

ВЛИЯНИЕ ПОЛИАЦЕТАЛГЛИКОЛИЕВОГО РЕАГЕНТА РБР ПАГ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Шайхымедженов Ж. Г.
СП ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

Основным перспективным нефтегазоносным районом Казахстана является Прикаспийская впадина, геологический разрез которой представлен совокупностью трёх основных комплексов: надсолевой, солевой, подсолевой. При бурении скважин на каждом комплексе одним из основных факторов, нарушающих нормальный процесс бурения, является нарушение устойчивости стенок скважин. При этом основные виды осложнений, встречающихся в Прикаспийской впадине, возникают при проходке мощных глинистых и солевых отложений.

Анализ промысловых материалов показал, что одним из ключевых моментов регулирования состояния пристволенной зоны скважины при бурении в осложненных наличием зон глинистых и хемогенных отложений условиях Западного Казахстана, связанных с нарушением устойчивости и целостности ствола скважин, является снижение глубины и скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Среди наиболее перспективных направлений методов предупреждения нарушений целостности ствола скважин выделены химическая обработка буровых растворов. В то же время при проходке скважин в Прикаспийской низменности не всегда обеспечивается достаточное качество промывочных жидкостей из-за отсутствия необходимых химических реагентов для конкретных условий бурения. Ассортимент химических реагентов, устойчивых к воздействию солей поливалентных металлов (кальция, магния), применяемых в практике, очень мал. Это предопределяет большие трудности в химической обработке промывочных жидкостей. В этой связи требуется создание нового эффективного химического реагента, устойчивого к условиям полиминеральной агрессии.

Для химической обработки буровых растворов в условиях полиминеральной агрессии и высоких температур предложен реагент для

обработки буровых растворов полиацетальгликолевый (РБР ПАГ).

На основании проведенных исследований были сформулированы и регламентированы требования к технологическому процессу получения РБР ПАГ. В частности, было установлено, что эффективной работы в буровых глинистых растворах, при прочих равных условиях, реагент должен иметь следующие характеристики:

- вязкость не менее 50-60 мПа·с;
- рН в пределах 7,5 – 8,5%.

На реагент РБР ПАГ и технологию его применения при обработке буровых растворов было получено несколько авторских свидетельств и патентов, в частности: авторские свидетельства СССР № 1082790, 1216192 и патент Республики Казахстан № 5224.

При обработке буровых растворов химическими реагентами регулируются фильтрационные и структурно-механические параметры. Но указанные свойства суспензий зависят также от типов и концентрации применяемых глин. Правильный выбор реагентов и определение их оптимальных количеств возможен с учетом индивидуальных свойств глинистых минералов. В связи с этим, исследовался характер влияния каждого из перечисленных факторов на параметры буровых глинистых растворов после их обработки реагентом РБР ПАГ.

В табл. 1 представлено изменение структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов, приготовленных из монтмориллонитового, аттапульгитового и каолинит-гидроослюдистого глинопорошков в зависимости от концентрации глинистой фазы.

Как и следовало ожидать из табл. 1 следует, что по мере увеличения концентрации твердой фазы в растворах их структурно-механические параметры возрастают. Интенсивность такого роста становится особенно существенной в интервале концентраций глинистой фазы 90–100 кг/м³ для монтмориллонитового раствора, 250–300 кг/м³ для аттапульгитового и 30–350 кг/м³ для каолинит-гидроослюдистого растворов. В то же время, показатель фильтрации суспензий при этих концентрациях твердой глинистой фазы имеет относительно небольшие значения и, в дальнейшем, неуклонно снижается.

Таблица 1

**Влияние РБР ПАГ и концентрации твердой фазы (глин)
на параметры глинистых растворов**

№	Глина	Концентрация глины в растворе, кг/м ³	Условная вязкость (Т), с	Показатель фильтрации (ПФ), см ³ /30 мин	СНС 1/10, Па	Примечание
1	Монтмориллонитовая	60	18	18	1,8/3,6	Содержание РБР ПАГ 1,5%
		70	33	14	4,5/6,9	
		80	44	9,0	6,9/7,8	
		90	56	7,0	9,6/11,8	
		100	68	4,0	12,4/13,1	
		110	96	3,0	14,2/18,7	
2	Аттапульгитовая	100	16	26	1,2/1,2	
		150	19	15	1,5/1,8	
		200	33	9	5,4/8,4	
		250	60	7,0	12,2/13,7	
		300	100	5,0	21,0/24,0	
		350	145	4,0	23,0/27,3	
3	Каолинит-гидрослюдистая	100	16	25	1,2/1,5	Содержание РБР ПАГ 2,0%
		150	22	19	1,8/2,1	
		200	29	14	5,9/7,8	
		250	38	10	7,6/8,1	
		300	46	7,0	10,8/12,8	
		350	82	6,0	16,3/18,1	

По-видимому, это происходит за счет увеличения концентрации частиц в глинистой корке и уплотнения их упаковки. Следует также отметить, что с увеличением концентрации глинистой фазы растет и степень связанности молекул воды в растворе, понижается их активность, следовательно, фильтрующая способность, поэтому снижается показатель фильтрации раствора.

Как видно из рассмотренных выше данных, наиболее приемлемые технологические параметры буровых растворов, обработанных РБР ПАГ достигаются при концентрациях глин, равных 80–90 кг/м³ для монтмориллонита и 250 кг/м³, 300 кг/м³ соответственно для аттапульгита и каолинит-гидрослюдистого глинопорошка.

На рис. 1-9 приведено изменение параметров минерализованных глинистых (аттапульгитовых, монтмориллонитовых) суспензий от концентрации глинистой фазы.

Аналогичные эксперименты были проведены и для каолинит-гидрослюдистого глинопорошков.

