

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Гафаров Ш.А., Султанов В.Г.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Водные растворы современных индивидуальных водорастворимых ПАВ, находящие самостоятельное промышленное применение для уменьшения остаточной нефтенасыщенности пластов, способны снижать межфазное натяжение на контакте нефть-вода лишь до 7,0 – 8,5 мН/м [1]. Такие растворы, как показывают многочисленные лабораторные исследования, не могут существенно уменьшить остаточную нефтенасыщенность после обычного заводнения пласта, и эффективное снижение остаточной нефтенасыщенности возможно лишь при уменьшении межфазного натяжения на контакте нефть-вода до 10 – 3 мН/м [2, 3]. Такое низкое межфазное натяжение достигается при использовании, например, мицеллярных растворов (МР) [4, 5].

Вместе с тем промысловые работы показали, что МР обладают недостаточной фазовой устойчивостью. Большое количество солей в пластовой воде способствует насыщению МР солями, и снижают их устойчивость. Эффективный отмыв нефти в обводнившихся участках пласта, увеличение фазовой проницаемости по воде уменьшают коэффициент охвата пласта вытеснением [5]. На эффективность извлечения остаточной нефти сильно влияет неправильно подобранный состав МР, пластовая температура, тип и структура порового пространства пласта.

Ряд этих недостатков устраняется с использованием поверхностно-активных полимерсодержащих составов (ПАПС) [6, 7]. Они обладают значительно лучшими нефтевытесняющими свойствами. Большая эффективность ПАПС объясняется его способностью влиять на увеличение охвата залежи заводнением благодаря содержанию в составе полимера. Однако и ПАПСы при их высокой эф-

фективности недостаточно устойчивы и разлагаются в пластовых условиях не обеспечивая желаемых результатов.

Повышение текущей нефтеотдачи пластов достигается и методами интенсификации работы ПЗП. Существующие методы воздействия на призабойную зону не всегда обеспечивают достижение желаемого эффекта. Недостатками, характерными для физико-химических методов воздействия на ПЗ пласта (особенно для карбонатов), является малый охват пласта воздействием, в том числе и за счет ограниченного количества каналов растворения при кислотных обработках скважин, недоступностью активной кислоты к тем участкам породы, которые покрыты пленкой окисленной либо остаточной нефти, плохое удаление отработанных растворов и ухудшение фазовой проницаемости для нефти.

Перечисленные недостатки рассмотренных поверхностно-активных растворов являются предметом их совершенствования. И в этом плане перспективными для увеличения текущей и конечной нефтеотдачи будут составы, обеспечивающие больший охват воздействием и лучшее вытеснение остаточной нефти, и в то же время, являющиеся более устойчивыми и менее дорогими.

Исходя из этого, предложен поверхностно-активный полимерсодержащий состав (ПАС), обладающий высокими нефтевытесняющими свойствами. Эффективность нефтевытеснения достигается за счет повышения фазовой устойчивости его в пористой среде к электролитам, внутренней инверсии поверхностно-активной композиции с образованием широкого спектра поверхностно-активных составов, избирательно вытесняющих нефть с определенными свойствами, способности к увеличению охвата пласта воздействием путем изменения его вязкости.

Состав включает следующие компоненты: нефтяной сульфонат, полиакриламид, электролит, 4,4 -демитил-1,3-диоксан (ДМД) и воду. Состав готовят растворением входящих в него компонентов.

В качестве нефтяного сульфоната и углеводорода используется масляный раствор (МР), выпускаемый объединением «Омскнефтеоргсинтез». Масляный раствор получают путем нейтрализации аммиаком кислого гудрона – отхода

производства присадок С-300, и представляет собой жидкость с вязкостью $\mu = 6,5 \dots 10,5$ мПа·с и плотностью $\rho = 953 \dots 971$ кг/м³, теряющую подвижность при 5...7 °С.

Растворитель 4,4-демитил-1,3-диоксан представляет собой бесцветную прозрачную жидкость. Содержание основного вещества (C₆H₁₂O₂) – не менее 92% масс, плотность $\rho = 955 \dots 963$ кг/м³, триметил-карбоната – не более 7,5%, воды – не более 0,5% (масс). Плотность жидкости $\rho_{20} = 955 \dots 963, 2$ кг/м³, вязкость $\mu = 1,07$ мПа·с.

