

УДК 622.24

## ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЯХ

Петров Н.А., Конесев Г.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
e-mail: napetroff@mail.ru*

Давыдова И.Н.

*ООО «Газпромнефть НИЦ», г. Санкт-Петербург*

**Аннотация.** *Приведены результаты исследований коэффициента трения на границе «металл - металл» различных реагентов и композиций, межфазного натяжения на границе водного раствора реагентов с керосином и воздухом, ингибирующей способности водных растворов химических продуктов на буровом шламе из глинистых материалов.*

**Ключевые слова:** *коэффициент трения, смазывающая способность, ингибирующая способность, поверхностное натяжение, реагент, буровой раствор, буровой шлам*

Исследованию специальных свойств буровых растворов ранее уделялось большое внимание, например – [1 - 3]. Однако актуальность темы способствует дальнейшему более углубленному и широкому проведению дальнейших исследований, тем более появившихся новых реагентов. Естественно в данной работе изучены не все специальные свойства растворов и их фильтратов, а только наиболее важные, влияющие на безопасность технологии бурения и качество вскрытия нефтяных полимиктовых коллекторов.

Рассмотрим результаты теста смазочных добавок и смазывающей способности буровых растворов.

Исследования по определению коэффициента трения проводили на приборе-тестере предельного давления и смазывающей способности OFI. Это достаточно высококачественный прибор, используемый для измерения смазывающей способности буровых растворов. При проведении теста на смазывающую способность измеряется устойчивость раствора (смазывающий характер) между двумя движущимися поверхностями из закаленной стали при силе в сто фунтов. Это создает давление от 5 000 до 10 000 фунтов/дюйм<sup>2</sup> на находящуюся между ними жидкость. Стальной блок прижимается к вращающемуся стальному кольцу и величина нагрузки в фунтах на дюйм считывается непосредственно со шкалы удерживающего рычага. Коэффициент трения для дистиллированной воды – значение момента должно быть в интервале от 33 до 36 и при этом значение должно быть стабильным, т.е. с отклонениями не более  $\pm 2$ .

Коэффициент смазывающей способности рассчитывается, исходя из результата умножения показаний измерительного прибора на поправочный коэффи-

циент, деленного на 100. Коэффициент трения для дистиллированной воды (постоянное значение) – 34. Коэффициент трения для дистиллированной воды (показание прибора) – 33. Поправочный коэффициент равен 1030.

Результаты теста смазывающей способности различных химических продуктов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Влияние добавок на смазывающую способность в контакте «металл-металл»

Наименование реагентов	Показания прибора	Коэффициент смазывающей способности
Нефть (товарная Суторминского месторождения)	11,2	0,11536
Дизельное топливо	15,5	0,15970
Флотореагент-Оксаль (марка Т-92)	13,7	0,13811
ФК-2000 (ЛУКойл)	10,2; 11,0	0,10060
ДСПБ-БС	10,2	0,10060
ДСБ-МГК (г. Подачи)	9,5	0,09734
TORG TRIM II (компания Бароид)	7,8	0,08034
LUBE-167 ("M-I Drilling Fluids")	7,6	0,07828
DL-365 (СУБР)	4,6	0,04738
DRILL FREE ("M-I Drilling Fluids")	4,6	0,04738
K-LUBE ("M-I Drilling Fluids")	4,4	0,04832

Результаты теста на смазывающую способность бентонитовой суспензии с добавками 1 % различных типов смазок приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Влияние добавок на смазывающую способность бентонитовой суспензии

№ п/п	Наименование реагентов	Поправочный коэффициент	Показания прибора	Коэффициент смазывающей способности
1.	Бентонитовая суспензия (УВ = 22с)	1,030	53,3; 53,8	0,55105
2.	п. 1 + LUBE-167	1,030	12,2	0,12566
3.	п. 1 + ДСБ-МГК	1,030	8,2; 10,0	0,09373
4.	п. 1 + ДСПБ-БС	1,030	9,9; 10,5	0,10506
5.	п. 1 + Дизельное топливо	1,030	50,5	0,52015
6.	п. 1 + DL-365 (новая)	1,030	50,0; 50,5	0,51758
7	Исх. – Бентонитовая суспензия	0,9497	53,0; 53,4	0,5052
8	п. 7 + ФК-2000	0,9497	15,5; 16,0	0,1496
9	Исх. - Бентонитовая суспензия	0,9497	52,0	0,5356
10	п. 9 + ДРИЛЛ-ФРИ	0,9497	26,0	0,2678
11.	п. 9 + TORG-TRIM II	0,9497	34,0; 45,0	0,3693
12.	п. 9 + ФК-2000 (23.05.03)	0,9497	16,5	0,1567

