

УДК 622.276.76

Д.В. Чесноков<sup>1</sup>, chesnokov\_d\_v@mail.ru; С.В. Крупин<sup>1</sup>, sta.krupin@yandex.ru

<sup>1</sup> Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» (Казань, Россия).

## Разработка линейки рецептур тампонажных составов на основе магнезиального цемента для проведения ремонтно-изоляционных работ

В статье приводится информация о рецептуре и характеристиках тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ. Актуальность разработки обусловлена высоким уровнем среднегодовой обводненности добываемой в России нефти, в связи с чем высокоэффективные тампонажные растворы могут повысить рентабельность водоизоляционных работ.

Представлен укрупненный состав рецептуры тампонажных растворов на основе магнезиального цемента для проведения ремонтно-изоляционных работ в различных скважинных условиях. Дано описание основных технологических особенностей раствора, таких как проникающая способность, плотность (в том числе стандартного и облегченного растворов), прочностные характеристики, адгезия к металлу труб, технологичность приготовления и воздействие на окружающую среду. Обоснованы подбор и возможности оптимизации составов тампонажных материалов с учетом баротермальных и горно-геологических особенностей ремонтируемого интервала скважины. Доказана возможность формирования камня даже у составов с 50%-ным загрязнением. Показано сокращенное время перехода от жидкого состояния к состоянию камня на графике НТНР-консистометра. Приводятся сведения о технологии приготовления составов с применением стандартной цементировочной техники и о классе опасности реагентов. Представлены некоторые результаты опытно-промышленных испытаний тампонажных растворов на скважинах АО «Самаранефтегаз» в ноябре-декабре 2017 г., в ходе которых сравнивалась эффективность стандартных тампонажных растворов на основе цемента марки G, растворов на основе микроцементов, различных смол и раствора на основе магнезиального цемента.

Результаты испытаний доказывают, что тампонажные растворы на основе магнезиального цемента соответствуют всем требованиям, предъявляемым к растворам, предназначенным для проведения ремонтно-изоляционных работ.

**Ключевые слова:** ремонтно-изоляционные работы, тампонажный состав, обводненность скважины, цементный раствор, микроцемент, проникающая способность, прочностные характеристики, адгезия к металлу обсадной трубы.

.....

Д.В. Чесноков<sup>1</sup>, e-mail: chesnokov\_d\_v@mail.ru; С.В. Крупин<sup>1</sup>, e-mail: sta.krupin@yandex.ru

<sup>1</sup> Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Kazan National Research Technological University" (Kazan, Russia).

## Design of the Formulation Line for Magnesia Cement-Based Plugging Mixtures to Carry-out Repair-and-Sealing Operations

The article gives information on the composition and properties of a plugging mixture to carry-out repair-and-sealing operations. The research being urgent is explained by a high level of Russian mid-annual production of water-cut oil. In view of this application of highly effective plugging mixtures can increase profitability of water sealing operations. An aggregative formulation of magnesia cement-based plugging mixtures to carry out repair-and-sealing operations under various borehole conditions is presented. The article describes key operating features of the mixture such as penetration ability, weight (including normal and light mixtures), strength properties, adhesion to pipe metal, processability of preparation and environmental friendliness. Selection and optimization potentials for composition of plugging materials considering barothermal and geological factors in the intervals under repair are justified. The possibility for the cement stone to be formed even in mixtures with 50 % contamination is proved. The reduced transformation period from the liquid state to the stone one is shown on the consistometer chart. The article gives information on the preparation procedure for mixtures using standard cementing equipment and on the reagent hazard class. Certain pilot test assessment for plugging mixtures in the wells of Samaraneftgaz JSC in November-December 2017 is presented. During this experimental-industrial

testing the efficiency comparison was made for conventional plugging mixtures based on G-cement, microcement-based mixtures, various tars and a magnesia cement-based mixture. The test assessment has proved the magnesia nt-based plugging mixtures to meet all the requirements set for those designed for repair-and-sealing operations.

Keywords: workover operations and remedial cementing, plugging material, water-cut ratio in the well production, cementing slurry, micro cement, penetrating capacity, strength properties, adhesion to casing metal.

### АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ

Проблема притока воды в скважины не теряет своей актуальности как для эксплуатируемых скважин, так и для скважин, только что выведенных из эксплуатации. За последние годы резко увеличилась доля скважин, требующих ремонта из-за прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне водонасыщенных пластов. По данным [1], около 20 % общего объема осложнений составляют скважины с межпластовыми перетоками, что, как правило, связано с некачественным первичным цементированием. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу же после освоения, составляет 15–20 % и более. В результате почти в два раза увеличиваются темпы обводнения разрабатываемых месторождений, резко сокращаются сроки их безводной эксплуатации. Среднегодовая обводненность добываемой в России нефти превышает в среднем по стране 82 %, и это при массовом выведении высокообводненных скважин из эксплуатационного фонда. Значительная доля скважин эксплуатируется с обводненностью 98–99 %. Кроме того, по мере обводнения основных нефтяных месторождений для поддержания плановой добычи нефти возникает необходимость разработки средних и мелких месторождений, которые зачастую характеризуются:

- сложным геологическим строением;
- низким коэффициентом нефтеотдачи;
- высоким газовым фактором;
- наличием асфальтосмолопарафиновых и гидратопарафиновых отложений;
- высокой пластовой температурой (100 °C и более) и т. д.

Анализ работы скважин, переведенных на механизированный способ эксплуатации, показывает, что в 70–90 % случаев в результате прорыва подошвенных или посторонних вод резко возрастает обводненность и снижается уровень добычи нефти. Более 89 % работающих скважин эксплуатируется насосным способом главным образом из-за обводнения скважин. При форсировании добычи нефти или газа, например при увеличении депрессии на пласт, активизируются водопроявления, часто сопровождаемые выносом породы. Проблема особенно актуальна на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения, при наличии хорошей гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин.

### ТРЕБОВАНИЯ К ТАМПОНАЖНОМУ СОСТАВУ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОМУ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Практика показывает, что на месторождениях, строение продуктивного пласта которых обуславливает добычу обводненной продукции, своевременное проведение водоизоляционных работ может быть более рентабельным, чем строительство новой скважины, которая со временем неизбежно начнет обводняться.

Однако зачастую ремонтно-изоляционные работы (РИР) характеризуются низкой эффективностью, что обусловлено отсутствием тампонажных составов, предназначенных для применения при высоких пластовых температурах. Повсеместное использование для водоизоляционных работ цементных растворов как наиболее доступных и

дешевых не всегда эффективно из-за их физико-химических свойств, таких как:

- низкая фильтруемость вследствие дисперсности;
- высокая плотность, что может вызвать поглощение цементных растворов и гидроразрыв пласта;
- высокая фильтратоотдача;
- низкая механическая и ударная прочность (растрескивание цементного камня при повторной перфорации, создании депрессии);
- низкая коррозионная стойкость.

Эти свойства цементных растворов могут обуславливать неуспешность работ или малый межремонтный период.

В то же время рентабельность водоизоляционных работ определяется основным экономическим фактором – количеством дополнительно добытой нефти, достаточным для того, чтобы окупить затраты на РИР и получить прибыль.

На сегодняшний день для проведения РИР применяются различные технологии, к которым предъявляется ряд общих требований, обеспечивающих качественное выполнение работ. В числе требований:

- высокая проникающая способность;
- высокие прочностные характеристики;
- высокий уровень адгезии к металлу обсадной трубы;
- легкость приготовления состава на скважине;
- возможность не нарушать привычный технологический процесс закачки;
- высокий уровень безопасности при проведении работ;
- минимальное воздействие на окружающую среду.

В целях достижения соответствия перечисленным требованиям авторами был

Для цитирования (for citation):

Чесноков Д.В., Крупин С.В. Разработка линейки рецептур тампонажных составов на основе магнезиального цемента для проведения ремонтно-изоляционных работ // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 5. С. 62–66.

Chesnokov D.V., Krupin S.V. Design of the Formulation Line for Magnesia Cement-Based Plugging Mixtures to Carry-out Repair-and-Sealing Operations. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 5, P. 62–66. (In Russ.)

проведен ряд исследований, по итогам которых был разработан и запатентован новый состав для проведения РИР [2].