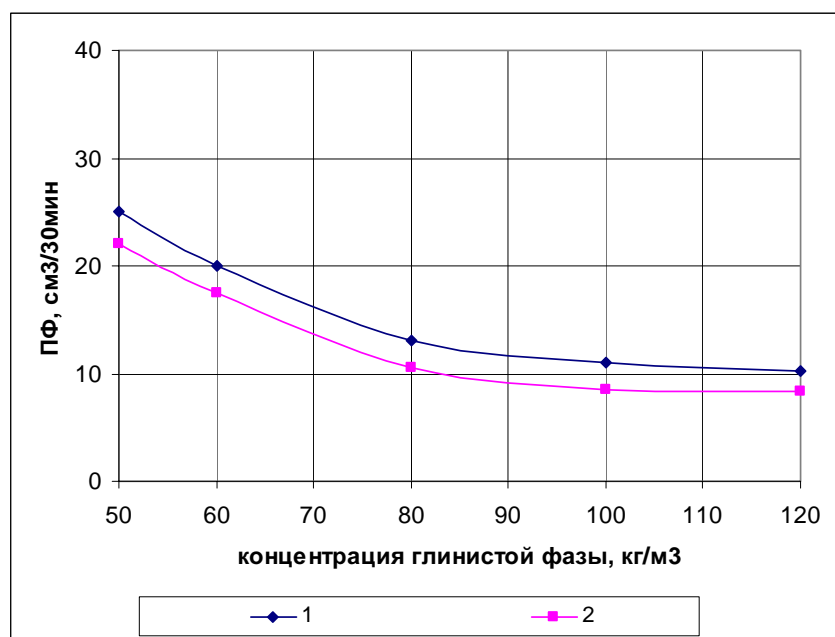


Рисунок 1. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на фильтрацию монтмориллонитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

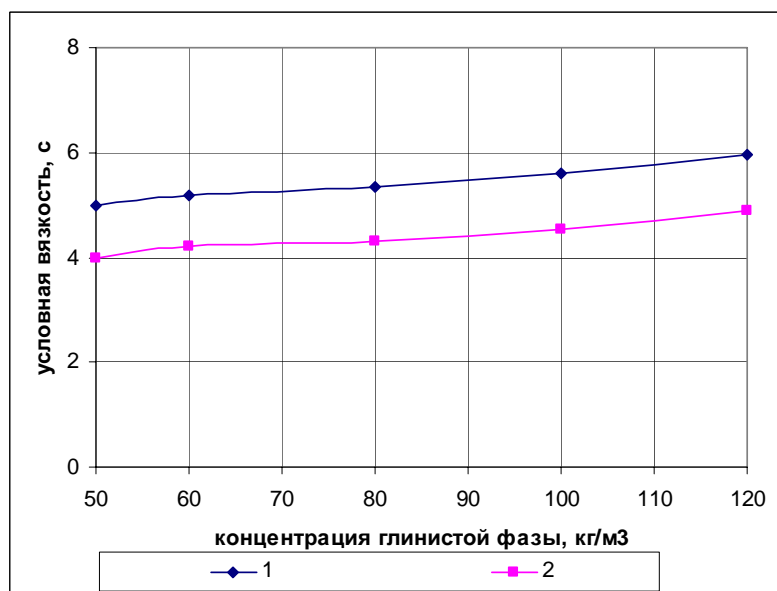


Рисунок 2. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на условную вязкость монтмориллонитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

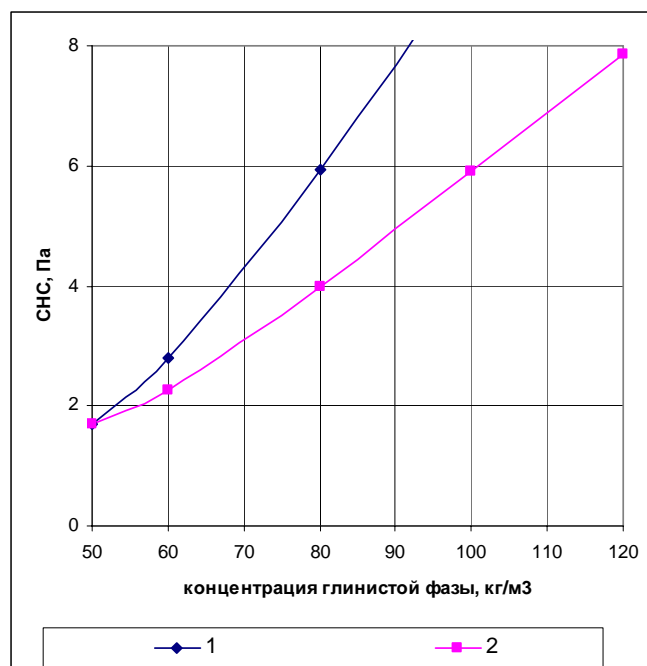


Рисунок 3. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на статическое напряжение сдвига монтмориллонитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

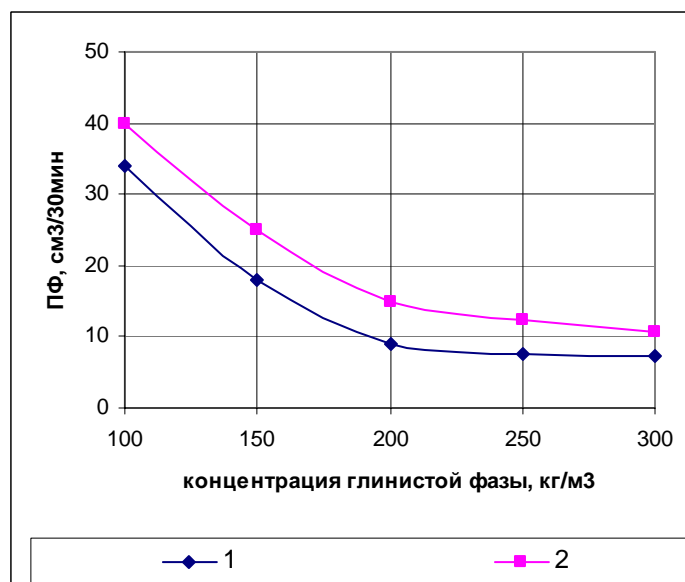


Рисунок 4. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на фильтрацию аттапульгитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

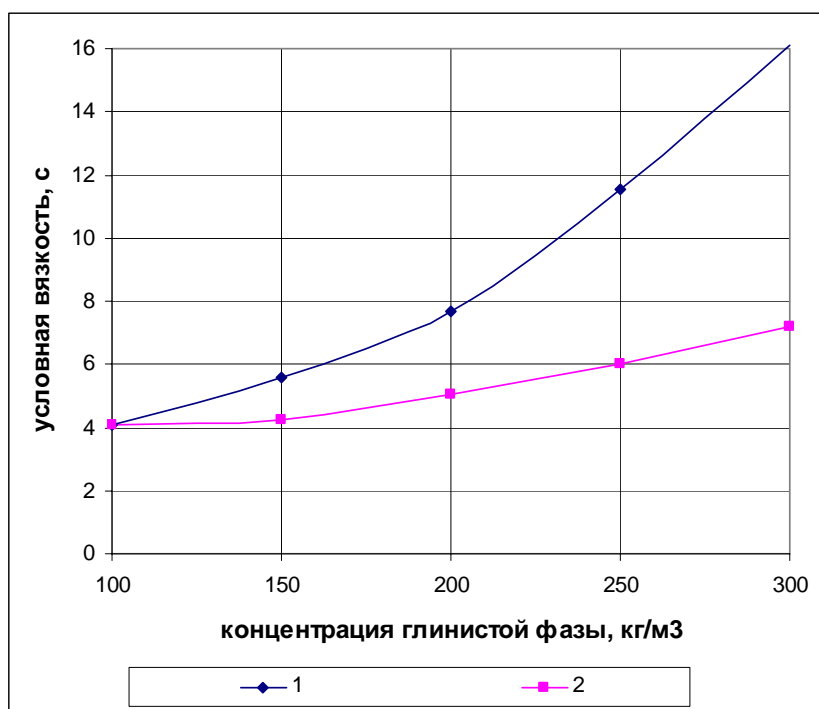


Рисунок 5. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на условную вязкость аттапульгитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

