

УДК 625.24

Ф.А. Агзамов<sup>1</sup>, e-mail: faritag@yandex.ru; И.Н. Каримов<sup>2</sup>, Р.С. Мяжитов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

<sup>2</sup> ООО «Цементные Технологии» (Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

## Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин

Герметичность крепи паронагнетательных скважин зависит от степени заполнения затрубного пространства тампонажным раствором, состояния цементного камня при механических воздействиях в процессе углубления скважины и знакопеременных температурных воздействиях при ее последующей эксплуатации.

Повышение степени заполнения затрубного пространства за счет турбулизации потока цементного раствора возможно только при использовании пластифицирующих добавок. При этом необходимо сохранение фильтрационных характеристик тампонажного раствора.

Для снижения вероятности поглощения обосновывается применение тампонажных растворов, обладающих кольматирующим эффектом за счет применения армирующей фибры и реагентов понизителей водоотдачи.

Цементный камень должен иметь расширение 1,5–2,5 % в период от 1 до 3 суток для повышения герметичности контактных зон.

После закачки теплоносителя основным требованием к цементному камню является его термостойкость. При этом цементный камень начинает твердение при низких температурах и лишь затем подвергается температурному воздействию, что существенно влияет на последовательность образования продуктов твердения и их последующее поведение.

На первом этапе песок является инертным, поэтому прочность цементного камня должна обеспечиваться портландцементом. При твердении данного цемента будут образовываться продукты с высоким соотношением  $\text{CaO/SiO}_2$ , которые после прогрева скважины начнут подвергаться термической коррозии. При этом очень важно избежать образования фазы  $\alpha$ -гидрата  $\text{C}_2\text{S}$ , приводящей к наибольшему падению прочности.

Для управления кинетикой фазообразования камня предлагается обеспечить схему одностадийного синтеза гидросиликатов кальция, минимизирующую образование фазы  $\alpha$ -гидрата  $\text{C}_2\text{S}$ .

При получении тампонажного материала для паронагнетательных скважин марки ЦТ ACTIVE II-160 КМ ООО «Цементные Технологии» обеспечивает дезинтеграторную активацию и комплексную модификацию цементов.

Дезинтеграторная обработка помимо увеличения удельной поверхности песка обеспечивает его механохимическую активацию. Результатом последней становится более дефектная структура материалов, обладающая повышенной химической активностью. Дефектность структуры подтверждена электронно-микроскопическими исследованиями, а повышение химической активности доказано результатами оценки скорости взаимодействия кремнезема с гидроксидом кальция. Фазовый состав продуктов твердения представлен кроме гидроксида кальция и кремнезема минералами  $\text{C}_2\text{SH}_2$ ,  $\text{C}_4\text{AH}_{13}$ ,  $\text{CSH(B)}$ ,  $\text{C}_3\text{AS}_x\text{H}_{(6-2x)}$ . Дезинтеграторная обработка цемента существенно улучшила структуру получаемого цементного камня.

Комплексная модификация цементов позволила обеспечить кольматацию поглощающих пластов фиброй, повысить удароустойчивость и расширение камня, а также минимизировать время между окончанием цементирования и началом твердения.

При проведении термоциклических испытаний не было обнаружено сбросов прочности цементного камня, характерных для термической коррозии.

Тампонажным цементом ЦТ ACTIVE II-160 КМ зацементированы обсадные колонны более чем на 135 скважинах, использовано 22,5 тыс. т цемента с хорошими результатами цементирования.

**Ключевые слова:** паронагнетательные скважины, тампонажные материалы, термостойкость, дезинтеграторная обработка, комплексная модификация.

.....

Ф.А. Агзамов<sup>1</sup>, e-mail: faritag@yandex.ru; И.Н. Каримов<sup>2</sup>, Р.С. Мяжитов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia).

<sup>2</sup> Cement Technology LLC (Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia).

## Theoretical bases and practice of getting plugging materials for cementing steam injection wells

Integrity of steam injection wells support depends on the filling degree of the annular space with cementing slurry, cement stone state at mechanical effect in the process of wells deepening and alternating thermal effects during its subsequent operation.

Increase of filling degree of the annular space due to the cementing slurry flow breakdown is only possible when using plasticizers. It is necessary to preserve the filtration characteristics of cementing slurry.

The application of cementing slurries with a colmatage effect due to the use of reinforcing fibres and fluid loss reducing agents is grounded for the reduction of absorption probability.

Cement stone should have an extension of 1.5–2.5% in a period of 1 to 3 days to improve the integrity of the contact zones. After the injection of coolant the basic requirement for cement stone is its thermal stability. In this case cement stone starts hardening at low temperatures, and only then is subjected to thermal effects, which greatly affect the sequence of hardening products formation and their subsequent characteristics.

