

## **Технологии повышения нефтеотдачи пластов.**

**-М.: ОАО «Всерос. Нефтегаз. Науч. Ин-т», 2005, -156 с.**

Д.Ю. Крянев, Т.С. Рогова, Е.М. Дзюбенко,  
Ю.Э. Ивина, Е.О. Серебрякова, О.Г. Глущенко  
(ОАО "ВНИИпефть")

### **ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ХЛОРИСТОГО НАТРИЯ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН**

Известно, что в процессе многократного глушения скважин растворами солей происходит ухудшение коллекторских свойств пласта. В целях сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) в водные растворы солей вводятся добавки ПАВ для снижения межфазного натяжения на границе с нефтью и гидрофобизирующие реагенты для изменения смачиваемости породы с гидрофильной на гидрофобную. Однако не все реагенты совместимы с концентрированными растворами солей, имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью и обладают гидрофобными свойствами.

Были проведены физико-химические исследования по определению совместимости водных солевых растворов NaCl технического карьерного с ПАВ МЛ-супер, Катасол и ГФ-1К, а также с гидрофобизирующими реагентами ГКЖ-10, ГКЖ-11М, Пента 811, Sokalan CP-S и Sokalan HP 25 в различных концентрациях с использованием солевого раствора NaCl плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup> при температурах 20, 60 и 80°C.

Проведенными исследованиями установлено, что только применение ПАВ ГФ-1К позволяет получить прозрачные, однородные, устойчивые в течение суток системы на основе раствора NaCl плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup> при массовом содержании ПАВ в диапазоне от 0,01 до 1,0% и при температурах от 20 до 80°C. Остальные исследуемые ПАВ и гидрофобизирующие реагенты либо высаливаются из раствора NaCl плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>, либо образуют при контакте с хлористым натрием нерастворимые осадки.

Для водных растворов NaCl плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup> без добавки и с добавкой ПАВ ГФ-1К при массовом содержании 0,01; 0,05; 0,10; 0,25; 0,50 и 1,00% по активному веществу было определено межфазное натяжение на границе с керосином при температурах 20,60 и 80°C.

Результаты проведенных исследований представлены в табл. 1.

Таблица 1

Определение межфазного натяжения на границе водного раствора NaCl ( $c = 1,18 \text{ г/см}^3$ ), содержащего ПАВ ГФ-1К, с керосином

Массовое содержание реагента, %	Межфазное натяжение $\sigma$ , мН/м		
	при температуре, °С		
	20	60	80
0	42,60	37,70	35,90
0,01	0,73	1,20	1,25
0,05	0,73	1,20	1,25
0,10	0,73	1,10	1,15
0,25	0,90	1,05	1,10
0,50	0,90	1,05	1,05
1,00	0,90	1,10	1,05

Как видно из приведенных данных, водный раствор NaCl технического обладает высоким межфазным натяжением на границе с керосином как при комнатной, так и при повышенных температурах. Введение в раствор NaCl ПАВ ГФ-1К позволяет снизить межфазное натяжение почти в 60 раз при массовом содержании реагента в диапазоне 0,01 - 0,10 % по активному веществу и температуре 20 °С. Увеличение массового содержания ПАВ в солевом растворе до 1,0 % практически не оказывает влияния на межфазное натяжение. При повышении температуры происходит незначительное снижение межфазного натяжения на границе водного раствора NaCl с керосином, в то время как для растворов, содержащих ПАВ ГФ-1К, характерно небольшое увеличение межфазного натяжения.

Таким образом, исследования по определению межфазного натяжения показали целесообразность применения ПАВ ГФ-1К в небольших концентрациях (массовое содержание 0,01 - 0,10 % по активному веществу) в качестве добавки к жидкости глушения на основе NaCl технического карьерного.

Следующим этапом работы являлись исследования гидрофобизирующей способности ПАВ ГФ-1К, которые проводились методом самопроизвольного впитывания на насыпных пористых средах, помещенных в стеклянные трубочки, при температурах 20, 60 и 80 °С.

Оценка смачиваемости пористой среды осуществлялась на установке для измерения кинетики впитывания. В качестве насыпной пористой среды использовался кварцевый песок фракции 0,1 - 0,2 мм. Выдержка пористой среды в исследуемом реагенте при атмосферном давлении и заданной температуре составляла 24 ч.

