

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Котенёв А.Ю., Кондрашев О.Ф.

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

Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А.

Башкирский государственный университет, г.Уфа

Для расчета параметров вытеснения нефти при заводнении построена математическая модель, учитывающая совместную и отдельную эксплуатацию пластов. Для яснополянского горизонта одного из крупных месторождений Пермско-Башкирского свода получены регрессионные уравнения, которые позволяют прогнозировать параметры неоднородности, влияющие на степень выработки запасов, а также выделять зоны с наибольшими коэффициентами нефтеотдачи. Применение физико-химических методов воздействия позволяет увеличить срок жизни скважины и продолжительность рентабельной эксплуатации продуктивных пластов.

Ключевые слова: коэффициент проницаемости, неоднородность, обводненность, регрессионная модель, поверхностно-активное вещество (ПАВ)

При заводнении слоисто-неоднородных пластов обводнение залежи происходит крайне неравномерно. Вода прорывается в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам, оставляя не вытесненной нефть в низкопроницаемых слабо дренируемых зонах. Массовый прорыв воды приводит к высокому обводнению добываемой продукции, что влечет необходимость отключения таких скважин. При слабой гидродинамической взаимосвязи пропластков с различными фильтрационными параметрами борьба с обводненностью продукции ведется с помощью физико-химических методов воздействия, основной целью которых является создание гелевых барьеров или осадков в промытых водонасыщенных зонах пласта [1].

Моделирование процесса извлечения нефти заводнением выполнено для продуктивных пластов яснополянского надгоризонта одного из крупных месторождений Пермско-Башкирского свода, геолого-физические характеристики которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физические характеристика продуктивных пластов

Продуктивный пласт	Общая толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент расчлененности, д.е.	Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Проницаемость, мкм ²
Пласт Бб1						
Максимальное	20,0	14,6	3,0	25,6	95,1	1993,4
Минимальное	0,1	0,2	1,0	12,1	50,9	1,8
среднее	8,1	0,3	1,3	16,7	79,2	158,8
Пласт Бб2						
Максимальное	39,0	25,4	10,0	25,9	95,3	2184,6
Минимальное	4,7	0,2	1,0	12,1	50,9	1,8
среднее	17,6	1,6	1,9	19,8	87,1	543,2

Расчет параметров вытеснения нефти заводнением производится с использованием двумерной по вертикальному сечению численной модели двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородном пласте. Предполагается, что пласт разрабатывается системой скважин, с расстоянием между нагнетательным и добывающим рядами равным 500 м. Разработка неоднородного по фильтрационно-емкостным свойствам пласта ведется с поддержанием пластового давления путем заводнения (рис. 1). Предполагается, что между пропластками отсутствует массообмен, жидкость и скелет пласта несжимаемы. При обычном способе заводнения, т.е. при вытеснении нефти водой по наиболее проницаемому пропластку происходит обводнение пласта. В условиях значительной вариации параметров неоднородности и с целью наиболее достоверного определения эффективности заводнения рассмотрено несколько вариантов расчетов как при совместной, так и отдельной эксплуатации пластов:

- значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 10 раз превышает значения пласта Бб2;
- значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 100 раз превышает значения пласта Бб2;
- значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 1000 раз превышает значения пласта Бб2;



Рис. 1. Геометрия задачи:

1, 2 – пропластки с различной проницаемостью

Математическая постановка задачи состоит из системы уравнений неразрывности и движения для каждой фазы, дополненной начальными и граничными условиями. Рассматривается задача плоского вытеснения, соответствующая рядной системе заводнения.

Уравнения неразрывности для фаз с учетом уравнения движения в форме закона Дарси:

$$m^j \frac{\partial}{\partial t} (S_i^j) = \frac{\partial}{\partial x} \left(k^j \frac{k_i(S_2^j)}{\mu_i} \frac{\partial P^j}{\partial x} \right); \quad i=1,2; \quad j=1,2; \quad 0 \leq x \leq L, \quad (1)$$

где индекс i – номер фазы (1 – нефть, 2 – вода), а индекс j – номер пропластка.