In the first phase the sand is inert, so the strength of cement stone should be ensured by artificial cement. During the hardening of this cement the products with a high ratio of  $\text{CaO}/\text{SiO}_2$  are formed, which will be exposed to heat corrosion after well heating. It is very important to avoid the formation of  $\alpha$ -hydrate phase of  $\text{C}_2\text{S}$ , resulting in the highest drop in strength.

The scheme of single stage calcium hydrosilicates synthesis is proposed to control the kinetics of phase formation of stone, minimizing the formation of  $\alpha$ -hydrate phase of  $\text{C}_2\text{S}$ .

During production of cementing materials for steam injection wells of CT ACTIVE II-160 KM grade Cement Technology LLC provides disintegrator activation and complex modification of cements.

Disintegrator treatment, in addition to sand surface area increase, provides its mechanical and chemical activation. The result of the latter is more defective structure of materials with enhanced chemical activity. Structural defects are confirmed by electron microscopic surveys, and increase of chemical activity is proved by results of evaluation of silica with calcium hydroxide interaction rate. The phase composition of the hardening products is presented, except for calcium hydroxide and silica, by minerals  $\text{S}_2\text{SH}_2$ ,  $\text{C}_4\text{AH}_{13}$ , CSH (B),  $\text{C}_3\text{AS}_x\text{H}_{(6-2x)}$ . Disintegrator cement treatment has significantly improved the structure of the resulting cement stone.

Comprehensive modification of cements enabled the intake formations colmatation with fibre, increase the impact resistance and the stone expansion, as well as to minimize the time between the end of cementation and the beginning of hardening.

No cement stone strength drops, characteristic for the thermal corrosion, were detected during the thermal cycling. Well cement CT ACTIVE II 160 KM is applied in casing strings of more than 135 wells, about 22.5 thousand tons of cement with good results cementing is used.

**Keywords:** steam injection wells, plugging materials, heat resistance, disintegrator processing, complex modification.

Основные требования к тампонажным материалам для цементирования паронагнетательных скважин вытекают из особенностей конструкции скважин и специфики добычи флюида, связанной с интенсивным высокотемпературным прогревом продуктивных пластов. Например, особенность Ашальчинского месторождения природных битумов заключается в незначительной глубине залегания битумизированных песча-

ников, представленных отложениями уфимского яруса на глубинах от 70 до 107 м. От устья до глубины 120 м залегают пласты рыхлых и слабосцементированных пород, присутствуют также зоны интенсивных поглощений, приводящих к потере циркуляции при проводке скважины и цементировании обсадных колонн. Бурение скважин начинается с зенитным углом  $45^\circ$ , с последующим набором угла до  $90^\circ$  [1, 2].

На герметичность крепи скважины наиболее серьезное влияние оказывают степень заполнения затрубного пространства тампонажным раствором и состояние цементного камня при значительных температурных и механических воздействиях в процессе углубления скважины и ее последующей эксплуатации. Естественно, существенная роль в повышении степени замещения принадле-

Ссылка для цитирования (for citation):

Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мязитов Р.С. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 26–33.

Agzamov F.A., Karimov I.N., Myazhitov R.S. Theoretical bases and practice of getting plugging materials for cementing steam injection wells (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 26–33.

жит и применяемой оснастке обсадных колонн, и технологии цементирования, разработанным «ТатНИПИнефть», однако в данной статье рассматриваются только характеристики тампонажных материалов.

Общепризнано, что турбулизация потока тампонажного раствора обеспечивает лучшее замещение бурового раствора тампонажным [3, 4]. В то же время достижение турбулентного режима течения увеличением подачи насосов для скважин Ашальчинского месторождения становится неэффективным из-за роста гидродинамических давлений в затрубном пространстве в интервалах залегания поглощающих пластов. В связи с этим необходимо минимизировать реологические характеристики тампонажных растворов, повышая их растекаемость до 250–260 мм за счет пластифицирующих добавок. Повышение водоцементного отношения при этом нецелесообразно, поскольку важно сохранить минимальные фильтрационные характеристики тампонажного раствора (водоотдачу менее 50 см<sup>3</sup>/30 мин) и водоотделение. Последний показатель должен быть нулевым при измерении в наклонных цилиндрах.

Увеличение объема тампонажного раствора на 30–50 % против расчетного, с «выбросом» излишнего раствора также повышает качество вытеснения бурового раствора тампонажным.

Снижение вероятности поглощений в процессе продавки цементных растворов и их подъем до устья возможны только при использовании тампонажных растворов, обладающих кольматирующим эффектом. Проведенные эксперименты и промысловый опыт показали, что хороший эффект достигался при оптимальном сочетании армирующей фибры и реагентов понизителей водоотдачи. В частности, при использовании армированных тампонажных цементов удалось исключить недоподъемы тампонажного раствора при цементировании. Для создания надежного напряженного контакта на контактных зонах цементного камня последний должен иметь расширение 1,5–2,5 % в период от 1 до 3 сут, когда структура цементного камня уже набрала прочность, но еще и достаточно «эластичная». Повышение

величины расширения и продолжительности периода расширения отрицательно сказывается на прочности и проницаемости получаемого камня за счет развития внутренних напряжений. Данные требования подробно обоснованы в работах [5–8].

