

УДК 622.246

**ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ
ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**DOMESTIC AND FOREIGN POLYMERIC REAGENTS
FOR DRILLING FLUIDS**

Петров Н. А.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

N. A. Petrov

**FSBEI HPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: napetroff @ mail.ru

Аннотация. Рассматриваются результаты исследований ряда водорастворимых полимеров, предназначенных для обработки буровых растворов, применяемых в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири. Были изучены пробы полимеров, которые относятся к двум типам: эфиры целлюлозы Торос-2, Торос-2А, СМС Т(НВ), Tylose ЕС-7, Tylose VHR , Tylose Н20Р, Tylose ЕНН, Tylose ЕНМ; акриловые полимеры Суран А, ОРР-40NT, МСУ А-3, Cydrill 4000, Дк-дрилл А-1, Дк-дрилл S-1, Кем Х. В частности исследованы: растворимость полимеров в воде; агрегативная устойчивость и растворимость во времени; кинематическая вязкость 0,3%-х водных растворов; влияние полимеров на свойства естественных глинистых растворов со скважин и искусственных – бентонитовых суспензий; устойчивость полимерных растворов к воздействию электролитов и кислот.

Для быстрого и полного растворения необходимы: разогрев до температуры 40 °С, перемешивание и ввод реагента небольшими дозами. Полимеры со временем сначала набухают, а затем начинают терять свою агрегативную устойчивость. Полимеры различаются по срокам начала деструкции макромолекул. По значениям вязкости полимеры условно можно разделить на низковязкие, средней вязкости и высоковязкие. Практически все полимеры чувствительны к солям трехвалентных и двухвалентных ионов и некоторые – к растворам кислот. Эфиры целлюлозы являются стабилизаторами и понизителями показателя фильтрации глинистых растворов. Для придания флокулирующих свойств буровому раствору и уменьшения липкости глинистых корок можно применять в небольших количествах акриловые полимеры. При взаимодействии практически всех полимеров с двухвалентными катионами Ca^{2+} происходит потеря агрегативной устойчивости с образованием хлопьев и мутных растворов, поэтому применять их для обработки минерализованных буровых растворов не рекомендуется.

Abstract. In the article the research results of a number of water-soluble polymers intended for the treatment of drilling fluids used in the November oil and gas region of Western Siberia. Polymer samples were studied, which are of two types: cellulosic ethers Taurus -2, 2A - Taurus, CMC T (HV), Tylose EC- 7, Tylose VHR, Tylose H20P, Tylose EHH, Tylose EHM; acrylic polymers Cypan A ORP -40NT, ISU A- 3, Cydrill 4000, Dk Drill - A- 1, Dk - 1, S- Drill, in particular X. By investigated: solubility of polymers in water; aggregate stability and solubility in time; Kinematic viscosity of 0.3% aqueous solution; influence on the properties of natural polymers muds from wells and artificial - bentonite suspensions; stability of the polymer solutions to the effects of electrolytes and acids.

For quick and complete dissolution required: heating to a temperature of 40 °С, and stirring the reactant entering small doses. Polymers with time at first swell and then begin to lose their aggregative stability. The polymers differ in

terms of the beginning of the degradation of macromolecules. From the values of viscosity polymers can be divided into low viscosity, medium viscosity and high viscosity. Virtually all of the polymers are sensitive to salts of trivalent and divalent ions, and some - in acid solutions. Cellulose esters are stabilizers and reducers index filtration of clay solutions. To make the flocculating properties of the drilling fluid and reducing the stickiness of clay crusts can be used in small amounts acrylic polymers.

In the interaction of almost all polymers with divalent cations Ca^{2+} is the loss of aggregate stability with the formation of flakes and a turbid solution, so apply them to process mineralized drilling fluids is not recommended.

Ключевые слова: полимерные реагенты, стабилизаторы, флокулянты, понизители показателя фильтрации, структурно-механические свойства, реологические свойства, буровой раствор, бентонитовая суспензия.

Key words: polymeric reagents, stabilizers, flocculants, fluid the rate of filtration, structural-mechanical properties, rheological properties, drilling mud, bentonite suspension.

