

УДК 622.245.422

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОЧНОСТЬ КОНТАКТА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ПОРОДОЙ

Н.И. Николаев, Х. Лю, Е.В. Кожевников

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

STUDY OF INFLUENCE OF POLYMER SPACERS ON BOND STRENGTH BETWEEN CEMENT AND ROCK

N.I. Nikolaev, Kh. Liu, E.V. Kozhevnikov

National Mineral Resources University (University of Mines) (2 21st Line, Vasilevskii island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 30.11.2015. Принята / Accepted: 09.03.2016. Опубликовано / Published: 30.03.2016

Ключевые слова:

цементирование скважин, буферная жидкость, тампонажный раствор, глинистая корка, продуктивность скважины, буровой раствор, полимеры, тампонажные материалы, обсадная колонна, призабойная зона пласта, поверхностно-активные вещества, цементный камень, адгезия, горная порода, гидратация.

Key words:

well cementing, spacer, cement slurry, clay cake, well productivity, drilling mud, polymers, cementing materials, casing, bottom-hole, surface active agents, cement, adhesion, rock, hydration.

Около 25 % нефтяных и газовых скважин в мире имеют межпластовые перетоки пластового флюида различной интенсивности. Возникновение заколонных перетоков при эксплуатации нефтяных и газовых скважин существенно снижает эффективность разработки залежи в целом. Как правило, перетоки происходят по контакту цементного камня с горной породой, что в большинстве случаев вызвано отсутствием адгезионной связи между цементом и горной породой из-за наличия глинистой корки на поверхности ствола скважины. Глинистая корка характеризуется хрупкой рыхлой минеральной структурой, что также влияет на свойство цементного камня. Существующие методы удаления глинистой корки (скрепки, абразивные буферные жидкости, турбулизация и изменение скорости потока) не позволяют полностью очистить поверхность стенки скважины, в связи с чем задача повышения качества крепления скважины путем химического воздействия на глинистую корку является актуальной. Предлагаемая авторами идея повышения качества цементирования скважины состоит в разработке состава полимерной буферной жидкости (ПБЖ) на основе высокомолекулярных полимеров, позволяющей отверждать глинистую корку.

В статье приведены результаты лабораторных исследований влияния температуры и толщины глинистой корки на качество сцепления цементного камня с горной породой. Представлены результаты исследования влияния ПБЖ на адгезию цементного камня к горной породе, а также сделана попытка раскрытия механизма действия буферной жидкости на глинистую корку. Показано, что введение в состав буферных жидкостей реагентов, отверждающих глинистую корку и создающих систему «цементный камень – глинистая корка – порода», повышает эффективность межпластовой изоляции затрубного пространства обсадных колонн.

About 25% of world oil and gas wells have fluid cross-flows between layers of different strength. Occurrence of cross-flows during performance of oil and gas wells significantly decreases efficiency of development of an entire reservoir. Usually cross-flows occur over the bond between cement and rock that in most cases caused by lack of adhesion between them due to clay cake on the well bore surface. Clay cake is characterized by fragile loose mineral structure that affects cement properties as well. It is impossible to fully remove clay cake from well bore surface by existing means such as scrapers, abrasive spacers, flow turbulization and flow change. That makes a challenge to increase cement quality by chemical influence on clay cake relevant. Proposed idea to increase well cement quality is to develop polymer spacer based on high-molecular polymers able to harden clay cake.

Results of laboratory study of influence of temperature and thickness of clay cake on the quality of bond between cement and rock are presented. Results of study of polymer spacer influence on adhesion between cement and rock are shown. There was an effort made to reveal mechanism of spacer effect on clay cake. It is shown that injection of agents that harden clay cake and make system “cement–clay cake–rock” increase efficiency of layer isolation in the casing annular.

Николаев Николай Иванович – доктор технических наук, профессор кафедры бурения скважин (моб. тел.: +007 911 243 73 94, e-mail: nikinik@mail.ru).

Лю Хаоя – аспирант кафедры бурения скважин (моб. тел.: +007 953 165 63 19, e-mail: lhy091575.163.com).

