

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.32-45>

EDN ТВОЕЈВ

УДК 622.245.422.4

Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магнизиальной агрессии

¹Агзамов Ф.А., ¹Махмутов А.Н., ²Каримов И.Н.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²ООО «Цементные Технологии», Стерлитамак, Россия

Improvement of oil-well cement formulations for well casing in magnesium aggressive environment

¹F.A. Agzamov, ¹A.N. Makhmutov, ²I.N. Karimov

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

²ООО "Cement Technologies", Sterlitamak, Russia

E-mail: faritag@yandex.ru

Аннотация. Успешный ввод в эксплуатацию и долговечность скважины в первую очередь зависят от качества проведения работ по цементированию затрубного пространства. Многообразие химического состава пластовых вод и высокие температуры, при которых происходит твердение цементного камня, не позволяет однозначно подойти к вопросу выбора состава тампонажной смеси. Наиболее широко распространенные и часто встречающиеся при проводке скважины пластовые воды, содержащие в своем составе ионы магния, хлориды и сульфат-ионы, являются весьма агрессивными по отношению к цементному камню. Магнизиальные соли являются одними из самых опасных и могут привести к разрушению цементного камня на основе портландцемента в течение нескольких месяцев.

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению коррозионной стойкости камней из смеси портландцемента и магнезита каустического кальцинированного строительного (ПЦТ, МКС), где последний является основой для магнизиального цемента, который доказал свою эффективность в магнизиальных солях.

Количество магнезита в смеси составляло 5, 10, 15 и 20 процентов с целью выяснения оптимальной концентрации добавки. У растворов были определены реологи-

ческие параметры, а для имитации магнезиального пласта образцы помещались в 10% раствор $MgCl_2$. В качестве показателя для оценки степени повреждения камня были приняты глубина проникновения ионов магния и предел прочности камня на сжатие. Продолжительность эксперимента составила 14 месяцев, при этом каждые 2 месяца образцы извлекались и с ними проводились испытания. С такой же периодичностью агрессивный раствор обновлялся на новый для исключения влияния изменения концентрации.

Рассмотрена кинетика процесса магнезиальной коррозии и выделено несколько зон поражения тампонажного камня. Определено, что смесь МКС и ПЦТ при повышенной устойчивости к магнезиальным солям, имеет меньшую агрессивность по отношению к обсадной колонне, чем магнезиальный цемент.

Ключевые слова: цементный камень, магнезиальная коррозия, крепление скважин, защита от коррозии, бишофит, коррозионная стойкость

Для цитирования: Агзамов Ф.А., Махмутов А.Н., Каримов И.Н. Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магнезиальной агрессии//Нефтяная провинция.- 2023.-№1(33).-С.32-45. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.32-45>. - EDN ТВОЕJB

Abstract. Successful brining the well into production and its durability primarily depend on the quality of annulus cementing operations. The diversity of the chemical composition of formation waters and the high temperatures at which the cement stone hardens does not allow one to unambiguously choose the composition of the cement slurry. Formation waters, which are the most widespread and frequently encountered during well drilling contain magnesium ions, chlorides and sulphate ions in their composition, and are very aggressive towards cement stone. Magnesia salts are among the most dangerous and can lead to the destruction of cement stone based on Portland cement within a few months.

This paper presents the results of experimental studies on the corrosion resistance of stones from a mixture of Portland cement and building caustic magnesite. This magnesite is the basis for magnesia cement, which has proven to be effective in magnesia salts.

The amount of magnesite in the mixture was 5, 10, 15 and 20 percent respectively in order to find out the optimal concentration of the additive. Rheological parameters were measured for each variant of the slurry. The samples were placed in a 10% $MgCl_2$ solution in order to simulate a magnesian layer. The depth of penetration of magnesium ions and compressive strength were taken as an indicator for assessing the degree of cement stone damage. The duration of the experiment was 14 months. Every 2 months the samples were removed and tested. The solution was also simultaneously updated with a new one to eliminate the effect of concentration changes.

The kinetics of magnesia corrosion was considered and several zones of damage to the stone are identified. As a result of the research, it was determined that a mixture of building

caustic magnesite and portland cement has less aggressiveness to the casing than magnesia cement.