В 90-х годах прошлого века вопрос снабжения нефтегазовых предприятий химическими реагентами необходимыми для строительства и освоения скважин приобрел острый характер, впрочем, как и в настоящее время в связи с санкциями. Ранее это было связано с распадом связей в бывшем СССР, сложности поставок из стран СНГ, отсутствия в России соответствующих заводов по выпуску реагентов, большой объём различных зарубежных реагентов неизвестного качества. Поэтому приходилось уделять большое внимание проверке качества всех новых, поступающих в Западную Сибирь, реагентов с целью определения возможности их дальнейшего применения на нефтяных промыслах. Так, например изучению свойств полимерных реагентов, поступавших в Ноябрьский нефтегазовый регион, было посвящено в работах [1-4].

Полимеры относят к основным реагентам буровых растворов. К ним предъявляют ряд требований: растворимость в воде с оптимальной вязкостью; устойчивость к изменению pH; устойчивость к агрессивному воздействию электролитов; совместимость с обрабатываемым раствором и другими химическими реагентами и др.

Полимеры, используемые в процессе бурения скважин, представляют собой высокомолекулярные органические соединения, высоко гидрофильные, растворимые в воде с образованием вязких растворов, состоят из образующих длинную цепь элементарных ячеек.

Изменением длины цепи, числа карбоксильных групп и степени гидролиза можно синтезировать полимеры, предназначенные для различных целей: для регулирования показателя фильтрации, предотвращения диспергирования частиц разбуренных глин и других пород, флокуляции, а также для управления структурно-механических и реологических свойств промывочной жидкости.

В данной статье представлены результаты исследований влияния некоторых марок полимеров отечественного и зарубежного производства на основные свойства буровых растворов. Пробы реагентов были представлены различными предприятиями в технологический отдел бурения скважин ПО Ноябрьскнефтегаз (таблица 1). Представленные пробы полимеров относятся к двум классам:

– органические полимеры из класса полисахаридов, в частности, эфиры целлюлозы (Торос-2, Торос-2А, СМС Т (HV), Tylose EC-7, Tylose VHR, Tylose H20P, Tylose ЕНН, Tylose ЕНМ);

– синтетические акриловые полимеры (Суран А, ОРР-40NT, МСУ А-3, Cydrill 4000, Дк-дрилл А-1, Дк-дрилл S-1, Кем Х).

Таблица 1. Рекламная информация о полимерах и их характеристика

Наименование полимера		Тип полимера, внешний вид, изготовитель
1.	Торос 2	Эфир целлюлозы. Мелкозернистый волокнистый материал кремового цвета, изготовитель АО ИКФ
2.	Торос 2 А	
3.	Tylose H20P (Тилоза Х20П)	Полимер для контроля водоотдачи цементных растворов при температуре до 120 °С. Оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ). Кремово-белый порошок. Изготовитель Hoechst, Германия
4.	Tylose VHR Тилоза ВХР	Полимер для управления вязкостными и фильтрационными свойствами бурового раствора. Na-карбоксиметилцеллюлоза (Na-КМЦ). Гранулы кремового цвета. Изготовитель: Hoechst, Германия
5.	Tylose EC7 Тилоза ЕЦ7	Полимер для управления вязкостными и фильтрационными свойствами буровых растворов при температуре до 150 °С. Гранулы кремового цвета. Полианионная Na-КМЦ. Изготовитель: Hoechst, Германия
6.	DKDRILL A-1 Дк-дрилл А-1	Гранулы белого цвета. Изготовитель: DK Cinter nationalinc, Япония
7.	DK DRILL S-1 (Дк-дрилл S-1)	Порошок кремового цвета. Изготовитель: DK Cinter nationalinc, Япония
8.	Суран-А (Сайпан)	Порошок кремового цвета. Изготовитель: СУТЕС
9.	Полиакриламид МСУ-А3	Гранулы белого цвета. Изготовитель: Япония
10.	СМС (Т) НV КМЦ (Т) ХВ	Порошок кремового цвета. Изготовитель CAMPIONE GRATUITO NON COMMERCIABILEFREE SAMPLE
11.	CYDRILL 4000	Гранулы белого цвета. Изготовитель: СУТЕС
12.	DKS-OPR-F HO Nt	Гранулы белого цвета. Изготовитель: Япония
13.	Tylose EHH Тилоза ЕХХ	Тип – оксиэтилцеллюлоза. Полимер как регулятор вязкости буровых растворов при заканчивании и ремонте скважин. Порошок кремового цвета. Изготовитель: Hoechst, Германия
14.	Tylose EHM Тилоза ЕХМ	Тип – ОЭЦ. Порошок кремового цвета. Изготовитель: Hoechst, Германия