Кожевников Евгений Васильевич – аспирант кафедры бурения скважин (моб. тел.: +007 981 839 62 60, e-mail: kozhevnikov_evg@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Nikolai I. Nikolaev (Author ID in Scopus: 56308406100) – Doctor of Engineering, Professor at the Department of Well Drilling (mob. tel.: +007 911 243 73 94, e-mail: nikinik@mail.ru).

Khaoya Liu – postgraduate student at the Department of Well Drilling (mob. tel.: +007 953 165 63 19, e-mail: lhy091575.163.com).

Evgenii V. Kozhevnikov (Author ID in Scopus: 55531698200) – postgraduate student at the Department of Well Drilling (mob. tel.: +007 981 839 62 60, e-mail: kozhevnikov_evg@mail.ru). The contact person for correspondence.

Введение

Эффективность эксплуатации нефтяных и газовых скважин в значительной степени зависит от методов и материалов крепления обсадных колонн [1, 2]. Качественное цементирование обеспечивает долговечность эксплуатации скважин и, соответственно, стабильность добычи нефти и газа. Известно, что прочность контакта цементного камня с породой, обеспечивающая герметичность заколонного пространства, является одной из самых главных характеристик оценки качества крепления скважин [3, 4]. Практика показывает, что заколонные перетоки возникают на контакте цементного камня с горной породой по причине наличия на породе глинистой корки [5–7]. Подъем бурового снаряда из скважины и спуск обсадной колонны оказывают на глинистую корку гидродинамическое воздействие, которое приводит к разрыхлению и образованию на её поверхности сети микротрещин. Глинистый раствор, попавший в эти микротрещины, трудно удалить в процессе прокачки буферной жидкости, что в конечном итоге отрицательно сказывается на сцеплении цемента с горной породой [8, 9]. Глинистая корка характеризуется хрупкой рыхлой минеральной структурой, что также влияет на свойство цементного камня. Поскольку полностью удалить глинистую корку с поверхности ствола скважины практически невозможно, то её наличие приводит к существенному снижению качества цементирования затрубного пространства, что выражается в возникновении микротрещин в цементном камне и частичном отсутствии его сцепления (адгезии) с горной породой на отдельных участках скважин [10–12]. Существующие методы удаления глинистой корки (скребки, абразивные буферные жидкости, турбулизация и изменение скорости потока) не позволяют полностью очистить поверхность стенки скважины, в связи с чем задача повышения качества крепления скважины путем химического воздействия на глинистую корку является актуальной.

Авторами предлагается новый подход к креплению скважин путем введения в состав буферного раствора перед цементированием специальных модификаторов глины – GM-II. Сама по себе

глинистая корка не имеет способности к отверждению, а цементный раствор при своей гидратации также не способствует твердению глины на поверхности ствола скважины. Для повышения активности глинистой корки и её способности к отверждению необходимо в глину вводить активные ионы [13].

В данной работе приведены результаты исследований некоторых составов буферных жидкостей, способствующих совместному твердению глины и цемента на контакте с горной породой, что существенно повышает адгезию тампонажного камня.

Исследование влияния глинистой корки на сцепление цементного камня с горной породой

Предлагаемая авторами идея повышения качества цементирования скважины состоит в разработке состава полимерной буферной жидкости (ПБЖ) на основе высокомолекулярных полимеров, позволяющей отверждать глинистую корку. В работе представлены результаты исследования влияния ПБЖ на адгезию цементного камня к горной породе, а также сделана попытка раскрытия механизма действия буферной жидкости на глинистую корку.

Для определения влияния ПБЖ на адгезию цементного камня к горной породе были проведены экспериментальные исследования по методике, описанной в работе [14].

После образования глинистой корки на модели ствола скважины и частичного ее удаления часть форм на две минуты помещалась в воду, а другая – в полимерную буферную жидкость. После заливки цементного раствора образцы выдерживались в термостате при температуре 90 °С и при атмосферном давлении. Результаты экспериментов представлены на рис. 1.

Из графиков видно, что адгезия у проб с применением ПБЖ значительно выше, чем у контрольных. Результаты показывают, что при использовании новых полимерных буферных жидкостей адгезия цементного камня с глинистой коркой выше в 3 раза через 2 суток и в 5 раз через 2 месяца.