## ЛИНЕЙКА РЕЦЕПТУР ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА

Каждая из рецептур предлагаемого состава представляет собой нетоксичный органико-минеральный компаунд (смесь нескольких реагентов), который смешивается с технической водой и затвердевает с течением времени, образуя твердый камень, обладающий высокими прочностными характеристиками. Рецептуры состава адаптированы для любых типов скважин в температурном диапазоне 10–160 °С, что соответствует реальным условиям проведения ремонта. Поскольку тампонажные растворы на основе магниезальных вяжущих являются быстро загустевающими и быстро схватывающимися, для безопасного проведения РИР важны подбор и оптимизация составов тампонажных материалов с учетом баротермальных и горно-геологических особенностей ремонтируемого интервала скважины [3]. В зависимости от статической температуры в зоне ствола скважины, где предполагается проведение ремонта, рецептуры составов делятся на три класса:

- низкотемпературные (light temperature – LT) – для проведения работ при статических скважинных температурах 10–40 °С;
- среднетемпературные (middle temperature – MT) – для проведения работ при статических скважинных температурах 40–90 °С;
- высокотемпературные (high temperature – HT) – для проведения работ при статических скважинных температурах 90–160 °С.

## КОМПОНЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ РЕЦЕПТУР ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

Рецептура состава подбирается индивидуально под конкретную скважину. Все составы базируются на магниезальном вяжущем (цементы Сореля) и могут включать следующие компоненты.

*Хлорид магния (бишофит)* – основа для приготовления состава, формирует кри-

сталлическую решетку. Компонент полностью растворим в технической воде. *Оксид магния разной температуры обжига (-L, -M, -H)* – основа для приготовления состава, является твердой фазой. Компонент не растворим в технической воде, вводится последним. С момента его ввода запускается химическая реакция взаимодействия всех компонентов с дальнейшим загустеванием и твердением, что в итоге приводит к получению цементного камня. Величина зерна компонента – от 3 до 7 мкм, что сопоставимо с величиной зерна микроцементов.

*Сульфат магния (магний сернокислый)* – добавка для ускорения перехода раствора состава из жидкого состояния в твердое. Компонент полностью растворим в технической воде, вводится в случае, если необходим быстрый переход состава из жидкого состояния в состояние камня (например, при большой приемистости интервала ремонта), такой переход может занять менее 3–5 мин.

*Триполифосфат натрия (ТПФН)* – добавка для регулирования сроков схватывания. Компонент полностью растворим в технической воде, его ввод увеличивает время начала загустевания, схватывания и твердения составов. С помощью изменения концентрации компонента от 0,1 до 5,0 % можно увеличивать время загустевания от 30 мин до нескольких часов. Компонент применяется для составов, используемых при статических температурах в скважинах до 120 °С.

*Нитрилотриметилфосфоновая кислота* – добавка для регулирования сроков схватывания. Компонент полностью растворим в технической воде, его ввод увеличивает продолжительность загустевания, схватывания и твердения составов. Компонент применяется для составов, используемых при статических температурах в скважинах более 120 °С.

*Карбонат цинка* – неорганическая добавка для регулирования реологии состава. Компонент не растворяется в воде, величина зерна компонента составляет 1–3 мк. Применяется для повышения реологических свойств состава с сохранением проникающей

способности раствора. Состав с более высокими реологическими показателями необходим в случае большой приемистости интервала ремонта – это затрудняет выход состава из зоны ремонта на поглощение. Неорганическая природа компонента выбрана для того, чтобы обеспечить одинаковые реологические показатели при температурах как 10–20 °С, так и 120–160 °С.

*Полимер 2-акриламидо-2-метилпропансульфокислоты (АМПС-полимер)* – понизитель фильтрации, регулятор реологических характеристик раствора. Компонент полностью растворяется в технической воде и применяется для того, чтобы раствор состава приобрел способность образовывать фильтрационную корку, препятствующую отфильтровыванию необходимой для образования камня жидкости из раствора в случае наличия поглощающих интервалов в зоне ремонта. Это качество раствора позволяет получить камень состава с максимальными прочностными характеристиками. Ввод компонента обеспечивает получение значений фильтрации 20–100 мл за 30 мин, измеренные по методике АРІ.

*Сульфат марганца* – упрочняющая добавка. Компонент полностью растворяется в технической воде и применяется для того, чтобы в случае необходимости увеличить прочность камня до 50 МПа на сжатие и 15 МПа на изгиб.

*Алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ)* – добавка для облегчения состава. Компонент не растворяется в воде, служит для облегчения состава до плотностей 1,2–1,4 г/см<sup>3</sup> (подобранные соответствующие рецептуры состава). Ввод компонента ухудшает проникающую способность состава.

*Тетраоксид тримарганца* – добавка для утяжеления состава. Компонент не растворяется в воде, служит для утяжеления состава до плотностей 2,0–2,4 г/см<sup>3</sup> (подобранные соответствующие рецептуры состава). Ввод добавки не ухудшает проникающую способность состава, так как величина зерна компонента составляет 1–3 мкм.