В качестве полимерных добавок могут использоваться отечественные и импортные полимеры, образующие однородные устойчивые высококачественные растворы. В рассматриваемой работе в лабораторных и промышленных условиях использовался полимер РДА-1020.

После подбора оптимального соотношения ингредиентов в поверхностно-активном составе с позиции его фазовой устойчивости, размера закачиваемой оторочки были проведены экспериментальные исследования по оценке эффективности вытеснения нефти из моделей неоднородных пластов.

Функцию неоднородной модели пласта выполняли два параллельно соединенных гидродинамически несвязанных кернодержателя, заполненных в одном случае кварцевым песком, в другом – карбонатным. Длина кернодержателей составляла 0,6 м, диаметр – 0,02 м. В качестве карбонатного наполнителя использовался молотый песок из выбуренной породы известковых отложений Бобровского месторождения Оренбургской области.*)

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем. Сначала нефть вытеснялась закачиваемой водой до конечного коэффициента вытеснения и полного обводнения вытесняемой жидкости из высокопроницаемого пропластка и стабилизации фильтрационных характеристик. После этого в модель пласта закачивались оторочки раствора ПАС.

Продвижения оторочек раствора химреагента заданных размеров (0,3 V_{пор})

*) Параметры эксперимента были привязаны к Бобровскому месторождению, т.к. там планировались опытно-промысловые закачки растворов ПАС.

производили водой до новой стабилизации фильтрационных характеристик.

Первичное вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды, химический состав которой соответствовал составу пластовой воды Бобровского месторождения. В модели пластовой воды содержалось 244 г/л NaCl, 12 г/л MgCl₂, 44 г/л CaCl₂ и плотность составила 1150 кг/м³.

Опыты проводились при пластовой температуре 43 °С и постоянном расходе 12 см³/час. Прирост коэффициента вытеснения оценивали, как по отдельным пропласткам модели пласта, так и в среднем на модели.

Как видно из приведенных данных (Рис 1), первичном вытеснении нефти пластовой водой коэффициент вытеснения при полном обводнении вытесняемой жидкости составил:

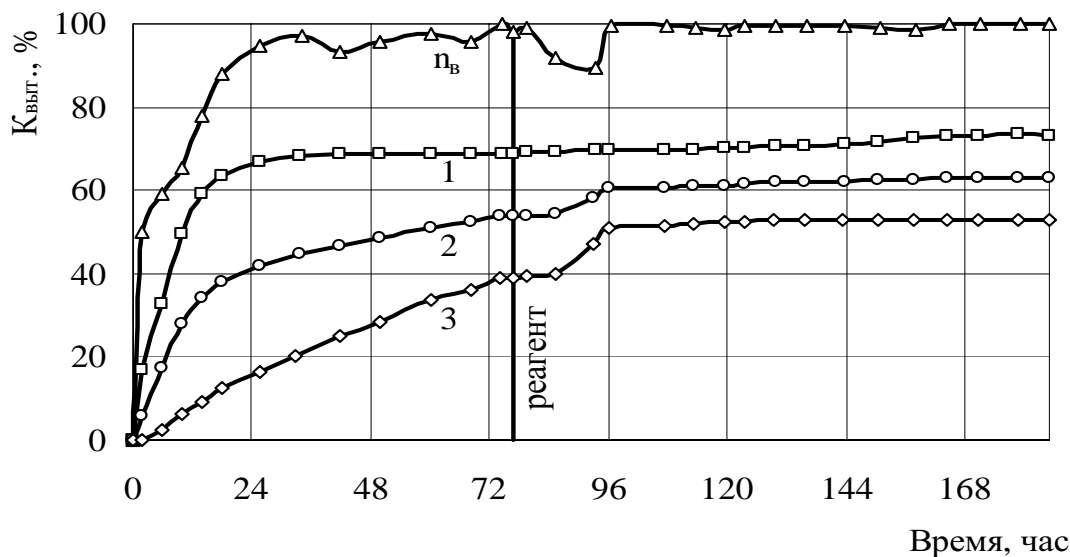
- для высокопроницаемого прослоя из кварцевой и карбонатной пористых сред соответственно 68,6% и 64,1%;
- для низкопроницаемого прослоя рассмотренных типов сред, соответственно 38,9% и 32,1%.