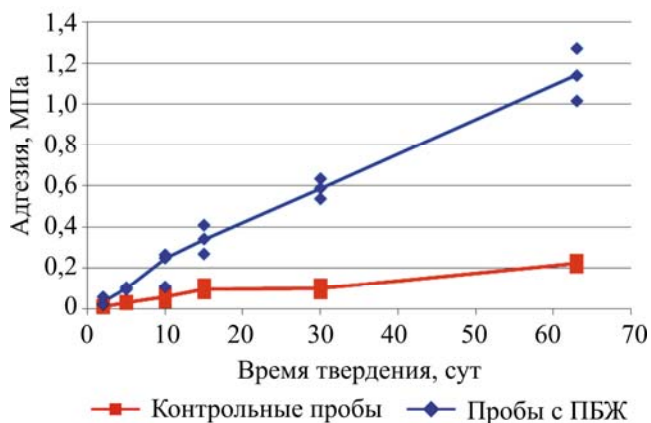


Рис. 1. Влияние ПБЖ на адгезию цементного камня с горной породой

Раскрытие механизма действия буферной жидкости на глинистую корку

Визуальное исследование показало, что у образцов, обработанных полимерным буферным составом, глинистая корка имеет гладкую и плотную структуру (рис. 2, б), что позволяет судить о ее высоком качестве.

Кроме того, в пробах с ПБЖ толщина глинистой корки значительно меньше, чем у контрольных проб. Предыдущие исследования показали, что чем меньше толщина глинистой корки, тем

выше адгезионная прочность контакта цементного камня с горной породой.

На следующем этапе исследовался химический состав проб глинистых корок с целью определения причин изменения адгезии.

Ввиду неизменности содержания барита (утяжелителя в буровом растворе) химические элементы в пробах обозначаются по отношению к барию. Результаты исследований представлены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что в пробах с ПБЖ содержание химических элементов (Na, Mg, Al, Si, K, Ca, Fe) существенно выше, чем в контрольных.

Входящая в состав полимера COO^- -группа адсорбирует активные катионы: Ca^{2+} , Al^{3+} , Na^+ , Mg^{2+} и др., а затем эти катионы адсорбируют анионы SiO_4^{2-} , OH^- , SO_4^{2-} и др. Химическое взаимодействие этих ионов друг с другом приводит к образованию новых продуктов гидратации.

Для изучения минералогического состава глинистой корки использовался рентгеноструктурный анализ (XRD), результаты которого представлены на рис. 3 и в табл. 2.

Из рис. 3, а видно, что в контрольных пробах содержится большое количество соединений барита. Минералогический состав проб приведен ниже.



а



б

Рис. 2. Фотографии полученных глинистых корок, выдержанных: а – в воде; б – в ПБЖ

Таблица 1

Содержание химических элементов в пробах

Пробы	Элемент						
	Na/Ba	Mg/Ba	Al/Ba	Si/Ba	K/Ba	Ca/Ba	Fe/Ba
С ПБЖ	28,33	2,056	3,19	30,79	1,9	20,12	1,256
Контрольные	0,38	0,908	1,226	5,76	0,333	4,18	0,129

