

УДК 622.245.1

ПОВЫШЕНИЕ КОНТАКТА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ПОРОДАМИ СЛАГАЮЩИМИ СТЕНКАМИ СТВОЛА СКВАЖИН

Каримов Ш.А

Ахмедов А.С.

(Ташкентский государственный
технический университет)

Аннотация. В статье рассматриваются пути повышения контакта цементного камня с породами, слагающими стенки ствола скважин. Дано объяснение о причинах перетоков пластовых флюидов. Установлено, что основными причинами перетоков нефти, газа и воды через затрубное пространство из одного пласта в другой является недостаточная прочность контакта цементного камня со стенкой скважины, обуславливаемая усадкой тампонажной смеси в период ОЗЦ.

Annotation. The article discusses ways to increase the contact of cement stone with rocks composing the walls of the borehole. An explanation of the causes of reservoir fluid flows is given. It has been established that the main causes of oil, gas and water flows through the annular space from one formation to another are insufficient contact strength of cement stone with the wall of the well, caused by shrinkage of the grouting mixture during the waiting for cement to solidify (WCS).

Ключевые слова: тампонажный раствор, переток, цементирование, цементный камень, расширение, сцепление, переток, прочность, крепление, скважина, колонна.

К настоящему времени стало очевидным, что качество скважины как инженерного сооружения, во многом определяется качеством проведения заключительных работ, и, в первую очередь, качеством крепления. Открытие новых глубокозалегающих месторождений со сложными геологическими разрезами и их ввод в эксплуатацию потребовали нового качественного подхода к креплению скважин.

Цементирование обсадных колонн является наиболее ответственным видом работ при строительстве скважин на нефть и газ. Осложнения или аварии при цементирования могут свести на нет результаты работ по бурению, а также привести к потере существенной части площади или месторождения. Особенно жесткие требования предъявляются к качеству работ по цементированию в газовых и газоконденсатных скважинах.

В процессе эксплуатации скважин одной из основных причин преждевременного обводнения продуктивных пластов перетоков флюидов по затрубному пространству является недостаточная прочность контакта цементного камня со стенками скважины, обуславливаемая отложением на них глинистой корки во время бурения. Исследованиями доказано, что при существующей технологии разобщения пластов

полное удаление глинистой корки со стенок скважин практически невозможно, а в большинстве случаев бессмысленно [1; с.280-284]. Поэтому наряду со способами, основанными на удалении глинистой корки, разрабатывают новые методы повышения герметичности кольцевого пространства скважин путем использования пакеров, тампонирующих материалов и буферных жидкостей, обработанных различными химическими добавками [2; с.98-102, 3; с.25-27].

В Ташкентском государственном техническом университете имени Ислама Каримова разработан способ повышения качества разобщения пластов, основанный на закреплении глинистой корки путем применения специальных тампонирующих смесей, фильтрат которых, проникая в глинистую корку, отверждается и тем самым повышает ее прочность. Тампонажный раствор с отверждающимся фильтратом для цементирования скважин представляет собой смесь минерального вяжущего материала – тампонажного портландцемента и терморезистивных водорастворимых фенолов и резорциноформальдегидных смол типа ТСД-9 и ФР-12. В качестве их отвердителя принимают формалин и параформ – аморфный полимер формальдегида или модифицированный карбамид, используемый для получения дешевых клеев, которые содержатся в древесине и пористых материалах.

Ниже представим результаты исследований влияния фильтратов отмеченных выше полимерцементных растворов и растворов из тампонажного цемента на прочности контакта образующего камня с горными породами.

Эксперименты проводили на самодельной установке, которая представляет собой разборную модель скважины. Модель состоит из трех секций высокого давления длиной 300 мм, внутри этих секций устанавливают полые песчано-цементные фильтры. В качестве пористой среды использованы полые цилиндрические фильтры с проницаемостью 600-700 млл Дарси, изготовленные путем прессования смеси кварцевого песка, цемента и воды. На внутреннюю поверхность полей цилиндрических фильтратов под давлением 2,0 МПа намывали глинистую корку приготовленным раствором из бентонитовых глин со следующими показателями: удельный вес 1280 кг/м³, вязкость по СПВ-5 – 30 с, водоотдача 10 см³ за 30 минут.

