

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.3

УДК 622.245.422

© Николаев Н.И., Кожевников Е.В., 2014

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ

Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия

Строительство скважин с горизонтальным проложением сопряжено с определенными трудностями, возникающими как при бурении, так и при креплении. Основным фактором, влияющим на качество цементирования горизонтальных участков скважин или боковых стволов, является седиментация тампонажного раствора. В отличие от вертикальных скважин, где герметичность скважины в целом не снижается, в горизонтальных даже незначительная водоотдача приводит к тому, что у верхней стенки скважины образуется канал с жидкостью затворения, в результате чего контакт цементного камня с породой в этой зоне может отсутствовать, что приводит к появлению заколонных перетоков. Очевидно, что основным способом повышения качества цементирования скважин является изменение свойств тампонажного раствора путем регулирования его состава. Введение различных добавок позволяет в известной степени изменять основные характеристики цементного раствора, причем некоторые из них изменяются в диаметрально противоположном направлении, улучшение одних свойств неизбежно приводит к ухудшению других. Высокая седиментационная устойчивость и прокачиваемость тампонажного раствора как раз являются одними из таких свойств. При цементировании бокового ствола высокая степень прокачиваемости тампонажного раствора является основным требованием к его составу. В условиях малого кольцевого пространства забойное давление при закачке цементного раствора может достигать значений, превышающих давления поглощения и гидроразрыва пласта, что сказывается на успешности операции по креплению БС и дальнейшей продуктивности скважины. Также, ввиду малого размера получаемого цементного кольца, тампонажный камень должен обладать повышенными прочностными характеристиками. В работе проведен анализ применяемых тампонажных растворов и добавок для цементирования горизонтальных участков скважин, выбрано актуальное направление научных исследований.

Ключевые слова: цементирование горизонтальных скважин, боковые стволы, тампонажный раствор, седиментация, продуктивность скважины, гидроразрыв пласта, полимеры, расширяющиеся тампонажные материалы, обсадная колонна, призабойная зона пласта, поверхностно-активные вещества, пластификаторы, адгезия, контракция, гидратация.

ENHANCING THE CEMENTING QUALITY OF THE WELL WITH HORIZONTAL PROFILE

N.I. Nikolaev, E.V. Kozhevnikov

National Mineral Resources University (University of Mines),
Saint Petersburg, Russian Federation

Oil and gas horizontal well drilling is associated with big amount of challenges that may occur while drilling or completion operations. The main risk in horizontal well cementing is sedimentation of cement slurry. Unlike vertical wells where the integrity of the well is generally not reduced, even a minor water loss leads to the formation of the channel created by the mixing fluid under the upper wall of the horizontal borehole, where contact of the cement stone and rock may lack, leading to annular space flows. Obviously, the main way to improve the quality of cementing is modification of the properties of cement slurry by adjusting its composition. Introduction of various additives to a certain extent alter the basic characteristics of the cement slurry, and some of them vary considerably, improving one property results in the inevitable deterioration of others. High sedimentation stability and pumpability of cement slurry are just some of these properties. While cementing sidetracks high pumpability of cement slurry is a basic requirement for its composition. In the condition of small annulus, bottomhole pressure when pumping the slurry can reach values exceeding leak off and fracturing pressure that affects the success of the operation and subsequent well productivity. Also, considering the small size of the cement stone it must have high strength characteristics. The paper includes analysis of applying cement slurries and additives for horizontal wells. The current avenues of scientific research are chosen.

Keywords: horizontal well cementing, sidetrack, cement slurry, sedimentation, well productivity, hydraulic fracturing, polymers, expanding cement slurries, casing, bottomhole formation area, surfactants, plasticizers, adhesion, contraction, hydration.

