

# ОПТИМИЗАЦИЯ ДИСПЕРСНОСТИ ДОБАВОК В САМОЗАЛЕЧИВАЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТАХ

Э.Р. Исмагилова<sup>1\*</sup>, Ф.А. Агзамов<sup>1</sup>, А.Д. Аббас<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>2</sup>Университет Сэлфорда, Манчестер, Великобритания

В работе изложены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния дисперсности модифицирующей добавки на характер ее распределения в общем объеме цементного камня. Произведена попытка оценить прочностные и фильтрационные характеристики цементного камня, учитывая гетерогенность его структуры. Исследовано влияние характера распределения модифицирующей добавки на проницаемость и прочность цементного камня, в результате которого выяснено, что зона влияния приложенной динамической нагрузки не зависит от гетерогенности тампонажного материала, а значения деформации в цементном камне зависят от дисперсности, характера распределения добавки в объеме цементного камня, периода активации модифицирующего агента. Рассмотрены динамические нагрузки, которые наиболее сильно провоцируют разрушение цементного камня под действием больших напряжений. При помощи метода конечных элементов (МКЭ) в прикладной программе ANSYS произведена оценка напряжений в зацементированной колонне, описан процесс деформации цементного камня. Определены модели канала для наиболее предпочтительной локализации модифицирующей добавки с целью наиболее эффективной демонстрации «самозалечивающего» эффекта. Разработана математическая модель с целью демонстрации возможного максимального сокращения водопроводимости каналов при условии оптимального распределения модифицирующей добавки в матрице цементного камня.

**Ключевые слова:** модифицирующая добавка, трещина, «самозалечивающийся» цемент, динамические нагрузки, касательные напряжения, прочность цементного камня на изгиб

**DOI:** <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.7>

**Для цитирования:** Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А., Аббас А.Д. Оптимизация дисперсности добавок в самозалечивающихся цементах. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 2. С. 129-134. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.7>

Крепление – заключительный процесс в цикле строительства скважин, направленный на обеспечение герметичной изоляции составных элементов конструкции скважины путем их цементирования. Следовательно, функциями крепи скважины являются: удержание обсадных колонн на весу на стенках скважины, герметизация пространства между стенкой скважины и обсадной колонны, защита обсадной колонны от внешних воздействий (Овчинников и др., 2011).

Однако история эксплуатации разновозрастных скважин показывает, что цементный камень является наиболее уязвимым звеном и способен легко разрушаться под действием динамических нагрузок и давлений, действующих изнутри обсадной колонны, от воздействия агрессивных пластовых флюидов, действующих со стороны горных пород (Агзамов и др., 2005).

Выполненный в работе (Агзамов и др., 2011) расчет напряжений, возникающих в цементном камне при различных операциях, показал, что во многих случаях они превышают предел прочности цементного камня на растяжение. В то же время, на удалении нескольких метров от зоны перфорации деформация цементного кольца может составлять 0,3-0,7 мм, что создает возможность сохранения целостности крепи скважины при соответствующей модификации цементов.

Для тампонажных материалов наиболее предпочтительным направлением повышения сопротивляемости тампонажного камня динамическим нагрузкам может быть дисперсное армирование (Агзамов и др., 2013;

Рабинович, 1998; Браутман и др., 1978), при котором волокна армирующей добавки (фибры), равномерно распределяясь в матрице и имея различное направление, могут воспринимать усилия в любом направлении, препятствуя образованию и развитию трещин в композиции.

Нарушение герметичности цементного кольца может произойти из-за несоответствия в период ОЗЦ рецептуры тампонажного раствора, оснастки обсадных колонн, технологии цементирования горно-геологическим условиям, а также в результате термических воздействий на колонну при освоении и эксплуатации скважин (Овчинников и др., 2011; Агзамов и др., 2011). Микрозазоры на контакте цементный камень – обсадная колонна могут также образоваться в результате механического воздействия на колонну при последующем углублении скважины, т.е. бурении из-под башмака предыдущей колонны, опрессовках, прострелочно-взрывных работах, гидроразрыве пласта и других технологических операциях.

Перфорация, гидравлический разрыв пласта, опрессовка и механическое воздействие в сочетании с агрессивной коррозионной средой наиболее сильно провоцируют разрушение цементного камня под действием больших напряжений сдвига, возникающих в результате статических и динамических нагрузок. При этом статистика показывает, что бездобавочная рецептура тампонажного цемента в большинстве случаев не оправдывает ожиданий по сохранению целостности цементного кольца.

