

УДК 622.24:54

**ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМПРОДУКТА СМС-700
И РЕАГЕНТА-МОДИФИКАТОРА БЕНЕКС
ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ**

Петров Н.А., Давыдова И.Н.

e-mail: napetroff@mail.ru

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,

ИП

ООО «Газпромнефть НИЦ»

***Аннотация.** Исследованы свойства реагентов СМС-700 и Бенекс на предмет применения в глинистых буровых растворах. Установлено положительное влияние реагентов на структурно-реологические свойства глинистых промывочных жидкостей. Приведена рекламная информация предприятий-изготовителей. Даны предварительные рекомендации по технологии обработки глинистых растворов.*

***Ключевые слова:** реагент, буровой раствор, реологические свойства, показатель фильтрации, модификация, совместимость, солевая агрессия, обработка, порошок, гидратированная глина.*

В практике использования буровых промывочных жидкостей большое внимание уделяется реагентам, позволяющим регулировать структурно-реологические и фильтрационные свойства. Наиболее широкое применение нашли наиболее эффективные отечественные и зарубежные реагенты типа КМЦ. Кроме того, уделяется внимание и различным модификаторам глинистых материалов для одновременного увеличения вязкости и выхода раствора. Это важное направление поддерживается, поскольку необходимо для бурения скважин под кондуктор в Западной Сибири [1-3].

В статье изучены два актуальных вышеописанных направления на примере реагентов фирмы M-I Drilling Fluids. Вначале рассмотрим результаты исследований реагента СМС-700, который является аналогом отечественного – КМЦ-700.

СМС-700 представляет собой натриевую соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты, общей формулы $C_6H_7O_2(OH)_3(OCH_2COONa)_x$. Паспортные данные физико-химических свойств реагента следующие. Агрегатное состояние – мелкодисперсное волокнистое или порошкообразное вещество белого или кремового цвета, влажностью не более 10%, растворимостью в воде 99,3% и плотностью 1590 - 1760

кг/м³. Уровень pH 0,1% -го раствора не более 8. Содержание (в 0,1%-ом растворе) растворимых минеральных солей (прокаленный остаток) – 278 мг/л, жесткость 0,7 мг-экв/л, сульфаты и железо общее отсутствуют, содержание ионов хлора 4,7 мг/л.

Результаты лабораторных исследований

Внешний вид	мелкодисперсный порошок кремового цвета		
Влажность, %	1,1		
Растворимость в воде	полностью растворим, без видимых включений		
Кинематическая вязкость	через	через	через
	1 ч	1 сут	3 сут
0,5%-го водного раствора	8,09	8,09	6,92
1,0%-го водного раствора	25,68	24,02	23,42
pH 0,5%-го водного раствора		8,45	
pH 1,0%-го водного раствора		8,97	

В солевых растворах (NaCl, $\rho = 1125$ кг/м³; KCl, $\rho = 1180$ кг/м³; CaCl₂, $\rho = 1112$ кг/м³; MgCl₂, $\rho = 1136$ кг/м³) происходит полное растворение 0,5% реагента СМС-700 в сухом виде.

Оценивалась совместимость 1%-го водного раствора СМС-700, фильтрата глинистого бурового раствора, обработанного реагентом СМС-700, с минерализованными растворами (табл. 1).

Таблица 1. Совместимость 1%-го водного раствора СМС-700 и фильтрата бурового раствора, обработанного СМС-700, с минерализованными растворами

Растворы	Технологическая среда					
	CaCl ₂ , $\rho = 1130$ кг/м ³	MgCl ₂ , $\rho = 1136$ кг/м ³	KCl, $\rho = 1100$ кг/м ³	АХН, $\rho = 1175$ кг/м ³	Al ₂ (SO ₄) ₃ , $\rho = 1231$ кг/м ³	HCl, 15%-й
1%-й водный р-р СМС-700	при 20 °С – прозрачный раствор					
	После термостатирования при 80 °С в течение 1 ч:					
	Появление мути	Образование мелкой взвеси по всему объему	Прозрачный раствор	Образование хлопьеобраз- ного осадка	Прозрачный раствор	
Фильтрат бурового р-ра, обработанный 0,3% СМС-700	при 20 °С – прозрачный раствор					
	После термостатирования при 80 °С в течение 1 ч					
	Прозрачный раствор			Образование мутного хлопьевидного	Прозрачный раствор	

Примечание: АХН – аминированный хлористый натрий.