На сегодняшний день строительство скважин, боковых стволов с наклонными и горизонтальными профилями позволяет наиболее полно и эффективно разрабатывать месторождения нефти и газа [1]. По способу заканчивания скважины могут быть как с открытым забоем, так и с обсаженным. Главным преимуществом конструкции скважины с открытым забоем является ее гидродинамическое совершенство по характеру вскрытия, что обеспечивает высокие дебит и темп отбора запасов. Заканчивание скважины посредством спуска обсадной колонны (хвостовика) и последующим ее цементированием проводится в коллекторах, представленных слабощементированными горными породами, также позволяет контролировать разработку отдельных нефтегазоносных объектов и их селективную обработку, снизить число аварий, избежать раннего обводнения скважинной продукции или прорыва газа. Вновь вводимые в эксплуатацию скважины с обсаженным забоем должны отвечать высоким требованиям по степени разобщения нефтегазоносных и водных горизонтов, так как появление заколонных перетоков может привести к преждевременному обводнению скважинной продукции или прорыву газа, что снизит эффективность эксплуатации скважины и разработки месторождения в целом.

При цементировании особое внимание уделяется составам и свойствам применяемых тампонажных растворов [2], для крепления горизонтальных и наклонных скважин они должны обладать следующими характеристиками:

- низкая фильтраотдача;
- седиментационная устойчивость;
- высокая степень прокачиваемости;
- высокая прочность тампонажного камня;
- достаточное расширение тампонажного камня при твердении для создания плотного контакта с сопредельными средами;

– высокая адгезия к сопредельным средам;

– низкая проницаемость тампонажного камня.

Продуктивность скважины зависит от состояния призабойной зоны пласта (ПЗП). Основным ее загрязнителем является фильтрат бурового и тампонажного растворов [3]. Отфильтровывание свободной воды из цементного раствора при закачке также приводит к его загущению, преждевременному схватыванию и, как следствие, некачественному цементированию. Для минимизации вредного воздействия фильтрующей жидкости на ПЗП в тампонажный раствор вводят добавки – понизители фильтраотдачи («Сульфацил С», КССБ, КМЦ, Tylose, Rhodopol, ПАА, декстрин и т.д.) [4]. Благодаря своей структуре молекулы полимеров, адсорбируясь на частицах цемента, создают защитные оболочки, повышая вязкость раствора и связывая часть свободной воды. Применение стабилизирующих добавок обладает рядом недостатков: резкое снижение растекаемости раствора, увеличение сроков схватывания и снижение прочности цементного камня [5–8].

Показателем седиментационной устойчивости тампонажного раствора является его водоотдача. В начальный период после затворения происходит интенсивное движение твердой фазы вниз и всплытие воды. С течением времени, по мере гидратации вяжущего, структура раствора меняется, частицы цемента образуют агрегаты, в результате чего интенсивность всплытия воды снижается и происходит по уже сформированным каналам (образование суффозионных каналов).

Для повышения седиментационной устойчивости применяют следующие меры: стабилизация при помощи применения специальных добавок; использование тонкомолотых цементов, введение тонковолокнистых материалов. В качестве стабилизаторов тампонажных раство-

ров в основном используют глины и полимерные добавки: ПВС, КМЦ, «Гипан», КССБ и т.д. Главным недостатком применения данных добавок является увеличение сроков схватывания тампонажного материала и снижение прочности образующегося камня. Растворы на основе тонкомолотых цементов обладают высокой дисперсией и стабильностью, но требуют большего количества воды для затворения, В/Ц достигает 0,8. Большая удельная поверхность цементов способствует возникновению внутренних напряжений в камне и трещин, в результате чего уменьшается прочность камня на изгиб [9]. Применение микроцементов для крепления обсадных колонн в интервале продуктивных пластов нежелательно ввиду высокой проникающей способности раствора [10]. Использование некоторых тонковолокнистых материалов, таких как асбест, приводит к увеличению водопотребности раствора, снижению прочности камня, но увеличивает его деформативность [11].