Использование современных технологий ограничения водопритоков может привести к увеличению добычи нефти, но все они требуют значительных затрат на проведение водоизоляционных работ и часто носят временный характер.

\*Ответственный автор: Эльвира Римовна Исмагилова  
E-mail: [yusupova\\_elvira@mail.ru](mailto:yusupova_elvira@mail.ru)

Одним из перспективных направлений решения указанной проблемы является применение «самозалечивающихся» цементов (Бхавсар и др., 2008; FUTUR Self-Healing Cement System, 2013). Нами обоснована рецептура цементов, проявляющих автономное залечивание вводимыми в цементный раствор модифицирующими добавками, которые активируются и приобретают способность к перекрытию трещины после взаимодействия с посторонней водой. Ядро модифицирующей добавки представляет собой водонабухающий полимер, покрытый водорастворимой оболочкой, приготовленный по специальной технологии (Исмагилова и др., 2016).

В лаборатории университета Сэлфорд (Великобритания) при помощи сканирующего оборудования СТ Scanner (компьютерный томограф), позволяющего осуществлять неразрушающий контроль цементного образца, нами был исследован характер распределения модифицирующей добавки (МД) в общем объеме цементного камня и оценены их количественные характеристики. При этом были изготовлены образцы камня цилиндрической формы из раствора с водоцементным отношением 0,5, приготовленные из тампонажного портландцемента, содержащего 1,0% модифицирующей добавки.

Результаты первых опытов по сканированию образцов цементного камня показали необходимость регулирования дисперсности добавки, а также улучшения взаимодействия между гранулами МД и цементным раствором. Было показано, что грубодисперсные частицы модифицирующей добавки являются менее эффективными по сравнению с мелкодисперсными, которые лучше удерживаются в растворе. При этом повышается седиментационная устойчивость раствора, исключается его расслоение на фазы, улучшается однородность структуры.

Известно, что размер водопроводящих каналов составляет около 100 мкм (по данным компании Шлюмберже (Беллабарба и др., 2008)), таким образом размер набухшей частицы должен превышать эти значения.

Поскольку преобладающий размер частиц портландцемента составляет 5-40 мкм, а их гидратация сопровождается увеличением объема на 20-30% за счет образования цементного геля, можно ожидать образование в твердеющем цементном камне пор, имеющих существенно меньшие размеры, не способные пропускать через себя жидкости и газы. Однако эта ситуация не характерна для тампонажных растворов, изначально обладающих повышенными начальным водосодержанием ( $V/C = 0,44-0,50$ ). Поэтому при затвердевании тампонажных растворов неизбежно образуется большой объем капиллярных пор, размер которых превышает размеры водопроводящих каналов, что существенно снижает изоляционные свойства получаемого камня. Это может означать, что даже без внешних воздействий, ухудшающих целостность камня, он не является водонепроницаемым для пластовых флюидов и требует модификации.

Для того, чтобы перекрыть канал размером 100 мкм, в цементный камень необходимо внедрить модифицирующую добавку с плотностью примерно равной плотности цементного раствора и размером в пределах размера зерен клинкера, таким образом предотвратив оседание или всплытие добавки. Если плотность добавки и цементного

раствора будет отличаться, стабилизацию раствора можно обеспечить добавкой фибры (Агзамов и др., 2013).

При активации (взаимодействии с водой) модифицирующая добавка должна увеличивать исходный размер в десятки раз. В частности, добавка размером в 5 мкм должна обладать степенью набухания 2000%, а при размере в 40 мкм – 250%.

Оценка кинетики набухания показала, что МД набухает в течение 9 суток, увеличивая исходный объем до 3000%, что подтверждает способность выбранного модифицирующего агента блокировать максимально возможные водопроводящие трещины.

Поскольку растворение оболочки МД и ее набухание начинается только через двое суток после начала гидратации цементного раствора (Исмагилова и др., 2016), то отрицательного влияния интегрируемой добавки на реологические свойства цементного раствора не происходит. Добавка также не оказывает влияния на раствор в период загустевания, схватывания и набора прочности формирующегося цементного камня. Этому же способствует равенство (сопоставимость) размеров добавки и зерен цемента.

