

УДК 622.244.443

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛИДИМЕТИЛСИЛОКСАНОВ В КАЧЕСТВЕ
СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**USE OF POLYDIMETHYLSILOXANES AS LUBRICATING ADDITIVES
CLAYEY MUDS**

Петров Н.А., Давыдова И.Н.

ООО «Газпром НИЦ» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

N. A. Petrov, I.N. Davydova

LLC Gazprom Research Center, Saint-Petersburg, the Russian Federation

e-mail: napetroff@mail.ru

Аннотация. В работе приведены результаты исследования различных реагентов производства ООО «Пента-91» в составе искусственных и естественных буровых растворов Ноябрьского нефтегазового региона Западной Сибири. В частности, изучены физико-химические свойства, растворимость и влияние реагентов ПМС-200А, водная эмульсия ПМС-200 и Пента-465 на основные и специальные свойства глинистых растворов. Особое внимание было уделено изучению смазочных, поверхностно-активных и пенообразующих свойств реагентов. Кроме того, были исследованы технологические свойства полидиметилсилоксанов в композиции (LUBE-167 и ЧОПМ) и в сравнении с другими (Оксаль, СИД и ДСБ-4ТМП) реагентами. Даны рекомендации по применению реагента ПМС-200А и водной эмульсии ПМС-200 на нефтяных промыслах. Реагент ПМС-200А практически не влияет на основные свойства бентонитовой суспензии, но при этом приводит к незначительному уменьшению показателя фильтрации и существенному снижению липкости глинистой фильтрационной корки, а при достижении концентрации 5% – к ее отсутствию. Эмульсия ПМС-200(70%) в бентонитовую суспензию приводит к заметному увеличению структурно-механических и реологических свойств, незначительному увеличению показателя фильтрации, а липкость глинистой корки отсутствует уже при минимальной концентрации – 0,3%. На основные свойства естественных глинистых растворов реагент ПМС-200А и эмульсия ПМС-200 практически не влияют. Вместе с тем, они приводят к существенному снижению липкости глинистой корки, причем эмульсия ПМС-200 значительно лучше. При использовании комплексной обработки смазочными добавками наилучшие результаты получены при одновременном введении в буровой раствор реагентов (полидиметилсилоксан) ПМС и (частично-омыленное подсолнечное масло) ЧОПМ.

Abstract. The results of studies of various reagents produced by "Penta-91" as part of the artificial and natural muds Noyabrskiy oil and gas region of Western Siberia. In particular, studied the physicochemical properties and solubility of the reactants influence ICP-200A water emulsion PMS-200 and 465 for Penta-specific basic properties and muds. Particular attention was paid to the study of lubricants, surfactants and foaming properties of the reactants. Moreover, the technological properties were examined in the composition polydimethylsiloxanes (LUBE-167 and CHOPM) and compared to other (Oxal, and LED-4TMP DRC) reagents. Recommendations on the use of reagent PMS-200A and an aqueous emulsion of PMS-200 oilfields. Reagent PMS-200A does not affect the basic properties of the bentonite suspension, but it leads to a slight decrease of the filtration and significantly reduce the stickiness of the clay filter cake, and when the concentration of 5% - to its absence. PMS-200 Emulsion (70%) as bentonite slurry leads to a marked increase in the structural, mechanical and rheological properties, a slight increase filtration and tackiness are absent mudcake minimum concentration - 0.3%. On the basic properties of natural muds reagent PMS-200A and PMS-200 emulsion virtually unaffected. However, they lead to a significant reduction in tackiness mudcake emulsion wherein the ICP-200 is much better. When using complex processing lubricant additives best results were obtained with simultaneous introduction of reagents into the mud and polydimethylsiloxanes and partially saponified sunflower oil.

Ключевые слова: буровой раствор, бентонитовая суспензия, естественный глинистый раствор, смазочная добавка, глинистая корка, фильтрационная корка, липкость корки, пена, вспенивающая способность, растворимость реагента, свойства реагента.

Key words: mud, bentonite slurry, natural mud, lubricant additive, filter cake, filter cake, the stickiness of cover, foam, foaming ability, the solubility of the reagent, the reagent properties.

Одним из наиболее важных технологических параметров буровых растворов для неосложненной и безаварийной проводки глубоких скважин является минимальный коэффициент липкости глинистой корки, что обеспечивается соответствующей химической обработкой. В связи с ужесточением экологических требований к составам буровых растворов на рубеже веков проводился поиск и подбор смазочных добавок, исследовалось их влияние на свойства естественных глинистых растворов, применяемых в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири. Замеры степени влияния смазочных добавок на основные свойства буровых растворов осуществляли на стандартном оборудовании. Исследования эффективности воздействия смазочных добавок, в основном, проводили на упрощенном приборе ЛК-1, описанном ранее в предыдущих работах [1-3].

В качестве смазочных добавок наибольший интерес представляют пробы полидиметилсилоксана и его эмульсии. Вначале были изучены пробы реагентов, доставленные с выставки «Химия-97», прошедшей в г. Москва. Данные реагенты представляло и рекламировало ООО «Пента 91», г. Москва.