Для удобства решения задачи при заданной приемистости скважины на границе пласта преобразуем систему уравнений к следующей форме::

$$m^j \frac{\partial S_2^j}{\partial t} + q^j \frac{\partial}{\partial x} (F(S_2^j)) = 0; \quad (2)$$

$$F(S_2) = \frac{k_2(S_2)}{k_2(S_2) + \frac{\mu_2}{\mu_1} k_1(S_2)},$$

где $q^j = \frac{Q^j}{H^j A}$; Q^j – приемистость одной скважины в пропласток j ; H^j – толщина пропластка, A – расстояние между скважинами в ряду.

Для сопоставления результатов, получаемых при раздельной и одновременной закачке в пласты, рассмотрим две отдельные задачи. Для задачи раздельного вытеснения рассмотрим задачу с заданной приемистостью скважины, для задачи совместного вытеснения рассмотрим задачу с заданным давлением закачки.

В первой задаче замыкающие условия для уравнения (2) примут вид:

$$S_2^j|_{x=0}=1, \quad S_2^j|_{t=0}=0.$$

Во второй задаче замыкающие условия для системы (1):

$$S_2^j|_{t=0}=0;$$

$$P^j|_{x=L}=P_{pr}, \quad P^j|_{x=0}=P_{inj}(t), \quad S_2^j|_{x=0}=1.$$

При этом должны соблюдаться условия равенства суммарной приемистости в первой и второй задаче:

$$\sum_j Q^j = Q;$$

$$\sum_j \frac{k^j}{\mu_2} \left(\frac{\partial P^j}{\partial x} \right)_{x=0} H^j A = Q.$$

На рис. 2 приведены результаты расчета обводнения продукции скважины для различных условий эксплуатации. Для обычной схемы заводнения наблюдается раннее обводнение скважины по высокопроницаемому пропластку. При раздельной эксплуатации пропластков можно путем регулирования приемистости в каждом из пропластков предупредить раннее обводнение продукции скважины. Параметры расчета: толщины пластов 5 м, отношение вязкостей нефти/воды – 5, пористость 20 %, расстояние между скважинами 500 м.

Таким образом, из приведенных графиков, для условий продуктивных пластов бобриковского горизонта месторождения Пермско-Башкирского свода, можно сделать вывод, что при соотношении проницаемости двух пропластков менее чем в 10 раз эффект от применения отдельно-раздельной эксплуатации может быть не достигнут. Данный подход позволит выделить первоочередные скважины для использования технологии отдельно-раздельной эксплуатации.

При организации раздельной закачки воды в пласты с соотношением проницаемости в 100 и 1000 раз темпы обводнения снижаются и эффективность вытеснения нефти возрастает (рис. 2).