Прокачиваемость тампонажного раствора определяет степень замещения бурового раствора и целостность получаемого цементного кольца, а также величину репрессии на пласт при проведении операции цементирования. При продавке цементного раствора забойное давление может достигать значений, превышающих давления поглощения и гидроразрыва пласта, что сказывается на успешности операции по креплению скважины и дальнейшей ее продуктивности. В некоторых случаях высокая степень прокачиваемости тампонажного раствора является основным требованием к его составу: для цементирования боковых стволов с шириной кольцевого пространства 11 мм оптимальное значение растекаемости тампонажного раствора составляет 240 мм [12, 13].

Для увеличения прокачиваемости раствора возможно увеличение водоцементного отношения (В/Ц) или использование специальных добавок – пласти-

фикаторов. Повышение содержания воды также может негативно влиять на свойства раствора. При введении в раствор пластификаторов и ПАВ вследствие поверхностных явлений на частицах цемента обеспечивается устойчивость дисперсионной системы, ее разжижение, в результате чего для достижения необходимой степени прокачиваемости необходимо меньшее количество воды. Использование пластификаторов позволяет не только снизить В/Ц (менее 0,4 при растекаемости 240 мм), но и увеличить прочность цементного камня. Следует отметить также, что происходит увеличение сроков схватывания [14]. Наиболее распространенными пластификаторами для тампонажных растворов являются «Суперпластификатор С-3», НТФ, лигносульфонаты, полипласт, ССБ и т.д.

Прочность цементного камня обеспечивает надежность крепления скважины и его способность выдерживать большие нагрузки в течение длительного времени. При недостаточных прочностных характеристиках тампонажного камня во время эксплуатации скважины может происходить растрескивание цементного кольца и образование заколонных перетоков в результате гидродинамического воздействия на ПЗП или использования ее в целях поддержания пластового давления. Регулирование прочностных характеристик камня осуществляется путем введения различных добавок – наполнителей, структурирующих добавок, добавок, ускоряющих процессы твердения, и т.д.

Надежное крепление цементного камня в заколонном пространстве достигается за счет расширения цемента в процессе твердения и создания давления на контакт цемент – обсадная колонна, цемент – стенка скважины. Для расширения тампонажного камня в тампонажный раствор вводятся специальные расширяющие добавки. Природа расширения цементного камня заключается в образовании веществ (гидратация), имеющих

больший объем по сравнению с суммой объемов исходных продуктов, внутри структурированной решетки цементного камня. В зависимости от механизма расширения бывают тампонажные растворы на оксидной основе, на сульфоалюминатной основе и на основе образования пузырьков газа.

Расширение тампонажных растворов на оксидной основе происходит за счет взаимодействия оксидов магния и кальция с водой и образования их гидроксидов, скорость протекания гидратации изменяется в зависимости от температуры обжига магнезита и известняка [6].

Недостатком применения расширяющих добавок на основе оксида кальция является его способность к быстрой гидратации, что происходит до начала образования кристаллической структуры и не вызывает расширения тампонажного раствора. Температура применения расширяющихся тампонажных материалов с добавлением СаО варьируется от 20 до 50 °С. Применение оксида магния в качестве расширяющей добавки возможно при температурах до 200 °С.

Расширение тампонажных растворов на сульфоалюминатной основе происходит за счет образования в кристаллической решетке цементного камня гидросульфоалюмината кальция (эттрингит) при взаимодействии гипса и продуктов гидратации алюминатных вяжущих [15]. Сульфоалюминатный цемент является быстротвердеющим и расширяющимся вяжущим, гидратация гидросульфоалюмината кальция происходит в короткие сроки и заканчивается через трое суток. При температурах выше 70 °С происходит разрушение эттрингита, что существенно уменьшает применимость расширяющихся цементов на сульфоалюминатной основе.

Высокая адгезия к сопредельным средам определяет надежность разобшения продуктивных пластов, вскрытых скважиной, обеспечивая плотный контакт цемента со стенками скважины и обсад-

ной колонны. При отсутствии контакта или небольшой его прочности в скважине возникают заколонные перетоки, не только приводящие к дорогостоящим ремонтным работам, но и снижающие эффективность разработки месторождения в целом. Величина адгезии цементного камня определяется величиной его расширения (контракции), стабильностью, свойствами соприкасающихся поверхностей (горная порода, поверхность обсадных труб, наличие глинистых корок).