I проба – ПМС (полидиметилсилоксаны), поставляются в бочках по 200 кг, температура хранения не ограничена; II проба – водная эмульсия ПМС, поставляются в 200 кг бочках, температура хранения не ниже + 5°C. Полидиметилсилоксановые жидкости ПМС производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 13032-77, они относятся к IV классу веществ по токсичности.

Химическая формула ПМС – $(\text{CH}_3)_2[-\text{O}-\text{Si}(\text{CH}_3)_2]_n$ – это высокомолекулярное кремнийорганическое соединение. ПМС и водная эмульсия ПМС используются в промышленности для прессформ РТИ, шин и т.п. Кремнийорганические полимерные жидкости хорошо растворимы во многих органических растворителях, но нерастворимы в воде и спиртах. Результаты физико-химических исследований приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты тестов реагента ПМС и водной эмульсии ПМС

	Проба I	Проба II
1. Внешний вид	Подвижная прозрачная жидкость	Вязкая эмульсия белого цвета
2. Плотность при 20°C, кг/м ³	970	-
3. pH 1%-го водного р-ра	6,68	6,96
4. Растворимость реагента в соотношении 1:10 в:	Не растворяется, при перемешивании диспергируется в виде мелких шариков	Диспергируется при перемешивании
а) воде		
б) спирте		
в) ацетоне		
г) керосине	Растворяется	Частично растворяется, на стенках пробирки капли

Исследование вспенивающей способности реагентов в бентонитовой суспензии (БС) и естественном буровом растворе (БР) приведены в таблице 2. Результаты исследований влияния вдобавок реагентов на основные и смазочные свойства искусственного и естественного бурового раствора приведены в таблице 3.

Таблица 2. Влияние реагента ПМС и ее эмульсии на вспенивание глинистого раствора

Раствор	Добавка, %		Объем раствора, мл	ρ , кг/м ³	
	ПМС	Эмульсия ПМС		до	после
1. БС (УВ = 20 с)	-	-	100/100	1045	1045
	0,1	-	100/100	1045	1030
	0,3	-	100/100	1045	1023
	0,5	-	100/105	1045	1016
	-	0,1	100/100	1045	1020
	-	0,3	100/105	1045	1015
	-	0,5	100/110	1045	997
2. БР (Спорышевское м-е, забой 2300 м, УВ = 22 с)	-	-	100/100	1086	1083
	0,1	-	100/100	1086	1060
	0,3	-	100/100	1086	1036
	0,5	-	100/100	1086	1036
	-	0,1	100/100	1086	1050
	-	0,3	100/120	1086	1030
	-	0,5	100/120	1086	1020

Из таблицы 2 видно, что исследуемые реагенты незначительно вспенивают буровой раствор. Из таблицы 3 видно, что добавки реагентов ПМС и эмульсии ПМС практически не влияют на основные свойства раствора, но при этом эффективно уменьшают липкость корки. То обстоятельство, что представленные образцы реагента ПМС и эмульсии ПМС проявляют смазывающие свойства и не оказывают отрицательного влияния на основные свойства буровых растворов, позволило рекомендовать их для опытных работ на скважинах в качестве смазочной добавки к буровым растворам в количестве 0,3% и более.

Дополнительно были проведены исследования по обработке бурового раствора комплексными смазочными добавками. В качестве добавок использовали следующие реагенты: ПМС, ЛУБ-167 (зарубежный реагент-лубликант), ЧОПМ (частично-омыленное подсолнечное масло). Определяли изменение основных, вспенивающих и смазочных свойств бурового раствора с различными видами обработки смазочными добавками сразу же после введения в раствор, после термостатирования при 80°C в течение 2 ч, после термостатирования при 60°C в течение 10 сут (таблица 4).

Необходимо отметить, что реагент ЧОПМ при совместной обработке, как с ПМС, так и с ЛУБ-167, в буровом растворе не образует мазеобразных сгустков и равномерно распределяется в растворе. Добавки ПМС в естественный буровой раствор приводят к уменьшению показателя фильтрации, толщины корки, структурно-реологических свойств раствора и липкости глинистой корки, другие параметры практически не изменяются. Добавка ПМС в раствор проявляет кроме смазочного эффекта еще и небольшое стабилизирующее действие, не вызывая при этом загущения раствора. Наиболее эффективна, на наш взгляд, совместная обработка ПМС и ЧОПМ. Добавка ЛУБ-167 отдельно и в комплексе с другими реагентами вспенивает буровой раствор, происходит его частичная дестабилизация.

Таблица 3. Влияние добавок ПМС и ее эмульсии на основные и смазочные свойства глинистого раствора

Раствор	Добавка, %		Свойства раствора								
	ПМС	Эмульсия ПМС	УВ, с	ρ , кг/м ³	рН	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{лип} , градус
1. Бентонитовая суспензия	-	-	20	1040	9,95	20	1,5	5	6	0/0	25
	0,1	-	20	1040	9,80	20	1,5	5	6	0/0	15
	0,3	-	20	1040	9,72	20	1,5	5	6	0/0	12
	0,5	-	19	1040	9,71	20	1,5	5	6	0/0	8
	-	0,1	20	1038	9,67	20	1,5	5	6	0/0	15
	-	0,3	20	1038	9,60	20	1,5	5	6	0/0	14
	-	0,5	20	1038	9,57	20	1,5	5	6	0/0	10
2. Буровой р-р (Спорышевское м-е, забой. 2300 м, обработка: Кем-пак, ЛУБ-167, Дизтопливо)	-	-	20	1052	8,48	15,5	1,5	5	6	0/0	16
	0,1	-	20	1052	8,30	15	1,5	5	6	0/0	12
	0,3	-	20	1052	8,22	14	1,5	5	6	0/0	10
	0,5	-	20	1052	8,14	14	1,5	5	6	0/0	8
	-	0,1	20	1052	8,36	15	1,5	5	6	0/0	14
	-	0,3	20	1052	8,36	15	1,5	5	6	0/0	12
	-	0,5	20	1052	8,32	14	1,5	5	6	0/0	8

Таблица 4. Влияние реагентов ПМС, ЛУБ-167 и ЧОПМ на свойства буровых растворов

Раствор	Добавка, %			Т, °С	Время выдержки, ч	Свойства									
	ПМС	ЛУБ-167	ЧОПМ			УВ, с	ρ, кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{лип} , градус	ρ _{всп} , кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. БР (Средне-Итурское м-е, обработка: Кем-Пас, Поликем Д, нефть)	-	-	-	20	-	35	1143	11	2,0	8,1	21	47	37/54	12	1092
	-	-	-	80	2	24	1143	11	2,0	8,4	7	17	0/17	12	-
	-	-	-	60	240	20	1143	14	2,0	8,6	5	6	0/0	14	-
	0,1	-	-	20	-	35	1143	9	1,5	8,1	14	23	0/40	8	1100
	0,3	-	-	20	-	28	1143	7,5	1,5	7,95	12	19	0/40	7	1110
	0,5	-	-	20	-	26	1143	7	1,5	8,0	11	17	0/40	5	1110
	1,0	-	-	20	-	26	1143	7	1,5	8,2	10	16	0/30	5	1120
	0,1	-	-	80	2	23	1143	9	1,5	8,3	13	16	0/10	10	-
	0,3	-	-	80	2	23	1143	8	1,5	8,3	10	16	0/10	7	-
	0,5	-	-	80	2	20	1143	8	1,5	8,4	8	15	0/10	6	-
	1,0	-	-	80	2	21	1143	8	1,5	8,4	8	15	0/7	5	-
	2,0	-	-	60	240	20	1143	10	1,5	8,4	5	6	0/0	6	-
	-	0,5	-	20	-	36	1143	11	2,0	8,1	15	26	0/50	8	1030
	-	1,0	-	20	-	30	1141	11	2,0	8,6	11	20	0/37	5	1028
	-	0,5	-	80	2	28	1143	12	2,0	8,6	12	15	0/15	8	-
	-	1,0	-	80	2	24	1143	11	2,0	8,6	10	15	0/10	5	-
	-	2,0	-	60	240	32	1143	20	4,0	8,6	8	32	12/20	16	-
	0,05	0,25	-	20	-	36	1143	9	1,5	8,10	14	21	0/44	10	1060
	0,10	0,50	-	20	-	34	1143	9	1,5	8,22	16	21	0/47	8	1090
	0,17	0,83	-	20	-	33	1143	10	1,5	8,58	16	21	0/40	8	1090
	0,05	0,25	-	80	2	34	1143	11	2,0	8,10	14	18	0/12	10	-
	0,10	0,50	-	80	2	35	1143	11	2,0	8,26	14	18	0/15	8	-
	0,17	0,83	-	80	2	33	1143	12	2,0	8,6	14	18	0/8	8	-
0,33	1,67	-	60	240	30	1143	14	2,0	8,6	8	30	10/22	8	-	
0,2	-	0,4	20	-	21	1143	9	1,5	8,1	4	21	0/0	8	1096	
0,4	-	0,6	20	-	21	1143	9	1,5	8,4	9	11	0/0	5	1100	

Раствор	Добавка, %			Т, °С	Время выдержки, ч	Свойства									
	ПМС	ЛУБ-167	ЧОПМ			УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{лип} , градус	$\rho_{всп}$, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	0,2	-	0,3	80	2	20	1143	9	1,5	8,1	8	9	0/0	5	-
	0,4	-	0,6	80	2	20	1143	9	1,5	8,4	6	12	0/0	5	-
	0,8	-	1,2	60	240	20	1143	12	2,0	8,4	5	6	0/0	8	-
	-	0,2	0,4	20	-	30	1143	10	1,5	8,2	13	21	0/0	9	1040
	-	0,4	0,6	20	-	26	1143	10	1,5	8,32	12	18	0/0	7	1050
	-	0,2	0,4	80	2	25	1143	11	1,5	8,20	8	14	0/0	5	-
	-	0,4	0,6	80	2	23	1143	12	1,5	8,31	9	14	0/0	5	-
	-	0,8	1,2	60	240	20	1143	15	2,0	8,40	5	6	0/0	10	-
2. БР (Спорышевское м-е, куст 4, обработка: Кем-Пак, ГКЖ-11, ЛУБ-167)	-	-	-	20	-	39	1148	8	1,0	8,64	15	23	5/28	22	1090
	-	-	-	60	240	20	1080	19	2,0	7,63	5	6	0/0	22	-
	1	-	-	20	-	34	1148	7	1,0	8,71	12	16	2/12	12	1140
	2	-	-	20	-	30	1148	6	1,0	8,84	10	14	2/10	8	1140
	2	-	-	60	240	20	1073	19	2,0	8,00	5	6	0/0	10	-
	-	1	-	20	-	37	1148	8	1,0	8,84	15	24	3/23	16	1013
	-	2	-	20	-	35	1148	8,5	1,0	8,82	14	25	3/22	9	1063
	-	2	-	60	240	20	1073	25,5	4,0	7,96	8	12	10/20	11	-
	0,17	0,83	-	20	-	36	1148	7,0	1,0	8,86	15	24	3/22	8	1120
	0,33	1,67	-	20	-	36	1148	7,0	1,0	8,79	15	28	3/22	6	1280
	0,33	1,67	-	60	240	30	1078	21,5	3,0	8,00	8	42	20/22	10	-
	0,17	-	0,83	20	-	40	1148	7,0	1,0	8,06	14	30	5/30	8	1076
	0,33	-	1,67	20	-	37	1148	7,0	1,0	7,63	8	20	5/17	7	1097
	0,33	-	1,67	60	240	20	1073	17,5	1,5	7,80	5	6	0/0	8	-
	-	0,4	0,6	20	-	38	1148	7,0	1,0	8,15	15	27	3/24	11	1110
	-	0,8	1,2	20	-	46	1148	7,0	1,0	7,67	15	34	10/35	8	1070
-	0,8	1,2	60	240	20	1073	24,5	4,0	7,96	5	6	0/0	6	-	

В последующем (через 1 год) исследовали серию реагентов конкретных марок на предмет использования их в качестве лубрикантов и пеногасителей буровых растворов:

Пента-465	– вязкая полупрозрачная жидкость, $\rho = 1013 \text{ кг/м}^3$
Жидкость ПМС-200А (ОСТ 6-02-20-79)	– подвижная прозрачная жидкость, $\rho = 969 \text{ кг/м}^3$
Эмульсия ПМС-200 (70%) (ТУ-6-02-567-75)	– вязкая эмульсия белого цвета $\rho = 1082 \text{ кг/м}^3$

Данные по определению растворимости реагентов в различных технологических средах приведены в таблице 5.

Выполнили также замеры уровня pH и межфазного натяжения на границе с керосином водных вытяжек реагентов (таблица 6). Для сравнения приведены полученные результаты с реагентами: смазочной добавкой марки ДСБ-4ТМП, смазочно-ингибирующей добавкой СИД, представленными опытным заводом АН РБ г. Уфа. Водные вытяжки реагента ПМС-200А приводят к положительному уменьшению поверхностного натяжения на десятки процентов, а реагента Пента-465 и эмульсии ПМС-200 – к более заметному (кратному) снижению межфазного натяжения на границе с керосином.

Определение вспенивающей способности реагентов проводили на искусственно приготовленной бентонитовой суспензии и на буровом растворе, отобранном на Спорышевском месторождении. Для сравнения также исследовали смазочные добавки Оксаль, СИД и ДСБ-4ТМП (таблица 7).

При добавках от 0,3 до 5% в бентонитовую суспензию реагенты Пента-465 и жидкость ПМС-200А показали малую вспенивающую способность, в отличие от эмульсии ПМС-200 и других сравниваемых реагентов. На буровом растворе испытанные реагенты не имеют преимуществ перед реагентом ДСБ-4ТМП и большими (3-5%) добавками Оксала. Однако добавки в буровой раствор менее 0,5-1,0%, как жидкости ПМС-200А, так и эмульсии ПМС-200 вполне приемлемы для составов естественных буровых растворов, применяемых в Ноябрьском регионе, так как не вызывают существенные увеличение объема и уменьшение плотности раствора.

Результаты изучения действия добавок реагентов на основные свойства бурового раствора и бентонитовой суспензии приведены в таблицах 8-12.

Таблица 5. Растворимость смазочных добавок ООО «ПЕНТА-91» в различных технологических жидкостях

Технологические жидкости, соотношение 1 : 10	1. Пента-465	
	сразу после встряхивания	
1. Вода техническая	Эмульсия мутно-белого цвета	
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$	Нестойкая эмульсия – хлопья по всему объему, реагент на поверхности	
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$	Эмульсия мутно-белого цвета, реагент собирается на поверхности	
4. Керосин	Реагент размещен хлопьями по всему объему, затем осаждается на дно	
5. Ацетон	Нестойкая мутная эмульсия	
6. ЭРА	Нестойкая мутная эмульсия	
7. Оксаль	Желтый однородный раствор	
8. Дизельное топливо	Реагент размещен в виде хлопьев по всему объему	
9. Р-р HCl, 10%-й, х.ч.	Эмульсия мутно-белого цвета	
	после 1 ч выдержки	
1. Вода техническая	при 60°C	Реагент расположен на стенках и дне пробирки
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	На поверхности и по стенкам сгустки реагента, остальной раствор – мутный
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	Расслоился, реагент по стенкам и на поверхности, раствор CaCl ₂ мутный
4. Керосин	при 20°C	По стенкам и на дне пробирки - мазеобразный реагент, при встряхивании – эмульсия вспенивается
5. Ацетон	при 20°C	Реагент на дне, при встряхивании образуется эмульсия, отстоявшийся раствор мутный
6. ЭРА	при 20°C	Расслоение, реагент внизу
7. Оксаль	при 60°C	Желтая непрозрачная жидкость с хлопьями реагента по всему объему
8. Дизельное топливо	при 20°C	Реагент на дне, жидкость желтого цвета, при встряхивании вспенивается
9. Р-р HCl, 10%-й, х.ч.	при 60°C	Реагент расположен на стенках и на поверхности, раствор мутный

Продолжение таблицы 5

Технологические жидкости, соотношение 1 : 10	2. ПМС-200А	
	сразу после встряхивания	
1. Вода техническая	Нестойкая прозрачная эмульсия, реагент в начале располагается на стенках в виде капель, затем собирается на поверхности	
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$	Так же как в п.1	
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$	Так же как в п.1	
4. Керосин	Раствор вспенивается, по всему объему капли, частично растворился	
5. Ацетон	Нестойкая эмульсия, реагент собирается на дне	
6. ЭРА	Реагент в виде капель по всему объему, жидкость мутная	
7. Оксаль	При встряхивании – однородный желтый раствор	
8. Дизельное топливо	Вспенившийся раствор, жидкость желтого цвета с мелкими каплями, реагент частично растворим	
9. Р-р HCl, 10%-й, х.ч.	Так же, как в п.1	
	после 1 ч выдержки	
1. Вода техническая	при 60°C	Реагент на поверхности и по стенкам пробирки, реагент частично растворим, т.к. жидкость мутная (более мутная с CaCl ₂). При встряхивании – реагент по объему в виде капелек, затем собирается на поверхности
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	
4. Керосин	при 20°C	Реагент растворился – прозрачная желтая жидкость
5. Ацетон	при 20°C	Реагент на дне в виде прозрачной жидкости, раствор мутный, при встряхивании образуются капли
6. ЭРА	при 20°C	Реагент на дне, раствор мутный, при встряхивании образуются капли на стенках пробирки
7. Оксаль	при 60°C	Реагент на поверхности, остальная жидкость темно-желтого цвета
8. Дизельное топливо	при 20°C	Однородная жидкость темно-желтого цвета, реагент растворился
9. HCl, 10%-й, х.ч.	при 60°C	Раствор прозрачный, реагент на поверхности, при встряхивании образуется нестойкая эмульсия

Продолжение таблицы 5

Технологические жидкости, соотношение 1 : 10	3. Эмульсия ПМС-200 (70%)	
	сразу после встряхивания	
1. Вода техническая	Раствор вспенивается, капельки реагента по всему объему, нестойкая эмульсия	
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$		
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$		
4. Керосин	Реагент на дне и по стенкам пробирки	
5. Ацетон	Реагент на дне в виде прозрачной жидкости, остальной раствор мутный	
6. ЭРА	При встряхивании – однородная мутно-белого цвета жидкость	
7. Оксаль	При встряхивании – непрозрачная жидкость темно-желтого цвета с хлопьями по всему объему	
8. Дизельное топливо	Вспенивается при встряхивании, реагент в виде хлопьев на стенках и на дне	
9. Р-р HCl, 10%-й, х.ч.	То же, что в п.п. 1 и 2	
	после 1 ч выдержки	
1. Вода техническая	при 60°C	Реагент растворился, раствор однородный белого цвета
2. Р-р NaCl, $\rho=1078 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	Расслоение: сверху – реагент белого цвета, внизу – мутная жидкость
3. Р-р CaCl ₂ , $\rho=1065 \text{ кг/м}^3$	при 60°C	Расслоение: сверху – мутная белая жидкость, в средней части – более светлая жидкость, внизу – прозрачный раствор
4. Керосин	при 20°C	Без изменений
5. Ацетон	при 20°C	Расслоение: сверху – прозрачная жидкость, на дне – реагент в виде прозрачной жидкости
6. ЭРА	при 20°C	Расслоение: внизу подвижный слой реагента, сверху – мутноватая жидкость
7. Оксаль	при 60°C	Расслоение: сверху – мутный слой реагента, остальное – желтая жидкость
8. Дизельное топливо	при 20°C	Реагент мазеобразный на дне и на стенках пробирки, жидкость желтого цвета
9. Р-р HCl, 10%-й, х.ч.	при 60°C	То же, что в п. 3

Таблица 6. Поверхностное натяжение отфильтрованных водных растворов смазочных добавок

№	Раствор	pH	σ , Н/м ² ·10 ⁻³
1.	Дистиллированная вода	-	75,4
2.	0,3%-й раствор жидкости ПМС-200А	6,246	72,5
3.	0,5%-й раствор жидкости ПМС-200А	6,305	67,0
4.	1%-й раствор жидкости ПМС-200А	6,307	51,1
1.	Дистиллированная вода	-	66,4
2.	0,3%-й раствор ДСБ-4ТМП	-	28,6
3.	0,5%-й раствор ДСБ-4ТМП	10,163	21,7
4.	1%-й раствор ДСБ-4ТМП	10,315	15,7
1.	Дистиллированная вода	-	51,8
2.	0,3%-й раствор Пента 465	5,920	15,7
3.	0,5%-й раствор Пента 465	5,692	13,6
4.	1%-й раствор Пента 465	5,415	12,9
1.	Дистиллированная вода	-	51,8
2.	0,3%-й раствор эмульсии ПМС-200(70%)	-	16,9
3.	0,5%-й раствор эмульсии ПМС-200(70%)	6,012	13,9
4.	1%-й раствор эмульсии ПМС-200(70%)	6,275	11,5
1.	Дистиллированная вода	-	50,5
2.	0,3%-й раствор СИД	3,048	44,1
3.	0,5%-й раствор СИД	2,863	42,5
4.	1%-й раствор СИД	2,784	41,9

Таблица 7. Определение вспенивающей способности реагентов

№	Раствор, обработка	Объем раствора, мл		ρ , кг/м ³	
		до	после вспен.	до	после вспен.
1	2	3	4	5	6
1.	Исх. 1 – Бентонитовая суспензия	100	100	1046	1044
2.	Исх. 1 + 0,3% Оксаля	100	150	1046	732
3.	Исх. 1 + 0,5% Оксаля	100	140	-	778
4.	Исх. 1 + 1% Оксаля	100	140	-	980
5.	Исх. 1 + 1,5% Оксаля	100	120	-	1000
6.	Исх. 1 + 3% Оксаля	100	120	-	1020
7.	Исх. 1 + 5% Оксаля	100	110	-	1030
1.	Исх. 1 + 0,3% ДСБ-4ТМП	100	120	1046	882
2.	Исх. 1 + 0,5% ДСБ-4ТМП	100	130	-	843
3.	Исх. 1 + 1% ДСБ-4ТМП	100	130	-	849
4.	Исх. 1 + 1,5% ДСБ-4ТМП	100	130	-	822
5.	Исх. 1 + 3% ДСБ-4ТМП	100	140	-	808
6.	Исх. 1 + 5% ДСБ-4ТМП	100	140	-	793
1.	Исх. 1 + 0,3% ПМС-200А	100	100	1046	1044

№	Раствор, обработка	Объем раствора, мл		ρ, кг/м ³	
		до	после вспен.	до	после вспен.
1	2	3	4	5	6
2.	Исх. 1 + 0,5% ПМС-200А	100	100	-	1043
3.	Исх. 1 + 1% ПМС-200А	100	100	-	1040
4.	Исх. 1 + 1,5% ПМС-200А	100	100	-	1040
5.	Исх. 1 + 3% ПМС-200А	100	100	-	1040
6.	Исх. 1 + 5% ПМС-200А	100	100	-	1040
1.	Исх. 1 + 0,3% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	100	1046	1025
2.	Исх. 1 + 0,5% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	100	-	1020
3.	Исх. 1 + 1% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	110	-	968
4.	Исх. 1 + 1,5% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	120	-	918
5.	Исх. 1 + 3% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	130	-	814
6.	Исх. 1 + 5% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	150	-	741
1.	Исх. 1 + 0,3% Пента 465	100	120	1046	1026
2.	Исх. 1 + 0,5% Пента 465	100	120	-	1119
3.	Исх. 1 + 1% Пента 465	100	120	-	1020
4.	Исх. 1 + 1,5% Пента 465	100	120	-	1020
5.	Исх. 1 + 3% Пента 465	100	120	-	1020
6.	Исх. 1 + 5% Пента 465	100	120	-	1020
1.	Исх. 1 + 0,3% СИД	100	140	1046	649
2.	Исх. 1 + 0,5% СИД	100	170	-	649
3.	Исх. 1 + 1% СИД	100	180	-	741
4.	Исх. 1 + 3% СИД	100	220	-	586
1.	Исх. 2 – БР (Спорышевское м-е)	100	110	1084	1076
2.	Исх. 2 + 0,3% СИД	100	150	-	950
3.	Исх. 2 + 0,5% СИД	100	150	-	842
4.	Исх. 2 + 1% СИД	100	150	-	856
5.	Исх. 2 + 3% СИД	100	200	-	780
1.	Исх. 2 + 0,3% ДСБ-4ТМП	100	120	-	1011
2.	Исх. 2 + 0,5% ДСБ-4ТМП	100	120	-	1022
3.	Исх. 2 + 1% ДСБ-4ТМП	100	110	-	1031
4.	Исх. 2 + 1,5% ДСБ-4ТМП	100	100	-	1060
5.	Исх. 2 + 3% ДСБ-4ТМП	100	100	-	1020
6.	Исх. 2 + 5% ДСБ-4ТМП	100	100	-	1073
1.	Исх. 2 + 0,3% ПМС-200А	100	120	-	1053
2.	Исх. 2 + 0,5% ПМС-200А	100	120	-	1042
3.	Исх. 2 + 1% ПМС-200А	100	120	-	1047
4.	Исх. 2 + 3% ПМС-200А	100	120	-	980
5.	Исх. 2 + 5% ПМС-200А	100	130	-	950
1.	Исх. 2 + 0,3% Пента 465	100	130	-	922