Наличие армирующей добавки повышает эффективность работы расширяющих добавок за счет того, что ее кристаллизационное давление передается на продукты твердения и пространственное – на каркас, образованный фиброй. При этом одновременно повышается сопротивляемость камня динамическому разрушению [9].

При закачке теплоносителя крепь скважины будет подвергаться переменным растягивающим нагрузкам, поэтому армирование применяемых тампонажных составов для увеличения его сопротивляемости знакопеременным и ударным нагрузкам является необходимым [10–12].

Поскольку длина скважин по стволу на Ашальчинском месторождении редко превышает 500 м, процесс цементирования проходит в пределах 1 часа. Поэтому важно управление консистенцией раствора, которая должна достигать 30 Вс за 1,5–2,0 ч, а 70 Вс – не более чем за 2,5 ч. В этом плане эффективным является предварительное 30–60-минутное кондиционирование тампонажного раствора в осреднительных емкостях перед закачкой его в скважину.

Важно также, чтобы закачанный в затрубное пространство тампонажный раствор имел минимальное время до начала твердения, т. е. время начала схватывания раствора должно быть максимально коротким – 2,5–3,0 ч, а разница между началом и концом схватывания – 25–35 мин. Это позволит избежать негативных последствий, связанных с седиментацией и водоотделением в тампонажном растворе, находящемся в состоянии покоя [13].

После закачки теплоносителя основным требованием к цементному камню должна быть его термостойкость. При этом важно учитывать, что если в паронагнетательных скважинах цементный камень твердеет и долго находится при низких температурах, то в высокотемпературных скважинах цементный

раствор сразу начинает твердение при высоких температурах. В последнем случае все компоненты тампонажного материала, активируясь температурой, начинают взаимодействовать между собой. Особенности твердения накладывают существенные отличия на последовательность образования продуктов твердения и их последующее поведение.

Наибольшей склонностью к термической коррозии обладают высокоосновные продукты твердения, в которых соотношение  $\text{CaO/SiO}_2 \geq 1,5$  [5, 14, 15]. Поскольку в портландцементе  $\text{CaO/SiO}_2$  составляет 2,6–2,8 %, то продукты его твердения изначально являются термически не стойкими. Поэтому содержание 40–50 % молотого кремнезема является обязательным для всех высокотемпературных цементов.

В паронагнетательных скважинах, в отличие от высокотемпературных, на первом этапе твердения (при нормальных температурах и даже ниже нормальных) песок любой степени помола является инертным, т. е. балластом, а прочность цементного камня должна обеспечиваться портландцементом, который обязательно должен входить в состав тампонажного материала. Поэтому при твердении данного цемента будут образовываться продукты твердения с высоким соотношением  $\text{CaO/SiO}_2$ . После прогрева крепи скважины ранее образовавшиеся соединения начнут подвергаться термической коррозии, а молотый песок может стать активным и принять участие в образовании новых термостойких продуктов твердения, имеющих соотношение  $\text{CaO/SiO}_2 \leq 1,5$ . Поэтому роль песка в составе цемента состоит в минимизации отрицательных последствий перекристаллизационных процессов, их компенсации за счет образования новых продуктов твердения. Однако при этом очень важно избежать образования фазы  $\alpha$ -гидрата  $\text{C}_2\text{S}$ , приводящей к наибольшим сбросам прочности [5, 15–17]. Поэтому управление кинетикой фазообразования твердеющего камня является одной из наиболее важных задач.

При высоких соотношениях  $\text{CaO/SiO}_2$  образованию термостабильных низкоосновных гидросиликатов кальция всегда

Таблица 1. Влияние армирования цемента на удароустойчивость камня

Table 1. Cement reinforcement influence on the stone resistance

Тампонажный материал Cementing material	Удельная ударная вязкость разрушения, Дж/см <sup>3</sup> Specific impact crack resistance, J/cm <sup>3</sup>								
	В/Ц = 0,4 Water to cement ratio by weight (W/C) = 0.4			В/Ц = 0,5 W/C = 0.5			В/Ц = 0,6 W/C = 0.6		
	Содержание фибры, % Fibre content, %			Содержание фибры, % Fibre content, %			Содержание фибры, % Fibre content, %		
	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5
Время твердения – 7 сут Hardening time – 7 days									
Портландцемент армированный Reinforced artificial cement	0,11	0,14	0,18	0,09	0,12	0,15	0,07	0,09	0,13
Портландцемент Artificial cement	0,06			0,05			0,04		
Время твердения – 28 сут Hardening time – 28 days									
Портландцемент армированный Reinforced artificial cement	0,14	0,16	0,18	0,12	0,15	0,17	0,09	0,12	0,14
Портландцемент Artificial cement	0,08			0,06			0,04		

предшествует появление высокоосновных, последовательно переходящих в другие, менее основные соединения, что непременно сопровождается снижением прочности камня. Поскольку цепь фазовых превращений является неизбежной, исключить их опасные последствия можно ускорением фазовых переходов, с тем чтобы они проходили в наиболее ранние сроки твердения, когда структура камня в меньшей степени реагирует на возникновение новой структуры.

