

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОСНОВАНИЕ
И ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАКАЧКИ “ПДС+ПАВ”
В ПОРОВО-КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИННЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ
БАЛКАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНК “БАШНЕФТЬ”**

Гафаров Ш.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Одним из факторов затрудняющих процесс разработки карбонатных коллекторов является наличие трещиноватости в породах коллектора. Из-за прорыва закачиваемой воды не удастся обеспечить эффективное поддержание пластового давления и вытеснение нефти. Значительное количество углеводородов остается в блоках, матрицах в виде остаточной нефти.

Закаченная в пласт вода может продвигаться к добывающим скважинам, согласно /1/, равномерно по всей объемной сетке трещин, если скорость ее движения по трещинам не будет превышать скорости флюидообменных процессов, которые в свою очередь являются функцией густоты трещин и микротрещин, т.к. чем меньше пористые блоки, тем быстрее происходит вытеснение нефти за счет капиллярно-гравитационных, гидродинамических и прочих сил. В противном случае движение воды будет носить неравномерный (избирательный) характер и охват трещинно-порового объема процессом вытеснения будет неполным. На практике наблюдается одновременное сосуществование двух процессов: равномерное продвижение фронта вытеснения и избирательные прорывы воды по сложной траектории взаимно пересекающихся трещин разного структурного уровня. Как правило, в реальных условиях из-за сложности рассматриваемой системы, неверного выбора режима работы пласта преобладает процесс избирательного прорыва воды.

Значительное влияние на процессы извлечения нефти в порово-трещиноватых, трещинных коллекторах оказывает соотношение между пластовым и боковым горным давлением. В условиях где боковая составляющая горного давления превышает пластовое, трещины плотно сжаты и объемная сетка трещин не столь эффективно себя проявляет. Это вызывает образование невырабатываемых целиков нефти, уменьшает коэффициент охвата пласта вытеснением.

Управление пластовым давлением, его перераспределением с целью создания условий для перетока нефти по трещинам из слабопроницаемых коллекторов в высокопроницаемые зоны, из которых нефть легко извлекается через систему пробуренных скважин – один из наиболее доступных и возможных способов повышения добычи и коэффициента извлечения нефти из карбонатных коллекторов.

Таким образом, исходя из особенностей строения порово-трещиноватых карбонатных коллекторов можно утверждать, что как и в терригенных пластах актуальными направлениями повышения нефтеотдачи пластов являются

увеличение коэффициента охвата пласта воздействием ($K_{\text{охв}}$) и коэффициента вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) водой.

Существует достаточно большое число технологий направленных на увеличение $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{охв}}$ пласта вытеснением, тем не менее они недостаточно эффективны. Исследования показали, что в указанных коллекторах перспективными могут быть комплексные технологии отвечающие следующим требованиям:

- обеспечивающие эффективное и регулируемое во времени блокирование выработанных трещин и околотрещинных зон, хорошо проницаемых участков пласта с достаточно высоким остаточным фактором сопротивления, как можно длительно сохраняющимся в процессе разработки.

- содержание или образование в составе комбинированной технологии реагентов взаимодействующих с породой и нефтью (ПАВы, щелочи, кислоты и др.) и изменяющие тем самым баланс молекулярно-поверхностной энергии в пласте в пользу подавления аномалий вязкости нефти, активизации процессов капиллярно-гравитационной сегрегации нефти из матриц, блоков пласта, отмыва пленочной и капельной нефти, искусственного увеличения фильтрационной способности породы и уменьшения тем самым неоднородности продуктивного пласта.

- не образующих в объемной сетке трещин и каверн нерастворимых образований (солей, конгломератов) “намертво” запечатывающих трещины и микротрещины, ибо последние являются местом аккумуляции капиллярно и гравитационно вытесненной нефти и путями миграции ее к забоям добывающих скважин.

Одним из удачных решений задач ограничения движения вод в удаленные от скважины зоны является закачка в обводненные пласты полимер-дисперсные системы (ПДС). Основными компонентами ПДС являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Путем выбора концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера, в результате чего образуются глино-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами устойчивыми к размыву потоком.

На сегодня на основе многочисленных широкомасштабных теоретических, лабораторных и опытно-промысловых работ [2] показана эффективность указанной технологии в различных геолого-промысловых условиях, особенно в терригенных коллекторах.