Key words: *cement stone, magnesia corrosion, well casing, corrosion protection, bischofite, corrosion stability*

For citation: F.A. Agzamov, A.N. Makhmutov, I.N. Karimov Sovershenstvovaniye retseptur tamponazhnykh rastvorov dlya krepleniya skvazhin pri magnezial'noy agressii [Improvement of oil-well cement formulations for well casing in magnesium aggressive environment]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 32-45. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.32-45>. EDN TBOEJB (in Russian)

Введение

Вопросы качественной изоляции пластов, поддержание фонда нагнетательных и добывающих скважин в рабочем состоянии, своевременная ликвидация межпластовых перетоков требует решения большого комплекса сложных проблем, среди которых важное значение приобретают вопросы выявления причин нарушения герметичности заколонного пространства, повышения надежности его работы.

Одной из основных причин нарушения целостности крепи скважины является ее поражение в интервалах соленосных отложений. Самыми опасными из солей считаются магнезиальные, которые могут привести к разрушению тампонажного камня на базе портландцемента в течение нескольких месяцев [1].

Как правило присутствие магнезиальных солей в разрезах скважин создает серьезные осложнения при обсаживании скважин, проявляющиеся в:

- увеличении диаметра скважины;
- образовании зазоров между цементным кольцом и стенкой скважины;
- пластическом течении солей;
- загустевании тампонажного раствора;
- разрушении цементного камня;
- межпластовых перетоках и росте обводненности скважинной продукции;

– смятии промежуточных или эксплуатационных колонн, преждевременной коррозии обсадных колонн и др. [2].

Наиболее распространенными магниезальными солями в разрезах скважин являются сульфаты и хлориды щелочноземельных и щелочных металлов – бишофит ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$), карналлит ($KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$), кизерит ($MgSO_4 \cdot H_2O$) и эпсомит ($MgSO_4 \cdot 7H_2O$). Повышенная температура соляных пластов (в некоторых регионах достигает $160\text{ }^\circ\text{C}$) приводит к еще большей агрессивности солей [3].

Анализ состояния вопроса

Для цементирования интервалов скважин, сложенных магниесодержащими солями, обычно используются магниезальные цементы. Магниезальный цемент представляет собой каустический магнезит или каустический доломит, затворенный раствором хлористого магния. Образующийся искусственный камень магниезального цемента при контакте с магниесодержащими породами обладает значительно большей стойкостью, чем другие минеральные цементы в основном за счет небольшого количества гидроксида кальция в составе [4].

Однако, низкий рН данных растворов, обусловленный хлоридом магния, подвергает обсадную колонну коррозии, в связи с чем требуется его дополнительная защита [5].

Толкачевым Г.М. разработано несколько составов тампонажных смесей на основе магнезитового порошка, доказавшие свою эффективность на месторождениях Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. Среди них: расширяющийся магниезально-фосфатный (РМФТМ) и известково-магниезальный (РИМТМ) тампонажные материалы, в качестве вяжущей основы которых используются каустический магнезит марок ПМК- 87, ПМК-83 и ПМК-75, затворяемый раствором хлористого магния.

Им так же разработал несколько тампонажных смесей для цементирования интервалов со статичной температурой до 50 °С, склонных к пластичному течению отложений калийно-магниевых солей и зон с аномально низким пластовым давлением, включающие добавки борной кислоты, палыгорскитового глинопорошка и конденсированного кремнезема [6].

В компании ООО «Цементные технологии», предложена рецептура тампонажного раствора на основе магнезита кальцинированного строительного и бишофита. В качестве добавок включает гидрофобизатор – кремнеорганическую жидкость и замедлитель твердения – НТФ. Так как все виды магнезиальных вяжущих имеют низкую скорость твердения, данная рецептура предусматривает дезинтеграторную обработку. Обработка хлорида магния происходит при скорости соударения частиц до 50 м/с совместно с гидрофобизатором ГКЖ. Данный режим обработки обеспечивает хорошую гомогенизацию $MgCl_2$ и гидрофобизатора [7].

