

ПРОИЗВОДСТВО ТАМПОНАЖНОГО ПОРТЛАНДЦЕМЕНТА

Н.Ю. Пахомова

Научный руководитель – доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический Университет, г. Томск, Россия

В строительстве ряда сооружений, преимущественно подземных, при инженерно-геологических работах часто возникает необходимость заполнения твердым материалом пустот, недоступных для непосредственной заделки, закладки, засыпки. Если в такие пустоты можно закачать жидкость, то их можно заполнить затвердевающими жидкостями с помощью особого технологического процесса — тампонирования. По мере специализации строительных работ в различных отраслях этот процесс получил название — тампонирование или цементирование. Тампонирование скважины имеет ряд преимуществ: технологическая простота, удобство применения и высокая надёжность способа. Существует много составов тампонажных материалов и их видов в соответствии с широкой областью применения. Они наиболее широко используются при капитальном ремонте скважин, в строительстве глубоких исследовательских, нефтяных и газовых скважин.

В пористых горных породах, насыщенных агрессивными подпочвенными водами, при тампонировании скважины возникают следующие процессы: в порах цементного камня под воздействием кислоты, хлоридов и высокой температуры происходит растворение цементного камня, образуются катионактивные и анионактивные соли.

В итоге, практически единственной мерой защиты является использование тампонажных растворов, приготовленных на основании цементов, обладающих такой характеристикой как сульфатостойкость и коррозионностойкость. [4]

В скважинах многих нефтяных районов пластовые воды оказывают на цемент сильное корродирующее действие, цементный раствор поглощается трещиноватыми или дренированными пластами. Для цементирования скважины в таких условиях необходимы цементные растворы с плотностью, превышающей плотность промывочного глинистого раствора.

Применение тампонажных цементов в нефтегазовой отрасли является одним из этапов индустриализации нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов, Оренбургской, Самарской областей и Удмуртской Республики. Тампонажный цемент бездобавочного ПЦТ I-G-CC-1 использовался в пределах Дальневосточного федерального округа – например, компанией «Газпром» при разведочном бурении на шельфе Камчатки. [2]

В связи с ростом спроса на отечественном рынке специальных цементов, освоение производства портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 ГОСТ 1581-96 на основе портландцементного клинкера тампонажного состава в условиях ООО «Топкинский цемент» является актуальной задачей.

Целью работы является получение тампонажного портландцемента бездобавочного ПЦТ I-G-CC-1 на основе портландцементного клинкера тампонажного состава в производственных условиях.

В связи с поставленной целью необходимо решить следующих задачи:

1. Получить клинкер с набором основных кристаллических фаз соответствующего состава для получения портландцемента ПЦТ I-G-CC-1;
2. Установить влияние отдельных компонентов в сырьевой смеси на формирование необходимых кристаллических фаз и подобрать оптимального состава сырьевого шлама для получения клинкера тампонажного;
3. Определить основных характеристик полученного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1.

Цемент ПЦТ I-G-CC-1 обладает высокой коррозионной стойкостью в течение всего срока службы. Главным назначением этого портландцемента является тампонирование газовых и нефтяных скважин. Слои бетона на основе таких цементов защищает металл от коррозионных и агрессивных воздействий. В отличие от обычного бетона в тампонажные смеси не вводится песок или какой-либо крупный наполнитель, снижающий их текучесть.

Портландцемент тампонажный бездобавочный высокой сульфатостойкости ПЦТ I-G-CC-1 ГОСТ 1581-96 получают совместным помолом клинкера нормированного состава с регулятором сроков схватывания (гипсом и камнем гипсоангидритовым).