Одним из недостатков рассматриваемой технологии является ограниченность его применения по приемистости нагнетательных скважин (нижний придел 250-300 м³/сут).

Учитывая, что большинство пробуренных водонагнетательных скважин в порово-кавернозно-трещиноватые карбонатные коллектора обладают высокой приемистостью, полимер-дисперсные системы могут оказаться эффективной технологией воздействия на пласт.

Использование технологии ПДС в “чистом” виде позволяет влиять лишь на $K_{\text{охв}}$ пласта вытеснением. Эффект от воздействия ПДС может быть значительно увеличен, если растворы полимер-дисперсных систем использовать в комбинации с другими реагентами (ПАВ, кислотами, растворителями и др.).

В 1991 г. нами, одними из первых, с целью обоснования возможности использования ПДС и оценки технологической эффективности, была произведена закачка системы по технологии “ПДС+ПАВ” в порово-кавернозно- трещиноватые карбонатные коллектора Балкановского месторождения АНК “Башнефть” /3/.

Так, как карбонатные породы по структуре пустотного пространства, по химическому и минералогическому составу представляют совершенно другой тип породы, опытно-промышленным работам предшествовали лабораторные исследования, целью которых было:

- изучение особенностей взаимодействия полимер-дисперсных систем с карбонатной подложкой.

- установление оптимальной последовательности закачки технологических жидкостей системы “ПДС+ПАВ”.

В проводимых исследованиях моделью пласта служили насыпные пористые среды из кварца и дезагрегированных карбонатных пород нижнефаменского подъяруса Балкановского месторождения, подготовка которых производилась в соответствии с требованиями отраслевого стандарта /4/.

В экспериментах по вытеснению на стандартной экспериментальной установке были соблюдены основные критерии гидродинамического подобия, вытекающие из работ Д.А.Эфроса, Ш.К.Гиматудинова и др. /5,6/. Кроме того, объемные расходы вытесняющей жидкости подбирались с учетом реальных значений скоростей фильтрации в пласте при разработке нефтяных месторождений.

В первой серии экспериментов оценивалось влияние минералогического и химического состава карбонатных пород на подвижность жидкостей до и после закачки растворов ПДС. Опыты проводились на отдельных моделях пласта длиной 1 м, диаметром – 0,03 м, заполненных в одном случае кварцевым песком, в другом – карбонатным той же фракции и подготовленные к опытам по одной и той же методике.

После определения коэффициента начальной проницаемости по сточной воде, в модель попеременно циклически подавался технологический раствор ПДС в количестве одного объема пор ($1 V_{пор}$) при постоянном перепаде давления 0,5 МПа, включающий растворы полимера ($C_0=0,05$ % мас.) и глинистой суспензии ($C_0=0,25$ % мас.). После подачи ПДС модель оставляли в покое на реагирование (24 часа) и затем, при тех же режимах закачивалась сточная вода. В ходе эксперимента периодически оценивалась проницаемость модели и вычислялся коэффициент подвижности воды (K/μ) в пористой среде от объема прокаченной жидкости, а по известным значениям подвижности определялся текущий и остаточный фактор сопротивления, как отношение начальной подвижности к текущей и конечной подвижностям.

Результаты исследований как среднее значение по трем опытам в моделях с кварцевой и карбонатной пористой средой представлены на рис. 1.