Н.М. Толпыгина разработала рекомендации по применению цемента в скважинах, подверженных магнезиальной агрессии за счет изменения вещественного состава вяжущего. Согласно ее данным, добавка в качестве наполнителя гранулированного шлака и керамзита повышает коррозионную стойкость камня в растворах с содержанием ионов магния. Это обусловлено тем, что наполнители реагируют с гидроксидом кальция, обеспечивают повышенную плотность контактной зоны искусственного конгломерата и соответственно снижают скорость диффузии агрессивного компонента вглубь камня [8].

Рабочая гипотеза, идея

Ранее разработанные магнезиальные цементы для крепления скважин, имеющих в разрезах магнезиальные соли, доказали свою эффективность по защите от разрушения цементного камня в магнезиальной агрессии, за счет того, что содержание гидроксида кальция в нем близко к нулю. Залежи магниевых солей имеют ограниченную мощность, что обуславли-

вадет необходимость спуска и цементирования в скважине специальной колонны или размещения в затрубном пространстве нескольких порций различных тампонажных материалов, устойчивых к конкретным агрессивным средам («слоеный пирог»), либо сплошного цементирования всей колонны. Первый вариант требует довольно затратную и сложную технологию цементирования, при втором варианте из-за низкой щелочности среды ускоряются процессы коррозии уже самих обсадных труб.

По этой причине существует потребность использования тампонажной смеси, которая была бы устойчивее к магниальной коррозии и одновременно не способствовала коррозии обсадных труб. Такой цементной смесью может быть состав, состоящий из портландцемента и магнезита каустического строительного. В добавок ко всему прочему, магнезит может придавать цементному камню расширяющий эффект, увеличивающий качество цементирования.

Применяемые материалы и методика проведения исследований

Портландцемент тампонажный – гидравлический вяжущее вещество, получаемое обжигом глины и известняка при температуре 1500 °С, в процессе чего образуются новые искусственные минералы. Широко используется при цементированиях скважин с различными добавками. При наличии в разрезе скважины небольших пропластков солей допустимо использование портландцемента.

Магнезит каустический строительный (МКС) применяется в химической, энергетической и других отраслях промышленности в качестве вяжущего. Поставщиком сырья является компания «Группа Магнезит». Состав сырья: MgO 75-90%, CaO 2,2-4,5%, SiO₂ 1,8-3,5% [9].

Бишофит – природный минерал, водный хлорид магния (MgCl₂·6H₂O). Используется для приготовления тампонажных растворов на основе магниальной цемента при строительстве скважин в ин-

тервалах залегания магнезиальных пород. Хлорид магния так же используется в качестве компонента агрессивной среды

По мнению В.В. Кинда факт коррозии следует понимать, как снижение прочности тампонажного камня [10]. Поэтому методика оценка коррозионной стойкости тампонажного материала основывалась на изменении прочности цементных образцов, находившихся при постоянном контакте с водным раствором соли.

МКС часто используется как расширяющаяся добавка, которая при гидратации в цементном растворе образуют кристаллические продукты [11]. Эти кристаллизационные могут снижать конечную пористость цементного, т.к. их рост приходится на ранней стадии твердения, для которой присуща открытая пористость, а снижение пористости является одним из способов повышения коррозионной стойкости камней. И соответственно, при добавке МКС снижается количество СаО в смеси, который активнее всех взаимодействует с агрессивным компонентом среды при втором виде коррозии [12].

Результаты экспериментальных исследований

Для исследования коррозионной стойкости цементного камня в магнезиальной агрессивной среде были проведены эксперименты, где цементная смесь представляла собой смесь ПЦТ и МКС (содержание последнего составляло 5, 10, 15 и 20 %). В качестве жидкости затворения использовалась вода, В/Ц равно 0,44. [7].

В качестве образцов для испытания на сжатие использованы образцы размерностью 20×20×80 мм. После приготовления образцы в течение суток твердели в водяной бане, сутки в воде, а помещались в 10 % раствор бисшофита $MgCl_2$, поскольку такая концентрация обеспечивает наибольшее протекание коррозионных процессов второго вида [13]. Каждые 60 суток раствор обновлялся для поддержания оптимального количества ионов магния, а образцы испытывались на прочность на сжатие.