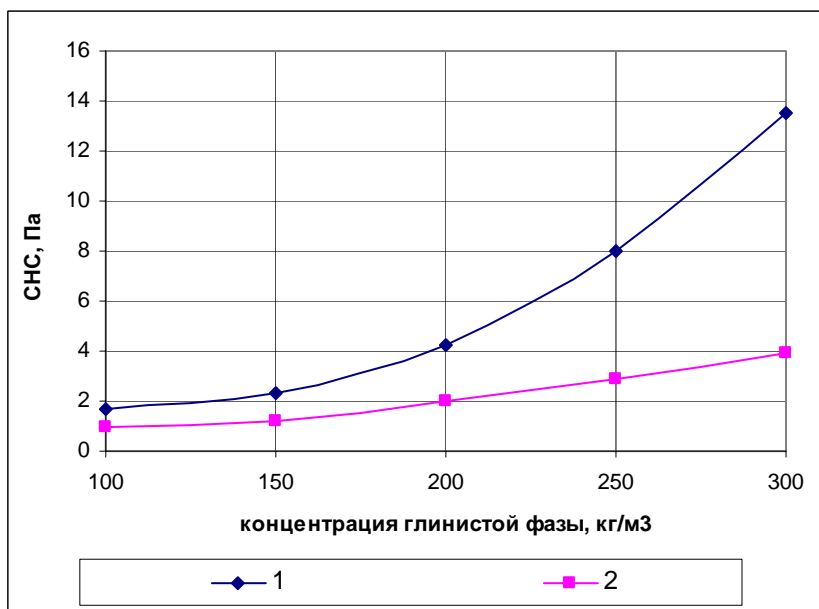


Рисунок 6. Влияние концентрации глинистой фазы и минерализации на статическое напряжение сдвига аттапульгитовых суспензий
1 - NaCl 25%, 2 - MgCl₂ 15%, Содержание РБР ПАГ– 5%

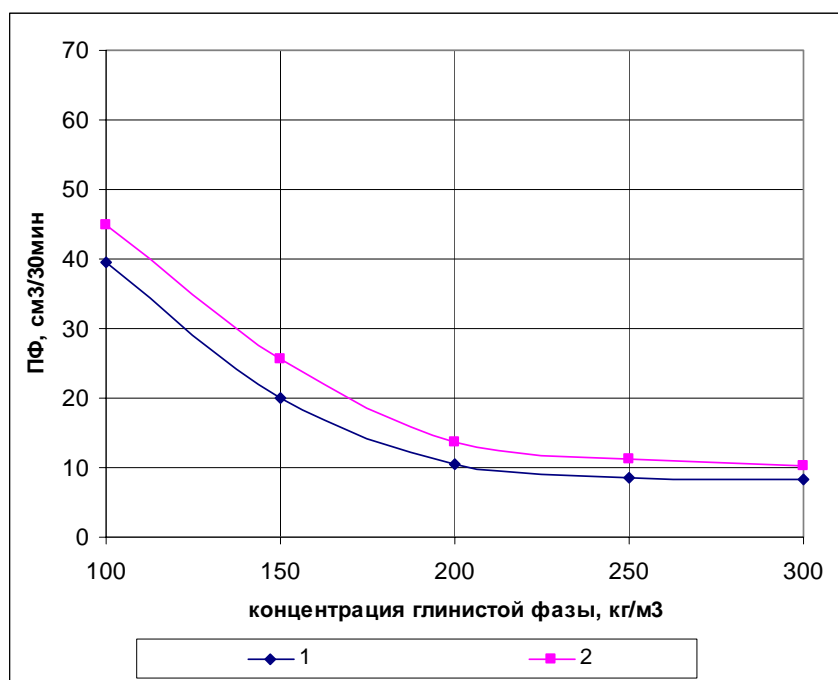


Рисунок 7. Влияние концентрации глинистой фазы на фильтрацию минерализованных аттапульгитовых суспензий
1 - CaCl₂ 8 %, 2 - KCl 6 %, Содержание РБР ПАГ– 5%

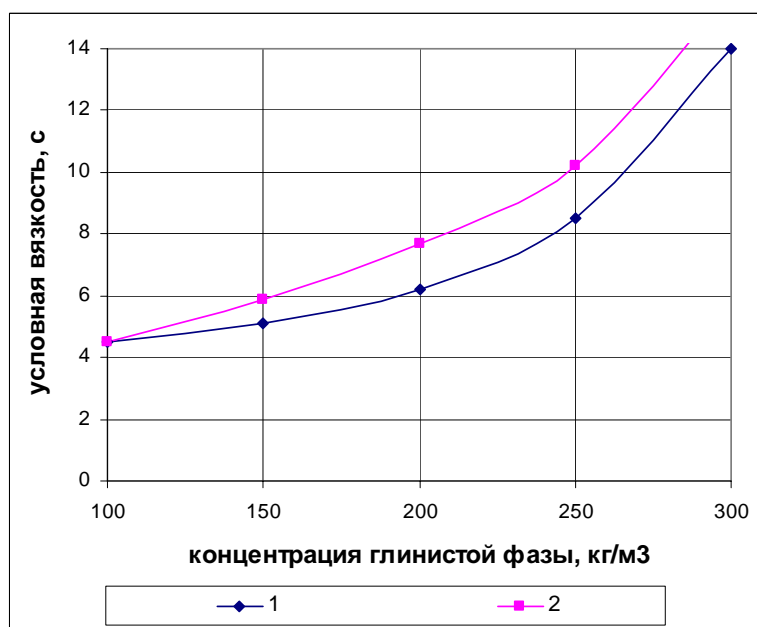


Рисунок 8. Влияние концентрации глинистой фазы на условную вязкость минерализованных аттапульгитовых суспензий
1 - CaCl₂ 8 %, 2 - KCl 6 %, Содержание РБР ПАГ– 5%

