

Р. А. Гасумов, С. В. Костюков*

*АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт
природных газов», г. Ставрополь*

**e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru*

Аннотация. В работе представлены результаты лабораторных исследований блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на основе соединений кальция. Выявлены особенности такого рода систем, и определены их положительные характеристики, что позволило сделать вывод о перспективности их применения в качестве блокирующих составов для применения в скважинах со сложными горно-геологическими условиями (аномально низкими пластовыми давлениями, в коллекторах сложного минералогического и химического состава с большим содержанием глинистых фракций, с высокодренированной призабойной зоной пласта и т. д.).

На основе полученных данных разработаны блокирующие составы с конденсируемой твердой фазой (патенты RU 2543003 и RU 2651687), обладающие высокими блокирующими свойствами (выдерживают перепад давлений до 20 МПа) и обеспечивающие сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 %) и ингибирование набухания глинистых минералов. Кроме того, в результате проведенных исследований было установлено, что для блокирования продуктивных отложений с неоднородной проницаемостью (для пластов с средней проницаемостью ≈ 1 Дарси) оптимальным является применение составов с близким к стехиометрическому соотношению осадкообразующих компонентов с содержанием конденсируемой твердой фазы ≈ 11 масс. %.

Ключевые слова: блокирующий состав; капитальный ремонт скважин; глушение скважины; конденсируемая твердая фаза; газовая скважина

Blocking compounds on the basis of condensed dispersions for well killing under complicated mining and geological conditions

Ramiz A. Gasumov, Sergey V. Kostyukov*

JCS «SevKavNIPIGaz», Stavropol, Russia

**e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru*

Abstract. The article is devoted to the results of laboratory studies of blocking compounds with a condensable solid phase based on calcium. The features of such systems have been revealed and their positive characteristics have been determined. It made it possible to conclude that such systems compounds are promising as blocking compounds for usage in wells with complicated mining and geological conditions (abnormally low reservoir pressures, in reservoirs with complex mineralogical and chemical composition with a high clay content fractions, with a highly fractured bottomhole formation zone, etc.).

Based on the data obtained, we have developed blocking compounds with a condensable solid phase (the patent RU 2543003 and the patent RU 2651687), which have high blocking properties (withstand pressure drop up to 20 MPa) and ensure the preservation of reservoir properties (permeability recovery coefficient is more than 95 %) and inhibition of clay minerals swelling. In addition, as a result of studies we have found that for the blocking of productive deposits with a non-uniform permeability (for reservoirs with an average permeability about 1 Darcy) the usage of compounds with a close to stoichiometric ratio of precipitating components with a condensed solid phase content about 11 wt. % is optimal.

Key words: blocking compound; well workover; well killing; condensed solid phase; gas well

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется повышению эффективности капитального ремонта скважин. Это обусловлено многими причинами. Наиболее значимые из них связаны с поддержанием и ростом добычи углеводородов за счет повышения степени извлечения запасов на месторождениях, эксплуатируемых длительное время и вступивших уже в заключительную стадию разработки. Ярким примером этого являются месторождения Западной Сибири (Медвежье, Ямбургское и т. д.), для которых характерны существенное падение пластовых давлений, повышение дренированности пластов, подъем уровня пластовых вод, разрушение порового пространства продуктивной толщи и др.

Осуществление капитального ремонта скважин в осложненных горно-геологических условиях требует значительного совершенствования применяемых технологических решений. Здесь особо следует отметить технологии глушения скважин. Сложно переоценить их роль, поскольку именно от качества работ по глушению скважины и эффективности применяемых технологических жидкостей во многом и зависит результативность ремонта в целом [1–6].

Объект и методы исследования

В современных условиях наиболее широко используется технология глушения с временным блокированием продуктивного горизонта [3–8]. Она основана на применении специализированных жидкостей — блокирующего состава и жидкости глушения. Сущность технологии заключается в закачке в интервал продуктивного пласта блокирующего состава с целью формирования в призабойной зоне пласта (ПЗП) на время проведения ремонтно-восстановительных работ блокирующего экрана, предотвращающего проникновение в пласт технологических жидкостей, используемых при ремонте, а также закачку в скважину технологической жидкости в объеме, достаточном для создания гидростатического давления, препятствующего поступлению пластового флюида в скважину.