За время хранения образцов в агрессивной магниальной среде на них образовался белый рыхлый налет такой же, как и при коррозии чистого ПЦТ. Состав налета на поверхности образцов является результатом реакций хлорида магния и гидроксида кальция, образовавшимся вследствие коррозии на поверхности камней [13].

В табл. 1 показаны значения измеренных параметров растворов. Повышение содержания МКС в затворяемой смеси приводит к снижению плотности цементного раствора из-за меньшей плотности магнезита в сравнении с плотностью портландцемента.

Таблица 1

Параметры цементных растворов на основе МКС+ПЦТ

Показатель	Содержание МКС, %			
	20	15	10	5
Плотность, г/см ³	1,797	1,802	1,806	1,81
Водоотделение, мл ³	5,4	10	11,8	14,4
рН	11	11	11	11

В общем случае заметно резкое снижение водоотделения при увеличении процента магнезита в сухой смеси. Данный эффект объясняется повышенным водопотреблением магнезита. Так, в работе А.С. Рыжова [14] отмечается повышенное количество химически связанной воды у магниальных цементов, которое превышает аналогичный показатель у портландцементов в два раза.

Водородный показатель рН у всех исследуемых растворов равнялся 11 единицам, что немного ниже водородного показателя у обычного портландцементного состава без добавок. Однако, данный раствор менее агрессивен по отношению обсадной колонне, а значит исследуемый тампонажный материал может решить проблему, которая наблюдается у обычного магниального цемента.

Для подтверждения явления коррозии металла в магниальном цементном камне был проведен эксперимент, с установкой стальных стерж-

ней в магниезиальный тампонажный раствор. Процесс твердения проходил как в воде, так и на воздухе. Спустя две недели образцы вынимались для изучения коррозии на контакте металл - цементный камень. Результат представлен на рис. 1. Коррозии подвергается все тело стержня, находившегося в контакте с цементом, она вызвана действием катионов магния.



Рис. 1. Коррозия металла в магниезиальном цементе

На рис. 2 показано изменение предела прочности на сжатие образцов с различной добавкой магнезита. Из приведенных графиков видно, что оптимальной добавкой является 10-15%.

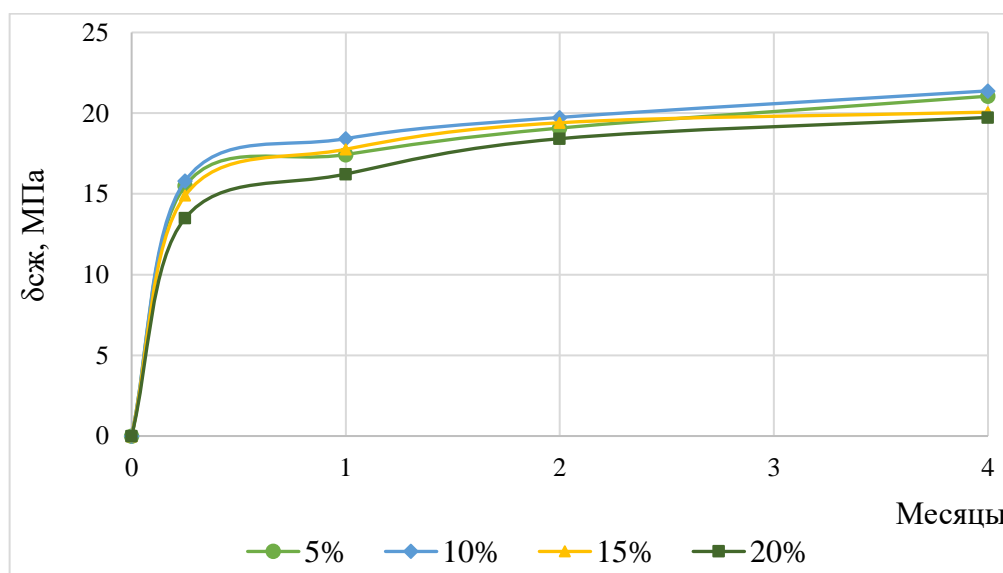


Рис. 2. Влияния добавки магнезита на прочность камня

На рис. 3 приведены фото образцов, находившихся в растворе бисшофита 4 месяца. На всех образцах присутствуют следы коррозии, однако глубина проникновения меньше всего у образца с 15% содержанием МКС.