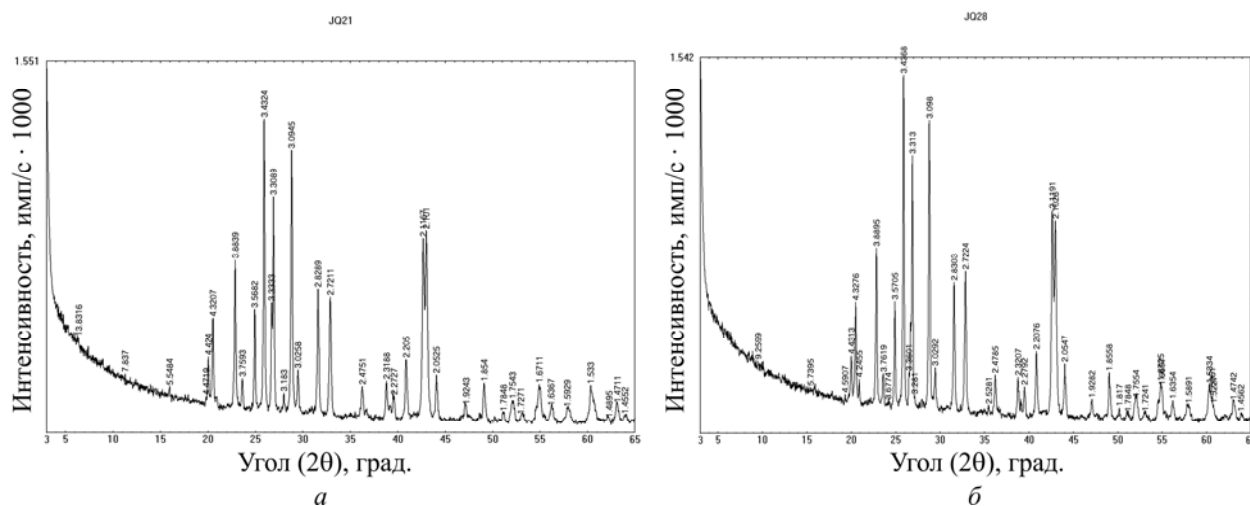


Рис. 3. Результаты XRD: а – контрольных проб; б – проб с ПБЖ

Таблица 2

Результаты исследования методом XRD составов контрольных проб и проб с ПБЖ

Характерный пик ($\times 1000$ CPS)	Продукт
Контрольные пробы	
3,0945; 2,1167; 1,5330 и т.д.	Кальцит
2,8289; 2,4751; 1,4895 и т.д.	Кварц
4,4240; 1,8170; 1,5334 и т.д.	Иддингсит
3,7593; 3,3089; 1,8540 и т.д.	Полевой шпат
4,4719; 2,1010; 1,6711 и т.д.	Монтмориллонит
4,3207; 3,0945; 1,6370 и т.д.	Хлорид
Пробы с ПБЖ	
3,0292; 2,8303; 1,5261 и т.д.	Кальцит
3,8895; 3,3131; 1,8170 и т.д.	Кварц
4,4313; 1,8170; 1,5334 и т.д.	Иддингсит
3,7619; 3,281; 1,8558 и т.д.	Полевой шпат
4,5907; 2,8303; 1,6354 и т.д.	Хлорид
4,3276; 3,313; 1,5334 и т.д.	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
2,2792; 1,533; 1,4562 и т.д.	$\text{Mg}(\text{OH})_2$
3,6774; 2,4785; 1,9282 и т.д.	$\text{Al}_2\text{SiO}_4(\text{OH})_2$
4,2455; 3,7619; 1,9284 и т.д.	Гидросиликат кальция
3,3601; 2,5281; 1,8558 и т.д.	Гидросульфалюминат
3,3601; 2,4785; 1,8558 и т.д.	$3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{CaSO}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$

Рентгеноструктурный анализ состава глинистых корок показал, что в составе всех проб преобладают инертные минералы (кварц, кальциты, полевые шпаты, монтмориллониты, хлориды и др.). При взаимодействии этих минералов с ионами буферной жидкости их активность существенно повышается. В пробах с ПБЖ обнаружены дифракционные пики гидросиликатов кальция, этtringитов, гидроалюминатов кальция, гидросульфалюминатов и др., наличие которых обуславливает высокие прочностные характеристики глинистой корки, что в свою очередь

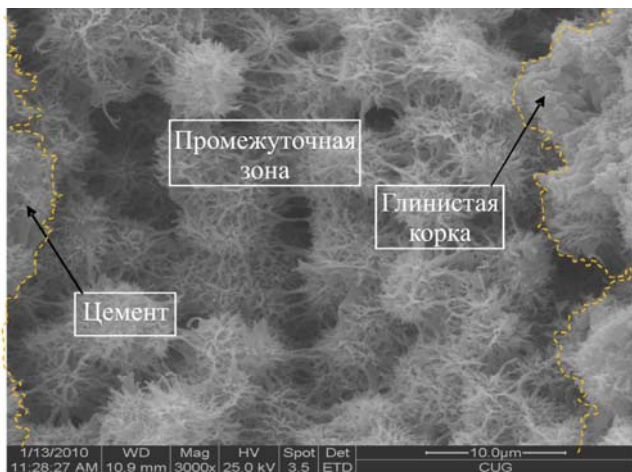
обеспечивает высокое качество цементирования скважин.