Растворимость вышеперечисленных полимеров в воде приведена в таблице 2, из которой видно, что не все полимеры быстро растворяются в воде. Необходимо отметить, что более быстрого и полного растворения можно достичь при условиях: $t = 40$ °С, перемешивание в воде небольшими дозами.

Таблица 2. Растворимость полимеров в воде

Наименование полимера		Характер растворения
1.	Торос 2	Эффективно растворяется при температуре 40 °С. Образуется гель с наличием небольшого количества хлопьев. Возможно приготовление раствора 5-7%-й концентрации
2.	Торос 2 А	
3.	СМС(Т)НV	
4.	Tytose EC7	
5.	Tytose VHR	
6.	Суран-А	Растворяется при температуре 40 °С. Образуется гель с наличием небольшого количества хлопьев. Возможно приготовление 3-5% -го раствора
7.	Биополимер Кем-Х	
8.	DK DRILL S-1	
9.	DK DRILL A-1	Растворяется в течение не менее 4 ч при перемешивании и добавками небольшими порциями. Возможно приготовление 0,5-1,0% -го раствора
10.	Cydrill-4000	
11.	МСУ-А3	
12.	OPR-F HO Nt	

Некоторые полимеры (таблица 3) были исследованы на агрегативную устойчивость и растворимость во времени. Из таблицы 3 видно, что полимеры с течением времени сначала набухают, а затем начинают терять свою агрегативную устойчивость. В зависимости от типа полимера различны и сроки начала деструкции макромолекул.

Были также исследованы кинематические вязкости 0,3%-х водных растворов полимеров (таблица 4). Замеры вязкости проводили на вискозиметре марки ВПЖ-4 с различными диаметрами отверстий при температуре плюс 20 °С в течение 3-х сут (вода – водопроводная). По данным таблицы 4 была построена номограмма кинематических вязкостей 0,3%-х водных растворов полимеров (рисунок 1).