Так же, в отличии от опытов предыдущих лет [13] здесь можно выделить кроме прокорродировавшей и неповрежденной зоны третью – зону миграции ионов Ca^{2+} з центральных частей к периферии (четко выделяется у образцов с 5 и 10% содержанием МКС) (Рис. 4). Отношение объема образцов к объему агрессивной среды было минимум 1:20, поэтому влияние изменения концентрации соли исключается.

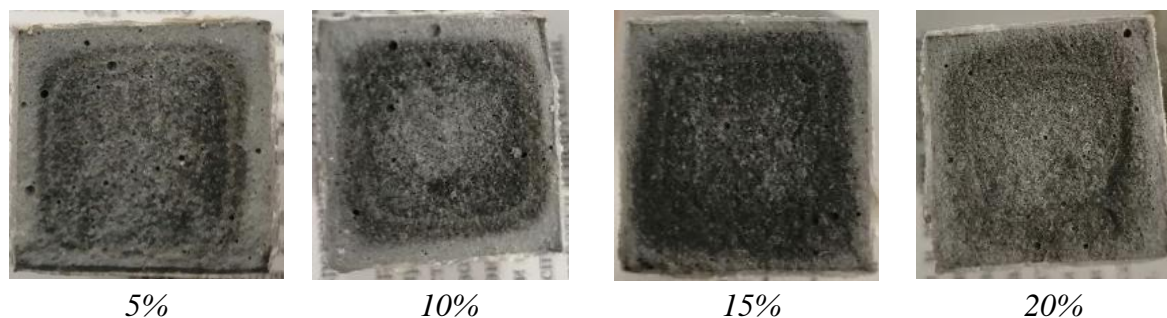


Рис. 3. Глубина проникновения агрессивных ионов в камень с различным содержанием МКС



Рис. 4. Границы зон проникновения ионов магния и диффузии ионов кальция

Сравнении с экспериментами предыдущих лет для сопоставления с образцами из чистого ПЦТ некорректно рассматривать только с точки зрения изменения прочности на сжатие, т.к. с магнезитом прочность изначально будет больше из-за эффекта расширения.

Следы коррозии (протекания ионообменной реакции) присутствуют на обоих образцах, явного отличия в глубине проникновения и толщине осевшего слоя не наблюдается.

На рис. 5 приведены фотографии образцов, находившихся в растворе бишофита 60 суток. Как видно, граница коррозии более явно выделяется только у ПЦТ без добавок (что показывает более активное проникновение ионов соли), и так же глубина проникновения ионов магния у образца с добавкой меньше на, чем у чистого ПЦТ. Это объясняется снижением пористости камня из-за роста кристаллизационных продуктов на ранней стадии твердения цемента. Такой эффект особенно сильно повышает прочность камня в ограниченных к расширению условиях [15].