Для обеспечения качественного крепления скважины и разобшения продуктивных пластов образующийся камень должен быть флюидонепроницаемым. Проницаемый тампонажный камень, как и при плохой его адгезии к обсадной трубе или стенке скважины, может привести к возникновению заколонных перетоков. Проницаемость тампонажного камня напрямую зависит от свойств и состава раствора и условий его твердения [16].

Главным фактором, снижающим качество цементирования горизонтальных участков скважин и боковых стволов, является седиментация тампонажного раствора. В отличие от вертикальных скважин, где герметичность скважины в целом не снижается, в горизонтальных даже незначительная водоотдача приводит к тому, что у верхней стенки скважины образуется канал с жидкостью затворения, в результате чего контакт цементного камня с породой в этой зоне может отсутствовать, что приводит к появлению заколонных перетоков [17, 18]. При водоотделении тампонажного раствора до 4 % по ГОСТ 1581–96 в скважине могут образовываться каналы толщиной до 7 мм [19]. Однако водоотдача тампонажного раствора является только косвенным признаком, характеризующим его седиментационную устойчивость, также остается не полностью изученным процесс седиментации и его влияние на свойства получаемого цементного камня, в связи с чем исследование процессов, вызванных оседанием

частиц цемента, происходящих при его твердении, является актуальной задачей.

В дисперсных средах под действием гравитационных сил происходит осаждение твердой фазы. При этом скорость оседания твердых частиц зависит от их плотности, формы, плотности и вязкости жидкости и температуры и описывается уравнением Стокса:

$$v_T = \frac{2r^2 \cdot g \cdot (\rho_T - \rho_{ж})}{9\eta},$$

где v_T – скорость оседания частицы; r – радиус частицы; g – ускорение свободного падения; ρ_T – плотность частицы; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; η – динамическая вязкость жидкости.

Данное уравнение справедливо для частиц шарообразной формы не взаимодействующих друг с другом. Тогда седиментацию тонкодисперсной системы, в которой отсутствует взаимодействие между частицами твердой фазы, представленной упругими шариками одного диаметра и плотности, можно представить в виде движущихся с равной скоростью в противоположном направлении относительно друг друга матриц (рис. 1, а, б). В неограниченном объеме раствора с

плотностью ρ_0 , матрица твердой фазы в виде прямоугольника со сторонами dy и dx за время Δt проходит расстояние Δh , равное произведению скорости движения одной частицы v_T на промежуток времени Δt . При этом плотность дисперсной среды остается постоянной на всех высотных отметках матрицы и равна начальной ρ_0 . В случае, когда движение твердых частиц вниз ограничено (рис. 1, в, з, д), спустя некоторое время после начала движения частиц в нижней части (5-й слой, см. рис. 1, з) происходит рост плотности раствора, что обусловлено накоплением твердой фазы и вытеснением из этого слоя жидкости. Происходит постепенное смятие и уплотнение матрицы. Отжатая жидкость из нижней части, поднимаясь в вышележащие средние слои (2, 3, 4-й, см. рис. 1, з), поддерживает плотность среды на начальном уровне. Плотность верхнего слоя становится ниже первоначальной. При полном оседании частиц (см. рис. 1, д) нижние слои, занятые осажженным материалом (слои 3, 4, 5-й), имеют одинаковую плотность больше начальной ρ_0 , вышележащие слои (1-й, 2-й) – плотность исходной дисперсионной среды.