Для выявления причин повышенной прочности контакта «цементный камень – глинистая корка» проводились исследования ее микроструктуры.

Из рис. 4 видно, что в контрольных пробах между цементным камнем и глинистой коркой отчетливо наблюдается граница. Промежуточная зона между цементом и глинистой коркой имеет большое количество трещин и пор, минералы обладают рыхлой структурой. Связь между цементным камнем и глинистой коркой незначительна, что обу-



Рис. 4. Структура контрольных проб



a



б

Рис. 5. Структура проб с ПБЖ:
а – увеличение ×3000; б – увеличение ×6000

словливает низкое качество межпластовой изоляции крепления скважин. Дополнительные исследования показывают, что промежуточная зона между цементным камнем и глинистой коркой имеет крупные легкорастворимые включения $\text{Ca}(\text{OH})_2$. При соединении этих кристаллов с солями фильтрата цементного раствора образуются минералы, отрицательно влияющие на адгезию.

Из рис. 5 видно, что при воздействии ПБЖ на глинистую корку между ней и цементным камнем образуется сетчатая кристаллическая структура, состоящая из полимера и вяжущих минералов. Белые дендритные новообразования имеют контакт как с минералами цементного камня, так и с частицами глинистой корки, образуя между ними прочную связь [15, 16].

Эти кристаллогидраты имеют спутанно-волокнистую структуру, которая заполняет трещины и поры между цементом и глинистой коркой, что содействует отвердеванию глинистой корки и приводит к уплотнению минералов в промежуточной зоне, в результате чего повышается контактная прочность цементного камня с породой.

Влияние концентрации полимерных буферных жидкостей на сцепление цементного камня с горной породой

Результаты исследования влияния концентрации полимерного раствора GM-II в буровом растворе представлены на рис. 6.

Из графиков на рис. 6 видно, что адгезия цементного камня к глинистой корке с применением

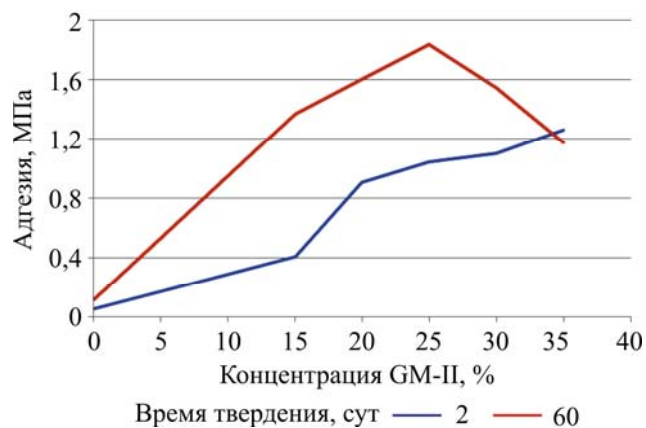


Рис. 6. Зависимость адгезии цементного камня к горной породе от времени и концентрации полимерного раствора (GM-II)

полимерных буферных жидкостей с различными концентрациями значительно выше, чем у контрольных образцов (концентрация ГМ-II = 0). Кроме того, с увеличением времени твердения адгезия цементного камня с глинистой коркой увеличивается, что связано с повышением степени гидратации цементного камня.

Из рис. 6 видно, что с увеличением концентрации полимерного раствора ГМ-II адгезия цементного камня с породой через 2 суток увеличится. Однако через 60 дней адгезия цементного камня с породой с увеличением концентрации полимерного раствора ГМ-II в пределах 0–25 % увеличивается, а в пределах 25–35 %, наоборот, уменьшается.