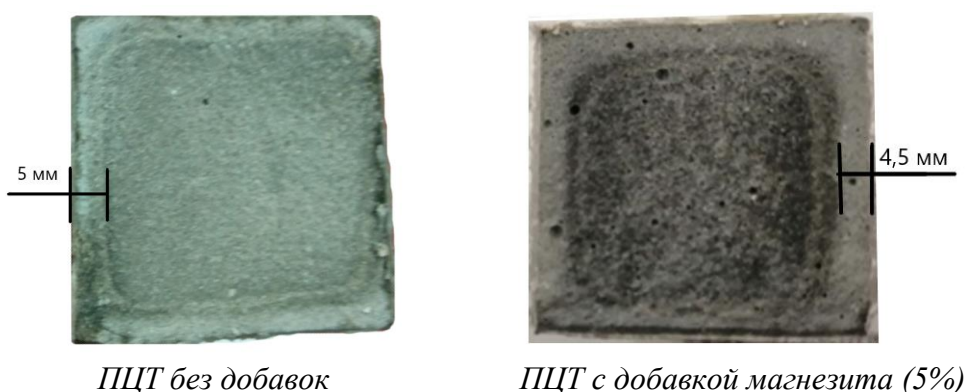


Рис. 5. Глубина проникновения ионов магния

Анализ полученных результатов

При подборе оптимального количества добавки МКС с целью повышения коррозионной стойкости цементного камня к магниезиальным солям установлено, что наилучшими прочностные характеристики показывают образцы с содержанием магнезита 10-15% массы сухой смеси. На основании измерения свойств цементных растворов показано влияние повышения концентрации добавки магнезита на уменьшение водоотделения раствора. При добавке магнезита в диапазоне 10-20 % от массы сухой смеси водородный показатель сохраняется на уровне 11 единиц, что позволяет сделать вывод о сохранении более благоприятной щелочной среды для металла обсадных труб. Добавка МКС замедляет коррозионные процессы, в том числе проникновение ионов магния в глубь камня.

Выводы

В ходе исследований подобрана оптимальная добавка МКС (15% массы сухой смеси) с целью повышения коррозионной стойкости цементного камня к магниезиальным солям.

Выявлено, что в процессе коррозии тампонажного камня в магниезиальной агрессивной среде протекают не только ионообменные реакции между камнем и средой, но и явление диффузии ионов кальция внутри самих образцов.

Установлено, что водородный показатель даже при добавке 20 % магнезита равнялся 11 единицам, что показывает меньшую агрессивность смеси относительно магниезиального цемента по отношению к обсадной колонне.

Список литературы

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. (2005). Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. СПб.: Недра, 318 с.
2. Мухин, Л.К. Бурение и крепление скважин в солевых отложениях бортовой зоны Прикаспийской впадины / Мухин Л.К., Анопин А.Г., Леонидова А.И // Бурение, 1976. – № 1. – С. 24–26.
3. Ахмадеев, Р.Г. Химия промысловых и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1981. – 152 с.
4. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. (2011). Химия тампонажных и промысловых растворов. СПб.: Недра, 268 с.
5. Бабушкин В.И., Ратинов В.Г. Физико-химические процессы коррозии бетона и железобетона. М.: Стройиздат, 1968. - 187с.
6. Толкачев, Г.М. К вопросу о способе снижения химической активности магниезиальных цементов для обеспечения безопасного применения их при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. / Г.М. Толкачев, А.С. Козлов, Д.А. Девяткин // Вестник ПНИПУ. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №9. – С. 49-55.
7. Пат. 2542028 Российская Федерация Каримов, С04В9/04, С09К8/467. Магниезиальный тампонажный материал и способ его получения [Текст] / Каримов И.Н. ; заявитель и патентообладатель ООО «Цементные технологии» – №2014105540/03; заявл. 14.02.2014 ; опубл. 20.02.2015, Бюл. № 5. – 7 с.
8. Толыпина, Н.М. Физико-химические основы повышения коррозионной стойкости цементных систем путем оптимизации вещественного состава. / Н.М. Толыпина // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / БГТУ им. В.Г. Шухова. – Белгород, 2016. – 393с.
9. Сырьевые материалы для производства огнеупоров [Электронный ресурс]. – URL: <http://magnezit.ru/ru/products/raw-materials/data/?tab=1>

10. Кинд, В. В. Коррозия цементов и бетона в гидротехнических сооружениях / В.В. Кинд // Москва: Госэнергоиздат, 1955. – 230 с.
11. Данюшевский В.С. / Применение расширяющегося цемента на скважинах подземных газохранилищ / Газовая промышленность, 1970 г., №2 с 6-8.
12. Москвин, В.М. Коррозия бетона и железобетона. Методы их защиты. / Москвин В.М., Иванов Ф.М., Алексеев С.Н., Гузеев Е.А. – М.: Стройиздат, 1980. – 536 с.
13. Агзамов, Ф.А. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магнезиальных агрессивных средах / Ф.А. Агзамов, А.Н. Махмутов, Э.Ф. Токунова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 3. – С. 73-78.
14. Рыжов, А.С. Наномодифицированный магнезиально - шунгитовый защитный бетон / А.С. Рыжов. – Текст : непосредственный // Инженерно-строительный журнал. – 2010. – №2. – С. 49-55.
15. Данюшевский В.С. / Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1987. - 372 с.