В процессе исследований оценивалась гидрофобизирующая способность ПАВ ГФ-1К при массовом содержании 0,01; 0,05; 0,10; 0,25 и 1,00 % в растворе NaCl технического карьерного плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>. При проведении исследований учитывались технологические особенности применения жидкостей глушения. Полученные данные приведены в табл. 2. В качестве базы для сравнения гидрофобизирующих свойств исследуемых реагентов в табл. 2 приведены скорости самопроизвольного впитывания воды в необработанный гидрофильный кварцевый песок.

Как видно из приведенных данных, скорость самопроизвольного впитывания воды после обработки пористой среды водными растворами NaCl технического, содержащими ПАВ ГФ-1К при массовом содержании 1,00; 0,25 и 0,10 %, достаточно низкая как при комнатной температуре (20 °С), так и при повышенных температурах (60 и 80 °С). Пористая среда при этом характеризуется как преимущественно гидрофобная. При снижении массового содержания ПАВ ГФ-1К до 0,05 и 0,01 % скорость самопроизвольного впитывания воды после обработки пористой среды растворами NaCl технического снижается на порядок и пористая среда характеризуется, как гидрофильная.

**Таблица 2**  
**Сравнительные исследования по определению скорости впитывания воды в пористые среды до и после их обработки химическими реагентами**

Реагент для обработки	Массовое содержание реагента в растворе, %	Температура, °С	Скорость самопроизвольного впитывания воды г/мин	Характеристика пористой среды
Без обработки	-	20	0,4653	Гидрофильная
ПАВ ГФ-1К в растворе NaCl технического (с=1,18 г/см <sup>3</sup> )	1,0	20	0,0471	Преимущественно гидрофобная
		60	0,0452	
		80	0,0449	
	0,25	20	0,0428	Преимущественно гидрофобная
		60	0,0411	
		80	0,0408	
	0,10	20	0,0443	Преимущественно гидрофобная
		60	0,0418	
		80	0,0414	
	0,05	20	0,3018	Гидрофильная
		60	0,3005	
		80	0,3002	
	0,01	20	0,3517	Гидрофильная
		60	0,3602	
		80	0,3597	

Исходя из вышеизложенного, наиболее перспективным представляется использование ПАВ ГФ-1К при массовом содержании 0,1% в качестве добавки к жидкостям глушения на основе NaCl технического карьерного. Учитывая полученные результаты, были проведены сравнительные фильтрационные исследования, моделирующие многократные прокачки раствора NaCl технического карьерного. Учитывая полученные результаты, были проведены сравнительные фильтрационные исследования, моделирующие многократные прокачки раствора NaCl технического карьерного плотностью  $1,18 \text{ г/см}^3$  и жидкости глушения на основе NaCl, содержащий ПАВ ГФ-1К при массовом содержании 0,1 %.

Для проведения исследований был использован керновый материал юрских отложений Западно-Ноябрьского месторождения. Образцы керна были выполнены в виде цилиндров диаметром 2,7 - 2,8 см и длиной 3,5 - 4,2 см. Пористость образцов керна составляла 0,145 - 0,162 при среднем значении 0,154, проницаемость по газу находилась в пределах  $65,2 \cdot 10^{-3}$  -  $73,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  при среднем значении  $68,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

В качестве пластовых флюидов использовались изовязкозная модель нефти месторождения плотностью  $0,782 \text{ г/см}^3$  и вязкостью 2,2 мПа·с и модель пластовой воды в виде водного раствора NaCl с минерализацией 18 г/л.

Эксперименты проводились на фильтрационной установке, моделирующей пластовые условия. В ходе экспериментов имитировались условия многократного глушения скважины солевыми растворами. При этом после создания начальной нефтенасыщенности в образце керна через него в 1-м цикле глушения с обратного торца образца прокачивали  $10 V_{\text{пор}}$  солевого раствора плотностью  $1,18 \text{ г/см}^3$  (NaCl технический либо NaCl технический + 0,1 %-ный ПАВ ГФ-1К). Затем через другой торец образца фильтровали  $100 V_{\text{пор}}$  модели нефти, и после установившегося соотношения фаз в образце измерялись относительная проницаемость образца керна по нефти и его текущая водонасыщенность объемным методом. Аналогичным образом было проведено моделирование еще трех циклов глушения.

Основные результаты экспериментальных исследований представлены в табл. 3.