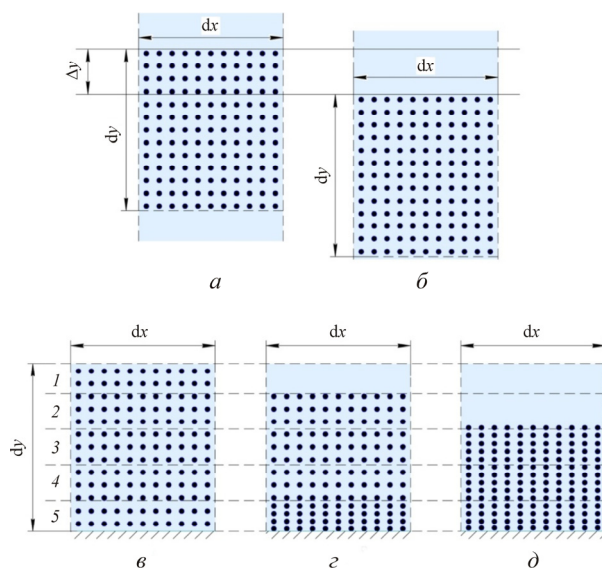


Рис. 1. Модель седиментации тонкодисперсной системы

До момента загустевания тампонажного раствора в нем происходят сложные физико-химические процессы. По мнению многих ученых (А.А. Байков, П.А. Будников, А.В. Волженский, К. Грин, С. Гринберг, Р. Кондо, О.П. Мчедлов-Петросян, А.Ф. Поллак, П.А. Ребиндер, С. Угда и т.д.), занимавшихся изучением природы твердения цементов, первоначально при затворении цемента водой малая часть его растворяется в жидкости затворения, образуя пересыщенный раствор, остальная же часть остается в твердом состоянии, и ее гидратация осуществляется через поверхностные слои частицы цемента. По мере гидратации вязущего продукты реакции выпадают в виде кристалликов на поверхностях частиц цемента. С течением времени рост кристаллов обеспечивает срастание исходных частиц, образуя коагуляционную структуру (рис. 2). Дальнейшая гидратация цемента и образование все большего числа кристаллов и их срастание обеспечивают твердение цементной смеси и набор прочности цементного камня.

Тампонажный раствор ввиду высокой степени однородности цементов по гранулометрическому составу можно рассмотреть как тонкодисперсную систему, твердая фаза которой представлена частицами одного размера и плотности [20]. Однако в цементных растворах расстояние между частицами цемента мало, в результате чего они взаимодействуют друг с другом; также ввиду гидратации цемента со временем структура дисперсной среды изменяется, происходит срастание мелких частиц

в более крупные агрегаты (см. рис. 2). В связи с вышеперечисленными особенностями тампонажных растворов применение закона Стокса для описания седиментации цементного раствора невозможно, а значит, существует необходимость в изучении седиментации тампонажных растворов и ее влияния на свойства цементного камня.

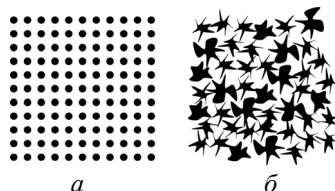


Рис. 2. Изменение структуры цементного раствора со временем: *а* – в начальный период времени после затворения; *б* – в момент загустевания раствора

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Седиментационная устойчивость тампонажного материала является главным показателем, обеспечивающим качественное крепление горизонтальных участков в наклонных, наклонно направленных и боковых стволах скважин.

2. В настоящее время процесс седиментации тампонажного раствора и его влияние на свойства получаемого цементного камня остаются изученными не полностью, отсутствует методика определения седиментационной устойчивости тампонажных растворов, в связи с чем исследование процессов, вызванных оседанием частиц цемента, происходящим при его твердении, является актуальной задачей.

Список литературы

1. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
2. Устькачкинцев Е.Н. Повышение эффективности строительства боковых стволов на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 39–46.

