

Таблица 5

*Степень проникновения жидкости в глинопоршок*

Исследуемая среда	Объем пропитки уплотненного бентопорошка за 10 мин, см <sup>3</sup>
Реагент PIPE-LAX	1,5
Нефть	0,2
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	0,6

На основании результатов, полученных в ходе лабораторных исследований компаниями «ССК» и «СГК», можно сделать следующие выводы:

- Применение реагентов группы «PIPE-LAX» приводят к увеличению эффективности противоприхватных свойств (низкое содержание твердой фазы, малой фильтрацией, вязкость, СНС, высоким ингибирующими и смазочными свойствами, стабильностью, поддержкой липкости глинистой корки) растворов.
- «PIPE-LAX» – это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны бурильных труб вследствие воздействия дифференциального давления.
- «PIPE-LAX» легко смешивается и приготавливается. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности.
- «PIPE-LAX» выполняет также роль эффективного смазочного материала.
- Эффективность «PIPE-LAX» равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводов.

Литература

1. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, 2000г – 679 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
3. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. указание / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 с.
4. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2-х частях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 413 с.
5. Петров Н.А., Давыдова И.Н., Попов А.Н. Исследование зарубежных лубрикантов и эмульгаторов в качестве смазочных добавок промывочных растворов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012 – №5 – С. 405–418.
6. Промысловые данные буровых компаний ЗАО «ССК» и ООО «СГК-Бурение».
7. Рязанов В.И. Осложнения при бурении скважин: Курс лекций // Томск: ТПУ, 2013. – 71с.
8. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Бабаев О.А. и др. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации. – Баку: Азербнедр, 1975 – 176 с.
9. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 333 с.
10. <http://neftandgaz.ru>
11. <http://www.scriu.com>

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОГО  
ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕРМИКУЛИТА ВСПУЧЕННОГО**

А.С. Бубнов<sup>2</sup>, И.А. Бойко<sup>1</sup>, И.Н. Барышев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

<sup>2</sup> *ООО «НИИТЭК ТПУ Бурение», г. Томск, Россия*

Цементирование относится к завершающей и наиболее важной операции при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Существующие облегчающие добавки повышают водосодержание тампонажных растворов, понижают прочностные характеристики цементного камня, а так же являются седиментационно не устойчивыми.

В настоящее время известно несколько десятков составов облегченных цементов, предназначенных для применения в различных областях строительства. Попытки использовать эти цементы для цементирования скважин встречают ряд трудностей, основными из которых являются следующие:

- 1) недостаточная плотность;
- 2) слабая прочность цементного камня;
- 3) нестабильность приготовленной смеси.
- 4) высокая стоимость облегчающих материалов.

Известно, что проникновение пластовых флюидов в продуктивный горизонт может осуществляться:

- по контакту цементный камень – стенка ствола скважины

- по связанным между собой капиллярам и трещинам в цементном камне;
- по контакту цементного кольца с обсадной трубой при наличии оставшегося бурового раствора;
- из-за расслоения тампонажного раствора (камня)

Наиболее серьезные осложнения при креплении скважин связаны с недоподъемом тампонажного раствора в затрубном пространстве на расчетную высоту. В скважинных условиях, особенно при применении чистых цементных растворов и существующей технологии вытеснения бурового раствора тампонажным, контракционные явления приводят к образованию контактных каналов обсадная колонна - цементный камень и, как следствие, к межколонным давлениям.

Для предупреждения этих отрицательных явлений используют тампонажные растворы пониженной плотности посредством:

- 1) введения легкого наполнителя (вермикулит, глинопоршок, перлит и другие) или использование вяжущего материала наименьшей плотности;
- 2) увеличение водосодержания цементного раствора вместе с повышением водоудерживающей восприимчивостью;
- 3) введения газообразной фазы;
- 4) замены части воды углеводородной жидкостью с меньшей плотностью.

Проблема создания облегченного тампонажного раствора, отличающегося от существующих, ускоренным схватыванием, повышенной прочностью, остается актуальной.

До настоящего времени в практике крепления скважин продолжает применяться устаревший и неэффективный "мокрый" способ приготовления облегченных тампонажных растворов посредством затворения стандартных тампонажных цементов на разбавленном водой глинистом (буровом) растворе. Характеристики и качество таких облегченных растворов и формирующегося из них камня тяжело прогнозировать. При цементировании промежуточных обсадных колонн обычно готовится цементно-бentonитовая смесь плотностью 1460-1570 кг/м<sup>3</sup>, которая готовится на основе глинистого раствора путём его предварительного разбавления водой до плотности 1,04-1,06 кг/м<sup>3</sup> и последующим перемешиванием с цементом. Такие смеси позволяют увеличить высоту подъема тампонажной смеси за трубами, но применяемые геофизические методы контроля над качеством цементирования показывают, что в растворе, из которого готовится цементобentonитовая смесь, присутствуют химические реагенты, значительно изменяющие свойства цементобentonитовой смеси, ухудшающие ее качество и свойства камня.

Значительный интерес в качестве облегчающей добавки представляет добавка вермикулит. Вермикулит – минерал имеющий слоистую структуру из группы гидрослюдистых. Продукт вторичного изменения (гидролиза и последующего выветривания) темных слюд биотита флогопита. Вермикулит был впервые получен в начале XIX века, а в промышленности получил применение спустя 100 лет. Месторождения вермикулита находятся на Кольском полуострове и на Урале, в Красноярском крае, Иркутской области. Зарубежные месторождения находятся – в США (в штатах Монтана, Колорадо, Вайоминг, Северная Каролина, Джорджия), Казахстане, ЮАР, Украине, Уганде, Узбекистане Западной Австралии.