Исследования по определению дестабилизирующего действия добавок минерализованной (сеноманской) и пресной воды на бентонитовую суспензию, обработанную реагентом СМС-700 приведены в табл. 2.

Таблица 2. Дестабилизирующее действие минерализованной и пресной воды на бентонитовую суспензию, обработанную СМС-700

Раствор	Добавка сеноманской воды, %	Добавка пресной воды, %	Свойства раствора				
			УВ, с	ρ , кг/м ³	рН	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм
1. Бентонитовая суспензия, приготовленная из глины ПБМВ	-	-	19	1040	10,05	15	1,0
2. Исх. 1+0,3% СМС-700	-	-	360 - капает	1040	9,92	5,0	0,5
	5	-	44	1040	9,72	6,0	0,5
	-	5	38	1040	9,67	6,0	0,5
	10	-	36	1038	9,72	6,5	0,5
	-	10	34	1038	9,66	6,5	0,5
	15	-	25	1035	9,39	7,0	0,5
	-	15	32	1035	9,65	6,5	0,5

Примечание: УВ – условная вязкость; ρ – плотность; рН – кислотно-щелочной баланс; ПФ – показатель фильтрации; К – толщина корки.

С целью уменьшения дестабилизирующего действия минерализованной воды и изучения параметров раствора выполнены исследования по обработке бурового раствора реагентом СМС-700 в комплексе с другими реагентами, в частности, НТФ, кальцинированной содой, каустической содой (табл. 3-5).

Таблица 3. Влияние реагента СМС-700 на естественные и искусственные глинистые растворы

Растворы	Свойства раствора							
	УВ, с	ρ , кг/м ³	рН	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа
1. Бентонитовая суспензия, приготовленная из глины ПБМВ	20	1050	9,94	13,0	1,5	7	14	0/12
2. Исх. 1 + 0,05% СМС-700	42	1050	9,72	9,0	1,0	11	29	40/59
3. Исх. 1 + 0,1% СМС-700	88	1150	9,84	6,0	1,0	14	39	67/81
4. Буровой р-р, скв. 185/к. 61, Западно-Ноябрьского м-я, обработан Сай-паном.	20	1140	8,20	10,0	2,0	7	8	0/0
5. Исх. 4 + 0,05% СМС-700	26	1140	8,21	7,5	0,5	10	12	0/10
6. Исх. 4 + 0,1% СМС-700	30	1140	8,25	6,5	0,5	14	15	0/14
7. Исх. 4 + 0,3% СМС-700	81	1140	8,36	4,0	0,4	28	35	32/84
8. Исх. 4 + 0,1% СМС-700 + 0,1% Na ₂ CO ₃	28	1140	8,62	4,0	0,3	11	15	0/20

Примечание: η – пластическая вязкость; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; $\text{СНС}_{1/10}$ – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин; остальные условные обозначение как в таблице 2.