№	Раствор, обработка	Объем раствора, мл		ρ , кг/м ³	
		до	после вспен.	до	после вспен.
1	2	3	4	5	6
2.	Исх. 2 + 0,5% Пента 465	100	120	-	885
3.	Исх. 2 + 1% Пента 465	100	120	-	857
4.	Исх. 2 + 3% Пента 465	100	120	-	932
5.	Исх. 2+ 5% Пента 465	100	100	-	1026
1.	Исх. 2 + 0,3% Оксаля	100	160	-	600
2.	Исх. 2+ 0,5% Оксаля	100	150	-	982
3.	Исх. 2+ 1% Оксаля	100	120	-	1010
4.	Исх. 2+ 3% Оксаля	100	100	-	1042
5.	Исх. 2 + 5% Оксаля	100	100	-	106
1.	Исх. 2 + 0,3% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	120	-	1038
2.	Исх. 2 + 0,5% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	130	-	1011
3.	Исх. 2 + 1% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	130	-	987
4.	Исх. 2 + 3% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	140	-	932
5.	Исх. 2 + 5% эмульсии ПМС-200 (70%)	100	140	-	850

Таблица 8. Влияние добавок реагента ПМС-200А на свойства бентонитовой суспензии

№	Параметры раствора	Добавка реагента ПМС-200А					
		исх. БС	0,3%	0,5%	1%	3%	5%
1.	Условная вязкость, с	24	24	24	24	24	24
2.	Плотность, кг/м ³	1044	1044	1044	1044	1044	1044
3.	pH	9,764	9,751	9,743	9,773	9,771	9,760
4.	Пластическая вязкость, мПа·с	9	9	9	9	9	9
5.	Динамическое напряжение сдвига, дПа	15	14	15	14	14	15
6.	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, дПа	13/20	10/20	17/25	16/20	13/24	17/22
7.	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	16	14	14	14	13	13
8.	Толщина корки, мм	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
9.	Липкость глинистой корки, градус	12	10	8	5	5	0

Таблица 9. Влияние эмульсии ПМС-200 (70%) на свойства бентонитовой суспензии

№	Параметры раствора	Добавка реагента ПМС-200 (70%)					
		исх. БС	0,3%	0,5%	1%	3%	5%
1.	Условная вязкость, с	24	24	24	24	28	28
2.	Плотность, кг/м ³	1045	1045	1045	1045	1045	1045
3.	рН	9,734	9,742	9,734	9,746	9,746	9,740
4.	Пластическая вязкость, мПа·с	9	11	11	10	10	11
5.	Динамическое напряжение сдвига, дПа	20	14	18	23	38	40
6.	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, дПа	15/22	10/19	13/22	15/24	30/33	32/37
7.	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	16	16	16	16	17	17
8.	Толщина корки, мм	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
9.	Липкость глинистой корки, градус	14	липкость отсутствует				

Таблица 10. Влияние реагента ПМС-200А и эмульсии ПМС-200 (70%) на свойства бурового раствора

№	Параметры	Исх. БР	Добавка ПМС-200А			Добавка эмульсии ПМС-200		
			0,3%	0,5%	1%	0,3%	0,5%	1%
1.	Условная вязкость, с	21	21	21	21	21	21	21
2.	Плотность, кг/м ³	1083	1083	1083	1083	1083	1083	1083
3.	рН	8,960	8,991	8,990	8,890	8,982	9,010	9,040
4.	Пластическая вязкость, мПа·с	11	8	8	9	7	9	8
5.	Динамическое напряжение сдвига, дПа	12	10	10	10	9	9	9
6.	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, дПа	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
7.	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	9	9	9	9	9	9	9
8.	Толщина корки, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
9.	Липкость глинистой корки, градус	20	18	14	10	липкость отсутствует		

Таблица 11. Влияние реагента Пента 465 на свойства бентонитовой суспензии

№	Параметры	Добавки реагента Пента 465			
		исх. БС	0,3%	0,5%	1%
1.	Вязкость, с	24	28	28	36
2.	Плотность, г/см ³	1045	1045	1045	1045
3.	рН	9,69	9,69	9,67	9,63
4.	Пластическая вязкость, мПа·с	9	11	12	8
5.	Динамическое напряжение сдвига, дПа	20	20	23	96
6.	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, дПа	15/22	12/20	20/24	49/50
7.	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	16	16	17	21
8.	Толщина корки, мм	1,5	1,5	2	2
9.	Липкость глинистой корки, градус	12	12	13	11

Таблица 12. Влияние реагента Пента 465 на свойства смешанного бурового раствора

№	Параметры	Добавки реагента Пента 465			
		исх. БР	0,3%	0,5%	1%
1	Условная вязкость, с	21	22	24	24
2	Плотность, кг/м ³	1083	1083	1083	1083
3	рН	8,70	8,69	8,79	8,48
4.	Пластическая вязкость, мПа·с	11	11	13	9
5.	Динамическое напряжение сдвига, дПа	13	29	52	49
6.	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, дПа	0/0	4/18	17/22	17/22
7.	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	10	9	14	14
8.	Толщина корки, мм	0,5	1,5	1,0	1,0
9	Липкость глинистой корки, градус	10	липкость отсутствует		