№ п/п	Наименование реагентов	Поправочный коэффициент	Показания прибора	Коэффициент смазывающей способности
13.	п. 9 + нефть товарная	0,9497	47,8	0,45238
14.	Исх. - Бентонитовая суспензия	0,9497	53,2; 54,0	0,5206
15.	п. 14 + Оксаль (Т-80)	0,9497	45,1;45,8	0,4415

Рассмотрим результаты определения ингибирующей способности реагентов.

При проведении исследований ингибирующей способности изучали различные химические реагенты, в том числе и смазочные добавки. Все исследования проводили на вальцовой печи. Вальцовая печь позволяет определить воздействие температуры на буровой раствор или шлам. Учет воздействия температуры на буровой раствор или частицы бурового шлама считается очень важным при моделировании процессов в скважине.

Вальцовая печь является также средством для исследования жидких систем, в которых происходит базовая реакция обмена. Жидкие образцы растворов помещали в герметичный контейнер, который представляет собой ячейку старения из нержавеющей стали. Затем засыпали навеску бурового шлама (10 г). Контейнер помещали в печь на валики, термостатирование происходило при  $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Перемешивание контейнеров производится вращающимися валиками с приводом от мотора. Время опыта составляло 6 ч.

Таблица 3. Результаты определения ингибирующих свойств растворов

№ п/п	Растворы	pH	Удельное сопротивление, Ом·м	Ингибирующая способность, И, %
1.	Вода водопроводная	6,91	89,1	51,2
2.	Вода + 1 % KCl (техническая)	7,29	0,64	87,8
3.	Вода + 3 % KCl (техническая)	7,31	0,25	89,9
4.	Вода + 5 % KCl (техническая)	7,35	0,15	90,4
5.	Вода + 1 % ДСБ-БС	8,81	92,8	74,8
6.	Вода + 3 % ДСБ-БС	9,19	90,0	51,0
7.	Вода + 5 % ДСБ-БС	9,23	82,7	40,0
8.	Вода + 10 % ДСБ-БС	9,39	72,8	9,9
9.	Вода + 1 % ДСБ-МГК	8,38	102,0	92,8
10.	Вода + 3 % ДСБ-МГК	8,70	108,6	93,2
11.	Вода + 5 % ДСБ-МГК	9,00	108,7	96,6
12.	Вода + 10 % ДСБ-МГК	9,34	109,0	99,9
13.	Вода + 0,1 % Clay-Seal Plus	6,90	52,5	66,0
14.	Вода + 0,3 % Clay-Seal Plus	7,05	30,9	72,9
15.	Вода + 0,5 % Clay-Seal Plus	7,05	20,9	80,4
16.	Вода + 1 % Clay-Seal Plus	7,05	13,4	86,1
17.	Вода + 3 % Clay-Seal Plus	7,19	5,7	94,2