В рамках исследования, предшествовавшего подаче заявки на получение патента [2], была проведена работа по подбору вышеописанных компонентов.



Рис. 1. Процесс фильтрации цемента марки G под давлением 6 МПа через кварцевый песок, имитирующий высокопроницаемый коллектор

Fig. 1. The filtration process of G class cement under pressure of 6 MPa through quartz sand simulating a highly permeable reservoir

Подобраны рецептуры для различных скважинных условий с использованием этих компонентов, подтверждены лучшие свойства растворов составов в сравнении с другими технологиями, применяемыми для проведения РИР (смолы, микроцементы, кремнийорганика и т. д.), доказана новизна предлагаемого решения.

#### ХАРАКТЕРИСТИКИ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ МАГНЕЗИАЛЬНОГО ЦЕМЕНТА

Тампонажные составы на основе магнезиального цемента характеризуются высокой проникающей способностью: максимальная величина зерна в компонентах их рецептур составляет 5 мкм и сопоставима с величиной зерна микроцементов. Разница в проникающей способности составов по сравнению с цементом представлена на рис. 1–3.

Стандартная плотность раствора различных рецептур составляет 1,6–1,65 г/см<sup>3</sup>, что позволяет оказывать меньшее давление на пласты в ремонтируемом участке скважины. Данное свойство позволяет проводить работы с применением состава даже при наличии высокой приемистости в интервале ремонта.



Рис. 2. Процесс фильтрации состава без воздействия избыточного давления через кварцевый песок, имитирующий высокопроницаемый коллектор

Fig. 2. The compound filtration process through quartz sand simulating a highly permeable reservoir without application of excessive pressure

Плотность может быть дополнительно снижена до значений 1,2–1,4 г/см<sup>3</sup> за счет ввода облегчающей добавки.

Стандартная прочность для любой рецептуры составов – 30 МПа на сжатие и 10 МПа на изгиб после выдержки в течение 24 ч. В случае необходимости прочность может быть увеличена до 35–40 и даже до 50 МПа вводом упрочняющей добавки.

Составы могут схватываться даже при 50%-ном загрязнении пластовыми флю-



Рис. 3. Процесс фильтрации состава под давлением 6 МПа через кварцевый песок, имитирующий высокопроницаемый коллектор

Fig. 3. The filtration process of the compound under pressure of 6 MPa through quartz sand simulating a highly permeable reservoir

идами, в том числе на углеводородной основе (рис. 4). Данное свойство позволяет добиться высокого качества РИР даже на границе «цемент/стенки скважины».

Из жидкого состояния в состояние камня составы переходят за 5–10 мин, время начала этого перехода можно регулировать с точностью до минуты (рис. 5). Есть возможность изменить время начала загустевания в широком диапазоне: от нескольких минут даже



Рис. 4. Камень состава с различной степенью загрязнения раствором на углеводородной основе: 1 – без загрязнения; 2 – с 10%-ным загрязнением; 3 – с 30%-ным загрязнением; 4 – с 50%-ным загрязнением

Fig. 4. The compound stone with various contamination levels:

1 – without contamination; 2 – with 10 % contamination; 3 – with 30 % contamination; 4 – with 50 % contamination by oil-based slurry

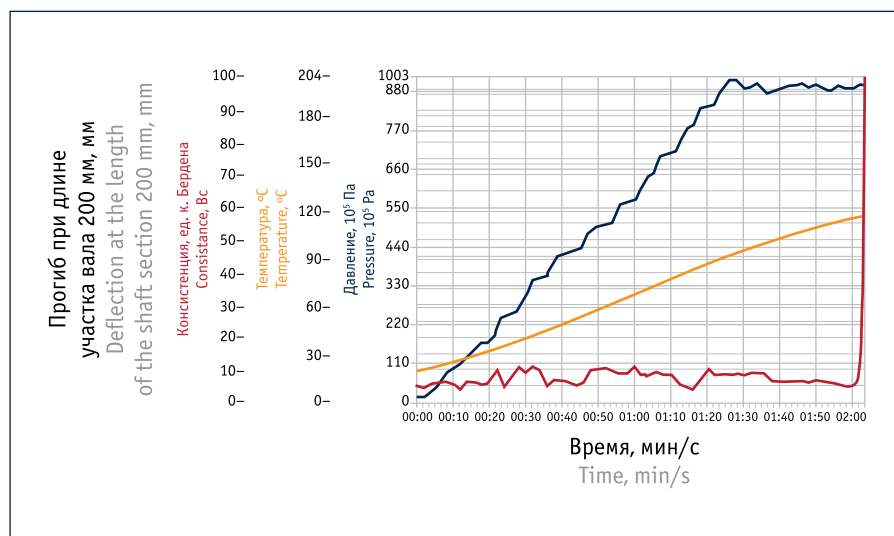


Рис. 5. График застывания состава под воздействием температуры и давления, имитирующий процесс закачки состава в скважину, полученный на консистометре СТЕ

