



ПОДВОДНЫЙ
РЕЗЕРВУАР-
ХРАНИЛИЩЕ СПГ

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ
РАСЧЕТ
ПРИ БУРЕНИИ

ЗАМЕНА
ДЕФЕКТНЫХ
УЧАСТКОВ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

3 [123] 2022



Входит в перечень ВАК

Альтернативным вариантом решения поставленной задачи может стать комплексный метод утилизации бурового шлама, он является ресурсосберегающим и наиболее экологически безопасным, а также позволяет рационально использовать нефтешлам [5]. Существуют три наиболее продуктивных варианта проведения метода реагентной обработки (рис. 2):

1. Реакция гидрофильного оксида кальция, выделение тепла, образование гидроксида кальция (гашеной извести) (рис. 2 а);
2. Реакция гидрофильного оксида кальция с загрязняющим веществом (шламом), затем обработка водой, образование гидроксида кальция (гашеной извести) с выделением тепла (рис. 2 б);
3. Смесь гидрофобного оксида кальция, воды и нефтешлама, в результате чего происходит поглощение загрязняющего вещества, затем реакция с водой, образование гидроксида кальция (гашеной извести) с выделением тепла, получение карбоната кальция (рис. 2 в).

Основу рецептуры реагента составляет оксид кальция и нефтешлам, применяемый в качестве гидрофобизатора. Данная рецептура позволяет провести высокоэффективное обезвреживание бурового шлама с получением водонепроницаемого продукта утилизации. Схема получения материала из сухого и влажного отходов представлена на рисунке 3 [4].

Данный метод дает возможность провести совместную утилизацию нефтяного шлама, а также цементной пыли, что обеспечивает высокую степень экологической безопасности и максимальный оборот ресурсов. В ходе проведенных исследований, было выяснено, что добавка бурового шлама реагентной обработки в количестве 5–10% масс к портландцементу дает увеличение прочности при сжатии получаемой крепы на 15–35%, это позволяет использовать вяжущий материал для цементирования обсадных колонн скважин в интервалах, где отсутствует водоносность и имеются горные породы, изолирующие выше- и нижезалегающие водные горизонты. Выявлено, что применение полученного материала в качестве примеси при цементировании не оказывает деструктивного воздействия на окружающую среду и способствует улучшению прочностных характеристик тампонажного раствора.

Материал, полученный путем введения реагентной добавки, схож с бетоном, что позволяет использовать его при строительстве для создания блоков и фундамента зданий. Однако плотность этого материала находится в пределах от 1886 кг/м³ до 2052 кг/м³, что делает его в значительной степени легче обыкновенного строительного бетона. Предложенный способ переработки бурового шлама можно использовать также для приготовления материала для укладки дорог из шлама на местах разработки месторождений, так как он обладает высокой прочностью, не теряет своих свойств при колебании температур.

Таким образом, актуальность предложенного метода заключается в том, что он не только безопасен для окружающей среды, но и целесообразен с экономической точки зрения, так как в итоге получается экологически чистый, прочный материал с широким спектром применения.

РИС. 2. Схематическое изображение метода реагентной обработки

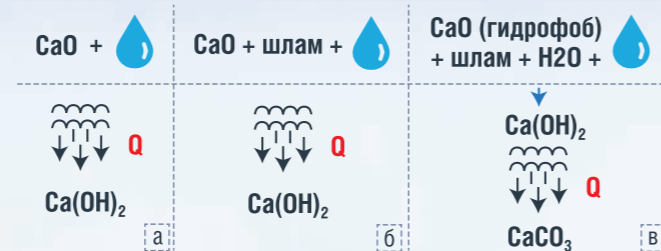


РИС. 3. Разница процессов введения реагентной добавки для сухого и влажного отходов



ФАКТЫ Оксид кальция

и нефтешлам, применяемый в качестве гидрофобизатора, составляют основу рецептуры реагента