№ п/п	Растворы	pH	Удельное сопротивление, Ом·м	Ингибирующая способность, И, %
18	Вода + 5 % Clay-Seal Plus.	7,22	3,8	94,5
19.	Вода + 1 % BDF	6,40	96,0	92,8
20	Вода + 3 % BDF	6,51	94,8	95,6
21	Вода + 5 % BDF	6,53	92,1	96,3
22.	Вода + 1 % Clay-Firm	5,82	36,6	92,2
23.	Вода + 3 % Clay-Firm	5,80	27,1	97,7
24.	Вода + 5 % Clay-Firm	5,30	20,6	98,4
25.	Вода + 1 % Clay-Grabber	6,60	78,9	96,5
26.	Вода + 3 % Clay-Grabber	6,65	54,4	97,8
27.	Вода + 5 % Clay-Grabber.	6,78	37,7	98,7
28.	Вода + 1 % Кла-Кью	7,22	2,67	87,8
29.	Вода + 3 % Кла-Кью .	7,58	1,07	90,1
30.	Вода + 5 % Кла-Кью	7,63	0,7	93,5
31.	Вода + 0,1 % МЛ-81	7,79	89,8	82,5
32.	Вода + 0,3 % МЛ-81	7,68	59,7	84,3
33.	Вода + 0,5 % МЛ-81	7,36	28,9	88,5
34.	Вода + 1 % ТКРР	10,53	1,1	73,4
35.	Вода + 3 % ТКРР	11,03	0,5	84,0
36.	Вода + 5 % ТКРР	11,52	0,3	89,1
37.	Вода + 5 % ТКРР	12,39	0,1	89,5
38.	Вода водопроводная	6,50	>10	60,7
39.	Вода + 0,1 % ИВВ-1 (Марка 3)	6,57	>10	81,5
40.	Вода + 0,3 % ИВВ-1 (Марка 3)	6,52	>10	82,6
41.	Вода + 0,5 % ИВВ-1 (Марка 3)	6,52	>10	86,5
42.	Вода + 0,1 % ИВВ-1 (Партия 31)	6,01	>10	81,7
43.	Вода + 0,3 % ИВВ-1 (Партия 31)	5,98	>10	84,4
44.	Вода + 0,5 % ИВВ-1 (Партия 31)	6,00	>10	95,2
45.	Вода + 0,5 % ФК-2000 (ЛУКойл)	9,57	>10	81,3
46.	Вода + 1 % ФК-2000 (ЛУКойл)	10,22	>10	81,4
47.	Вода + 3 % ФК-2000 (ЛУКойл)	10,97	>10	82,3
48.	Вода + 1 % ДСБ-4ТТ	6,77	>10	82,7
49.	Вода + 3 % ДСБ-4ТТ	6,65	>10	56,0
50.	Вода + 5 % ДСБ-4ТТ	6,07	>10	22,5
51.	Вода + 0,5 % Кристалл	12,29	10	74,1
52.	Вода + 1 % Кристалл	12,51	2,8	75,6
53.	Вода + 3 % Кристалл	13,11	1,1	79,5
54.	Вода + 5 % Кристалл	13,37	0,8	87,5

Рассмотрим результаты определений поверхностного натяжения водных растворов реагентов.

Определение поверхностного натяжения проводили на тензиометре модели ST-PLUS фирмы Tantes. Кроме того, определяли межфазное натяжение исследуемой жидкости на границе с керосином стагагмометром.

Поверхностное натяжение представляет собой силу притяжения, возникающую между молекулами в данной жидкости. Те молекулы, которые оказываются на поверхности жидкости, испытывают различное притяжение со стороны молекул жидкости и воздуха. Измерение поверхностного натяжения проводили на тензиометре между двумя фазами: раствор – воздух (табл. 4). Режим работы – прямоугольные платиново-иридиевые пластины (пластины Вильгельми). Поверхностное натяжение воды при 20 °С известно и составляет 72,8 мН/м.

Таблица 4. Результаты исследования поверхностного натяжения водных растворов реагентов на тензиометре

Наименование раствора	Плотность раствора, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м
Вода дистиллированная (ВД)	998	72,9
ВД + 0,3 % ДСБ-БС	998	29,9
ВД + 0,5 % ДСБ-БС	998	30,2
ВД + 1,0 % ДСБ-БС	999	30,0
ВД + 3,0 % ДСБ-БС	1000	29,7
ВД + 5,0 % ДСБ-БС	1003	30,2
Вода дистиллированная	998	69,9
ВД + 0,3 % ДСБ-МГК	998	33,5
ВД + 0,5 % ДСБ-МГК	998	30,8
ВД + 1,0 % ДСБ-МГК	999	29,1
ВД + 3,0 % ДСБ-МГК	1000	28,2
ВД + 5,0 % ДСБ-МГК	1003	30,7
Вода дистиллированная	998	70,9
ВД + 0,05 % ИВВ-1 (расслоившаяся проба после КРС)	998	31,2
ВД + 0,1 % ИВВ-1	998	31,4
ВД + 0,3 % ИВВ-1	998	29,1
Вода дистиллированная	998	72,9
ВД + 0,05 % ИВВ-1 (Марка 3, Партия 65)	998	41,5
ВД + 0,1 % ИВВ-1	998	29,1
ВД + 0,3 % ИВВ-1	998	30,5
Вода дистиллированная	998	70,1
ВД + 0,05 % ИВВ-1 (Партия 31 после КРС)	998	38,2
ВД + 0,1 % ИВВ-1	998	35,6
ВД + 0,3 % ИВВ-1	998	31,4
Вода дистиллированная	998	71,8

