



УДК 622.245.422

**ПОЛУЧЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
ПРИМЕНЕНЫ В СКВАЖИНАХ №202 НА МЕСТОРОЖДЕНИЕ «АЛАН» С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Эшмухамедов Мурод Азимович

к.х.н., доцент

ТашГТУ имени Ислама Каримова, г. Ташкент

Аннотация. В данной статье приведены зависимости между плотностями смеси облегченного цементного раствора для крепления нефтегазовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) при разных пропорциях облегчающих материалов.

Строительство нефтяных и газовых скважин считается одним из сложных горно-геологическим и инженерно – технических сооружений, важной составляющей которой является вскрытие продуктивного горизонтов от качества первичное вскрытия которые зависят весь последующий срок службы скважины. До недавнего времени вскрытие продуктивного объекта технологически мало отличалось от разбуривания вышележащих пород, и в основе разработки технологической программы оставались технико-экономические вопросы без осложнений и как можно быстрее пройти коллекторов. В этой период можно получить хорошие результатов проницаемость от продуктивного пласта углеводородов.

Обращалось внимание на возможность возникновения газопроявлений, в связи с чем предпринимались предупредительные мероприятия. Так как выход и вход бурового раствора основным фактором этих процессов. Особенно где давление аномально низкий чем пластовыми.

Эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений скважин во многом определяется состоянием призабойной зоны в период заканчивания, т.е. крепления скважин. В результате горно-геологического, физико-химического и механического воздействия при креплении скважин изменяются коллекторские свойства пород в призабойной зоне, особенно продуктовый интервалов.

Физико-химическое воздействие на призабойную зону обусловлено взаимодействием флюида пласта и фильтрата бурового и цементного раствора, а также действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;



- изменяющееся противодействие столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся давление столба цементного раствора);
- фильтрация фильтрата бурового (и цементного) раствора;
- изменяющийся температурный режим в скважине;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбурываемом пласте движущимся инструментом;
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

В процессе вскрытия и крепления продуктивного пласта следует уделять внимание технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие, так как не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта [1].

Способность тампонажных цемента после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) обусловила их применение для цементирования скважин.

Применительно к портландцементу (который используют в качестве тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия – это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

При затворении цемента водой сначала происходит растворение его небольшой части, вступающей в химическое взаимодействие с водой, до насыщения.

Затем наступает период коллоидации, характеризующейся высокой дисперсностью частиц цемента, - период собственно схватывания (коагуляционного структурообразования), переходящего в собственно твердение (период кристаллизации) раствора при переходе системы из менее устойчивого состояния в более устойчивое.

Существенное влияние на процесс твердения цементного раствора оказывают температура и давление. С их увеличением ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, изменяется также фазовый состав продуктов гидратации цемента, шлаков и других вяжущих материалов.

В заколонном пространстве может сложиться такая ситуация, при которой одновременное перемешивание тампонажного раствора и изменение температуры приведут к схватыванию и твердению цементного раствора отдельными зонами. Картина примет еще более мозаичный характер, если учесть действие повышенного водоцементного отношения и изменяющуюся концентрацию реагентов – структурообразователей.



Если при нормальных условиях добавляемый песок является практически инертным наполнителем, то при повышенных температурах кварц становится активным и взаимодействует с составляющими цемента. Крепление скважин считается самой основной частью работы. Состав облегченного тампонажного раствора определяется требованиями забойных условий при креплении скважин [2].

Встречающееся АНПД нефтяных и газовых скважин на месторождениях как Бухара–Хивинские, Устюртское и других необходимы тампонажные растворы с низким удельным весом.

Для крепления нефтяных и газовых скважин применяются следующие рецептуры тампонажных цементных растворов:

- бентонит+цемент;
- асбест+цемент;
- микросфера+цемент;
- вермикулит+цемент и другие.

Из опыта применения цементных порошков в Республике Узбекистан в настоящее время рецептуры производились в полевых условиях, что является нежелательным в связи с большим разбросом весовых составляющих компонентов и повышенной стоимостью.

Данный недостаток можно устранить подбирая рецептуру порошков и производя изготовление требуемого тампонажного цемента в производственных условиях [3].

Авторами были проведены эксперименты по получению облегченного цементного раствора из промышленных отходов (1-рис.). Полученные результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Полученные результаты раствора тампонажа с добавлением промышленного отхода (рецепт-1)

Отход (рецепт-1), %	в/ц	Растекаемость, м	Плотность, кг/м ³	Время загустевания при температуре T=80 °C, мин-час.		Прочность, МПа			
				начало	конец	T=80 °C		T=120 °C	
						изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
-	0,5	0,23	1810	0-55	1-15	5,4	12,3	7,6	9,3
10	0,5	0,22	1780	1-10	1-35	5,5	8,5	7,0	10,0
20	0,5	0,21	1770	135	2-10	4,9	8,8	6,7	9,0



30	0,5	0,17	1780	2-40	3-15	3,7	8,0	6,7	7,8
40	0,5	0,21	1670	2-40	3-20	3,4	6,5	8,6	7,5
50	0,5	0,20	1650	2-45	4-05	3,6	7,3	6,4	6,5
50	0,5	0,23	1600	3-20	5-10	3,0	6,0	6,0	6,0

Зависимость $\rho=f(C)$ и $\sigma_{из}=f(C)$ при 80 °С через 24 ч.