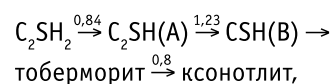
Кремнеземистый компонент является труднорастворимым, и его растворение лимитируется межфазовым переходом твердого вещества в раствор, тогда как известь СаО легко растворима. Это означает, что песок, растворяясь, переходит

в раствор, в котором всегда содержится известь. Взаимодействие между Са(ОН)<sub>2</sub> и SiO<sub>2</sub> идет непосредственно на поверхности кремнезема в условиях высоких концентраций Са(ОН)<sub>2</sub> с образованием соединений, богатых известью, т. е. высокоосновных гидросиликатов кальция [16–17].

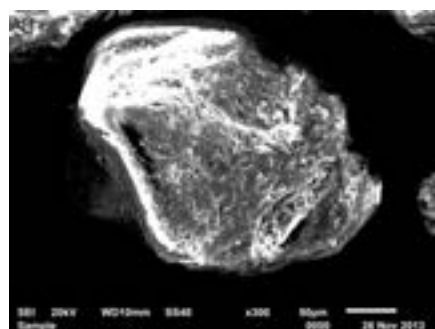
При наличии в системе свободного гидроксида кальция первоначально образовавшиеся гидросиликаты кальция типа C<sub>2</sub>SH<sub>2</sub> по истечении времени их устойчивого существования начнут перекристаллизовываться в другую, богатую известью фазу C<sub>2</sub>SH(A). Двухосновные гидросиликаты C<sub>2</sub>SH(A) обладают слабой структурообразующей способностью, низкой удельной поверхностью и имеют малое число

контактов срастания, потому переход системы в C<sub>2</sub>SH(A) сопровождается значительным сбросом прочности. Фаза C<sub>2</sub>SH(A) в дальнейшем может переходить в CSH(B) [17].

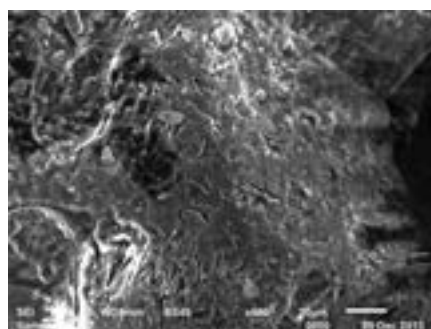
Фазовые переходы сопровождаются изменениями объема твердой фазы от ступени к ступени:



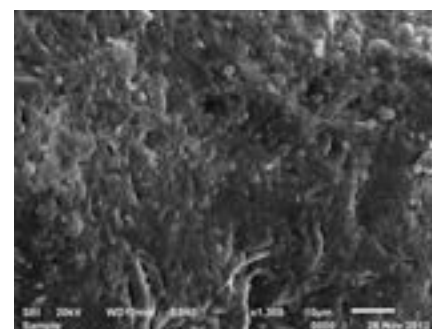
где над стрелками показаны значения отношений объемов последующей фазы к объему предыдущей [16]. Из данной цепочки видно, что межфазовые переходы C<sub>2</sub>SH<sub>2</sub> → C<sub>2</sub>SH(A) и тоберморит → ксонотлит сопровождаются значительным уменьшением объема твердой



x300



x600



x1300

Рис. 1. Песок кварцевый без обработки

Fig. 1. Quartz sand without treatment



Таблица 2. Влияние армирования цемента на проницаемость полученного камня

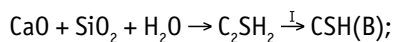
Table 2. Cement reinforcement influence on the resulting stone permeability

Время твердения, сут Hardening time, days	Проницаемость, мД при содержании фибры в цементе Permeability, mD at fibre content in cement				
	0	0,01	0,05	0,1	0,5
2	190,5	152,2	131,2	110,1	77,1
7	11,5	9,6	6,7	4,7	3,3
15	4,4	4,2	4,2	3,5	2,9

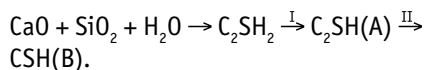
фазы, приводящим к возникновению внутренних напряжений в камне и увеличению его пористости при неизменном внешнем объеме камня. Кроме того, каждая последующая фаза, кроме CSH(B), представлена более крупными кристаллами с меньшим числом контактов срастания между собой. Рассмотренные фазовые переходы представляют собой результат термической коррозии, а эффекты, сопровождающие их, приводят к деструкции тампонажного камня.

