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

Д.Ю. Крянев Т.С. Рогова, Ю.И. Ивина
Е.М. Дзюбенко, О.Г. Глущенко (ОАО "ВНИИнефть")

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Одним из направлений повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является применение технологий, направленных на перераспределение потоков дренирующей воды в пласте в целях повышения охвата пласта заводнением, как по мощности пласта, так и по площади, а также в целях ограничения объема попутной воды, поступающей в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам. Механизм действия технологий выравнивания профилей приемистости (ВПП) основан на образовании в поровом пространстве промытых пропластков продуктивного коллектора потокоотклоняющих барьеров для вытесняющей нефть воды путем закачки различных композиций химреагентов.

Не менее важным аспектом является наличие высокой вязкостной неоднородности закачиваемой воды и пластовой нефти. Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что отношение вязкостей нефти и воды $\mu_o=\mu_н/\mu_в$ в пластовых условиях оказывает подавляющее влияние на показатели разработки нефтяных месторождений, в том числе и на нефтеотдачу.

Теоретический анализ процессов нефтеотдачи, анализ лабораторных и промысловых данных однозначно убеждают в целесообразности изменения отношений подвижностей, что практически может быть реализовано применением загущающих добавок к закачиваемой воде.

В лабораторных условиях были проведены исследования по созданию состава обратной эмульсии (ОЭ) на основе маслорастворимого ПАВ - эмульгатора в целях получения стабильных эмульсий. Было изучено влияние природы растворителя на эмульгирующую способность ПАВ, влияние концентрации ПАВ на вязкость полученных эмульсий при температуре 20, 60 и 80 °С. Проводился подбор оптимального соотношения компонентов для получения стабильной эмульсии.

Для получения обратных эмульсий использовался маслорастворимый ПАВ - эмульгатор ЭКС-ЭМ с концентрацией от 1 до 4% (по товарному продукту). В качестве стабилизатора обратных эмульсий применялся хлористый кальций с концентрацией 1-3 % (исходная концентрация водного раствора $CaCl_2$ составляла 30 %). Для оценки влияния природы растворителя на эмульгирующую способность ПАВ в качестве углеводородной фазы использовались стабильный бензин, смесь керосина с толуолом, а также маловязкая нефть (вязкость 2,2 мПа·с). Количество углеводорода в эмульсии составляло 20 %, остальное – водная фаза, представленная моделью пластовой воды с минерализацией 16 г/л (11,5 г/л NaCl и 4,5 г/л $CaCl_2$).

Полученные обратные эмульсии оценивались по следующим параметрам:

- стабильность во времени и при различной температуре;
- реологические характеристики.

В табл. 1 представлены данные по стабильности полученных эмульсий в зависимости от природы растворителя, концентрации эмульгатора и стабилизтора, а также от температуры.

Как видно из табл. 1, в исследуемом диапазоне концентрации ПАВ (1-4%) и температур (20-80 °С) были получены обратные эмульсии, стабильные от нескольких часов до нескольких суток. При t = 20 °С понижение концентрации ПАВ в эмульсии существенно не влияет на их стабильность, которая составляет в среднем 5 - 6 сут., однако с повышением температуры наблюдается понижение стабильности изученных эмульсий в несколько раз, а при малых концентрациях ПАВ - до 4 - 6 ч. Введение в состав обратных эмульсий незначительных добавок $CaCl_2$ позволяет увеличить их термостабильность в несколько раз.

Для сравнения в табл. 1 представлены результаты исследования обратных эмульсий на основе ПАВ "Нефтехим", применяемого для ВПП. Как видно из приведенных данных, термостабильность обратных эмульсий на основе ПАВ "Нефтехим" значительно ниже.

В табл. 2 представлены результаты измерения вязкости обратной эмульсии со следующей объемной долей компонентов, %: ПАВ - эмульгатор – 1 - 3; маловязкая нефть (2,2 мПа·с) - 20; $CaCl_2$ - 0,5 - 3 и остальное - вода с минерализацией 16 г/л при температуре 20, 60, 80 °С и скорости сдвига 7,3 $с^{-1}$.

