13	32	0,53	2130	0,83

¹Для приготовления баритовой суспензии необходим один из приведенных реагентов. При использовании КССБ в систему вводят каустическую соду (NaOH) в количестве 0,1 % по массе к массе затворения с целью доведения pH среды до 10–10,5.

Баритовую пробку устанавливают по балансовому способу аналогично установке цементного моста с использованием верхней и нижней буферных жидкостей (воды). После закачки баритовой суспензии заливочные трубы поднимают в безопасную зону.

Качество баритовой пробки определяют по степени изоляции зоны осложнения. Отсутствие проявления или поглощения является показателем ликвидации осложнения.

Ликвидация поглощения в интервале установки моста. Цель ликвидации поглощения – обеспечение условий установки качественного цементного моста требуемой высоты.

Для ликвидации поглощения используют тампонажный состав типа ВУС, который применяют в скважинах с забойными температурами от 15 до 150 °С. Состав имеет плотность 1025 кг/м³, является жидкостью-носителем различных наполнителей, позволяет осуществлять гелеобразование сразу после поступления его в пласт.

Состав ВУС вязкостью 150–200 с по ПВ-5 готовят в мерниках агрегата ЦА-320М из расчета ввода 1,5–2 % порошкообразного полиакриламида (ПАА), растворяемого в подогретой до температуры 30–40 °С воде, в которой предварительно растворяют 2 % поваренной соли (NaCl) и 2 % сульфитдрожжевой бражки (СДБ). Время гелеобразования ВУС регулируют добавлением от 0,8 до 1 % бихромата натрия, который предварительно растворяют в 15–20 л воды и вводят при круговой циркуляции в течение 10 мин перед закачиванием в скважину.

Требуемый объем ВУС определяют из условия закачки двух-трех объемов скважины в интервале поглощения.

Состав ВУС технологичен в приготовлении и применении, так как хорошо прокачивается, при его использовании не создаются аварийные ситуации, связанные с преждевременным загустеванием раствора и прихватом буровых труб.

Состав ВУС предназначен для применения в условиях частичных поглощений бурового раствора в высокопористых и мелкотрещиноватых породах. В случаях использования состава ВУС в условиях полного поглощения также может быть получен положительный результат, обусловленный снижением интенсивности поглощения.

При проведении работ в скважинах, заполненных водой, перед ВУС закачивают высоковязкий буровой раствор малой плотности объемом 3 м³, а ВУС продавливают водой.

При наличии над поглощающим объектом водопроявляющего пласта работы проводят с использованием пакера, ко-

торый устанавливают в номинальный по диаметру части ствола над зоной поглощения, что обеспечивает разделение пластов в период проведения работ и набора прочности ВУС.

Порядком проведения работ в поглощающей скважине предусматриваются спуск открытого конца бурильных труб до кровли поглощающего объекта, приготовление, закачка и продавливание ВУС (при необходимости перед ним может быть подана буферная порция бурового раствора) до момента выхода его из труб, перекрытие кольцевого пространства с помощью превентора или заколонного пакера, задавливание ВУС в пласт.

При установке цементных мостов в глубоких скважинах в условиях температур более 150 °С основные трудности связаны с необходимостью обеспечения продолжительных сроков схватывания тампонажного раствора и получения тампонажного камня с высокими механическими характеристиками. Для этого используют шлакопесчаные цементы совместного помола типа ШПЦС-120 и ШПЦС-200 или утяжеленные шлаковые цементы типа УШЦ-120 и УШЦ-200 с температурами применения соответственно 80–160 и 160–250 °С.

Сроки схватывания тампонажных цементов на основе шлаков регулируют введением лигносульфонатов (ССБ, КССБ и др.) и хромпика или гипана и хромпика, а также комплексонов-нитрилотриметилфосфоновой кислоты НТФ и оксиэтилидендифосфоновой кислоты ОЭДФ или ее производных.

В случае установки цементного моста для забуривания нового ствола рецептуру тампонажного раствора подбирают при минимально допустимых значениях водоцементного фактора, для чего используют пластификаторы типа КССБ или ОЭДФ, обеспечивающие повышение прочности формируемого камня.

Технология установки цементных мостов в осложненных условиях. Проводят каверно- и термометрирование скважины для оценки состояния ствола, его диаметра, температуры. Определяют интервал установки моста.

Промывают скважину в течение времени двух циклов циркуляции и определяют динамическую температуру на забое:

$$t_{\text{дин}} = t_{\text{заб}}BA,$$

где $t_{\text{заб}}$ — статическая температура на забое скважины, °С; B — коэффициент повышения температуры, зависящий от геотермического градиента (табл. 8.3); A — коэффициент понижения температуры при промывке, зависящий от интенсивности и времени промывки (табл. 8.4).

Таблица 8.3

Значения коэффициента ζ

Глубина скважины, м	Забойная температура, °С							
	40	60	80	100	120	140	160	180
1000	1	1,01	—	—	—	—	—	—
1500	1	1,01	1,01	—	—	—	—	—
2000	—	1,01	1,01	1,02	—	—	—	—
2500	—	1,01	1,02	1,02	—	—	—	—
3000	—	—	1,02	1,03	1,04	—	—	—
3500	—	—	—	1,03	1,04	1,05	—	—
4000	—	—	—	—	1,05	1,06	1,07	—
4500	—	—	—	—	—	1,06	1,06	1,08
5000	—	—	—	—	—	—	1,08	1,09

Таблица 8.4

Значения коэффициента \ddot{A}

Интенсивность промывки, л/с	Продолжительность промывки, мин					
	10	20	30	60	90	120
10	0,917	0,872	0,973	0,774	0,741	0,72
15	0,917	0,863	0,826	0,758	0,723	0,701
20	0,913	0,875	0,817	0,745	0,71	0,686
25	0,91	0,852	0,811	0,739	0,7	0,676
30	0,907	0,847	0,804	0,73	0,69	0,664
35	0,905	0,843	0,8	0,723	0,682	0,657
40	0,903	0,84	0,795	0,718	0,676	0,650
50	0,9	0,833	0,786	0,706	0,661	0,644
60	0,896	0,828	0,78	0,695	0,65	0,623

Учитывая возможность задержки процесса установки моста после охлаждения забоя, а также целесообразность создания некоторого запаса во времени, рассчитанную динамическую температуру повышают на величину $(t_{\text{заб}} - t_{\text{дин}})/2$. Тогда расчетная температура для определения времени загустевания раствора

$$t'_{\text{дин}} = t_{\text{дин}} + \frac{t_{\text{заб}} - t_{\text{дин}}}{2} = \frac{t_{\text{заб}} + t_{\text{дин}}}{2}.$$

Выбирают способ установки цементного моста. По динамической температуре подбирают рецептуру тампонажного раствора, удовлетворяющую условию по времени загустевания. Рассчитывают основные параметры процесса установки моста. Оценивают ожидаемое рабочее давление, опрессовывают нагнетательные линии. Устанавливают по балансовому способу цементный мост. Плотность затворяемого тампонажного раствора должна быть выше плотности бурового раствора не менее чем на 0,2 г/см³.

При приготовлении тампонажных растворов не допускают колебания их плотности относительно заданной более чем на $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$ для чистых портландцементов и $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ для утяжеленных или облегченных тампонажных смесей.

Для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным необходимо:

понижать статическое напряжение сдвига и вязкость бурового раствора при промывке скважины перед установкой моста;

создавать максимально возможную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве с учетом передового опыта крепления в данном районе, обеспечивая скорость восходящего потока цементного раствора в кольцевом пространстве более 1 м/с ;

использовать буферные жидкости, не ухудшающие свойства бурового и тампонажного растворов.

После окончания продавливания поднимают заливочные трубы до кровли моста, обвязывают устье, "срезают" кровлю моста и удаляют излишки тампонажного раствора. Промывают скважину в течение времени необходимого, для прокачивания не менее двух объемов заливочной колонны, поднимают ее на $50-100 \text{ м}$ выше кровли моста и оставляют скважину на $24-72 \text{ ч}$ ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора в обсаженных скважинах удаляют при обратной промывке, а в необсаженных — при прямой. В случаях опасности возникновения поглощения "срезку" кровли моста не производят.

При установке мостов с помощью желонки, спускаемых на каротажном кабеле, перед проведением работ снижают вязкость и статическое напряжение сдвига бурового раствора, подбирают рецептуру тампонажного раствора, исходя из статической температуры в скважине и превышения его плотности над плотностью бурового раствора не менее чем на 300 кг/м^3 , а при проведении операции обеспечивают скорость спуска желонки в скважину не более 1 м/с .

Определяют герметичность моста созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине либо заменой бурового раствора на воду. Значения репрессий и депрессий на мост устанавливают в соответствии с принятыми в регионе величинами.

Технологию установки цементного моста и результаты его испытания на прочность и герметичность заносят в карточку и оформляют согласно требованиям РД 39-0147056-012 — 86.

Установку цементных мостов в кавернозном стволе с помощью бурильных эксцентриков выполняют по балансовому способу в скважинах, при проводке которых в кавернах образовались застойные зоны со значительным количеством шлама.

Выбирают требуемый размер эксцентрика. Эксцентрики устанавливают на бурильной колонне, начиная от башмака труб, через каждые 25–35 м при углах искривления ствола в интервале установки моста до 5° или через каждые 10–20 м при углах искривления до 20°. Эксцентрики должны перекрывать интервал установки моста.

Спускают бурильную колонну с эксцентриками до подошвы устанавливаемого моста, восстанавливают циркуляцию, расхаживают и вращают трубы в течение 15 мин для предварительной очистки интервала установки моста от загустевших масс раствора и шлама, промывают скважину до полной очистки бурового раствора от выносимого шлама.

Интенсивность вращения заливочной колонны 40–60 об/мин; скорость осевого перемещения колонны 0,3 м/с, высота перемещения – на длину квадратной штанги.

Обвязывают цементируемые агрегаты и подсоединяют их к нагнетательной линии буровых насосов. Под верхней свечой бурильных труб устанавливают клапан. Закачивают по стояку через буровой шланг и ведущую трубу расчетные объемы буферной жидкости и цементного раствора.

Вращение и расхаживание колонны заливочных труб начинают в момент поступления в кольцевое пространство первой порции буферной жидкости и прекращают в период, когда остается закачать 1 м³ продавочного раствора.

