

Добыча первичных природных ресурсов

УДК 622.276

М. Б. Полозов, М. А. Т. С. Аль-Шаргаби, М. Ф. Джари

ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНОГО БУРОВОГО ЦЕМЕНТА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Аннотация. В данной статье рассмотрены процессы бурения, крепления скважин при агрессии сероводорода, способствующие появлению аварий, осложнений, способных в значительной степени увеличить сроки строительства скважин, а также стоимость работ. Анализируя исследования, проведенные отечественными и иностранными учеными, мы поняли: при вскрытии подобного рода пластов случаются дифференциальные прихваты и поглощения, а когда снижается противодействие – наблюдаются газо-нефте-водопроявления. Ситуацию осложняет наличие сероводорода внутри высоко проницаемых пластов. По этой причине изучение, усовершенствование, создание составов технологических жидкостей, нужных при креплении, бурении внутрисодержащих сероводород высокопроницаемых пород превратилось в актуальную задачу. В данной статье мы проводим анализ, показываем, что сейчас отсутствует полный набор технологических жидкостей, необходимых для качественного, безопасного вскрытия и крепления содержащих сероводород высокопроницаемых пород. Мы показываем необходимость создать технологические жидкости для вскрытия и крепления содержащих сероводород высокопроницаемых пород, а также обозначаем набор главных требований к ним.

Ключевые слова: технологические жидкости, сероводородсодержащие высокопроницаемые горные породы, поглощение, дифференциальные прихваты, сероводород, обработка скважин.

Для цитирования: Полозов М.Б., Аль-Шаргаби М.А., Джари М.Ф. Применение специального бурового цемента для предотвращения сероводородной агрессии при цементировании скважин // Управление техносферой: электрон. журнал. 2018. Т.1. Вып. 2. С. 144 – 164. URL: <http://f-ing.udsu.ru/technosphere>

Актуальность. В процессе обустройства и реставрации скважин нефтяных и газовых месторождений одним из важнейших вопросов является создание надежного изолирующего слоя, который будет обеспечивать надежное разобщение ствола скважины и горизонтов, через которые проходит скважина. Подобная надежная изоляция необходима для осуществления процесса управления такой технологически сложной структурой как

добывающая или нагнетательная скважина. Процесс управления одной скважиной неизбежно отражается на жизнедеятельности как соседних скважин, так и всей такой техносферной структуры как месторождение нефти или газа. В процессе создания изолирующего слоя любого типа скважин используется специальный вид вяжущего вещества – тампонажный цемент. Он обладает уникальными в своем роде свойствами проникновения и высокой адгезии с поверхностью, благодаря чему иногда применяется при ремонте коммуникаций. Рассмотрим основные свойства этого материала, особенности и отличие от традиционного портландцемента.

Обсуждение

Тампонажный цемент – это вяжущее, которое практически не отличается от портландцемента за исключением повышенных требований к минералогическому составу клинкера. Допускается применение добавок, оказывающих влияние на отдельные свойства материала, в связи с чем его делят на группы:

1. I – бездобавочный тампонажный ПЦ, который делится на два типа:
 - I-G – с нормированными требованиями при водоцементном соотношении 0,44;
 - I-H – с установленными требованиями при в/ц 0,38;
2. II – тампонажный цемент с добавками минерального происхождения;
3. III – тампонажный ПЦ с регулируемыми плотность теста добавками.

Для данного типа вяжущего вещества разрешено применение только минеральных и некоторых синтетических добавок, среди которых:

- Триэтаноламин, способствующий повышению гигроскопичности изоляции нефтяных скважин;
- Известняк (гипс) – добавка для расширяющихся цементов;
- Кварцевый песок для утяжеленного и солестойкого цемента;
- Шлаки;

- Шпаты, гематиты и другие утяжеляющие добавки.
К базовому клинкеру предъявляют строгие требования:
- Для холодных скважин количество алюмината трехкальциевого должно быть в пределах 10...13%, около 50% алита;
- Для «горячих» скважин содержание СзА должно быть минимальным – процессы твердения и набора прочности происходят естественным образом при повышении температуры в шахте.

Классификация

Требования к тампонажным цементам предъявляет ГОСТ 1581-96. Он нормирует основные характеристики материала и приводит его подробную классификацию. Кроме того, документ демонстрирует деление вяжущего по нескольким ключевым признакам. Все они отражаются в маркировке цемента и принимаются к сведению при выборе компонентов для строительства.