Таблица 1

Результаты исследования стабильности ОЭ различного состава при температуре 20, 60 и 80 °С

Обратная эмульсия на основе ПАВ	Объемное содержание компонентов эмульсии, %						Стабильность при t, °С		
	ПАВ	$CaCl_2$	Бензин	Керосин / толуол	Нефть	Вода с минерализацией 16 г/л	20	60	80
ЭКС-ЭМ	2	2	20	-	-	76	> 10 сут	> 6 сут	24 ч
	2	2	-	15/5	-	76	> 10 сут	> 6 сут	24 ч
	2	2	-	-	20	76	6 сут	5 сут	24 ч
	1	-	-	15/5	-	79	2 сут	1 сут	4 ч
	1	1	-	15/5	-	78	4 сут	3 сут	> 6 ч
	1	2	-	15/5	-	77	> 4 сут	>4 сут	>8 ч
	1	3	-	15/5	-	76	5 сут	4,5 сут	>20 ч
	2	3	-	15/5	-	75	> 10 сут	> 6 сут	28 ч
	3	3	-	15/5	-	74	> 10 сут	> 6 сут	36 ч
	4	3	-	15/5	-	73	> 10 сут	>8 сут	>48 ч
	1	3	-	-	20	76	3 сут	2 сут	> 6 ч
	2	3	-	-	20	75	6 сут	3 сут	>8 ч
	3	3	-	-	20	74	> 10 сут	> 6 сут	36 ч
	4	3	-	-	20	73	> 10 сут	> 8 сут	>48 ч
"Нефтехим"	2	-	20	-	-	78	6ч	-	0,2 ч
	2	4	20	-	-	74	3,5 сут	-	1,5 ч
	3	4	20	-	-	73	3,5 сут	5 ч	2 ч
	4	4	20	-	-	72	3,5 сут	20 ч	3 ч

Как видно из приведенных данных, с увеличением концентрации ПАВ и стабилизатора вязкость ОЭ увеличивается, а с повышением температуры вязкость ОЭ существенно уменьшается.

Исходя из полученных результатов, для дальнейших фильтрационных исследований было предложено использовать обратную эмульсию со следующей объемной долей компонентов, % эмульгатор ЭКС-ЭМ - 3; $CaCl_2$ - 3; стабильный бензин - 20 и минерализованная вода (16 г/л) - 74.

Таблица 2

Результаты измерения вязкости ОЭ на основе ПАВ - эмульгатора ЭКС-ЭМ

Состав эмульсии и объемная доля компонентов, %				Вязкость эмульсии, мПа-с, при t, °С		
ЭКС-ЭМ	$CaCl_2$	Нефть	Вода с минерализацией 16 г/л	20	60	80
1	0,5	20	78,5	78,5	53,5	31,5
1	1	20	78	94,5	72,3	54,5
2	1	20	77	116,5	108,5	68,8
3	1	20	76	143	112	79,8
2	2	20	76	165	131,3	95,4
2	3	20	75	189	149,8	101,6
3	3	20	74	235,5	188	136,2

Фильтрационные исследования были выполнены на моделях терригенного и карбонатного пласта с использованием молотого кернового материала. Эксперименты проводились на фильтрационной установке, моделирующей пластовые условия. В ходе экспериментов имитировались условия вытеснения нефти из элемента полностью и частично промытого пласта.

Пористость моделей терригенного пласта составила 20,2 - 21,4 %, или 31,3 - 32,9 $см^3$; карбонатного пласта 25,2 - 26,1 %, или 38,8 - 40,2 $см^3$.

Полученные данные по изменению проницаемости модели терригенного пласта и изменению коэффициентов вытеснения при фильтрации нефти, пластовой воды и эмульсионной системы (ЭС) приведены в табл. 3.