После окончания продавливания поднимают колонну труб на 25–35 м выше предполагаемой кровли моста, промывают скважину буровыми насосами в течение времени прокачки объема затрубного пространства, но не менее времени прокачки двух объемов труб заливочной колонны, очищают буровой раствор и поднимают бурильный инструмент из скважины. Кровлю моста “срезают” с вращением колонны бурильных труб.

Спускают компоновку бурильного инструмента с долотом до глубины, на которой промывали скважину после установки моста. Через 24–72 ч ОЗЦ “нащупывают” промывкой кровлю моста, проверяют его прочность при разгрузке веса инструмента на 100–120 кН, разбуривают цементный мост до требуемой глубины и обрабатывают буровой раствор.

При установке цементных мостов в условиях проявлений

первоначально ликвидируют осложнение. В этом случае проводят закачку баритовых суспензий для получения непроницаемого экрана из баритовой пробки.

В скважинах со специфическими условиями, например, месторождения Тенгиз, обусловленными использованием известково-битумного раствора (ИБР) и наличием АВПД, поглощения и сероводородной агрессии, цементный мост допускается устанавливать по технологии цементирования под давлением в соответствии с действующими регламентами, утвержденными производственными объединениями.

Используют тампонажный состав типа ВУС. Для ликвидации частичных поглощений можно создавать в скважине баритовую пробку.

В условиях низких положительных температур, наличия в интервале установки моста глинистых и углистых сланцев, неустойчивости пород применяют тампонажные материалы с повышенной прочностью и адгезией.

В скважинах, в которых ликвидацию поглощения совмещают с установкой моста, операцию проводят путем задавливания части состава в пласт и оставления в скважине определенного объема, достаточного для перекрытия осложненного интервала.

§ 3. ПОВТОРНОЕ (ИСПРАВИТЕЛЬНОЕ) ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Под повторным цементированием 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.

Эти способы сводятся к транспортированию некоторого количества цементного раствора (определяемого расчетом) в скважину, не обсаженную или обсаженную колонной труб.

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

В некоторых случаях находящийся в скважине цементный раствор стараются задавить в трещины 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 цементированием под давлением или установкой моста под давлением.

Для ускорения операции установки цементных мостов в скважинах существует несколько типов цементируемых головок, схем обвязки устья скважины и расстановки цементируемых машин.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОБВЯЗКА ЦЕМЕНТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

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

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

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

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

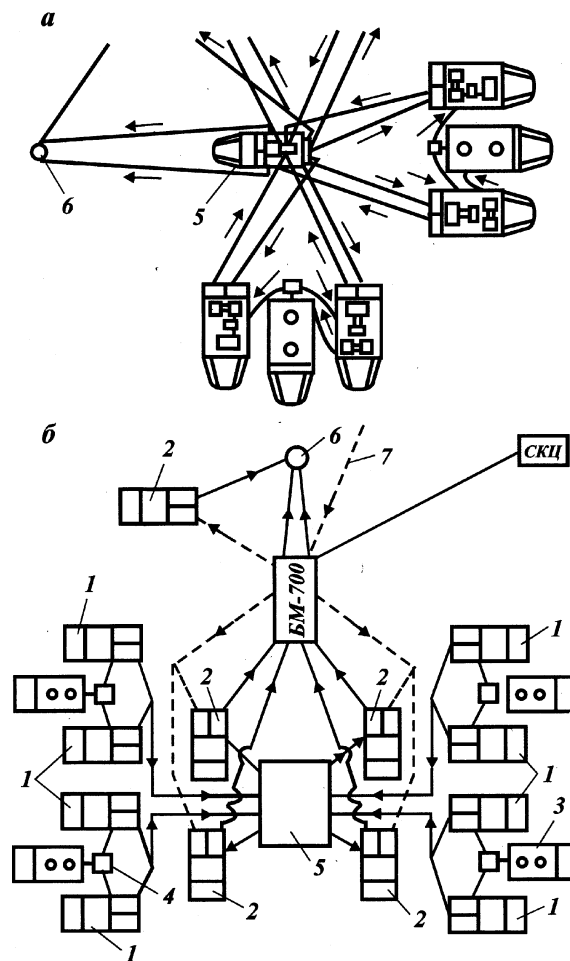


Рис. 8.5. Схемы расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин:
a: 1 – цементировочные агрегаты ЗЦА-400А; 2 – цементно-смесительные машины 2СМН-20; 3 – цементировочные агрегаты ЦА-320М; 4 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 5 – блок манифольда 1БМ-700; 6 – цементировочная головка; *б*: 1 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 2 – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; 3 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 4 – бак для затворения цемента; 5 – осреднительная емкость; 6 – цементировочная головка; 7 – линия подачи продажной жидкости к ЦА

Для контроля основных параметров тампонажного раствора и режимов его нагнетания в скважину применяют станцию контроля цементирования СКЦ-2М (рис. 8.6). В сос-

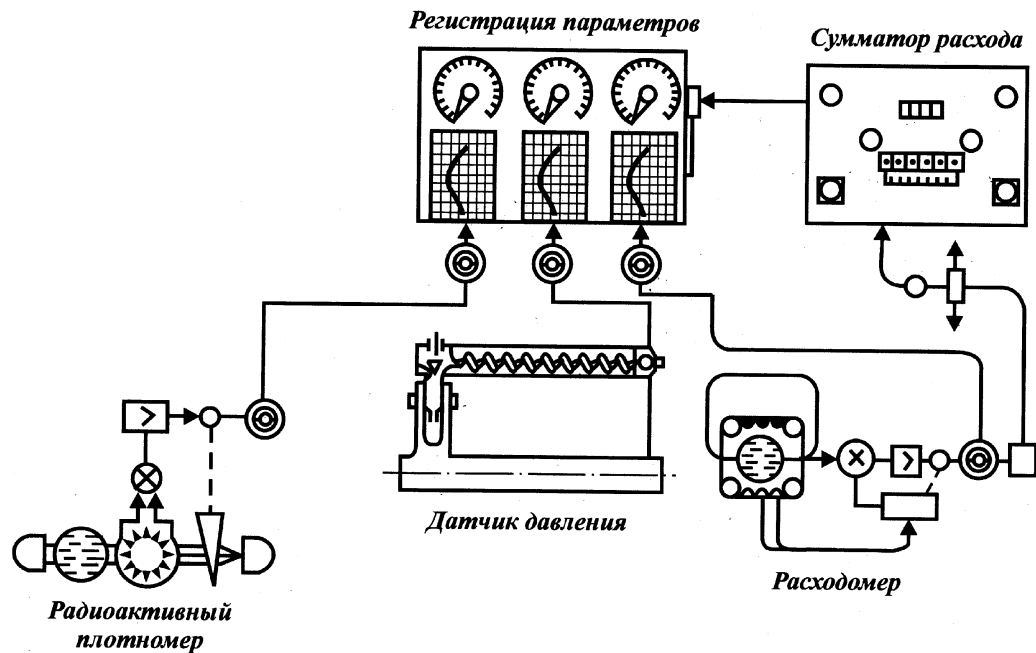


Рис. 8.6. Станция контроля цементирования СКЦ-2М

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

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

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

Техническая характеристика станции СКЦ-2М

Диапазон измерения:	
давления, МПа	0–40
мгновенного расхода, л/с	5–100
плотности, г/см ³	1,0–2,0
Емкость счетчика, м ³	9999
Основная приведенная погрешность измерения, %:	
давления	±2,5
мгновенного расхода	±2,5
суммарного расхода (относительная погрешность)	±2,5
плотности (от диапазона измерения 1 г/см ³)	±3,0
Скорость перемещения диаграммы указателя-регистратора, мм/ч	600
Питание:	От сети переменного тока или от автономного источника
напряжение, В	220 ± 10 %
частота, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	800

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

Техническая характеристика блока манифольда 1БМ-700

Напорный коллектор:	
максимальное рабочее давление, МПа	70
условный внутренний диаметр, мм	100
число подсоединяемых линий (от агрегатов)	6
число линий, отводимых к устью скважины	2
условный диаметр проходного сечения трубопроводов, мм	50

Раздающий коллектор:	
максимальное рабочее давление, МПа.....	2,5
условный внутренний диаметр, мм.....	100
число подсоединяемых линий	10
условный внутренний диаметр подсоединяемых трубопроводов, мм	50
Разборный трубопровод:	
число труб.....	23
общая длина трубопровода, м.....	80
условный внутренний диаметр, мм.....	50
число шарнирных колен для соединения труб.....	16
Габаритные размеры, мм:	
длина.....	7690
ширина.....	2500
высота.....	2895
Масса (с полной заправкой, включая массу двух человек), кг.....	8440

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

Раздающий коллектор представляет собой трубу с условным внутренним диаметром 100 мм, к которому приварены 10 нишпелей. На каждом нишпеле размещен пробковый кран с винченным в него уплотнительным конусом для подсоединения разборного трубопровода.

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

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

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

§ 5. БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из затрубного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины,

одним из основных является использование буферных жидкостей.

Под буферной понимают жидкость, которая прокачивается между буровым и тампонажным растворами, предотвращает их смешение и удаляет из затрубного пространства остатки бурового раствора.

Вследствие отсутствия универсальных буферных жидкостей, пригодных для широкого использования при всех условиях бурения, в отечественной практике применяют следующие их виды: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, азрированные, эрозийные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот, воду.

ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретным 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 времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве должно выполняться условие, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к средним значениям указанных параметров разобъемных ею жидкостей.

Повышение эффективности очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора достигается применением комплексных буферных жидкостей. 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 рас-

твора 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 следует 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.

ВИДЫ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

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

По воздействию на стенки скважины буферные жидкости подразделяют на абразивные и неабразивные, при этом 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), по плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Ниже приведены краткие сведения о некоторых видах буферных жидкостей.

Вода. В качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных в устойчивых породах, широко используют воду. Она обладает сравнительно хорошими вымывающими свойствами по отношению к цементным и буровым растворам.

Перед закачкой в скважину в ряде случаев в воде растворяют ПАВ (сульфонол, дисольван, НЧК и т.д.), которые улучшают смывание остатков буровых растворов со стенок скважины.

При использовании утяжеленных буровых растворов в качестве буферной жидкости нецелесообразно применять воду

во избежание выпадения утяжелителя из буровых растворов в осадок в зоне их контакта с водой.

Высоту столба закачиваемой буферной воды выбирают максимально возможной для конкретных геолого-технических условий.

Утяжеленные буферные жидкости на основе водных растворов некоторых солей или на полимерной основе применяют в условиях, когда в геологическом разрезе скважин встречаются соляные купола и хемогенные отложения, осложненные интервалы в виде осыпей и обвалов пород, зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью возникновения осложнений.