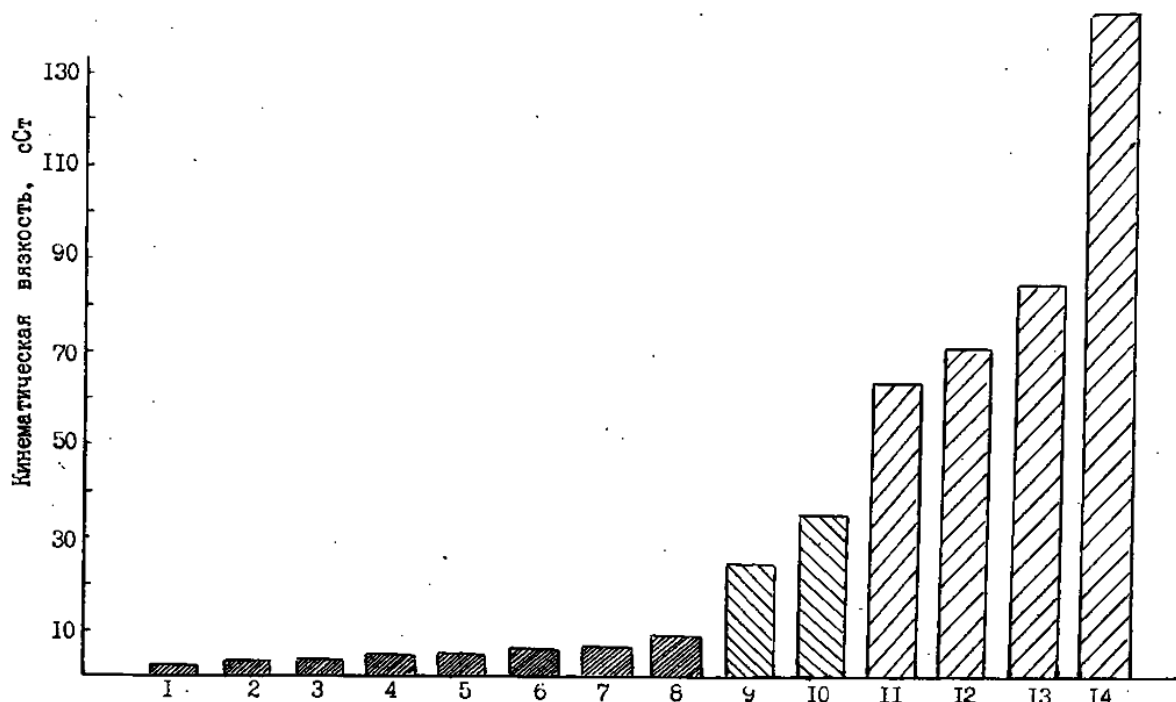


Рисунок 1. Номограмма кинематических вязкостей 0,3%-х водных растворов полимеров: 1 – Tylose H20P, 2 – Торос 2-А, 3 – Торос 2, 4 – Tylose VHR, 5 – СМС(Т) HV, 6 – Суран-А, 7 – Tylose EC-7, 8 – Дк-дрилл S-1, 9 – Кем-Х, 10 – Kan-Seal PF, 11 – Cydrill-4000, 12 – ОРР-40NT, 13 – МСУ-А3, 14 – Дк-дрилл А-1

По степени (уровню) вязкости полимеры условно можно разделить на группы:

- низковязкие (Торос 2, Торос 2А, Дк-дрилл S-1, СМС (Т) HV, Tylose EC-7, Tylose VHR, Суран А);
- средневязкие (Кем-Х);
- высоковязкие (Дк-дрилл А-1, Cydrill-4000, ПАА МСУ-А3, ОРР-40NT).

Данные лабораторных исследований влияния добавок полимеров на свойства буровых растворов приведены в таблицах 5-10. Исследования проводили на искусственно приготовленном буровом растворе из бентопорошка 2-го сорта с выходом раствора 11,8 м³/т, а также и на естественном буровом растворе.

Таблица 3. Изменение вязкости (с) растворов полимеров различной концентрации во времени

Водные растворы полимеров		1 сут	2 сут	4 сут	5 сут	6 сут	18 сут	22 сут	50 сут
1.	1%-й р-р Tylose VHR	20,6	19,7	17,4	17,6	20,5	23,9	-	13,1
2.	2%-й р-р Tylose VHR	69,1	68,5	55,0	58,8	65,3	65,3	-	39,8
3.	3%-й р-р Tylose VHR	200,7	213,0	199,6	178,5	-	-	209,5	227,6
4.	4%-й р-р Tylose VHR	994,7	2065,8	3152,3	2910,8	-	-	1586,3	929,0
5.	5%-й р-р Tylose VHR	2658,4	3279,2	4110,0	3837,9	-	-	3050,7	1805,0
6.	0,3%-й р-р ПАА МСУ-А3	8,3	67,8	83,4	75,7	45,8	-	-	-
7.	0,3%-й р-р DKS-ORPF-40NT	69,5	72,8	72,2	68,8	53,7	-	-	-
8.	0,3%-й р-р Дк-дрилл А-1	66,2	93,0	93,9	89,9	35,5	-	-	-

Таблица 4. Сравнительная таблица кинематических вязкостей водных растворов полимеров

Растворы полимеров 0,3%-ной концентрации (вода техническая)		Кинематическая вязкость, сСт		
		1 сут	2 сут	3 сут
1.	Торос-2	3,22	3,32	3,37
2.	Торос 2-А	2,98	2,98	2,98
3.	Дк-дрилл А-1	167,00	170,00	168,40
4.	Дк-дрилл S-1	9,13	9,15	9,22
5.	Биополимер Кем-Х	24,05	24,12	24,12
6.	СМС (Т) HV	4,57	4,20	4,54
7.	Kan-SealIII	33,75	31,14	32,68
8.	Cydrill-4000	62,00	64,63	63,00
9.	МСУ-А3	82,27	83,43	75,80
10.	ORP-40NT	69,50	72,78	72,22
11.	Tylose H20P	2,08	3,01	2,84
12.	Tylose EC-7	6,18	6,72	6,56
13.	Tylose VHR	4,29	4,44	4,48
14.	Суран-А	5,59	6,00	