Плотность цементного теста для ПЦТ III типа:

- Утяжеленный (Ут) – вяжущее с утяжеляющими добавками (песок, шлак);
- Облегченный (Об) – классический состав.

Температурный режим монтажа и эксплуатации выбирают исходя из особенностей работы шахты:

- Низкие и нормальные (15...50)°С;
- Умеренные (51...100) °С;
- Повышенные (101...150) °С.

Стойкость к сульфатам, присутствующим в недрах грунтовых пород, для утяжеленных и облегченных тампонажных цементов групп I, II, III:

- Обычные (без специальных требований);
- Сульфатостойкие со специальными присадками (СС).

Для типов I-G и I-H выделяют два уровня сульфатостойкости:

- Высокая (СС-1);
- Умеренная (СС-2).

Степень защиты от сульфатов определяется анализом грунта при пробном или исследовательском бурении.

Состояние теста цементного:

- Гидрофобизированное (ГФ);
- Пластифицированное (ПЛ).

Маркировка

По приведенным признакам тампонажного портландцемента (ПЦТ) можно расшифровать маркировку пакета. На примере ПЦТ III-Об 5-100-ГФ ГОСТ 1581-96: ПЦТ – портландцемент тампонажный;

III-Об – третий тип уплотненного вяжущего облегченный;

5 – марка прочности тампонажного цемента. Определяется производителем;

100 – температура монтажа и эксплуатации, умеренный тип;

ГФ – гидрофобизированное вяжущее, стойкое к воде;

ГОСТ 1581-96 – нормативный документ.

Основные технические показатели

Поскольку тампонажный цемент применяется в строительстве скважин нефтедобычи и сопутствующих продуктов, его свойства строго регламентированы ГОСТом.

Таблица 1

Основные характеристики ПЦТ по ГОСТ 26798.1-96

Свойство	Значение	Примечание
Насыпная поверхность	250...1500 м ² /кг	Параметр зависит от тонкости помола, минералогического состава порошка и включенных в состав добавок.
Плотность насыпная удельная	800...1200 кг/м ³	
Водосодержание (отношение массы воды к твердой фазе сухого вещества)	0,2...0,25 (в теории), 0,35...0,4 (на практике)	Для получения пластичного раствора добиваются 18 см расплыва материала по конусу АзНИИ, то есть для каждой партии и раствора количество воды превышает нормируемое.
Подвижность	В пределах 18...25 см при в/ц=0,5	Нижний предел подвижности – 16 см. В таком состоянии раствор еще сохраняет пластичность, но она критично низкая.

Продолжение табл. 1

Срок схватывания	Начало – не ранее 1 час 45 мин, конец – не позже 10 часов	Гидратационное твердение тампонажного цемента в шахте зависит от состава и условий. В «горячих» скважинах гидратация происходит интенсивно благодаря нагреванию раствора, в «холодных» — из-за активных компонентов. Время определяют лабораторно посредством иглы Вика (от ее провала до 1-2 мм на поверхности).
Водоотделение при гидратации	7,5...8,5 мл на 250 мл раствора	В зависимости от состава и условий твердения
Прочность	27-62 кг/см ²	Определяется на вторые сутки, ключевой показатель. Также проводятся испытания образцов через 8 часов от формовки (мин. 2,1 МПа при температуре 38°С и мин. 10,3 МПа при 60°С). Через 28 суток такой цемент не тестируют.
Усадка	Не допускается	Для обустройства нефтяных и газовых шахт подходят только безусадочные или расширяющиеся тампонажные цементы.

В процессе монтажа и на начальных стадиях твердения твердые и крупные фазы раствора оседают вниз, оставляя мелкие компоненты и воду на поверхности. Чтобы определить седиментационную устойчивость, принимают во внимание данный параметр.

Специфика применения

Тампонажные цементы предназначены для обустройства внешней защиты нефтеносной трубы. От состояния бетонного (цементного) слоя во многом зависит качество службы канала, как и продолжительность его эксплуатации. По этой причине к данному типу цементам предъявляют высокие требования.

Замес и заливка раствора происходят исключительно механическим способом, подача в шахту осуществляется насосной установкой. В связи с этим смесь делают подвижной, но не чрезмерно насыщенной водой.

Затвердевание происходит в условиях грунта, поэтому важен правильный выбор состава раствора, в частности – тампонажного цемента. Важно, что при гидратации и твердении не допускается усадка раствора и камня, иначе между стальной трубой и бетоном образуется прослойка, теряется функция защиты нефтеноса от окружающей агрессивной среды.