В связи с этим наиболее высокие требования предъявляются именно к блокирующему составу. Они заключаются в следующем:

- состав должен обеспечивать создание в ПЗП плотного блокирующего экрана, непроницаемого для технологических жидкостей и их компонентов;

- состав должен быть инертным по отношению к минералам горных пород, пластовым флюидам, а также к тампонажным растворам и промышленному оборудованию;

- состав должен легко удаляться из призабойной зоны при небольших депрессиях в процессе вызова притока.

В полной мере удовлетворяют представленным требованиям блокирующие составы, в которых колюматирующим агентом является конденсируемая твердая фаза, образующаяся в результате химических превращений в процессе приготовления состава. К их достоинствам следует отнести следующее [9, 10]:

- конденсируемая твердая фаза имеет конкретный заданный химический состав с минимальным содержанием неконтролируемых примесей (в отличие от колюматантов природного происхождения);

- фракционный состав частиц колюматирующего агента (конденсируемой твердой фазы) может изменяться в достаточно широких пределах за счет корректировки содержания химических реагентов в рецептуре блокирующего состава;

- колюматант образуется в блокирующем составе в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в составе.

По химической природе такие составы представляют собой гидросолегели. Это сложные химические системы, в которых в качестве твердой фазы выступают частицы гидроксидов и солей металлов различной формы и размеров. Образование дисперсной фазы в таких системах происходит за счет одновременного протекания ряда физико-химических процессов. Таким образом, твердая фаза в гидросолегелевых составах является полидисперсной со значительным разбросом частиц по размерам.

В соответствии с правилом Абрамса средний (медиальный) размер частиц колюматанта должен равняться или быть немного больше $1/3$ среднего размера пор пласта [11]. Анализ опыта применения различных наполнителей показал, что при использовании колюматанта с размерами частиц в диапазоне $1/3$ – $1/7$ среднего диаметра пор происходит наиболее качественное блокирование и максимальное сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта после освоения скважин [12]. Это позволяет успешно использовать их для блокирования неоднородных по размерам поровых каналов продуктивных пластов, в том числе высокодренированных.

Результаты и их обсуждение

Наиболее технологически простой способ получения гидросолегелевых систем — это химическое взаимодействие кислых солей многоосновных кислот с солями, содержащими в своем составе катион (катионы), способный к образованию мало-растворимых соединений.

В результате анализа литературных источников, в том числе справочной информации, установлено, что в качестве осадкообразующих компонентов могут быть применимы соединения, содержащие катионы кальция, магния, цинка или алюминия и гидрированные фосфат-ионы. В соответствии с этим были проведены лабораторные исследования блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой, приготовленных с использованием указанных веществ.

Для стабилизации дисперсии в состав блокирующих составов вводили функциональные добавки — полимерный реагент и поверхностно-активные вещества (ПАВ) [13–16]. Результаты проведенных лабораторных исследований по выбору осадкообразующих компонентов представлены в таблице 1.

Замена основного осадкообразующего иона оказывает существенное влияние на свойства получаемых составов (см. табл. 1).

Составы с конденсируемой твердой фазой, содержащие различные осадкообразующие реагенты

Основной осадкообразующий ион		рН	Состояние	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_f \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2$	Блокирующая способность, $\Delta P, \text{ МПа}$	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{\text{вост}}, \%$
Наименование	Содержание, масс. %					
Ca^{2+}	9,0	7,47	Тиксотропен и стабилен	1,075	13,2	99,0
Zn^{2+}		7,11		0,998	9,5	63,0
Mg^{2+}		7,21	Тиксотропен и не стабилен	0,991	5,1	58,0
Al^{3+}		6,95	Не тиксотропен и не стабилен	1,009	8,9	22,0

Наилучшими технологическими параметрами обладает блокирующий состав на основе соединений кальция. Он стабилен и тиксотропен, имеет высокие блокирующие свойства и коэффициент восстановления проницаемости (порядка 99,0 %). Остальные рассматриваемые катионы обладают не достаточно высокими свойствами. Это может быть объяснено следующим:

- соединения магния и цинка амфотерны и при изменении ионного состава раствора могут легко переходить в растворимую форму, что приводит к снижению стабильности системы и уменьшению блокирующей способности составов;
- катионы алюминия обладают высокой химической активностью в отношении полимерных структур, что приводит к существенному уменьшению числа химических связей в системе и, как следствие, к потере системой тиксотропных свойств и стабильности, то есть происходит высаливание полимера.