Таблица 4. Влияние реагента СМС-700 на свойства бурового раствора с другими реагентами

Раствор	Добавка				Свойства								
	СМС-700	НТФ	Na ₂ CO ₃	NaOH	УВ, с	ρ , кг/см ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	pH	η , дПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{липл} , град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I. Исх. буровой раствор Западно-Ноябрьск ое. м-е, 22.09.96г.	–	–	–	–	19	1110	12	0,5	8,04	3	4	0/0	14,5
	0,05	0,1	-	-	28	1110	10	0,5	7,69	3	4	0/0	13,5
	0,1	0,1	-	-	20	1110	8	0,5	7,7	3	4	0/0	10
	0,3	0,1	-	-	24	1110	5,5	0,5	7,71	9	10	0/18	10
	0,5	0,1	-	-	38	1110	5	0,5	7,81	11	14	0/23	10
	0,05	-	-	0,05	21	1110	9,0	0,5	9,75	6	7	0/17	
	0,1	-	-	0,05	24	1110	8,0	0,5	9,80	9	10	0/20	6
	0,3	-	-	0,05	40	1110	6,0	0,5	9,81	11	12	0/29	7
	0,5	-	-	0,05	108	1110	4,0	0,5	9,94	17	33	5/42	6
	0,05	-	0,1	-	20	1110	9	0,5	8,48	6	7	0/0	10
	0,1	-	0,1	-	21	1110	8	0,5	8,54	6	7	0/0	7
	0,3	-	0,1	-	28	1110	5	0,5	8,62	11	12	0/20	7
	0,5	-	0,1	-	42	1110	3	0,3	8,66	17	33	5/42	7

Таблица 5. Дестабилизирующее действие минерализованной и пресной воды на буровой раствор, обработанный СМС-700 и другими реагентами

Раствор	Добавка сеноманской воды, %	Добавка пресной воды, %	свойства				
			УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм
1. Буровой р-р с Западно-Ноябрьского м-я	-	-	21	1105	8,87	13,0	1,0
2. Исх. 1+0,3% СМС-700 + 0,1% НТФ	-	-	20	1105	7,73	8,0	0,5
	5	-	20	1100	8,36	8,5	0,5
	-	5	20	1100	8,30	7,5	0,5
	10	-	20	1098	8,29	10,5	1,0
	-	10	20	1097	8,86	8,0	0,5
	15	-	19,5	1095	8,46	11,0	0,5
3. Исх. 1 + 0,3%СМС-700 + 0,3% Na ₂ CO ₃	-	-	25	1095	10,10	5,0	0,3
	5	-	25	1095	10,10	5,0	0,3
	-	5	23	1095	10,06	5,5	0,3
	10	-	23	1093	10,03	5,5	0,5
	-	10	22	1093	10,04	6,0	0,5
	15	-	21	1092	9,95	6,0	0,5
	-	15	21	1092	9,95	6,0	0,5

Таким образом, реагент СМС-700 способствует увеличению структурно-реологических свойств и уменьшению показателя фильтрации глинистых буровых растворов, эффективен в нейтральных и щелочных растворах с рН-6-10, достаточно устойчив к солевой агрессии, особенно в присутствии кальцинированной соды.

Реагент СМС-700 может применяться, как при бурении скважин под кондуктор, так и основного ствола. Для поддержания показателя фильтрации промывочных растворов в пределах 4 - 6 см³/30 мин рекомендуемая концентрация реагентов не превышает 0,1- 1,2%.

Перейдем к рассмотрению результатов исследований реагента Бенекс.

Бенекс – это модификатор бентонитовой глины, смесь полиакрилата и полиакриламида натрия, применяющийся для увеличения выхода глины в буровых растворах на водной основе. Реагент Бенекс позволяет поднять вязкость раствора без дополнительной добавки глинопорошка. Применяя даже небольшие концентрации модификатора Бенекс, удается достичь заданных параметров вязкости при меньшем расходе глинопорошка, что делает его особенно эффективным в системах с малым содержанием твердой фазы. Благодаря своей структуре Бенекс объединяет в более крупные ассоциации мелкодисперсную твердую фазу.

Химическая формула реагента Бенекс – NaCHNO-CH-O. По внешнему виду – это белый или кремовый сыпучий порошок плотностью 1500 кг/м³. Реагент неопасен и нетоксичен. Рекомендуемая первоначальная обработка составляет 0,14 кг/м³.