Описанная технология может найти широкое применение на месторождениях Арктики, учитывая ее хрупкую экосистему и экологические требования, предъявляемые к добыче углеводородов в высоких широтах. ●

Литература

1. Афанасьев С.В., Кравцова М.В., Паис М.А., Носарев Н.С. Анализ методов переработки нефтешламов. Проблемы и решения // Инновации и «зеленые» технологии (Тольятти, 19 апреля 2019 г.): сборн. матер. и докл. 2-й Всероссийской научно-практ. конф. / СНЦ РАН. Самара: 2019. С.17–22.
2. Лавров Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты освоения ресурсов нефти и газа и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 2 (22). – С. 4–13.
3. Оценка воздействия на окружающую среду программы трехмерной сейсморазведки «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на Пильтун-ахтохском месторождении (остров Сахалин, Россия) [Текст] от апр. 2010 г. – Южно-Сахалинск, 2010. – 363 с.
4. Патент РФ № 2305116 С1 «Способ обезвреживания отходов, содержащих менее 50% жидких и/или пастообразных углеводородов». Иванов С.И., Аколова Г.С., Трынов А.М. и др.
5. Штриплинг Л.О., Холкин Е.Г., Ларионов К.С. Совершенствование технологии обеззараживания грунтов, загрязненных нефтепродуктами, методом капсулирования реагентов // Procedia Engineering. – 2016. – Вып. 152. – С. 13–17.

KEYWORDS: reagent, drilling mud, cement mortar, processing of drilling waste, resource conservation

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ при высокой температуре

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ВСЕ БОЛЬШЕ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, ПРИХОДИТСЯ ПРОВОДИТЬ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТИХ ПРОБЛЕМ ИНЖЕНЕРЫ ПОДРОБНО ИЗУЧАЮТ СОСТАВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА. СУЩЕСТВУЕТ НЕСКОЛЬКО ВИДОВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА, КОТОРЫЕ НЕ УДОВЛЕТВОРЯЮТ СУЩЕСТВУЮЩИМ ТРЕБОВАНИЯМ И ПРИВОДЯТ К ГЛОБАЛЬНЫМ КАТАСТРОФАМ. НАПРИМЕР, ЭТО МОЖНО ПРОСЛЕДИТЬ НА ПРИМЕРЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ DEEPWATER HORIZON. ПРИЧИНОЙ ВЗРЫВА СТАЛИ РАЗЛИЧНЫЕ ФАКТОРЫ, ОСНОВНЫМ ИЗ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ НЕПРАВИЛЬНАЯ РЕЦЕПТУРА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА. ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО ИСКЛЮЧЕНИЯ ПОДОБНЫХ СИТУАЦИЙ НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЯТЬ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

CURRENTLY, MORE AND MORE WORK RELATED TO THE EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS HAS TO BE CARRIED OUT AT HIGH TEMPERATURES. TO SOLVE THESE PROBLEMS, ENGINEERS STUDY IN DETAIL THE COMPOSITION OF THE CEMENT SLURRY. THERE ARE SEVERAL TYPES OF CEMENT SLURRY THAT DO NOT MEET EXISTING REQUIREMENTS AND LEAD TO GLOBAL DISASTERS. FOR EXAMPLE, IT CAN BE SHOWN WHEN USING THE DEEPWATER HORIZON DRILLING UNIT. THE EXPLOSION WAS CAUSED BY VARIOUS FACTORS, THE MAIN OF WHICH IS THE INCORRECT FORMULATION OF THE CEMENT BLEND. FOR THE SUBSEQUENT ELIMINATION OF SUCH SITUATIONS, IT IS NECESSARY TO USE A MORE EFFECTIVE CEMENT SLURRY IN CONDITIONS OF HIGH TEMPERATURES OF THE ANNULUS

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, цементирование, рецептура цементной части, термостойкость.