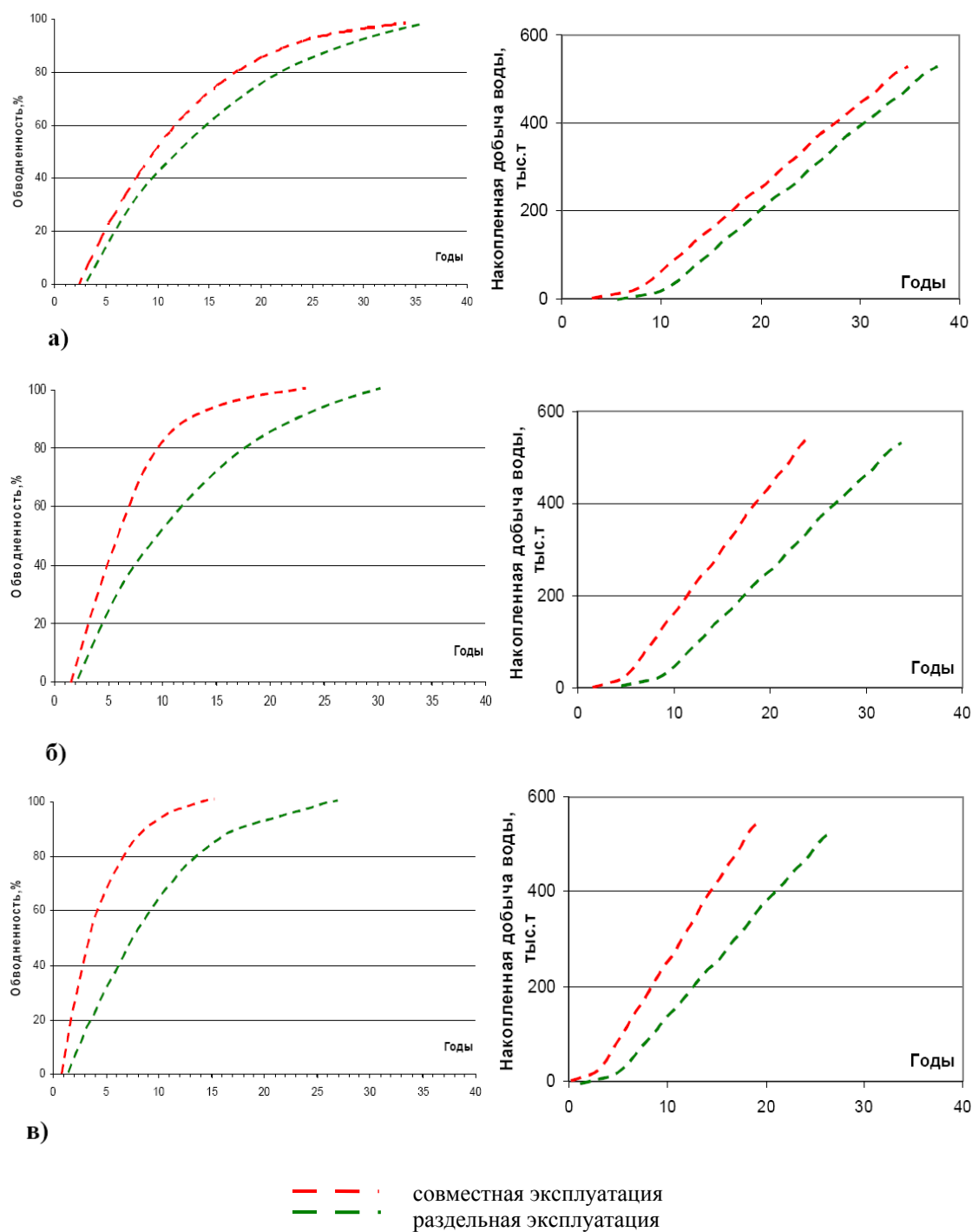


Рисунок 2. Расчет обводнения добываемой продукции скважин и накопленной добычи воды при различных соотношениях проницаемости пластов:

- а) значение проницаемости пласта Б1 в 10 раз превышает значения пласта Б2;
- б) значение проницаемости пласта Б1 в 100 раз превышает значения пласта Б2;
- в) значение проницаемости пласта Б1 в 1000 раз превышает значения пласта Б2

Выполненное моделирование эффективности совместной и раздельной эксплуатации неоднородных пластов позволяет сделать вывод о том, что организация раздельной эксплуатации технологически, а следовательно и экономически эффективна лишь при определенных соотношениях проницаемостей – более 10 раз. Следовательно, для достижения наибольшей технологической и экономической эффективности при выделении двух совместно-разрабатываемых пластов в отдельные объекты эксплуатации необходимо ранжировать пробуренный фонд эксплуатационных скважин (в первую очередь нагнетательных) по величине разброса значений проницаемости пластов в каждом самопересечении. И разделять добычу и закачку при превышении соотношения проницаемостей более чем в 10 раз.

Степень выработки запасов нефти обусловлена различными геолого-технологическими причинами. Сложность геологического строения месторождения часто характеризуется неблагоприятными коллекторами, а именно: низкопроницаемыми, низкопористыми, прерывистыми, сильно расчлененными пластами, пластами с малой нефтенасыщенной толщиной и низкой нефтенасыщенностью, пластами с двойной пористостью и проницаемостью. Все перечисленные параметры в большей или меньшей степени оказывают влияние на степень выработки запасов нефти.

Яснополянский горизонт на рассматриваемом месторождении включает пласты: Тл_{2-а}, Тл_{2-б}, Бб₁ и Бб₂. Отдельные участки продуктивных пластов с относительно однородными коллекторскими свойствами характеризуются высокими показателями выработки и обводненности. Следует отметить и то, что в пределах месторождения имеются зоны, характеризующиеся неблагоприятными коллекторскими свойствами, но высокой степенью извлечения нефти, что обусловлено значительной плотностью сетки скважин.

