УДК 622.245.4

ВЫСОКОПРОЧНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ОПП С РАЗЛИЧНЫМИ РЕАГЕНТАМИ

HIGH-STRENGTH GROUTING SOLUTION BASED ON OPP WITH VARIOUS REAGENTS

Ешмуратов Анвар Балтабаевич
соискатель ТГТУ
anvar_12.87@mail.ru

Мирсаатова Шахноза Хикматуллаевна
докторант,
Ташкентский государственный технический университет
им. И.А. Каримова
sh.mirsaatova@gmail.com

Рахимов Анварходжа Акбархаджиевич
доктор технических наук, доцент,
Ташкентский государственный технический университет
anvarkhodja@mail.ru

Акрамов Бахшилла Шафиевич
кандидат технических наук, профессор
отделения разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных
месторождений филиала РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
akramov_bahsh@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы качества тампонирования, показана возможность регулирования прочностных характеристиктампонажного раствора с помощью различных добавок, а также приведены примеры приготовления различных составов тампонажного раствора.

Ключевые слова: тампонажный раствор, цементирование, прочность, плотность, загустевание, растекаемость, наполнители, сроки схватывания, изгиб, сжатие, качествакрепления.

Eshmuratov Anvar Baltabaevich
Applicant of TSTU
anvar_12.87@mail.ru

Mirsaatova Shakhnoza Hikmatullayevna
Doctoral Student,
Tashkent State Technical University
named after I.A. Karimov
sh.mirsaatova@gmail.com

Rakhimov Anvarkhoja Akbarkhadzhievich
Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Tashkent State Technical University
anvarkhodja@mail.ru

Akramov Bakhshilla Shafievich
Candidate of Technical Sciences,
Professor of the Department of Oil, Gas and
Gas Condensate Fields Development
of the branch of Gubkin Russian State
University of Oil and Gas
akramov_bahsh@mail.ru

Annotation. The article discusses the quality of tamponing, how the strength characteristics of the grouting solution can be adjusted with the help of various additives, and also provides examples of the preparation of various compositions of the grouting solution.

Keywords: grouting mortar, cementing, strength, density, thickening, spread ability, fillers, setting time, bending, compression, fastening qualities.

Нефтегазовой промышленности, в частности к составам тампонажных растворов для тампонирования скважин. Основной задачей, решаемой при тампонировании скважин, является заполнение твердым материалом пустот, недостаточных для непосредственный заделки, закладки, засыпки, главным образом подземных сооружений при инженерно-геологических работах.

Как разнообразны цели и методы применения тампонажных материалов, так различны и требования к ним. Последние обусловлены также горно-геологическими условиями строительства подземных сооружений. Эти условия непрерывно усложняются по мере увеличения глубин и совершенствования технологии строительства подземных сооружений. Предусмотреть все случаи и условия использования тампонажных материалов невозможно, поэтому главным требованием к тампонажным материалам является возможность регулирования их свойств в достаточно широких пределах. Свойства тампонажных материалов изменяются в зависимости от состава, условий формирования структуры раствора, условий работы цементного камня. Для качественного осуществления процесса цементирования необходимо использовать составы тампонажных материалов в зависимости от конкретной ситуации.

В целях обеспечения надлежащего качества тампонажных работ необходим выбор из существующих или разработка (назначение) новых критериев и параметров, учитывающих особенности конкретных условий:

– степень заполнения пространства тампонажным раствором;

– несоответствие состава тампонажного раствора, приготовленного в лабораторных условиях, приготовленному составу в производственных условиях;

– критерии долговечности тампонажного камня и др.

Выбор и регулирование свойств тампонажных материалов определяются в основном условиями подземного сооружения, например скважины, изменяющимися в процессе строительства и эксплуатации в широких пределах по степени воздействия на тампонажный раствор и камень. К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов, следует отнести температуру, перепад температур между верхней и нижней отметками глубины расположения тампонажного раствора. Температура окружающей среды определяет в основном выбор того или иного типа тампонажного материала (портландцемент или шлаковый цемент и т.д.), а перепад температур – выбор рецептуры тампонажного раствора, так как рецептура постоянного состава, выбранная для одной операции и ориентированная в основном на максимальную статическую температуру, приводит к тому, что тампонажный раствор затвердевает не в одно и то же время, а верхние участки его могут не схватиться [1]. Осложняющий фактор – колебания температуры, вызывающие фазовые переходы в поровой среде – кристаллизацию раствора, замерзание воды, вскипание поровой жидкости. Важное значение как для технологии тампонажных работ, так и для твердения камня из раствора имеет давление [2]. Обычно давление жидкостей и газов в недрах приблизительно равно условному гидростатическому, за величину которого принимается давление столба пресной воды, равного по высоте глубины залегания насыщенного жидкостью или газом пласта.

В качестве тампонажных материалов в настоящее время наиболее широко применяются минеральные вяжущие вещества – порошкообразные продукты, образующие при так называемом затворении, т.е. при смешении с водой или водными растворами солей, нерасслаивающиеся суспензии, способные к затвердению. Природа твердения таких суспензий сложна и многообразна [3]. В ее основе лежит чаще всего химическая реакция между частицами порошка (твердой фазы суспензии) и жидкостью затворения (жидкой фазой суспензии), приводящая к следующим явлениям:

– значительному увеличению объема твердой фазы за счет химической реакции присоединения к ней жидкой фазы;

– повышению дисперсности твердой фазы, сопровождающееся многократным увеличением поверхности раздела фаз, следовательно, к росту числа контактов между частицами твердой фазы, причем в местах контакта частицы «сращиваются»;

– образованию в качестве продуктов реакции волоконнобразных кристаллов, переплетающихся между собой с образованием тонкопористого кристаллического «войлока».

Химические вещества, обеспечивающие затвердение жидкообразной системы – тампонажного раствора, редко применяются в чистом виде. Их смешивают либо с инертными по отношению к ним веществами-наполнителями, чтобы сэкономить дорогое связующее, изменить физические свойства раствора (утяжелители, облегчающие добавки), а также придать специальные свойства (закупоривающие или армирующие наполнители), либо с химически активными добавками, чтобы ускорить; или замедлить затвердевание, уменьшить коррозидующее воздействие окружающей среды и т.д. К воздействиям окружающей среды относятся, как известно температура, давление и пластовые воды. Например, термостойкий тампонажный цемент впервые получили путем добавки тонкоизмельченного кварцевого к обычному тампонажному цементу. В США до настоящего времени цементно-песчаные смеси – наиболее применяемые термостойкие цементы [4]. Там рекомендуется смешивать измельченный кварцевый песок с цементом в соотношение от 1:3 до 1:1. Для сохранения седиментационной устойчивости при неизменном водосодержании и быстрого химического взаимодействия кварца с продуктами гидратации цемента необходима высокая степень дисперсности песка, в противном случае приходится уменьшать водосодержание раствора, что влечет за собой повышение плотности последнего, а также для предотвращения седиментационного расслоения.

В условиях глубоких скважин повышение температуры значительно ускоряет химические реакции и делает возможным достаточно быстрое затвердевание суспензий менее активных вяжущих веществ. При высоких температурах скорость гидратации портландцемента излишне высокая, требующая применения замедлителей, поэтому поиски низкоактивных вяжущих веществ, прежде всего, преследовали цель получить медленносхватывающиеся тампонажные цементы. Из числа низкоактивных вяжущих веществ для цементирования скважин наиболее широко используются доменные шлаки, в США – известково-пуццолановые вяжущие. Доменные шлаки содержат в основном те же оксиды, что и портландцементный клинкер.

При исследовании свойств шлаковых растворов выяснилось, что в условиях повышенных температур (выше 100 °С) они образуют к двум суткам твердения более прочный цементный камень, чем портландцементные растворы. Однако при длительном гидротермальном воздействии цемент в виде молотого шлака, а также облегченный шлакобентонитовый цемент термостойки только до 120–160 °С. При более высоких температурах термостойким является только шлако-песчаный цемент, который даже при высокой тонкости помола компонентов образует растворы с пониженной седиментационной устойчивостью, поэтому его приходится затворять при В/Ц < 0,5 или вводить стабилизирующие добавки (бентонит, диатомит). Неблагоприятная особенность растворов на шлаковой основе – их быстрое загустевание в присутствии небольших примесей портландцемента. Другой недостаток – широкие пределы колебания состава шлаков и свойств цемента в различных партиях.

С.М. Рояк и А.М. Дмитриев предложили [5] использовать смесь нефелинового шлама с измельченным кварцем в качестве тампонажного цемента, названного ими белито-кремнеземистым цементом (БКЦ). Последний содержит нефелиновый шлам и кварц в отношении от 3:1 до 1:1. От шлакопесчаных цементов он отличается замедленным схватыванием при высоких температурах и замедленным начальным твердением. Так же как и для шлаковых цементов, для БКЦ характерна пониженная седиментационная устойчивость водных суспензий. Высокая термостойкость, стабильность состава и свойств, благоприятная реакция на химическую обработку делают БКЦ одним из лучших цементов для высокотемпературных скважин.

Аналог этого цемента выпускается цементной промышленностью США на основе специального клинкера, силикатная часть которого представлена только β-$2CaO\text{-}SiO_2$. Цемент относится к классу J и имеет марку HTS.В США в качестве термостойкого тампонажного цемента широко применяются смеси извести с различными веществами, содержащими оксид кремния; измельченным кварцевым песком, диатомитом, пылевидной золой теплоэлектростанций. Естественно, что соотношение извести и кремнеземсодержащей добавки берется таким, чтобы в смеси СО = 0,8 ÷ 1,2.

Известны тампонажные материалы с использованием органических, органоминеральных материалов. Например, вулканизуемый поливинилхлорид, полиолефин, поливинилалкоголь, поливинилацетат, полиакрил, полистирол, фенол, полиамид цементные композиции.

Несмотря на сравнительно высокую эффективность этих добавок, их использование ограниченно, так как они обладают резким запахом и небольшой агрессивностью. Оптимизацию при выборе наполнителя необходимо осуществлять по физико-химическим и экономическим показателям.

Существенное влияние на процесс твердения оказывает температура и давление, при этом, прежде всего ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, что влияет на степень и механизм пресыщения; при более высоких температурах изменяется фазовый состав продуктов гидратации цементов и других вяжущих материалов. При температуре 100 °С и выше тонкость помола портландцемента на сроки схватывания уже не влияет, так как практически все растворы, изготовленные из портландцементов в этих условиях, схватываются за 20–40 мин.

В качестве регуляторов сроков схватывания в цементный раствор с ОПП можно добавить такие добавки-реагенты как КМЦ, НПВР. Сущность предлагаемой рекомендации поясняется следующими примерами.

Пример 1. Для получения высокопрочного тампонажного растворак 400 г цемента добавляют порошок ОПП 25 % от массы вяжущего и перемешивают в течение 5 мин. добавляют обыкновенную воду 25 % от массы вяжущего для достижения нормальной густоты.

Получают состав цементного раствора со следующим рациональным соотношением компонентов по массе: цемент – 1500 г, добавка ОПП – 25 %, вода 440 мл, водоцементное соотношение – 0,22. Прочность после тепловлажностной обработки в МПа, при изгибе – 32,0; при сжатии – 57,0 % через 28 сут нормального твердения, при изгибе – 115, при сжатии 7,25. Плотность цементного раствора с ОПП составило – 1,7 г/см^3, сроки схватывания начало 1/10 час/мин, конец – 2/10 час/мин, время загустевания час/мин – 2–10.

Пример 2. Для получения высокопрочного тампонажного растворак 400 г цемента добавляют порошок ОПП – 30 % от массы вяжущего. Воду добавляют до получения нормальной густоты раствора. Получают состав цементного раствора со следующими показателями: плотность t = 20 °С цементного раствора при t = 20 С с ОПП – 1,7 г/см^3, сроки схватывания, час/мин: начало – 1/20, конец – 1/50; время загустевания, час/мин – 2–10; прочность, МПа: на изгиб – 28, на сжатие – 3,8.

Пример 3. Цементный раствор готовится аналогично примерам 1 и 2, испытывают их при температуре 75 °С. Получают состав цементного раствора со следующими показателями: добавка наполнителя ОПП от 25 %–30 %, растекаемость – 21 см, плотность г/см^3 – 1,7. Сроки схватывания – начало час/мин: 1/10–1/20; конец час/мин: 2/10–1/50, прочность при изгибе – 2,6–2,8 МПа, сжатии 3,5–3,8 МПА, время загустевания – 2,10 для обоих составов.

Пример 4. Цементный раствор готовится аналогично примерам 1, 2 но с добавлением КМЦ, НПВР в количестве: КМЦ – 0,1–0,2 %, НПВР – 0,1; 0,2; 0,3 % от массы вяжущего. Получают цементный раствор со следующими показателями: наполнитель ОПП – 30 %, КМЦ – 0,2 % от массы вяжущего, растекаемость цементного раствора 22 см, плотность 1,7 г/см^3, сроки схватывания час/мин: начало – 0/35, конец – 2/10. Прочность, МПа – на изгиб – 2,8, на сжатие – 4,5, время загустевания 2–20. С добавкой НПВР получены цементные растворы со следующими показателями: добавка НПВР – 0,3 %, от массы вяжущего наполнитель ОПП – 30 %, растекаемость раствора 21 см, плотность 1,65 г/см^3, сроки схватывания час/мин – начало – 0/35; конец – 2/10, прочность МПа на изгиб 3,2; на сжатие – 5,5, время загустевания 1–55 час/мин.

Добавление кварцесодержащего отсева порфирита способствует искусственному уменьшению концентрации ионов кальция при гидратации, приводит к интенсивному росту кристаллов, создает условия для постепенного изменения фазового состава гидросиликатов кальция без больших внутренних напряжений. Применение ОПП в тампонажных растворах с включением импортозамещающих

различных реагентов при цементировании скважин с АВПД дает большой технологический эффект в виде повышения качества разобщения пластов и упрощения приготовления тампонажных растворов. Кроме того, использование их обеспечит экономию валютных средств за счёт отказа от завоза импортных тампонажных материалов. По проведённым экспериментальным исследованиям основных технологических свойств высокопрочного тампонажного раствора, установлена возможность применения новых наполнителей местного происхождения дляповышения качества крепления скважин для разобщения пластов в нефтяных и газовых скважинах.

Литература:

1. Матякубов М.Ю., Мирсаатова Ш.Х., Матякубов А.Б. Особенности цементирования эксплуатационной колонны в условиях аномально низкого пластового давления // Технология нефти и газа. – М., 2021. – № 6 (137). – С. 46–50.
2. Умедов Ш.Х., Комилов Т.О., Рахимов К.А. Средство и способы изоляции водопритоков, поглощений при ремонтных работах и обводненности в скважинах: монография. – Ташкент : Изд. «Fan vatexnologiya larnashriyot-matbaauyi», 2021. – 164 с.
3. Рахимова А.А., Комилов Т.О. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей. – 2019. – Т. 3. – С. 69.
4. Осложнения деформационного характера при проходке скважин и борьба с ними / А.А. Рахимов [и др.] // Узбекистоннефтва газ журнали. – 2018. – С. 40–41.
5. Дмитриев А.М., Рояк С.М. О твердении низкоосновных вяжущих в условиях высоких температур и давлений // Научные сообщения НИИЦемента. – М., 1962. – № 13 (44).

References:

1. Matyakubov M.Y., Mirsaatova Sh.H., Matyakubov A.B. Features of cementing the production column in conditions of abnormally low reservoir pressure // Oil and Gas Technology. – M., 2021. – № 6 (137). – P. 46–50.
2. Umedov Sh.Kh., Komilov T.O., Rakhimov K.A. Means and methods of isolation of water flows, absorption during repair work and waterlogging in wells : monograph. – Tashkent: Publishing house «Fan vatexnologiyalarnashriyot-matbaauyi», 2021. – 164 p.
3. Rakhimov A.A., Komilov T.O. Method of isolation of absorption zones of flushing fluid in a well // Bulatov readings of the III International Scientific and Practical Conference. Collection of articles. – 2019. – Vol. 3. – P. 69.
4. Complications of a deformational nature during the drilling of wells and the fight against them / A.A. Rakhimov [et al.] // Uzbekistan Oil and Gas journal. – 2018. – P. 40–41.
5. Dmitriev A.M., Royak S.M. On the hardening of low-base binders at high temperatures and pressures // Scientific reports of NIITsement. – M., 1962. – № 13 (44).