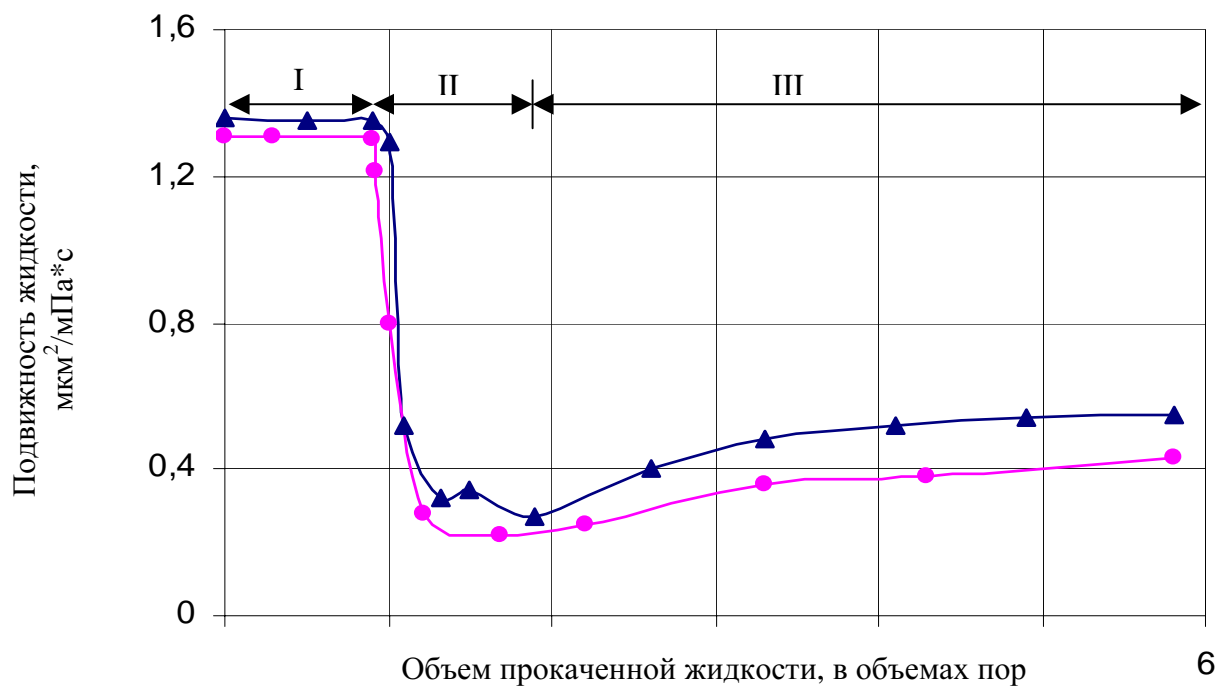


Рис. 1 Изменение подвижности воды после прокачки раствора ПДС сквозь модели с различными типами пористых сред

Δ – кварцевая

○ – карбонатная

I и III – области фильтрации воды; II – область фильтрации ПДС.

Анализ рисунка позволяет утверждать, что в результате закачки ПДС в структуре порового пространства произошли изменения. Более ярче это проявилось в карбонатных пористых средах. Так, подвижность пластовой воды на кварцевой модели после фильтрации 5,8 объемов пор восстановилась до 40,4 %, в то время как на карбонатной модели до 33 %. При этом фактор остаточного сопротивления на кварцевой и карбонатной модели составил соответственно 2,47 и 3,05. Динамика разрушения ПДС и восстановления подвижности воды происходят в карбонатах более медленнее, чем в кварцевых моделях.

Полученные результаты свидетельствуют о более прочном удержании компонентов ПДС в структуре порового пространства карбонатных пород, что, вероятно, объясняется более тесными адсорбционными связями молекул полимеров с подложкой породы. Об этом свидетельствуют наши исследования /22/ и работы других экспериментаторов /20,21/.

Выбор последовательности закачки реагентов в пласт и оценка их эффективности производилась на неоднородной модели, представляющей собой двухслойную гидродинамически не связанную пористую среду. Были выполнены четыре серии экспериментов, моделирующих различные варианты технологий воздействия на неоднородный пласт (табл. 1).

В начале общим для всех серий экспериментов являлось создание остаточной нефтенасыщенности. Для чего на первом этапе вытеснение нефти из нефтенасыщенной двухслойной модели (без связанной воды) производилось

сточной водой из системы ППД Балкановского месторождения до полного обводнения поступающей жидкости.

На последующих этапах каждой из серии производили довытеснение нефти из двухслойной модели одной из рассматриваемых технологий.

В экспериментах оценивали коэффициенты вытеснения и довытеснения нефти водой после воздействия на модели реагентами по технологическим схемам серий, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Результаты вытеснения нефти на двухслойной модели различными технологическими растворами