На основании вышеприведенных исследований можно сделать следующий вывод. Реагент ПМС-200А практически не влияет на основные свойства бентонитовой суспензии, но при этом приводит к незначительному уменьшению показателя фильтрации и существенному снижению липкости глинистой корки, а при достижении концентрации 5% – к ее отсутствию. Эмульсия ПМС-200(70%) в бентонитовую суспензию приводит к заметному увеличению структурно-реологических свойств и незначительному увеличению показателя фильтрации, а

липкость глинистой корки отсутствует уже при минимальной концентрации – 0,3%. На основные свойства естественных глинистых растворов реагент ПМС-200А и эмульсия ПМС-200 практически не влияют. Вместе с тем, они приводят к существенному снижению липкости глинистой корки, причем эмульсия ПМС-200 значительно лучше.

Таким образом, реагенты ПМС-200А и эмульсия ПМ0-200 обладают однозначным смазывающим действием, не влияют отрицательно на основные свойства буровых растворов, что позволяет рекомендовать их для опытных работ на скважинах в качестве смазочной добавки к буровым растворам. Применение же реагента Пента-465 в составе бентонитовой суспензии нецелесообразно, так как наряду с повышением показателя фильтрации, структурно-реологических свойств и толщины корки, липкость глинистой корки практически не изменилась. Однако в естественных буровых растворах, наряду с повышением показателя фильтрации и структурно-реологических свойств, липкость глинистой корки отсутствует даже при минимальной (0,3%) концентрации реагента Пента-465. Поэтому окончательный вывод о приемлемости данного реагента для буровых растворов Ноябрьского региона можно будет сделать после проведения опытных работ на скважинах.

Список используемых источников

1. Химреагенты и материалы для буровых растворов / Петров Н.А. и др. М., 1997. Ч. 1. 64с. (Обзор. информ./ ВНИИОЭНГ).
2. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов / Петров Н.А. и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 32 с. (Обзор. информ.).
3. Применение жидкостных ванн на основе Флотореагента-оксаль при ликвидации прихватов буровой колонны /Петров Н.А. и др. //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./ УГНТУ. 2006. [Т.2]. 12 сент. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_3.pdf. – (0420600005 /0074) – №4/94 от 27.02.2007.
4. Исследование реагента LUBE-167 в качестве смазочной добавки к буровым растворам / Петров Н.А. и др. //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2007. [Т.1]. 23 янв. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_9.pdf.
5. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование реагентов – разжижителей, пеногасителей и ингибиторов в составе промывочных жидкостей //Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2013. Т.11, №2. С. 44-52.
6. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование комбинаций специально подготовленных растительных масел и присадок в качестве смазочных добавок буровых растворов // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. 2013. Т.11, №4. С. 42-59.

References

1. Himreagenty i materialy dlya burovyyh rastvorov / Petrov N.A. i dr. M., 1997. Ch. 1. 64s. (Obzor. inform./VNII OENG) . [in russian].
2. Regulirovanie osnovnyh i special'nyh svoystv burovyyh rastvorov /Petrov N.A. i dr. M.: VNII OENG, 1998. 32 s. (Obzor. inform.). [in russian].
3. Primenenie zhidkostnyh vann na osnove Flotoreagenta-oksal' pri likvidacii prihvatov buril'noi kolonny /Petrov N.A. i dr. // Neftegazovoe delo: elektron. nauch. zhurn./ UGNTU. 2006. [T.2]. 12 sent. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_3.pdf. (0420600005 /0074) №4/94 ot 27.02.2007.
4. Issledovanie reagenta LUBE-167 v kachestve smazochnoi dobavki k burovym rastvoram /Petrov N.A. i dr. // Neftegazovoe delo: elektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2007. [T.1]. 23 yanv. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_9.pdf.
5. Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie reagentov \square razzhizhitelei, penogasitelei i inhibitorov v sostave promyvochnykh zhidkosti //Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2013. T.11, №2. S. 44-52. [in russian].
6. Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie kombinacii special'no podgotovlennykh rastitel'nykh masel i prisadok v kachestve smazochnykh dobavok burovyyh rastvorov//Neftegazovoe delo: nauch.-tehn. zhurn. / UGNTU. 2013. T.11, №4. S. 42-59. [in russian].

Сведения об авторах

About the authors

Петров Н.А., д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор, руководитель ИП г.Уфа, Российская Федерация

N.A. Petrov, Doctor of Technical Sciences, Doctor of Chemical Sciences, Professor, Individual Entrepreneur-Manager, Ufa, the Russian Federation
e-mail: napetroff@mail.ru

Давыдова И.Н., главный специалист отдела технологий и заканчивания скважин, ООО «Газпром НИЦ» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

I.N. Davydova, Chief Specialist of Drilling Mud Laboratory, LLC Gazprom Research Center, Saint-Petersburg, the Russian Federation