Как видно из приведенных данных, при моделировании многократного глушения водным раствором NaCl технического карьерного наблюдается планомерное снижение проницаемости образцов керна по нефти при одновременном увеличении текущей водонасыщенности. После проведения четырех циклов глушения начальная проницаемость по

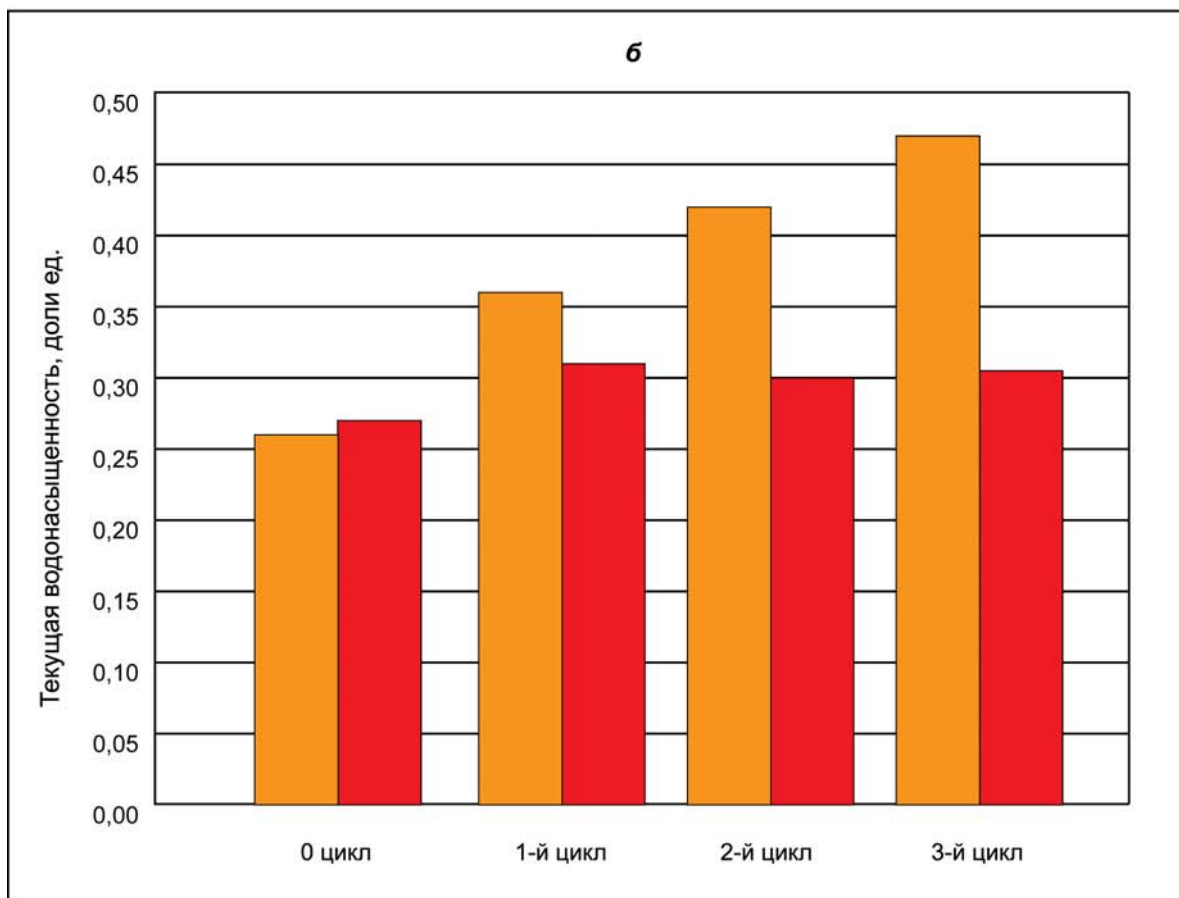
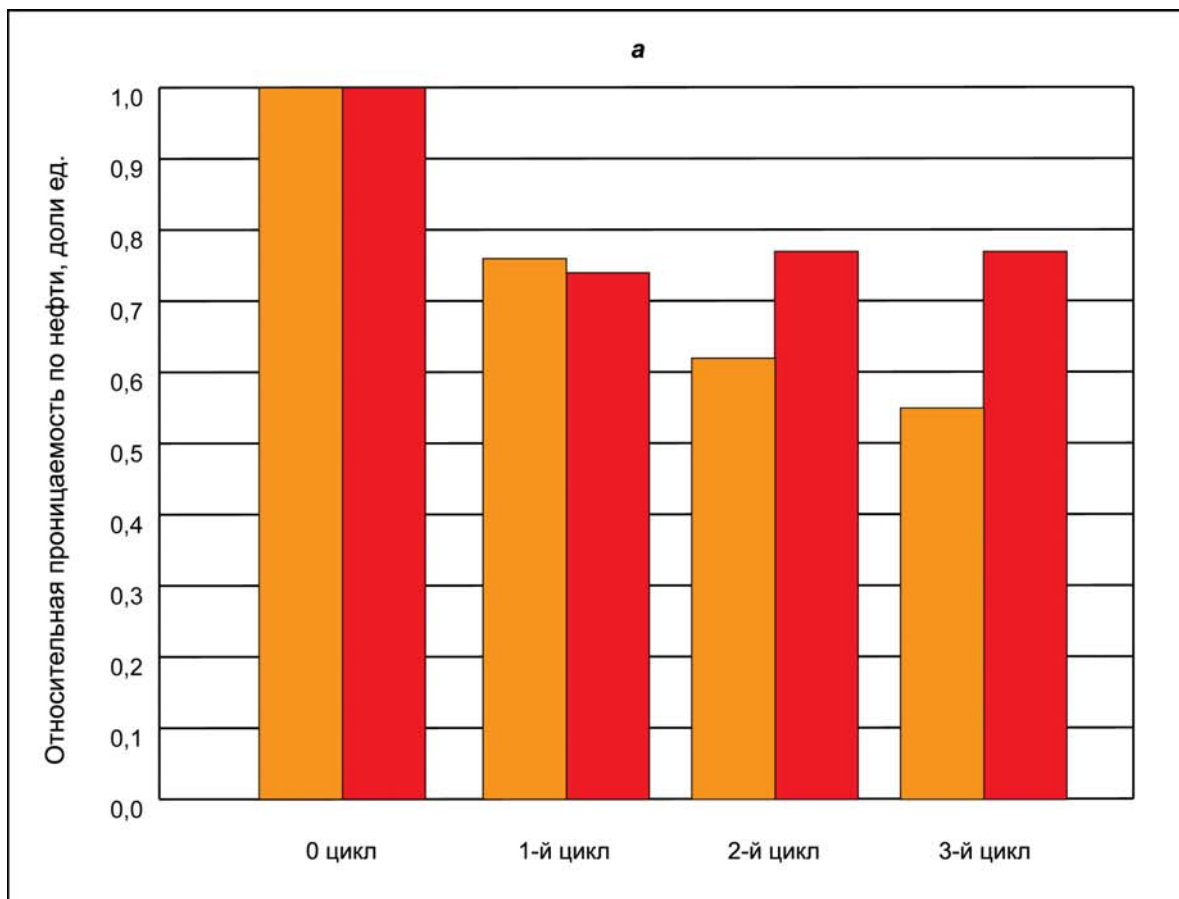
нефти уменьшилась на 44,5 %, а текущая водонасыщенность составила 0,42, что больше начальной водонасыщенности в 1,7 раза.