Результаты последующего сканирования образцов цементного камня с добавками меньшего размера продемонстрировали равномерность распределения МД, что может говорить об оптимальности подобранного количества и плотности добавки, которая удерживалась во взвешенном состоянии до затвердевания цементного раствора (Рис. 1).

На следующем этапе ставилась задача оценки влияния характера распределения модифицирующей добавки на проницаемость и прочность цементного камня. При помощи метода конечных элементов (МКЭ) в прикладной программе ANSYS была произведена оценка деформации и напряжения в цементном камне, учитывая гетерогенность его структуры.

Моделирование касательных напряжений на крепь скважины показало, что наибольшие напряжения приходятся на зону приложенной динамической нагрузки и незначительны на периферии вне зависимости от гетерогенности тампонажного материала.

Рисунок 2 (а) демонстрирует нагрузку, приложенную к образцу цементного камня, при которой напряжение растет линейно вместе с деформацией до тех пор, пока не начнется развитие микротрещин и разрывов, переходя от линейно-пропорциональной зависимости к нелинейному закону вблизи точки разрушения. Красным цветом на рисунке обозначается место концентрации наибольшего напряжения, когда трещины срастаются между собой и достигают критического размера, в этом случае образец дает трещину, природой возникновения которой является механизм, связывающий напряжение на поверхности раздела с геометрической формой образца.

Рисунок 2 (б) демонстрирует величину поглощенной образцом энергии в месте наиболее разнородной структуры камня. Мы предполагаем, что красная точка на рисунке – это место локализации осажженной добавки. Данная картина также синхронизируется с тестом прочности, при котором в начальные секунды тестирования образец противостоит иницированию и разрастанию трещин, упруго деформируясь и поглощая энергию разрыва. При дальнейшем

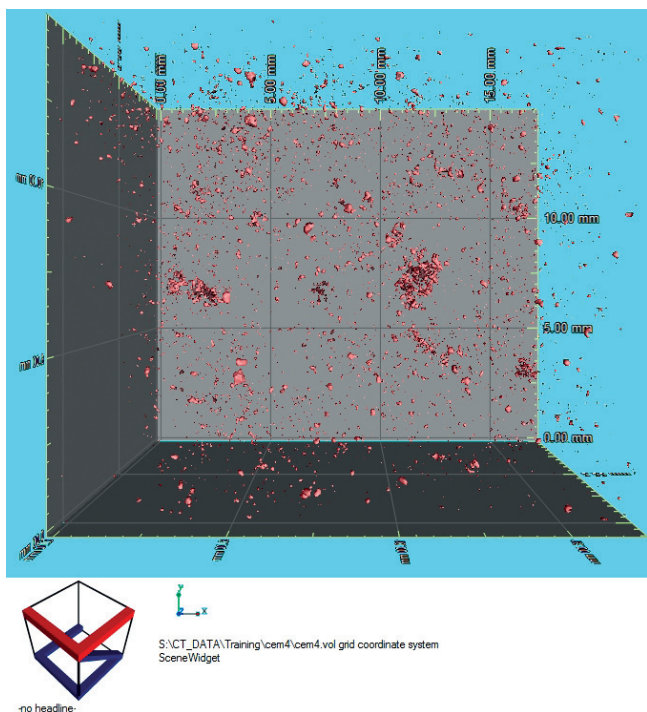


Рис. 1. Распределение модифицирующей добавки в объеме цементного камня

увеличении напряжений образец перестает поглощать энергию разрыва, идет раскрытие и разрастание трещин, нагрузка превышает предел механической прочности при необратимости деформационных изменений, в результате чего балка ломается.

Однако значения деформации в цементном камне зависят не только от зоны, вида и объема прилагаемой динамической нагрузки, но также от дисперсности, характера распределения добавки в объеме цементного камня, что было также подкреплено результатами лабораторных испытаний по определению предела прочности камня на изгиб. Так при неравномерном распределении добавки в общем объеме цементного камня, в частности ее сгущении при осаждении, тестирование образцов на прочность на изгиб показало самые низкие результаты (2,35 МПа). На сломе образца в его нижней части визуализируются соединенные между собой поры, заполненные крупинками полимера, камень обладает неоднородной структурой, замечены полости (Рис. 3).