Следует отметить, что составы на основе солей алюминия обладают достаточно высокими блокирующими свойствами, но, скорее всего, это вызвано кольматацией пор пласта агломератами сшитых полимерных молекул [17, 18]. Такие структуры обладают высокой закупоривающей способностью, но их сложно удалить из порового пространства, о чем свидетельствует низкий коэффициент восстановления проницаемости.

На основе полученных данных были проведены лабораторные исследования по определению оптимальной концентрации соли кальция в блокирующем составе с конденсируемой твердой фазой. Результаты представлены в таблице 2.

В соответствии с данными таблицы 2 оптимальными свойствами обладают составы, содержащие 9 масс. % соли кальция и 11 масс. % фосфатирующего агента. Как уже упоминалось ранее, содержание твердой фазы (C_{mf}) оказывает значительное влияние на технологические параметры блокирующих составов.

На основе представлений о протекании химических процессов в рассматриваемой системе (конденсируемой дисперсии) можно считать в качестве компонентов твердой фазы составов гидроксид и гидроортофосфат кальция. Причем следует отметить, что по теоретическим данным превалирует солевая составляющая, то есть частицы CaHPO_4 . Это обусловлено тем, что гидроортофосфат кальция образуется в системе при непосредственном взаимодействии осадкообразующих веществ, а гидроксид — в результате протекания побочных реакций.

**Определение оптимального содержания осадкообразующих компонентов
в блокирующем составе с конденсируемой твердой фазой**

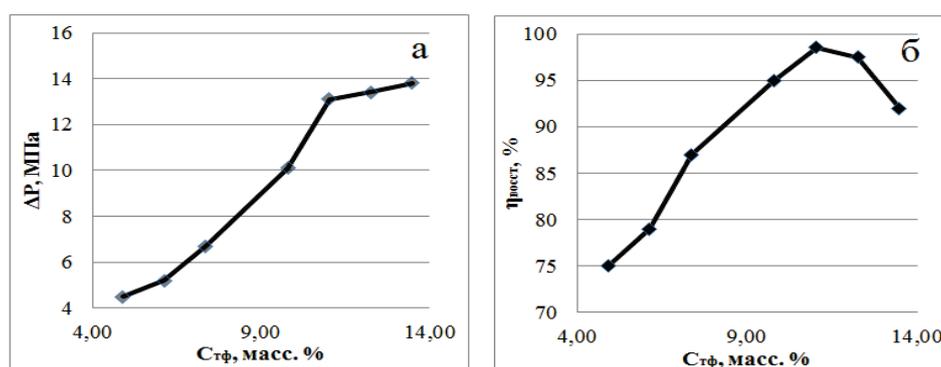
Полимер	Содержание компонентов, масс. %				рН	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_f \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2$	Блокирующая способность, $\Delta P, \text{ МПа}$	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{\text{восст}}, \%$
	Соль кальция	Гидрированное фосфатное соединение	ПАВ	Вода				
2,0	4,0	4,8	1,0	88,2	7,41	1,212	4,5	75,0
2,0	5,0	6,0	1,0	86,0	7,39	1,156	5,2	79,0
2,0	6,0	7,1	1,0	83,9	7,43	1,023	6,7	87,0
2,0	8,0	9,5	1,0	79,5	7,48	1,117	10,1	95,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,47	1,245	13,1	98,5
2,0	10,0	11,9	1,0	75,1	7,48	1,102	13,4	97,5
2,0	11,0	13,1	1,0	72,9	7,45	0,998	13,8	92,0

Примечание. Содержание осадкообразующих компонентов представлено в пересчете на безводные соли.

В этой связи содержание солевой фазы (в отличие от гидроксида) может быть рассчитано с достаточно высокой точностью из уравнения химической реакции соли кальция с гидратированным фосфатным соединением. Поскольку солевая конденсируемая твердая фаза обеспечивает создание каркаса блокирующего экрана, который заполняется гидрогелевыми частицами, то количество образующейся солевой твердой фазы в полной мере может характеризовать процессы, протекающие в ПЗП при блокировании скважины.

Таким образом, для иллюстрации степени влияния содержания твердой фазы состава на его технологические свойства по данным таблицы 2 были построены зависимости ΔP и $\eta_{\text{восст}}$ от содержания твердой фазы (рис. 1).

Как видно из графиков на рисунке 1, содержание гидроортофосфата кальция существенно влияет на блокирующие свойства составов, а также на коэффициент восстановления проницаемости: ΔP изменяется в пределах 4–14 МПа, $\eta_{\text{восст}}$ — 70–100 %. Косвенно это доказывает, что указанное химическое соединение составляет основу конденсируемой твердой фазы.