Буферные жидкости на основе водных растворов NaCl, CaCl₂ и других солей характеризуются относительно высокими плотностями (по сравнению с водой), которые изменяются в широком диапазоне.

Плотность буферных жидкостей на основе водных растворов, г/см³, не более:

NaCl.....	1,2
CaCl ₂	1,4
ZnCl ₂	1,57
FeCl ₃	1,55
Fe ₂ (SO ₄) ₃	1,61

Для предотвращения отрицательного воздействия растворов солей на свойства контактирующих с ними буровых и тампонажных растворов перед ними и после них закачивают небольшие порции пресной воды объемом, составляющим примерно десятую долю объема буферной жидкости.

Для разделения бурового и тампонажного растворов повышенной плотности при цементировании используют утяжеленные буферные жидкости на полимерной основе, которые рекомендуются для температурных условий в скважине до 200 °С. Если буровой раствор содержит кальциевые соли с концентрацией более 0,3 %, то применение такой буферной жидкости исключается.

Утяжеленная буферная жидкость состоит из гипана, барита и воды. Для получения буферной жидкости плотностью 1,7–2,4 г/см³ компоненты используют в следующем соотношении (по массовой доле): 4–8 частей 10 %-ного гипана, 1–4 части воды на 10–20 частей барита. Стабильность систем как при нормальных, так и при высоких температурах обеспечивается определенным соотношением гипана и воды. Например, для получения буферной жидкости плотностью

1,9–2,15 г/см³ соотношение 10 %-ного раствора гидролизованного полиакрилонитрила и воды должно быть 6 : 1, а количество барита будет зависеть от его плотности и влажности. Для предупреждения чрезмерного повышения вязкости буферной жидкости при увеличении ее плотности отношение полиакрилонитрила к воде измеряют в сторону уменьшения, а при уменьшении – наоборот.

Растворы кислот. Растворы кислот предназначены для удаления фильтрационной корки, остатков бурового раствора со стенок скважины. Их рекомендуют использовать при цементировании скважин, к изоляции которых предъявляются повышенные требования. Они представляют собой 8–15 %-ный раствор соляной кислоты или водный раствор сульфаминовой кислоты 20 %-ной концентрации.

Объем буферной жидкости для разрушения фильтрационной корки должен быть равен объему кольцевого пространства скважины в интервале продуктивного пласта.

При использовании растворов кислот в качестве буферных жидкостей соблюдается следующий порядок работ:

1) закачивают вязкоупругий разделитель объемом, соответствующим 6–10 м высоты затрубного пространства;

2) закачивают и продавливают раствор кислоты в интервал продуктивного пласта;

3) в течение 15–30 мин раствор кислоты оставляют в покое для обеспечения реакции с карбонатами фильтрационной корки;

4) закачивают и продавливают цементный раствор по обычной технологии.

В качестве тампонажного материала в этом случае рекомендуется применять пластификационные цементные или гелецементные растворы с пониженным показателем фильтрации.

Эрозионная буферная жидкость. Применение водопесчаных эрозионных буферных жидкостей целесообразно при цементировании скважин, стволы которых имеют большие каверны и стенки сложены глинистыми породами.

При добавлении в воду до 400 кг кварцевого песка на 1 м³ турбулизуется поток при низких скоростях закачки продавочной жидкости, и он становится абразивным для глинистой корки.

Стабилизация буферной жидкости достигается добавкой в нее КМЦ и цемента. Дозировку их подбирают лабораторным анализом по скорости оседания частиц в исследуемой суспензии.

Эрозионные буферные жидкости готовят с помощью цементно-смесительных машин, воронки-смесителя или непосредственно в приемном чане. При первом способе приготовления водопесчаной смеси песок загружают механически, а при двух последующих — вручную. Твердую фазу дозируют подбором режимов работы цементно-смесительной машины и цементировочного агрегата или специальным дозирующим устройством.

Незамерзающая буферная жидкость. При цементировании скважины в условиях распространения многолетнемерзлых пород использование воды в качестве буферной жидкости недопустимо, так как оставление ее в затрубном пространстве может привести к образованию льда и смятию обсадных колонн.

В этих условиях необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, которые состоят из 30 %-ного раствора диэтиленгликоля в воде и кварцевого песка с размером зерен 0,1–0,15 мм и концентрацией 40 г/л. Температура замерзания такой суспензии примерно –30 °С, что значительно ниже температуры окружающих горных пород.

Незамерзающую буферную жидкость готовят непосредственно на буровой перед цементированием скважины. Для этого в мерную емкость цементировочного агрегата подают необходимое количество технической воды. Затем в приемном чане 100 %-ный диэтиленгликоль смешивают с водой в пропорции 3 : 7 и полученный раствор откачивают в агрегат. После тщательного перемешивания на приготовленном водном растворе диэтиленгликоля с помощью цементосмесителя или воронки-смесителя затворяют песчаную суспензию, которую затем закачивают в скважину.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации. Такую жидкость целесообразно использовать при цементировании обсадных колонн на месторождениях с низкими пластовыми давлениями при наличии в разрезе поглощающих пластов или пропластков, склонных к осыпям и обвалам при воздействии на них воды. Особенно нежелательно попадание воды из буферной жидкости в продуктивные горизонты, поскольку это снижает их коллекторские свойства.

При испытаниях буферной жидкости, показатель фильтрации которой соизмерим с показателем фильтрации бурового раствора, подтверждена ее эффективность, получена более полная очистка затрубного пространства, улучшена адгезия цементного камня с обсадной колонной.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации со-

стоит из технической воды, обработанной 1,5–2 % карбофена и 3–5 % кальцинированной соды, и имеет по прибору ВМ-6 показатель фильтрации 6–30 см³/30 мин. Предварительно растворенная сода облегчает растворение карбофена. Для соленосных разрезов после растворения карбофена воду засоляют до насыщения с доведением ее плотности до 1,1–1,2 г/см³.

В качестве стабилизатора применяют высокомолекулярные соединения (КМЦ, гипан, метас, полиакриламид, крахмал и другие реагенты), используемые для регулирования показателя фильтрации буровых растворов. Кальцинированную соду вводят для регулирования сроков схватывания цементного раствора и предотвращения загущающего действия реагента-стабилизатора.

Вязкоупругий разделитель представляет собой трехкомпонентную гелеобразную смесь плотностью 1 г/см³. Он состоит из следующих компонентов: водного раствора полиакриламида 0,5 %-ной концентрации по сухому продукту, водного раствора гексарезорциновой смолы 2 %-ной концентрации по твердому продукту (сухой 100 %), технического формалина 37–40 %-ной концентрации по формальдегиду.

Объем вязкоупругого разделителя определяют из расчета обеспечения столба в кольцевом пространстве высотой 20–25 м.

Вязкоупругий разделитель готовят в следующем порядке.

1. Из твердого полиакриламида готовят 0,5 %-ный водный раствор, для чего в мешалку заливают 890–895 л воды (для лучшего растворения полиакриламида подогретой до температуры 50–60 °С), в которую вводят 59–60 кг товарного полиакриламида, и перемешивают до полного растворения. Раствор полиакриламида можно готовить также созданием циркуляции насосом цементировочного агрегата по схеме емкость – насос – емкость.

2. Готовят 2 %-ный раствор гексарезорциновой смолы, для чего 1,9–2 кг сухой смолы растворяют в 85–90 л воды; после этого раствор перекачивают в специальную емкость для последующей добавки его в раствор полиакриламида.

3. В специальную емкость с краном заливают 18 л технического формалина 37–40 %-ной концентрации.

4. После подготовки исходных компонентов в перемешивающий насос раствор гексарезорциновой смолы вводят раствор полиакриламида, а затем технический формалин. Полученный состав перемешивают в течение 1 ч.

5. Полученную смесь перекачивают в отдельную емкость и оставляют в ней в течение суток для обеспечения условий более глубокого протекания реакции между компонентами с целью получения необходимой кондиции вязкоупругого гелевого разделителя.

Вязкоупругий разделитель может быть заготовлен заблаговременно, поскольку при длительном хранении в закрытых металлических емкостях он не теряет своих свойств.

Технологию цементирования скважины ведут в следующем порядке.

1. Требуемый объем вязкоупругого разделителя закачивают в обсадную колонну с помощью бурового насоса или бурового агрегата перед подачей цементного раствора; дальнейший процесс цементирования скважины ведется без изменения существующей технологии.

2. Для обеспечения вытеснения бурового раствора из сужений и расширений ствола скважины и заполнения их цементным раствором скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5–0,7 м/с; при наличии в разрезе зон поглощения скорость прокачки может быть снижена.

Комбинированная буферная жидкость на основе раствора с тампонирующими свойствами (РТС) содержит 6–10 %-ный водный раствор сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3$, а при отсутствии последнего – техническую воду и РТС.

Ниже приведены рекомендуемые объемы раствора сернокислого алюминия – коркоудаляющего агента. Количество технической воды при отсутствии раствора $Al_2(SO_4)_3$ принимается не менее 5 м³.

Номинальный диаметр, мм:			
обсадной колонны.....	146	168	146
скважины.....	190	214	214
Объем раствора $Al_2(SO_4)_3$, м ³	10–12	10–12	15–16

РТС характеризуется способностью к формированию на проницаемых стенках скважины тонких, затвердевающих и прочных корок с высокими адгезионными свойствами.

Составы и основные параметры раствора с тампонирующими свойствами могут быть следующими.

Номер состава.....	I	II
Компоненты, кг:		
цемент.....	400	400
глинопорошок.....	100	200
вода.....	1000	1000
КМЦ.....	10,0	7,5
кальцинированная сода.....	20	20

Параметры:		
плотность, г/см ³	1,28	1,30
вязкость по ПВ-5, с.....	22	27
показатель фильтрации по ВМ-6, м ³ /30 мин....	14	12

Ниже приведены объемы РТС.

Высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны, м.....	500	500–1000	1000
Объем РТС, м ³ , при длине колонн, м:			
1300.....	4	5	5
1300–2000.....	7	8	9–12

Водные растворы сернокислого алюминия и реагентов для РТС готовят с помощью цементировочных агрегатов в период подготовительных работ к цементированию колонны и закачивают последовательно.