Существуют следующие ограничения в применении реагента Бенекс:

- уровень жесткости по кальцию рекомендуется поддерживать не выше 300 мг/л, а содержание хлора не выше 3000 мг/л;
- несовместим с дефлокулянтами и разжижителями.

Бенекс поставляется в виниловых пакетах весом 0,906 кг, упакованных по 25 штук в картонные коробки.

Рассмотрим результаты исследований.

Добавки Бенекса в качестве загущающего компонента испытывали с суспензиями Серпуховского, Волгоградского (болгарское сырье) и Хакасского бентонитов. Для сравнения испытывали реагенты КМК и Лакрис. Результаты исследований приведены в табл. 6.

Таблица 6. Испытание реагента Бенекс в различных бентонитовых суспензиях в сравнении с реагентами КМК и Лакрис

Параметры суспензии	Исх. сусп. из Серпуховского бент.	Реагент, концентрация, %					
		Бенекс		КМК			Лакрис
		0,0125	0,025	0,15	0,2	0,3	0,5
УВ, с	20	40	кап.	35	68	кап.	140
ρ , кг/м ³	1047	1047	1047	1047	1047	1047	1047
pH	9,45	9,39	9,41	9,47	9,56	9,58	8,93
η , мПа·с	6	14	24	9	9	12	28
τ_0 , дПа	15	63	197	71	92	128	141
СНС _{1/10} , дПа	3/27	17/20	34/34	29/44	44/44	71/100	18/40
ПФ, см ³ /30 мин	13	12	12	11	11	11	6
К, мм	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
Параметры	Исх. сусп. из Волгоградского бент.	Бенекс		КМК		Лакрис	
		0,0075	0,0125	0,5		0,15	0,3
		УВ, с	20	120	кап.	148	
ρ , кг/м ³	1024	1024	1024	1024		1024	1024
pH	9,9	9,79	9,61	9,85		9,42	9,54
η , мПа·с	4	12	13	13		14	21
τ_0 , дПа	11	165	180	119		81	101
СНС _{1/10} , дПа	0/0	15/18	25/39	82/124		17/42	24/54
ПФ, см ³ /30 мин	13	14	15	8		10	7
К, мм	0,5	1,0	1,0	0,5		0,5	0,5
Параметры	Исх. сусп. из Хакасского бент.	Бенекс		КМК		Лакрис	
		0,0125	0,025	0,8		0,25	
		УВ, с		0,0125	0,025	0,8	
ρ , кг/м ³	1049	1049	1049	1049		1049	
pH	9,80	9,75	9,70	9,90		9,48	
η , мПа·с	3	11	25	14		21	
τ_0 , дПа	18	93	116	135		84	
СНС _{1/10} , дПа	18/20	24/39	39/55	79/86		19/24	
ПФ, см ³ /30 мин	22	20	18	8		6	
К, мм	2,0	2,5	2,0	1,0		0,5	

Из данных табл. 6 следует, что в зависимости от марки глины, модифицирующего агента и коллоидной составляющей, расход Бенекса для загущения суспензии различен. Так, если для суспензий из Волгоградского бентонита достаточно 0,0075%, то для суспензий из Серпуховского и Хакасского бентонита необходимо в 3 раза больше реагента. Характерно, что добавки Бенекса лишь незначительно понижают показатель фильтрации раствора, а с Волгоградским бентонитом даже наоборот приводят к увеличению.

В табл. 7 приведены результаты исследований влияния добавок Бенекса на разные типы растворов. Для увеличения вязкости полимерглинистого раствора

(система Поли-Пас) требуются большие (более 0,1%) добавки Бенекса. Буровой раствор, стабилизированный производной целлюлозы (Тилоза-ЕС-7), загустевает при добавке 0,03% Бенекса с резким увеличением показателя фильтрации. Установлено, что при предварительной добавке в буровые растворы гидратированной глины увеличения вязкости можно достичь при меньшем расходе Бенекса.