**Рис. 1. Зависимость ΔP (а) и $\eta_{\text{восст}}$ (б) от содержания твердой фазы
(по количеству CaHPO_4)**

Представленные на рисунке 1 зависимости не линейны. Для кривой ΔP характерно наличие двух участков. С ростом $C_{тф}$ до 11 масс. % происходит значительное увеличение блокирующей способности, далее указанный показатель увеличивается незначительно. Указанное содержание СаНРО₄ (11 масс. %) соответствует оптимальному стехиометрическому соотношению осадкообразующих солей, то есть 9 масс. % соли кальция и 11 масс. % гидратированного фосфатного соединения. Это обусловлено тем, что частицы СаНРО₄ являются основным строительным материалом каркаса блокирующего экрана.

Для коэффициента восстановления проницаемости характерна зависимость, представленная кривой с максимумом также в области 11 масс. %. Дальнейший рост количества твердой фазы приводит к снижению $\eta_{восст.}$. При увеличении $C_{тф}$ до 14 масс. % падение коэффициента восстановления проницаемости составляет $\approx 6,5$ %. Это обусловлено тем, что с ростом содержания частиц твердой фазы происходит увеличение структурных свойств состава (реологических свойств, прочности структуры и др.), и протекает более интенсивно процесс коагуляции порового пространства пласта [9, 10, 14, 15].

Так как химический и фракционный состав конденсируемой твердой фазы существенно зависит от соотношения осадкообразующих компонентов [10, 16], были проведены лабораторные исследования составов с нестехиометрическим соотношением осадкообразующих солей (избыток/недостаток содержания соли кальция и гидратированного фосфатного соединения). Результаты исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исследование свойств блокирующих составов с нестехиометрическими концентрациями осадкообразующих компонентов

Содержание компонентов, масс. %					рН	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_1 \cdot 10^{-12}, \text{м}^2$	Блокирующая способность, $\Delta P, \text{МПа}$	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{восст.} \%$
Полимер	Соль кальция	Гидрированное фосфатное соединение	ПАВ	Вода				
2,0	3,0	11,0	1,0	83,0	8,56	1,132	7,8	74,0
2,0	5,0	11,0	1,0	81,0	8,24	1,201	9,3	87,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,46	1,144	13,1	99,0
2,0	12,0	11,0	1,0	74,0	6,63	1,231	12,8	99,0
2,0	15,0	11,0	1,0	71,0	6,11	1,187	12,4	99,0
2,0	9,0	5,0	1,0	83,0	6,07	0,997	8,7	78,0
2,0	9,0	7,0	1,0	81,0	6,84	1,207	9,6	89,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,48	1,206	13,1	99,0
2,0	9,0	15,0	1,0	73,0	8,14	1,189	13,2	95,0
2,0	9,0	17,0	1,0	71,0	8,41	1,111	11,4	88,0

Примечание. Содержание осадкообразующих компонентов представлено в пересчете на безводные соли.

На основании полученных данных построены зависимости блокирующей способности и коэффициента восстановления проницаемости от соотношения осадкообразующих компонентов (K) для указанной средней проницаемости кернов.

Полученные зависимости представлены кривыми с максимумом в диапазоне 0,75–1,2. При этом коэффициент восстановления проницаемости достигает значе- ний $\approx 99\%$, а блокирующая способность — 12,5–13,5 МПа. Таким образом, для породы со средней проницаемостью $\approx 1,0$ –1,2 Дарси оптимальным является значе- ние K в диапазоне, указанном выше (рис. 2).

Сходный характер зависимостей, приведенных на рисунке 1, свидетельствует о том, что соотношение концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу, сходным образом влияет на исследуемые величины. Так, соотношение ми- нимальной и максимальной величины блокирующей способности для рассматри- ваемых блокирующих составов составляет $\approx 0,6$, то есть происходит снижение ΔP состава на 40 % в рассматриваемой области соотношений концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу.

