

Ташполотов Ы., Акматов Б.

### **Применение природного кремнезема Таш-Кумырского и Озгурского месторождений для повышения термостойкости тампонажных цементов**

Кыргызская Республика располагает значительными углеводородными энергетическими ресурсами. Вместе с тем освоение этих ресурсов крайне не эффективно. Из имеющихся 472 нефтяных скважин в настоящее время в рабочем состоянии находятся всего 325, а из 27 газовых скважин эксплуатируются только 11.

Энергетическая стратегия Республики, тенденция развития энергетического рынка и проблема энергетической безопасности страны наталкивает на разработку новых центров добычи нефти и газа как в южной, так и северных районах республики. Поэтому необходимо наращивать поисково-разведочное и эксплуатационное бурение.

При имеющихся технико-технологических, кадровых и финансовых ресурсах и прикладных научных работах для отечественных нефтегазовых компаний целесообразна разработка новых концептуальных подходов к проектированию и строительству скважин, ориентированных на обеспечение их длительного, безаварийного и рентабельного применения за счет использования резервов повышения количества скважин, эффективности технологии производства на месторождениях, где строительство новых скважин оказывается нерентабельным, а действующие находятся на пределе рентабельности. Для сокращения в целом объема капиталовложений в строительство скважин необходимо несколько увеличить затраты на проектное, технологическое, информационное обеспечение создания качественных скважин. Только качественное, научно-обоснованное проектное решение позволяет иметь качественный проект и построить качественную скважину.

Рентабельность разработки любого месторождения определяется, прежде всего, количеством скважин и их производительностью. Производительность скважин, в свою очередь, зависит от количества первичного и вторичного вскрытия пласта-коллектора. Любой буровой раствор, взаимодействуя с тонкодисперсной средой, каковой является продуктивный пласт, в большем или меньшем объеме ухудшает фильтрационные свойства. Проницаемость продуктивного пласта зависит от сечения и извилистости поровых каналов, физико-химических свойств флюидов и характера их движения в природной среде, степени дисперсности зерен, слагающих коллектор, степени его цементации и типа цемента.

Наряду с этим относительно сложные горно-геологические условия залегания нефти и газов, особенности характеристик по коллекторским свойствам, пластовым давлением и температурам, представляет технико-

технологическую задачу для каждого нефтегазоносного региона. В частности с учетом особенностей геологического строения и вещественного состава, создания долговременной крепи в условиях повышенных пластовых температур (100-130<sup>0</sup>С) требуется применение специальных тампонажных цементов, позволяющих приготавливать тампонажные растворы с технологически необходимыми реологическими, фильтрационными, изолирующими и другими показателями и в то же время формировать термо- и коррозионноустойчивый цементный камень[1-6]. Выпускаемые в настоящее время тампонажные портландцементы типа ПЦТ 1-100 и ПЦТ II-100 допускается применять при статических температурах не более 100<sup>0</sup>С . Так как в случае высоких температур во времени происходит снижение прочности цементного камня и, что более опасно, увеличение его проницаемости в результате процессов термодеструкции.

Крепление скважин, особенно глубоких является наиболее ответственным этапом их строительства [6]. Неудачное проведение процесса цементирования может свести к минимуму успехи предыдущей работы вплоть до ликвидации скважины. Кроме того, качественное крепление подразумевает надежную изоляцию и максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Необходимо отметить, что распространенная в настоящее время практика приготовления тампонажных смесей непосредственно на буровой приводит к неравномерному смешению компонентов и в результате к получению тампонажных растворов с нестабильными свойствами, что в конечном итоге приводит к снижению качества цементирования. Поэтому при сервисном сопровождении приоритет отдается поставкам готовых тампонажных смесей.

Одним из основных способов целенаправленного повышения термостойкости тампонажного цемента на основе портландцементов является использование специальных добавок к стандартным тампонажным портландцементам тонкодисперсного кремнезема (SiO<sub>2</sub>) – кислотного компонента[7-9].

Обычно в качестве такой добавки используют молотый кварцевый песок, содержащий примеси полевого шпата, слюды, известняка. Присутствие этих примесей негативно влияет на свойства формирующегося цементного камня – происходит резкое снижение его прочности и коррозионной стойкости. Другой важной составляющей является размер частиц добавки. Чем больше дисперсность добавки, тем выше ее активность при взаимодействии с минералами цементного клинкера.

Химический компонентный состав имеющихся на юге Кыргызстана кварцевых месторождений определенные на основе химического и спектроскопического анализов показаны в таблице 1.

Таблица 1.