№№	Наименование показателя	Значение показателя		
		низкопроницаемый слой	высокопроницаемый слой	общий по модели
1 серия: довытеснение раствором ПАВ				
1	Коэффициент вытеснения, %	47,3	64,1	55,7
	- водой			
	- довытеснение оторочкой ПАВ (объем оторочки 10% $V_{пор}$, $C_0=2,5$ % масс.)			
2	Дополнительно вытесненная нефть, %	2,6	7,5	5,1
2 серия: довытеснение по схеме закачки только ПДС				
3	Коэффициент вытеснения, %	48,7	66,7	57,7
	- водой			
	- ПДС			
4	Дополнительно вытесненная нефть, %	15,6	5,2	10,4
3 серия: довытеснение по схеме закачки "ПАВ+ПДС"				
5	Коэффициент вытеснения, %	46,9	65,4	56,2
	- водой			
	- ПАВ+ПДС			
6	Дополнительно вытесненная нефть, %	17,9	8,7	13,3
4 серия: довытеснение по схеме закачки "ПДС+ПАВ"				
7	Коэффициент вытеснения, %	47,5	65,1	56,3
	- водой			
	- ПАВ+ПДС			
8	Дополнительно вытесненная нефть, %	26,1	6,2	16,2
Примечание: Пористость и проницаемость карбонатных насыпных моделей в различных сериях экспериментов были близки и варьировали в узких пределах. Для низкопроницаемого слоя: пористость – от 28,7 до 31,2 %, керосинопроницаемость – от 0,88 до 0,93 мкм ² . Для высокопроницаемого слоя: пористость – от 34,6 до 35,4 %, керосинопроницаемость – от 2,31 до 2,7 мкм ² .				

Анализ результатов исследований показал, что наиболее успешными технологиями довытеснения нефти оказались технологии ПДС в сочетании с растворами ПАВ. Причем более эффективной оказалась технология, при которой раствор ПАВ закачивался после подачи технологических жидкостей ПДС.

Дополнительно вытесненная по этой схеме нефть в среднем на модели составила 16,2 %, что на 3 % выше дополнительно добытой нефти по схеме “ПАВ+ПДС” и на 5,8 % выше при использовании только “чистой” технологии ПДС. Важно отметить, что основную часть дополнительно добытой нефти по схеме “ПДС+ПАВ” составляет нефть из низкопроницаемого прослоя (~81 %). Это в 1,67 и в 1,45 раз выше соответственно для схем закачки с использованием только ПДС и ПАВ+ПДС.

Существенная разница в дополнительно добытой нефти при использовании ПДС в сочетании с растворами ПАВ объясняется следующим:

Во-первых, согласно исследованиям /2/, ПАВы увеличивая набухаемость полимердисперсной системы без разрушения ее структуры, приводят к росту остаточного фактора сопротивления (на 30...40 %). Это способствует большему проявлению эффекта блокирования как во времени, так и с позиции увеличения охвата пласта воздействием.

Во-вторых, закачиваемый концентрированный раствор ПАВ вслед за полимер-дисперсной системой, в основном попадает в низкопроницаемый участок пласта. За счет диффузии ПАВ из водного раствора в нефть, улучшаются реологические характеристики, остающейся за фронтом вытеснения аномально-вязкой нефти (капельной, четочной, гранично-связанной, застойной). Как показали наши исследования /7/ увеличивается подвижность нефти при градиентах давлений меньших градиента предельного разрушения структуры. За счет образования эмульсии “нефть-вода” возрастает вязкость вытесняющего агента на фронте вытеснения, что увеличивает микроохват пласта вытеснением.

Особо значима роль поверхностно-активных веществ в карбонатных коллекторах с порово-трещиноватыми, порово-кавернозно-трещиноватыми коллекторами. В результате блокирования ПДС высокопроницаемых выработанных систем трещин и прилегающих к ним зон идет перераспределение давления нагнетания, и на участках ПЗП, где давление закачки воды превышает боковое давление (давление распора), раскрывается сеть ранее не участвовавших и новых трещин, микротрещин, куда и попадают высококонцентрированные растворы ПАВ. Т.к. удельная поверхность последних значительно меньше (на несколько порядков) удельной поверхности фильтрации пор поровой структуры, то концентрированные растворы ПАВ не теряя, за счет адсорбции, своих свойств достигают удаленных нефтенасыщенных зон пласта, вступая с блоками и микроблоками в активный гидродинамический и капиллярно-гравитационный обмен флюидами, что способствует дополнительному вытеснению нефти из пласта.

На основе выполненных экспериментальных работ с учетом выявленных особенностей проявления механизма взаимодействия ПДС с карбонатными породами и установления оптимальной технологии подачи в пласт (последовательности) технологических жидкостей ПДС и раствора ПАВ было проведено промысловое испытание указанной технологии, как отмечалось, в карбонатных отложениях нижнефаменского подъяруса Балкановского месторождения.

Коллекторами нефти являются пористо-каверновые разности известняков, залегающие в разрезе в виде прослоев среди плотных известняков и доломитов. Для продуктивной части разреза характерна трещиноватость пород и наличие стилолитовых швов.