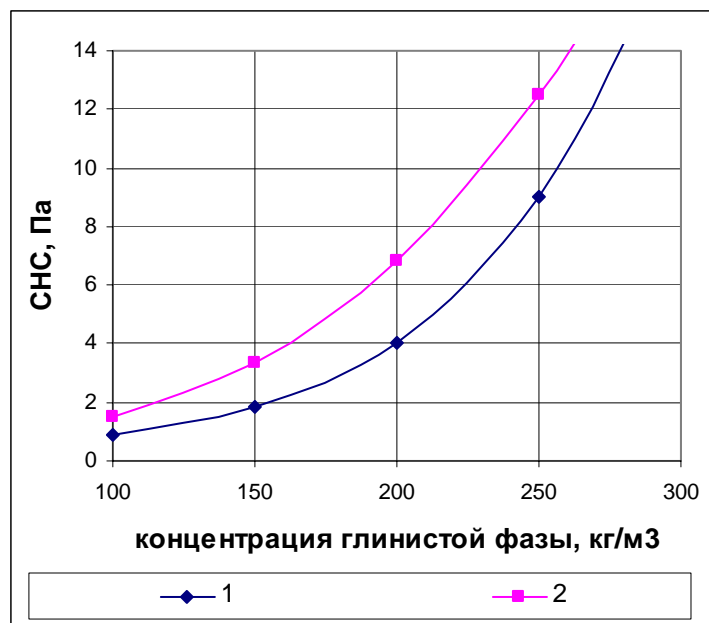


Рисунок 9. Влияние концентрации глинистой фазы на статическое напряжение сдвига минерализованных аттапульгитовых суспензий
1 - CaCl_2 8 %, 2 - KCl 6 %, Содержание РБР ПАГ– 5%

Увеличение концентрации глинистой фазы минерализованных растворов приводит к росту структурно-механических и уменьшению фильтрационных характеристик суспензий. Указанное относится, как к монтмориллонитовым и аттапульгитовым суспензиям, так и суспензиям из каолинит-гидрофлюидного глинопорошка.

Из приведенных данных (рис. 1– 9) видно, что при солевой агрессии нет необходимости изменения требуемых концентраций твердой фазы от рекомендованных ранее для неминерализованных растворов.

Сравнение результатов таблицы 1 и рис. 1– 9 показывает, что изменения технологических параметров пресных и минерализованных глинистых растворов, обработанных реагентом РБР ПАГ от концентрации глинистой фазы, дает одинаковую картину. Это позволяет утверждать об универсальности действия РБР ПАГ по отношению к глинам, различным по минералогическому составу и коллоидности. По-видимому, это связано с одинаковым механизмом адсорбции на различных типах глин.

Таким образом, на основании вышеизложенных экспериментов, в зависимости от типов глин можно определить необходимое содержание глинистой фазы в приготавливаемых буровых глинистых растворах. Для

монтмориллонитовых глин оно должно равняться 50–100 кг/м³, для аттапульгитовых и каолинит-гидрослюдистых глин – соответственно 200–250 кг/м³ и 250–300 кг/м³.

При бурении верхних интервалов скважин в сравнительно устойчивом стволе скважин, разрез которых сложен малопроницаемыми породами, в основном, применяются необработанные глинистые растворы на пресной воде. При недостаточной устойчивости стенок скважин и при наличии в разрезе высокопроницаемых пластов, содержащих пластовые воды хлормagneиевого и хлоркальциевого типов, возникает необходимость химической обработки. Технологические параметры растворов при этом поддерживаются с помощью различных химических реагентов.

В связи с этим, нами определялось влияние реагента РБР ПАГ на технологические параметры глинистых растворов. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Таблица 2

Влияние РБР ПАГ на основные свойства глинистых растворов

Тип глины	Состав раствора		Технологические параметры					
	Глина, %	РБР ПАГ, %	ρ, кг/м ³	T, с	ПФ см ³ /30мин	θ ₁ , Па	θ ₁₀ , Па	pH
Монтмориллонит	9,0	-	1080	26	16	1,8	4,2	7,0
		0,2	1080	32	14	2,2	5,1	7,2
		0,5	1080	38	12	2,8	5,9	7,3
		1,0	1080	46	9,0	3,6	7,0	7,4
		1,2	“-	50	7,5	4,4	8,2	7,5
		1,5	“-	56	6,8	5,2	9,4	7,6
		1,8	“-	60	5,6	6,1	10,8	7,8
		2,0	“-	68	4,0	7,5	12,0	8,0
Аттапульгит	20,0	-	1114	28	38	3,5	4,8	7,0
		0,5	“-	40	18	3,9	6,0	7,2
		1,0	“-	52	12	4,8	7,2	7,4
		1,5	“-	64	9,0	6,6	8,8	7,5
		2,0	“-	75	7,0	8,0	11,0	7,6
		2,5	“-	86	5,0	9,8	11,8	7,8
		3,0	“-	98	4,0	12,0	15,0	8,0
Каолинит-гидрослюдистая	25,0	-	1180	20	34	3,8	5,2	7,0
		0,5	“-	24	24	4,6	6,1	7,2
		1,0	“-	26	15	5,8	7,0	7,3
		1,5	“-	28	13	6,0	7,6	7,5
		2,0	“-	30	10	7,5	8,1	7,8
		2,5	“-	33	8,0	7,9	8,8	7,9
		3,0	“-	36	7,0	8,2	9,6	8,0

Из нее видно, что с ростом концентрации РБР ПАГ условная вязкость и статическое напряжение сдвига исследуемых растворов увеличиваются, а значения показателя фильтрации снижаются. Известно, что подобные явления также наблюдаются при обработке растворов такими реагентами-стабилизаторами, как КМЦ, акриловые полимеры и др. [1, 2, 3].

Темп роста условной вязкости и статического напряжения сдвига для растворов из монтмориллонитового и аттапульгитового глинопорошка гораздо выше, чем у каолинит-гидроslюдистой суспензии.