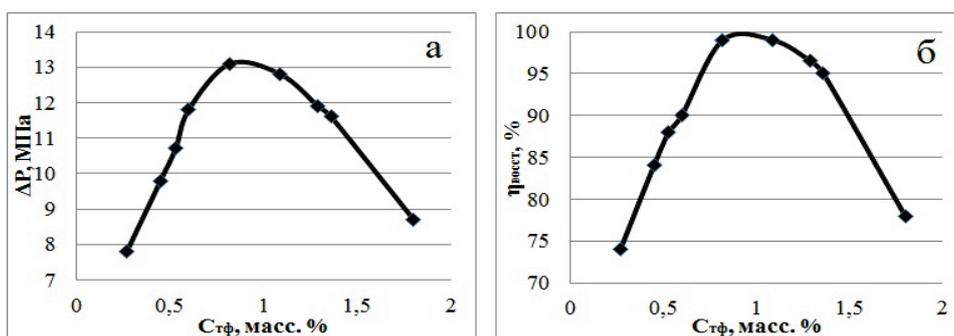


Рис. 2. Зависимость ΔP (а) и $\eta_{восст}$ (б) от соотношения осадкообразующих компонентов

Для коэффициента восстановления проницаемости соотношение минимального и максимального значения составляет $\approx 75\%$. То есть происходит снижение $\eta_{восст}$ состава примерно на 25–28 % в рассматриваемой области значений K . Таким обра- зом, можно сделать вывод, что изменение соотношения концентраций солей, обра- зующих конденсируемую твердую фазу, более существенно влияет на блокирую- щие свойства состава, чем на восстановление проницаемости кернов после прове- дения эксперимента. Это можно объяснить следующим образом. Закупоривание поровых каналов обеспечивается частицами твердой фазы. Их фракционный со- став может значительно меняться в зависимости от соотношения концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу. Вследствие этого при измене- нии K размеры частиц кольматанта уже не будут в достаточной степени соответ- ствовать размеру пор испытуемых образцов и, следовательно, не смогут обеспечить формирование плотного блокирующего экрана.

В отличие от блокирующей способности коэффициент восстановления прони- цаемости определяет то, насколько хорошо состав удаляется из порового про- странства керна [19–21]. Следовательно, $\eta_{восст}$ зависит в равной степени как от фракционного состава кольматанта, обеспечивающего создание блокирующего экрана при незначительном проникновении в пласт, так и от сил взаимодействия компонентов блокирующего состава со стенками поровых каналов, определяющих липкость фильтрационной корки.

В результате представленных лабораторных исследований конденсируемых дисперсий на основе соединений кальция были разработаны блокирующие соста- вы с конденсируемой твердой фазой для глушения скважин месторождений со сложными горно-геологическими условиями [22, 23]. Они обладают высокими блокирующими свойствами (выдерживают перепад давлений до 20 МПа) в терри-

генных коллекторах с неоднородной проницаемостью, содержащих глинистые минералы различного минералогического и химического состава, а также высокодренированных пластах. Кроме того, разработанные составы обеспечивают сохранение ФЕС пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 %), а также ингибирование набухания глинистых минералов. Это обусловлено тем, что в качестве побочных продуктов при образовании твердой фазы выступают соединения щелочных металлов и аммония, обладающие выраженным ингибирующим действием в отношении набухания глинистых пород.

Выводы

В результате проведенных исследований было установлено следующее:

- блокирующие составы на основе конденсируемых дисперсий соединений кальция обладают высокими блокирующими свойствами и могут широко применяться в условиях аномально низких пластовых давлений, в том числе в скважинах с высокодренированной ПЗП;
- их применение обеспечивает сохранение ФЕС пласта благодаря качественному удалению из пор пласта при освоении скважин;
- для блокирования продуктивных отложений с неоднородной проницаемостью (для пластов с средней проницаемостью ≈ 1 Дарси) оптимальным является применение составов с близким к стехиометрическому соотношению осадкообразующих компонентов;
- оптимальным является содержание твердой фазы ≈ 11 масс. %;
- в качестве побочных продуктов происходящих в блокирующем составе химических превращений выступают соли щелочных металлов или аммония, что обеспечивает ингибирование набухания глинистого материала пласта при проведении работ.