При равномерном распределении добавки в объеме цементного камня работает теория 3D фильтрации, когда вне зависимости от места подхода воды проводящий канал будет заблокирован. На аппаратах

для замера проницаемости рабочие агенты газ/вода (API10B-2/ ISO 10426-2, 1997) подводятся к торцевому краю образца, чаще снизу вверх, поэтому возможно проверить только линейную фильтрацию через цементный камень. При этом в случае осаждения модифицированной добавки, прибор не покажет реальную картину с возможным подключением каналов воды, например, перетоки из вышележащих пластов. Однако такой вариант осаждения добавки приемлем для моделирования «залечивания» трещин в призабойной зоне пласта, образовавшихся при перфорации в результате неконтролируемого расположения капиллярных дефектов.

Внимательно изучив процессы автономной работы МД внутри цементной матрицы, нами были подобраны свойства модифицирующих добавок с учетом их влияния на результирующие свойства цементного камня. Так, за оптимальное распределение принято понятие матричной системы, частицы полимера которой располагаются в узлах регулярной решетки, состояние которой достигается при формировании цементного камня. Таким образом, пренебрегая хаотичностью движения при вязкопластичном течении, мы полагаем, что при указанной плотности и концентрации добавки, она займет оптимальные позиции при переходе в камневидное состояние.

Исходя из вышеописанной проблематики и вариативности расположения добавки, была поставлена задача по определению модели каналов, для которых наиболее предпочтительным будет применение «самозалечивающихся» добавок.

Капиллярные дефекты, возникающие в цементном камне при проведении технологических операций внутри обсадных колонн или коррозии цементного камня, можно условно подразделить на следующие виды: поры, имеющие сечение близкое к окружности; трещины с параллельными стенками в виде щели; трещины с непараллельными стенками конического сечения; трещины, имеющие произвольную геометрию (Рис. 4) (Матвиенко, 2006).

Как известно образование любого канала, характеризуемого длиной, шириной (раскрытие несплошности) и глубиной, обозначает трещину. При этом различают тупиковые (замкнутые) и сквозные трещины (Рис. 5).

На рисунке 5а слева обозначена тупиковая трещина, которая имеет только один выход на поверхность, на 5б справа изображена сквозная трещина, которая имеет два выхода на поверхность.

Однако, часто дефекты в цементном камне в виде трещин, образовавшиеся в результате усталостного разрушения цементного камня, перфорационных работ,

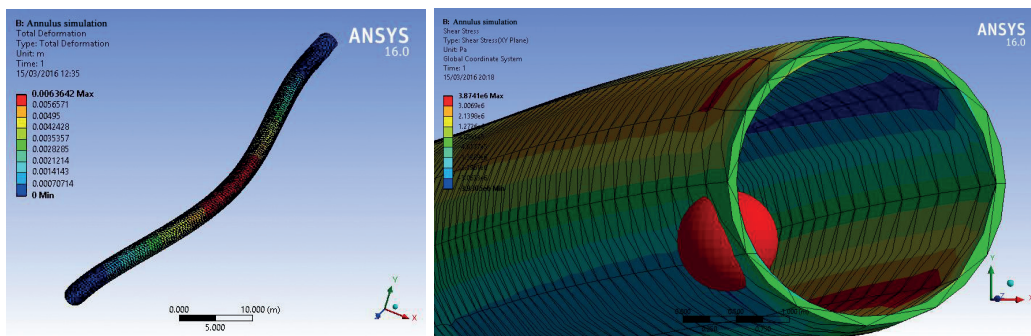


Рис. 2. Моделирование касательных напряжений на крепь скважины: а) напряжения в зоне приложения динамической нагрузки; б) деформации от характера распределения добавки

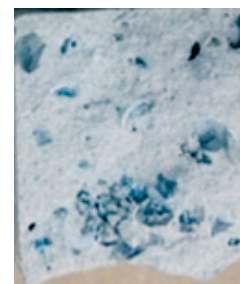


Рис. 3. Излом образца с неравномерным распределением полимера после испытания на изгиб