Для изолирования газовых и нефтяных скважин используются тампонажные цементы. Тампонирование защищает скважину от действия подземных вод, увеличивает срок эксплуатации скважины и межремонтный период. В скважинах создаются специфические условия службы цемента (повышение температуры и давления по мере углубления скважины, воздействия на цементный камень агрессивных пластовых вод, возможное обезвоживание и другие условия). Исходя из условий эксплуатации цемента, определяются требования к качеству тампонажного цемента высокой сульфатостойкости:

- - необходимость продавливания цементного раствора в затрубное пространство скважины требует от смеси обладание достаточной текучестью;
- - для закачки цементного раствора и вытеснения в затрубное пространство при определенных давлении температуре в течение всего времени смесь должна оставаться подвижной;
- - цементный раствор должен сохранять прочность после закачки в скважину. Прочность должна соответствовать требуемым параметрам;
- - в начальный период твердения цементный камень должен обладать определенной консистенцией. [5]

По совокупности всех факторов, влияющих на свойства портландцемента тампонажного высокой сульфатостойкости, и с учётом специфики его применения к портландцементу ПЦТ I-G-CC-1, предъявляются требования, обозначенные в таблице 1. [2]

Таблица 1

Физико-механические свойства тампонажного цемента ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1581-96

Наименование показателя	ПЦТ I-G-CC-1
Водоцементное отношение	0,44
Водоотделение, мл	≤ 3,5
Прочность при сжатии (через 8 ч твердения), МПа	
- при температуре 38°C	≥ 2,1
- при температуре 60°C	≥ 10,3
Начальная консистенция цементного теста через 15-30 мин режима испытания, Вс	≤ 30
Время загустевания до консистенции 100 Вс, мин	≥ 90, ≤ 120

Время загустевания цементного раствора – это время, в течение которого цементный раствор может прокачиваться в затрубное пространство. Оно определяется в лаборатории для конкретного цемента и равно времени жидкого состояния раствора, которое служит критерием сравнения различных цементов. Таким образом, основным показателем времени загустевания является вязкость.

В общей сложности 2 часа достаточно для того, чтобы завершить все операции по цементированию. Общая продолжительность операции цементирования не должна превышать 75 % от времени начала загустевания цементного раствора. Необходимо помнить, что в процессе закачки цементного раствора, возможно, его загрязнение буровым раствором, пластовыми флюидами. Это может значительно отразиться на параметрах цементного раствора, в частности на его вязкости. А это в свою очередь повлияет на прокачиваемость смеси. [1]

На время загустевания значительно влияют условия скважины. В лаборатории предварительно тестируют цементный раствор, моделируя условия цементирования скважины. При прохождении контроля применяют такие механизмы как увеличение давление, водоотдачи или температуры, сокращают время загустевания.

Меньшее количество воды затворения: 44 % (против 50 % по ГОСТ 1581) при сохранении необходимой подвижности цементного раствора (260 - 270 мм), что снижает пористость, газо- и водопроницаемость цементного камня, повышает его прочностные показатели, коррозионную стойкость в различных средах.

Результаты определения физико-механических свойств полученного тампонажного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1, показали, что полученный тампонажный материал обеспечит надежное цементирование, продолжительный срок службы скважин, меньший объем ремонтного цементирования. Применение портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 при цементировании продуктивных горизонтов нефтяных скважин позволит повысить качество крепления скважин.

Литература

1. Агазов Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агазов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.
2. ГОСТ 1581 – 96. Портландцементы тампонажные. – Взамен ГОСТ 1581-91; ВВед. с 01.10.1998. – Москва: МНТКС, 1998. – 10 с.
3. Гуськов И.В. Преимущества и особенности применения цемента ПЦТ I-G-CC-1 / И.В. Гуськов, Р.И. Катеев, И.М. Зарипов, А.А. Исмагилов, Д.В. Данилушкина // Бурение и нефть. – 2010. – № 10. – С. 49 – 53.
4. Доровских И.В. Совершенствование технологических свойств коррозионностойких тампонажных растворов с целью увеличения межремонтного периода работы нефтяных и газовых скважин / И.В. Доровских, В.В. Живаева // Бурение и нефть. – Москва, 2009. – № 11. – С. 44 – 46.
5. Исмагилова Э.Р. Разработка добавок в «самозалечивающие» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин / Э.Р. Исмагилова, Ф.А. Агазов // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 5. – С. 36 – 40.