При довытеснении остаточной нефти закачкой оторочек композиции ПАС и последующем ее продвижении путем закачки воды коэффициенты вытеснения нефти увеличиваются:

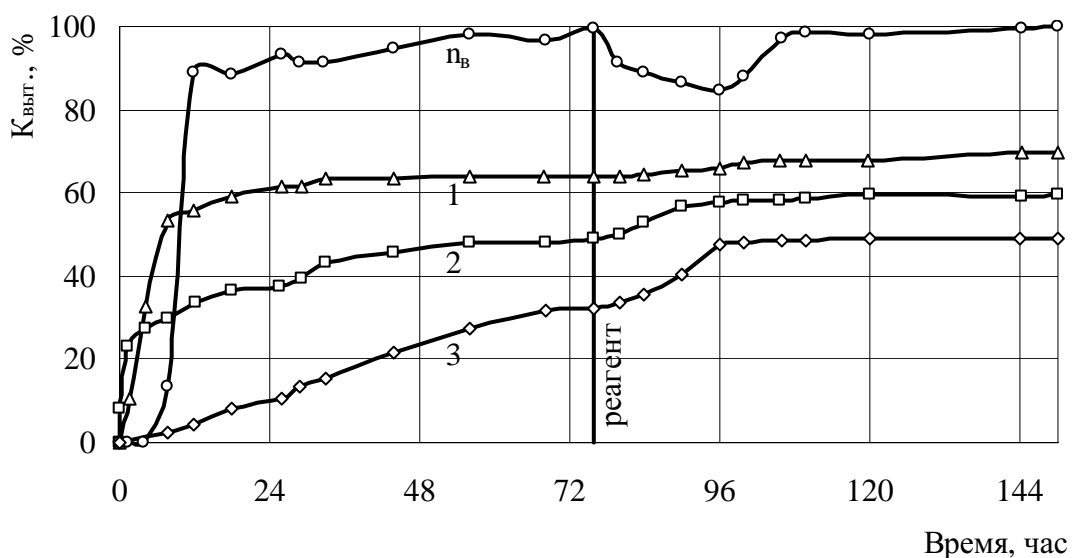
- для высокопроницаемого прослоя из кварцевой и карбонатной породы соответственно на 4,6 и 5,7 единиц;
- для низкопроницаемого прослоя – на 14 и 17,2 единиц.

После закачки оторочек раствора ПАС наблюдалось снижение обводненности вытесняемой жидкости (рис. 1). Эксперименты показали, что растворы ПАС, за счет содержания в них полимеров, позволяют увеличить охват пласта заводнением, и при этом одновременно вырабатывают низко- и высокопроницаемые участки пласта.

Анализ результатов исследований позволяет подчеркнуть, что на карбонатных пористых средах коэффициенты вытеснения нефти водой, при прочих равных условиях, ниже на 4,5 – 6,8 единиц, чем на кварцевых и достигнуты они при больших объемах прикачанных вод. При довытеснении растворами ПАС



а) кварцевая пористая среда



б) карбонатная пористая среда

Рис. 1 – Динамика вытеснения нефти из модели послойно-неоднородного пласта с гидродинамически несвязанными прослоями с применением ПАС: а) на кварцевом, б) на карбонатном песке:

1, 3 – коэффициенты вытеснения, соответственно, для высокопроницаемого и низкопроницаемого прослоев;

2 – средний коэффициент вытеснения для модели;

n_B – обводненность продукции.

относительные коэффициенты извлечения нефти на карбонатных моделях выше, чем на кварцевых, что, вероятно, объясняется не только повышением коэффициента охвата, но и ослаблением межмолекулярной связи на границе нефть – карбонатная порода, улучшением смачиваемости пород, активизацией процессов капиллярной пропитки. Об этом свидетельствуют и визуальные качественные экспресс-исследования динамики отмыва гранично-связанной (пленочной) нефти с поверхности карбонатных образцов пород. При помещении образцов в растворы ПАС в течение первых минут происходило разрушение целостности пленок нефти с образованием мелкодисперсных капель нефти на поверхности образца с последующим интенсивным всплыванием их на поверхность раствора. В течение 6 – 12 час произошел полный отмыв нефти с поверхности пород.