Далее ствол скважины, стенки которой покрыты глинистой коркой толщиной 6 мм, заполняли испытуемым тампонажным раствором. Кольцевое пространство между фильтром и корпусом секции заполняли пластовой водой. Прочность контакта исследуемого материала с породой или металлической поверхностью определяли по давлению прорыва воды в зоне контакта.

Давление в системе повышали ступенчато – по 0,5 МПа через каждые 5 минут – до прорыва воды в зоне контакта. Максимальную величину давления, при котором появилась вода, принимали за критическую.

Данные исследований, представлены в табл 1.

Таблица 1

Состав тампонажно го раствора	плотность, кг/см ³	Раскреомость, см	Сроки схватывания час-мин		Предел прочности через 48 час, МПа		Давление прорыва воды, МПа	Контакт с образовавшимся камнем, материалы
			начало	конец	при изгибе	при сжатии		
Цементный, В:Ц=0,5	1860	22,1	7-20	1-45	2,75	6,80	2,43 1,52 2,50	порода с глинистой коркой глина стальной стержень
Цементный, В:Ц=0,5 содержит 5% CaCl ₂	1880	24,0	1-55	1-45	3,65	9,58	1,55 1,28 7,5	порода с глинистой коркой глина стальной стержень
Полимерцементный, содержит: цемент – 100 вес.ч смолы ТСД-9 – 20 вес.ч отвердителя 7 вес.ч воды 25 вес.ч	1850	21,0	2-55	0-45	1,86	6,0	5,88 3,04 7,50	порода с глинистой коркой глина стальной стержень
Полимерцементный содержит: цемента – 100 вес.ч смолы ФР – 12-20 вес.ч отвердителя – 7 вес.ч воды – 25 вес.ч	1800	20,0	3-20	1-30	1,52	7,22	7,85 5,50 7,50	порода с глинистой коркой глина стальной стержень

Результаты исследований показывают, что нарушение контакта в системе «цементный камень – породы с глинистой коркой» по длине 300 мм происходит при перепаде давления 2,43 МПа. Из анализа представленных в таблице 1 данных следует, что прочность контакта тампонажного материала на основе цемента с глинами и другими горными породами, покрытыми глинистой коркой, не зависит от сроков схватывания цементного раствора и механической прочности образующегося камня.

По сравнению с другим составом наилучшая прочность контакта наблюдается у полимерцементного камня, содержащего смолу ФР-12, хотя прочность его значительно ниже, чем цементного камня. Более высокая прочность контакта полимерцементного камня с горными породами по сравнению с контактом обычного цементного камня объясняется отверждением фильтрата, проникающего в глинистую корку и породу за счёт содержания в нем полимера. Твердая фаза обычного цементного раствора состоит

из сравнительно крупных частиц, которые не могут проникать в поры глинистой корки и других малопроницаемых пород, а фильтрат его по вязкости практически не отличается от воды. Следовательно, прочность контакта цементного камня с породами определяется только плотностью прилегания частиц твердой фазы к породе. Аналогичные результаты получены и при испытании полимерцементных растворов на основе сланцевой фенольной смолы ТСД-9.

Таким образом, результаты проведенных нами экспериментов показывают:

1. Прочность контакта тампонажных материалов на основе цемента с глинистыми породами не зависит от сроков схватывания и механической прочности образовавшегося камня.

2. Наиболее вероятным местом нарушения герметичности «обсадная труба – цементный камень – глинистая корка» является зона контакта цементного камня с породой.

Введение цементных растворов полимера на основе термоактивных водорастворимых феноло – формальдегидных смол типа ТСД-9 и ФР-12 с отвердителями в количестве 25-30% (от веса сухого цемента) позволяет повысить прочность контакта образовавшегося камня с глинистыми породами и глинистой коркой до 3 раз.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аминов А.М., Каримов Ш.А. Повышение контакта цементного камня с породами, слагающими стенки ствола скважин. // «Проблемы энерго- и ресурсосбережения», 2018. № 3-4. С.280-284.

2. Вяхирев В.И. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин.-М.: Недра, 2000.-134 с.

3. Новеньков Ю.П. Исследование поведения системы бишофит - тампонажный раствор в условиях повышенного давления/ Ю.П. Новеньков, В.Ю. Близнюков, И.С. Серебряков, Т.Н. Самолаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 1999. № 3. С.25-27.