Применение цементов безусадочных и расширяющихся возможно по всей протяженности шахты и по отдельным ее частям при строительстве и ремонте.

Редко, но все же иногда тампонажные цементы применяют при ремонте коммуникаций из железобетона (канализации, вводные каналы).

Тампонажные цементы производятся с использованием технологии по тонкому помолу клинкера с добавлением гипса (2-3,5% массы клинкера) а также ряда иных минеральных веществ, которые ему придают специальные свойства: быстрое затверждение относительно общестроительных цементов, повышенная прочность, высокая жидкотекучесть и пр.

Поскольку линейные размеры у пространства между обсадными трубами и стволом скважин составляют всего лишь 15-50 миллиметров, то при глубинах бурения сотни и тысячи метров, к тампонажным растворам предъявляют весьма жесткие требования. Жидкотекучесть у раствора должна обеспечить скорость закачки внутрь зазора 1,5 м/с, а по завершении закачки раствор должен в минимальные сроки набрать расчетную прочность.

Также стоит учесть: по мере роста глубины ствола температура и давление в нем увеличиваются. Поэтому тампонируют шахты осуществляют цементным жидким тестом (пульпой) без использования песка, при содержании воды около 50% от общего веса цемента.

Поскольку наиболее сильно влияют на сроки твердения и схватывания бурового цемента – температура внутри стволов скважин, то цементной промышленностью выпускаются два класса тампонажных цементов – цемент для «холодных» и «горячих» скважин.

При высоких температурах пульпа полностью затвердевает в промежутке 1 час 40 минут – 10 часов, что зависит от конкретного набора условий. При нормальной и низкой температуре процесс затвердения занимает время 2 – 12 часов. С целью регулировки времени затвердения используют добавки натрия

хлора и калия хлористого. Самый длительный период затвердения имеет солестойкий тампонажный цемент.

Специальные свойства, присущие буровому цементу, определяют высокую его стоимость в сравнении с классическим портландцементом.

Пятидесятикилограммовый стандартный мешок с тампонажным цементом в среднем стоит 300 рублей, стоимость же цемента, реализуемого мягкими контейнерами (биг-бегами) или россыпью колеблется в районе 4400 – 6 950 рублей, что зависит от вида, а также от компании-производителя.

Поэтому применение в гражданском строительстве бурового цемента экономически нецелесообразно. Оно возможно только при случаях, когда бетонные конструкции эксплуатируются при особых условиях.

Чтобы извлечь нефть, надо создать устойчивый долговечный канал, соединяющий резервуары с продуктивным горизонтом. Для транспортировки газа или нефти надо осуществить разобщение пластов горных пород, закрепить стенки скважин.

При закреплении скважин применяют металлические трубы. Свинчивая их в колонну, затем спускают в пробуренную скважину на определенную глубину. Эти колонна и трубы называются обсадными.

Для разобщения пластов внутрь обсадной колонны закачивают цементный раствор, вытесняющий находящийся внутри нее буровой раствор, затем продавливают внутрь затрубного пространства на расчетную высоту. Процесс закачивания (транспортирования) цементного раствора внутрь затрубного пространства называют **процессом цементирования скважины**.

Тампонажными растворами называют комбинацию составов или спецматериалов, используемых при тампонировании. Тампонажные смеси в процессе истечения времени могут затвердеть, образовав тампонажный камень или загустеть, упрочниться, оставаясь вязко-пластичной или вязкой системой.

По виду тампонирования бывают:

- технологическое, выполняемое при сооружении скважины;
- ликвидационное, проводимое с целью ликвидации скважины по окончании выполнения ее целевого назначения.

Функциональное назначение тампонажного камня и раствора обусловлены целями тампонирования. В зависимости от целей к исходным тампонажным растворам предъявляют различные наборы требований.

Требования к тампонажным растворам технического характера:

- наличие хорошей текучести;
- способность проникать внутрь любых пор и микротрещин;
- отсутствие седиментации;
- наличие хорошей сцепляемости с горными породами и обсадными трубами;
- восприимчивость к процессу обработки для регулирования свойств;
- гарантия отсутствия взаимодействия с пластовыми водами и тампонируемыми породами;
- устойчивость к размывающим действиям подземных вод;
- гарантия стабильности при повышенных давлении и температуре;
- отсутствие усадки, сопровождающейся образованием трещин в процессе твердения.

Технологического характера:

- наличие хорошей прокачиваемости буровыми насосами;
- гарантия небольших сопротивлений при движении;
- гарантия малой чувствительности к перемешиванию;
- возможности комбинирования с другими растворами;
- хорошая смываемость раствора с поверхности технологического оборудования;
- легкая разбуриваемость камней.

Экономического характера:

- сырье должно быть недорогим и недефицитным;
- не влиять на окружающую среду отрицательно.

Классификация тампонажных растворов

По вяжущей основе ТР делят:

- растворы, созданные на основе неких органических веществ (в частности, синтетические смолы).
- Жидкой основой ТР является вода, реже это бывают углеводородные жидкости.
- В зависимости от температур испытания применяют:
- цементы для «холодных» скважин при температуре испытания 22°C;
- цементы для «горячих» скважин при температуре испытания – 75°C.

В зависимости от плотности ТР подразделяют на:

- легкие – до 1,3 г/см³
- облегченные (в границах 1,3 – 1,75 г/см³);
- нормальные (в границах 1,75 -1,95 г/см³);
- утяжеленные (в границах 1,95 -2,20 г/см³);
- тяжелые свыше 2,20 г/см³.

По сроку схватывания подразделяют на:

- схватывающиеся быстро – до 40 минут;
- схватывающиеся ускоренно (в границах 0:40 – 1:20);
- схватывающиеся нормально (в границах 1:20 – 2:00);
- схватывающиеся медленно – больше 2:00.

Основные технологические параметры ТР

Цементное тесто – это смесь цемента и воды. Цемент перед началом испытания просеивают через сито с ячейкой 80 мкм.

Водно-цементное отношение (т.е. В/Ц) – это отношение объема воды и веса цемента.

Тесто готовят вручную внутри сферической чаши 3 минуты или в специальных мешалках в течении 5-ти мин.

1. **Растекаемость, см** – понятие, определяющее текучесть (подвижность) цементных растворов.
2. **Плотность, г/см³** – понятие, определяющее отношение массы цементных растворов к их объему.
3. **Фильтрация (водоотдача), см³ за 30 минут** – понятие, определяющее объем жидкости затворения, который отфильтрован за 30 минут в процессе пропускания цементного раствора сквозь бумажный фильтр с ограниченной площадью под давлением в 1 атмосферу.
4. **Седиментационная устойчивость цементных растворов** – определяется водоотделением, другими словами, максимальным количеством вод, способных выделиться из цементных растворов при процессе седиментации.
5. **Время загустевания (час: мин, начало-конец)** – это время до потери текучести.
6. **Срок схватывания (час: мин, начало-конец)** – служит для определения времени перехода цементных растворов в твердое состояние (в цементный камень).

Требования к тампонажным камням

1. Достаточный уровень механической прочности.
2. Непроницаемость для пластовых вод, бурового раствора, газа.
3. Стойкость относительно коррозионного воздействия пластовой воды.
4. Температурная стойкость.

5. Гарантия сохранение объема при упрочнении и твердении.

6. Минимальная экзотермия.

Степень требований к предъявляемым параметрам находится в зависимости от целей тампонирования.

У тампонажного камня измеряют следующие характеристики:

- прочность на сжатие и изгиб;
- коррозионные свойства;
- проницаемость;
- объемные изменения при процессе твердения.

Материалы, используемые при приготовлении тампонажных растворов

- имеющие неорганическую основу: вяжущие (гипс, цементы, известь);
- имеющие органическую основу: (синтетические смолы, латексы, битумы);
- жидкости затворения: углеводородные жидкости, минерализованная вода, пресная вода;
- добавки, регулирующие уровень плотности растворов, придающие им закупоривающие свойства (наполнители), снижающие стоимости;
- материалы, регулирующие сроки схватывания и реологические характеристики (реагенты).

Утяжелители тампонажных растворов

Предупреждают осложнения при цементировании путем регулирования противодавления на пласты. Это можно обеспечить за счет применения тампонажных растворов увеличенной плотности. Для этого нужно повышать плотность твердой фазы или дисперсионной среды. Распространен и второй способ, когда утяжеление достигается за счет:

- введения утяжелителей;

- совместного помола клинкера с утяжеляющими добавками;
- увеличении в портландцементе окиси железа.

Реагенты для урегулирования свойств в тампонажных растворах

Ускорители срока схватывания: в основном это электролиты и такого рода вяжущие, как глиноземистый цемент и гипс. Самый распространенный ускоритель – хлористый кальций. Также применяют хлористый калий, хлорид натрия, силикат натрия, кальцинированную соду и пр.

Замедлители срока схватывания: используются в растворах с целью цементирования высокотемпературных и глубоких скважин. Применяют органические вещества и электролиты. Большинство замедлителей - поверхностно-активные гидрофобизирующие вещества. Лигносульфонаты разных типов: КССБ, ССБ, ФХЛС, окзил, и пр.; виннокаменная кислота, борная кислота и пр.

Пластификаторы – их применяют с целью повысить текучесть растворов. К таковым относят: ГКЖ, ССБ, С-4, ПЛС и пр.

Понизители фильтрации (т.е. водоотдачи) – выполняют роль стабилизаторов дисперсных систем, поэтому понижают фильтрацию. К таковым относят: бентонитовую глину, ПАА, КМЦ, декстрин, ПВТ-ТР и пр.

Пеногасители – АКС-20ПГ, НЧК и пр.

2.Оценка качества цементирования

Невзирая, что оценивание качества цементирования у водоносных скважин – это очень важный этап, провести его самостоятельно невозможно.

С целью ее осуществления потребуется лабораторное специальное оборудование, которое встречается очень редко даже в организациях, занимающихся бурением. Если вы намерены все-таки произвести оценку для проведенного тампонирувания, можете заказать услуги контроля качества, используя один из трех возможных способов:

- акустический, основанный на процессе простукивания стенок обсадных колонн, при последующей обработке полученных данных на компьютерных программах;
- радиологический, когда измеряют с помощью радиоприборов;
- термальный, который основан на принципах измерения тепла, выделяемого при застывании цементных растворов.

При «домашних» условиях можно использовать термальный метод упрощенного типа, измерив температуру стенок скважины. В момент, когда температура сравняется с температурой окружающего воздуха и понизится на 0,5-1,5 градусов, можно говорить про полное затвердевание. Однако даже по окончании этого процесса рекомендуют 2-3 дня выждать, только тогда вводить скважину в эксплуатацию.

По завершении проверки, устье скважин прочищают от остатков цементных растворов с помощью желонки. Затем производят проверку герметичности, с этой целью в трубу скважин закачивают воду при высоком давлении в течение 30-ти минут. Критерий герметичности - снижение давления приблизительно на 0,3-0,5 МПа. После этого скважина к использованию полностью готова.

В рамках проводимых мероприятий по тампонированию скважин, применяют специальные разновидности цементов. Их функция в рамках осуществления данного вида работ состоит в заполнении пространства, образующегося между породами разреза и обсадной колонной. Благодаря затвердеванию состава скважину удается изолировать от поступлений грунтовых вод, а также разделить нефтяные пласты.

Тампонажные цементы для скважин должны удовлетворять особым требованиям: они должны сочетать в себе такие свойства, как: пластичность (это требуется в момент подачи цементного состава к участку, на котором проводятся работы), а также быстрая схватываемость в момент, когда состав к

требуемой точке уже доставлен. Для достижения большей величины показателей скорости набора прочности внутрь цементных смесей для тампонирования скважин зачастую добавляется гипс, а также иного рода минеральные вещества количеством 2-3 процента от суммарной массы клинкера. Наращивая скорость гидратации, гипсовая составляющая способствует большей скорости затвердения материала при начальных этапах схватывания. Это в особенности важно к данному случаю, ведь тампонажный цемент, необходимый для скважин, подают в виде, похожем на жидкое тесто, без добавления песчаной составляющей, а процентное содержание в растворе воды доходит до половинного уровня всей массы.

Классифицируют тампонажные цементы для скважин, основываясь на разнообразных признаках. К примеру, в зависимости от температур в скважине, используют разные составы, поскольку требуемые свойства у материалов для холодной и горячей скважин серьезно отличаются. Температура – это один из наиболее значительных факторов, который определяет скорость затвердения. При бурении скважин на значительные глубины, где помимо высоких температур могут также наблюдаться высокие показатели давления и наличие агрессивной химической среды, применяют особые подвиды тампонажного цемента: утяжеленные или облегченные, солестойкие, белитокремнеземистые и прочие.

Еще одной интересной разновидностью тампонажного состава, используемого для скважин, является расширяющийся цемент. Он отличается от обычного типа смесей, дающих определенный процент усадки, поскольку этот материал не только в объеме не уменьшается, но обеспечивает увеличение объема смеси при начальных этапах происходящего процесса затвердения, т.к. компенсирует усадку. По существу, в такого рода тампонажном цементе расширяется не цемент, расширяются как раз добавки, вступающие с водой в реакцию.

Выбор бурового цемента для крепления в условиях H_2S и CO_2

Во множестве нефтегазовых месторождений в нефти, газе имеется сероводород. Весьма часто нефтяные и газовые содержащие сероводород пласты, бывают с АВПД. Явление сероводородной агрессии в особенности проявляется в процессе бурения скважин большой глубины (от 4000 м) в нефтегазовых месторождениях при количестве сероводорода в пределах 25-30% (к примеру, Тенгизское месторождение нефти).

Сероводород для людей весьма опасен. Концентрация 1 мг/л может привести к параличу дыхательного центра и смерти. Сероводород склонен к воспламенению, а смешиваясь с воздухом – к взрывам. Воспламеняется при 290°C. Сероводород тяжелее воздуха, его плотность 1,17 г/см³. Сероводород способен образовывать при скоплении взрывоопасную концентрацию, что приводит к взрывам и пожарам.

В процессе бурения скважин, при взрыве пластов, содержащих сероводород, надо соблюдать набор жестких требований ТБ. При сероводородной агрессии возможны такие осложнения:

1. Разрушаются бурильные, обсадные трубы, устьевое оборудование из-за растрескивания, вызванного коррозией.
2. Ухудшаются свойства растворов – увеличивается водная отдача, образуется фильтрационная корка с высокой проницаемостью.
3. При pH около 7-ми при обильном поступлении сероводорода в скважину, случается образование густых липких сгустков, способных прихватить инструмент.

При вскрытии сероводородсодержащих пластов, требуется постоянно наблюдать уровень концентрации сероводорода, чтобы не допустить отравления. Проще всего определить концентрацию индикаторной бумажкой, изменяющей цвет в случае увеличения параметра концентрации. Чтобы определить количество сероводорода, содержащегося внутри пласта,

используют газовые анализаторы.

В процессе бурении при агрессии сероводорода необходимо пользоваться:

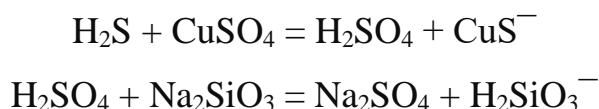
1. Химическими ингибированными тампонажными цементами. Внутри тампонажной смеси подают компоненты для препятствования проникновению внутрь цементного камня агрессивных веществ.

2. Бурильными, обсадными трубами и устьевым оборудованием, созданным из специальных сталей, обладающих стойкостью к сероводороду.

3. Растворами с содержанием pH свыше 9-ти.

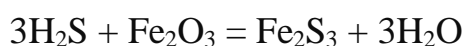
4. Растворами с ингибиторами коррозии, связывающими серу в такие соединения, которые плохо растворяются водой.

Чтобы нейтрализовать сероводород, внутрь раствора надо закачать железный или медный купорос. При реакции происходит образование гидроокиси указанных металлов, а также сульфатов натрия, кальция и пр.

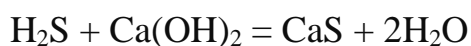


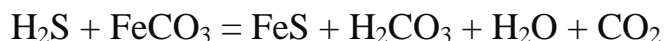
Добавляя силикат натрия Na_2SiO_3 (т.е. жидкое стекло) можно почти совсем предотвратить коррозию инструмента и оборудования для бурения.

Если нужно утяжелить раствор, то используют железистые утяжелители (т.е. гематит):



Кроме гидроокисей металлов, могут быть использованы и карбонаты, при взаимодействии образуются:





Физико-химические способы способствуют достижению полной нейтрализации сероводорода, при этом образуются продукты реакции, которые не оказывают на среду вредное воздействие.

Чтобы зацементировать скважины, с целью изоляции продуктивных нефтеносных слоев от водоносных, а также для отделения нефтеносных слоев на многопластовых нефтяных залежах, а также при наличии H_2S и CO_2 , следует выбирать цемент марки ЦТУК. (табл. 2). Это утяжеленный тампонажный цемент с коррозионной стойкостью (коррозия возникает при наличии полиминералов, уголекислоты, сероводорода), выпускается в соответствии с ТУ 39-995-85.

Таблица 2

Технические требования к тампонажному цементу типа ЦТУК-120

Показатель	Категория качества цемента		ГОСТ на испытание образцов
	высшая	первая	
Удельная поверхность цемента, м ² /кг, не менее	200	200	310.2-76
Растекаемость тампонажного раствора, см не менее	18	28	26798.1-85
Плотность тампонажного раствора, кг/м ³ :			
ЦТУК-120-1	2060-2150	2060-2150	
ЦТУК-120-2	2160-2300	2160-2300	
Сроки схватывания тампонажного раствора, ч			
начало, не ранее	4,0	3,5	26798.1-85
конец, не позднее	8,0	10,0	
Предел прочности цементного камня при изгибе через 24 ч. твердения, МПа не менее	2,0	1,8	26798.2-85

Примечание к табл. 2. Сроки схватывания тампонажного раствора и предел прочности тампонажного камня из цемента ЦТУК-120 определены при температуре 120°C и давлении 60 МПа. Состав: гранулированного доменного шлака в пределах 65%; кварцевого песка в пределах 10%; парафина (гидрофобизирующей добавки) в пределах 5%; барита (добавка для утяжеления) в пределах 55%. Рекомендуют применять при температуре 100-150 °С.

Выводы

Обеспечение управляемости при формировании интенсивного техногенного воздействия является одним из основных правил стабильного функционирования экосистемы при существующем и постоянно возрастающем значении техносферы. Одним из факторов стабильности сосуществования биосферы и техносферы является фактор полноценной изоляции таких техногенных объектов как добывающие и поглощающие скважины, используемые в процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений. Одним из таких инструментов для надежной изоляции служит тампонажный цемент. Цемент для тампонажа ЦТУК-120 существенным образом улучшает качество цементирования пробуренных при сложных геологических и технических условиях скважинах, продлевает межремонтные периоды в процессе эксплуатации скважин. Так же цемент ЦТУК-120 решает проблему по обеспечению герметичности пространства за колоннами в местах залегания пластов с углекислотой и сероводородом. Это обусловлено главным образом следующим: цемент способствует интенсивному коррозионному поражению металлических деталей, имеющих в крепи, в тампонажном камне и пассивирует коррозию. Цемент обладает хорошей адгезией с поверхностями обсадных труб, стенками в стволе скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М.: Недра, 1979.
2. Подгорнов В.М. Практикум по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1984
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня. М.: Недра, 1990
4. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1979
5. Манюшевский В.С. и др. Справочное руководство по тампонажным материалам М.: Недра, 1987
6. Аммян В.А., Аммян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов.

М.: Недра, 1980. 380 с.

7. Андрусак А.Н. О влиянии полиакриламида на нефтепроницаемость коллекторов // Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин. Тезисы докл. науч.-практ. конф. «Гомель», 1983. С. 21 – 22.
8. Анализ и обобщение работ научно-исследовательских, конструкторских и производственных организаций в области совершенствования цементирования скважин. // Отчет по теме 36/69. Рук. Булатов А.И. и др. ВНИИКР-нефть, Краснодар, 1969. 224 с.
9. Апанович Ю.Г., Яремийчук Р.С., Кифор Б.М. Воздействие на призабойную зону пласта многократными депрессиями // Нефтяное хозяйство. 1985. № 4.
10. А.с. № 1055852 СССР. Буферная жидкость //Анопин С.А. и др. БИ. 1983. №43.34.
11. И. А.с. № 1104240 СССР. Буферная жидкость//А.К.Мухин и др. БИ. 1984. №23.
12. А.С.№1765367 АИ (СССР)МКИ5 E21 B33/14 Муфта ступенчатого цементирования / В.И. Беляев., В.Ю. Близнюков. Б.И. 1992. №36.

Поступила в редакцию 05.09.2018

Сведения об авторах

Полозов Михаил Брониславович

к.б.н., доцент каф. РЭНГМ., Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

426000, Ижевск, ул. Университетская 1, к. 7.

8-919-9112460

E-mail: michael999@inbox.ru

Аль-Шаргаби Мохаммед Абдулсалам Таха Саллам

студент 1 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

426000, Ижевск, ул. Университетская 1, к. 7.

7 (950) 815-96-22

E-mail: matsa19931410@icloud.com

Джари Мохаммад Фаек

студент 1 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

426000, Ижевск, ул. Университетская 1, к. 7.