Это явление вызвано тем, что повышенная концентрация ГМ-II вызывает образование большого количества отложений и флоккул, имеющих слабую механическую структуру. Исследования стабильности полимерной жидкости показали, что при высокой температуре происходит коагуляция частиц смолы в латексе и выпадение их в осадок, что отрицательно сказывается на адгезии цементного камня к породе.

Экспериментальные исследования показали, что надежная герметичность заколонного про-

странства скважины обеспечивается при применении полимерной буферной жидкости с концентрацией раствора ГМ-II 25 %.

Выводы

1. Применение ПБЖ позволяет значительно улучшить качество крепи скважины за счет образования своеобразной сетчатой кристаллической структуры, обеспечивающей отвердевание глинистой корки в зоне контакта с цементным камнем.

2. После воздействия ПБЖ на глинистую корку, в которой активными группами являются COO-Ca^+ , COO-Al^{2+} , $-\text{OH}$ и др., между цементным камнем и горной породой образуются минералы (гидросиликаты кальция, этtringиты, гидроалюминаты кальция, минералы с повышенным содержанием алюминатов и др.), увеличивающие контактную прочность цементного камня с породой.

3. Экспериментальные исследования показали, что надежная герметичность заколонного пространства скважины обеспечивается при применении полимерной буферной жидкости с концентрацией раствора ГМ-II 25 %

Список литературы

1. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
2. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
3. Кожевников Е.В., Николаев Н.И., Ожгибесов О.А., Дворецкас Р.В. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 23–25.
4. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
5. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
6. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29–37.
7. Лю Х., Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Исследование свойств полимерной буферной жидкости для повышения каче-

References

1. Chernyshov S.E. Sovershenstvovanie tekhnologii stroitel'stva dopolnitel'nykh stvolov iz ranee proburenykh skvazhin [Improvement of sidetracks construction technology]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2010, no. 6, pp. 22-24.
2. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshiria-iushchiesia tamponazhnye sostavy dlia likvidatsii pogloshchenii pri krepnenii obsadnykh kolonn dobyvaiushchikh skvazhin [Expanding compositions of cement slurries for lost circulation control under cementing of casing of producing wells]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, no. 3, pp. 50-52.
3. Kozhevnikov E.V., Nikolaev N.I., Ozhgibesov O.A., Dvoretkas R.V. Issledovanie vliianiia sedimentatsii tamponazhnogo rastvora na svoistva poluchaemogo tsementnogo kamnia [Studying of sedimentation influencing on cement stone properties]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2014, no. 6, pp. 23-25.
4. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Osnovnye napravleniia povysheniia effektivnosti stroitel'stva bokovykh stvolov [The main directions of improving the efficiency of the construction of sidetracks]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2011, no. 8, pp. 98-100.
5. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshiria-iushchiesia tamponazhnye sostavy dlia likvidatsii pogloshchenii pri krepnenii obsadnykh kolonn dobyvaiushchikh skvazhin [Expanding compositions of cement slurries for lost circulation control under cementing of casing of producing wells]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, no. 3, pp. 50-52.

ства крепи скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 6. – С. 38–41.

8. Син Эин, Лю Шуци, Лю Нышин. Введение в технику нефти // Пекин: Нефтепромышленное издательство, 2008. – С. 105–107.

9. Кожевников Е.В. Исследование влияния свойств тампонажного раствора на качество цементирования горизонтальных скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 115–118.

10. Николаев Н.И., Кожевников Е.В., Силоян А.С., Агишев Р.Р. Разработка седиментационно-устойчивых тампонажных составов для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 15–17.

11. Кожевников Е.В. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления скважин и боковых стволов с наклонными и горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 24–31.

12. Чи Фензен, Шен Жыцен, Лю Ин. Тенденции исследования и технические проблемы в тампонажной области // Технология бурения и добычи. – 2004. – 27 (4). – С. 7–10.

13. Ун Центао, Цао шаолин, Ни Мэшен. Употребление и проект частиц бутадиев-латекса в тампонажной области // Технология и употребление нефтехима. – 2001. – 19 (5). – С. 325–327.

14. Гу Цзюнь, Цинь Вэньчжэн. Эксперимент интегрального отверждения системы цементно-глинистой корки по методу МТА // Разведка и разработка нефти. – 2010. – 37 (2). – С. 226–230.