Содержание химических компонентов природной кремнеземистой добавки различных месторождений

Наименование месторождений	Содержание химических компонентов, %					Размер природных зерен, мм
	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO+MgO	K <sub>2</sub> O	
Таш-Кумырское	94.3	1.8	-	-	3.0	0.1-2.5
Сулюктинское	85.0	10.5	0.83	1.67	-	0.5-2.5
Озгурское(г.Ош)	88.3	6.3	-	-	5.5	0.5-2.7

На основе приведенных данных в таблиц 1 и 2, из имеющихся кремнеземов для получения седиментационно-устойчивых термостойких тампонажных растворов с плотностью 1800 – 1850 кг/м<sup>3</sup> в качестве основной добавки можно предлагать высокодисперсный кварцевый обогащенный порошок Таш-Кумырского и Озгурского месторождении, соответственно, со следующими свойствами:

- химический состав SiO<sub>2</sub>=94.3 и 88,3% с содержанием примесей Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>=1.8 и 6.3% и K<sub>2</sub>O=3.0 и 5.5%; дополнительная промывка песка обогатить его до 97-98%;
- высокая дисперсность – средний размер частиц молотого SiO<sub>2</sub> составляет 25-45 мкм;
- высокая удельная поверхность - 4710 см<sup>2</sup>/г;
- низкая влажность – менее 0.15 %.

Основные технические показатели ( время загустевания и схватывания, реологические и фильтрационные свойства, расширение) легко регулируется путем ввода стандартного применяемых в практике реагентов.

Таким образом, используемые смеси на основе тампонажных портландцементов и порошкообразного кварца позволяет:

- готовить седиментационно-устойчивые тампонажные растворы различной плотности с оптимальными реологическими характеристиками;
- создавать высокопрочный и непроницаемый цементный камень в скважинах с высокими забойными температурами;
- значительно повысить коррозионную стойкость цементного камня.

С учетом полученных результатов нами разработаны рецептуры термостойких тампонажных растворов для цементирования глубоких скважин, включающие также специальные добавки для регулирования времени загустевания, показателя фильтрации и компенсации отрицательного действия эффектов усадки – контракции в процессе формирования камня.

Таблица 2

Свойства тампонажных растворов с добавками молотого порошкообразного кварца

Состав смеси, масс.%		T <sup>0</sup> ,С	Водосмесовое отношение, В/С	Плотность, Кг/м <sup>3</sup>	Предел прочности камня, МПа
Цемент	Порошкообразный кварц				
100	-	95	0.5	1860	75
70	30	95	0.5	1800	70
100	-	120	0.5	1860	80
70	30	120	0.5	1810	68

Для оценки влияния величины концентрации добавки кварца на прочностные характеристики камня из портландцемента их содержания менялись от 30 до 80% [9]. Компоненты смешивались в сухом виде и затворялись на пресной воде при водосмесовом отношении В/С=0.5. С увеличением концентрации порошкообразного кварца до 50% в смеси наблюдается увеличение прочности тампонажного цементного камня, а при дальнейшем увеличении концентрации SiO<sub>2</sub> снижается прочности камня.

Таблица 3.

Предел прочности тампонажного цементного камня в зависимости от массового содержания цемента и кварцевого песка Озгурского месторождения

Состав смеси	Массовое содержание компонентов в составе смеси в процентах								
	Цемент	69	63	56	50	44	37	31	25
SiO <sub>2</sub>	31	37	44	50	56	63	69	75	81
Предел прочности, МПа	70	75	68	80	60	55	48	18	14

Как видно из таблицы 1 рассмотренные кварцевые месторождения разнообразны по химическому составу, так и по уровням содержания примесей. Однако по содержанию примесей и по данным табл.2 и 3 наиболее целесообразным месторождением для организации производства тампонажного цемента является Таш-Кумырское и Озгурское месторождения.

## Литература

1. Алибаев И. Тампонажные цменты для аномальных условий // Бурение. Нефть, 2005, №1.
2. Пьявко М., Бубнов А. Применение расширяющегося тампонажного материала при креплении поисковых и разведочных скважин // Бурение. Нефть, 2005, №1.
3. Темиров Э. Способы ликвидации катастрофических поглощений при строительстве скважин тиксотропными составами тампонажных растворов // Бурение. Нефть, 2005, №11.
4. Каримов Н., Агзамов Ф., Каримов И., Мяжитов Р., Алибаев И. Тампонажные цементы для аномальных условий // Бурение. Нефть, 2005, №1.
5. Третьяков А., Арыпов Ш. Азотонасыщенный тампонажный раствор для цементирования скважин с аномально низкими пластовыми давлениями // Бурение. Нефть, 2005, №3.
6. Белей И.И., Щербич Н.Е., Каргапольцева Л.М., Штоль В.Ф. Тампонажные растворы для цементирования глубоких газовых и газоконденсатных скважин. Санкт-Петербург, 2005.-710с.
7. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. М.: Недра, 1976. – 246с.
8. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных растворов. М.: Недра, 1987. – 280с.
9. Белей И., Щербич Н., Коновалов Е., Ноздря В., Саморуков Д., Соколович А. Кремнеземистые активные добавки для тампонажных цементов // Бурение. Нефть, 2004, №3.