С целью количественной и качественной оценки влияния параметров неоднородности проведено геолого-статистическое моделирование, которое заключалось в построении регрессионных моделей и их анализе. В качестве параметров неоднородности продуктивных пластов, оказывающих влияние на эффективность разработки, были использованы: коэффициент расчлененности и вариации нефтенасыщенной мощности, проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Исходная матрица рассматриваемых факторов была пронормирована. В статистической

обработке было использовано 136 скважин. Регрессионный анализ проводился в программе Statgraphics Plus 5.0. В качестве зависимого параметра выбирались значения дисперсии и вариации накопленных отборов нефти (DQ_n и Vq_n), дебитов нефти (Dq_n , Vq_n), дебитов воды (Dq_v , Vq_v) и обводненности (Df , Vf), а в качестве влияемых параметров: коэффициент расчлененности (R_{sch}) и вариации нефтенасыщенной мощности (W_{Hnas}), проницаемости (W_{pr}), пористости (W_{por}), нефтенасыщенности (W_{nnas}).

Значение дисперсии технологических параметров рассчитывалось по скважинам в период с начала падения добычи нефти по текущую дату.

Построение регрессионной модели на примере анализа вариации обводненности включает следующие этапы.

На первом этапе в статистической обработке использовались все исследуемые объекты. Анализ результатов показал, что коэффициент корреляции для данной выборки имеет низкое значение – 1,7 %, а коэффициент множественной корреляции – 0 %, т.к. часть значений выборки находится на значительном удалении от линии тренда, чем сильно занижает значение коэффициента корреляции и делает полученную геолого-статистическую модель недостоверной.

На втором этапе с целью увеличения достоверности модели необходимо исключить объекты, выбивающиеся из общей совокупности. В результате отсева таких объектов, значения выборки распределяются равномерно вдоль линии тренда, а значения коэффициентов корреляции и множественной корреляции возросли – 65,4 % и 63 % соответственно. После такого отсева значений достоверность геолого-статистической модели можно считать приемлемой (рис. 3).

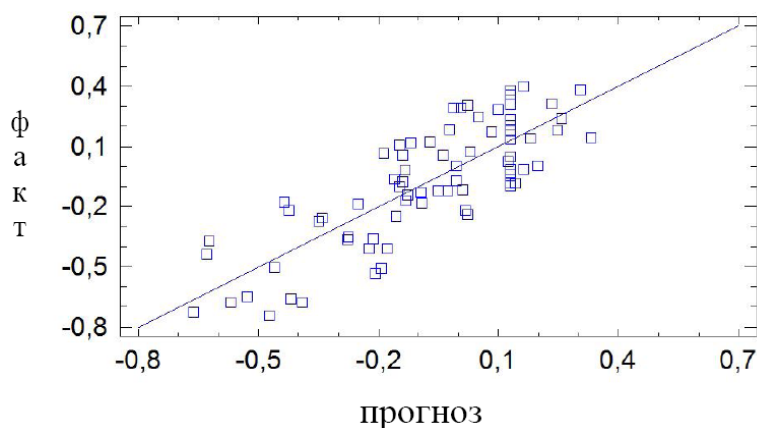


Рисунок 3. Распределение скважин (выборки) при расчетных и фактическом коэффициентах корреляции.

На третьем этапе выделяются параметры, которые не влияют на исследуемый фактор. Для этого независимые параметры подвергаются статистическому анализу Дарбина-Уотсона, данная статистика вычисляется по формуле: $DW = 2 - 2p$, где p – коэффициент корреляции между значениями случайной переменной, т.е. при полном отсутствии корреляции между ошибками $DW = 2$, а параметр p равен 0; если же параметр p меньше 0,01, то статистически значимая взаимосвязь между переменными 99 %; если параметр p меньше 0,05, то статистически значимая взаимосвязь 95 %, что является приемлемым, но если параметр p больше или равен 0,1, то следовательно значение не является статистически значимым более чем на 90 % и это значение следует удалить из геолого-статистической модели. Параметр p для значения расчлененности равен 0,96, следовательно, значения расчлененности являются статистически значимыми всего лишь на 4 %, и не влияют на достоверность геолого-статистической модели [2].