Таблица 5. Свойства обработанной бентонитовой суспензии реагентами Торос-2 и Торос-2А

Обработка	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	pH	СНС _{1/10} , дПа	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
Исх. + 0,1% Торос-2	25	1038	13,0	1,0	8,65	1/3	4/43	10	15
Исх. + 0,3% Торос-2	48	1038	9,5	1,0	8,9	3/7	38/80	18	42
Исх. + 0,5% Торос-2	119	1038	8,0	1,0	8,95	4/9	67/96	29	68
Исх. + 0,7% Торос-2	317	1038	7,0	1,0	9,0	11/14	94/131	38	101
То же после термостатирования при 80 °С в течение 2 ч	164	1038	6,0	1,0	8,8	7/12	107/139	37	103
Исх. + 0,1% Торос-2А	25	1038	13,0	1,0	8,65	0/3	0/10	10	14
Исх. + 0,3% Торос-2А	40	1038	8,0	1,0	8,8	2/6	19/67	17	33
Исх. + 0,5% Торос-2А	103	1038	7,0	1,0	8,9	3/8	56/96	24	66
Исх. + 0,7% Торос-2А	капает	1038	7,0	1,0	8,95	14/15	80/121	29	90
То же после термостатирования при 80 °С в течение 2 ч	140	1038	7,0	1,0	8,85	7/11	86/131	37	93

Примечание: Все пробы перед замераи мешали на низкооборотной мешалке в течение 15 мин, суспензия предварительно прошла через активатор.

УВ – условная вязкость, ρ – плотность, ПФ – показатель фильтрации, К – толщина глинистой корки, pH – кислотно-щелочной баланс, СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, η – пластическая вязкость, τ_0 – динамическое напряжение сдвига.

Таблица 6. Влияние реагентов Tylose H20P, Tylose EC-7 и Tylose VHR на основные свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1.	Искусственно приготовленный раствор из бентонита 2-го сорта	20	1035	16,0	1,0	9,0	5/8	3	14
2.	Исх. + 0,1% Tylose H20P	32	1035	18,0	1,5	9,05	12/42	4	26
3.	Исх. + 0,3% Tylose H20P	25	1035	26,0	3,0	9,05	5/5	5	15
4.	Исх. + 0,1% Tylose EC-7	29	1035	10,0	1,0	9,05	3/4	6	13
5.	Исх. + 0,3% Tylose EC-7	88	1035	7,0	0,5	9,00	5/7	14	38
6.	Исх. + 0,5% Tylose EC-7	272	1035	5,0	0,5	9,00	7/9	38	59
7.	Исх. + 0,1% TyloseVHR	24	1035	11,0	1,0	9,00	1/2	5	9
8.	Исх. + 0,3% TyloseVHR	49	1035	8,0	0,5	8,65	3/4	9	26
9.	Исх. + 0,5% TyloseVHR	54	1035	6,0	0,5	8,50	4/5	14	36

Таблица 7. Влиянию реагента СМС(Т)RV на основные свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1.	Искусственно приготовленный раствор из бентонита 2-го сорта	20	1032	17,0	1,0	9,20	2/5	3	6
2.	Исх. + 0,1% СМС (Т) RV	27	1032	10,0	0,5	9,30	8/22	6	15
3.	Исх. + 0,3% СМС (Т) RV	54	1032	7,0	0,5	8,70	17/34	11	14
4.	Исх. + 0,1% СМС (Т) RV	92	1032	6,0	0,5	8,45	20/35	13	33

Таблица 8. Результаты лабораторных экспериментов по обработке бентонитовой суспензии реагентом Дк-дрилл S-1