Результаты исследований по моделированию закачки эмульсионной системы через полностью промытый водой элемент терригенного пласта (опыт №1) показали, что после прокачки ЭС коэффициент вытеснения увеличился на 0,058, или на 8,7 %. Дальнейшая прокачка пресной воды позволила довытеснить еще 0,6% нефти из модели пласта. Конечный коэффициент вытеснения составил 0,73, что выше коэффициента вытеснения нефти водой на 9,9 %.

Таблица 3

Основные результаты фильтрационных исследований ЭС на модели терригенного пласта

Флюид	Объем прокачки, * пор	Проницаемость модели, 10^{-3} мкм^2		Насыщенность, %				Коэффициент вытеснения, ед.	
				нефть		вода			
		Опыт		Опыт		Опыт		Опыт	
		№1	№2	№1	№2	№1	№2	№1	№2
Пластовая вода	100	78,3	72,2	-	-	100	100	-	-
Нефть	50	51,8	47,8	72,3	74.1	27,6	25,9	-	-
Пресная вода	100	5,7	15,1	24,3	38,6	75,7	67,4	0,664	0,561
ЭС	5	3,4	1,8	20,1	22,3	79,9	77,7	0,722	0,699
Пресная вода	100	5,4	4,8	19,5	16,8	80,5	83,2	0,730	0,773

При прокачке ЭС через частично промытый водой элемент терригенного пласта (опыт № 2) коэффициент вытеснения увеличился на 0,139, или на 20,6 %. Дальнейшая прокачка пресной воды позволила увеличить коэффициент вытеснения за счет продвижения ЭС по модели пласта до конечного значения 0,773, что выше коэффициента вытеснения нефти водой на 27,4 %.

Полученные данные по изменению проницаемости модели карбонатного пласта и изменению коэффициентов вытеснения при фильтрации нефти, пластовой воды и эмульсионной системы приведены в табл. 4.

Таблица 4

Основные результаты фильтрационных исследовании ЭС на модели карбонатного пласта

Флюид	Объем прокачки, V пор	Проницаемость модели, 10^{-3} мкм^2		Насыщенность, %				Коэффициент вытеснения, доли сд.	
				нефть		вода			
		Опыт		Опыт		Опыт		Опыт	
		№1	№2	№1	№2	№1	№2	№1	№2
Пластовая вода	100	483,5	471,6	-	-	100	100	-	-
Нефть	50	410,9	417,8	87,2	88,4	12,8	11,6	-	-
Пресная вода	100	90,4	66,8	39,7	48,7	60,3	51,3	0,545	0,449
ЭС	5	15,6	10,3	32,8	30,2	67,2	69,8	0,624	0,658
Пресная вода	100	85,4	94,4	30,6	28,1	69,4	71,9	0,649	0,682

Результаты исследований по моделированию закачки эмульсионной системы через полностью промытый водой элемент карбонатного пласта (опыт №1) показали, что после прокачки ЭС коэффициент вытеснения составил 0,624, т. е. увеличился на 0,08, или на 14,4 %. При дальнейшей прокачке пресной воды конечный коэффициент вытеснения составил 0,624, что выше коэффициента вытеснения нефти водой на 10,4 %.

При прокачке ЭС через частично промытый водой элемент карбонатного пласта (опыт №2) коэффициент вытеснения увеличился на 0,21 или на 46,7 %. Дальнейшая прокачка пресной воды позволила увеличить коэффициент вытеснения за счет продвижения ЭС по модели пласта до конечного значения 0,682, что выше коэффициента вытеснения нефти водой на 51,9 %.

Выводы

Полученные результаты свидетельствуют о достаточно высокой эффективности обработки как терригенных, так и карбонатных пород рекомендуемой эмульсионной системой со следующей объемной долей компонентов, %: эмульгатор ЭКС-ЭМ - 3; $CaCl_2$ - 3; стабильный бензин - 20; минерализованная вода (16 г/л) - 74, причем наиболее эффективно ее применение в частично промытых зонах пласта, где происходит более равномерное вытеснение из высокопроницаемых пропластков.