Для приготовления РТС в условиях буровой используют два цементировочных агрегата. Мерные емкости первого агрегата заполняют растворами КМЦ и кальцинированной соды, второго — буровым раствором плотностью 1,2 г/см³. В процессе приготовления РТС с помощью первого агрегата водными растворами КМЦ и кальцинированной соды затворяют тампонажный портландцемент и закачивают в скважину получаемую цементную суспензию плотностью 1,4–1,42 г/см³, а с помощью второго агрегата — буровой раствор при соблюдении равенства расходов этого раствора и жидкости для затворения цемента.

Нефть и нефтепродукты. Нефть и нефтепродукты в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать лишь в тех случаях, когда бурят с промывкой нефтеэмульсионными буровыми растворами или цементируют ствол скважины с применением нефтеэмульсионных тампонажных растворов. Использование буферных жидкостей на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо) способствует улучшению условий турбулизации в области смешения их с буровым раствором.

Количество требуемых нефтепродуктов определяют из условия возможного их смешения с контактирующими жидкостями по предварительно выполненной рецептуре.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

В случае применения маловязкой буферной жидкости (воды или близкой к ней по вязкости жидкости) ее объем W_6 , необходимый для разделения бурового и тампонажного

растворов, когда нижняя цементировочная пробка не используется, рекомендуется определять их соотношения

$$W_6 = 18\sqrt{h/L}W_c,$$

где h – средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м,

$$h = \left(\frac{d_t}{2} l_t + \frac{D_c - d_n}{4} l_k \right) / L;$$

L – суммарная длина колонны труб l_t , через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования l_k , м; W_c – суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_{ц}$ и продавочного бурового W_p растворов, м³; d_t – средневзвешенный внутренний диаметр колонны труб, м; D_c – фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м; d_n – наружный диаметр труб, м.

Если при цементировании используют нижнюю цементировочную пробку, то в расчетах следует принять $W_c = W_{ц}$ и $L = l_k$, и тогда $h = (D_c - d_n)/4$.

В случае применения высоковязкой буферной жидкости, способной удерживать утяжелитель, W_6 при турбулентном течении жидкости рекомендуется определять из соотношений $W_6 = 0,15 W_c$.

Дополнительный объем низковязкой буферной жидкости $W_{6,c}$, необходимый для удаления остатков водного раствора с поверхности омываемых стенок, приближенно может быть определен из следующих зависимостей:

при отсутствии нижней разделительной пробки

$$W_{6,c} = (0,2W_{c,к} - W_6) / 0,65,$$

$$W_{c,к} = W_p + W_{ц}'$$

где $W_{ц}'$ – объем тампонажной смеси в интервале длиной L_b от башмака цементруемой колонны до кровли высоконапорных или продуктивных горизонтов плюс 150 м;

при использовании нижней пробки

$$W_{6,c} = (0,2W_{ц}' - W_6) / 0,65,$$

где W_6' – объем буферной жидкости, необходимый для разделения жидкостей на участке, соответствующем L_b .

Общий, необходимый для цементирования, объем буферной жидкости определяют по формуле $W = W_6 + W_{6,c}$.

Общий объем W не должен превышать критический объем

$$W_{кр} = \frac{0,785 \left(\rho_p L_{п} - \frac{a' p_{пл}}{g \cos \alpha} \right) (D_c^2 - d_n^2)}{\rho_p - \rho_б},$$

где ρ_p — плотность бурового раствора, кг/м³; $L_{п}$ — глубина залегания высоконапорного пласта, м; $a' = 1 + (a - 1)/2$ (обычно принимают $a' \geq 1,03 \div 1,05$); a — фактическое относительное превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на глубине $L_{п}$, $a = \rho_p g L_{п} / p_{пл}$; $p_{пл}$ — пластовое давление, Па, на глубине $L_{п}$ в пласте; $\rho_б$ — плотность буферной жидкости, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Если по расчетам получится, что $W > W_{кр}$, то следует принять $W = W_{кр}$ или применить утяжеленную буферную жидкость. В этом случае при найденном значении W плотность буферной жидкости находят по формуле

$$\rho_б \geq \rho_p - \left(\rho_p L_{п} - \frac{a' p_{пл}}{g \cos \alpha} \right) \frac{0,785(D_c^2 - d_n^2)}{W}.$$

Пример. Определить необходимый для цементирования обсадной колонны объем маловязкой буферной жидкости при следующих условиях: $D_c = 230$ мм, $d_n = 168$ мм, $d_b = 148$ мм, $L_t = 2400$ м, $l_k = 1000$ м, $L_{п} = 2000$ м, $p_{пл} = 21$ МПа, $\rho_p = 1,1$ г/см³.

При условии, что нижнюю пробку не применяли, определим $W_c = W_{п} + W_p$. При расчетных $W_{п} = 23,5$ м³ и $W_p = 41,3$ м³ получим $W_c = 64,8$ м³.

Находим

$$h = \left(\frac{0,148 \cdot 2400}{2} + \frac{0,23 - 0,168}{4} 1000 \right) / (2400 + 1000) = 0,057 \text{ м};$$

$$L = 2400 + 1000 = 3400 \text{ м}.$$

Рассчитываем необходимый для разделения тампонажного и бурового растворов объем буферной жидкости:

$$W_б = 18 \sqrt{0,057 / 3400} \cdot 64,8 = 4,8 \text{ м}^3.$$

Дополнительный объем буферной жидкости, необходимый для вымывания остатков бурового раствора из кольцевого зазора в интервале 2400—1850 м, найдем из соотношения

$$W_{б,с} = (0,2 \cdot 41,3 + 0,785 (0,023^2 - 0,168^2) (2400 - 2000 + 150) - 48 / 0,65) = 9,3 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем буферной жидкости, необходимый для цементирования, составит $W = 4,8 + 9,3 = 14,1$ м³.

Определим критический объем буферной жидкости. Для этого необходимо найти значения коэффициентов a и a' :

$$a = \frac{1,1 \cdot 2000}{10 \cdot 210} = 1,05; \quad a' = 1 + \frac{1,05 - 1}{2} = 1,025.$$

Тогда

$$W_{кр} = \frac{0,785 \cdot 1,1 \cdot 2000}{1,1 - 1} - \frac{10 \cdot 1,025 \cdot 210}{1} (0,23^2 - 0,168^2) / (1,1 - 1) = 9 \text{ м}^3.$$

Из этого следует, что закачивать буферную жидкость (воду) объемом 14 м³ нельзя вследствие опасности возникновения выброса.

Определим плотность буферной жидкости, которой можно закачать весь равный объем:

$$\rho_6 \geq 1,1 - (1,1 \cdot 2000 - 10 \cdot 1,025 \cdot 210)0,785 (0,23^2 - 0,168^2) / 14 = 1,04 \text{ г/см}^3.$$

Полученному значению ρ_6 удовлетворяет буферная жидкость с низким показателем фильтрации.

§ 6. ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ ТАМПОНАЖНЫМИ СМЕСЯМИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ

Тампонажные растворы на основе вяжущих веществ наиболее широко используют для изоляции зон поглощений. Они могут быть затворены на воде или на углеводородной жидкости. Применительно к борьбе с поглощениями они имеют ряд особенностей.

Цементные растворы. Смеси на основе портландцементов готовят без добавок и с добавками, регулирующими сроки схватывания. Кроме тампонажного портландцемента (по ГОСТ 1581–91) для приготовления тампонажных смесей используют быстросхватывающиеся смеси (БСС) на основе портландцементов введением в цементные растворы ускорителей схватывания — хлорида кальция CaCl_2 , кальцинированной соды Na_2CO_3 , углекислого калия K_2CO_3 (поташ), хлорида алюминия AlCl_3 , хлорида натрия NaCl , фтористого натрия NaF , каустической соды NaOH , жидкого стекла Na_2SiO_3 , сернокислого глинозема $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, высокоминерализованной воды хлоркальциевого типа и др. При приготовлении БСС ускорители схватывания вводят в воду затворения или в затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом. Количество вводимого ускорителя колеблется в пределах 2–10 %. Быстросхватывающиеся смеси обычно применяют в скважинах с температурой 50–70 °С.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов — глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % от массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементными. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % диатомита с влажностью не более 5–6 %. При В/Ц = 0,8 плотность составляет 1,55 г/см³, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватывающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25–35 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов — высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости

структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирования отрицательно влияет на качество изоляционных работ.

Гипсоцементные растворы. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5 + 9)10^{-3}$ мкм², а через 24 ч – $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Гипсоцементные растворы готовят смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением растворов гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента. В табл. 8.5 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента в соотношении 1 : 1.

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем цементных растворов.

Таблица 8.5

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента

В/С	Замедлитель		Плотность	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч – мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
	Наименование	Содержание, %			начало	конец	
0,6	–	–	1,72	24	0–10	0–15	1,4
0,6	ТПФН	0,2	1,72	24	0–20	0–30	1,1
0,6	ТПФН	0,3	1,72	24	0–25	0–35	1
0,6	ТПФН	0,4	1,72	24	0–40	0–50	0,8
0,6	ТПФН	0,5	1,72	25	0–40	0–50	0,7
0,5	ССБ	1	1,76	25	0–40	0–55	1,1
0,5	ГМФН	0,7	1,89	21	0–30	0–40	0,8

Таблица 8.6

Свойства гипсоцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂

Содержание глинопорошка на 100 массовых частей цемента, %	Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч/мин		Прочность на сжатие через 24 ч, МПа
			начало	конец	
4	1,8	20,5	3–15	4–40	4,2
6	1,82	19,5	3–05	4–35	4,7
8	1,82	20	3–00	4–25	4,8
10	1,84	19	3–50	5–05	5

Глиноцементные растворы. Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру. Свойства глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂ приведены в табл. 8.6.

Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема увеличивает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости, и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ). Его готовят смешением в тройнике цементного раствора плотностью 1,35–1,45 г/см³ и бентонитового раствора плотностью 1,18–1,2 г/см³ в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокие вязкость и показатель фильтра-

ции, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми частицами и наполнителем, вводимым в раствор. Следом за ТРВВ закачивают обычный глиноцементный раствор, затворенный на водном растворе хлорида кальция.

Цементно-полимерные растворы. Эти растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость и непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов – то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамида (ПЭПА). В табл. 8.7 приведены свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента с отвердителем ПЭПА в количестве 20 % от объема смолы ($V/C = 0,5$).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости. Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному

Таблица 8.7

Свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента

Добавка ТЭГ, % (от массы цемента)	Растекаемость, см	Температура, °С	Время загустевания, ч – мин	Прочность через 2 сут, МПа		Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²
				на изгиб	на сжатие	
–	20	50	4–10	4,9	13,2	1,8
		75	1–35	6,4	17,3	0,8
1	21	50	2–50	7,3	20	0,2
		75	1–30	7	21	0,15
3	22,5	50	2–20	8	20,5	0,2
		75	1–30	7	21	0,15
6	23	50	1–50	6,4	16	0,6
		75	1–20	6,8	22	0,0

топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампона зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремниевой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые (СБС) и соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС).

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см³ (на 1 м³ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевают и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или глинистым раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготавливают в следующем порядке. В мерные емкости цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива — по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора (от объема смеси).

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРОВ

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии тампонажного камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины собственно в пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19. Смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30 %-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня (табл. 8.8.).

Таблица 8.8
Свойства смеси СКМ-19

Температура, °С	Добавка хлорного железа, % (от массы смолы)	Сроки схватывания, ч – мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		начало	конец	на изгиб	на сжатие
24	2	0–09	0–17	15*	30
	1	0–50	1–10	15	30
	0,5	2–00	3–00	15	30
50	0,3	0–30	1–40	14	26
	0,2	0–50	1–00	12,7	24,2
	0,1	3–30	4–35	2,4	3,8
70	0,25	0–25	0–40	5,6	12,7
	0,13	1–25	1–35	1,8	2,5
	0,08	2–00	2–30	0,3	0,3
90	0,08	0–50	1–05	1,6	4,2
	0,03	2–20	3–20	1,1	0,5
	0,01	3–25	4–30	–	0,4

*Разрушение образца на МИИ-100 и ПСУ-10 не происходит ввиду его высокой упругости.

Таблица 8.9
Сроки схватывания и прочность тампонажной смеси ТС-ФА

Объемная доля, %		Температура, °С	Давление, МПа	Сроки схватывания, ч – мин		Прочность через 24 ч, МПа	
мономера ФА	раствора			начало	конец	на сжатие	на изгиб
96,5	3,5	100	0,1	1–35	2–05	–	–
96,5	3,5	100	30	1–20	2–30	10,5	Пластичность
98	2	140	0,1	3–30	4–30	–	–
98	2	140	30	3–00	4–00	18,5	14,8
99	1	180	0,1	2–40	3–00	–	–
99	1	180	30	1–20	2–40	33	10

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители-опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношении 1 : 1 и 1 : 2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажная смесь ТС-ФА. Смесь ТС-ФА готовят на основе водонерастворимого фурфуролацетонного мономера (мономер ФА), отверждаемого 30 %-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см³. При хранении до года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре более 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси (табл. 8.9).

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Смесь на основе латексов. Во ВНИИБТ разработаны тампонажные смеси на основе малоцентрированных латексов (СКМС-ЗОАРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и (СПС-ЗОИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоцентрированные латексы

(МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7 %-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

В промышленных условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину. По первой латекс коагулируют на поверхности в специальном устройстве, состоящем из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Латекс подается по центральной трубе, а хлорид кальция с наполнителем — через боковой патрубков. При отсутствии устройства используют тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлорида кальция в водном растворе коагулюма 3 %. МКЛ смешивают с раствором хлорида кальция в соотношении 1 : 1 по объему. Эту схему применяют при полной потере циркуляции, когда поглощающий пласт представлен крупными карстами и трещинами.

По второй схеме латекс закачивают порциями (не менее трех), разделенными 3 %-ным водным раствором хлорида кальция объемом не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлорида кальция закачивают буферную жидкость — пресную воду объемом 300–500 л. Объем одной порции латекса 1–2 м³.

Для надежной коагуляции МКЛ перед ним и после него следует закачать по 2–3 м³ водного раствора хлорида кальция. Чтобы закрепить коагулюм латекса, в поглощающий пласт закачивают БСС.

ТАМПОНАЖНЫЕ ПАСТЫ

Тампонажные пасты готовят на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампонажи, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Таблица 8.10
Рекомендуемые рецептуры вязкой тампонажной пасты

Состав, %			Плотность, г/см ³	Вязкость, с	СНС _{1/10'} Па	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Толщина глинистой корки, мм
Бентонит	Вода	Добавка, % (от объема раствора)					
13*	87	CaCl ₂ – 0,5	1,08	40	6/7,5	30	4
60**	40	CaCl ₂ – 1,5	1,28	46	7,5/9	39	7
60**	40	Цемент 0,5	1,28	125	6,9/6,9	44	10

*Иджеванский бентонит.
**Биклянская комовая глина или альметьевский глинопоршок.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью, приготавливаются с помощью цементирующего агрегата по рецептурам, приведенным в табл. 8.10.

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промыску скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГПП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20 %-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10 %-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора. На буровой смесь приготавливают двумя цементирующими агрегатами. В емкости одного готовят минерализованный буровой раствор с наполнителем, а в емкость другого заливают гипан. Агрегатом с буровым раствором начинают закачивание первым, а затем двумя агрегатами одновременно закачивают равные объемы компонентов смеси в скважину через тройник. Смесь продавливают в зону поглощения при закрытом превенторе: при этом в стволе оставляют столб смеси, превышающий мощность пласта не менее чем на 10 м. На 4–6 м³ гипана расходуется 5–6 м³ бурового раствора и 100–150 кг наполнителя. Термостойкость смеси до 180 °С.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1 %-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а

затем по колонне бурильных труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью $1,8 \text{ г/см}^3$ с соляроцементным раствором плотностью $1,2 - 1,45 \text{ г/см}^3$. При смешении указанных растворов в соотношении $0,6 : 1,3$ получают пасты с пластической прочностью $1,8 - 2 \text{ кПа}$, а в соотношении $0,5 \div 0,9$ пластическая прочность достигает 5 кПа . Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

Цементно-глинистую пасту (ПТЦГ) готовят смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе с соляроглинистым раствором. Плотность цементного раствора $1,84 \text{ г/см}^3$, растекаемость $18 - 20 \text{ см}$; плотность соляроглинистого раствора $1,24 - 1,26 \text{ г/см}^3$. Сроки схватывания ПТЦГ регулируются добавлением ускорителей схватывания (табл. 8.11).

Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляроглинистого раствора. Увеличение содержания бурового раствора, как и увеличение его плотности, приводит к повышению пластической прочности.

Хорошая прокачиваемость по бурильным трубам и высокая эффективность при тампонировании зон интенсивных поглощений отмечается у паст с начальной пластической прочностью $1,8 - 2,5 \text{ кПа}$.

Глиноцементная паста с сернокислым глиноземом представляет собой нерастекаемую массу, которая при перемешивании приобретает пластическую прочность $0,8 - 8,3 \text{ кПа}$. После прекращения перемешивания происходит интенсивный рост прочности структуры. Смесь рекомендуется использо-

Таблица 8.11
Зависимость сроков схватывания ПТЦГ от содержания CaCl_2

Содержание CaCl_2 , % (от массы цемента)	Сроки схватывания, ч – мин	
	начало	конец
–	5–20	8–30
3	3–40	5–20
5	2–30	3–20
7	2–00	3–10
10	1–30	3–00

Таблица 8.12

Рецептуры паст с сернокислым глиноземом

Добавка на 100 г цемента			Плотность, г/см ³	Пластиче- ская проч- ность через 60 мин пере- мешивания, кПа	Скорость восста- новления струк- туры, кПа/мин	Проч- ность на сжатие через 1 сут, МПа
Бенго- нит, г	Серно- кислый глино- зем, г	Вода, г/см ³				
20	3	75	1,76	3,8	0,35	2
30	3	90	1,67	2,2	0,27	3
40	3	105	1,65	1,4	0,18	2,3
50	3	120	1,68	1,6	0,22	1,4
20	6	85	1,7	1,8	0,15	2,1
30	6	95	1,67	4,8	0,14	2,5
40	6	110	1,64	6,3	0,7	1,4
50	6	125	1,62	3,6	0,11	1,7

вать при поглощении свыше 20–30 м³/ч. При большей интенсивности поглощения рекомендуется периодически прекращать закачивание продавочной жидкости на 10–15 мин после начала поступления смеси в пласт.

До начала операции цемент и глинопорошок затаривают равномерно в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения, концентрацию которого контролируют по плотности раствора. После затворения тампонажную пасту закачивают в зону поглощения непосредственно по стволу скважины. Рекомендуется применять эти пасты до глубин 2000 м.

Рецептуры паст и некоторые их свойства приведены в табл. 8.12.

Глиноцементная паста с полиакриламидом (ГЦППАА) представляет собой высокоструктурированную нерастекаемую тампонажную смесь плотностью 1,33–1,4 г/см³ и с высокой пластической прочностью. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче в соотношении 1:1 цементного раствора плотностью 1,5 г/см³, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрации 0,25–0,3 %, и глинистого раствора вязкостью 45 с по ПВ-5. Цементный раствор подается в бурильные трубы, а глинистый раствор – в затрубное пространство.

Метасоцементную пасту (МЦП) получают введением водно-щелочного раствора 10–15 % метаса в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлорида кальция. Состав и свойства метасоцементных паст следующие.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:				
метас	0,4	0,25	0,5	0,75
хлорид кальция.....	5	5	10	10
Водоцементное отношение.....	0,5	0,45	0,4	0,4
Густота по ГОСТ 310, 3–76, мм.....	33	6	9	12
Сроки схватывания, ч – мин:				
начало.....	2–50	3–00	2–50	1–20
конец.....	4–05	6–10	3–50	3–20

При растекаемости цементного раствора более 19 см по конусу АзНИИ в смесь следует вводить 2 % глинопорошка (от массы сухого цемента) или наполнителя. Приготавливают МЦП следующим образом. В емкость ЦА наливают воду и растворяют в ней кальцинированную соду, после чего туда засыпают метас и растворяют его посредством круговой циркуляции, периодически измеряя вязкость водно-щелочного раствора. По достижении необходимой вязкости циркуляцию прекращают. Цементный раствор приготавливают на водном растворе хлорида кальция с помощью второго цементировочного раствора и закачивают его в бурительные трубы одновременно с щелочным раствором метаса.

Гипсоцементная паста (ГЦП) образуется смешением цементного раствора, приготовленного на водном растворе хлорида кальция, с цементным раствором, содержащим раствор гипана 10%-ной концентрации, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, гипан 0,7–1, хлорид кальция 3–5, вода 50–60. Ниже приведены состав и свойства ГЦП.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:				
гипан (10%-ный раствор).....	0,9	1	1	1
хлорид кальция.....	3,5	3,5	3,5	5
Водоцементное отношение.....	0,5	0,6	0,6	0,6
Пластическая прочность, кПа.....	4,5	2,5	4	2,2
Сроки загустевания, ч – мин.....	0–40	1–20	1–00	0–40
Сроки схватывания, ч – мин:				
начало.....	2–35	3–30	2–50	2–45
конец.....	3–45	4–45	4–20	3–45

Следует учитывать, что при введении гипана в цементный раствор, содержащий более 2 % хлорида кальция, могут возникнуть затруднения из-за образования в растворе отдельных полимерных сгустков.

Полиакриламидцементную пасту (ПААЦП) получают смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлорида кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100;

ПАА (основное вещество) 0,14–0,2; хлорид кальция 3,5–5; вода 55–60. Состав и свойства ПААЦП с содержанием ПАА 0,1–0,15 % от массы цемента приведены ниже.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:		
бентонит	–	1
хлорид кальция	3,5	5
Водоцементное отношение	0,55	0,6
Густота по ГОСТ 310, 3–76, мм	8	12
Пластическая прочность, кПа	1,8	2,9
Сроки загустевания, ч – мин	2–55	1–00
Сроки схватывания, ч – мин:		
начало	3–30	5–00
конец	2–30	6–55

Магнезиальную полиакриламидцементную пасту (МПААЦП) получают впрыскиванием раствора ПАА 2,5–3%-ной концентрации в магнезиально-цементную суспензию, приготовленную на растворе хлорида кальция, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100; каустический магнезит 5–10; ПАА 0,15–0,2; хлорид кальция 3,5–5; вода 45–50.

Свойства МПААЦП с содержанием 0,15 % ПАА, 10 % магнезита и 50 % воды приведены ниже (плотность 1,82 г/см³).

Содержание СаСl ₂ на 100 массовых частей цемента, %		
	4	5
Густота по ГОСТ 310, 3–76, мм	37	36
Пластическая прочность, кПа	59	54
Сроки схватывания, ч – мин:		
начало	1–50	0–45
конец	2–25	2–10

МПААЦП рекомендуется применять для изоляции зон поглощений в надсолевых трещиноватых коллекторах.

Гипаноцементные и полиакриламидцементные пасты успешно применяются в объединении "Пермнефть" для изоляции зон поглощений в пещеристо-кавернозных и пещеристо-трещиноватых закарстованных коллекторах.

§ 7. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ И ОРГАНОМИНЕРАЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Широко применяемые тампонажные растворы на основе минеральных вяжущих не всегда обеспечивают надежное разобщение пластов.

Проблема качественного тампонирования скважин остается очень актуальной. Для ее решения необходимы также тампонажные материалы, технологические характеристики

которых исключили бы недостатки, присущие минеральным вяжущим. Такими материалами могут быть тампонажные составы на основе макромолекулярных соединений.

Пластические массы имеют малую плотность, они устойчивы к различного рода коррозиям, многие из них обладают высокой адгезией к металлам и горным породам. Благодаря этим ценным свойствам их все шире используют во многих отраслях техники, в том числе в строительной практике.

Задача о разработке полимерных тампонажных материалов в общем виде может быть сформулирована следующим образом: система, пригодная для производства тампонажных работ, должна иметь невысокую начальную вязкость (не более $0,5 \text{ Па} \cdot \text{с}$), регулируемое время загустевания и затвердевать в безусадочный камень с определенными физико-механическими свойствами.

Возможности макромолекулярной химии, способной решать задачи о превращении жидких систем в твердые тела, которые предполагается использовать в качестве тампонажного камня, велики. Твердые монолитные продукты из жидких могут образовываться в результате одной из трех основных реакций: полимеризации и сополимеризации, поликонденсации, макроаналогичных превращений.

Получены новые тампонажные материалы с использованием метода макроаналогичных превращений. Из материалов этого класса наиболее интересным и изученным является вулканизируемый поливинилхлорид.

Тампонирующий материал на основе поливинилхлорида, обладая всеми преимуществами полимерных материалов, лишен недостатков портландцементных и шлаковых камней. Рецептuru содержит поливинилхлорид марки Е-62 в виде порошка, дибурилфталат, ДБФ, О-оксилон, каолин и безводный хлорид цинка. Анализ показал, что наиболее рациональна следующая рецептuru:

а) объемная доля ПВХ-5 составляет 8 % (это значение соответствует максимуму прочности и удовлетворительному времени загустевания, которое уменьшается при росте концентрации ПВХ);

б) объемная доля хлорида цинка находится в пределах 0,7–1,1 % (эти значения соответствуют среднему времени загустевания, прочность от концентрации хлорида цинка зависит слабо);

в) объемная доля каолина 18–20 % соответствует средним значениям времени загустевания и механической прочности и

дает удовлетворительную растекаемость состава по конусу АзНИИ;

г) объемная доля ДБФ 18 % соответствует максимальной прочности и максимальному времени загустевания;

д) максимальная прочность при достаточно длительных сроках загустевания отмечается при температурах 80–135 °С.

Тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида можно успешно использовать при креплении скважин, температура в которых не превышает 135 °С. Наряду с указанными свойствами разработанный способ обладает очень важной особенностью. В результате хранения камня в различных средах установлена его способность набухать в водной среде на 15–20 %, а в углеводородной среде давать усадку на 20–28 %.

С учетом описанных преимуществ тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида может быть использован при креплении скважин и для борьбы с поглощениями, а также для ремонтных работ в эксплуатационных скважинах с целью селективной изоляции пластов.

Аналогично получены тампонирующие составы на основе гипана, поливинилового спирта, карбоксиметилцеллюлозы, полиакриламида.

Полимерные тампонажные материалы имеют ряд преимуществ перед растворами минеральных вяжущих веществ:

1) низкую плотность и возможность ее регулирования в широких пределах;

2) регулируемое время загустевания;

3) способность фильтрующихся жидких фаз твердеть, что при проникновении их в глинистую или битумную корку, а также в проницаемую породу обеспечивает сплошность тампонажного камня, глинистой корки и породы;

4) возможность обеспечить адгезию тампонажного камня к металлу колонн и горным породам;

5) высокую седиментационную устойчивость;

6) отсутствие контракционных процессов в период твердения;

7) практически полную непроницаемость камня во всех случаях;

8) инертность шлама пластмассового камня к буровым растворам;

9) высокую инертность пластмасс к флюидам скважины.

Полиолефинцементные композиции. Здесь основополагающим является полиэтилен. Этот полимер термопластичен. Температура стеклования его 115 °С, плавления 137 °С, предел

прочности при разрыве 24,5 МПа, модуль упругости 210 МПа, разрывное удлинение 500 %. При температурах выше 130 °С при действии сильных окислителей связь С–Н способна диссоциировать, и полиэтилен в этих условиях может сшиваться в трехмерную структуру.

Присутствие коллоидного полиэтилена в цементном камне улучшает некоторые свойства последнего и иногда весьма значительно: повышаются пластичность камня и его деформационная способность, увеличиваются пределы прочности на изгиб и на разрыв, возрастает химическая стойкость, резко снижается водопроницаемость.

Полиэтилен вводят в полиолефинцементные композиции в виде твердых частиц или в виде дисперсии порошка полимера в воде или другой жидкости. Цементный камень, армированный полиэтиленовыми волокнами, имеет повышенную устойчивость к ударным нагрузкам.

Дисперсию полиэтилена в воде можно с успехом применять для модификации свойств шлакового камня. Полиэтилен-шлаковые композиции могут быть рекомендованы для применения в "горячих" нефтяных и газовых скважинах.

Поливинилхлоридцементные композиции. Поливинилхлорид (ПВХ) – белый аморфный полимер с высокой поверхностной твердостью (15–16 НВ). Макромолекулы ПВХ представляют собой полиуглеродные цепи большой длины, в которых 75 % свободных валентностей замещено атомами водорода и 25 % – атомами хлора. Температура стеклования ПВХ 81 °С, температура плавления 212 °С, но уже при 120 °С ПВХ начинает разлагаться, выделяя хлорид водорода. При использовании сополимеров с винилацетатом получен безусадочный цементный камень с большой влагостойкостью.

Значительный интерес представляет использование латексов – сополимеров ПВХ с полиакрилатами. Латексы не коагулируют под действием поливалентных катионов, и их с успехом можно применять для модификации цементных растворов. Введение латексов в цементные растворы повышает подвижность последних, улучшает их прокачиваемость и снижает проницаемость камня в десятки раз. Использование сополимера винилхлорида и ненасыщенной кислоты, ее ангидрида или амида повышает эластичность цементного камня, а также его однородность.

Приведенные данные указывают на то, что цементные композиции, содержащие поливинилхлоридные сополимеры, можно рекомендовать для крепления скважин с невысокой

забойной температурой (до 50–60 °С) в условиях агрессии кислых вод.

Поливинилацетатцементные (ПВА) композиции. При температуре ниже 80 °С ПВА представляет собой стекловидный материал; выше этой температуры он размягчается и приобретает эластичные свойства. Последние сохраняются до температуры 120–130 °С; выше 130 °С ПВА начинает разлагаться с выделением уксусной кислоты.

Поливинилацетат несколько набухает в воде, нерастворим в бензине, керосине, хорошо растворим в полярных органических жидкостях и ароматических углеводородах, обладает высокой адгезией к силикатным материалам. Малая гидролитическая устойчивость ПВА в щелочной среде цементного раствора не дает возможности длительно сохранять новые свойства камня. Процесс гидролиза резко ускоряется во влажной горячей среде. В процессе гидролиза ПВА постепенно превращается в поливиниловый спирт. При степени конверсии 60 % и выше поливиниловый спирт становится растворим в воде и при наличии перепада гидростатического давления или в результате осмотических перетоков вымывается из цементного камня.

Твердение композиций представляет собой комбинированный процесс гидратационного твердения цементного клинкера и высыхания дисперсии полимера. На формирование структуры цементного камня с добавкой ПВА благоприятное влияние оказывает добавление хлорида кальция. Количество добавки ПВА к цементу может изменяться от долей процента до 20–30 %, а для изготовления цементного клея можно добавлять до 50 % ПВА.

Введение полимера в цементный раствор вызывает удлинение начала схватывания, причем при конденсации полимера до 30 % это удлинение пропорционально содержанию полимера. Поливинилацетатцементные композиции обладают хорошими тампонажными свойствами, однако низкая гидролитическая устойчивость ПВА и снижение прочности композиций во влажной среде ограничивают возможности их применения. Композиции можно использовать для временной изоляции пластов при борьбе с поглощением бурового раствора и капитальном ремонте скважин.

Поливинилалкогольцементные композиции. Из синтетических полимеров алифатического ряда, содержащих в макромолекулах гидроксильные группы, в настоящее время промышленность выпускает в значительных количествах только поливиниловый спирт (ПВС). ПВС — один из немногих по-

лимеров, хорошо растворимых в воде, что облегчает его введение в цементный раствор. Высокая степень полимеризации ПВС (молекулярная масса 10^6 и более) и развернутая форма макромолекул в водной среде позволяют эффективно снижать водоотдачу цементного раствора. Добавка 0,4 % ПВС снижает водоотдачу от 40 до 20 мл за 30 мин, а добавка 0,8 % ПВС — до 5 мл за 30 мин.

Если ПВС в количестве 1–2 % вводить в цементно-песчаную (1 : 2) смесь, то прочность при сжатии возрастает. Увеличение содержания ПВС до 10 % придает цементному раствору повышенную клейкость — он хорошо соединяется со старым цементным раствором. Цементный камень в определенных условиях эксплуатации может быть улучшен добавлением ПВС, так как последний легко образует водонерастворимые комплексы со многими веществами, в частности, с соединениями бора. Введение комплексообразователей в цементный раствор позволит удерживать ПВС в цементном камне. Другой путь — введение ПВС в те цементы, которые должны эксплуатироваться при температуре выше $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. При этой и более высокой температуре, особенно в щелочной среде, ПВС сшивается в трехмерную структуру, образуя очень прочный каркас. Исследования показали, что ПВС может быть сшит в разбавленных растворах в трехмерную структуру при температуре $30\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$ обработкой полимера окислительно-восстановительной системой, содержащей бихромат аммония и тиосульфат натрия.

Полиакрилцементные композиции. В эту группу веществ включены композиции на основе цемента с добавкой полиакриловой кислоты, ее солей и полиакриламида. Они хорошо растворимы в воде. В то же время перечисленные мономеры легко вступают в реакцию сополимеризации со многими полифункциональными мономерами, образуя трехмерные водонерастворимые продукты. Реакции полимеризации и сополимеризации, а также реакции функциональных групп с компонентами цементного клинкера идут при невысоких температурах с достаточно большой скоростью. Органический компонент может быть введен в цемент в виде мономера с последующей его полимеризацией при гидратации цемента или сразу в виде раствора полимера. Первый путь более распространен и находит значительное применение в горной и нефтедобывающей промышленности для крепления горных пород и цементирования скважин.

Второй путь использования в органоцементных композициях производных акриловой кислоты — введение в цемент-

ный раствор полимера — также реализован промышленностью. Введение в портландцемент полиакриламида в небольших количествах способствует повышению начальной механической прочности камня.

Водные растворы полиакриловой кислоты (К-4) можно применять для получения быстросхватывающегося тампонажного материала в присутствии раствора хлорида кальция. Хлорид кальция вводят для образования избытка ионов кальция, иначе полимер, выводя из реакции кристаллизации ионы кальция, входящие в цементный клинкер, вызовет ухудшение технологических и механических свойств цементного раствора и камня. Эти тампонажные смеси имеют небольшую плотность, схватываются и твердеют независимо от агрессивности пластовых вод.

Однако чаще водные растворы полиакриловой кислоты и полиакриламида используют в виде небольших добавок для предупреждения схватывания цементных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин, при проведении работ в условиях повышенных температур, для снижения водоотдачи цементных растворов, а также в качестве коагулятора высокоструктурных гельцементов.

Добавление 0,015–0,025 % полиакрилонитрила (гипана) также замедляет гидратацию цемента и уменьшает водопотребность цемента, а в дальнейшем сокращает сроки схватывания.

Полистиролцементные композиции. Полистирол — прозрачный твердый полимер, очень прочный и весьма устойчивый в химическом отношении против действия минеральных реагентов. В воде полистирол нерастворим, в предельных углеводородах набухает, в ароматических и высокополярных органических жидкостях медленно растворяется. К преимуществам следует отнести высокую износостойкость полистирола, приближающуюся при трении к металлической сетке и при качении к износостойкости баббита. Полистирол проявляет очень слабую тенденцию к кристаллизации, что обусловлено структурной нерегулярностью макроцепей. Ниже 100 °С полистирол — стеклообразное тело, в интервале 100–150 °С — это каучукоподобный полимер, выше 150 °С он начинает плавиться.

Полистирол был применен для модификации свойств цементного камня четырьмя способами: затворением цемента на водополистирольной суспензии, затворением цемента на водополистирольной эмульсии, введением в цементный раствор кусочков полистирола, пропиткой готовых из-

делий стиролом с последующей полимеризацией стирола в блоке.

Введение 5–25 % сополимера в цементный раствор снижает водопотребность, повышает механическую прочность цементного камня. Композиции на основе цемента и дивинилстирольного латекса СКЗ-65ГП обладают высокой стойкостью к атмосферным осадкам. Этот же латекс можно с успехом применять для защиты от атмосферных воздействий ячеистого бетона. Введение в воду затворения стирола является по существу водоизменением первого способа, но имеет ряд преимуществ по сравнению с ним (более равномерное распределение полимера в массе цементного камня, более высокое качество получаемой композиции и т.д.). Однако этот способ имеет и существенные недостатки, основной из которых — необходимость проведения дополнительной операции полимеризации стирола.

Вместо стирола применяют и другие его производные (в частности, стиролакрилат) в количестве 1–5 %, позволяющие значительно удлинить сроки схватывания цементного раствора. Цементное кольцо может быть пропитано стиролом при изоляции зон поглощения путем установки стирольной ванны в зоне разбуренного цементного моста в том случае, если цементный экран негерметичен. В стирол перед закачкой его в скважину необходимо вводить инициатор полимеризации. Выбор инициатора зависит от температуры ствола скважины в зоне установки экрана. Для температур 70–90 °С целесообразно использовать пероксид бензола, для 90–120 °С — пероксид третбутилбензоила, для 120–140 °С — пероксид дитретбутила.

Фенолцементные композиции. Фенолальдегидные поликонденсаты (ФАС) относятся к наиболее распространенным и доступным синтетическим материалам. Поэтому исследование их совместимости с цементом приняло широкий размах. Существуют фенолформальдегидные ФАС кислотного и щелочного отверждения.

Рассмотрение механизма взаимодействия фенолов с компонентами цементного клинкера указывает на то, что фенолы реагируют с ионами кальция. Чем более многоатомным является фенол, тем длиннее и разветвленное образуются цепочки и тем выше начальная консистенция цементного раствора; чем больше фенола вводят в цементный раствор, тем больше выводится из реакции затворения ионов кальция и тем больше замедляются сроки схватывания. Однако при определенной концентрации фенола в присутствии формальде-

гида реакция поликонденсации начинает обгонять реакцию гидратации и скорость схватывания цементного теста возрастает. Начиная с концентрации фенола 10–12 % в смеси фенолоальдегидный поликонденсат способен образовать самостоятельную трехмерную структуру, отличающуюся высокой механической прочностью. Прочность цементных кристаллообразований снижается вследствие инактивации ионов кальция гидроксильными группами фенолов.

Добавка 25 % резорцинформальдегидного полимера в полимерцементной композиции приводит к увеличению прочности цементного камня в 2–3 раза и снижению проницаемости камня до нуля. Замена моноальдегидов (формальдегида, ацетальдегида) полиальдегидами (глиоксиметиленом) также увеличивает прочность камня. При отделении от раствора способен отверждаться как чистый фильтрат, так и фильтрат, наполненный различными инертными наполнителями. Если фильтрат отделяется в скважине, то, попадая в глинистую корку, он упрочняет ее и повышает адгезию к цементному камню, что значительно повышает качество крепления скважины. Введение ФАС в цементный раствор увеличивает химическую стойкость цементного камня, что подтверждается лабораторными исследованиями. Введение ФАС в цементный раствор снижает проницаемость цементного камня, позволяет увеличить количество инертных недорогих добавок в цементный раствор, повышает морозостойкость камня, увеличивает его пластичность и т.д.

Полиэфирцементные композиции. В эту группу веществ входят композиции, содержащие в качестве макромолекулярного компонента насыщенные или ненасыщенные сложные полиэфиры. В этом случае, когда для модификации цемента используют ненасыщенный полиэфир, он образует свою собственную пространственную сетку, что приводит к значительному улучшению свойств цементного камня.

Выпускаемые в настоящее время полиэфиры сравнительно дешевы, хорошо совмещаются с цементным раствором и камнем. Композиции, содержащие в качестве полимерного компонента полиэфиры на основе природных глицеринов, имеют очень низкую газопроницаемость.

Сложные насыщенные полиэфиры, образованные взаимодействием триметилопропана с адипиновой кислотой, придают портландцементу повышенную прочность при растяжении, однако в условиях повышенной влажности этот полиэфир в щелочной среде частично гидролизует и увеличения

прочности не наблюдается. Почти все полиэфиры стойки в щелочной среде. Водостойкость как свойство они передают также и полиэфирцементным композициям. В кислой среде композиции подвергаются разрушению (например, в нефтях с большим содержанием серы).

Введение больших количеств полиэфира (например, до 20 % общей массы смеси цемента, заполнителя, воды и полимера) позволяет получить высокие скорости отверждения массы при температуре 10–20 °С.

К недостаткам полиэфирцементных композиций следует отнести их значительную усадку, связанную с большой усадкой полиэфиров в процессе полимеризации и поликонденсации (объемная 5–8 %, линейная 1,5–2,5 %).

Разработаны композиции, содержащие 20–80 % цемента и ненасыщенный полиэфир, а также сополимер для полиэфира (например, стирол). Эти композиции имеют повышенную текучесть. При смешении с водой они быстро затвердевают, образуя прочный непроницаемый камень. Такие составы можно использовать для перекрытия водопроявляющих горизонтов и закрепления набухающих глин, склонных к обвалообразованиям.

Силиконцементные композиции. Кремнийорганические соединения применяют для модификации цемента.

К классу кремнийорганических соединений принадлежит большое число веществ, очень разных по составу и свойствам, но объединенных тем, что главные цепи макромолекул содержат атомы кремния. Присутствие атомов кремния придает макромолекулярным соединениям ряд положительных качеств — высокую термостойкость, химическую инертность, гидрофобность, высокую совместимость с минеральными наполнителями, клейкость и т.д. Эти свойства резко повышают качество цементного камня.

В настоящее время предложен ряд рецептов органоцементных композиций, в которых органическими компонентами служат кремнийорганические соединения.

Кремнийорганические жидкости (например, ГКЖ-94) вводят в цемент при помоле в количестве до 0,15 %, что повышает удельную поверхность на 400–900 см²/г, т.е. на 20–25 %. Процесс помола клинкера ускоряется.

Твердые кремнийорганические соединения, например алкилиолсилосоксаны, могут быть добавлены в клинкер в тонкодисперсном виде (размер зерен 1 мкм) в количестве 0,1–4 %.

Водонерастворимые алкил(арил)-гидридсилсесквиоксаны в

качестве добавок к клинкеру придают цементам гидрофобность.

Водорастворимые кремнийорганические соединения добавляются и в цементный раствор. Количество добавок при этом может колебаться от 0,025 до 10 %, но в некоторых случаях достигает и 100 % (по отношению к сухому цементу). Введение небольших добавок кремнийорганических соединений повышает пластичность смесей, уменьшает водоотдачу и водопотребность. Некоторые добавки, например этиловый эфир ортокремнёвой кислоты, приводят к повышению прочности цементного камня в среднем на 15–20 %.

Полисахаридцементные композиции. Наибольшее распространение получила целлюлоза, которая представляет собой реакционноспособное вещество, легко взаимодействует с некоторыми химическими реагентами и дает производные с различными заместителями. На основе целлюлозы в последнее время были синтезированы натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, сульфоэтилцеллюлоза и др. Во всех этих веществах функциональные группы содержат кислотные группировки, поэтому по характеру действия на цемент целлюлозные производные очень напоминают органические кислоты.

Смолоцементные композиции. К этой группе композиций относятся такие, в которых роль полимерного компонента выполняют природные смолы. К природным смолам относят деготь различного происхождения, пеки, асфальты, кумарониинденовые смолы, парафины, лигнин, битум и т.д. Эти вещества обладают различными свойствами и их применяют для разных целей.

Нефтяные смолы, получаемые путем каталитической полимеризации веществ, остающихся при нефтепереработке, вводят в цементный раствор в виде эмульсии, и они так же, как полиэтилен, улучшают прокачиваемость цементной массы, снижают проницаемость цементного камня и в небольшой степени повышают его эластичность (по данным А. Кэндзи, Япония).

Несмотря на сравнительно небольшую стоимость, природные смолы нашли весьма ограниченное применение для приготовления тампонирующих составов.

Отверждаемые буровые растворы для тампонажных работ в скважинах. Модификация цементов добавками макромолекулярных соединений улучшает качество цементного раствора и камня, однако основные их недостатки сохраняются.

В научной литературе и среди специалистов-нефтяников давно дебатруется вопрос о возможности использования в качестве тампонажных материалов обработанных соответствующим образом буровых растворов. Однако техническое решение этой проблемы сопряжено со значительными трудностями.

Для отверждения буровых (глинистых) растворов в последние необходимо ввести такие вещества, которые были бы способны в результате физических или химических превращений образовать пространственную надмолекулярную структуру, в ячейках которой заключался бы буровой раствор.

Анализ возможных путей отверждения буровых (глинистых) растворов приводит к тому, что наиболее реальным способом получения отверждаемых буровых (глинистых) растворов (ОГР) является способ формирования в среде бурового раствора полимерной пространственной сетки. Трехмерный полимер может быть получен за счет реакций полимеризации, поликонденсации, сшивки или вулканизации.

В настоящее время у нас в стране ведутся работы по отверждению буровых (глинистых) растворов макромолекулярными соединениями. Результаты выполненных исследований позволяют считать, что проблема отверждения буровых растворов в принципе решена, т.е. можно превратить буровой раствор в тампонажный камень в условиях заколонного пространства скважин.

При поликонденсации фенолов и альдегидов в присутствии катализаторов ($\text{pH} < 7$ или $\text{pH} > 7$) образуются макромолекулярные продукты линейного или разветвленного строения. Для отверждения буровых растворов представляют интерес те случаи, когда образуются трехмерные продукты, так называемые резиты. Характер образования резитов обусловлен особенностями строения фенолов и альдегидов, механизмом действия катализаторов и физическими процессами, сопровождающими химическую реакцию.

Тампонажные составы ТСД-9, ТС-10 и ФРЭС первоначально предназначались для закрепления призабойной зоны скважины. Эти составы можно применять для проведения всех видов изоляционных работ в скважинах в качестве отверждающих агентов для буровых растворов. Составы содержат сланцевые суммарные алкилрезорцины, подщелоченные водным раствором едкого натра и стабилизированные спиртами и гликолями. Для образования твердого тела на основе воды смесь должна содержать 20–30 % ТС-10 или 30–

40 % ТСД-9, 25–70 % формалина (к фенолам), остальное – вода.

Измерение времени загустевания растворов на консисто-метрах КЦ-4 и КЦ-5 показывает, что их консистенция в течение определенного времени остается неизменной, а затем жидкая система быстро переходит в твердое тело.

Время загустевания растворов зависит от состава и температуры. Прочность образующегося камня также зависит от этих факторов и колеблется в пределах: $\sigma_{сж} = 0,5 \div 1,2$ МПа, $\sigma_{изг} = 1 \div 2$ МПа.

Ввод в буровой раствор, обработанный УЩР, состава ТСД-9 приводит к образованию малоподвижной массы. Лишь при смешении примерно равных объемов ТСД-9 и бурового раствора плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ удается получить легкопрокачиваемую смесь.

Состав ТС-10 не вызывает загустевания бурового раствора, вследствие чего удается подобрать рецептуры с содержанием бурового раствора до 70 % общего объема смеси. Предварительные опыты, выполненные с ТС-10, показали, что рецептуры тампонажных растворов характеризуются хорошими технологическими, физико-механическими и химическими свойствами.

Во многих районах страны вода, на которой идет приготовление буровых растворов, содержит значительное количество поливалентных солей. В некоторых случаях карбонатная жесткость доходит до $(80 - 100)10^{-3}$ моль/л.

Результаты исследований свидетельствуют о том, что составы, содержащие ТС-10, формалин и буровой раствор, не могут быть использованы при температуре выше 40°C .

В связи с этим представляло интерес испытать вместо формальдегида в свободном виде связанный формальдегидуротропин (продукт взаимодействия формальдегида с аммиаком), а также менее реакционноспособный альдегидфурфурол, дающий термостойкие поликонденсаты. При определенном соотношении ТС-10, бурового раствора, формалина, уротропина или фурфурола можно подобрать технологически приемлемые составы в интервале температур $40 - 80^\circ\text{C}$. В качестве наполнителя применяли буровой раствор плотностью $1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$; вязкостью 35 с по ПВ-5; с водоотдачей $5,3 - 6,0 \text{ см}^3/30$ мин по ВМ-6; $\text{СНС}_{1/10} = 5,8/10$ Па. Предел прочности пластмассовых образцов при изгибе через 2 сут составлял $1 - 2$ МПа.

Исследования с буровыми растворами другой плотности показали, что с ее увеличением прочность образцов повыша-

ется ввиду снижения содержания жидкой фазы в смеси. Фильтратоотдача составов превышает водоотдачу исходного бурового раствора на 30–60 %, однако фильтрат поликонденсируется в твердую пластмассу.

Проницаемость образцов, получаемых из любых составов при различных режимах, во всех случаях оставалась низкой и не превышала $(0,1+0,2)10^{-3}$ мкм².

Вследствие малой плотности формалина ($1,07-1,1$ г/см³) и ТС-10 ($1,16$ г/см³) плотность отвержденного бурового раствора оказывается несколько меньше его исходной плотности.

В пресной воде наблюдается незначительное набухание образцов, а в высокоагрессивном по отношению к цементному камню растворе сернокислого натрия размеры образцов практически не изменялись при хранении в течение 30 мес. Размеры образцов резко уменьшались в растворе хлорида магния в первые две недели хранения образцов, что можно объяснить дополнительной сшивкой макромолекул ионами магния по ОН-группам фенольных колец, что подтверждается сравнительно высокой прочностью образцов, хранившихся в этом растворе. Прочность образцов, хранившихся в дистиллированной воде и растворе сернокислого натрия, практически не меняется.

По имеющимся данным можно заключить, что разработанные составы с успехом можно применять при изоляционных работах в интервалах, не содержащих отложений поливалентных солей. Последние опыты, проведенные нами, показали, что если в отверждаемый буровой раствор ввести 3–5 % натриевых солей высших жирных кислот, то влияние поливалентных катионов подавляется. Образцы, содержащие такую добавку, сохранялись в кипящих насыщенных растворах хлоридов магния и кальция в течение 48 ч, не изменяя линейных размеров. Прочность образцов при этом увеличилась на 30–50 %.

В результате изучения процессов отверждения буровых растворов алкилрезорцинами и альдегидами установлены следующие основные закономерности:

- 1) плотность отверждаемого бурового (глинистого) раствора (ОГР) равна или несколько ниже плотности исходного бурового раствора, что обеспечивает подъем тампонажного раствора практически на любую высоту от башмака колонны;
- 2) фильтратоотдача ОГР близка к фильтратоотдаче исходного бурового раствора, при этом фильтрат способен поликонденсироваться с образованием твердого тела, что при его

проникновении в фильтрационную корку и породу обеспечивает монолитную связь тампонирующего состава со стенками скважины;

3) время загустевания регулируется подбором соответствующих соотношений компонентов;

4) ОГР характеризуется высокой седиментационной устойчивостью и отсутствием контракционных процессов в период твердения;

5) прочность тампонажного камня зависит от плотности глинистого раствора и растет вместе с ней, достигая предела прочности при изгибе $\sigma_{изг} = 5-7$ МПа для раствора плотностью $1,6 - 1,8$ г/см³;

6) водогазопроницаемость камня близка к нулю;

7) шлам камня инертен к буровому раствору.

Промысловые испытания ОГР проведены более чем в 70 скважинах, в том числе при первичном тампонировании, ликвидации негерметичности обсадных колонн и изоляции зон поглощений в б. объединениях "Краснодарнефтегаз", "Кубаньгазпром", "Куйбышевнефть", "Запсибурнефть", "Татнефть", "Башнефть", "Ставропольнефтегаз" и "Оренбургнефть".

В результате проведенных испытаний установлены технологическая и экономическая эффективность ОГР при ликвидации негерметичности обсадных колонн и изоляции зон поглощений.