Например, при концентрации РБР ПАГ 1,0% условная вязкость монтмориллонитового раствора равна 46 с, а аттапульгитовый раствор имеет вязкость 52 с. Раствор из каолинит-гидроslюдистой глины при этой концентрации реагента имеет значение условной вязкости 26 с, что в 2 раза меньше, чем у монтмориллонитовых и аттапульгитовых растворов. С ростом концентрации РБР ПАГ, согласно данным табл. 4.2, эта закономерность, которая также характерна и для значений статистических напряжений сдвигов рассмотренных глинистых растворов, сохраняется. Статическое напряжение сдвига за 10 мин. при концентрации РБР ПАГ 2% у растворов из монтмориллонитовой и аттапульгитовой глины соответственно равно 120, 110 дПа, а для раствора из каолинит-гидроslюдистой глины оно равно 81 дПа.

Повышение структурно-механических характеристик с ростом концентрации в пресных глинистых растворах, по-видимому, можно объяснить следующим образом. В буровых растворах, являющихся многокомпонентными фазово-неоднородными системами, большую роль играет своеобразная форма сопряженного (смешанного) структурообразования, в свое время установленная П.А.Ребиндером [4, 5].

Сущность ее заключается в объединении нескольких разнородных структурных образований. Структуры глинистых суспензий могут, например, усиливаться за счет структурообразования в растворах добавляемых реагентов. Эти структуры вызывают загущение буровых растворов, особенно, при передозировке реагентов, т.е. при увеличении их концентрации.

Другой причиной возникновения смешанных структур может быть образование новой высокодисперсной фазы, как это имеет место при утяжелении

или при поступлении и дальнейшем диспергировании в промывочной жидкости выбуренной породы. Присутствие частиц новой фазы уплотняет и упрочняет структурные сетки вследствие того, что они становятся центрами, узлами структурного каркаса и мостиками, сшивающими отдельные его элементы. В результате увеличивается число контактов, а сама структура становится более жесткой. Прочность сопряженной структуры выше суммы прочностей исходных структур и усиливается с концентрацией.

Что же касается фильтрации, то она с ростом концентрации добавок РБР ПАГ в глинистых растворах медленно снижается. Однако снижение показателя фильтрации в рассмотренных растворах из глин различного состава проявляется по-разному. В частности, действие РБР ПАГ наиболее слабо выражено на фильтрационных свойствах растворов из каолинит-гидрослюдистой глины. Для монтмориллонитовых и аттапульгитовых растворов влияние РБР ПАГ на показатель фильтрации характеризуется ее более низкими значениями. Из данных табл. 4.2 видно, что технологически приемлемые значения показателя фильтрации для монтмориллонитовых растворов достигаются при концентрации РБР ПАГ около 1%, а для аттапульгитовых и каолинит-гидрослюдистых растворов этот предел несколько выше, так они соответственно равны 1,5 и 2,0%. Такое различие требуемых концентраций реагентов, по-видимому, связано с особенностями ионного обмена и строением кристаллической решетки рассмотренных глинистых минералов. Также следует отметить, что реагент РБР ПАГ более активно действует на фильтрационные свойства растворов из рассмотренных глин в области концентрации добавок реагента до 1,0%. Но оптимальной концентрацией добавки РБР ПАГ, как видно из результатов опытов с учетом получения необходимых структурно-механических характеристик, для монтмориллонитовых и аттапульгитовых растворов являются соответственно концентрации 1,0–1,5%, 1,5–2,0% и 2,0–2,5% для растворов из каолинит-гидрослюдистых глин.

Одной из важнейших характеристик химического реагента является продолжительность его действия во времени. В связи с этим, были проведены исследования по определению этого показателя РБР ПАГ. Замеры параметров буровых растворов проводились в течение 8 суток. Результаты проведенных опытов показали, что в глинистых растворах, обработанных РБР ПАГ,

стабильность параметров сохраняется в течение длительного времени.

Таким образом, обработка глинистых неминерализованных растворов реагентом РБР ПАГ позволяет получить оптимальные технологические параметры растворов, приготовленных из монтмориллонитовых, аттапульгитовых и каолинит-гидролюдистых глинопорошков.

Соленосные породы, встречаемые при бурении скважин представлены достаточно широким спектром горных пород и минералов, но наиболее распространенными являются галит, сильвин, ангидрит, гипс, бишофит, карналит. Проводка скважин в этих условиях связана с преодолением ряда негативных явлений, среди которых выделяются отрицательное влияние солей на свойства бурового раствора и образование каверн и сужений в стволе скважин, связанных с растворением и пластичным течением солей. Последнее особенно характерно для растворимых и сильнопластичных солей, например, калийно-магниевые.

С точки зрения выбора рациональных рецептур буровых растворов и изучения их взаимодействия с хемогенными отложениями, как подтверждает практический опыт, можно допустить, что последние представлены галитом, сильвином, бишофитом, карналитом.

Поэтому при исследовании влияния РБР ПАГ на технологические параметры глинистых растворов последние минерализовались хлоридом натрия, калия, магния, кальция, как в отдельности, так и в совокупности (во встречаемых в практике бурения комбинациях).

На рис. 10 – 18 представлены результаты исследования влияния РБР ПАГ на технологические параметры глинистых растворов, приготовленных из монтмориллонитовой глины, при воздействии хлоридов натрия, магния и кальция, соответственно. Как видно из графиков 1, 2, 3 на рис 10, 13, 16 общая тенденция снижения показателя фильтрации во всех случаях одинаковая. С ростом концентрации реагента РБР ПАГ значения показателя фильтрации неуклонно падают. Причем резкое снижение значений показателя фильтрации наблюдается в диапазоне концентраций от 1,0 до 3,0%, а в дальнейшем темп снижения несколько убывает. С ростом концентрации хлористого натрия свыше 15%, как видно из графиков 2, 3 (рис.10) значения фильтрации несколько увеличиваются.