Библиографический список

1. Mardashov D. V., Rogachev M. K. Development of blocking hydrophobic-emulsion composition at well killing before well servicing // *Life Science Journal*. – 2014. – V. 11. – P. 283–285.
2. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: моногр. в 2 т. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – Т. 1. – 360 с.
3. Gladkov P. Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs // *World Applied Sciences Journal*. – 2014. – № 31 (6). – P. 1078–1081.
4. Басарыгин Ю. М., Макаренко П. П., Мавромати В. Д. Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 271 с.
5. Matanovic D., Gaurina-Medimurec N., Kristafor Z. Particulars in killing gas production wells // *Rudarsko-geoloSko-naftni zbornik*. – 1994. – V. 6. – P. 121–126.
6. Гасумов Р. А., Шихалиев И. Ю., Жуков Е. А. Опыт применения эффективных работок ОАО «СевКавНИПИГаз» при оказании сервисных услуг на скважинах подземных хранилищ газа ПАО «Газпром» // *Газовая промышленность*. – 2015. – № 11. – С. 54–58.
7. Крылов В. И., Крецул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
8. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта / М. А. Силин [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 4. – С. 104–106.
9. Михайлов Д. Н., Рыжиков Н. И., Шако В. В. Комплексный экспериментальный подход к определению кинетики коагуляции пористых сред // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 3. – С. 74–78.
10. Гасумов Р. А., Вагина Т. Ш., Костюков С. В. Современный подход к выбору составов для временного блокирования продуктивных пластов скважин на месторождениях со

сложными горно-геологическими условиями // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 51–56. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-51-56

11. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – Vol. 29, Issue 5. – P. 586–592. DOI: 10.2118/5713-PA

12. Dick M. A., Heinz T. J., Svoboda C. F., Aston M. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir grilling fluids // SPE International symposium on formation damage. – Lafayette, 2000. – Available at: <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

13. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции / Р. А. Гасумов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 58–66. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-58-66

14. Галян Д. А., Чуприна Г. А. Гидрогелевые растворы на основе пластовых рассолов – жидкости для глушения скважин при капитальном ремонте // Экспресс-информ. Серия: Геология, бурение и разработка газовых месторождений / ВНИИЭгазпром. – 1982. – Вып. 24. – С. 19.

15. Черепанова Н. А., Галимов И. М., Макеев Г. А. Промысловый опыт испытания осадкогелеобразующего состава на основе сырья лесохимии для повышения нефтеотдачи пластов // Интервал. – 2003. – № 1 (48). – С. 40–42.

16. Особенности выбора кольматантов, применяемых при проведении работ по временной изоляции продуктивного пласта на скважинах с АНПД / Р. А. Гасумов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4 (72). – С. 55–61.

17. Попова Ж. С. Экологически чистые технологические растворы для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 45–46.

18. Kang Yili, Yu Haifeng, Xu Chengyuan, Tang Long An optimal design for millimeter-wide fracture plugging zone // Natural Gas Industry. – 2015. – В. 2. – P. 113–119.

19. Гасумов Р. А. Комплексная технология крепления слабоцементированных пород в обводненных газовых скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 73–76. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-73-76

20. Гасумов Р. А. Обработка продуктивного пласта с низкой приемистостью при освоении малых месторождений (на примере газоконденсатного месторождения Северного Кавказа) // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 1. – С. 5–11.

21. Гасумов Р. А. Восстановление и повышение производительности газовых и газоконденсатных скважин физико-химическими методами // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 5. – С. 54–57.

22. Пат. 2543003 РФ № 2014110212/03, МПК С 09 К 8/504. Состав для временного блокирования продуктивного пласта на водной основе / Р. А. Гасумов [и др.], патентообладатель ОАО «Газпром». – заявл. 18.03.14; опубл. 27.02.15, Бюл. № 6. – 11 с.

23. Пат. 2651687 РФ № 2017100617, МПК Е21В 33/138, С09К 8/508. Состав с конденсируемой твердой фазой для временной изоляции продуктивного пласта / Р. А. Гасумов [и др.], патентообладатель ОАО «СевКавНИПИГаз». – заявл. 10.01.2017; опубл. 23.04.2018, Бюл. № 12. – 12 с.

Сведения об авторах

Гасумов Рамиз Алиевич, д. т. н., профессор, заслуженный деятель науки РФ, первый заместитель генерального директора, АО «СевКавНИПИГаз», г. Ставрополь, e-mail: svnipigz@gazprom.ru

Костюков Сергей Владимирович, аспирант, научный сотрудник, АО «СевКавНИПИГаз», г. Ставрополь, e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru

Information about the authors

Ramiz A. Gasumov, Doctor of Engineering, Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, First Deputy General Director, JSC «SevKavNIPIGaz», Stavropol, e-mail: svnipigz@gazprom.ru

Kostyukov Sergey Vladimirovich, Post-graduate, Researcher, JSC «SevKavNIPIGaz», Stavropol, e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru