

**Министерство Высшего и Среднего специального образования Республики
Узбекистан
Бухарский Технологический Институт пищевой и легкой промышленности
Кафедра «Нефтегазовое дело»**

Составители:

Собиров Ф.Ш., Каландаров Ж.А.

**Сборник лекций
по курсу
«Тампонажные композиции»
по специальности В-5540300.**

Бухара 2002 г.

Рецензент: проф. Ташкентского Государственного
Технического Университета Ёдгоров Н.

Утверждено на заседании учебно-методического совета факультета. НГП от
«__»_____2002
Протокол №

Утверждено на заседании совета кафедры «НГД»
от «__»_____2002
Протокол №

А н н о т а ц и я

Лекции по учебной дисциплине "Тампонажные композиции" введены в высшие учебные заведения для подготовки бакалавров и инженеров.

По программе дисциплине предназначена для всех высших учебных заведений Республики Узбекистан готовящих специалистов для нефтяной и газовой промышленности.

Дисциплина включает в себя 56 часов лекционных занятий. После каждого лекционного занятия даны контрольные вопросы. Лекционные занятия состоят из 80 страниц и 15 лекций.000

Целью изучения дисциплины "Тампонажные композиции" является дать основные знания по цементированию скважины, а также подготовки тампонажных композиций для разных условий. Под технологией цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать осуществление выработанных норм и правил работ с целью наиболее полного замещения бурового раствора тампонажным с обеспечением контактирования его с обсадной колонной и стенками скважины. Эти работы связаны с приготовлением и движением буровых (главным образом глинистых) и тампонажных растворов в обсадной колонне и затрубном пространстве. Для умелого введения указанных работ следует знать свойства растворов.

Оглавление

- Лекция №1. Технология цементирования скважин.
- Лекция №2. Движения растворов. Понятие о режимах движения растворов.
- Лекция №3. Буферные жидкости.
- Лекция №4. Условия цементирования и требования к качеству цементных растворов и камня.
- Лекция №5. Состав портландцемента и его основные свойства.
- Лекция №6. свойства цементного раствора и камня.
- Лекция №7. Сроки схватывания цементных растворов
- Лекция №8. Регулирование свойств цементного раствора и цементного камня.
- Лекция №9. Тампонажные цементы для высокотемпературных скважин.
- Лекция №10. Цементы для растворов пониженной плотности.
- Лекция №11. Утяжеленные цементные растворы.
- Лекция №12. Цементные растворы, затворенные на концентрированных растворах солей.
- Лекция №13. Органические и органо-минеральные материалы для цементирования скважин.
- Лекция №14. Полиолифин – цементные композиции.
- Лекция №15. Поливинилалкоголь-цементные композиции.

ВВЕДЕНИЕ

Бурение нефтяных и газовых скважин обеспечивает связь нефтяного или газового пласта с дневной поверхностью. Для извлечения полезных ископаемых необходимо создать долговечный устойчивый канал, соединяющий продуктивный горизонт с резервуарами, установленными на некотором расстоянии от устья скважин. Для беспрепятственной транспортировки жидкости или газа следует разобшить пласты горных пород и закрепить стенки скважины. В таком случае создаются условия для длительной эксплуатации скважины.

При креплении скважины применяют металлические трубы, которые, свинчивая в колонну, спускают в пробуренную скважину на определенную глубину. Эти трубы и колонны называют обсадными. Обсаженный колонной труб ствол скважины сохраняет круглое сечение в течение всего периода дальнейшего бурения или эксплуатации скважины.

С целью разобшения пластов в обсадную колонну закачивают цементный раствор, который вытесняет находящийся в ней буровой (глинистый) раствор, и продавливают в затрубное пространство на расчетную высоту. Процесс транспортирования (закачивания) цементного раствора в затрубное пространство получил название процесса цементирования скважин.

ЛЕКЦИЯ №1

ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

План:

- 1.1. Буровые и тампонажные растворы
- 1.2. Статическое напряжение сдвига
- 1.3. Динамическое напряжение сдвига

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Под технологией (от греческого "мастерство+слово, наука") цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать осуществление выработанных норм и правил тампонажным наиболее полного замещения бурового раствора тампонажным с обеспечением контактирования его с обсадной колонной и стенками скважины.

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

Реологические свойства растворов

Буровые и тампонажные растворы представляют собой дисперсные системы, в которых глина или цемент являются дисперсной фазой, а вода - дисперсионной средой. Свойства этих растворов находятся в тесной зависимости от свойств глины или цемента и той жидкости, которая составляет дисперсионную среду.

В спокойном состоянии в результате взаимодействия частиц дисперсной фазы (глины, цемента) между собой и с молекулами дисперсионной среды в буровых и цементных растворах происходит структурообразование, что внешне проявляется в застудневании растворов - их загустевании. Вследствие этого рассматриваемые растворы во своим свойствам напоминают упругие тела, обладающие некоторой величиной упругих деформаций. В цементных растворах структурирование системы возрастает и раствор постепенно затвердевает, теряя свойства жидкости. Частицы цементного и глинистого растворов покрываются водной оболочкой, называемой сольватной. Цементные частицы хорошо смачиваются водой, частично растворяются в ней. Вследствие возникающей в глинистых и цементных растворах пространственной структуры из частиц твердой дисперсной фазы эти системы по своим свойствам занимают промежуточное положение между жидкими и твердыми телами. Обычно их относят к упругопластично-вязким телам. В отличие от воды при приложении определенной силы они остаются в неподвижном состоянии. Например, налитые в цилиндрический сосуд, они сохраняют положение своей поверхности при наклоне сосуда и не выливаются из

него. И только при некотором определенном угле наклона сосуда они начинают двигаться.

Под действием силы, превышающей прочность внутренней структуры, глинистые и тампонажные растворы начинают деформироваться. Однако в отличие от упругих тел эта деформация (пластическая) при снятии рассасывается, релаксирует.

Наука о деформация и текучести вещества называется реологией.

Реологические свойства цементных растворов определяются водоцементным отношением, т.е. количеством воды, которым затворен цемент, а также наличием и качеством реагентов. Если количество воды более 50% по массе к цементу, реологические параметры цементных растворов низки.

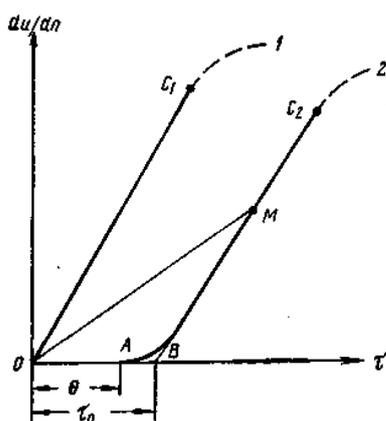


Рис. 13. Реологические кривые: 1 — для вязких жидкостей; 2 — для вязко-пластичных жидкостей

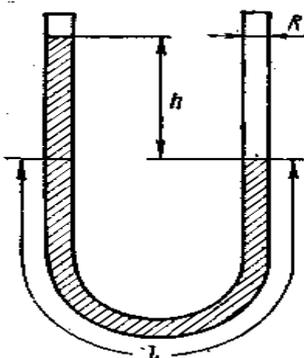


Рис. 14. Схема прибора для определения статического напряжения сдвига буровых растворов

Механические свойства упругопластично-вязких тел можно характеризовать кривыми, которые графически изображают зависимость градиента скорости течения по нормали du/dn от тангенциального напряжения. Такие кривые называются реологическими.

Статическое напряжения сдвига. Когда говорят о реологических константах (или свойствах) буровых и цементных растворов, подразумевают статическое напряжение сдвига, вязкость и динамическое напряжение сдвига. Водоотдача в естественных условиях оказывает на них существенное влияние. Структурообразование в буровых и цементных растворах также влияет на водоотдачу. Прочность структуры цементного раствора характеризует величина того касательного напряжения, при котором цементный раствор будет выведен из состояния равновесия и начнет двигаться. Эта величина называется статическим напряжением сдвига и обозначается буквой $\bar{\sigma}$. Графически она изображается отрезком OA .

Более наглядно понять статическое напряжение сдвига $\bar{\sigma}$ можно из следующего опыта. В изогнутую стеклянную трубку радиусом R налит глинистый или цементный раствор (с невысокой водоотдачей). Длина раствора в трубке составляет l ; раствор находится в покое. В левое колено трубки наливают воду. До тех пор пока столб воды не

достигнет определенной высоты (например h), глинистый или цементный раствор будет находиться в покое. Как только давление воды достигнет некоторого критического значения, столб раствора переместится, поднявшись в правом колене. Прочность структуры раствора, находящегося в покое, удерживает его от перемещения. Можно подсчитать величину прочности структуры растворов. На раствор, находящийся в покое, действует сила F , равная весу налитой в левое колено трубки воды, т.е. pR (где p - давление водяного столба высотой h). Эта сила удерживается прочностью структуры раствора на участке l , действуя по периметру трубки $2R$, т.е. $\bar{\sigma}2Rl$.

В последний момент перед страгиванием раствора вся система находится в покое, тогда

$$pR^2 = \bar{\sigma}2Rl$$

или $\bar{\sigma} = pR/2l$

По этой формуле можно определять величину статического напряжения сдвига глинистых и тампонажных растворов.

Статическое напряжение сдвига тампонажных растворов с течением времени возрастает вследствие физико-химических процессов, происходящих в системе. Оно также возрастает с увеличением температуры и давления, но падает при перемешивании раствора с определенной интенсивностью.

Статическое напряжение сдвига растворов выражают в Па (Pa). Вязкость.

некоторое пространство или цементным раствором. Пространство ограничено двумя параллельными пластинами вместе с

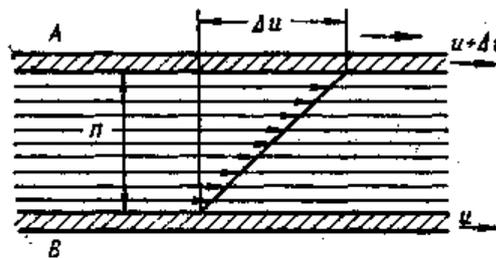


Рис. 15. Схема для объяснения понятия вязкости жидкостей

напряжения сдвига пascальях, Па, (Pa).

Представим себе, что заполнено глинистым раствором.

ограничено двумя пластинами A и B. Обе раствором движутся как показано стрелками, B движется со скоростью u , а верхняя пластина A в

результате приложения к ней силы F движется быстрее со скоростью $u + \Delta u$. Очевидно, скорость слоев раствора возрастает при перемещении от B к A. Опыт показывает, что сила F , которую надо приложить к пластине A, пропорциональна ее поверхности S . Сила F равна силе сопротивления, которую оказывает жидкость, находящаяся между пластинами. Первый слой жидкости настолько прилипает к пластине, что движется с ней с одинаковой скоростью, а у пластины B скорость самого близкого слоя раствора равна скорости перемещения пластины B. Иными словами, скорость частиц (слоев) раствора убывает от $u + \Delta u$ до u . Таким образом, существуют разность скоростей между соседними слоями жидкости (равно как и между частицами) и взаимное их скольжение, что вызывает появление силы внутреннего трения.

Вязкость растворов характеризует их свойство оказывать сопротивление смещению одного слоя раствора относительно другого. Она обозначается буквой η . Итак,

$$F = \eta S \Delta u / \Delta n$$

Если силу отнести к единице поверхности, например к 1 см^2 , то формулу можно записать в виде

$$\dot{\eta} = F/S = \eta \Delta u / \Delta n$$

или

$$\dot{\eta} = \mu (du/dn),$$

известном как формула касательного напряжения.

В этой формуле du/dn - градиент скорости на участке (абсолютной) вязкости.

Вязкость представляет собой силу трения, приходящуюся на квадратную единицу поверхности, при градиенте скорости, равном единице.