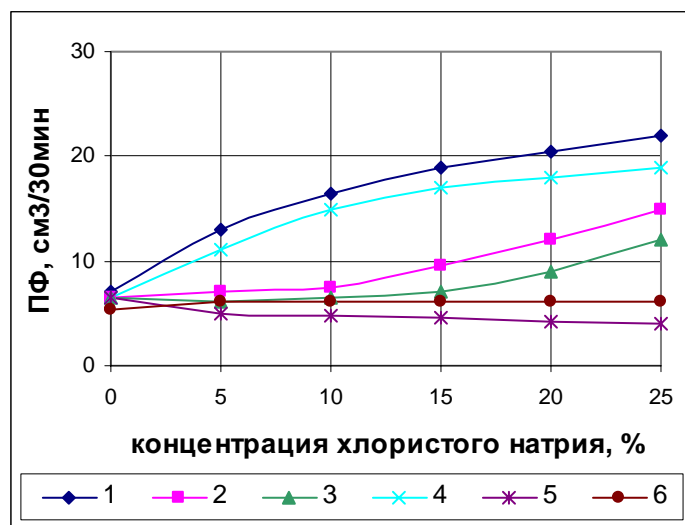


Рисунок 10. Влияние РБР ПАГ на фильтрацию монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым натрием
 1, 2, 3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;
 4, 5 – растворы обработанные 1, 2 % КМОЭЦ;
 6 – раствор обработанный 1% КМЦ-600

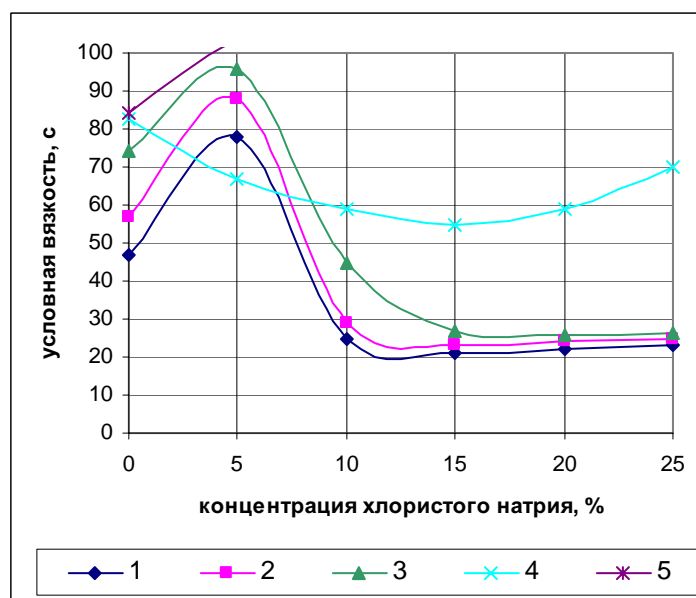


Рисунок 11. Влияние РБР ПАГ на условную вязкость монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым натрием
 1, 2, 3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;
 4, 5 – растворы обработанные 1, 2 % КМОЭЦ;
 6 – раствор обработанный 1% КМЦ-600

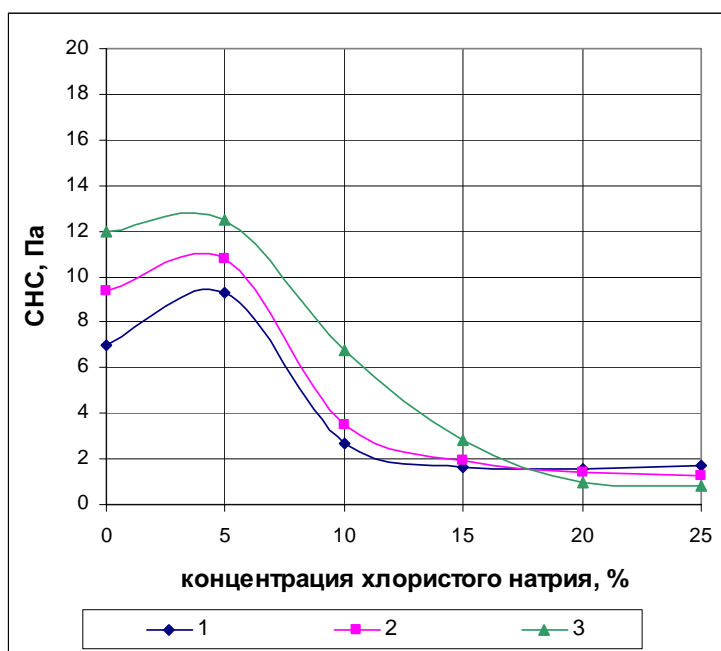


Рисунок 12. Влияние РБР ПАГ на статическое напряжение сдвига монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым натрием
1, 2, 3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;

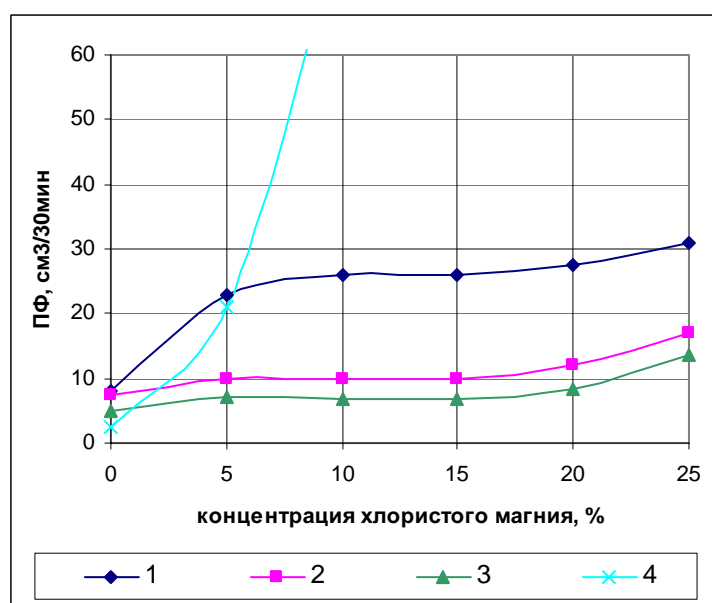


Рисунок 13. Влияние РБР ПАГ на фильтрацию монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым магнием
1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;
4 – раствор обработанный 1% КМЦ-600.

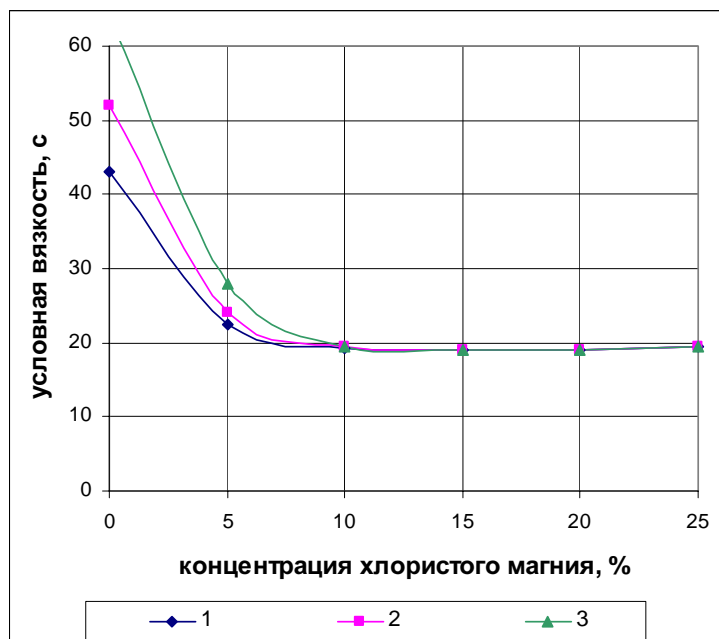


Рисунок 14. Влияние РБР ПАГ на условную вязкость монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым магнием
1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ

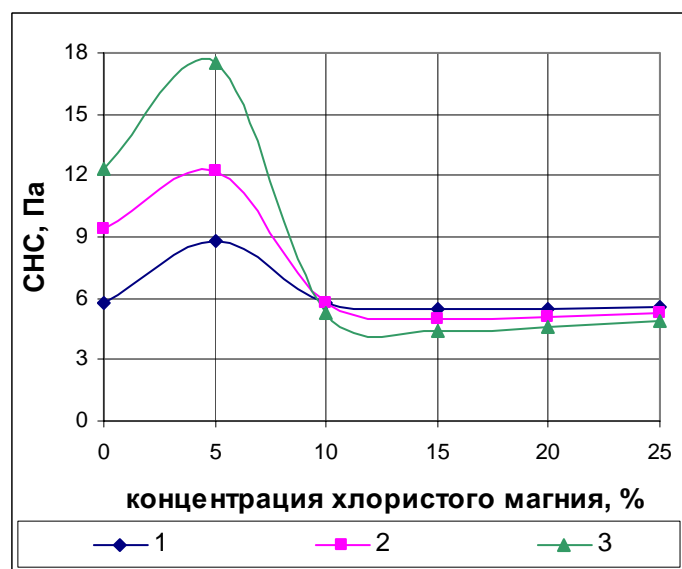


Рисунок 15. Влияние РБР ПАГ на СНС монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым магнием
1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ

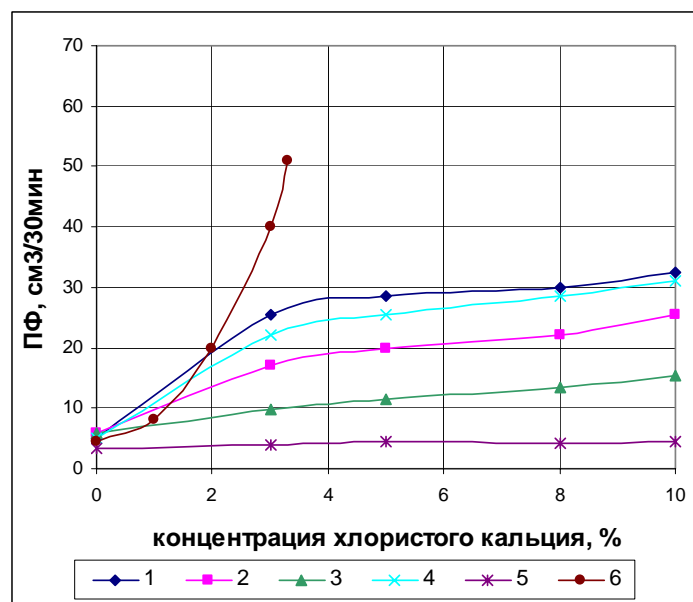


Рисунок 16. Влияние РБР ПАГ на фильтрацию монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым кальцием
 1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;
 4,5 – растворы обработанные 1, 2 % КМОЭЦ;
 6 – раствор обработанный 1% КМЦ-600.

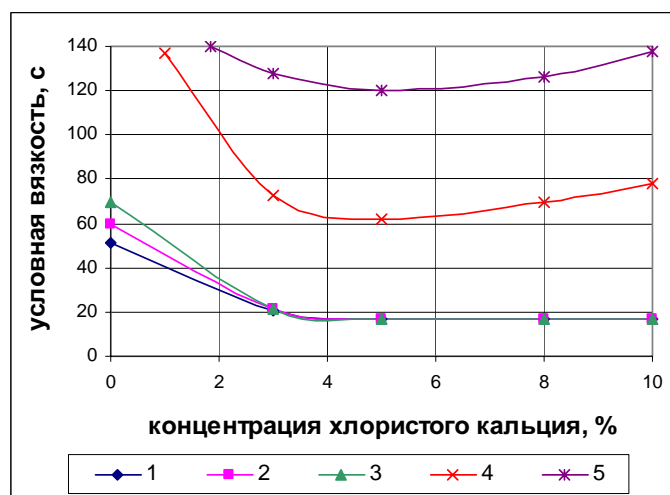


Рисунок 17. Влияние РБР ПАГ на условную вязкость монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым кальцием
 1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ;
 4,5 – растворы обработанные 1, 2 % КМОЭЦ

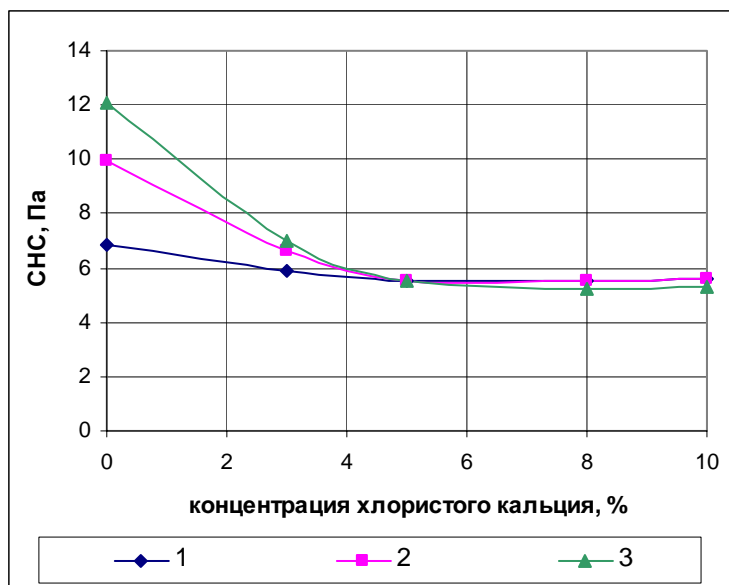


Рисунок 18. Влияние РБР ПАГ на СНС монтмориллонитовых растворов минерализованных хлористым кальцием
1,2,3 – растворы, обработанные соответственно 1, 3, 5 % РБР ПАГ

В отличие от воздействия хлористого натрия в случае хлористого магния (графики 2, 3, рис. 13) при концентрации до 20% значения водоотдачи остаются постоянными. Снижение фильтрации глинистых растворов при воздействии хлористого кальция несколько ниже, чем у хлористого натрия (рис.16), а общая картина идентична.