3. Мелехин А.А. Тампонажные работы в нефтяных и газовых скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 62–67.
4. 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.
5. Рябokonь С.А., Ашрафьян М.О., Гринько Ю.В. Седиментационно-устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 98–101.
6. Гороневич С.Н., Цыцмушкин П.Ф., Коновалов Е.А. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных и горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 2. – С. 31–32.
7. Темиров Э. Повышение качества крепления направленных стволов скважин на месторождении Республики Саха (Якутия) // Бурение и нефть. – 2005. – № 10. – С. 34–35.
8. Jeanes A., Pittsley J.E. Viscosity profiles for aqueous dispersions of extracellular anionic microbial polysaccharides // Ibid. – 1973. – Vol. 17. – P. 1621–1624.
9. Сторчак А.В. Тампонажные смеси для крепления скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Научные исследования и инновации. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – № 1. – С. 40–44.
10. К вопросу повышения качества ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых коллекторах нефтяных и газовых скважин / Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, А.Н. Козлов, З.А. Шидгинов, М.Н. Ефимов // Территория нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 80–87.
11. Будников В.Ф., Булатов А.И., Макаренко П.П. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин. – М.: Недра, 1996. – 495 с.
12. Газизов Х.В., Маликов Е.Л., Перескоков К.А. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 38–39.
13. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
14. MacWilliams D.C., Rogers J.H., West T.J. Polymer Science and Technology. Vol. 2. Water-Soluble Polymers. – New York; London: Plenum press, 1973. – P. 105–126.
15. Кузнецова Т.В. Алюминатные и сульфоалюминатные цементы. – М.: Стройиздат, 1986. – 208 с.
16. Ulm F.-J., Coussy O. Strength Growth as Chemo-Plastic Hardening in Early Age Concrete / Journal of Engineering Mechanics. – 1996. – Vol. 122, № 12. – P. 1123–1132.
17. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Тампонажные составы для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтедобывающих скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 53–61.
18. Ammerer N.H., Hashemi R. Completion Fluids Drilling. – 1983. – Vol. 44 – № 8.
19. Белоусов Г.А., Скориков Б.М., Майгуров И.В. Особенности крепления наклонно направленных и горизонтальных стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 47–50.
20. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water // Cement-Klak-Gips. – 1970. – № 2.

References

1. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Osnovnye napravleniia povysheniia effektivnosti stroitel'stva bokovykh stvolov [Main ways to improve effectiveness of sidehole construction]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 98–100.
2. Ust'kachintsev E.N. Povyshenie effektivnosti stroitel'stva bokovykh stvolov na territorii Verkhnekamskogo mestorozhdeniia kaliino-magnievyykh solei [Improving effectiveness of sidehole construction in the area of Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo*

issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo, 2012, no. 5, pp. 39–46.

3. Melekhin A.A. Tamponazhnye raboty v neftiannykh i gazovykh skvazhinakh [Plugging operations in oil and gas wells]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2011, no. 1, pp. 62–67.

4. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshiriaushchiesia tamponazhnye sostavy dlia likvidatsii pogloshchenii pri krepnenii obsadnykh kolonn dobyvaiushchikh skvazhin [Expanding cement slurry to prevent absorption in fixing casing pipes of output wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 50–52.

5. Riabokon' S.A., Ashrafian M.O., Grin'ko Iu.V. Sedimentatsionno-ustoichivye tamponazhnye sostavy dlia tsementirovaniia gorizonta'nykh i pologikh skvazhin [Sedimentation-stable cement slurry for cementing horizontal and low-angle boreholes]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 4, pp. 98–101.

6. Goronovich S.N., Tsytymushkin P.F., Kononov E.A. Tamponazhnye rastvory dlia krepnenii naklonno napravlennykh i gorizonta'nykh skvazhin [Cement slurry for casing directional and horizontal wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii*, 2001, no. 2, pp. 31–32.

7. Temirov E. Povyshenie kachestva krepnenii napravlennykh stvolov skvazhin na mestorozhdeniiakh respubliki Sakha (Iakutiia) [Improving quality of casing directional wellbores in deposits of Sakha (Yakutia)]. *Burenie i Neft'*, 2005, no. 10, pp. 34–35.

8. Jeanes A., Pittsley J.E. Viscosity profiles for aqueous dispersions of extracellular anionic microbial polysaccharides. *Ibid*, 1973, no. 17, pp. 1621–1624.