Fig. 5. The compound solidification diagram under the influence of temperature and pressure, simulating the process of pumping the compound obtained using the CTE consistometer into the well

при низких температурах (с помощью ингибиторов, сокращающих сроки застывания) до более 5 ч даже при сверхвысоких температурах (с помощью ингибиторов, увеличивающих продолжительность застывания). Свойство управляемого и быстрого перехода от жидкого состояния к состоянию камня особенно актуально при проведении РИР в пластах с аномально низкими пластовыми давлениями либо для дозакрепления отремонтированных полимерными или сшивающимися систе-

мами, что позволит не повредить ранее проведенный ремонт.

Стандартная величина адгезии для любой рецептуры составов – более 5 МПа при аналогичном показателе микроцементов, не превышающем 0,5 МПа.

Для приготовления составов любой рецептуры достаточно стандартной цементировочной техники: для приготовления составов применяется осреднительная емкость УСО, закачка производится агрегатами ЦА-320 в рамках стандартного технологического процесса.

Все компоненты составов имеют 4-й класс опасности и ниже. Соответственно, нет препятствий для перевозки данных компонентов по трассам общего пользования, а также для проведения работ.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Рецептуры тампонажного состава на основе магнезиального цемента оценивались в ходе опытно-промышленных испытаний, в рамках которых производилось сравнение различных технологий РИР на скважинах АО «Самаранефтегаз» в ноябре-декабре 2017 г. В сравнительных скважинных испытаниях применялись различные технологии, в том числе стандартные тампонажные растворы на основе цемента марки G, растворы на основе микроцементов, различные смолы. По результатам опытно-промышленных испытаний тампонажный состав на основе магнезиального цемента показал лучшие свойства по сравнению с другими технологиями. Было проведено три скважино-операции РИР по ликвидации заколонной циркуляции. Все три операции признаны удачными.

Таким образом, тампонажные составы на основе магнезиального цемента обладают всеми необходимыми свойствами для того, чтобы проводить РИР с высоким качеством и долговечностью.

### Литература:

1. Стрижнев К.В. Совершенствование технологий ремонтно-изоляционных работ для высокотемпературных пластов: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2003. 24 с.
2. Ремонтно-изоляционный тампонажный состав: пат. 2630824 РФ: МПК7 E21 B33/138, C09 K8/42 / Чесноков Д.В.; заявитель и патентообладатель ООО «Миррико». № 2016124220; заявл. 17.06.2016; опубл. 13.09.2017, Бюл. № 26. 56 с.
3. Козлов А.С., Пастухов А.М. Тампонажный материал для цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород // Вестник Пермского национального исследовательского политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. С. 42–48.
4. Толкачев Г.М., Козлов А.С., Девиаткин Д.А. К вопросу о способе снижения химической активности магнезиальных цементов для обеспечения безопасного применения их при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 9. С. 49–56.

### References:

1. Strizhnev K.V. Improvement of Remedial Cementing Technologies for High-Temperature Reservoirs. Author's abstract of the dissertation work for PhD in Technical Sciences. Ufa, Ufa State Petroleum Technical University, 2003. 24 p. (In Russian)
2. Patent 2630824 RF. The Repair-and-Sealing Plugging Mixture – МПК7 E21 B33/138, C09 K8/42. By Chesnokov D.V., applicant and patentee – Mirriko LLC, No. 2016124220, applied on June 17, 2016, published on September 13, 2017, Bull. No. 26, 56 p. (In Russian)
3. Kozlov A.S., Pastukhov A.M. Plugging Material for Cementing Casing in the Range of Perennially Frozen Rocks. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2014, No. 10, P. 42–48. (In Russian)
4. Tolkahev G.M., Kozlov A.S., Deviatkin D.A. A Method to Reduce Chemical Activity of Magnesite Cements to Ensure Safety in Casing Cementing in Oil and Gas Wells. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2013, No. 9, P. 49–56. (In Russian)