Результатами экспериментальных исследований физико-механических параметров облегченных цементных растворов с использованием данных добавок выявлена возможность эффективного понижения плотности цементного раствора (до 1350 кг/м<sup>3</sup>). Это объясняется в первую очередь не высокой плотностью самой добавки.

На основании анализа полученных результатов выявлено следующее:

- а) использования вермикулита эффективно уменьшает плотность раствора до 1300-1500 кг/м<sup>3</sup>, сохраняет свою плотность под давлением, седиментационно устойчив, раствор стабилен, обеспечивает образование цементного камня не большой проницаемостью и прочностью на изгиб, превышающую требования предъявляемыми отраслевыми стандартами;
- б) следует подчеркнуть высокую технологичность облегченных тампонажных растворов с использованием вермикулита. Каких-либо проблем в процессе затворения в скважину и прокачки выявлено не было;
- в) поглощения в процессе цементирования отсутствовали;
- г) в отличие от большинства других облегченных тампонажных смесей использование вермикулита позволяет определять качество цементирования скважин с помощью геофизических методов, в частности АКЦ
- д) плотность тампонажного раствора при затворении всегда идентичная плотности раствора на выходе из устья скважины

Одним из методов борьбы с седиментацией и контракцией является введение в состав тампонажных растворов полимеров, которые не только структурируют раствор, препятствуя оседанию твердых частиц и уменьшению физических размеров системы, но и закупоривают поры в цементном камне, создавая замкнутую пористость и снижая его газопроницаемость.

Данные исследований подтверждают вывод о том, что вермикулит вспученный является высокоэффективной активной добавкой к тампонажным цементам, о чем свидетельствует достаточно высокая прочность цементного камня и расширение цементного камня. Введение в состав тампонажного раствора химических реагентов снижает прочность цементного камня незначительно. Пониженная плотность тампонажного раствора с полимерными добавками (1,45 г/см<sup>3</sup>) связана, очевидно, с вовлечением в него воздуха при приготовлении. Несмотря на это, реальная плотность облегченных тампонажных растворов с вермикулитом вспученным (1,50 - 1,52 см<sup>3</sup>) вполне удовлетворяет условиям цементирования нефтяных и газовых скважин на месторождениях.

Таблица 1

Результаты исследований ПЦТ I-100 с различными добавками.

№	Состав	Показатели				
		Растекаемость, мм	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Время загустевания, 30Вс/мин/75°С	Прочность, Мпа, 2суток, 75С	Водоотделение, см <sup>3</sup> /2часа
1	ПЦТ I -100, Вермикулит (марки 150), бентонит	225	1,45	Имеет изначальнуюконсистенцию >30 Вс	1.5; 1.4;	1
2	ПЦТ I 100, вермикулит (марки 150) затворённый на раствореNaClI	>250	1.435	85	1.5; 1.34;1.46;	4
3	ПЦТ I 100, вермикулит (марки200) крепь 4, затворённый на растворе NaCl.	250	1,53	105	2.0;2.2;2.3	8,5
4	ПЦТ I-100, вермикулит (125мкм), крепь 4, NaCl	>250	1,52	100	3.3; 3.3;3.0	6
5	ПЦТ I-100, вермикулит (200-500мкм), крепь 4, NaCl	230	1,425	70	2.2; 2.4	5
6	ПЦТ I-100, вермикулит (500-800мкм), крепь 4, NaCl	220	1,41	20	2.0; 2.0	1,5
7	ПЦТ I-100. вермикулит (- 125 мкм), бентонит, Cem 1	> 250	1,53	260	2,4; 2,3;2,4	3

**ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОСТИ АРГИЛЛИТОВ И РАСТВОРЕНИЯ СОЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**К.В. Бузанов**

Научный руководитель: старший преподаватель Л.Н. Нечаева

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия**

Одним из проектных решений, оказывающих значительное влияние на эффективность бурения скважины, является выбор бурового раствора, тип и свойства которого влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений и успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов.

Поскольку в настоящее время легкодоступные запасы углеводородов исчерпаны, и большинство объемов бурения на сегодняшний день связаны с осложненными условиями бурения, то проблема качественной проводки ствола скважины стоит наиболее остро. Сложными, а подчас и несовместимыми условиями бурения и вызвано принятие решений о применении дорогостоящих технических средств и сложных технологических приемов в процессе строительства скважины. К таким подходам следует отнести обоснованное применение растворов на углеводородной основе для конкретных условий бурения. Однако, как и любой подход к решению проблемы, внедрение систем на нефтяной основе имеет свои преимущества и недостатки.

К преимуществам при применении РУО можно отнести стабильность скважины в том числе при бурении активных глин и массивов солей, хорошие смазывающие способности, температурную стабильность, слабая реакция на загрязнения, экономичность при повторном использовании, низкая коррозионная активность, высокая стабильность при бурении. Но есть и видимые недостатки его применения, к которым относятся высокая стоимость, ограничения на сброс при утилизации, повышенные требования к оборудованию приготовления, очистки и циркуляции, чувствительность к водопроявлению, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S[1,2,3].

В силу многочисленных рабочих нюансов, применение РУО сегодня имеет скорее вынужденный характер, и имеет место, когда выявлен один из следующих фактов или же их комплекс[1,2,3]:

1. Наличие в геологическом разрезе продолжительные секции реактивных глин;
2. Большой отход от вертикали;