Единицей измерения коэффициента динамической вязкости в международной системе единиц является

Формула, графически описываемая кривой 1, справедлива лишь для истинных жидкостей, для которых величина коэффициента вязкости не зависит от $\dot{\gamma}$. Для глинистых и цементных растворов с увеличением $\dot{\gamma}$ наблюдаются уменьшение вязкости. Это явление, получившее название аномалии вязкости, обусловлено характером разрушения и восстановления связей между структурообразующими элементами при течении системы. Если дистиллированная вода при температуре 20⁰С имеет вязкость, равную 10 Па с, то свежеприготовленный цементный раствор с водоцементным отношением 0,5 при тех же условиях течения имеет вязкость $(20-50)10^{-3}$ Па с.

Вопросы:

1. Что понимают под технологией цементирования скважин?
2. В чем заключается реологические свойства?
3. Чем отличается динамическое напряжение сдвига от статического направления сдвига?

Опорные выражения

Дисперсная среда, дисперсная фаза, глина, цемент, упругие деформации, реология, статическое напряжение сдвига, вязкость.

ЛЕКЦИЯ №2

ПОНЯТИЕ О РЕЖИМАХ ДВИЖЕНИЯ РАСТВОРОВ

План:

- 2.1. Движение буровых и тампонажных растворов
- 2.2. Подготовка ствола скважины к креплению и цементированию.
- 2.3. Расчёт диаметра долота

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. “Крепление и цементирование наклонных скважин”. М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин “Справочник бурового мастера” М., Недра, 1966 г.

Движение буровых и тампонажных растворов начинается только тогда, когда величина внешнего давления на раствор, находящийся, например, в трубе, становится больше некоторого критического значения. Это давление идет на преодоление сопротивления раствора, т.е. на преодоление касательных напряжений на стенках трубы. Когда начинается движение, масса всего раствора, отрываясь от стенок трубы, движется как одно целое. У стенок трубы остается тонкий слой жидкости подобно цилиндру, стержню. Этот вид движения называется структурным. Он характеризуется наличием ядра течения.

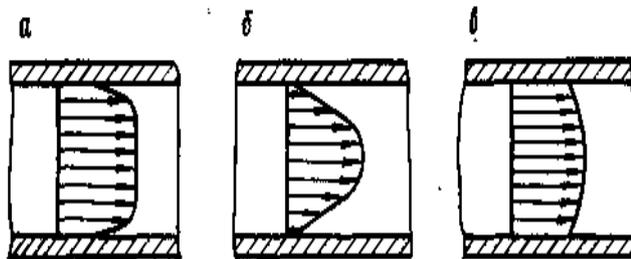


Рис. 16. Схемы профилей скоростей потоков при различных режимах движения растворов

По мере увеличения прикладываемого давления, т. е. возрастания скорости, слои жидкости, расположенные ближе к центру, движутся быстрее, но сам характер перемещения слоев весьма упорядоченный - отдельные струйки не смешиваются между собой, плавно обтекают пограничные поверхности. При течении в трубе круглого сечения соосные цилиндрические слои перемещаются относительно друг друга подобно тому, как раздвигается телескопическая труба. Такое движение называется ламинарным. Для таких жидкостей, как глинистые и цементные растворы, понятие "ламинарное движение" не совсем удачно. Более правильным его было назвать квазиламинарным".

Если в результате увеличения приложенного давления ускорить движение растворов еще больше, то наступит смешанный режим движения, который затем переходит в турбулентный. Ядра течения в движущемся растворе при турбулентном движении нет.

На рис. 4. а,б,в схематически изображены профили скоростей в потоках при различных режимах движения растворов - соответственно структурном, ламинарном и турбулентном.

Турбулентный режим движения растворов (как и вообще всех жидкостей) характеризуется беспорядочным перемещением его слоев и частиц. Так как количество трущихся слоев и частиц при турбулентном движении больше, чем при ламинарном и структурном, то изменяется и вязкость жидкости до того момента, пока не наступит полное разрушение структуры.

С переходом характера течения от структурного к турбулентному изменяются величины гидравлических сопротивлений при движении глинистых и цементных растворов в скважинах, трубах, затрубном пространстве и т.п. Поэтому большое внимание уделяется изучению условий, при которых наблюдается переход одного режима в другой. Эти условия могут быть выражены числовым параметром, называемым критерием Рейнольдса (или числом Рейнольдса). Этот критерий обозначается Re . Применительно к изучению режимов движения жидкостей типа глинистых и цементных растворов критерий Рейнольдса называется обобщенным параметром Рейнольдса и обозначается Re . в процессе цементирования остаются практически всегда постоянными.

С увеличением скорости V и уменьшением вязкости и динамического напряжения сдвига $\dot{\gamma}$ режим движения раствора от структурного изменяется до турбулентного. С уменьшением значений реологических характеристик турбулентный режим движения глинистых и цементных растворов также наступит раньше.

Подготовка ствола скважины к креплению и цементированию

Правильная подготовка ствола скважины имеет существенное значение как для спуска обсадной колонны до намечанной глубины, так и для обеспечения доброкачественного цементирования.

Анализом условий выявляются все интервалы затяжек и посадок колонны бурильных труб, сужений и номинального диаметра, интервалы со значительным изменением углов исправления и азимута. Затем составляется план проработки и шаблонирования ствола скважины. Прорабатываются все интервалы, в которых

наблюдались затяжки и посадки колонны бурильных труб в процессе бурения, а также интервалы с наличием сужений и номинального диаметра.

При креплении скважин обсадными колоннами с большой жесткостью, а также при спуске колонн на большие глубины применяется так называемое шаблонирование ствола жесткости компоновкой низа бурильной колонны.

Жесткость компоновки достигается установкой одного или двух (редко трех) расширителей (центраторов) по диаметру долота.

В процессе спуска инструмента жесткой компоновки, без ограничения его скорости, особенно при использовании трехшарошечных расширителей, возможно возникновение гидроразрыва пород и поглощение глинистого раствора, что осложнит процесс последующего цементирования обсадной колонны.

Существуют два варианта ограничения скорости спуска бурильных труб:

а) на буровых установках типа Уралмаш 4Э и Уралмаш 6Э торможение осуществляется электродвигателями лебедки, работающими на рекуперативном режиме, с отдачей электроэнергии в сеть;

б) На буровой установке типа Уралмаш 3Д торможение осуществляется за счет работы ДВС, в компрессорном режиме при включенных на КПП (коробка перемены передач) обратных скоростях спуска.

После спуска обсадной колонны буровой раствор должен быть вновь обработан и скважина промыта с максимально возможной, но не выше допустимой подачей насосов.

Во ВНИИКРнефти доказана целесообразность совмещения процесса подготовки ствола к креплению с процессом бурения скважины. Подготовка ствола к креплению при бурении скважин позволяет полностью исключить из цикла бурения процесс подготовки ствола жесткими компоновками. Для этого необходимо диаметр долота и компоновку низа бурильного инструмента для проходки скважины выбирать в зависимости от заданной допустимой интенсивности пространственного искривления ствола, диаметра и жесткости спускаемой колонны и средневзвешенного угла наклона незакрепленного интервала.

Диаметр долота при бурении под обсадную колонну необходимо выбирать из условия успешного ее спуска до забоя по формуле

$$D=3,36*10^4m\sqrt{E(\sin\alpha-\cos\alpha)+0,1745i+d}$$

Где, D - диаметр долота, м; m - масса 1 см обсадной трубы в жидкости, кг; E- жесткость труб обсадной колонны, Н/м; средневзвешенный угол наклона незакрепленного интервала скважины, градус; i-интенсивность пространственного искривления скважины в том же интервале, градус/10 м; d - диаметр обсадной колонны, м.

Вопросы:

1. Как влияет давление и температура на движение растворов?
2. Как влияет жесткость обсадных колонн на цементирование скважин?

Опорные выражение

Турбулентный режим, динамическое напряжения, бурильная труба, буровые установки, диаметр, долото, обсадная труба.

ЛЕКЦИЯ №3 БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

План:

- 3.1. Типы буферных жидкостей
- 3.2. Технология применения буферных жидкостей
- 3.3. Буферные жидкости на водной основе.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. “Крепление и цементирование наклонных скважин”. М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин “Справочник бурового мастера” М., Недра, 1966 г.

Одним из основных мероприятий по повышению качества крепления скважины является применение буферных жидкостей. В настоящее время не существует универсальных буферных жидкостей; в Узбекистане разработаны и применяются следующие их виды: вода, нефтепродукты, утяжеленные буферные жидкости (на солевой и полимерной основах), растворы соляной кислоты, комбинированные, аэрированные, аэрированные, эрозионные и незамерзающие буферные жидкости, буферные жидкости и низкой водоотдачей, вязкоупругий разделитель.

Лучшей вытесняющей способностью обладают жидкости более высокой вязкости и плотности, чем у вытесняемой. Для уменьшения влияния смещения жидкостей на свойства буферных жидкостей в процессе их движения в затрубном пространстве при цементировании и для увеличения коэффициента вытеснения необходимо, чтобы их вязкость и плотность, будучи большими, чем у вытесняемой жидкости, равнялись среднему значению указанных параметров контактирующих с ними жидкостей. Для удаления остатков бурового раствора со стенок скважины и из каверн буферная жидкость должна обладать высокой вымывающей способностью и физико-химической активностью, т.е. иметь низкую вязкость и минимальную плотность. Повышения эффективности можно достичь, применяя комплексные буферные жидкости.

Типы буферных жидкостей и технология их применения. Вода как буферная жидкость нашла применение во многих районах страны. Она хорошо вымывает цементные и буровые растворы. Воду в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать при цементировании скважин, пробуренных в устойчивых породах, не подверженных набуханию при кратковременном воздействии потока воды.

Нефть и нефтепродукты рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости лишь в тех случаях, когда бурение сопровождается промывкой нефтэмульсионными буровыми растворами или ствол скважины цементируется нефтэмульсионными тампонажными растворами. Буферные жидкости на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо) способствуют улучшению условий турбулизации в зоне смешения их с буровым раствором и увеличению коэффициента вытеснения.

Утяжеленные буферные жидкости рекомендуется использовать в случаях, когда применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью выброса или обвалами и осыпями, а также при наличии сильнокавернозных зон в стволе скважины.

Буферные жидкости на основе водных растворов солей характеризуются относительно высокими плотностями по сравнению с водой и нефтепродуктами = 1,0-1,6 г/см³. Особенно эффективно применение подобных жидкостей в геологических разрезах с наличием соляных куполов. Они обезвреживают глинистые корки, уменьшают их объемы и позволяют использовать практически любые объемы буферных жидкостей вплоть до полной замены ими бурового раствора в скважине. Известны и другие, более тяжелые буферные жидкости.

Растворы кислот предназначены для удаления фильтрационной корки и остатков глинистого раствора со стенок скважины в интервале продуктивного пласта. Подобные буферные жидкости рекомендуется использовать при цементировании скважин, к качеству изоляции которых предъявляются особо высокие требования. Это относится, в

частности, к скважинам, пробуренным с промывкой карбонатно-глинистым раствором на нефтяных месторождениях, имеющих водоплавающую залежь, или в случаях, когда нефтеносный пласт отделен от водоносного пропластком горных пород малой мощности.

Применяется 8-15%-ный водный 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.

Аэрированную буферную жидкость рекомендуется использовать при наличии в разрезе зон поглощений, затрудняющих цементирование при больших коэффициентах уширения ствола.

Применение водопесчаных эрозильных буферных жидкостей целесообразно при цементировании скважин, у которых ствол имеет большие каверны и стенки сложены глинистыми породами.

При цементировании скважины в условиях распространения вечномерзлых пород недопустимо применение буферной воды, поскольку замерзание ее в затрубном пространстве может привести к смятию обсадных колонн.

Незамерзающая буферная жидкость состоит из 30 %-ного раствора диэтиленгликоля в воде и кварцевого песка, имеющего размер зерен 0,10-0,15 мм, с концентрацией 40 г/л. Температура замерзания такой суспензии примерно минус 30 С, что значительно ниже температуры в зоне вечной мерзлоты и обеспечивает работу в зимнее время.