Таким образом, проведенные исследования показали, что применение поверхностно-активных систем позволяет достичь перераспределения потоков закачиваемых вод в неоднородных пластах для повышения охвата их воздействием и обеспечить тем самым рост коэффициента нефтеотдачи.

Для подтверждения результатов лабораторных исследований в промышленных условиях растворами ПАС были обработаны призабойные зоны 7 нагнетательных скважин и 2^х добывающих скважин Бобровского месторождения ПО «Оренбургнефть» и 2^х нагнетательных скважин Сосновского месторождения НГДУ «Кинельнефть» Самарской губернии.

Бобровское месторождение расположено в юго-западной части Оренбургской губернии, многопластовое, монокупольное. Промышленная нефтеносность выявлена в отложениях башкирского яруса (пласт А₄) окского подгоризонта (пласты О₁, О₂ и О₅, О_{5а}) и др.

Пласт А₄ сложен карбонатными отложениями. Коэффициент расчлененности – 4,8, средняя проницаемость – 0,117 мкм², коэффициент пористости – 20%. Из пласта отобрано 86,6% от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеотдачи на момент обработки составил 43% при средней обводненности продукции – 74,9 %. Система заводнения приконтурная, блочная в сочетании с очаговой.

Пласт O_4 сложен карбонатными породами. Залежь массивно-пластового типа. Система заводнения приконтурная в сочетании с очаговой. Пласт обладает низкими емкостными ($m = 0,16$) и фильтрационными ($K = 0,097$ мкм²) характеристиками и содержит легкую, маловязкую, сернистую, высокопарафинистую нефть с высоким газосодержанием. В действующем фонде находится 121 добывающих и 40 нагнетательных скважин.

Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 37,5% при средней обводненности продукции 57,4%.

Продуктивный пласт A_4 , обработанный посредством нагнетательных скважин №№ 130,13 Сосновского месторождения Самарской губернии представлен известняками башкирского яруса с характеристиками подобными Бобровскому месторождению.

Для рассмотренных объектов актуальными задачами является повышение нефтеотдачи через интенсификацию работы нагнетательных скважин, увеличение охвата пласта воздействием, ограничение водопритока в добывающих скважинах.

Информация о скважинах, подвергнувшихся обработке поверхностно-активными составами, представлена в табл. 1.

Таблица 1.

Характеристика скважин.

Месторождение, пласт	Номер скважины	Глубина скважины, м	Интервал перфорации	Глубина установки пакера, м
Бобровское месторождение	Нагнетательные скважины			
O_1	292			
O_2	846	2584,4	2502-2510	2500
O_1	844	2621	2481-2489	—
O_2	98	2927	2520-2529	2518
O_2	402	2581	2497-2505	2568
A_4	790	2148	2079-2085	2078
A_4	787	2076	2066-2070	2075
Сосновское месторождение				
A_4	13	2230	2224-2228	2222
A_4	130	2236	2226-2234	2224

Скважины №№ 844, 846, 98 расположены в разрезающем ряду скважин пласта О₂ Бобровского месторождения.

Так как обработке подвергались карбонатные коллектора, с целью сравнительной оценки технологических возможностей предлагаемого поверхностно-активного состава подобранные скважины обрабатывались по 2-ум технологиям:

1. Обработка призабойной зоны скважин только с применением растворов ПАС.

2. Обработка ПЗС по двухрастворной схеме воздействия: в начале закачка раствора ПАС, вслед за ним – 18% раствора соляной кислоты.

Использование технологии ПАС + кислота обосновывалась двумя основными факторами:

- Закачиваемая вслед за более вязким раствором ПАС соляная кислота должна проникать в менее проницаемые и ранее не обработанные участки пласта, способствуя тем самым подключению их к фильтрации.