7 (950) 815-96-22

E-mail: Mfj.jari@mail.ru

M. B. Polozov, M.A. Al-Chalabi, M. F. Jarry

PREVENTION OF HYDROGEN SULFIDE AGGRESSION IN CEMENTING WELL

Annotation. In this article, drilling processes, well bracing in the case of hydrogen sulfide aggression, contributing to the emergence of accidents, complications that can significantly increase the construction time of wells, as well as the cost of work, are considered. Analyzing the studies conducted by domestic and foreign scientists, we realized: when opening such a layer differential clamps and absorption occur, and when the back pressure decreases, gas-oil-water manifestations are observed. The situation is complicated by the presence of hydrogen sulphide within highly permeable layers. For this reason, the study, improvement, creation of compositions of process fluids needed for fastening, drilling of intra-containing hydrogen sulfide of high permeability rocks has become an actual problem. In this article, we analyze, we show that now there is no complete set of technological fluids necessary for high-quality, safe opening and fastening of high-permeability rocks containing hydrogen sulphide. We show the need to create technological fluids for opening and fixing high-permeability rocks containing hydrogen sulphide, and also indicate the set of main requirements for them.

Keywords: technological liquids, hydrogen sulphide-containing high permeability rocks, absorption, differential clamps, hydrogen sulphide, well treatment.

For citation: Polozov M. B., Al-Chalabi M.A., Jarry M. F. [Prevention of hydrogen sulfide aggression in cementing well]. *Upravlenie texnosferoj*, 2018, vol. 1, iss.2, pp. 144 – 164 (in Russ.) Available at: <http://f-ing.udsu.ru/technosphere>

REFERENCES

1. Solovyov E. M. *Zakanchivanie skvazhin*, M., Nedra, 1979 (in Russ.).
2. Podgornov V.M. *Praktikum po zakanchivaniyu skvazhin*, M., Nedra, 1984 (in Russ.).
3. Bulatov A.I. *Formirovanie i rabota cementnogo kamnya*, M., Nedra, 1990 (in Russ.).
4. Solovyov E. M. *Zadachnik po zakanchivaniyu skvazhin*, M., Nedra, 1979 (in Russ.).
5. Matyushevsky V. S. et al. *Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhny`m materialam*, M., Nedra, 1987 (in Russ.).
6. Amiyan, V.A., Amian A.B., Vasileva N.P. *Vskry`tie i osvoenie neftegazovy`x plastov* [The opening and development of oil and gas reservoirs], M, Nedra, 1980, 380 p. (in Russ.).
7. Andrusyak A.N. [About influence of polyacrylamide on oil tightness of collectors] in *Tezisy` dokl. nauch.-prakt. konf. Sovershenstvovanie texnologicheskix processov na stadii zakanchivaniya skvazhin*». Gomel, 1983, pp. 21 – 22. (in Russ.).
8. Bulatov A.I. and other. [Analysis and generalization of research, design and production

- organizations in the field of improvement of well cementing] in *Otchet po teme 36/69*. Bulatov A.I. and other (ed) *VNIKR-neft`*, Krasnodar, 1969, 224 p. (in Russ.).
9. Apanovich Yu.G., Yaremiychuk P.C., Kifor B.M. [Impact of multiple depressions on the bottomhole formation zone], in *Oil industry*, 1985, no. 4. (in Russ.).
10. Anopen S.A. and others. *Bufernaya zhidkost`* [Buffer liquid], A.C. no. 1055852 USSR. BI, 1983, no. 43/34. (in Russ.).
11. Muxin A.K. and others *Bufernaya zhidkost`* [Buffer liquid], A.C. no. 1104240 SSSR. BI, 1984. no. 23 (in Russ.).
12. Belyaev V.I., Bliznyukov V.Yu. A.S.no. 1765367 AI (SSSR)MKI5 E21 VZZ/14 *Mufta stupenchatogo cementirovaniya*, 1992, no. 36. (in Russ.).

Received 05.09.2018

About the Authors

Polozov M. B.

Ph.D., Associate Professor, M.S. Gutseriev Oil and Gas Institute, Udmurt State University, 426034 Russia, Izhevsk, Universitetskaya st. 1/7, 8-919-9112460

E-mail: michael999@inbox.ru

Al-Shargabi Mohammed Abdulsalam Taha Sallam

2-nd year master, M.S. Gutseriev Oil and Gas Institute, Udmurt State University, 426034 Russia, Izhevsk, Universitetskaya st. 1/7, 7 (950) 815-96-22

E-mail: matsa19931410@icloud.com

Jari Mohammad Fayek

2-nd year master, M.S. Gutseriev Oil and Gas Institute, Udmurt State University, 426034 Russia, Izhevsk, Universitetskaya st. 1/7, 7 (950) 815-96-22

E-mail: Mfj.jari@mail.ru