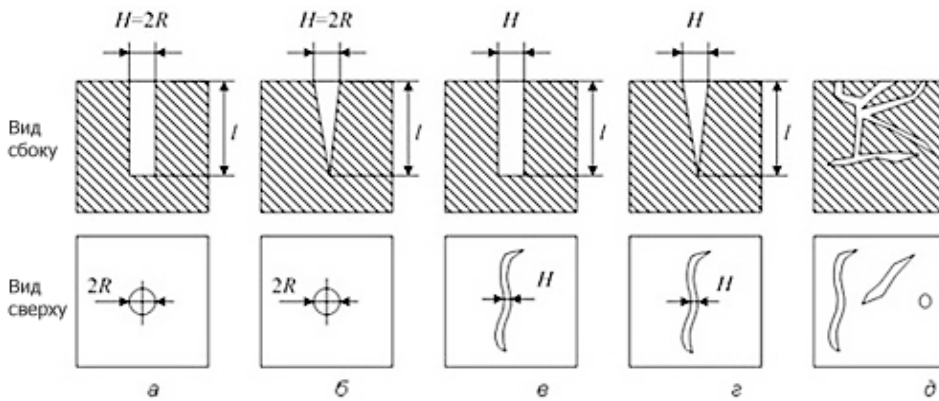


Рис. 4. Основные виды капиллярных дефектов в цементном камне: а) цилиндрическая пора; б) коническая пора; в) трещина с параллельными стенками; г) трещина с непараллельными стенками; д) трещина произвольной геометрии

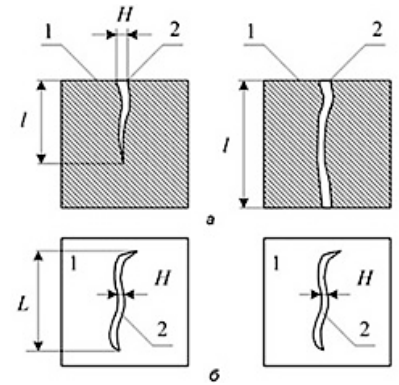


Рис. 5. Характеристика трещин: а) тупиковая и сквозная трещины, вид сбоку, б) тупиковая и сквозная трещины, вид сверху

избыточной водоотдачи или объемной усадки, представляют собой смешение различных моделируемых каналов, сообщающихся и не сообщающихся между собой.

Причем наиболее опасными, с точки зрения герметичности крепи скважины, являются сквозные поры и капилляры, поэтому для «самозалечивающихся» цементов активатором набухания добавки должна быть вода (нижняя, верхняя, подошвенная), прорывающаяся по образовавшимся каналам и приводящая к обводнению скважинной продукции.

Таким образом, предполагается, что наиболее предпочтительными каналами для локального размещения модифицирующей добавки и последующего блокирования пор этой добавкой будут сквозные открытые трещины. Естественно, это не исключает эффективной работы добавки в других каналах, и мы полагаем, что нет ограничения по ее применимости по видам проявления негерметичности крепи скважин, показанным на рисунке 6, заимствованном из работы (LeNeveu et al., 2006).

Для проверки оптимальности количества, свойств изготовленного активного агента и его распределения при заданном водоцементном отношении внутри цементного раствора, была построена математическая модель. При этом приняты следующие допущения.

1. Жидкостью затворения является ньютоновская жидкость, вода.
2. Получаемый цементный раствор относится к вязкопластичным жидкостям.
3. Гигрометрические процессы при переходе вязкопластического цементного геля в камневидное состояние не принимаются во внимание.
4. Проводится учет распределения частиц полимера в цементном камне.
5. Влияние времени не рассматривается.
6. За основу взяты результаты, полученные при замере проницаемости, которые показали, что при интегрировании 1% модифицирующей добавки фильтрация в образце снизилась в среднем на 82%.
7. Градиент давления прорыва воды по заколонному пространству принят равным 2,8 МПа/м.

Представим, что формула 1 демонстрирует матрицу цементного камня, приготовленного из бездобавочного цементного раствора с нормированным водо-цементным отношением, который не содержит каких-либо

модифицирующих добавок. Из практики мы знаем, что такой камень является абсолютно водопроницаемым, допуская фильтрацию через себя пластовых флюидов. Нижепредставленная формула (1) описывает полную фильтрацию воды (значение В) сквозь цементный камень (значение  $M_0$ ) не содержащий модифицирующих добавок (значение С):

$$M_0 = C = B, \quad C - B = 0 \tag{1}$$

Пусть  $M_0$  – вязкопластичный цементный раствор, а  $M_1$  – гель, переходящий в камневидное состояние.

$$M_1 = P + 0.01C = 0.18B, \Rightarrow P + 0.01C - 0.18B = 0, \tag{2}$$

где С – доли цемента; В – снижение фильтрации; P – доли полимера.

Ранее нами было экспериментально показано, что при добавлении 0,01 доли полимера к 1 части цемента,

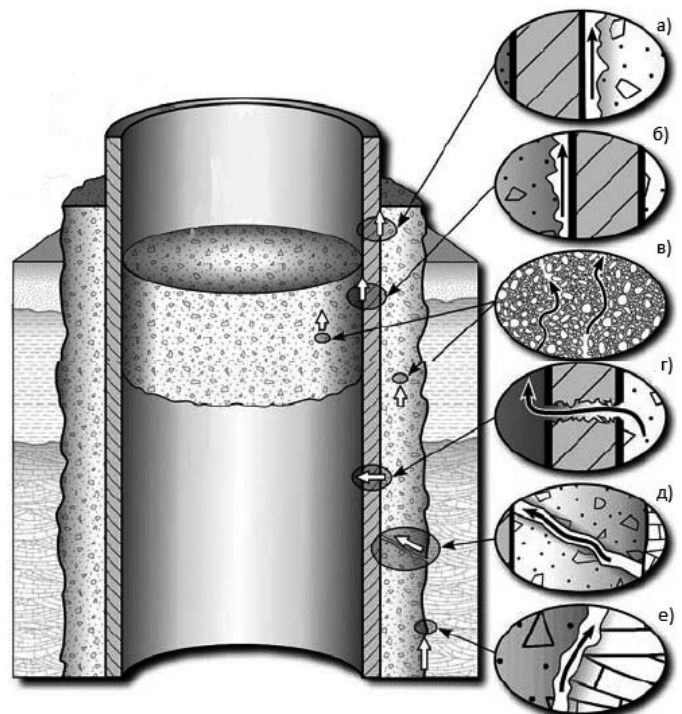


Рис. 6. Виды проявления заколонной циркуляции (LeNeveu et al., 2006): а) м/у цементом и обсадной колонной; б) м/у обсадной колонной и цементным стаканом; в) сквозь цем. стакан; г) ч/з негерметичность обсадной колонны; д) ч/з трещины цементного кольца; е) м/у цементной крепью и пластом

фильтрация снизилась на 82%. Уравнение (1) демонстрирует, что без добавления полимера идет полная фильтрация воды, но после добавления полимера фильтрация снижается на долю (-0,18).

Если принять, что обе жидкости модели участвуют в переходе в твердую фазу, то возможно приравнять начальные и конечные значения моделей.

$$M_0 = M_1, \quad (3)$$

$$C - B = 0.01P + C - 0.18B, \quad (4)$$

$$0.01P = -0.82B \Rightarrow B = (0.01/(-0.82))*P. \quad (5)$$

Из этого следует, что частицы полимера оптимально распределенные (главное условие), как в вязкопластичном цементном растворе, так и в цементном камне, смогут дать сокращение фильтрации на 99,82% (знак «минус» демонстрирует сокращение) путем блокирования водопроводящих каналов. В таблице 1 в первой колонке указаны части содержания полимерного компонента, равные 0,2%, суммарно добавляемые в цементный раствор до максимально установленной концентрации в 1%, во второй колонке – соответствующее содержанию полимера значение сокращения проницаемости в цементном камне.

Для наглядности модели представим результат в графическом виде, который демонстрирует максимальное сокращение водопроводимости каналов при интеграции в цементный раствор 1% равномерно распределенной полимерной добавки (Рис. 7).

№	Полимер	Проницаемость
1	(0,2%)	-0,012
2	(0,4%)	-0,024
3	(0,6%)	-0,04
4	(0,8%)	-0,049
5	(1%)	-0,061

Табл. 1. Проницаемость цементного камня от количества полимерной добавки

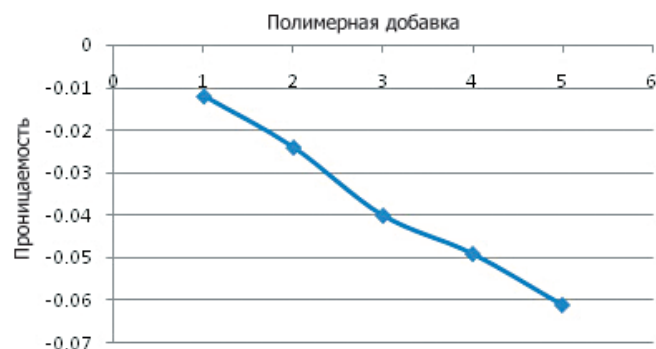


Рис. 7. Изменение проницаемости при распределении полимерной добавки

## Выводы

Опыты с применением прибора неразрушающего контроля цементного образца позволили тщательно исследовать характер распределения модифицирующей добавки в общем объеме цементного камня и оценить их количественные характеристики. Использование мелкодисперсной добавки продемонстрировало улучшенную седиментационную устойчивость раствора, повышение однородности структуры.

Исходя из вариативности расположения добавки, определены модели канала для наиболее предпочтительной локализации модифицирующей добавки с целью наиболее эффективной демонстрации «самозалечивающего» эффекта – это сквозные открытые трещины.

Применение математической модели продемонстрировало возможность максимального сокращения водопроводимости каналов до 90,82% при условии оптимального распределения 1% полимерной добавки.

## Литература

- Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. СПб. 2005. С. 215-278, с. 317.
- Агзамов Ф.А., Самсыкин А.В., Губайдуллин И.М., Тихонов М.А., Семенов С.Ю., Мулоков Р.А. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов. *Нефтегазовое дело*. 2011. Т. 9. № 4. С. 18-24.
- Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов Н.Х. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов. *Территория Нефтегаз*. 2013. № 4. С. 26-31.
- Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. СПб.: ООО «Недра». 2011. 268 с.
- Беллабарба М., Бюльте-Лойе Э., Фрелиш Б., ЛеРуа-Делаж С., Ван Кейк Р., Зиру С. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважин. *Нефтегазовое обозрение*. 2008. Т. 20. №1 (Весна). С. 22-37.
- Браутман Л., Крок Р. Композиционные материалы. Т.2. Механика композиционных материалов. Под ред. Дж.Сендески. М.: Мир. 1978. 564 с.
- Бхавсар Р., Вайдья Н., Гангули П., Хамфрис А., Роббинсон А., Ту Х., Уикс Н. Новые интеллектуальные материалы. *Нефтегазовое обозрение*. 2008. Т. 20. №1 (Весна). С. 38-49.
- Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин. *Бурение и Нефть*. 2016. Т. 5. №1. С. 36-41.
- Матвиенко Ю.Г. Модели и критерии механики разрушения. М.: ФИЗМАТЛИТ. 2006. 328 с.
- Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин. Тюмень. 2011.
- Рабинович Ф.Н. О некоторых особенностях работы композитов на основе дисперсно-армированных бетонов. *Бетон и железобетон*. 1998. № 6. С. 19-23.
- API Recommended Practice 10B-2/ ISO 10426-2, стандарт измерения проницаемости по жидкости или газу. 1997.
- FUTUR Self-Healing Cement System, каталог Шлюмберже от 22.07.2013
- LeNeveu D.M., Walton F.B., Tait J.C., Sheppard M.I., Haug K. Роль верхнего слоя геосферы в смягчении поверхностных выбросов CO<sub>2</sub> в сценариях утечки из стволов скважины. Natural Resources Canada, CANMET Energy Technology Centre – Devon. 2006.

## Сведения об авторах

*Эльвира Римовна Исмагилова* – магистр нефтегазового дела (Великобритания), аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, корп. 4  
E-mail: yusupova\_elvira@mail.ru

*Фарит Акрамович Агзамов* – д. тех. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, корп. 4

*Абубакар Джибрин Аббас* – PhD, старший лектор отделения нефтегазового дела, Университет Сэлфорд  
UK, Manchester, 43 Crescent, Salford M5 4WT

Статья поступила в редакцию 31.03.2017;  
Принята к публикации 15.05.2017;  
Опубликована 30.06.2017

## Optimization of self-healing additives dispersity in cement

E.R. Ismagilova<sup>1\*</sup>, F.A. Agzamov<sup>1</sup>, A.J. Abbas<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>2</sup>University of Salford, Manchester, UK

\*Corresponding author: Elvira R. Ismagilova, e-mail: yusupova\_elvira@mail.ru

**Abstract.** The article reflects results of the experimental studies on the modifying agent's dispersion to affect the nature of its distribution in the total volume of cement stone. An attempt was made to evaluate the strength and filtration properties of the cement stone with respect to the heterogeneity of its structure.

The effect of a character of the modifying additive distribution on the permeability and strength of the cement stone was investigated, as a result it was clarified that the zone of influence of the applied dynamic load does not depend on the heterogeneity of the plugging material, and the values of deformation in the cement stone depend on the dispersion, the nature of the distribution of the additive in the volume of the cement stone, the period of the modifying agent activation.

The dynamic loads, which most strongly provoke the destruction of cement stone under the influence of high stresses, are considered. Using the finite element method (FEM), the ANSYS application program evaluated stresses in a cemented column, describes the process of deformation of cement stone, taking into account the heterogeneity of its structure.

Based on the variability of the additive location, channel models for the most preferred localization of the modifying additive have been determined as open through cracks.

The application of the mathematical model, which was elaborated, demonstrates a possibility of the maximum reduction of the water conductivity if the optimal distribution of the modifying additive in the matrix of the cement stone provided.

**Keywords:** modifying additive, crack, "self-healing" cement, dynamic loads, shear stresses, cement stone bending strength

**For citation:** Ismagilova E.R., Agzamov F.A., Abbas A.J. Optimization of self-healing additives dispersity in cement. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 2. Pp. 129-134. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.7>

### References

- Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S. Oil well stone durability in corrosive environments. 2005. Pp. 215-278, p. 317. (In Russ.)
- Agzamov F.A., Samsykin A.V., Gubaidullin I.M., Tikhonov M.A., Semenov S.Yu., Mulyukov R.A. Modeling of dynamic effects on the wellbase on the basis of the finite element method. *Neftegazovoe delo = Oil and Gas Business*. Vol. 9. No. 4. 2011. Pp. 18-24. (In Russ.)
- Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov N.Kh. Influence of fibroarmorization on properties of oil-filled materials. *Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory*. 2013. No. 4. Pp. 26-31. (In Russ.)

- Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of oil well cementing and flushing fluids. St.Petersburg: Nedra Publ. 2011. 268 p. (In Russ.)
- API Recommended Practice 10B-2/ ISO 10426-2. 1997
- Bellarbarba M., Bulte-Loyer E., Frelash B., LeRoua-Delage S., Van Keik R., Ziru C. Ensuring an effective separation of the strata after the completion of well operation. *Neftegazovoe obozrenie = Oil and Gas Review*. 2008. Vol. 20. No. 1 (Spring). Pp. 22-37. (In Russ.)
- Brautman L., Croke R. Composite Materials. V.2. Mechanics of Composite Materials. Ed. J.Sendetski. Moscow: Mir. 1978. 564 p. (In Russ.)
- Bhavsar R., Vaidya N., P. Ganguly, A. Humphreys, Robbinson A. Tu H., Wicks N. New intelligent materials. *Neftegazovoe obozrenie = Oil and Gas Review*. 2008. Vol. 20. No. 1 (Spring). S. 38-49. (In Russ.)
- FUTUR Self-Healing Cement System, Schlumberger catalogue 22.07.2013
- Ismagilova E.R., Agzamov F.A. Development of additives in "self-healing" cements to restore the cement stone integrity in oil and gas wells. *Burenie i nefi = Drilling and Oil*. 2016. Vol. 5. No. 1. Pp. 36-41. P. 102. (In Russ.)
- LeNeveu D.M., Walton F.B., Tait J.C., Sheppard M.I., Haug K. The role of the upper geosphere in mitigating CO<sub>2</sub> surface releases in wellbore leakage scenarios. Natural Resources Canada, CANMET Energy Technology Centre – Devon. 2006
- Matvienko Y.G. The models and criteria of fracture mechanics. Moscow: FIZMATLIT. 2006. 328 p. (In Russ.)
- Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A., Agzamov F.A., Nagarev O.V. Well completion. Tyumen. 2011. (In Russ.)
- Rabinovich F.N. About features of the work of composites based on fiber concrete. *Concrete and Reinforced concrete*. 1998. No. 6. Pp. 19-23 (In Russ.)

### About the Authors

*Elvira R. Ismagilova* – MSc (UK), PhD student, Department of Drilling of Oil and Gas Wells Ufa State Petroleum Technological University Russia, 450062, Republic of Bashkortostan, Ufa, 1 Kosmonavtov St., 4  
E-mail: yusupova\_elvira@mail.ru

*Farit A. Agzamov* – DSc in Engineering, Professor, Department of Drilling of Oil and Gas Wells Ufa State Petroleum Technological University. Russia, 450062, Republic of Bashkortostan, Ufa, 1 Kosmonavtov St., 4

*Abubakar J. Abbas* – PhD, Senior Lecturer, Petroleum and Gas Engineering Division University of Salford UK, Manchester, 43 Crescent, Salford M5 4WT

*Manuscript received 31 March 2017;  
Accepted 15 May 2017;  
Published 30 June 2017*