Существует несколько путей образования термодинамически устойчивых гидросиликатных структур, состоящих из CSH(B):

1) одностадийный:



2) двухстадийный:



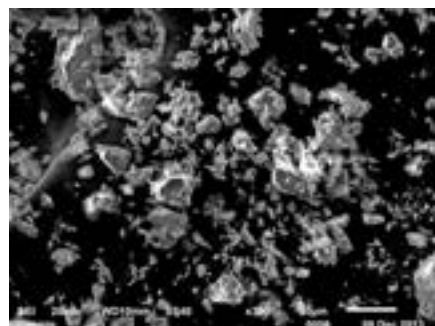
Чем больше стадий получения конечной фазы, тем ниже прочность камня. Однако, поскольку на начальной стадии твердения всегда будут образовываться

высокоосновные гидросиликаты кальция  $\text{C}_2\text{SH}_2$ , часть гидросиликатов кальция типа CSH(B) может быть получена либо в одну, либо в две стадии. Поэтому следует стремиться к более быстрой смене лимитирующей стадии процесса гидратации для получения минимального количества гидратов CSH(B) по двухстадийной схеме. Исключение из цепочки превращений фазы  $\text{C}_2\text{SH(A)}$ , приводящей к знакопеременным изменениям объема твердой фазы камня и «расшатывающей» его структуру и к тому же обладающей низкой прочностью, позволяет улучшить физико-механические свойства камня [16, 18]. Следовательно, следует задать такие параметры твердеющей системы для конкретной температуры, чтобы она избежала перекристаллизации в  $\text{C}_2\text{SH(A)}$ . В связи с этим задачу повышения термостойкости цемента можно формулировать как максимальное замедление скорости поступления CaO в раствор, для того чтобы ее количество в нем всегда было меньше количества  $\text{SiO}_2$ . Замедлить скорость поступления  $\text{Ca(OH)}_2$  в раствор можно, заменив в цементе высокоактивный  $\text{C}_3\text{S}$  на менее активный  $\text{C}_2\text{S}$   $\alpha$ - или  $\beta$ -модификации [14].

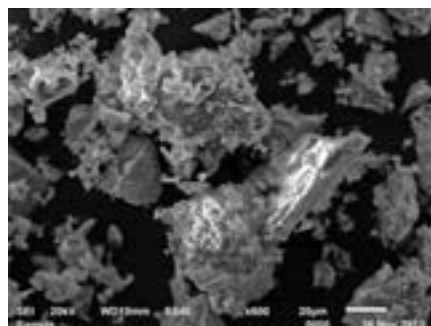
Увеличение скорости поступления  $\text{SiO}_2$  в раствор возможно за счет увеличения его содержания в составе цемента или повышения его активности.

Для паронагнетательных скважин важным свойством цементного камня является его термостойкость, которую следует определять при циклических термобарических испытаниях при температуре 200 °С и давлении 3–5 МПа, что соответствует реальным условиям скважин с продолжительностью цикла не менее 72 ч. Количество циклов должно быть не менее пяти. После каждого цикла должны определяться прочность на изгиб и сжатие, а также проницаемость цементного камня. Предел прочности камня после всех циклов испытаний должен быть не ниже требований ГОСТ 1581-96, причем в конце испытаний должна проявляться тенденция к последующему набору прочности.

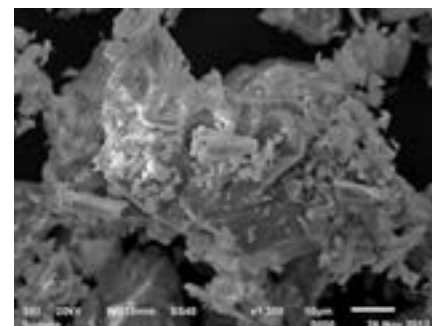
Начиная с 2010 г. на Альшачинском месторождении при креплении скважин в качестве тампонажного материала используется тампонажный цемент марки ЦТ ACTIVE II-160 КМ, выпускаемый ООО «Цементные Технологии» [19], при разработке которого были учтены все рассмотренные теоретические предположения, а параметры раствора и камня



x300



x600



x1300

Рис. 2. Песок кварцевый после дезинтеграторной обработки

Fig. 2. Quartz sand after disintegrator treatment

Таблица 3. Результаты термоциклических испытаний ЦТ ACTIVE II-160 KM

Table 3. Results of thermal cycling tests for CT ACTIVE II 160 KM

Этап Stage	Условия проведения этапа Terms of the stage	T, ч T, hour	σ сж., МПа σ сmp., MPa
Затворение раствора Solution mixing	Нормальные, В/Ц= 0,5 Standard, W/C= 0.5		
Твердение Hardening	По ГОСТ Acc. to GOST	48	4,78
Нагрев Heating	P = 30 МПа, T = 200 °C P = 30 MPa, T=200 °C	2–3	
Выдержка при T Aging @ T	-//-	72	
Охлаждение Cooling	Остывание, испытания (цикл 1) Cooling, test (cycle 1)	12	6,13
Нагрев Heating	P = 30 МПа, T = 200 °C P = 30 MPa, T = 200 °C	2–3	
Выдержка при T Aging @ T	-//-	72	
Охлаждение Cooling	Остывание, испытания (цикл 2) Cooling, test (cycle 2)	12	13,53
Нагрев Heating	P = 30 МПа, T = 200 °C P = 30 MPa, T = 200 °C	2–3	
Выдержка при T Aging @ T	-//-	72	
Охлаждение Cooling	Остывание, испытания (цикл 3) Cooling, test (cycle 3)	12	16,70

максимально соответствуют предъявляемым требованиям.