- При проникновении кислоты в более крупные поры, куда предварительно будет попадать раствор ПАС, последний, модифицируя поверхность поровых каналов за счет адсорбции молекул полимера [8], будет уменьшать скорость взаимодействия HCl с породой, содействуя тем самым проникновению ее в активном состоянии в более удаленные участки пласта.

Все это наряду с другими сопутствующими эффектами при незначительных материальных затратах должно способствовать усилению эффекта от производимых обработок ПЗП.

Выбор и проведение промысловых работ по воздействию на пласт осуществлялось согласно «Временной инструкции по технологии приготовления мицеллярных растворов на основе нефтяных сульфонатов для интенсификации работы скважин».

Приготовление рабочей композиции осуществлялось на базе цеха ППД либо у устья скважины. Последовательность растворения реагентов в воде была следующей: в начале растворялся полимер, затем нефтяной сульфонат и в завер-

шении в циркулирующий поток подавался углеводородный растворитель. Потребности в реагентах для приготовления 10 м³ раствора ПАС приведены в табл.2.

Таблица 2.

Компонентный и количественный состав ПАС.

Наименование химреагентов, марка	Полимер (порошкообразн.) ДКС-ОРР-49NT	Нефтяной сульфонат Карпатол-3	Углеводородный растворитель 4,3-диметил-1,3-диоксан	Вода (пресная)
Количество	15кг	5 м ³	200кг	остальное

Качество композиции контролировалось визуально, по степени однородности изготовленного раствора.

Готовый раствор ПАС насосным агрегатом на минимальной скорости закачивали в скважину с удельным объемом 0,3 – 2,0 м³ на 1 метр эффективной толщины пласта. Последовательно вслед за раствором ПАС на максимальной скорости закачивали в скважину соответствующее количество соляной кислоты, если воздействие на пласт реагентом осуществлялось комплексно совместно с НС1. Кислоту в объеме НКТ в призабойную зону продавливали водой от водовода.

Скважины выдерживались в течение 12 часов на реагирование закачиваемых растворов с пластовой системой, и затем добывающие скважины осваивались, а нагнетательные подключались к закачке воды.

До и после обработки скважин химреагентами определяли приемистость и дебит, снимали профиль приемистости, проводили на отдельных скважинах гидродинамические исследования.

Показатели промысловых обработок скважин ПАСом и композицией «ПАС + кислотный раствор» представлены в табл. 3. Результаты промысловых исследований показали достаточно высокую эффективность ОПЗ нагнетательных и добывающих скважин. Успешность операций по одиннадцати скважинам составила 100%. Суммарный прирост приемистости по девяти нагнетательным скважинам составил – 1500 м³/сут., а дебит по двум нефтяным скважинам – 11,7

т/сут. или 40,3%. В отдельных нагнетательных скважинах (№№ 292, 844, 402) произошло трехкратное увеличение приемистости и заметное выравнивание, и увеличение профилей работы скважин, что, несомненно, положительно отразилось на добыче нефти в реагирующих скважинах.

Для примера на рис. 2 приведены профили приемистости нагнетательной скважины № 846. Из представленных материалов видно, что увеличиваются