Пористость продуктивных отложений по керну изменяется от 6,1 % до 16,8 % (средняя 10,5 %). Проницаемость от долей до 0,070 мкм².

Плотность пластовой нефти – 841 кг/м³, вязкость – 4,33 мПа·с; содержание, %: асфальтенов – 2,82, смол – 11,91, парафина – 4,14.

На момент промыслового эксперимента (сентябрь 1991 г.) залежь разбурена сеткой 18-42 га/скв и разрабатывается с ППД, путем очагового и приконтурного заводнения. Максимальная годовая добыча нефти достигнута в 1982 г.

В качестве опытного избран участок, расположенный между нагнетательными скважинами №№208, 255 и 196. Для закачки ПДС+ПАВ (АФ₉-12) выбрана водонагнетательная скважина №208.

При воздействии на пласт последовательно было закачено 2500 м³ ПДС, в т.ч.: 1250 м³ раствора полимера (ПАА, С₀=0,05%), 1250 м³ глинистой суспензии (С₀=2,5 %). Затем 800 м³ раствора ПАВ (АФ₉-12, С₀=2,5 %). По истечению 36 часов скважина была пущена под закачку воды.

Анализируя результаты воздействия можно отметить следующее: среднее давление закачки воды в водонагнетательную скважину до закачки в пласт ПДС+ПАВ равнялось 7 МПа после закачки на том же режиме увеличилось в 1,23 раза и составило – 8,61 МПа. При этом приемистость скважины до закачки составляла 550 м³/сут, после – 420 м³/сут., т.е. уменьшилась на 24 %.

Коэффициент охвата пласта в скважине после закачки ПДС+ПАВ в целом снизился с 71 % до 58 %. В то же время в пределах верхней половины интервала перфорации он вырос с 48 до 70 %, что объясняется увеличением фильтрационного сопротивления промытых высокопроницаемых обводненных интервалов продуктивного пласта в результате блокирующего действия ПДС+ПАВ и, как следствие этого, включение более активную разработку низкопроницаемых слаборботающих или ранее не работающих пропластков, трещин, микротрещин коллектора.

Оценка технологического эффекта по кривым вытеснения (по Сазонову Б.Ф., Камбарову Г.С., Пирвердян А.М.) показало, что произошло снижение среднегодовой обводненности продукции реагирующих скважин за время проявления эффекта (1992...1997) на 12,85 % (максимальное 20,4 % в 1994 г.) При этом предельное снижение воды наблюдается на второй и третий года после закачки ПДС+ПАВ.

Применение ПДС одновременно привело к резкому росту добычи нефти. С начала 1992 г. среднегодовая дополнительно добытая нефть составила 2651,3 т. Суммарная дополнительно добытая нефть за счет воздействия рассмотренной технологией достигла на конец 1997 г. 16329 т. нефти при продолжающемся проявлении эффекта.

Расчет экономической эффективности подтвердил целесообразность применения технологии: себестоимость добычи 1т нефти снизилась на 1,5 руб. Прирост прибыли, оставшейся в НГДУ “Аксаковнефть” АНК “Башнефть” равен 3150,0 тыс.руб. Чистый дисконтированный доход составил за 1991-1997 гг. – 3530,0 тыс.руб.

Таким образом, лабораторные и опытно-промысловые работы подтвердили целесообразность и высокую эффективность использования рассмотренной технологии в порово-трещиноватых и порово-кавернозно-трещиноватых коллекторах.

Литература:

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра – 1988 – 149 с.
2. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО “Недра-Бизнес-Центр”, 2002. – 639 с.
3. Газизов А.Ш., Гафаров Ш.А., Кабиров М.М., Султанов В.Г. О закачке ПДС в карбонатные коллекторы на опытном участке Балкановского месторождения. // Сб. науч. трудов “Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений” – Уфа, изд-во УГНТУ, 1999 – С. 27-33
4. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86 – М.: Недра, 1988.
5. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – Ленинград, Гостоптехиздат, 1963 – 353 с.
6. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982 – 311 с.
7. Гафаров Ш.А. Аномально-вязкие нефти и их влияние на фильтрационную структуру порового пространства // В кн. Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12-го Европейского симпозиума “Повышение нефтеотдачи пластов” – Казань, 2003 – С. 70-73.