Специфика производства ООО «Цементные Технологии» позволяет обеспечить дезинтеграторную активацию и комплексную модификацию цементов. В итоге это позволяет увеличить количество добавок в материале без потери технологических свойств раствора и камня, регулировать температурный диапазон применения цементов, обеспечить заводское изготовление любых многокомпонентных (до 9 ингредиентов) смесей.

Дезинтеграторная обработка тампонажных материалов и их составляющих является одним из перспективных методов повышения их активности [20, 21]. Выше указывалось, что для получения термостойких продуктов твердения необходимо, чтобы количество кремнезема в зоне реакции превышало количество гидроксида кальция. Простым повышением удельной поверхности кремнезема не удастся компенсировать недостаток кремнезема в жидкой фазе и обеспечить образование низкоосновных гидросиликатов кальция.

Применение аморфизированных модификаций кремнезема, обладающих повышенной растворимостью при температурах ниже 100 °C, влечет повышение водоцементного отношения, снижение плотности или загущение получаемого раствора.

Дезинтеграторная обработка помимо увеличения удельной поверхности песка обеспечивает его механохимическую активацию, результатом чего становится более дефектная структура материалов, обладающая повышенной способностью к процессам растворения.

Об изменении поверхностной структуры материалов свидетельствуют проведенные нами электронно-микроскопические исследования кварцевого песка. При этом исследовался кварцевый песок, подвергнутый дезинтеграторной активации при скоростях соударения частиц 180–200 м/с, который сравнивался с неактивированным песком.

Рассмотрение поверхности неактивированных и активированных частиц песка показало существенную разницу (рис. 1, 2). Неактивированный кремне-

зем имеет плотную бездефектную поверхность. Поверхность активированного песка имеет множество дефектов различной формы, что предопределяет наличие на них множества разорванных связей и некомпенсированных зарядов, обеспечивающих высокую реакционную способность кремнезема.

Подтверждением повышенной активности кремнезема после механохимической активации являлись результаты оценки скорости его взаимодействия с гидроксидом кальция при различных температурах, проведенные с различными кремнеземсодержащими веществами (кварцевый песок, горелая порода и зола ТЭЦ) [21].

Эксперименты показали, что более интенсивно процесс связывания CaO идет в смесях с добавкой золы и песка, предварительно обработанного в дезинтеграторе. При этом наблюдается общая тенденция к ускорению фазообразования с повышением температуры. Фазовый состав продуктов твердения представлен кроме гидроксида кальция и кремнезема следующими минералами:  $C_2SH_2$ ,  $C_4AH_{13}$ , CSH(B),  $C_3AS_xH_{(6-2x)}$ .

Таблица 4. Результаты применения различных цемента при креплении скважин

Table 4. Results of application of various cements for wells casing

ПЦТ I-G-CC-1		ПЦТИ-G-CC-1 + 30 % песок ПЦТИ-G-CC-1 + 30 % sand		МСЦ ПЦТ I-G-CC-1 + ЦТ ACTIVE II-160 КМ I-G-CC-1 + Cement ACTIVE II-160 KM		ЦТ ACTIVE II-160 КМ без вращения э/к Cement ACTIVE II-160 KM w/o casing string rotation		ЦТ ACTIVE II-160 КМ с вращением э/к Cement ACTIVE II-160 KM with casing string rotation	
Кол-во скв. Q-ty of wells	K15	Кол-во скв. Q-ty of wells	K15	Кол-во скв. Q-ty of wells	K15	Кол-во скв. Q-ty of wells	K15	Кол-во скв. Q-ty of wells	K15
6	0,67	2	0,66	4	0,7	3	0,79	15	0,91

Экспериментально было показано, что дезинтеграторная обработка цемента существенно влияет на структуру получаемого цементного камня. При практически одинаковой общей пористости 24,5 % при ручном смешении компонентов и 22 % после дезинтеграторной обработки цемента существенно изменилось распределение пор по размерам (рис. 3). У образцов цементного камня, полученного из цемента, обработанного в дезинтеграторе, основной объем пор находится в пределах 60–800 Å, тогда как у камня, приготовленного из обычного цемента, значительная часть пор находится в пределах 1500–8000 Å. Задачи, решаемые комплексной модификацией цемента, позволяют обеспечить кольматацию поглощающих пластов фиброй, повышение удароустойчивости камня, эффект расширения камня, а также минимизировать время между окончанием цементирования и началом твердения. Влияние армирования цемента базальтовой фиброй на удароустойчивость и проницаемость цементного камня показаны в таблицах 1, 2.