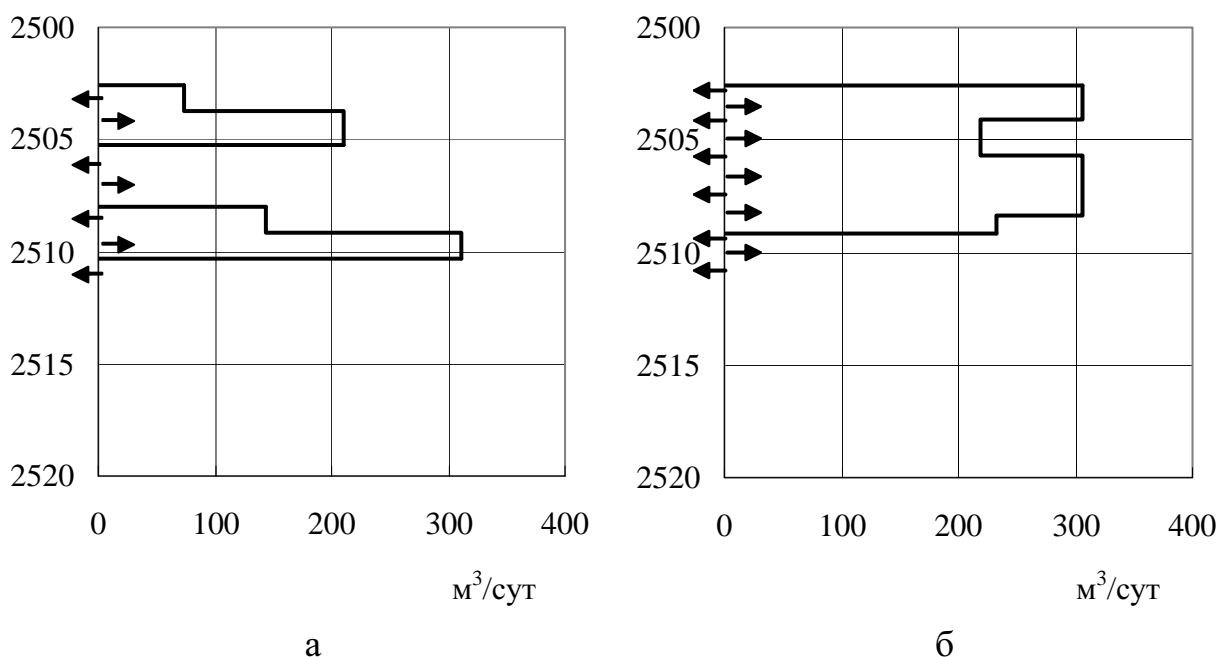


Рис. 2 – Профили приемистости пластов в скважине № 846:
а) до обработки, б) после обработки.

интервалы охвата пласта заводнением, исчезают «языки», выравниваются профили закачки воды в пласт.

Заметно улучшились гидродинамические характеристики пласта в районе обработки скважин реагентами (табл.4). Так, например, для скв. № 292: проницаемость (здесь и далее по другим параметрам средняя по методам обработки) увеличилась с 0,027 до 0,043 мкм², гидропроводность – с (4,35 до 28,5) · 10⁻¹¹ м³/Па·с, произошло уменьшение СКИН-эффекта и значительное повышение коэффициента приемистости (в 5,73 раза).

Положительные результаты от обработок отмечаются не только при закачке в ПЗС композиции «ПАС + кислотный раствор», но и при использовании «чистых» растворов ПАС (скв. № 402, 13, 130). Хотя компоненты поверхностно-

активного состава не растворяют карбонатный камень, тем не менее, за счет низких значений коэффициента поверхностного натяжения, содержания растворителей углеводородов способствуют отмыву пленочной и капельной нефти, деструктурируют фильтраты бурового раствора (глину, воду), подавляют капиллярные силы, способствуя тем самым улучшению фильтрационных свойств заблокированных участков продуктивного пласта. Доказательством подобных рассуждений являются результаты анализа эффективности геологических мероприятий, проведенных на скважинах №№ 846, 292 с момента их ввода в эксплуатацию. Ни одна из предыдущих обработок скважин по технологии простой солянокислотной обработки не вызвала столь заметное (в 2 и 5,7 раза) увеличение приемистости скважин, как после обработки поверхностно-активным составом (табл. 5).

Результаты промысловых исследований показали достаточно высокую эффективность ОПЗ ПАСом добывающих скважин №№ 212,214 Бобровской залежи: дебиты скважин увеличились соответственно на 20 и 23% при продолжительности эффекта 8,7 и 13,4 месяца. Суммарная дополнительно добытая нефть за время проявления эффекта составила 1544,9 т.

Таким образом, из анализа лабораторных и промысловых исследований успешность операции по обработке нагнетательных и добывающих скважин объясняется:

- улучшением фазовой проницаемости коллектора по воде в результате отмыва пленочной, капельной нефти;
- удалением скопившихся в призабойной зоне при закачке сточных вод, углеводородных и механических частиц;
- подавлением капиллярных сил (эффект Жамена) и подключением к фильтрации более мягких пор, улучшением смачиваемости породы за счет ультранизких значений поверхностного натяжения на границе нефть-вода-порода;

Таблица 3.