References

1. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S. (2005). Durability of cement stone in corrosive environments. St.Petersburg: Nedra Publ., 318 p. (in Russian)
2. Mukhin L.K., Anopin A.G., Leonidova A.I. et al. (1976). Drilling and fastening of wells in salt deposits of the flank of the Caspian depression. RNTS, ser. «Burenie», I, pp. 24 - 26. (in Russian)
3. Akhmadeev R.G., Danyushevskii V.S. (1981). Chemistry of wash and cement liquids. Moscow: Nedra Publ., 152 p. (in Russian)
4. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tokunova E.F. (2011). Chemistry of cement and wash solutions. St.Petersburg: Nedra Publ., 268 p. (in Russian)
5. Babushkin V.I., Ratinov V.G. Physical-chemical processes of corrosion of concrete and reinforced concrete. Moscow: Stroizdat, 1968. - 187 p. (in Russian)
6. Tolkachev G.M., Kozlov A.S., Devyatkin D.A. (2013). To the question of the method of reducing the chemical activity of magnesia cements to ensure their safe use in casing cementing in oil and gas wells. Vestnik PNIPU. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo, 9, pp. 49-55. (in Russian)
7. Karimov I.N. Pat. 2542028 Russian Federation, C04B9/04, C09K8/467. Magnesia grouting material and method of its preparation; applicant and patent holder of Cement Technologies LLC – No. 2014105540/03 ; application 14.02.2014 ; publ. 20.02.2015, Bul. No. (in Russian)
8. Tolypina N.M. (2016). Physical and chemical bases for increasing the corrosion resistance of cement systems by optimizing the material composition, Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences, V.G. Shukhov BSTU, Belgorod, 393 p.
9. Raw materials for the production of refractories [Electronic resource]. – URL: <http://magnezit.ru/ru/products/raw-materials/data/?tab=1>. (in Russian)
10. Kind V.V. (1955). Corrosion of cement and concrete in hydraulic structures. Moscow: Gosenergoizdat Publ., 230 p. (in Russian)
11. Danyushevskii V.S. (1970) The use of expanding cement on wells of underground gas storage facilities. Gas Industry, 1970, No. 2. pp. 6-8. (in Russian)
12. Moskvina V.M., Ivanov F.M., Alekseev S.N., Guzeev E.A. (1980). Corrosion of concrete and reinforced concrete. Methods for their protection. Moscow: Stroizdat Publ., 536 p. (in Russian)

13. Agzamov F.A., Makhmutov A.N., Tokunova E.F. (2019). Study of corrosion stability of a cement stone in magnesia aggressive environment. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 73-78. (in Russian)
14. Ryzhkov A.S. (2010) Nanomodified magnesia - shungite protective concrete. *Civil Engineering Journal*. No. 2. pp. 49-55. (in Russian)
15. Danyushevskii V.S., Aliev R.M., Tolstykh I.F. (1987). Reference guide to cement materials. Moscow: Nedra Publ., 373 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Агзамов Фарит Акрамович, доктор технических наук, профессор, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: faritag@yandex.ru

Махмутов Алмаз Нурмухаметович, аспирант, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: malmaznur@gmail.com

Каримов Ильшат Назифович, к.т.н., директор по исследованиям и разработкам ООО «Цементные Технологии»
Россия, 453100, г. Стерлитамак, пр. Октября, 2
E-mail: kin_nilk@bk.ru

Authors

F.A. Agzamov, Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: faritag@yandex.ru

A.N. Makhmutov, PhD Student, of the Department «Oil and Gas Wells Drilling» Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: malmaznur@gmail.com

I.N. Karimov, Candidate of Engineering Sciences, director of research and development LLC «Cement technologies»
2, October ave., Sterlitamak, 453100, Russian Federation
E-mail: kin_nilk@bk.ru

Статья поступила в редакцию 05.01.2023

Принята к публикации 20.03.2023

Опубликована 30.03.2023