Буферная жидкость с малой водоотдачей используется при цементировании обсадных колонн на месторождениях с низкими градиентами пластовых давлений, при наличии в разрезе поглощающих пластов или малопрочных пропластков, склонных к осыпям и обвалом при воздействии на них воды, при спуске обсадных колонн секциями со стыковкой их в открытом стволе. Особенно нежелательно попадание воды из буферной жидкости в продуктивные горизонты нефтяных скважин, поскольку это снижает проницаемость их призабойной зоны.

Вязкоупругий разделитель обеспечивает полноту вытеснения бурового раствора цементным при существующей технологии цементирования и предотвращает смешивание цементного раствора с глинистым, имеющимся в скважине. Способность его принимать форму канала, по которому он проходит, обеспечивает вытеснение бурового раствора как в суженных, так и в расширенных частях ствола скважины. Однако этот разделитель имеет ряд недостатков, пока ограничивающих его применение.

Для цементирования объем вязкоупругого разделителя должен быть получен из расчета обеспечения 20-25 м столба в кольцевом пространстве.

Вопросы:

1. Какие типы буферных жидкостей вы знаете?
2. Что используют в качестве утяжелителя в буферной жидкости?

Опорные выражение

Буферные жидкости, ствол, вязкоупругий, температура замерзания, проницаемость.

ЛЕКЦИЯ №4

УСЛОВИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ

План:

- 4.1. Условия цементирования
- 4.2. Требования к качеству цементных растворов камня
- 4.3. Температура и давление в скважинах.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Требования к тампонажным материалам для цементирования нефтяных и газовых скважин в основном определяются геолого-техническими условиями в скважинах. Проблема выбора материалов сложна. Тампонажный раствор должен оставаться подвижным во время транспортирования в затрубное пространство и сразу же после прекращения процесса цементирования затвердеть в камень с определенными физико-механическими свойствами. Указанные процессы происходят в стволе скважины, где температуры и давления изменяются с глубиной, имеются поглощающие и высоконапорные пласты, а также пласты с наличием минерализованных вод, нефти и газа. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не может быть одинаково приемлемой. Один тип цемента не может отвечать всем требованиям, связанным с разнообразием условий даже в одной скважине.

Перспективы сверхглубокого бурения в настоящее время таковы, что уже выделен ряд объектов для проводки скважин на глубины до 15000 м.

Температура и давление в скважинах

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов, особенно для глубоких и сверхглубоких скважин, следует отнести температуру, давление и состав пластовых минерализованных вод.

Увеличение глубин нефтяных и газовых скважин сопровождается постоянным ростом забойных температур. На разбуриваемых площадях Советского Союза забойные температуры изменяются в очень широких пределах.

В районах Краснодарского края в интервалах залегания преимущественно терригенных третичных и отчасти меловых отложений средние геотермические градиенты до глубины примерно 2700 м изменяются в пределах 2,25-2,59 С/100 м. К 1970 г. достигнуты глубины 4500-6000 м, на которых температура окружающих пород составляет 190-200 С.

В третичных и меловых отложениях нефтегазовых районов Ставропольского края геотермический градиент до глубин 2100 м изменяется в пределах 3,48-8,61 С/100 м; в майкопских отложениях он возрастает до 10,7 С/100 м. На площадях Озек-Суат, Зимняя Ставка, Камыш-Бурун на глубинах около 4000 м температуры достигают 140-150 С. Забойные температуры 175-186 С зарегистрированы в скв. 6 Прасковейская, скв. 1 и 2 Александровская скв. 18 Журавская. В скв. 1 Галюгаевская на глубине 5500 м температура составляла около 200 С. Самая высокая температура на площадях Краснодарского края отмечена в скв. 1 Медведовская - 216 С на глубине 6087 м.

В Чечено-Ингушетии геотермическая характеристика разрезов скважин отличается значительным влиянием циркуляции пластовых вод, что обеспечивает возникновение очагов тепла в местах залегания водоносных горизонтов. В связи с этим геотермический градиент изменяется по разрезу в существенных пределах и в отложениях, перекрывающих водоносные горизонты, достигает 12-16⁰С/100 м. В Узбекской ССР при бурении скважин на глубине 5500 м зарегистрирована температура 224⁰С.

В зарубежной практике бурения отмечена температура 237,7⁰С (Юго-Западный Техас, США).

Для выбора рецептуры тампонажного раствора при цементировании скважин не всегда модно по установленному геотермическому градиенту точно вычислить температуру забоя скважин.

Высокие температуры оказывают существенное влияние как на технологию проводки и крепления скважин, так и на выбор применяемых при этом материалов. Увеличение глубин скважин до 10000-15000 м приведет к дальнейшему возрастанию роли температурного фактора в процессах, связанных с бурением. Поэтому оценка забойных температур в сверхглубоких скважинах имеет первостепенное значение.

На поверхности Земли температура колеблется в зависимости от времени суток и года. Амплитуда поверхностных колебаний температуры с глубиной быстро уменьшается. Температурные волны, вызванные суточными колебаниями температуры, проникают на глубину до 1 м. Значительно больше глубина проникновения годовых волн - она достигает 30 м и более.

Глубина, ниже которой практически не сказывается влияние поверхностной температуры, называется глубиной "нейтрального слоя". Для различных районов эта глубина колеблется от 15 до 30 м. Ниже нейтрального слоя температура непрерывно возрастает с глубиной.

В земной коре действуют горное давление, характеризующее естественное напряженное состояние пород, и давление флюидов, находящихся в горных породах. Эти давления определяют необходимые параметры промысловых жидкостей и усилия, действующие на обсадные колонны, забойное и устьевое оборудование скважины.

Горное давление, как существующее в породах напряжение, вызывается действием сил тяжести вышележащих пород, тектоническими процессами, изменениями температурного поля, физико-химическими процессами образования и превращения горных пород и др. различают вертикальную и горизонтальную составляющие горного давления, которые называют соответственно полным и боковым горными давлениями.

Обычно давление флюидов в залежах воды, нефти и газа приблизительно равно условному гидростатическому давлению, за величину которого принимается вес столба пресной воды, равный по высоте глубине залегания залежи. Однако имеются залежи, где давления флюидов превышают обычные в 1,3-1,6 раза и даже достигают величины горного давления. Такие давления называют аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500-4000 м сравнительно невелико и не превышает 10-15%. При дальнейшем увеличении глубин процент флюидных скоплений с АВПД возрастает. Абсолютная величина АВПД тем больше, чем глубже оно встречено.

Давление в пласте может быть и ниже гидравлического. Отношение пластового давления к давлению столба воды на данной глубине называется коэффициентом аномальности: $a =$

В Узбекистане известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5-2,0 и выше (Краснодарский край, Чечено-Ингушская и Дагестанская АССР, Украинская, Азербайджанская ССР и другие районы).

При цементировании скважин необходимо знать статическую и динамическую температуры. Статическая температура - это температура пород нетронутого массива. В скважинах температура забоя принимается близкой к статической, если буровой раствор в ней не циркулирует в течение 2-4 сут.

Под динамической температурой понимается установившаяся (постоянная) температура в скважине на некоторой глубине в процессе циркуляции в ней бурового раствора. Практически считается, что постоянная динамическая температура устанавливается в скважине после одного-двух циклов циркуляции бурового раствора. Динамическая температура всегда ниже статической. Величина разности температур

зависит от ряда геолого-технических и технологических условий и составляет для скважин глубиной до 6000 м 10-40 С. Однако в каждом конкретном случае ее следует проверять.

Рецептура тампонажного раствора для первичного цементирования скважин подбирают с учетом динамической температуры.

Для проведения повторных цементирований тампонажные растворы подбирают исходя из статической температуры.

Подбирать рецептуры тампонажных растворов и определять их физико-механические свойства необходимо при совместном воздействии температуры и давления.

Пластовые воды

Минерализованные воды, находящиеся в пластах, могут привести к ускорению сроков схватывания движущегося в затрубном пространстве скважины тампонажного раствора. Совместное действие температуры, давления и пластовых вод разрушает камень многих типов тампонажных цементов. Поэтому выбору типа цемента с учетом его коррозионной стойкости против минерализованных пластовых вод следует уделять серьезное внимание.

По классификации Г.М.Сухарева, воды нефтяных и газовых месторождений могут быть разделены на сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлормагниевые, хлоркальциевые. На нефтяных месторождениях наиболее распространены гидрокарбонатно-натриевые, среди которых на нефтяных промыслах Узбекистана часто встречаются воды, относящиеся к подгруппам хлоридно-щелочных и сульфатно-хлоридно-щелочных.

Газы, содержащиеся в подземных водах, существенно влияют на их агрессивность. В водах зон затрудненного водообмена чаще всего встречаются углеводородные газы, углекислый газ, сероводород. При повышении температур реакционная способность пластовых вод возрастает.

В качестве примеров состава минерализованных пластовых вод можно привести следующие данные.

Вопросы:

1. Какие условия являются главными?
2. Как влияют температура и давление в скважинах при цементировании?
3. Что понимают под динамической температурой?

Опорные выражение

Скважина, бурение, тампонажные материалы, забойная температура, меловые отложение, геотермические градиенты, обсадная колонна.

ЛЕКЦИЯ N 5 СОСТАВ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТА И ЕГО ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

План:

- 5.1. Классификация тампонажных цементов и растворов
- 5.2. Тампонажный портландцемент
- 5.3. Количественные характеристики клинкера.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.

2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Классификация тампонажных цемента и растворов

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: а) тампонажный цемент на базе портландцемента; б) тампонажный цемент на базе доменных шлаков; в) белитокремнеземистый цемент; г) известково-песчаные смеси; д) прочие виды тампонажного цемента (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород);

е) органические крепители.

В зависимости от температуры испытания и применения тампонажный цемент целесообразно разделить на три класса.

1. Цемент для "холодных" скважин -ХЦ с температурой испытания $22+2^{\circ}\text{C}$.
2. Цемент для "горячих" скважин - ГЦ с температурой испытания $75+\#^{\circ}\text{C}$.
3. Цемент для глубоких высокотемпературных скважин (ВЦ).

В зависимости от жидкости затворения тампонажные растворы могут быть разделены на водные, водоэмульсионные, нефцецементные (дизельное топливо, керосин, нефти и др).

По роду добавок-наполнителей тампонажные цементы разделяются на песчаные, волокнистые, гель-цементы, пуццолановые, перлитовые, гематито-магнетитовые, бентонитовые и др.

По плотности тампонажные растворы делятся на легкие с плотностью до $1,30 \text{ г/см}^3$; облегченные с плотностью $1,30-1,75 \text{ г/см}^3$; нормальные, плотность которых изменяется в пределах $1,75-1,95 \text{ г/см}^3$; утяжеленные с плотностью $1,95-2,20 \text{ г/см}^3$ 4 тяжелые с плотностью выше $2,20 \text{ г/см}^3$.

Известны тампонажные растворы обычные и с пониженной водоотдачей.

По срокам схватывания тампонажные растворы могут быть разделены на быстросхватывающиеся с началом схватывания раньше 0 ч 40 мин, ускоренносхватывающиеся с началом схватывания 0 ч 40 мин-1ч 20 мин, нормальносхватывающиеся с началом схватывания более 2 ч, медленносхватывающиеся с началом схватывания более 4 ч 30 мин.

Цементы могут быть выделены по величине прочности камня и времени ее достижения: с высокой начальной прочностью и обычные.

По устойчивости в агрессивной среде цементы могут быть разделены на сульфатостойкие и нормальные.

В США выпускается семь классов цемента, применяющихся для цементирования скважин различной глубины с высокой и низкой забойными температурами. К некоторым цементам предъявляются требования высокой начальной прочности, повышенной сульфатостойкости и т.д. Цементы всех классов имеют основой портландцемент и поэтому для применения при высоких температурах и давлениях требуют введения замедлителей сроков схватывания. Кроме основных цемента, выпускаемых промышленностью США, соответствующие фирмы совместно с научно-исследовательскими организациями производят в небольших количествах как модифицированные (с различными добавками и наполнителями), так и безклинкерные цементы применительно к конкретным условиям.