Результаты применения технологий «Поверхностно-активный состав»
и «Поверхностно-активный состав + кислотный раствор»

№ скваж.	Пласт	Состав технологии воздействия	Приемистость скв., м ³ /сут.		Дебит скважины, м ³ /сут./ обводненность. %		Прирост нагнетаем. воды (м ³ /сут.) и добычи нефти (т/сут.)	Увеличение охвата воздействием, %	Продолжительность эффекта, мес.
			до	после	до	после			
Нагнетательные скважины									
292	O ₁	ПАС + HCl	72	408	–	–	336	–	27,5
846	O ₂	ПАС + HCl	150	294	–	–	144	25,0	21,3
844	O ₁	пас + на	125	420	–	–	295	38,6	16,2
98	O ₂	пас + на	160	188	–	–	28	47,6	9,6
402	A ₄	ПАС	110	360	–	–	250	–	18,7
790	A ₄	пас + на	60	96	–	–	36	–	5,3
787	A ₄	пас + на	364	484	–	–	120	100,0	7,4
13	A ₄	ПАС	800	910	–	–	ПО	–	–
130	A ₄	ПАС	630	760	–	–	130	–	–
Добывающие скважины									
212	O ₁	ПАС	–	–	30/64	36/57	5,6	–	8,7
214	O ₁	ПАС	–	–	50/63	61,4/60	6,1	–	13,4

Примечание: скв. №№ 13 и 130 – Сосновское месторождение НГДУ «Кинельнефть». Продуктивный пласт A₄ (известняки) башкирского яруса

Результаты обработки кривой восстановления давления
на скважинах №№ 846, 292 Бобровского месторождения

Наименование параметра	Размерность	Значение гидродинамических параметров методов					
		До обработки			После обработки		
		Стандарт.	Чарный	Графо-аналитич.	Стандарт.	Чарный	Графо-аналитич.
Скважина № 846							
Проницаемость	мкм ²	0,102	0,020	0,160	0,170	0,029	0,250
Гидропроводность	(м ³ /Па·с)·10 ⁻¹¹	9,359	12,358	22,546	22,682	15,223	21,043
Пьезопроводность	м ² /с	0,0114	0,0151	–	0,0276	0,0161	–
Коэффициент приемист.	(м ³ /Па·с)·10 ⁻¹¹	1,628	3,073	–	3,612	9,701	–
СКИН-эффект	–	–	–	0,630	–	0,452	–
Скважина № 292							
Проницаемость	мкм ²	0,04	0,03	0,011	0,060	0,039	0,030
Гидропроводность	(м ³ /Па·с)·10 ⁻¹¹	3,260	1,571	8,220	44,691	18,183	22,546
Пьезопроводность	м ² /с	0,00695	0,00335	–	0,09525	0,03875	–
Коэффициент приемист.	(м ³ /Па·с)·10 ⁻¹¹	0,524	2,748	–	6,724	12,016	–
СКИН-эффект	–	–	–	0,742	–	–	0,472

Таблица 5.

Изменение параметров пласта в районе скв. № 846 и № 292 три воздействия на ПЗП различными реагентами

Дата	Вид обработки скважины	Давление, МПа			Приемистость, м ³ /сут.
		Плстовое	Буферное	Забойное	
1	2	3	4	5	6
скважина № 846					
24.11.77	СКО; 18% р-р HCl; V = 6 м ³		10,0-8,0		
23-24	Промыли водой				
11.77г.	V = 15 м ³				
28-29.11.78	Промыли водой V=35 м ³				
24.12.78		26,0			
19-26.01.79	СКО, V = 12 м ³		8,0-6,0		
19.10.79				39,0	150
24.11.80			13,4	40,9	150
12.02.81		26,4			
19.05.81				41,0	150
15.08.81		26,8	12,8	37,8	140
24.04.82	СКО, V=8 м ³				
20.07.82			12,8	37,8	140
30.10.83		26,7	12,8	37,8	140
18.01.84	Промывка водой				
15.03.84			12,0	37,0	140
13.09.84			12,0	37,0	140
20.02.85		26,8	12,0	37,0	140
27.03.85	Промывка водой				
20.07.85		26,8	12,0	37,0	140
14.12.85			12,0	37,0	100
28.07.86		26,9	12,0	37,0	100
10.06.87	СКО; 18% HCl = 12 м ³				
08.09.87		29,9	12,0	37,0	200
08.04.88			12,0	37,0	200
20.01.90			12,4	37,4	200
30.08.90	До обработки ПАС+ кисл.				120
30.08.30.09.90	Обработки скважины композицией ПАС (V = 12 м ³) + HCl (V = 8 м ³)		8,8-11,0-14,0		280
скважина № 292					
13.09.85		21,5			240
22.10.85	промывка водой				
18.04.86			12,5	33,9	240
12.06.86	промывка водой				
17.08.86			12,5	33,9	280
11.05.87	промывка водой				