Анализ результатов опытов показывает, что удовлетворительные значения показателя фильтрации в рассмотренных случаях достигаются при обработке реагентом РБР ПАГ 2,5–3,0% при минерализации хлористым натрием, а в присутствии хлористого магния и кальция соответственно (3,0–4,0% и 4,0–5,0%). Аналогичные результаты с несколько повышенными значениями водоотдачи были получены с хлористым калием. Более высокие значения показателя фильтрации, видимо, обусловлены меньшей гидратируемостью иона калия.

Катион K^+ связывает значительно меньше воды, активность воды в его растворах максимальна, реагент меньше связывает воды, что приводит к более высокой фильтрации.

Известно, что основное влияние электролитов на свойства буровых растворов связано с их дегидратирующей и деионизирующей функциями. Влияние электролитов на неионогенные полимеры, к которым относится РБР

ПАГ, связано только с дегидратирующей функцией.

В этом случае, если энергия гидратации функциональных групп полимера (реагента) соизмерима с энергией гидратации электролита, он не оказывает заметного влияния на свойства полимера. По-видимому, этим и объясняются полученные выше результаты, где эффективность действия РБР ПАГ практически не зависит от характера минерализации среды.

Анализ графиков на рис. 12, 15 и 18 показывает, что при концентрации хлористого натрия и магния до 5% в растворе статическое напряжение сдвига его растет, а с ростом концентрации до 10% – падает. При дальнейшем увеличении содержания солей в растворе оно остается постоянным (на уровне 20 Па). Нетрудно заметить, что рост концентрации реагента РБР ПАГ в присутствии указанных солей оказывает такое же влияние на статическое напряжение сдвига растворов, как было описано выше. Например, увеличение концентрации РБР ПАГ с 1% до 5% в присутствии 5% хлористого натрия приводит к повышению значений СНС 9,0 до 12,0 Па (рис.4.16). При минерализации буровых растворов хлористым магнием СНС несколько увеличивается до 17,0 Па (рис.15). В отличие от вышерассмотренных случаев при наличии в растворе хлористого кальция СНС с ростом концентрации падает. При наличии в растворах хлористого кальция более 4% значения СНС остаются постоянными (4,8 Па). Как видно из рисунка, увеличение концентрации РБР ПАГ также не оказывает существенного влияния на изменения значений СНС растворов.

Изменение условной вязкости монтмориллонитовых растворов, обработанных РБР ПАГ в присутствии рассмотренных выше солей, выражены графиками 1, 2, 3 (рис.11, 14, 17).

Как видно из рисунков, характер изменения условной вязкости растворов в присутствии хлористого кальция и магния идентичны.

При наличии в растворе магниевых солей более 6% и кальциевых солей более 4% условные вязкости остаются постоянными (20 с). Графики изменения вязкости при агрессии хлористым натрием несколько отличаются от рассмотренных.

Из рис. 12 видно, что увеличение концентрации хлористого натрия до 5% в растворе приводит к значительному росту значений условной вязкости.

Например, при концентрации 1% РБР ПАГ вязкость повышается от 78 с, а при 5% РБР ПАГ это значение увеличится до 96 с. Дальнейшее возрастание концентрации хлористого натрия в растворе ведет к снижению значения условной вязкости до 22–25 с, которая в последующем остается постоянной.

Аналогичные исследования проведены с растворами из аттапульгитовых глин. При этом тенденция снижения водоотдачи в зависимости от концентрации реагента и от количества добавляемых солей имеет одинаковую с монтмориллонитовыми растворами картину. Следует отметить, что в присутствии хлористого кальция в растворах аттапульгитовых глин получены более низкие значения фильтрационных характеристик по сравнению с растворами монтмориллонитовых глин.

Изменение структурно-механических свойств аттапульгитовых растворов при минерализации хлористым натрием имеет несколько иную закономерность, чем у монтмориллонитовых растворов. По мере возрастания хлористого натрия более 10% статическое напряжение сдвига и условная вязкость растворов незначительно возрастают до значений соответственно 1,5–1,6 Па, 25–26 с при концентрации соли 25%. При малых концентрациях добавок хлористого натрия до 3% так же, как и у монтмориллонитовых растворов, наблюдается рост значений условной вязкости. Однако с увеличением количества соли в растворе до 10% значения условной вязкости снижаются и становятся равным 28 с при присутствии 5% РБР ПАГ. При наличии в аттапульгитовых растворах хлоридов магния и кальция минимальные значения СНС с условной вязкостью получаются при концентрациях солей более 5%, которые равны примерно 0,5–0,6 Па и 25 с.

Аналогичные результаты были получены при обработке РБР ПАГ растворов из каолинит-гидрослюдистых глин, минерализованных рассмотренными солями.

Таким образом, из анализа результатов проведенных исследований видно, что при минерализации (до 5%) хлористым натрием глинистых растворов из монтмориллонитовых и аттапульгитовых глинопорошков отмечается рост значений структурно-механических характеристик с последующим снижением до минимальных значений.

Это явление, по нашему мнению, можно объяснить следующим образом.

При добавлении к глинистому раствору небольшого количества хлористого натрия (до 5%) гидратная оболочка полимера уменьшается, что приводит к увеличению статического напряжения сдвига.

Следует также отметить, что схожую картину по влиянию на технологические параметры буровых растворов имеет реагент КМОЭЦ.

Удовлетворительные значения показателя фильтрации растворов из монтмориллонитовых и аттапульгитовых глин получаются при концентрации добавок КМОЭЦ – 2%. Однако при этом наблюдаются высокие, по сравнению с РБР ПАГ, значения структурно-механических показателей растворов. Например, значения условной вязкости растворов из монтмориллонитовых глин, минерализованных хлористым натрием и кальцием, а также растворов из аттапульгитовых глин, минерализованных хлористым натрием, составляют более 250–280 с.

Таким образом, исследования показали, что предложенный реагент РБР ПАГ эффективно стабилизирует глинистые растворы в условиях воздействия солей как одно-, так и поливалентных металлов.

Литература

1. Булатов А.И., Пеньков А.И, Проселков А.М. Справочник по промывке скважин. Москва. 1984. 317 с.
2. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. Москва. 1967. 312 с.
3. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам. Москва. 1979. 215 с.
4. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. Москва. 1978. 368с.
5. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика дисперсных структур // Сб. Физико-химическая механика дисперсных структур. Москва, 1966, 400 с.