Наименование раствора	Плотность раствора, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м
ВД + 0,05 % МЛ-81	998	32,2
ВД + 0,1 % МЛ-81	998	31,4
ВД + 0,3 % МЛ-81	998	31,5
Вода дистиллированная	998	72,8
ВД + 1,0 % КС1	1009	59,6
ВД + 3,0 % КС1	1020	59,6
Вода дистиллированная	998	73,1
ВД + 0,05 % ФК-2000	998	31,9
ВД + 0,1 % ФК-2000	998	29,7
ВД + 0,3 % ФК-2000	998	29,6
Вода дистиллированная	998	72,5
ВД + 0,05% CLAY-SEAL	998	47,8
ВД + 0,1% CLAY-SEAL	998	47,3
ВД + 0,3% CLAY-SEAL	998	36,7
ВД + 0,5% CLAY-SEAL	998	31,1
Вода дистиллированная	998	72,6
ВД + 0,05 % CLAY-GRABBER	998	37,0
ВД + 0,1 % CLAY-GRABBER	998	35,5
ВД + 0,3 % CLAY-GRABBER	998	34,7
ВД + 0,5 % CLAY-GRABBER	998	34,1
Вода дистиллированная	998	69,1
ВД + 0,05%CLAY-FIRM	998	39,1
ВД + 0,1 % CLAY-FIRM	998	37,8
ВД + 0,3 % CLAY-FIRM	998	35,1
ВД + 0,5 % CLAY-FIRM	998	34,6
Вода дистиллированная	998	71,7
ВД + 0,05 % BDF	998	54,9
ВД + 0,1 % BDF	998	56,3
ВД + 0,3 % BDF	998	56,1
ВД + 0,5 % BDF	998	44,9
Вода дистиллированная	998	73,8
ВД + 0,3 % ДСБ-4ТТ	998	46,0
ВД + 0,5 % ДСБ-4ТТ	998	44,2
ВД + 1,0 % ДСБ-4ТТ	998	40,7
ВД + 3,0 % ДСБ-4ТТ	1001	39,3
ВД + 5,0 % ДСБ-4ТТ	1003	40,0

Второй способ – измерение межфазного поверхностного натяжения между двумя несмешивающимися жидкостями: раствор – керосин (табл. 5).

Таблица 5. Межфазное натяжение на разделе двух фаз:  
водный раствор реагента – углеводородная жидкость

Наименование раствора	Плотность раствора, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м
Вода дистиллированная (ВД)	998	62,2
ВД + 0,05 % ИВВ-1 (расслоившаяся проба после КРС)	998	28,2
ВД + 0,1 % ИВВ-1	998	23,1
ВД + 0,3 % ИВВ-1	998	20,8
Вода-дистиллированная	998	62,2
ВД + 0,05 % МЛ-81	998	21,2
ВД + 0,3 % МЛ-81	998	19,1

В лабораторных условиях изучали две пробы реагента ИВВ-1:

1. ИВВ-1 – гидрофобизатор, Марка 3, Партия № 65, дата изготовления 12.09.2003 г., ТУ 2482-006-48482528-99, ЗАО НПФ «Бурсинтез-М», доставлен представителем изготовителя.

2. ИВВ-1 – гидрофобизатор, Партия № 31, производство ЗАО «Бурсинтез», дата отгрузки октябрь 2003 г., активного вещества – 20,1 %, четвертичных аминов – 0,8 %, температура застывания – минус 25 °С, доставлен из управления КРС.

На сталагмометре измеряли поверхностное натяжение на разделе двух фаз – «раствор-керосин» (табл. 6).

Из представленных реагентов наивысшими ингибирующими свойствами обладает катионоактивный реагент ИВВ-1, а наилучшие поверхностно-активные свойства проявляет комплексный реагент МЛ-81 на основе неионогенного и анионного ПАВ. Растворы минеральных солей, например КСl, несмотря на достаточно высокие ингибирующие свойства не позволяют эффективно снизить поверхностное натяжение. Некоторые смазочные добавки позволяют достаточно эффективно повысить ингибирующие свойства за счет адсорбции на отрицательно заряженной поверхности глинистых материалов не только эмульгатора, но и их мицеллярной композиции с углеводородной составляющей.