Таблица 7. Влияние реагента «Бенекс» на свойства буровых растворов

№	Растворы	Параметры							
		УВ,с	ρ , кг/м ³	pH	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³ / 30 мин	К, мм
1	Буровой р-р, Спорышевское м-е, куст 1, забой 750 м, обработка: Кем-Пас, Поликем Д, вода	20	1057	9,02	4	13	0/0	7,5	0,5
2	п. 1 + 0,1% Бенекса	56	1057	8,68	21	107	0/2	6,0	0,5
3	Буровой р-р, Спорышевское м-е, куст 8, забой 980 м, обработка Тилоза ЕС-7, ДТ, К-ЛУБ	25	1100	8,63	18	134	75/90	9,0	1,5
4	п. 3 + 0,3% Бенекса	загустел	-	8,43	26	250	153/230	16,0	2,0
5	Буровой р-р, Спорышевское м-е, забой 2200 м, обработка: Кем-Пас, Поликем Д, Кем-Пак, Тилоза ЕС-7, К-ЛУБ, ДТ, ГКЖ, НТФ	34	1104	8,27	7	33	29/79	11,0	1,5
6	п. 5 + суспензия Хакасского бентонита (по глине 5%) + 0,01875% Бенекса	120	1158	8,57	17	146	107/-	7,5	2,5
7	Буровой р-р, Спорышевское м-е, куст 8, забой 2200 м, обработка: Тилоза ЕС, ГКЖ, НТФ, К-ЛУБ, ДТ	28	1170	8,06	6	23	5/37	8,0	1,5
8	п. 7 + Суспензия Хакасского бентонита (по глине 5%) + 0,01875% Бенекса	108	1184	8,51	20	117	40/50	10,5	2,5

Таким образом, реагент Бенекс является активным загустителем бентонитовых суспензий. Тем не менее, требуется предварительный подбор дозировки, как для разных типов глин, так и для разных видов буровых промывочных растворов. При использовании Бенекса, в качестве загустителя при приготовлении растворов для бурения под кондуктор, необходима предварительная добавка в раствор гидратированной глины. Ввиду неоднозначного влияния на некоторые показатели суспензий из различного типа глинопорошка, целесообразно в каждом случае конкретный раствор предварительно испытывать в лабораторных условиях с замером всех параметров и подбором оптимальной концентрации Бенекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Химреагенты и материалы для буровых растворов /Петров Н.А. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - (Обзор. информ. в 2 ч.). Ч. 1- 65 с.; Ч. 2. -72 с.
2. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов / Петров Н.А. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. - (Обзор. информ.). 31 с.
3. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности /Петров Н.А. и др. Под ред. Ф.А. Агзамова. СПб.: Недра, 2004. 408 с.

**RESEARCH CHEMICALS CMC-700 REAGENT
FOR USE MODIFIER BENEKS IN DRILLING FLUIDS**

N.A. Petrov, I.N. Davydova

*FSBEI Ufa state petroleum technical university, IE
LLC «Gazpromneft NTC»
e-mail: napetroff @ mail.ru*

Abstract. *The properties of reactants SMS 700 and Beneks for use in clay drilling muds are investigated. The positive influence of reagents on the structural and rheological properties of clay drilling liquids is established. Advertising information of manufacturers is provided. Preliminary recommendations about technology of processing of clay muds are made.*

Keywords: *agent, drilling fluid rheology, the rate of filtration, modification, compatibility, salt aggression, processing, powder, hydrated clay.*

REFERENCES

1. Chemicals and materials for drilling fluids / NA Petrov etc. M. VNIIOENG, 1997. - (Obzor. Inform. 2 hours). Part 1 - 65. Part 2. -72 S.
2. Regulation of basic and special properties of drilling fluids / NA Petrov etc. M. VNIIOENG, 1998. - (Obzor. Inform.). 31 s.
3. Cationic surfactants - effective inhibitors in the oil and gas industry processes / NA Petrov and others, ed. FA Agzamov. SPb.: Nedra, 2004. 408.