9. Storzhak A.V. Tamponazhnye smesi dlia krepnenii skvazhin v usloviakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Plug mixtures for well casing under abnormal-low formation pressure]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii. Permskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet*, 2011, no. 1, pp. 40–44.

10. Magadova L.A., Efimov N.N., Kozlov A.N., Shidginov Z.A., Efimov M.N. K voprosu povysheniia kachestva remontno-izoliatsionnykh rabot v nizkopronitsaemykh kollektorakh neftiannykh i gazovykh skvazhin [Improvement of repairing and isolation operations in low-permeability reservoirs of oil and gas wells]. *Territoria neftegaz*, 2012, no. 6, pp. 80–87.

11. Budnikov V.F. Bulatov A.I., Makarenko P.P. Problemy mekhaniki bureniia i zakanchivaniia skvazhin [Problems of mechanics of well drilling and completion]. Moscow: Nedra, 1996. p.

12. Gazizov Kh.V., Malikov E.L., Pereskokov K.A. Opyt primeneniia tamponazhnykh materialov s rasshiriaushchimisia svoistvami pri tsementirovanii bokovykh stvolov [Application of plugging materials with expansion properties in cementing side holes]. *Burenie i neft'*, 2012, no. 1, pp. 38–39.

13. Chernyshov S.E. Sovershenstvovanie tekhnologii stroitel'stva dopolnitel'nykh stvolov iz ranee proburenykh skvazhin [Improving technology of constructing additional wellbores in drilled wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 22–24.

14. MacWilliams D.C., Rogers J.H., West T.J. Polymer Science and Technology. Vol. 2. Water-Soluble Polymers. New York; London: Plenum press, 1973, pp. 105–126.

15. Kuznetsova T.V. Aluminatnye i sul'foaluminatnye tsementy [Aluminate and sulfoaluminate cements]. Moscow: Stroizdat, 1986. 208 p.

16. Ulm F.-J., Coussy O. Strength Growth as Chemo-Plastic Hardening in Early Age Concrete. *Journal of Engineering Mechanics*, 1996, vol. 122, no. 12, pp.1123–1132.

17. Kunitskikh A.A., Chernyshov S.E., Krapivina T.N. Tamponazhnye sostavy dlia provedeniia remontno-izoliatsionnykh rabot na neftedobyvaiushchikh skvazhinakh [Plugging compositions for repairing and isolation operations in oil wells]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2011, no. 1, pp. 53–61.

18. Ammerer N.H., Hashemi R. Completion Fluids Drilling, 1983, vol. 44, no. 8.

19. Belousov G.A., Skorikov B.M., Maigurov I.V. Osobennosti krepnenii naklonno napravlennykh i gorizonta'nykh stvolov skvazhin [Specificity of casing directional and horizontal wellbores]. *Stroitel'stvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2007, no. 4, pp. 47–50.

20. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water. *Cement-Klak-Gips*, 1970, no. 2.

Об авторах

Николаев Николай Иванович (Санкт-Петербург, Россия) – доктор технических наук, профессор кафедры бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, Васильевский о-в, 21-я линия, д. 2; e-mail: nikinik@mail.ru).

Кожевников Евгений Васильевич (Санкт-Петербург, Россия) – аспирант кафедры бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, Васильевский о-в, 21-я линия, д. 2; e-mail: kozhevnikov_evg@mail.ru).

About the authors

Nikolai I. Nikolaev (Saint Petersburg, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Oil and Gas Department, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, Saint Petersburg, 21st line, Vasilevskii island, 2; e-mail: nikinik@mail.ru).

Evgenii V. Kozhevnikov (Saint Petersburg, Russian Federation) – Postgraduate Student, Oil and Gas Department, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, Saint Petersburg, 21st line, Vasilevskii island, 2; e-mail: kozhevnikov_evg@mail.ru).

Получено 3.04.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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. 29–36.

Please cite this article in English as:

Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Enhancing the cementing quality of the well with horizontal profile. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 29–36.