Представленный образец смазочной добавки «ДСБ-МГК» в горно-геологических условиях Ноябрьского региона может быть рекомендован в качестве смазочной добавки в объеме до 1 %. При этом основные свойства бентонитового и бурового раствора практически не изменяются. Липкость фильтрационной корки снижается в два и более раза. Следует отметить, что образец в составе бурового и бентонитового раствора имеет тенденцию к вспениванию, но пена быстро оседает. Образец смазочной добавки имеет более низкий коэффициент трения на приборе по сравнению с ранее применяемыми смазочными добавками ДСБ-БС и образцом ФК-2000, но смазочные добавки зарубежного производства по коэффи-

циенту трения превосходят отечественные добавки. Реагент обладает высокими ингибирующими свойствами, что способствует качественному вскрытию продуктивных горизонтов, а также препятствует наработке глинистой составляющей в растворе.

Таблица 6. Результаты исследования поверхностного натяжения растворов на сталагмометре (постоянная капилляра 5,09)

Наименование раствора	Плотность раствора, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м
Вода дистиллированная (ВД)	998	72,2
ВД + 0,3 % ДСБ-БС	998	51,5
ВД + 0,5 % ДСБ-БС	998	46,4
ВД + 1,0 % ДСБ-БС	999	41,4
ВД + 3,0 % ДСБ-БС	1000	29,2
ВД + 5,0 % ДСБ-БС	1003	10,6
Вода дистиллированная	998	70,1
ВД + 0,3 % ДСБ-МГК	998	54,6
ВД + 0,5 % ДСБ-МГК	998	49,2
ВД + 1,0 % ДСБ-МГК	999	38,3
Вода дистиллированная	998	64,9
ВД + 0,05 % ИВВ-1	998	30,9
ВД + 0,1 % ИВВ-1	998	24,7
ВД + 0,3 % ИВВ-1	998	15,5
Вода дистиллированная	998	61,8
ВД + 0,05 % МЛ-81	998	5,7
ВД + 0,1 % МЛ-81	998	5,2
ВД + 0,3 % МЛ-81	998	4,6

### Литература

1. Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Ногаев Н.А. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Под ред. Агзамова Ф.А. СПб.: Недра, 2004. 408 с.
2. Петров Н.А., Султанов В.Г., Конесев В.Г., Давыдова И.Н. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Под ред. Конесева Г.В. СПб.: ООО «Недра», 2007. 544 с.
3. Петров Н.А., Соловьев А.Я., Султанов В.Г. и др. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. М.: Химия, 2008. 440 с.

UDC 622.24



## RESEARCH OF SPECIAL PROPERTIES OF REAGENTS, APPLIED IN BORE SOLUTION LIQUIDS

N.A. Petrov, G.V. Konesev

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: napetroff@mail.ru*

I.N. Davydova

*OOO "Gazpromneft NTC", Saint-Petersburg, Russia*

**Abstract.** *Results of researches of friction factor on border «metal - metal» for various reagents and compositions, an interphase tension on border of water solution of reagents with kerosene and air, deceleration abilities of water solutions of chemical products on drilling sludge from clay materials are resulted.*

**Keywords:** *friction factor, greasing ability, deceleration ability, superficial tension, reagent, drilling mud, drilling sludge*

### References

1. Petrov N.A., Izmukhambetov B.S., Agzamov F.A., Nogaev N.A. Kationoaktivnye PAV – effektivnye inhibitory v tekhnologicheskikh protsessakh neftegazovoi promyshlennosti (Cation-active surfactants – effective inhibitors in technological processes of oil and gas industry). Ed.: Agzamov F.A. SPb., Nedra, 2004. 408 p.
2. Petrov N.A., Sultanov V.G., Konesev V.G., Davydova I.N. Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytiya neftyanykh plastov (Improving the quality of oil reservoirs drilling-in and completion). Ed.: Konesev G.V. SPb., Nedra, 2007. 544 p.
3. Petrov N.A., Solov'ev A.Ya., Sultanov V.G. et al. Emul'sionnye rastvory v neftegazovykh protsessakh (Emulsion solutions in the oil and gas processes). Moscow, Khimiya, 2008. 440 p.