Нефтяные скважины после бурения закрепляют спускаемыми в них колоннами стальных труб (обсадной колонной). Наружный диаметр труб на несколько сантиметров меньше диаметра скважины и между колонной и стенкой скважины остается пространство, которое должно в дальнейшем быть заполнено цементным раствором. После схватывания цемента образуются стенки скважины. В ряде случаев бывают ситуации, которые ведут к остановке работы. Обычно этому способствует неправильное транспортирование цемента, плохая проверка цементного раствора в лаборатории, цемент не успел затвердеть и т.д. [5].

Цементирование высокотемпературных скважин – важный этап в строительстве скважины. В процессе цементирования тампонажные растворы нужно выбирать очень правильно и тщательно. Каждые специальные добавки, входящие в состав цементирующих растворов, обладают своими функциями. Например, трехкальциевый силикат (алит) – при высокой температуре очень быстро набирает прочность, что и является важным показателем при цементировании высокотемпературных скважин. Трехкальциевый алюминат – обладает низким уровнем прочности, что может оказать неблагоприятное воздействие при

УДК 622.245

Орленкова
Ева Витальевна
студент

Соловьев
Николай Владимирович
заведующий кафедрой
современных технологий бурения
скважин,
д.т.н., профессор

Щербакова
Ксения Олеговна
преподаватель кафедры
современных технологий бурения
скважин

Озезов
Батыр Аннамхаммедович
старший преподаватель кафедры
современных технологий бурения
скважин

ФГБОУ ВО «Российский
государственный
геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе»
МГРИ



высокой температуре [3]. Изучая каждый раствор, необходимо точно знать, как он себя поведет и хватит ли его при закачке в скважину. Если персонал при проверке цементного раствора заметит ошибку, ее нужно будет исправить до момента начала подачи раствора в затрубное пространство скважины, так как процесс цементирования должен происходить непрерывно.

Влияние температуры на прочность цементного камня показывает изменение прочности цементного камня, твердевшего 24 и 48 часов при различных температурных условиях. Считается, что 110 °С и 150 °С являются двумя критическими точками температуры начала спада прочности цементного камня.

Результаты, приведенные на втором графике, свидетельствуют о том, что при температурах ниже 100 °С прочность цементного камня достигает наиболее высоких значений и стабилизируется на этом уровне. Время достижения максимально стабильных значений прочности камня при температурах 80–100 °С составляет около 15–20 часов.

Эти два графика подтверждают нецелесообразность применения чистого портландцемента при температурах выше 100 °С. Для температуры 110 °С после 48 часов твердения кривая прочности начинает плавно стабилизироваться. Это может говорить о том, что гидратация

РИС. 1. Влияние температуры на прочность цементного камня

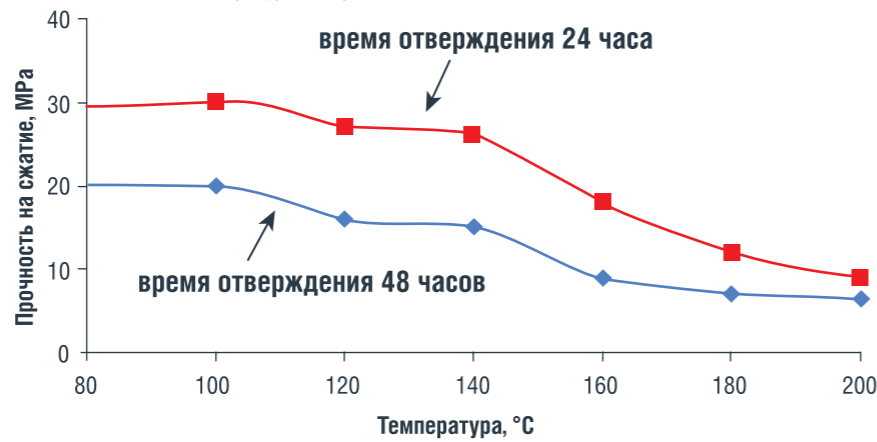
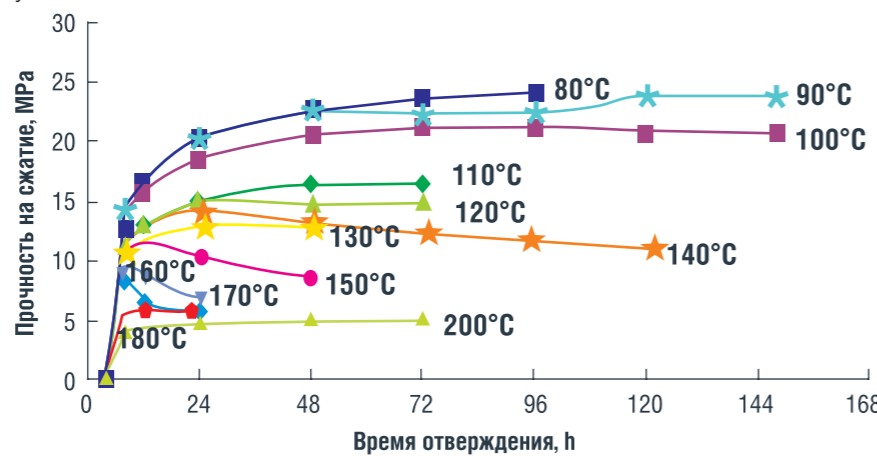