1	2	3	4	5	6
18.05.87	СКО, V=6 м ³		12,0-9,0		
16.07.87			12,5	33,9	280
24.09.87		21,5			
30.11.87			12,5	33,9	280
14.01.88			12,0	33,9	300
13.07.88	СКО, V=8 м ³	23,1 •	12,0-8,7	ч	
08.11.88			12,0	33,9	330
04.02.90			8,6	30,0	250
04.09.90			9,0		72
04.09.90	Обработка скважины композицией: ПАС (V = 6 м ³)		9,0		
04.09.90	+ HCl (V = 6м ³)		11,0-9,0		
11.10.90			8,8		408

- увеличением охвата пласта воздействием за счет перечисленных факторов, а также расширение старых и образования дополнительных каналов разъедания-закачиваемой вслед за ПАСом кислотой при комплексном воздействии.

Из обобщения результатов выполненных работ можно утверждать, что поверхностно-активный состав и композиция «ПАС + кислотный раствор» могут быть использованы в сильно неоднородных по проницаемости терригенных и карбонатных коллекторах в качестве реагента для увеличения конечной и текущей нефтеотдачи пласта (остаточная нефтенасыщенность не менее 30%). Экономически целесообразные эффекты могут быть получены на всех этапах разработки, в том числе на месторождениях, продуцирующих неньютоновскую нефть с вязкостью не более 100 мПа·с. Мощность пласта не лимитируется, пластовое давление должно быть для добывающих скважин не менее 8,0 МПа, температура пласта и окружающей среды не менее 3°С.

Следует отметить относительную дешевизну поверхностно-активного состава и доступность компонентов, входящих в него. Так, активные компоненты состава – нефтяной сульфонат, полимер и другие составляют от 0,05 до 5 %, а остальное – вода. Основные компоненты состава выпускаются на отечественных нефтехимических комбинатах.

Таким образом, положительные результаты промысловых работ позволяют рекомендовать поверхностно-активный состав и композицию «ПАС + кислотный раствор» для широкого использования их на нефтедобывающих предприятиях страны.

Литература

1. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно активных веществ / Г.А.Бабалян, А.Б.Тумасян, Б.И.Леви и др. – М.: Недра, 1983 – 216 с.
2. Сургучев М.А. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 235 с.
3. Сургучев М.А., Симкин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах.// Нефтяное хозяйство. – 1988.- №9, – 31-36 с.
4. Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Применение оторочек мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов.// Нефтяное хозяйство, – 1976. – №6. – 43-44 с.
5. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения./ Р.Х.Муслимов, А.М.Шавалеев, Р.Б.Хисамов, И.Г.Юсупов. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – т.П – 286 с.
6. Нефтевытесняющие свойства поверхностно активных составов./ В.П. Городнов, Е.И.Лискевич, В.И.Щелепко и др. – Н.Х.М.: Недра, 1990. – 45-48 с.
7. Городнов В.П.Технология регулирования разработки с помощью поверхностно-активного полимерсодержащего состава – ПАПС.// Нефтяное хоз-во, – М., 1989. – № 8. – 41-45 с.
8. Химические методы в процессах добычи нефти.// Под редакцией академ. Н.М. Эмануэля и проф. Г.Е. Зайкова.- М.: Недра, 1987.- 239 с.