Зависимость $\rho=f(C)$ и $\sigma_{из}=f(C)$ при 120 °С через 24 ч.

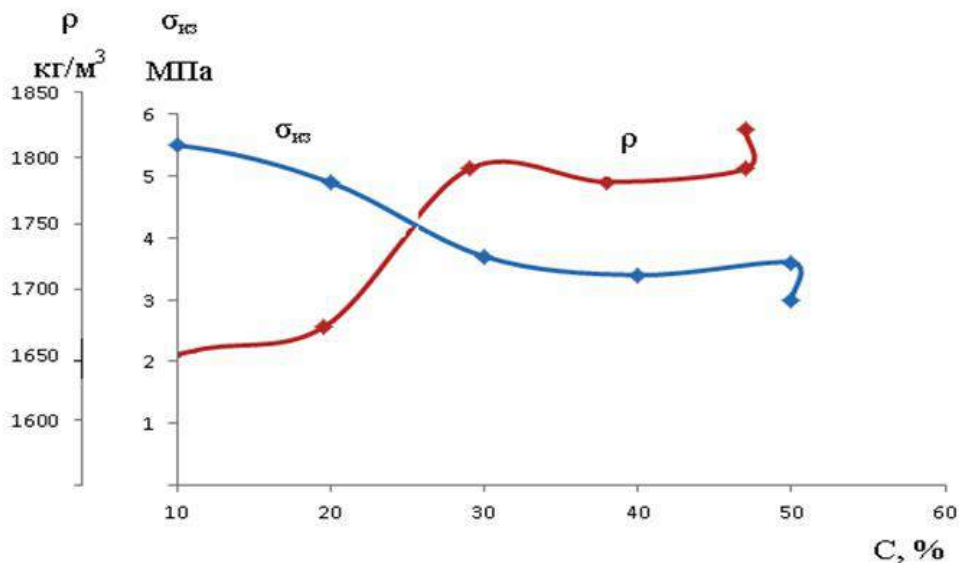


Рисунок 1 – Результаты раствора тампонажа с добавлением промышленного отхода по графики зависимости $\rho=f(C)$ и $\sigma_{из}=f(C)$

В таблице 2 приведены растворы тампонажного цемента с добавлением промышленного отхода (рецепт-2).

Таблица 2 – Полученные результаты раствора тампонажа с добавлением промышленного отхода (рецепт-2)

Отход (рецепт-2), %	Ускоритель, КПА 5 %, %	в/ц	Растекаемость, м	Плотность, кг/м³	Условия		Время загустевания, мин-час.		Прочность, МПа	
					T, °С	P, МПа	начало	конец	изгиб	сжатие
100	0,7	0,5	0,18	1200	75	1	2-00	2-40	40	16



100	1	0,5	0,18	1200	75	1	1-00	1-30	60	18
100	2	0,5	0,18	1200	75	1	0-50	1-20	75	20,2

В таблице 3 приведены растворы тампонажного цемента с добавлением промышленного отхода (рецепт-3).

Таблица 3 – Полученные результаты раствора тампонажа с добавлением промышленного отхода (рецепт-3)

Отход (рецепт-3), %	в/ц	Растекаемость, м	плотность, кг/м ³	Условия		Прочность, МПа	
				Т, °С	Р, МПа	изгиб	сжатие
-	0,50	0,18	1820	20	1	28	8
10	1,04	0,18	1600	20	1	2,2	1
20	1,12	0,18	1380	20	1	1,3	0,6
30	1,52	0,18	1,26	20	1	0,5	0,4

Таким образом, из результатов можно сделать вывод, что полученные облегчённые тампонажные растворы удовлетворяют нормативным требованиям по физико-химическому составу растворов и механическим свойствам полученного цементного камня.

Список литературы:

1. Н. Ёдгаров кн. «Химические реагенты и материалы для нефтегазовой промышленности» -Ташкент, Ворис. 2009г.529с
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: учеб для вузов. 2001.
3. Крылов В.И., Крецул В.В. Технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. – Ташкент: Филиал Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 192.
4. Потапов А.Г. К вопросу о геомеханическом моделировании при бурении скважин / А.Г. Потапов, Д.Г. Бельский, О.А. Потапов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», № 4 (20), 2014. С.69-74.
5. Рахимов А.К., и др. Пармаловчи Мухандислар Учун Маълумотнома