Тампонажный портландцемент

Тампонажный портландцемент представляет собой разновидность силикатного цемента. Это продукт, состоящий из смеси измельченных материалов заданного минерализованного состава. Основная часть портландцемента - клинкер, который получается обжигом специальной смеси известняка и глины (мергеля) до спекания (температура примерно 1450 С) входящих в ее состав компонентов. Известь (мель, известняк) при обжиге дает окись кальция, глина является источником кремнезема (SiO_2), глинозема (Al_2O_3) и окиси железа (Fe_2O_3).

При помолу к клинкеру добавляют 3-6 % гипса для регулирования структурообразования цементного раствора и повышения начальной прочности цементного камня. Вводят также 10-15% минеральных добавок - шлака, трепела, опоки, известняка, песка и др. Они способствуют улучшения некоторых свойств раствора и камня и обеспечивают экономию дорогостоящего клинкера.

Состав клинкера

Тампонажный протландцемент (клинкер) состоит из окислов, основные из которых следующие (в %):

Окись кальция	60-66
Кремнезем	18-25
Глинозем	4-8
Окись железа	0,5-5,0

В зависимости от процентного содержания указанных окислов существенно изменяются свойства тампонажного раствора и камня.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанной окисью кальция () с кремнеземом, глиноземом и окисью железа.

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

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора и понижает прочностью камня.

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

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые окислы (в %):

MgO.....	0,1-5,	TiO ₂	0,2-0,55
K ₂ O+Na ₂ O.....	0,5-1,3	P ₂ O ₅	0,1-0,3
SO ₃	0,3-1,	MnO.....	0,5-3,5

Окись магния в избыточных количествах (более 4,5%) вызывает увеличение объема и разрушения твердеющего цементного камня, что объясняется тем, что MgO, находясь в химически не связанном состоянии в клинкере, медленно гидратируется (вступает во взаимодействие с водой) в то время, когда раствор уже затвердел.

Двуокись титана в количестве 4-5% при соответствующем уменьшении содержания кремнезема повышает прочность камня из этого цемента.

Закись марганца MnO в количестве до 4 % и фосфорный ангидрид до 1-2% не оказывают вредного действия на свойства раствора и камня, но P₂O₅ способствует замедлению сроков схватывания при нормальных условиях.

Содержание натриевой и калиевой щелочей в количестве более 0,3-0,4% нежелательно, так как приводит к резким колебаниям процессов схватывания раствора.

Свободная, т.е. химически не связанная, окись кальция является вредной составляющей. Она появляется в клинкере в результате незавершенности процесса клинкерообразования вследствие неправильного составления сырьевой смеси, недостаточной ее гомогенности и несовершенного обжига. Свободная СаО, обожженная при температуре клинкерообразования, гидратируется значительно медленнее, чем основные соединения клинкера. В процессе ее гидратации в уже затвердевшем цементном камне в последнем появляются внутренние напряжения, приводящие к неравномерности изменения объема. Для предотвращения указанных отрицательных последствий содержание свободной окиси кальция не должно превышать 1,0%.

К вредным составляющим клинкера относится также и свободная окись магния (.....), которая также весьма медленно гидратирует после обжига при температуре спекания и может вызвать неравномерное изменение объема цементного камня.

При обжиге до температуры спекания (около 1450⁰С) все перечисленные окислы, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

Согласно классификации С. Д. Огорокова, в минералогическом отношении силикатные цементы, к которым относятся портландцементы, представляют смесь минералов - силикатов и минералов - плавней в соотношении примерно 3:1.

Кроме минералов, в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Количество ее составляет 5-12%. Стекло состоит в основном из не закристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащейся в клинкере окиси магния.

К важнейшим минералам относятся алит и белит. Алит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката. Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция). Оно заполняет промежутки между кристаллами калита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относятся: трехкальциевый силикат, двухкальциевый силикат, трехкальциевый алюминат, четырехкальциевый алюмоферрит.

Вопросы:

1. На какие классы можно поделить тампонажные цементы?
2. Из каких основных окислов состоит клинкер?
3. Какие методы определения состава клинкера вы знаете?

Опорные выражение

Срок схватывания, тампонажный портландцемент, глинозем, клинкерообразование, силикат, алюмоферрит.

ЛЕКЦИЯ №6

СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

План:

- 6.1. Седиментационная устойчивость цементных растворов
- 6.2. Водоотдача цементного раствора.
- 6.3. Изменение водоотдачи

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.

2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. “Крепление и цементирование наклонных скважин”. М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин “Справочник бурового мастера” М., Недра, 1966 г.

Свойства цементного раствора зависят от многочисленных факторов, основными из которых являются химико-минералогический состав, качество и количество наполнителя, водоцементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Существенное влияние на свойства раствора и камня, приготовленных из тампонажного раствора, оказывают подготовка цемента и правильного отбора пробы. Чтобы свойства всей партии цемента можно было характеризовать свойствами отобранной пробы, необходимо правильно ее отбирать. Перед испытанием каждую пробу следует просеивать сквозь сито с сеткой N 09 (размер ячейки в свету 0,9x0,9 мм).

От свойств цементного раствора и подобранной рецептуры зависит весь процесс цементирования скважины и в значительной степени - качество разобщения пластов. Качество крепления скважин определяется в основном свойствами цементного раствора, его водоотдачей, подвижность, изменением прочности структуры во времени, сроками схватывания, временем загустевания и плотностью цементного раствора, а также механической прочностью цементного камня, его проницаемостью и объемными изменениями.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением в них наполнителей и активных добавок и обработкой их химическими реагентами.

Седиментационная устойчивость цементных растворов

В течение первых минут в цементном растворе цементные зерна остаются разрозненными и происходит водоотделение: цементная масса сдвигается вниз, вода поднимается вверх. Практически крупные и мелкие цементные зерна падают с одинаковой скоростью. Вода, проходя через опускающуюся цементную массу, остается почти чистой, свободной от мелких частиц.

Распределение воды в осевшей цементной массе не везде одинаково. В нижней части сосуда, в который налит цементный раствор, количество воды в цементной массе будет меньше, чем в верхней части сосуда. Масса цементного раствора по высоте при этом неоднородна.

Максимальное количество воды, способное выделяться из цементного раствора в результате седиментации частиц цемента, называется водоотделением цементного раствора. Оно зависит от природы цемента, его химической обработки, водоцементного отношения и дисперсности порошка.

Водоотделение приводит к образованию водяных поясов, изменению свойств цементного раствора и камня в затрубном пространстве скважины.

Понижения водоотделения цементного раствора может быть обеспечено введением в него материалов-структурообразователей (бентонита, некоторых химических реагентов), повышением удельной поверхности цемента и снижением водоцементного отношения.

Водоотдача цементного раствора

Процесс водоотделения цементного раствора при действии на него перепада давления принято называть водоотдачей. Скорость ее в значительной мере зависит от принятого водоцементного отношения; она обратно пропорциональна квадрату удельной

поверхности, тонкости помола и количеству наполнителя. Скорость водоотдачи обратно пропорциональна вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Для цементирования скважин лучшими тампонажными растворами следует считать растворы, водоотдача которых близка к нулевой. В этом случае предупреждаются многие возможные осложнения и предотвращается вероятность загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта фильтратом раствора.

При постоянной температуре и повышении перепада давления до 5 МПа водоотдача цементного раствора увеличивается. Температура влияет на скорость водоотдачи, изменяя вязкость воды и скорость гидратации. Поэтому начальная скорость водоотдачи должна увеличиваться с повышением температуры, затем она снижается в результате роста скорости гидратации цемента. С повышением температуры от 20 до 250 С скорость водоотдачи растворов из большинства тампонажных портландцементов обычно увеличивается.

Величина водоотдачи цементного раствора существенно зависит от перепада давления и величины абсолютного давления над фильтрами и под ними. При отсутствии противодействия, т.е. когда под фильтрами давления равно атмосферному, водоотдача остается почти неизменной для перепадов 10, 15, 20 и 25 МПа. Скорость водоотдачи увеличивается с ростом перепада давления и абсолютного давления, а при перепадах 30-40 МПа процесс водоотдачи заканчивается ориентировочно в течение 1-2 мин.

Наиболее эффективным методом понижения водоотдачи цементных растворов является метод одновременного введения в них глины и химических реагентов.

Вопросы:

1. От каких свойств зависит качество цементного раствора?
2. Как определяется водоотдача цементного раствора?

Опорные выражение

Цементные зерна, водоотделение, гидротация, химические реагенты.

ЛЕКЦИЯ N 7

СРОКИ СХВАТЫВАНИЯ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

План:

- 7.1. Плотность тампонажного раствора
- 7.2. Смешение буровых и тампонажных растворов
- 7.3. Определение предела прочности при изгибе

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недрa, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недрa, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недрa, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недрa, 1966 г.

Возможность применения тампонажных растворов в отечественной практике весьма часто определяют по срокам схватывания. Эти сроки зависят от химико-минералогического состава цемента, его удельной поверхности, водоцементного отношения, химических реагентов, введенных в раствор, температуры, давления и других факторов.

При прочих равных условиях с повышением удельной поверхности цемента и уменьшением водоцементного отношения сроки схватывания цементного раствора ускоряются. В Узбекистане изучение изменения физико-механических свойств цементных растворов а камня при повышенных температурах и давлениях начато раньше, чем за рубежом. Было установлено, что на ускорение сроков схватывание цементных растворов температура оказывает более существенное влияние, чем давление. Еще большее влияние оказывает совместное воздействие температур и давлений.

Изучение изменения кривой показывает, что уже при температурах, близких к 100°C , в растворы необходимо вводить замедлитель сроков схватывания, так как они ограничиваются небольшим отрезком времени, явно недостаточным для осуществления процесса глубокой высокотемпературной скважины. Воздействие одного давления также способствует сокращению сроков схватывания цементных растворов. При повышении давления от атмосферного до 50-60 МПа сроки схватывания цементных растворов сокращаются почти вдвое. Исследования последних лет показывают, что эти сроки весьма резко сокращаются, если давления превышают 130-150 МПа. С ростом температуры эффект ускорения от давления остается весьма заметным. В практике цементирования при подборе рецептуры цементных растворов в лабораторных условиях нельзя не учитывать давление, и сроки схватывания цементных растворов необходимо определять при совместном воздействии температуры и давления. С увеличением сроков хранения цементов сроки схватывания замедляются, вязкость повышается. Наличие в атмосфере влаги, углекислоты и т.д. способствует снижению активности цемента, удлиняет сроки схватывания. Однако указанное замедление сроков схватывания цементных растворов нельзя рассматривать как способ для применения в глубоких высокотемпературных скажинах. Изменение сроков схватывания цементных растворов при переменном водоцементном отношении под действием различных температур. При низких температурах, как отмечалось, повышение водоцементного отношения способствует увеличению сроков схватывания цементных растворов, но уже при температурах, несколько больших 100°C , замедление процессов схватывания растворов практически не обеспечивается повышением водоцементного отношения до 1.

Плотность тампонажного раствора

Важной характеристикой тампонажного раствора является его плотность. Это практически единственный показатель качества тампонажного раствора при его приготовлении и транспортировании в скважину. Колебания значений плотности цементного раствора говорят об изменениях других его свойств - прокачиваемости, загустевании, прочности камня и т.д. Поэтому контроль за колебаниями плотности тампонажных растворов должен быть строгим и они не должны превышать установленной величины. Часто колебания плотности недопустимы по технологическим соображениям.

Плотность цементного раствора определяется в основном водоцементным отношением. Если к цементному раствору не предъявляется особых требовани, то согласно требованиям ГОСТ1581-78 водоцементное отношение составляет 0,5. При этом расчетная плотность портландцементного раствора равна $1,83 \text{ г/см}^3$; практически она несколько колеблется ($1,81-1,85 \text{ г/см}^3$). Колебания объясняются внесением в цементный раствор воздуха, а также непостоянством плотности цемента.

На изменения значений плотности цементного раствора оказывают влияние вводимые химические реагенты. Наиболее существенно влияние вводимые химические реагенты. Наиболее существенно влияние сульфит-спиртовой барды (ССБ), которая в количестве более 0,4% способствует образованию пены; при этом при приготовлении раствора вовлекается воздух. Однако когда раствор попадает в среду гидродавления, пузырьки воздуха сжимаются. Масса единицы объема раствора возрастает, что при

определенных геологических условиях проводки скважины может привести к осложнениям.

К такому же результату приходим при использовании для снижения плотности тампонажных растворов воздухосодержащих наполнителей-перлита, керакзита и других- в процессе бурения глубоких скважин.

Считается, что вытеснение глинистого раствора из затрубного пространства скважины цементным зависит от разницы их плотностей, однако пока не представляется возможность установить точные границы изменения указанной разницы.

Смешение буровых и тампонажных растворов

При смешении тампонажных растворов с буровыми часто образуются густые пасты, эффективная вязкость которых в десятки и сотни раз больше вязкости исходных компонентов. Загустевание растворов при их смешении приводит к увеличению давлений при цементировании скважин, а в отдельных случаях к осложнениям.

Сгущение при смешении глинистых и цементных растворов не всегда одинаково и опасно. Оно определяется составом твердой фазы растворов и их химической обработкой. В некоторых случаях смешение растворов не приводит к образованию загустевшей массы.

Отсюда следует, что если необходимо применять и выбирать буферные жидкости для разделения глинистых и цементных растворов, то следует принимать во внимание свойства этих растворов и их способность загустевать при смешении.

При смешении тампонажных и промывочных растворов наблюдаются следующие общие для всех составов явления.

1. При перемешивании или движении по трубам сгустившихся смесей тампонажных и буровых растворов наблюдается их постоянное разжижение, скорость которого зависит от состава и химической обработки компонентов смеси. Наименьшая скорость разжижения наблюдается при обработке цементного или глинистого раствора гипаном и КМЦ.

2. Шлаковые растворы вызывают значительно меньше сгущения промывочных растворов, чем портландцементные. Сгустившиеся смеси, содержащие шлак, разжижаются быстрее, чем смеси, содержащие портландцемент.

Вопросы:

1. От чего зависят сроки схватывания цементного раствора?
2. Чем определяется плотность цементного раствора?
3. Что наблюдается при смешении тампонажных и буровых растворов?

ЛЕКЦИЯ №8

РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

План:

- 8.1. Реагенты-ускорители сроков схватывания цементного раствора
- 8.2. Замедлители сроков схватывания цементного раствора
- 8.3. Определение плотности ССБ (сульфит спиртовая барда)

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.

2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.

3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.

4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Для цементирования скважин цементный раствор должен обладать рядом свойств, которыми не наделены растворы, состоящие из смеси тампонажного портландцемента и воды.

Цементные растворы, предназначенные для цементирования конкретных скважин, следует проверять в условия, соответствующих условиям скважины. Если свойства раствора и камня не соответствуют условиям цементирования конкретной скважины, свойства следует изменять, рецептуру корректировать.

Рассматриваемые требования должны соблюдаться всегда, особенно при цементировании глубоких высокотемпературных скважин.

Для сокращения сроков схватывания или времени загустевания растворов из тампонажного цемента применяют реагенты-ускорители, для увеличения - замедлители. В качестве ускорителей сроков схватывания применяют в большинстве случаев хлористый кальций (2-3% массы цемента); для этих же целей используют хлористый алюминий (до 10 %) и небольшие дозировки хлористого натрия (до 2-3%). В больших количествах замедляет структурообразование в цементных растворах. Эти реагенты служат для ускорения сроков схватывания цементных растворов при цементировании скважин в зонах вечной мерзлоты.

Реагенты-ускорители (как и реагенты-замедлители) предварительно растворяют в воде, после чего ею затворяют цемент. Полученный цементный раствор закачивают в скважину. Принципиально возможно введение реагентов в цемент при помоле или смешении его с наполнителями. Однако этот путь сложен, может быть осуществлен в специальных условиях, гарантия получения раствора с одинаковыми свойствами в процессе его изготовления из всей партии цемента не может быть обеспечена. Поэтому обычно прибегают к первому способу. Учитывая, что он осуществляется в промышленных условиях, необходимо обеспечение полного соответствия свойств рецептур цементных растворов, полученных в лабораторных и промысловых условиях.

Замедлители сроков схватывания цементных растворов

В связи с повышением забойных температур и давлений и ускорением сроков схватывания цементных растворов необходимо изыскивать реагенты-замедлители. Хотя в настоящее время известно несколько десятков замедлителей сроков схватывания цементных растворов, практическое применение имеют немногие: лигносульфонаты кальция (СДБ), сульфитно-дрожжевая бражка, карбокисметилгидроксиэтилцеллюлоза, сульфит-спиртовая барда, технический винный камень, а также виннокаменная кислота, гипан, лесохимические полифенолы и другие. Кроме того, в США применяются окисленную целлюлозу, таннат натрия, декстрин, пирогалловую кислоту и др.

ССБ отличается непостоянством замедляющих свойств и не на все цементы действует одинаково. Более эффективно она воздействует на цементы Карадагского завода, менее активно - на цементы Новороссийского завода. ССБ должна отвечать техническим условиям на приготовление, приемку и хранение; 50%-ная концентрация ССБ соответствует плотности 1,26-1,28 г/см³.

От концентрации твердой фазы зависит и эффективность замедления сроков схватывания цементного раствора сульфит-спиртовой бардой.

Лежалые цементные растворы легче обрабатываются сульфит-спиртовой бардой, чем растворы из цемента свежего помола. В раствор рекомендуется вводить не более

1,5% ССБ от массы цемента, но в большинстве случаев уже 0,5% приводит к пенообразованию.

Время действия и устойчивость адсорбционных слоев и суммарный эффект замедления ПАВ следует определять непосредственно на цементных растворах путем установления сроков схватывания, вязкости и других свойств.

Во всех случаях при исследованиях и промышленном применении замедлитель растворяют в воде, на которой затем затворяют цемент. Степень воздействия замедлителей на цемент зависит от многих факторов: срока и условий хранения цемента, его химико-минералогического состава, свойств самого замедлителя и т.д. Поэтому рецептуру необходимо подбирать только с теми цементом, водой и замедлителем, которые будут использованы для цементирования незадолго до операции. Обычно если один раз подобранный состав раствора дает приемлемое время начала схватывания, то по истечении некоторого срока хранения цемента сроки схватывания, как правило, удлиняются.

С увеличением дозировки ССБЮ сроки схватывания цементных растворов замедляются. Повышение температуры и давления требует увеличения расхода ССБ, так как ускоряются адсорбционные процессы, быстрее происходят гидролиз и гидратация цемента.

ССБ разжижает цементные растворы, поэтому ее широко применяют для снижения водоцементного отношения и повышения плотности и даже ускорения сроков схватывания цементного раствора. Вместе с тем ССБ сильно вспенивает цементные растворы, создавая затруднения при цементировочных работах. Иногда в приемном чане агрегатов образуется такое количество пены, что невозможно продолжать операцию - насосы засасывают воздух, а подсчет объема закачиваемой жидкости становится затруднительным. В качестве пеногасителя целесообразно применять нейтрализованный черный контакт, небольшие количества которого (0,1-0,3%) снижают эффект пенообразования, не влияя на сроки схватывания, а также другие реагенты. Хорошим пеногасителем является кальциевая соль нафтеновых кислот (0,1-0,2%), разработанная во ВНИИКР нефти.

Замедляющими свойствами при температурах примерно до 130 С и высоких давлениях обладает КМЦ, которая выпускается в нескольких модификациях, различающихся по вязкости и стабилизирующей способности. Она не вспенивает кисти и стабилизирующей способности. Она не вспенивает растворы, более стабильна, очень активна и, воздействуя на цемент, замедляет сроки схватывания раствора в соответствии со взятым количеством. Выпускают КМЦ в виде белого зернистого порошка без запаха и вкуса; плотность ее 1,6 г/см. Для применения КМЦ приготавливают 5-10%-ный водный раствор при температуре 60-80 С. Перемешивание ускоряет процесс растворения КМЦ.

Приготовление раствора КМЦ на буровой несколько затруднено из-за отсутствия специальных специальных бань. Поэтому целесообразно его растворять в воде заранее и доставлять на буровую в виде раствора.

Раствор КМЦ - стойкий коллоидный раствор, не теряющий во времени замедляющих свойств. Уже при добавке 7-10% КМЦ раствор представляет весьма вязкую массу. Причина столь резкого повышения вязкости раствора при незначительных дозировках КМЦ объясняется самой природой карбоксиметилцеллюлозы, которая, как известно, относится к высокомолекулярным соединениям. Их молекулы вытянуты в длинные цепочки, образующие в растворе пространственные структурные решетки, в петлях которых находится захваченная вода. Естественно, такая система сильно загущена, но несколько теряет стабильность при перемешивании. Поэтому с увеличением дозировки КМЦ более 0,3-0,5% заметно снижается подвижность цементных и цементно-песчаных растворов.

Проведенные опыты показали, что для получения цементных растворов с приемлемыми сроками схватывания рабочими являются дозировки до 1,0% КМЦ (от

массы цемента). Структурные сетки, образуемые в цементном растворе при обработке его КМЦ, разрушаются и тем интенсивнее, чем больше скорость перемешивания или движения раствора. Вода высвобождается, раствор разжижается. Молекулярные цепи ориентируются вдоль потока. При остановках процесса прокачивания раствора в зависимости от температурных условий структурная сетка может возникнуть вновь, поэтому для возобновления процесса приходится воздавать более высокие давления.

С ростом температуры вязкость цементных растворов, обработанных КМЦ, несколько уменьшается (имеется в виду вязкость, вызванная обработкой КМЦ), что объясняется повышением интенсивности молекулярного движения и затруднения образования структур. Возможность образования структурной сетки может быть уменьшена введением ССБ.

При температуре 22 С КМЦ в количестве 0,3 % настолько эффективно замедляет сроки схватывания цементного раствора, что он не твердеет в течение двух с половиной суток. При температуре 75 С добавка 0,5 % КМЦ позволяет получить растворы со сроками схватывания порядка 7-9 ч.

При температуре 120-130 С начинается деструкция КМЦ и выше температуры 140 С она не пригодна к использованию. КМЦ способствует некоторому снижению механической прочности.

Более эффективно КМЦ замедляет сроки схватывания растворов из лежалых цементов. Растворы из свежемолотых цементов иногда довольно трудно поддаются эффективному воздействию уже при температуре 110-120 С и даже значительные ее количества замедляют сроки схватывания растворов до 1 ч.

Исследования показали, что при температуре, близкой к 170 С, и давлении около 60 МПа КМЦ, ССБ, крахмал и другие высокомолекулярные органические замедлители разлагаются.

Вопросы:

1. Какие имеются методы регулирования свойств цементного раствора?
2. Какие реагенты-ускорители вы знаете?
3. Какие замедлители сроков схватывания вы знаете?

Опорные выражение

Срок схватывания, плотность, сульфит-спиртовая барда, наполнитель перлита, керакзит, паста, КМЦ, шлаковые растворы.

ЛЕКЦИЯ №9

ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН ЦЕМЕНТНО - ПЕСЧАНЫЕ СМЕСИ

План:

- 9.1. Выбор песка для добавки.
- 9.2. Подбор цементно-песчанной смеси.
- 9.3. Гранулометрический состав песка.

Список использованной литературы

1.А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.

2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.

3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.

4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Большинство скважин изолируют чистыми портландцементными растворами. При высоких температурах и давлениях растворы из смеси тампонажного портландцемента и кварцевого песка затвердевают в долговечный прочный непроницаемый камень, устойчивый в пластовых водах.

При нормальных условиях добавка песка при принятых сроках твердения является практически инертным компонентом, а при повышенных температурах кремнезем активно взаимодействует с составляющими цемента. Установлено, что кварцевый песок вступает в реакцию не только с гидроксидом кальция и гидросиликатами, но и с гидроалюминатами с образованием гидрогранатов.

Кремнезем, или двуокись кремния, самый распространенный в природе минерал. Он содержится как компонент в большой группе силикатов, в том числе и в глинах. Кремнезем в связанном виде присутствует в цементах. Он является основной составляющей частью пуццолана.

Химически чистый кварц при нормальной температуре - весьма инертное вещество, но, будучи сильно нагретым, реагирует с основаниями. При высоких температурах кремнезем ведет себя как кислый компонент; он может связываться с основными оксидами, образуя силикаты, и вытеснять другие кислоты из их соединений. Кварц, растворяясь в воде, вступает в реакцию с известью при нагревании под давлением; на этом принципе основано производство песчано-известковых кирпичей. Скорость этой реакции в значительной степени зависит от удельной поверхности кварца. Например, совершенный кристалл массой 12,8 г после 48 ч нагревания с гидроокисью кальция в автоклаве при температуре 180⁰С теряет 0,25 % своей массы. Между тем такой же кристалл, но измельченный до полного прохождения через сито с размером отверстий 0,15 мм теряет в аналогичных условиях 12,4 % массы. При дальнейшем измельчении в очень тонкий порошок кварц становится настолько активным, что превращается в коллоидный гидратированный кремнезем в результате простого кипячения с водой.

Установлено, что на механическую прочность цементного камня влияет не только количество, но и природа кремнеземистой добавки. Лучшие результаты получены с добавками молотого кварцевого песка, худшие - с добавкой аморфно-дисперсного кремнезема. При известных условиях автоклавной обработки на каждый процент трехкальциевого силиката портландцемента следует вводить до 1,5 % молотого песка. Показано, что в процессе автоклавного твердения цементного камня связывается кварца значительно больше, чем необходимо для полного взаимодействия и даже несколько больше количества, необходимого для перевода высокоосновных гидросиликатов в однокальциевый гидросиликат. Этот вывод доказывает возможность и целесообразность введения повышенных количеств кварцевого песка в тампонажные портландцементы.

Использование тонкомолотого песка увеличивает прочность образцов.

Помол осуществляется для увеличения удельной поверхности реакционной способности песка с гидроксидом кальция, а также для повышения активности некоторых минералов клинкера.

Тонкость помола, по мнению акад. П.А.Ребиндера, позволяет значительно ускорять процессы, проводя их при менее высоких температурах и давлениях. Скорость процессов, проводимых с участием веществ в твердом состоянии, пропорциональна величине общей поверхности их частиц и потому резко возрастает по мере их измельчения.

Учитывая, что при цементировании скважин нет оснований предъявлять к цементному камню требования максимально высокой прочности, размалывать песок не обязательно. Реагирующая поверхность кварцевого песка с продуктами гидратации цемента в достаточной мере может быть повышена количеством песка естественной крупности.

Реакция гидроксида кальция при этом протекает лишь на поверхности зерен песка, образуя тончайшие (до 5 мкм) пленки гидросиликатов кальция в виде геля.

Механическая прочность образцов, твердевших при высоких температурах и давлениях, значительно повышается при добавлении к тампонажному портландцементу немолотого кварцевого песка, который имеется в большинстве нефтяных районов.

Выбор песка для добавки

Пригодность песка как добавки к тампонажным цементам следует рассматривать в зависимости от изменения свойств цементно-песчаного раствора и камня. На свойства цементно-песчаной смеси при одинаковых условиях гидратации наибольшее влияние оказывает его минералогический состав, размер и форма зерен, предварительная обработка песка и т.д.

Минералогический состав песка. Песок представляет собой композицию из зерен разнообразного размера, формы и состава, образовавшуюся в результате выветривания горных пород. Чаще всего встречаются кварцевые пески с примесью зерен полевого шпата, листочков слюды и других минералов; реже - полевошпатовые, известняковые и др. Для введения в тампонажные портландский, шлаковый и известковый цементы пригодны кварцевые пески. В качестве наполнителей могут быть использованы и другие материалы. Обычный кварцевый песок содержит высокий процент кремнезема, вполне достаточный для связывания гидроксида кальция при гидратации цемента.

По условиям залегания пески разделяются на овражные, морские и речные. Последние две разновидности песка имеют, как правило, округлую форму; зерна овражных песков - остроугольную. Морские пески, содержащие большое количество органических и легкоразрушаемых известняковых примесей, нежелательно применять в качестве добавок к тампонажным цементам. Наиболее приемлемы пески речные и овражные.

В общем случае добавление кварцевого песка к тампонажному портландцементу весьма желательно, а при высоких температурах - совершенно необходимо. В этом случае введение в портландцементы песка даже пониженного качества при высоких температурах резко улучшает физико-механические свойства камня, повышает сопротивляемость его агрессивным водам и т.д. Как правило, надо применять местный песок, прибегая к привозному только в самых крайних случаях.

Примеси песка. При выборе кварцевых песков следует отдавать предпочтение тем, которые содержат пониженное количество следующих вредных примесей:

1) слюда, практически не связывающаяся с цементом; желательно использовать пески, массовая доля слюды в которых не более 0,5%;

2) серные и сернокислые соединения, количество которых в пересчете на серу не должно превышать 1%; указанные соединения, взаимодействуя с цементом, приводят к образованию гидросульфалюминатов, которые могут отрицательно сказываться на плотности цементного кольца в затрубном пространстве.

Предварительная обработка песка. После добычи песка его необходимо просушить, желательно затарить в мешки. При разработке карьера загрязненный песок целесообразно промывать и просушивать. Хранить песок рекомендуется в закрытых складах. Нецелесообразно прокалывать песок с целью повышения его реакционной способности.

Гранулометрический состав песка. Изучение и использование цементно-песчаных смесей следует проводить в двух направлениях: 1) исследование возможности и целесообразности применения немолотого песка;

2) исследование возможности использования молотого песка. Стремление к использованию песков подобранного гранулометрического состава для обеспечения "жесткости каркаса" по типу бетонов не может быть оправдано, так как во всех случаях необходимо руководствоваться получением раствора удовлетворительной подвижности.

Оценив качество песка как добавки к тампонажным цементам с точки зрения его гранулометрического состава, отмечаем, что пригоден любой кварцевый песок, но менее желателен мелкий с большим количеством пылевых фракций, требующих введения повышенного количества воды. Нижнюю границу размера зерен устанавливать нецелесообразно, так как при использовании даже молотого песка с удельной поверхностью, примерно равной удельной поверхности цемента, были получены хорошие результаты. При наличии нескольких кварцевых песков целесообразно выбирать те, у которых фракция, прошедшая через сито со стороной ячейки 0,15 мм, составляла не более 30%. Размалывать песок целесообразно, однако если необходимо получать и применять цементно-песчаные смеси низкой плотности при высоких температурах и давлениях, то помол песка обязателен.

Нежелателен песок и с большим содержанием крупных фракций, так как последние могут осаждаться в приемном чане, под клапаном насоса и т.д., что приводит к неудобствам в работе. Для кварцевого песка плотности 2,6 г/см³, исходя из практических соображений, желательно чтобы песок был не крупнее 0,6-0,7 мм;

при плотности его 3 г/см³ и более целесообразно иметь максимальную величину зерен 0,3-0,4 мм. В противном случае при изготовлении цементно-песчаного раствора песок выпадает в осадок, что приводит к необходимости взбалтывания раствора в чане.

Цементно-песчаные смеси можно перемешивать вручную, с помощью цементно-смесительных машин, в заводских условиях - в мельницах, барабанах, шнековых смесителях и других устройствах.

Транспортировка цементно-песчаных смесей в цементно-смесительных машинах не вызывает существенного расслоения и перемещения более тяжелых частиц вниз.

Вопросы:

1. Какие смеси используются для высокотемпературных скважин?
2. От каких свойств зависит качества песка?

Опорные выражение

Кремнезем, кварц, помол, цементно-песчанная смесь.

ЛЕКЦИЯ №10

ЦЕМЕНТЫ ДЛЯ РАСТВОРОВ ПОНИЖЕННОЙ ПЛОТНОСТИ

План:

- 10.1. Облегченные тампонажные растворы.
- 10.2. Способы получения легких цементных растворов.
- 10.3. Влияние температуры на облегченные тампонажные растворы.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Увеличение глубин скважин приводит к тому, что, необходимый для разобщения пластов интервал возрастает, в разрезе появляется большое число горизонтов, которые должны быть разобщены. В связи с разбуриванием газовых и газоконденсатных месторождений

при использовании обсадных труб со стандартными резьбами и обычных тампонажных цементов часто наблюдается проникновение газа в затрубное пространство и далее к устью скважины. Для уменьшения по возможности движения газа необходимо поднять тампонажный раствор на большую высоту - до устья скважины, башмака предыдущей обсадной колонны или плотных пород с обеспечением цементного камня необходимой плотности. При заполнении затрубного пространства на большую высоту плотным материалом появляется возможность повышать давления гидроразрыва, на большую глубину отгартывать жидкость в скважине при ее опробовании. При значительной высоте подъема цементного раствора в затрубном пространстве на большей длине обеспечивается лучшая сохранность обсадной колонны при наличии коррозионных пластовых вод. Большая высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве предпочтительна при наличии существенной разности температур в верхнем и нижнем участках скважины.

Тампонажный раствор можно поднять в затрубное пространство скважины на значительную высоту с помощью нескольких методов:

- 1) применение двухступенчатого цементирования с некоторым разрывом плотности цементного кольца по высоте;
- 2) использованием тампонажного раствора пониженной глинистого растворов с одновременным регулированием других свойств тампонажного раствора.

Облегчение тампонажные растворы получили широкое распространение в нефтедобывающих районах СНГ и в зарубежной практике. Наиболее известными добавками для снижения плотности цементных растворов являются бентонит, перлит, пуццолановые материалы, диатомовая земля и гильсонит. При использовании большинства "облегчителей" снижение плотности цементного раствора заключается в удержании добавками избыточного количества воды, т.е. в повышении водоцементного отношения или введения с наполнителем воздуха. Во всех случаях введение "облегчителей" способствует снижению механической прочности камня.

В качестве облегчающей добавки наибольшее распространение получил бентонит. Он дает возможность значительно повысить водоцементное отношение и тем самым снизить плотность; заметного расслоения раствора при этом не наблюдается.

Перлит также способствует удержанию большого количества воды. Как правило, его вводят в цемент вместе с небольшим количеством бентонита - во избежание флотации частиц перлита и для получения более однородного раствора. Однако растворы с добавкой перлита обладают существенным недостатком: под влиянием давления перлит разрушается и плотность растворов повышается, что может привести к осложнениям.

Добавление пуццолановых материалов незначительно понижает плотность цементного раствора - всего до 1,6 г/см³. Использование диатомовой земли при цементировании скважин в США способствует введению в цементные растворы большого количества воды. Она снижает прочность цементного камня, но в связи с пересмотром требований к прочности цементного камня широко используется в зарубежной практике. Образцы с диатомовой землей показали повышенную устойчивость в агрессивной среде.

Гильсонит представляет собой твердый углеводород, разновидность природного асфальта, и минералогически классифицируется как асфальт. Он имеет зернистую структуру и низкую плотность (1,07 г/см³), практически непроницаем, химически нейтрален в цементном растворе. Наличие его в смеси не влияет на действие различных ускорителей сроков схватывания. Добавление гильсонита к цементу в соотношении 1:4,

1:2 достаточно для успешной борьбы с поглощением цементного раствора. Гильсонит требует введения меньшего количества воды, чем другие "облегчители", вследствие чего и прочность камня выше. Однако в маловязком цементном растворе гильсонит из-за малой плотности способен всплывать, поэтому необходимо соблюдать особые меры предосторожности и вводить бентонит.

При цементировании нефтяных и газовых скважин применяют три способа получения легких цементных растворов.

1. Смешение цементного порошка с не водопотребной добавкой более низкой плотности. Примером такой добавки является гильсонит. Интервал изменения плотности невелик.

2. Смешение цементного порошка с водопотребной добавкой; в результате введения избыточного количества воды (до получения раствора требуемой подвижности) может быть значительно изменена плотность раствора. Примерами такой добавки являются глина, опока и др.

3. Смешение цементного порошка с добавками, содержащими воздух (например, керамзит, золы, перлит). Плотность раствора может быть получена низкой, однако при помещении раствора в среду гидродавления плотность резко повышается, что следует из данных 31. Анализ данных табл.31 показывает, что давление существенно повышает плотность цементно-перлитового раствора. Величина изменения плотности раствора при различных условиях пока не может быть предопределена. При повышении давления объем цементно-перлитового раствора уменьшается на 15-30 %, что должно учитываться на практике. Наиболее просты в приготовлении и применении цементно-дегтонитовые растворы. Облегченные цементные растворы могут быть получены тремя способами. Вяжущий материал затворяют глинистым (бентонитовым) раствором или смесь вяжущего с бентонитом затворяют водой. Принципиально возможно применение обоих составов, но затворят на специально приготовленном глинистом растворе проще. Приготовление специального раствора представляет определенные трудности. Часто целесообразно использовать и имеющийся на буровой глинистый раствор, однако следует проверить его в пробном затворении. Второй способ, основанный на затворении водой тщательно смешанных цемента и глины, успешно применяется во многих нефтегазовых районах СНГ. При затворении водой сухих материалов смесь может коковаться, а плотность раствора бывает выше, чем в первом случае. Тем не менее тщательный контроль и подготовка смеси позволяют устранить указанные недостатки.

На рис 5 приведена схема приготовления облегченных тампонажных растворов на базе тампонажного портландцемента и бентонитовой порошкообразной глины.

При этом способе получения облегченных цементно-бентонитовых растворов могут образоваться пачки раствора с высокой или низкой вязкостью.

При первом способе можно получить более легкие растворы, но, несмотря на перечисленные преимущества применять их рекомендуется только в случаях несложных цементирований по следующим причинам: а) в условиях буровой невозможно строго выдерживать подобранную в лаборатории рецептуру; как реологические свойства раствора, так и физико-механические показатели, находясь в непосредственной зависимости от степени и качества обработки глинистого раствора, будут резко

изменяться что может привести к неожиданным результатам; б) физико-механические свойства цементно-бentonитового камня в данном случае ниже, чем при втором способе, при котором кроме того, обеспечивается расширение не связавшейся с водой глины в затрубном пространстве скважины.

Возможен и третий способ приготовления легких тампонажных растворов: заготовленный бентонитовый раствор направляют вместе с цементным в нагнетательные линии, перемешивают у цементировочной головки в блоке манифольда 1БМ-700 и транспортируют в скважину. Способ прост, но требует серьезной подготовительной работы.

В зависимости от свойства используемого цемента и бентонита растворы могут несколько отличаться друг от друга, но результаты физико-механических испытаний близки для трех способов приготовления растворов.

При нормальных условиях указанные смеси имеют затяжные сроки схватывания, однако при температуре 75 С они схватываются относительно быстро. При больших дозировках глинистого раствора и относительно низких температурах желательное введение ускорителей. Повышение температуры до 120 С и давления до 40 МПа ускоряет сроки схватывания растворов и беззамедлителей они практически непригодны. Обработка легких растворов замедлителями и ускорителями ничем не отличается от аналогии обработки обычных растворов. Замедлитель целесообразнее растворять в воде до смешения с бентонитом. При увеличении количества бентонитовой глины в смеси наблюдается последовательное снижение плотности раствора.

Вопросы:

1. Какие способы получения легких цементных растворов вы знаете?
2. В каких случаях применяются цементно-бentonитовые растворы?
3. Какие реагенты-понижители вязкости вы знаете?

Опорные выражение

Башмак, облегчители, перлит, бентонит, природный асфальт, замедлитель.

ЛЕКЦИЯ №11 УТЯЖЕЛЕННЫЕ ЦЕМЕНТНЫЕ РАСТВОРЫ

План:

- 11.1. Утяжелители цементных растворов
- 11.2. Утяжеленные шлаковые растворы.
- 11.3. Изменение свойств цементных растворов
- 11.4. Физические свойства утяжелителей.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

В нефтяных и газовых скважинах применяют утяжеленные тампонажные цементы. Утяжеление цементных растворов целесообразно только в случае необходимости - при цементировании скважин, бурящихся с использованием глинистых растворов плотностью примерно 1,9 г/см³ и выше.

Утяжелять цементные растворы может двумя способами: получением рудных цементов и введением в цементы утяжеляющих добавок. Первый способ не позволяет

получить цементные растворы высокой плотности, второй (смешение цементов с порошкообразными утяжелителями) позволяет регулировать плотность в широких пределах в зависимости от количества, плотности, гранулометрии влагоемкости утяжелителя. Для снижения количества воды с целью повышения плотности целесообразно вводит в раствор реагенты пластификаторы, наиболее эффективными из которых являются сульфит-спиртовая барда, сульфит-целлюлозный экстракт и др.

Наличие посторонних примесей в гематите и особенно в пиритовых огарках требует введения в растворы излишнего количества воды, что связано с понижением плотности утяжеленных цементных растворов. Плотность раствора при использовании одного и того же утяжелителя можно повысить в результате более грубого его помола, так как в этом случае на его смачивание требуется меньше воды. Часто крупнозернистый утяжелитель меньшей плотности обеспечивает возможность получения раствора с более высокой плотностью, чем тонкоизмельченный утяжелитель повышенной плотности. Первые три утяжелителя довольно часто используются в практике. Утяжелители имеют относительно высокую твердость по Бринеллю: зеркального чугуна НВ 350, ферросилиция - НВ 220. Тем не менее указанное обстоятельство не может служить серьезным препятствием к применению их в качестве утяжелителей, так как стоимость их низка, а эффективность значительно. В качестве утяжелителя применяют также и барит.

Влиянии утяжелителей на свойства цементных растворов, твердеющих при температуре 90⁰С в течение двух суток. Добавление к цементу гематита позволяет готовить растворы довольно высокой плотности, и при соотношении цемента к гематиту 1:2 г/см³. По мере увеличения количества гематита в растворе механическая прочность образцов снижается.

Введение ССБ позволяет замедлить сроки схватывания, уменьшить расход воды и тем самым повысить плотность и прочность образцов. Цементные растворы значительно утяжеляются при использовании магнетита. Магнетит имеет меньшую водопотребность, чем гематит.

Пиритовые огарки вследствие относительно низкой плотности и большой загрязненности породой, требующей введения избыточного количества воды, не позволяют существенно повысить плотность раствора. Добавление к цементам ферросилиция и зеркального чугуна несмотря на их высокую плотность не дает ожидаемого эффекта вследствие высокой водопотребности порошка.

При определенном гранулометрическом составе использование незагрязненных утяжелителей высокой плотности даст возможность получить тампонажные растворы большой плотности.

Качество материала как утяжелителя цементных растворов может быть оценено удельной поверхностью, плотностью чистотой, отсутствием водопотребных добавок и гранулометрическим составом. Для получения цементных растворов высокой плотности, необходимо, чтобы он имел вполне определенную удельную поверхность и был чист от водопотребных добавок. Наоборот, в отдельных случаях, пользуясь материалом относительно невысокой плотности, но низкой удельной поверхности, можно значительно утяжелить цементные растворы. Поэтому наверно считать, что следует обязательно молоть утяжелитель до тонкости помола цементного порошка. Это необоснованно и технико-экономически невыгодно.

Удельную поверхность утяжелителя следует подбирать для каждого конкретного случая с учетом увеличения плотности раствора при сохранении или улучшении других его свойств. Высококачественным утяжелителем для повышения плотности цементных растворов могут считаться зерна оксидов железа и других тяжелых материалов, гранулометрический состав которых ограничивается размером сит 0,60-0,15 мм или если указанная фракция еще более низка. Верхнюю границу зерен утяжелителя необходимо подбирать с учетом отсутствия седиментации и

сохранности оборудования при транспортировании цементного раствора в затрубное пространство скважины. Естественно, понятия о тонкости помола утяжелителя применительно к глинистому и цементному растворам различны.

Вводя магнетитовый песок в портландцемент, можно получить сравнительно тяжелые цементные растворы. Так, 50-100% магнетитового песка в портландцементе повышает плотность растворов до 2,14-2,33 г/см³. Наибольшее дозировки сульфит-спиртовой барды способствуют разжижению растворов, что позволяет снизить количество воды и тем самым дополнительно увеличить плотность. При соотношении 1:1 и 0,4-0,6% ССБ был получен раствор плотностью 2,45 г/см³.

При использовании кварцевого песка естественной крупности как материала, водопотребность которого значительно меньше, чем цемента, можно получить растворы плотностью 2,05 г/см³. ведение ССБ в данном случае способствует незначительному приросту плотности.

Техника подбора рецептуры утяжеленных цементных растворов, необходимых для применения в глубоких высокотемпературных скважинах, имеет свои особенности. Замедлитель растворяют в подобранном для затворения количестве воды. После установления в корректировки растекаемости раствора измеряют его плотность, которую можно повысить, снизив водоцементное отношение или повысив количество утяжелителя в смеси.

Цементные растворы утяжеляют с помощью кварцевого-магнетитового песка. Так как удельная поверхность этого песка мала, для его смачивания требуется небольшое количество воды и плотность цементно-песчаной смеси может быть значительно повышена.

В США для утяжеления цементных растворов применяют в основном барит различного помола и титанистый железняк, с помощью которых доводят плотность растворов до 2,10-2,25 г/см³, а также оттавский песок. Ильменит как утяжелитель имеет преимущества перед баритом. При специальном разделении на фракции можно получить наименьшее водопотребный утяжелитель цементных растворов.

К высокоэффективным утяжелителям могут быть отнесены "галена" и арсенит железа, которые способствуют некоторому ускорению сроков схватывания растворов. Однако на практике они не применяются из-за высокой их стоимости.

Вопросы:

1. Какие реагенты-пластификаторы вы знаете?
2. Как следует подбирать удельную поверхность утяжелителя?

Опорные выражения

Утяжелитель, гранулометрия, ССБ, СЦЭ, гемотит, плотность раствора, магнетит, растекаемость, барит.

ЛЕКЦИЯ №12

ЦЕМЕНТНЫЕ РАСТВОРЫ, ЗАТВОРЕННЫЕ НА КОНЦЕНТРИРОВАННЫХ РАСТВОРАХ СОЛЕЙ.

План:

- 12.1. Растворение солевых пород в тампонажных растворах
- 12.2. Приготовление засолённых тампонажных растворов.
- 12.3. Структурообразование цементных растворов.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.

3. В.Д. Барановский. “Крепление и цементирование наклонных скважин”. М., Недра, 1983 г.

4. П.Т. Иночкин “Справочник бурового мастера” М., Недра, 1966 .

Значительная часть месторождений нефти и газа приурочена к под солевым и меж солевым отложения. Бурение и крепление глубоких скважин в солевых отложениях до настоящего времени вызывают значительные трудности. К наиболее часто встречающимся минералам относятся галит, сильвит, бишофит, карналлит. Солевые отложения, имеющие различные физико-химические и механические свойства, при бурении подвержены интенсивным кавернообразованиям; соли в различных концентрациях по-разному влияют на изменение свойств тампонажных растворов. Например, насыщение бурового раствора хлористым магнием в значительной мере уменьшает темп кавернообразования.

Считают установленным, что одной из основных причин недоброкачественного цементирования скважин, проведенных в соленостных отложениях, является растворение соли цементным раствором, в результате чего между стенкой скважины и тампонажным раствором образуется зазор, заполненный раствором солей. В зоне контакта цементный раствор не схватывается из-за большого разбавления раствором солей. Чтобы предотвратить растворение солей, применяют тампонажные растворы, жидкость затворения которых специально насыщена солями. Эти тампонажные растворы препятствуют заметному изменению свойств растворов при попадании в них солей которое приводит в зависимости от природы и концентрации солей к ускорению или замедлению сроков схватывания и загустевания тампонажных растворов. При попадании солей в растворы свойства их изменяются и при наличии в них различных наполнителей. Тампонажные растворы, насыщенные солью, в большинстве своем совместимы с обычно применяемыми легкими и тяжелыми добавками.