Обработка	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	СНС _{1/10} , дПа	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа	pH
Исх. – бентонитовая суспензия (БС)	1039	20	19	1,5	0/2	0/0	2	3	8,23
Исх. + 0,5% Дк-дрилл S-1	1038	26	10	1,0	0/0	0/0	3	5	8,26
Исх. + 0,1% Дк-дриллS-1	1038	26	9	1,0	0/0	0/0	3	5	8,45
Исх. + 0,15% Дк-дриллS-1	1038	27	8	1,0	0/0	0/0	5	5	8,35
Исх. + 0,3% Дк-дриллS-1	1038	37	7	0,5	0/0	0/0	6	8	8,45
Исх. + 0,5% Дк-дриллS-1	1037	68	6	0,5	0/0	0/0	6	8	8,40

Таблица 9. Влияние реагента Кем-Х на основные свойства бентонитовой суспензии и естественного бурового раствора

Обработка	Свойства раствора								
	УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	pH	СНС _{1/10} , дПа	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1. БС	20	1030	20	2	8,40	0/0	0/0	4	6
Исх. + 0,1% КЕМ-Х	32	1030	13	1	8,35	0/1	0/0	12	29
Исх. + 0,15% КЕМ-Х	43	1030	11,5	1	8,35	7/12	1/3	15	44
Исх. + 0,3% КЕМ-Х	100	1030	10	1	8,35	112/226	40/65	40	82
Исх. + 0,5% КЕМ-Х	Раствор загустел, замеры произвести невозможно								
2. Б/р Зап.-Ноябр. м-е	20	1091	15	1	7,65	0/0	0/0	2	5
Исх. + 0,1% КЕМ-Х	29	1091	9	1	7,95	0/0	0/0	13	23
Исх. + 0,15% КЕМ-Х	32	1091	8	1	8,00	0/7	0/1	13	36
Исх. + 0,3% КЕМ-Х	53	1091	6	0,5	7,95	17/31	2/3	19	71
Исх. + 0,5% КЕМ-Х	Раствор загустел, замеры произвести невозможно								

Таблица 10. Влияние реагента Суран А на основные свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1.	Искусственно приготовленный б/р из бентонита 2 сорта	20	1028	17,0	1,0	9,00	2/3	2	6
2.	Исх. + 0,1% Суран А	25	1028	10,0	0,7	9,30	0/0	5	9
3.	Исх. + 0,15% Суран А	25	1028	8,5	0,5	9,35	0/0	5	9
4.	Исх. + 0,2% Суран А	28	1028	7,5	0,5	9,50	0/0	8	9
5.	Исх. + 0,3% Суран А	29	1028	6,0	0,5	9,50	0/0	8	11
6.	Исх. + 0,5% Суран А	38	1028	6,0	0,5	9,75	0/0	11	14
7.	Исх. + 0,75% Суран А	56	1028	5,0	0,5	10,05	0/0	15	20
8.	Исх. + 1,0% Суран А	74	1028	4,0	0,3	10,15	0/2	21	29

Из таблиц 5-10 видно, что полимеры Торос 2, Торос 2А, Tylose ЕС-7, СМС(Т) НV, Tylose VHR, Дк-дрилл S-1, Суран-А при добавлении в раствор до 0,3% приводят к эффективному снижению показателя фильтрации раствора в 2 раза и более, при этом структурно-реологические свойства изменяются незначительно. Но при увеличении концентрации полимеров свыше 0,3% структурно-реологические свойства растворов повышаются.

При обработке бентонитовой суспензии полимерами ПАА МСУ-А3, ОРР 40НТ, Cydril-4000, Дк-дрилл А-1 вся глинистая фаза флокулирует даже при самых незначительных добавках – до 0,001%. Работы по изучению влияния добавок данных полимеров были продолжены на естественном буровом растворе (таблицы 11-13). Из таблиц 11-13 следует, что данные полимеры при небольших добавках незначительно снижают показатель фильтрации, а при увеличении концентрации резко увеличивается вязкость, раствор флокулирует. Проведенные работы по изучению влияния полимеров МСУ-А3, ОРР 40НТ, Cydril-4000, Дк-дрилл А-1 на свойства бурового раствора предварительные, поэтому их целесообразно продолжить при наличии конкретной информации в размерах поставок партий реагентов для опытно-промышленного внедрения.

С целью определения расхода и выдачи рекомендаций по обработке полимерами были проведены промысловые эксперименты по совместной обработке полимерами производства USA Кем-Пас и Поликем Д бурового раствора при бурении скв.574 / к.29 Западно-Ноябрьского месторождения с глубины 1100 до 3000 м. Были выданы рекомендации по обработке бурового раствора комплексным полимерным раствором на основе Кем-Паса и Поликем.

Устойчивость полимерных растворов к агрессивному воздействию электролитов приведены в таблице 14 (опыты проводились при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Из таблицы 14 следует, что все полимеры кроме СМС(Т) HV чувствительны к солям трехвалентных ионов ($Al_2(SO_4)_3$), а при взаимодействии с солями двухвалентных ионов (Ca^{2+}) все они коагулируют с образованием мутных растворов. При взаимодействии с солями Mg^{2+} только полимерный раствор Сурап А образует легкое помутнение.

Таблица 11. Влияние реагента МСУ-А3 на свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1.	Исх. - буровой раствор (БР) с Западно-Суторминского месторождения, скв. 665, куст 15, забой 2505 м. Обработка: Кем-пас, Поликем Д, НТФ (21.10.94 г.)	20	1140	8,0	1,0	9,4	0/0	6	12
2.	Исх. + 0,005% МСУ-А3	26	1140	8,0	1,0	8,8	0/0	5	8
3.	Исх. + 0,010% МСУ-А3	48	1140	7,0	1,0	8,9	2/4	9	14
4.	Исх. + 0,015% МСУ-А3	скоагулировал							

Таблица 12. Влияние реагента ОРР 40NT на свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора							
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа
1.	Исх. – БР с Западно-Суторминского месторождения, скв. 665, куст 15, забой 2505 м. Обработка: Кем-пас, Поликем Д, НТФ (21.10.94 г.)	20	1140	8,0	1,0	9,40	0/0	6	12
2.	Исх. + 0,005% ОРР 40NT	23	1140	8,0	0,5	9,25	0/2	8	10
3.	Исх. + 0,010 % ОРР 40NT	36	1136	7,0	0,5	8,80	4/6	10	12
4.	Исх. + 0,015% ОРР 40NT	72	1134	7,0	0,5	8,75	6/8	14	16
5.	Исх. + 0,020% ОРР 40NT	102	1132	7,0	0,5	8,75	12/16	17	22
6.	Исх. + 0,030% ОРР 40NT	скоагулировал							

Таблица 13. Влияние реагента Cydril-4000 на основные свойства бурового раствора

Обработка		Свойства раствора								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	V _{1/10} , дПа	η , мПа·с	τ_0 , дПа	
1.	Исх. – БР с Вынгапуровского месторождения, скв. 2641, куст 182, забой 2350 м. Обработка: Кем-пас, Поликем Д, Торос-1 (09.08.94 г.)	24	1151	13	3,0	7,65	0/6	4	8	
2.	Исх. + 0,005% Cydril-4000	24	1151	12	2,0	7,80	0/12	5	5	
3.	Исх. + 0,010 % Cydril-4000	26	1149	10	1,5	7,80	2/15	4	6	
4.	Исх. + 0,015% Cydril-4000	38	1147	10	1,5	8,00	2/18	3	8	
5.	Исх. + 0,020 % Cydril-4000	скоагулировал								

Таблица 14. Устойчивость полимерных растворов к агрессивному воздействию электролитов и кислот (1:1)

Раствор полимера	Растворы солей, кислот						
	NaCl (насыщен.) $\rho = 1143$ кг/м ³	CaCl ₂ , (насыщен.)	MgCl ₂ , $\rho = 1136$ кг/м ³	Al ₂ (SO ₄) ₃ $\rho = 1215$ кг/м ³	АРНК	HCl, (х.ч., 2,0636 н)	H ₂ SO ₄ , (х.ч., 5 н)
МСУ-А3	Прозрачный раствор	Мутный раствор без осадка	Прозрачный раствор	Коагулирует сразу же с образованием хлопьевидных сгустков	Прозрачный раствор	Коагулирует с образованием белого помутнения	
Дк-дрилл А-1	То же	То же	То же	Коагулирует с образованием мутного раствора	Коагулирует с образованием мутного раствора и белого осадка	Коагулирует с образованием белого помутнения	
ОРП 40NT	То же	Мутный раствор	То же	Коагулирует с образованием мутного осадка	Коагулирует с образованием мутного раствора	Прозрачный раствор	
СМС (Т)HV	То же	Коагулирует в виде мелких хлопьев	Прозрачный раствор				
Cydril-4000	То же	Раствор слегка мутный	Прозрачный раствор	Коагулирует с белым помутнением	Прозрачный раствор	Прозрачный раствор с небольшим белым помутнением	
Суран-А	То же	Раствор мутный (непрозрачный)	Легкое помутнение	Коагулирует с белым помутнением	Раствор белого цвета, непрозрачный	Раствор мутный, белого цвета, непрозрачный	

Наиболее чувствительны к растворам кислот HCl и H₂SO₄ растворы полимеров МСУ-А3, Дк-дрилл А-1, Суран-А.

Выводы

Полимеры типа Суран-А, Торос 2, Торос 2А, Tylose VHR, Tylose EC-7, Дк-дрилл S-1, СМС (Т) HV применимы в качестве стабилизаторов и понизителей показателя фильтрации для обработки естественных буровых растворов, применяемых в Ноябрьском регионе и искусственно приготовленных из бентопорошка.

Для придания флокулирующего действия и уменьшения липкости фильтрационных корок буровых растворов допускается применение полимеров ПАА МСУ-А3, Cydril-4000, ОРР 40NT в небольших концентрациях.

Возможно совместное применение различных полимеров в композициях с целью комплексной обработки буровых растворов;

При взаимодействии практически всех полимеров с двухвалентными катионами Ca²⁺ происходит потеря агрегативной устойчивости с образованием хлопьев и мутных растворов, поэтому применять их для обработки минерализованных буровых растворов не рекомендуется.

Список используемых источников

1 Химреагенты и материалы для буровых растворов / Н. А. Петров, Ш. Х., Сагдеев А. И. Есипенко и др.: обзор. информ./ ВНИИОЭНГ. М., 1997. Ч. 1. С. 64.

2 Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов /Н. А. Петров, Ш. Х. Сагдеев, А. И. Есипенко и др.: обзор. информ./ ВНИИОЭНГ. М., 1998. С. 32.

3 Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки стенок скважин в компоновках колонн / Н. А. Петров, А. В. Кореняко, А. И. Есипенко и др.: обзор. информ./ВНИИОЭНГ. М., 1997. С. 72.

4 Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н. А. Петров, Б. С. Измухамбетов, Ф. А. Агзамов, Н. А. Ногаев; Под ред. Ф. А. Агзамова. СПб.: Недра, 2004. 408 с.

References

1 Himreagenty i materialy dlja burovyh rastvorov / N. A. Petrov, Sh. H. Sagdeev, A.I. Esipenko i dr.: obzor. inform./ VNIIOJeNG. M., 1997. Ch. 1. S. 64. [in Russian].

2 Regulirovanie osnovnyh i special'nyh svojstv burovyh rastvorov / N.A. Petrov, Sh. H. Sagdeev, A. I. Esipenko i dr.: obzor. inform./ VNIIOJeNG. M., 1998. S. 32. [in Russian].

3 Kompleksnaja tehnologija stroitel'stva skvazhin s ispol'zovaniem gidrofobizatorov v tehnologicheskikh zhidkostjah i vysokochastotnyh tehnicheskikh sredstv dlja obrabotki stenok skvazhin v komponovkah kolonn / N. A. Petrov, A. V. Korenjako, A. I. Esipenko i dr.: obzor. inform./VNIIOJeNG. M., 1997. S. 72. [in Russian].

4 Kationoaktivnye PAV – jeffektivnye ingibitory v tehnologicheskikh processah neftegazovoj promyshlennosti / N. A. Petrov, B. S. Izmuhambetov, F. A. Agzamov, N. A. Nogaev; Pod red. F. A. Agzamova. SPb.: Nedra, 2004. 408 s. [in Russian].

Сведения об авторе

About the author

Петров Н. А., д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

N. A. Petrov, Doctor of Engineering Sciences, Doctor of Chemistry Sciences, Professor of the Chair “Oil and Gas Wells Drilling”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: napetroff@mail.ru