Для яснополянского горизонта получены регрессионные модели, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Регрессионные модели для яснополянского горизонта

Регрессионная модель	Коэффициент корреляции	Количество данных в выборке	Не влияющие параметры
$DQ_n = -0,32 - 0,0469 * W_{por} + 0,0136 * WH_{nna} + 0,0095 * Rasch + 0,38 * W_{nna} - 0,052 * W_{pron}$	60,7 %	58	WH _{nna}
$Vq_n = -0,46 - 0,84 * W_{por} + 0,67 * WH_{nna} + 0,039 * Rasch + 3,88 * W_{nna} - 0,696 * W_{pron}$	67,4 %	60	-
$Dq_n = -0,120712 + 0,00038 * WH_{nna} + 0,00025 * Rasch - 0,0014 * W_{por} + 0,00079 * W_{nna} - 0,00025 * W_{pron}$	66,5 %	50	W _{nna}
$Vq_n = -0,296 + 1,095 * W_{por} + 0,154 * WH_{nna} + 0,0137 * Rasch - 0,889 * W_{nna} - 0,14 * W_{pron}$	63,6 %	65	Rasch
$Dq_v = -0,097 + 0,0011 * W_{por} + 0,00024 * WH_{nna} - 0,0000024 * Rasch - 0,00038 * W_{nna} - 0,00018 * W_{pron}$	63 %	65	Rasch
$Vq_v = -0,204 - 0,145 * W_{por} + 0,0755 * WH_{nna} + 0,0098 * Rasch + 0,286 * W_{nna} - 0,065 * W_{pron}$	68,3 %	60	-
$Df = -0,093 + 0,0155 * W_{por} + 0,00197 * WH_{nna} - 0,000397 * Rasch - 0,0277 * W_{nna} + 0,0016 * W_{pron}$	68,4 %	50	-
$Vf = 0,128 - 1,517 * W_{por} + 0,3349 * WH_{nna} + 0,000776 * Rasch + 3,468 * W_{nna} - 0,74 * W_{pron}$	65,4%	75	Rasch

Основываясь на полученных результатах, можно сделать следующие выводы: выполненный анализ и сопоставление карт выработки запасов с картами неоднородности, а также геолого-статистическое моделирование для геолого-физических условий одного из месторождений Пермско-Башкирского свода, позволили достоверно определить параметры неоднородности, которые оказывают наибольшее влияние на степень выработки запасов, а именно: вариации проницаемости и пористости.

Используя данный подход, представляется возможным прогнозировать какие именно параметры неоднородности влияют на степень выработки запасов, а также выделять зоны с наибольшими прогнозируемыми коэффициентами нефтеотдачи.

Регулирование разработки неоднородных продуктивных пластов возможно применением технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, а также избирательным воздействием на призабойную зону отдельных пластов или пропластков с целью повышения эффективности работы пласта и скважины. Для этой цели разработаны способы обработки призабойной зоны пласта:

- способ гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта;
- способ обработки призабойной зоны пласта с использованием акрилового ряда и разъедающих веществ.

Гидрофобная обработка призабойной зоны продуктивного пласта относится к способам повышения продуктивности скважин и ограничения притока пластовых вод с целью повышения нефтеотдачи пластов с использованием физико-химических методов воздействия. Данная разработка позволяет увеличить срок жизни скважины и продолжительности рентабельной эксплуатации продуктивных пластов.

Техническим результатом является повышение эффективности и надежности ограничения водопритока, придание поверхности порового пространства продуктивного пласта водоотталкивающих свойств без уменьшения эффективного сечения транспортных каналов. В способе гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, включающем нагнетание в порово-трещинное пространство призабойной зоны пласта смеси поверхностно-активных веществ и выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки, перевод в режим притока

углеводородов. В качестве смеси поверхностно-активных веществ используют раствор из отходов химических производств, содержащий многоатомные спирты 96-75 % масс., концентрат головных примесей этилового спирта из пищевого сырья 1,0-4,0 % масс., промежуточные фракции этилового спирта из пищевого сырья 0,5-4,0 % масс. масла сивушного 1,0-3,0 % масс., поверхностно-активного вещества группы неололов 0,5-4,0 % масс., оксиэтилированные жирные кислоты 1,0-10,0 % масс. Выдержку скважины в покое осуществляют 24-60 часов, по окончании которой жидкость из скважины сбрасывают на факел до начала устойчивой работы скважины, после чего переводят скважину в режим притока углеводородов.