РИС. 2. Изменение прочности цементного камня при твердении в различных температурных условиях



цементного камня достигла максимального значения и полностью отражает эффект влияния температуры на скорость процесса гидратации цементного камня. Исследования показали,

что при температуре до 110 °С гидратация цементного камня формируется C-S-H(II), обладающий хорошей сетчатой структурой, положительно сказывающейся на прочности цементного камня.

РИС. 3. Структура образования цементного камня

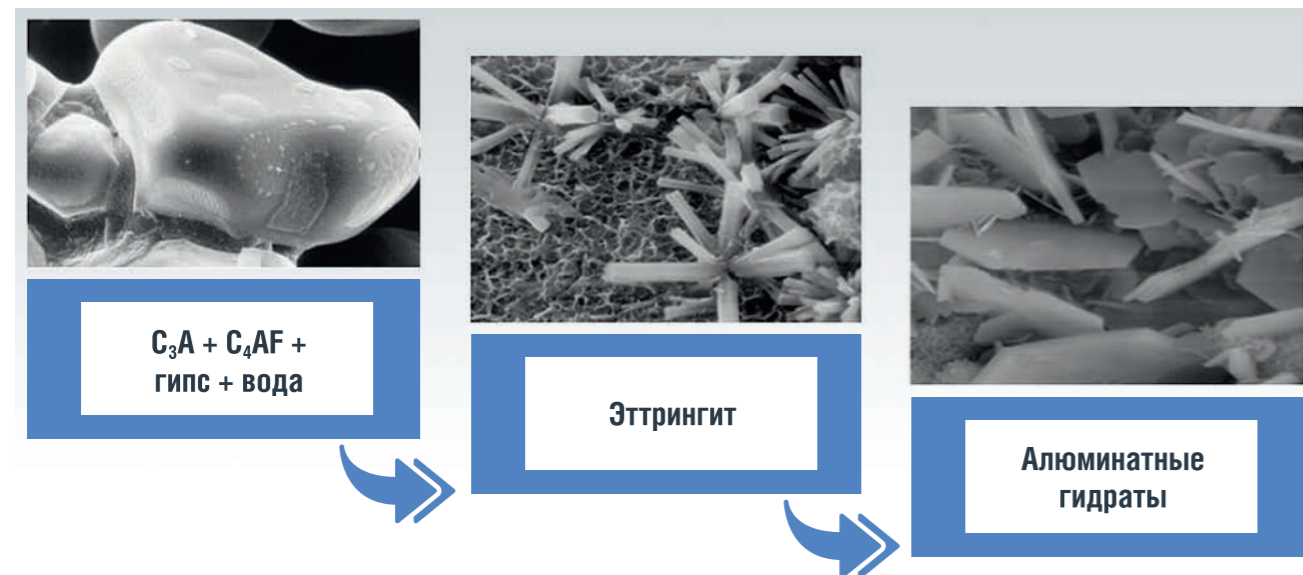


РИС. 4. Цементный раствор под микроскопом



Превращение после температуры 110 °С гидросиликата C-S-H(II) в высокоосновный гидросиликат кальция, кристаллизующийся в виде продуктов большого размера и образующийся в форме пластин в цементном камне, ослабляет его прочность из-за низкой прочности контактов. При этом возникает структура, обладающая относительно высокой проницаемостью.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается цемент, основным предметом исследования которого является соотношение оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO₂). Разработанный цементный раствор способствует продлению срока службы скважины. Приоритетным направлением является использование компонентов в качестве добавки к основному составу цемента для тампонирующего затрубного пространства. Предложенный состав дает возможность увеличить срок службы скважин, а также обеспечивает высокую степень экологической безопасности.

Основные технические характеристики разработки:

- При температуре 150 °С и давлении 400 кг/см² начало схватывания через 1 ч 50 минут, окончание схватывания 2 ч 10 минут.
- Водоцементное соотношение 45%.

- Растекаемость менее 18 см.
- Механическая прочность через 2 суток при давлении 500 кг/см² и температуре 150 °С на изгиб 27 кг/см², на сжатие 62 кг/см².
- Проницаемость 45–47 мд.
- Водоотделение 3%.
- Расширение через 2 суток 0,1%.

В качестве базы сравнения были выбраны наиболее близкие тампонажные материалы по составу и свойствам к разработанному составу.

Тампонажный состав № 1 (Утяжеленный тампонажный раствор, патент РФ № 2169252) предназначен для цементирования обсадных колонн в условиях высоких температур и аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Указанный состав содержит портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 – 49,5%, железорудный концентрат (ЖРК-1) – 49,5% и стабилизатор ацетально-спиртовый (САС) – 1%. Недостатком тампонажного состава № 1 является высокое водоотделение тампонажного раствора, которое приводит к его неустойчивости по седиментационным процессам. Тампонажный состав № 2 (Утяжеленный тампонажный раствор, патент РФ № 2591058) является седиментационно устойчивым подвижным раствором, используемым для цементирования глубоких скважин в интервале аномально высоких пластовых давлений и температур.

В состав тампонажного раствора входят портландцемент тампонажный ПЦТ 1G-CC-1 – 69,8%, концентрат галенитовый КГ-2 – 29,8%, нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) – 0,3% и Натросол 250 EXR – 0,1%. К основному недостатку тампонажного состава № 2 относится невысокая прочность на сжатие полученного цементного камня при условиях высоких давлений и температур [1].

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что данные разработки являются слабым элементом для крепления скважин.

Эффективность разработки заключается в том, что раствор, с помощью которого увеличится срок службы наклонно-направленной скважины при высокой температуре, поможет решить проблему регрессии прочности камня путем уменьшения массового соотношения оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO₂) до 1. Такой способ приведет к сохранению свойств цементного камня, что обеспечит высокую степень экологической безопасности. Данная технология будет применяться на месторождениях при проведении работ по креплению скважины. Потребителями будут являться буровые, операторские и сервисные нефтегазовые компании. ●

Литература

1. Утяжеленный тампонажный раствор / Патент РФ № 2591058, опублик. 10.07.2016.
2. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 2. С. 39–41.
3. Тампонажный материал для температурного диапазона 160–300 °С / Д.Л. Бакиров [и др.] – М.: Society of Petroleum Engineers, 2016. – 16 с.
4. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В.П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32–35.
5. Barree R.D., Miskimins J.L. Consideration of Breakdown Conditions of Directional Wells / ARMA-2016-044 // 50th U.S. Rock Mechanics and Geomechanics Symposium, 26-29 June, Texas, USA, 2016 –18 p.

KEYWORDS: directional borehole, cementing, formulation of the cement part, heat resistance.