При использовании в качестве солевого раствора NaCl технического карьерного с добавкой 0,1 % -ного ПАВ ГФ-1 К текущая водонасыщенность образцов керн практически стабилизировалась после 1-го цикла глушения. Проницаемость по нефти после снижения на 24,7 % (в процессе 1-го цикла глушения) при 2-м цикле увеличилась с  $23,9 \cdot 10^{-3}$  до  $25,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а после 3-го стабилизировалась на уровне  $25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Таблица 3**

**Изменение текущей водонасыщенности и проницаемости образцов керн по нефти при моделировании процесса многократного глушения**

Цикл глуше- ния	Проницаемость по нефти, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Изменение ( $\pm$ ) проницаемости, %		Водонасыщен- ность, доли ед.		Изменение ( $\pm$ ) водонасыщен- ности, %	
	NaCl	NaCl + ГФ-1К	NaCl	NaCl + ГФ-1К	NaCl	NaCl + ГФ-1К	NaCl	NaCl + ГФ-1К
0	39,8	31,8	0	0	0,28	0,29	0	0
1-й	31,0	23,9	-22,2	-24,7	0,35	0,32	0,09	0,03
2-й	25,1	25,5	-36,9	-19,8	0,38	0,30	0,14	0,01
3-й	22,1	25,0	-44,5	-21,4	0,42	0,31	0,2	0,02



**Изменения относительной проницаемости (а) и текущей водонасыщенности (б) образцов керна Западно-Ноябрьского месторождения при моделировании процесса многократного глушения скважин:**

**■ -NaCl; ■ - NaCl + ГФ-1К**

## Выводы

Полученные в ходе физико-химических и фильтрационных исследований результаты свидетельствуют о достаточно высокой эффективности применения солевого раствора NaCl технического карьерного с добавкой 0,1 % -ного ПАВ ГФ-1К в качестве жидкости глушения для скважин, вскрывших терригенные гидрофильные породы-коллекторы, какими являются юрские отложения Западно-Ноябрьского месторождения.