Проведенные термоциклические испытания, результаты которых приведены в таблице 3, показали, что при их проведении не обнаружено сбросов прочности, характерных для термической коррозии.

Анализ дифрактограмм и термограмм показал, что в испытуемых образцах не обнаружено свободного гидроксида кальция и высокоосновных гидроси-

ликатов кальция, что свидетельствует о завершении процессов формирования низкоосновных гидросиликатов кальция. Это означает невозможность протекания в указанных образцах процессов межфазовой перекристаллизации и свидетельствует о высокой термической стойкости полученного цементного камня.

За время использования ЦТ ACTIVE II-160 КМ обсадные колонны зацементированы более чем на 135 скважинах и использовано 22,5 тыс. т цемента.

Некоторые сравнительные данные по результатам цементирования приведены в таблице 4.

По результатам внедрения прорывы пара на данных скважинах отсутствуют. При цементировании не выявлено внештатных ситуаций, связанных с физико-механическими свойствами термостойкого цемента.

Средний коэффициент оценки качества цементирования по методике, принятой в ПАО «Татнефть», составил  $K15 = 0,87$  [22].

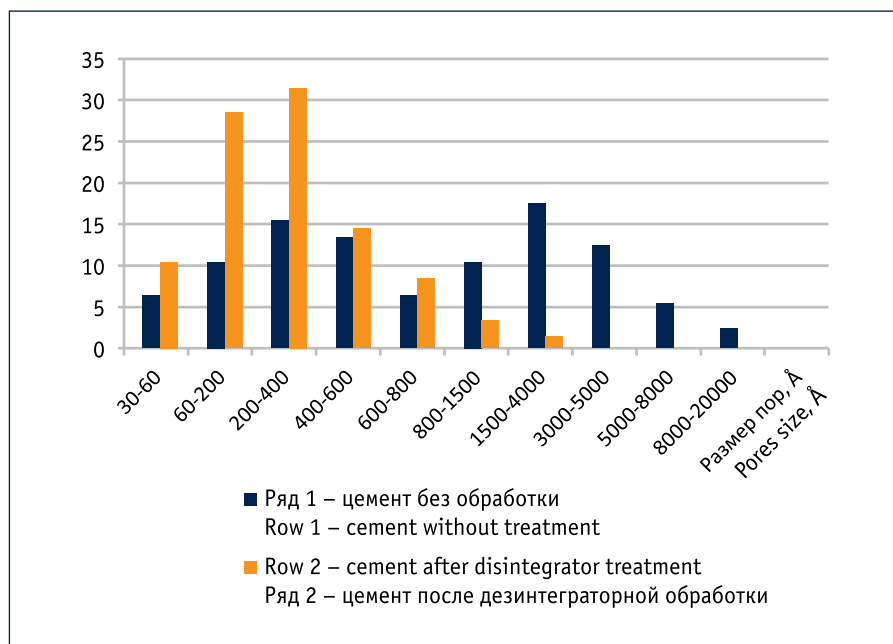


Рис. 3. Влияние дезинтеграторной обработки цемента на структуру пор получаемого камня (T = 22 °C)

Fig. 3. Cement disintegrator treatment influence on the obtained stone pore structure (T = 22 °C)

#### Литература:

1. Тахаудинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Студенский М.Н. и др. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 30–34.
2. Катеев Р.И. Крепление скважин в аномальных гидродинамических условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана. М.: Наука, 2005. 167 с.
3. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М.: Недра, 1978.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 667 с.

5. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. 2-е изд. М.: Недра, 1987. 311 с.
6. Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Рахимбаев Ш.М. Разработка рецептур и применение расширяющихся тампонажных цемента: Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 50 с.: с ил.
7. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 8. С. 14–15.
8. Каримов Н.Х., Акчуринов Х.И., Газизов Х.В., Измухамбетов Б.С., Каримов И.Н. Способ получения расширяющегося тампонажного материала. Патент РФ № 2105132, 1998. БИ 5, 8 с.
9. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов И.Н. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 4. С. 76–80.
10. Левшин В.А., Новохатский Д.Ф., Паринов П.Ф., Сидоренко Ю.И.. Дисперсно-армированные тампонажные материалы // Нефтяное хозяйство. 1982. № 3. С. 25–27.
11. Бабков В.В., Мохов В.Н., Давлетшин М.Б., Парфенов А.В. Технологические возможности повышения ударной выносливости цементных бетонов // Строительные материалы. 2000. № 10. С. 19–20.
12. Рабинович Ф.Н. О некоторых особенностях работы композитов на основе дисперсно-армированных бетонов // Бетон и железобетон. 1998. № 6. С. 19–23.
13. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. М.: Недра, 1976.
14. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цемента. М.: Недра, 1978. 293 с.
15. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и буровых растворов. СПб.: Недра, 2011. 268 с.
16. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. М.: Недра, 1987. 190 с.
17. Бутт Ю.М., Рашкович Л.Н. Твердение вяжущих при повышенных температурах. М.: Стройиздат, 1965. 224 с.
18. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. СПб.: ООО «Недра», 2005. 318 с.
19. Каримов И.Н., Агзамов Ф.А., Мязитов Р.С. Тампонажный материал. Патент № 2530805 РФ, опубл. 10.10.2014, бюл. № 28.
20. Хинт И.А. Основы производства силикальцитных изделий. М.-Л.: Госстройиздат, 1962. 601 с.
21. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. СПб.: ООО «Недра», 2007. 464 с.
22. Юсупов И.Г., Амерханова С.И., Катеев Р.И. Методика оценки качества строительства скважин и результаты ее применения в ОАО «Татнефть» // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 48–51.

#### References:

1. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Studensky M.N. et al. The problems of horizontal drilling of bitumen deposits. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2007, No. 7, pp. 30–34. (In Russian)
2. Kateev R.I. Wells casing in abnormal hydrodynamic conditions of oil fields development in Tatarstan. Moscow, Nauka Publ., 2005, 167 p. (In Russian)
3. Bulatov A.I., Ukhanov R.F. Improvement of hydraulic methods of wells cementing. Moscow, Nedra Publ., 1978. (In Russian)
4. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Wells completion. Moscow, Nedra-Business center, 2002, 667 p. (In Russian)
5. Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstykh I.F. Reference guide for cementing materials. 2nd ed. Moscow, Nedra Publ., 1987, 311 p. (In Russian)
6. Karimov N.Kh., Danyushevsky V.S., Rakhimbaev Sh.M. Development of formulations and application of expanding oil-well cements – Overview. Moscow, All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry, 1980, 50 p. with ill. (In Russian)
7. Agzamov F.A., Babkov V.V., Karimov I.N. On the proper value of cementing materials expansion. *Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory*, 2011, No. 8, pp. 14–15. (In Russian)
8. Karimov N.Kh., Akchurin Kh.I., Gazizov Kh.V., Izmuhambetov B.S., Karimov I.N. A method for expanding cementing material production. RF Patent No. 2105132, 1998, BI 5, 8 p. (In Russian)
9. Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov I.N. Fibre reinforcement influence on properties of cementing materials. *Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory*, 2013, No. 4, pp. 76–80. (In Russian)
10. Levshin V.A., Novokhatskiy D.F., Parinov P.F., Sidorenko Y.I. Fibre reinforced cementing materials. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1982, No. 3, pp. 25–27. (In Russian)
11. Babkov V.V., Mokhov V.N., Davletshin M.B., Parfenov A.V. Technological capabilities of the impact endurance increase of cementing concrete. *Stroitel'nye materialy = Building materials*, 2000, No. 10, pp. 19–20. (In Russian)
12. Rabinovich F.N. About certain features of composites operation based on fibre concrete and reinforced concrete. *Beton i zhelezobeton = Concrete and Reinforced Concrete*, 1998, No. 6, pp. 19–23. (In Russian)
13. Bulatov A.I. Management of physical and mechanical properties of cementing systems. Moscow, Nedra Publ., 1976. (In Russian)
14. Danyushevsky V.S. Engineering of optimal composition of well cements. Moscow, Nedra Publ., 1978, 293 p. (In Russian)
15. Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of oil-well and drilling fluids. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2011, 268 p. (In Russian)
16. Kravtsov V.M., Kuznetsov Yu.S., Mavlyutov M.R., Agzamov F.A. High temperature wells casing in corrosive environments. Moscow, Nedra Publ., 1987, 190 p. (In Russian)
17. Butt Yu.M., Rashkovich L.N. Hardening of binders at high temperatures. Moscow, Stroyizdat, 1965, 224 p. (In Russian)
18. Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S. Durability of cement stone in corrosive environments. Saint Petersburg, Nedra LLC, 2005, 318 p. (In Russian)
19. Karimov I.N., Agzamov F.A., Myazhitov R.S. Cementing material. Patent No. 2530805 RF published on 10.10.2014, Bull. No. 28. (In Russian)
20. Hint I.A. Fundamentals of silicalcite products production. Moscow – Leningrad, Gosstroizdat, 1962, 601 p. (In Russian)
21. Izmuhambetov B.S., Agzamov F.A., Umraliev B.T. Application of disintegrator technology in the preparation of powdered materials for wells construction. Saint Petersburg, Nedra LLC, 2007, 464 p. (In Russian)
22. Yusupov I.G., Amerkhanova S.I., Kateev R.I. Assessment methods of the quality of wells construction and the results of their application at Tatneft OJSC. *Burenie i nef't' = Drilling and Oil*, 2008, No. 9, pp. 48–51. (In Russian)