15. Гу Шинмин, Ун Нэфен. Исследование и употребление системы цементов с бутадиев-латексом в Китае // Труды нефтегазового высшего технического учебного заведения. – 2009. – 11 (3). – С. 17–22.

16. Дин Гаин, Ни Ноичан, Ун Нонвы. Исследование механизма влияния латекса на тампонажный цемент // Труды китайского нефтегазового университета. – 2001. – 25 (2). – С. 16–18.

6. Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Povyshenie kachestva krepneniia skvazhin s gorizontальnymi uchastkami [Enhancing the cementing quality of the well with horizontal profile]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 29-37.

7. Liu Kh., Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Issledovanie svoistv polimernoi bufernoi zhidkosti dlia povysheniia kachestva krepni skvazhin [Study of properties of an organic spacer fluid to improve cementing quality]. *Stroitel'stvo nef'tianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2015, no. 6, pp. 38-41.

8. Sin Ein, Liu Shutsi, Liu Nyschhin. Vvedenie v tekhniku nef'ti [Introduction to oil equipment]. Pekin: Nef'tepromyshlennoe izdatel'stvo, 2008. Pp. 105-107.

9. Kozhevnikov E.V. Issledovanie vliianiia svoistv tamponazhnogo rastvora na kachestvo tsementirovaniia gorizontальnykh skvazhin [Study of cement slurry properties influence on the quality of horizontal well cementing]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2014, no. 1, pp. 115-118.

10. Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V., Siloian A.S., Agishev R.R. Razrabotka sedimentatsionno-ustoiichivnykh tamponazhnykh sostavov dlia krepneniia skvazhin s naklonnymi i gorizontальnymi uchastkami [Development of sedimentation-stable slurries for cementing of well casing with inclined and horizontal sections]. *Inzhenier-neftianik*, 2015, no. 2, pp. 15-17.

11. Kozhevnikov E.V. Issledovanie svoistv tamponazhnykh rastvorov dlia krepneniia skvazhin i bokovykh stvolov s naklonnymi i gorizontальnymi uchastkami [Study of properties of cement slurries for horizontal well and sidetrack cementing]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 17, pp. 24-31.

12. Chi Fenzen, Shen Zhytsen, Liu In. Tendentsii issledovaniia i tekhnicheskie problemy v tamponazhnoi oblasti [Tips, trends, research and technical problems in the field of cementation]. *Tekhnologiya burenii i dobychi*, 2004, 27 (4), pp. 7-10.

13. Un Tsentaо, Tsao shchaoloin, Ni Meshen. Upotreblenie i proekt chastits butadien-lateksa v tamponazhnoi oblasti [Use and design of the butadiene latex particles in the field of cementation]. *Tekhnologiya i upotreblenie nef'tekhima*, 2001, 19 (5), pp. 325-327.

14. Gu Tszium', Tsin' Ven'chzhen. Eksperiment integral'nogo otverzheniia sistemy tsementno-glinistoi korki po metodu MTA [Experiment of an integral hardening system cement-clay cake by the MTA method]. *Razvedka i razrabotka nef'ti*, 2010, 37 (2), pp. 226-230.

15. Gu Shchinmin, Un Nefen. Issledovanie i upotreblenie sistemy tsementov s butadien-lateksom v Kitae [Study and use of cement systems with butadiene latex in China]. *Trudy nef'tegazovogo vysshego tekhnicheskogo uchebnogo zavedeniia*, 2009, 11 (3), pp. 17-22.

16. Din Gain, Ni Noichan, Un Nonvy. Issledovanie mekhanizma vliianiia lateksa na tamponazhnyi tsement [Study of mechanism of influence of latex on cement]. *Trudy kitaiskogo nef'tegazovogo universiteta*, 2001, 25 (2), pp. 16-18.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Николаев Н.И., Лю Х., Кожевников Е.В. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №18. – С. 16–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.2

Please cite this article in English as:

Nikolaev N.I., Liu Kh., Kozhevnikov E.V. Study of influence of polymer spacers on bond strength between cement and rock. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 16-22. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.2