Значительным практическим преимуществом тампонажных растворов, содержащих является улучшение их реологических свойств. Добавки соли в большинство тампонажных растворов при определенных условиях в количествах, необходимых для насыщения ею воды затворения, значительно снижают консистенцию цементного раствора и критическую скорость его закачки, от которой в значительной степени зависит полнота вытеснения глинистого раствора. Эффект усиливается при добавлении соли к тампонажным раствором, содержащим бентонит. Солевая обработка тампонажных растворов существенно изменяет поведение тампонажного камня в агрессивных средах, которые представлены минерализованными пластовыми водами.

Растворение солевых пород в тампонажных растворах.

Ниже представлена растворимость солей воды.

Соль	NaCl	MgCl ₂	CaCl ₂	MgSO ₄	
Растворимость: г/л		360	558,1	731,9	354,3
%		26,4	36,0	42,3	26,2

С повышением температуры растворимость большинства солей возрастает. Смеси солей различного состава имеют отличную от приведенной выше растворимость. Ангидриды растворяются в воде плохо - до 2,0%. Длительность растворяющего воздействия цементного раствора на солевые стенки скважины значительно меньше, чем у воды.

При неполном насыщении фильтрата цементного раствора после окончания закачки его в затрубное пространство в статическом состоянии стенки скважины растворяются

менее интенсивно; растворение продолжается до насыщения прилежащего к соевым стенкам слоя цементного раствора.

Наибольшее растворение соли наблюдалось в цементном растворе без добавок соли, с увеличением содержания соли растворение уменьшается. На рис.6. представлен характер растворения образцов соли на контакте с твердеющим цементным раствором при температуре 25⁰ С. Приведены растворы без соли (кривая 1), с 10% (кривая 2) и 25% соли (кривая 3), введенной в воду затворения до приготовления цементного раствора.

Вопросы:

1. Какие минералы в отложениях наиболее часто
2. Каким образом в тампонажные растворы?
3. Как влияют соли на реологические тампонажных

Опорные выражения

Галит, сильвит, соленостные отложения,



Рис. 90. График растворения образцов соли на контакте с твердеющим цементным раствором при температуре 25 °С

солевых встречаются? вводятся соли

свойства растворов?

бишофит, бентонит.

ЛЕКЦИЯ №13

ОРГАНИЧЕСКИЕ И ОРГАНО-МИНЕРАЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

План:

- 13.1. Органические материалы для цементирования скважин.
- 13.2. Органоминеральные материалы для цементирования скважин.
- 13.3. Тампонирующий материал на основе поливинил хлорида.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Широко применяемые тампонажные растворы на основе минеральных вяжущих часто не обеспечивают надежного разобщения пластов.

Проблема качественного тампонирувания скважин остается очень актуальной. Для ее решения необходимы такие тампонажные материалы. Для ее решения необходимы такие тампонажные материалы, технологические характеристики которых исключили бы недостатки, присущие минеральным вяжущим. Такими материалами могут быть тампонажные составы на основе макромолекулярных соединений.

Ценнейшие свойства искусственных и синтетических материалов выявлены сравнительно недавно. Область их применения расширяется из года в год. Пластические массы имеют малую плотность, они устойчивы к различного рода коррозиям, многое из них обладают высокой адгезией к металлам и горным породам. Благодаря этим ценным свойствам их все шире используют во многих отраслях техники. В строительной практике, например, широко применяют полимеры в качестве добавок к цементам, чтобы повысить их качество.

Задача о разработке полимерных тампонажных материалов самом общем виде может быть сформулирована следующим образом: система, пригодная для производства тампонажных работ, должна иметь невысокую начальную вязкость, 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.

Исследования ВНИИКР нефти позволили получить новые тампонажные материалы с использованием метода макроаналогичных превращений. Из материалов этого класса наиболее интересным и изучением и изучением является вулканизуемый поливинил хлорид.

Тампонирующий материал на основе поливинил хлорида, обладая всеми преимуществами полимерных материалов, лишен недостатков портландцементных и шлаковых камней. Рецепт содержит поливинил хлорид марки Е-62 в виде порошка, дибурилфталат, О-оксилол, каолин и безводный хлористый цинк. Анализ показал, что наиболее рациональной является следующая рецептура:

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

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

в) объемная доля каолина 18-20% соответствует средним значениям и 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 поливинил хлорида можно успешно использовать при креплении скважин, температура в которых не превышает 135⁰С. Наряду с указанными свойствами разработанный способ обладает очень важной особенностью. В результате хранения камня в различных средах установлена его способность к набуханию в водной среде на 15-20%, а в углеводородной среде давать усадку на 20-28%.

С учетом описанных преимуществ тампонирующий раствор на основе поливинил хлорида 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 загустевание;
- 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 глинистым растворам;
- 9) высокую инертность пластмасс к флюидам скважины.

Вопросы:

1. В каких случаях используются органические добавки для цементирования скважин?
2. Какие преимущества имеют полимерные тампонажные материалы?

Опорные выражения

Разобшение пластов, пластическая масса, вязкость.

ЛЕКЦИЯ №14 ПОЛИОЛЕФИН - ЦЕМЕНТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

План:

- 14.1. Полиолефин-цементные композиции
- 14.2. Поливинил хлорид-цементные композиции
- 14.3. Поливинил ацетат-цементные композиции.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.

Полиолефин - цементные композиции. Здесь главным образом рассматривается полиэтилен. Этот полимер термопластичен. Температура стеклования его $+115^{\circ}\text{C}$, плавления $+137^{\circ}\text{C}$, предел прочности при разрыве 24,5 МПа, модуль упругости 210 МПа, разрывное удлинение 500%. При температурах выше 130°C 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: повышается пластичность камня, его деформационная способность; увеличиваются пределы прочности на изгиб и на разрыв; возрастает химическая стойкость; резко снижается водопроницаемость.

Полиэтилен вводят в полиолефин-цементные 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 испытаний в "горячих" нефтяных и газовых скважинах.

Поливинилхлорид-цементные композиции. Поливинилхлорид - 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 ХПВ 81°C , температура плавления 212°C , но уже при 120°C ПВХ начинает разлагаться, выделяя хлористый водород.

При использовании сополимеров с винилацетатом был получен безусадочный цементный камень с большой влагуостойчивостью.

Значительный интерес представляет использование латексов сополимеров ПВХ с полиакрилатами. Эти 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 камня в десятки раз. Использование сополимера винилхлорида и ненасыщенной кислоты, ее ангидрида или амида повышает эластичность цементного камня и его однородность.

Приведенные данные указывают на то, что цементные композиции, содержащие поливинилхлоридные сополимеры, можно рекомендовать для крепления скважин с невысокой забойной температурой (до $50\text{-}60^{\circ}\text{C}$) в условиях агрессии кислых вод.

Поливинилацетат-цементные композиции. При температуре ниже $+80^{\circ}\text{C}$ ПВА представляет собой стекловидный материал; выше этой температуры он размягчается и приобретает эластичные свойства. Последние сохраняются до температуры $120\text{-}130^{\circ}\text{C}$; выше 130°C ПВА начинает разлагаться с выделением уксусной кислоты.

Поливинилацетат немного 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 сохранять длительно 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 хлористого кальция. Количество добавки ПВА к цементу может изменяться от долей процента до $20\text{-}30\%$, 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.

Поливинилацетат-цементные 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.

Вопросы:

1. Как влияет коллоидной полиэтилен на цементный камень?
2. Как влияет поливинилацетат на цементный камень?

Опорные выражения

Полиолефин, полиэтилен, ПВА, пласт.

ПОЛИВИНИЛАЛКОГОЛЬ - ЦЕМЕНТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

План:

- 15.1. Поливинилалкоголь-цементные композиции.
- 15.2. Полиакрил-цементные композиции.
- 15.3. Полистирол-цементные композиции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.

Поливинилалкоголь-цементные 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 полимеров, хорошо растворимых в воде, что облегчает его введение в цементный раствор.

Высокая степень полимеризации ПВА (молекулярная масса 10 и более) и развернутая форма макромолекул в водной среде позволяют эффективно снижать водоотдачу цементного раствора. Добавка 0,4% ПВС снижает водоотдачу с 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 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 ПВС легко образует водонерастворимые комплексы со многими веществами, в частности с соединениями бора. Введение комплексообразователей в цементный раствор позволит удержать ПВС в цементном камне. Другой путь - введение ПВС в те цементы, которые должны эксплуатироваться при температурах выше 100 С. При этой и более высокой температуре, особенно в щелочной среде, ПВС сшивается в трехмерную структуру, образуя очень прочный каркас. Исследования, проведенные во ВНИИКРнефти, показали, что ПВС может быть сшит в разбавленных растворах в трехмерную структуру при температурах 30-100 С обработкой полимера окислительно-восстановительной системой, содержащей бихромат аммония и тиосульфат натрия.

Полиакрил - цементные композиции. В эту группу веществ включены композиции на основе цемента с добавкой по полиакриловой кислоты, ее солей или полиакриламида. Они хорошо растворимы в воде. В то же время перечисленные мономеры легко вступают в реакции 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 полимеризацией его при гидратации цемента или сразу в виде мономера с последующей полимеризацией его 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.

Наряду с акриламидом для сополимеризации могут быть использованы акриловая, метакриловая кислоты и их водорастворимые соли.

Эти добавки позволяют получить цементный камень с высокой ранней прочностью.

Второй путь использования в органо-цементных композициях производных акриловой кислоты - введение в цементный 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 быстро схватывающегося тампонажного материала в присутствии раствора хлористого кальция. Хлористый кальций 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 коагуляторов высокоструктурных гелецементов.

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

Полистирол-цементные 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 числу преимуществ следует отнести высокую износостойкость полистирола, приближающуюся при трении к металлической сетке и при течении к износостойкости баббита.

Полистирол проявляет очень слабую тенденцию к кристаллизации, что обусловлено структурной нерегулярностью макро цепей. 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 водостиральной эмульсии; введением в цементный раствор кусочков полистирола; пропиткой готовых изделий стиролом с последующей полимеризацией стирола в блоке.

Введением 5-25% сополимера в цементный раствор снижает водопотребность, повышается механическую прочность цементного камня. Композиции на основе цемента и дивинил стирольного латекса СКЗ-, ГП 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. Он имеет ряд преимуществ по сравнению с первым способом, однако имеет и существенные недостатки, основные из которых - необходимость проведения дополнительной операции полимеризации стирола.

Вместо стирола применяют и другие его производные в количестве 1-5%, позволяющий 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 не геометичен. В стирол перед закачкой его в скважину необходимо вводить инициатор полимеризации. Выбор инициатора зависит от

температуры ствола скважины в зоне установки экрана. Для температур 70-90⁰С целесообразно использовать перекись бензола, для 90-120⁰С - перекись третбутилбензола, для 120-140⁰С - перекись дитретбутила.

Фенол-цементные композиции.

Фенолоальдегидные поликонденсаты (ФАС) относятся к числу наиболее распространенных и доступных синтетических материалов. Поэтому исследование их совместимости с цементом приняло широкий размах. Существуют фенолоальдегидные ФАС кислотного и щелочного отверждения. Совершенно естественно, что первая группа не способна образовывать в среде цементного камня трехмерную пространственную структуру.

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

Опыты ВНИИКР нефти показали, что добавка 25 % резорцино-формальдегидного полимера в полимерцементной композиции приводит к увеличению прочности цементного камня в 2-3 раза и снижению проницаемости камня до нуля. Замена моноальдегидов полиальдегидами также увеличивает прочность камня. При отделении от раствора способен отверждаться как чистый фильтрат, так и 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.

Вопросы:

1. Как влияет поливинилового спирта на цементный камень?
2. Как влияет полистирол на цементный камень?
3. Как влияет фенолоальдегидные поликонденсаты на цементный камень?

Опорные выражения

Утяжелитель, гранулометрия, поликонденсаты, поливинилового спирта.

Список использованной литературы

1. А.И. Булатов Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. Москва, Недра, 1982 г.
2. А.И. Булатов Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. Москва, Недра, 1976 г.
3. В.Д. Барановский. "Крепление и цементирование наклонных скважин". М., Недра, 1983 г.
4. П.Т. Иночкин "Справочник бурового мастера" М., Недра, 1966 г.