Подбор ПАВ для заводнения в зависимости от поставленной задачи осуществляется на основе нескольких методик (измерение поверхностного натяжения, краевого угла, адсорбции, вытеснения из пористой среды и т.п.), которые не дают полной информации о совокупности поверхностных явлений в пластовой системе «нефть-агент вытеснения-пористая среда» и, что особенно важно, гидродинамике остаточной нефти, подвергшейся внешнему воздействию. В этом отношении даже опыты на естественных образцах пористой среды не всегда информативны, поскольку они чаще всего проводятся на непрезентативных образцах с неизвестными порометрическими характеристиками.

Отсутствие адекватной информации о модификации модели нефти при физико-химическом воздействии приводит к погрешностям еще на стадии проектирования и снижению эффективности методов интенсификации при их реализации.

В связи с этим при проектировании метода воздействия наряду с общепринятыми методиками проведен комплекс специальных исследований по изучению влияния ряда реагентов на структурно-механические свойства нефти и специфику ее течения в пористой среде.

Ниже приводятся некоторые результаты подобных исследований для гомологического ряда ПАВ (АФ-3, АФ-5, АФ-10) на асфальто-смолистую нефть скв.45 Арланского нефтяного месторождения. Эксперимент проводился на оригинальной установке УГНТУ, позволяющей в порах – узких зазорах микронной величины измерять структурно-механические показатели нефти и изучать характер ее течения [3].

Исследования исходной нефти, не обработанной реагентами, в порах, размеры которых характерны для данной залежи, показали, что уже через несколько часов контактного взаимодействия жидкости с породообразующим минералом (кварц) вязкость ее возрастает на порядок по отношению к объемному значению этого параметра, составляющему 25 мПа•с.

Отмеченный эффект при этом усиливается с уменьшением величины узкого зазора, т.е. зависит от интенсивности поля твердого тела (рис. 4). Близкий к линейному вид представленных зависимостей указывает на независимость вязкости от величины приложенного напряжения, что возможно при ньютоновском или при определенных условиях – вязкопластичном режиме течения. Дальнейший анализ показал, что капиллярной нефти отвечает именно последний закон движения, характерный обычно для твердообразных систем. Следует подчеркнуть, что в объемных условиях в ротационном вискозиметре та же нефть демонстрирует качества слабоструктурированной жидкости.

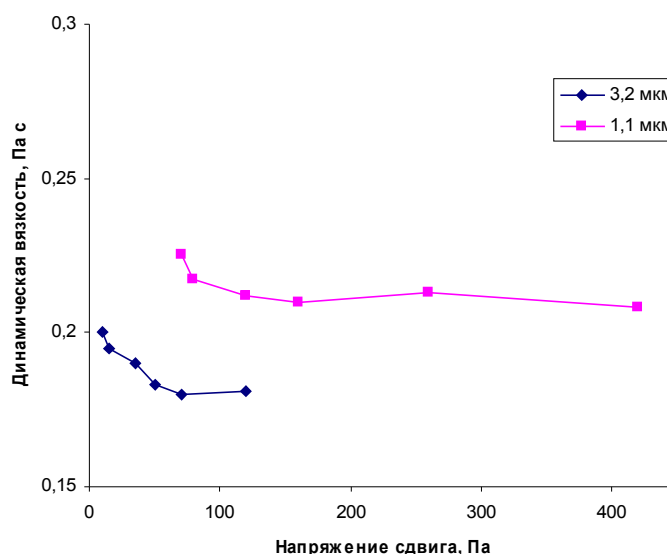


Рисунок 4. Зависимость динамической вязкости исходной нефти от напряжения сдвига в узких зазорах разной величины (шифр кривых – величина зазора, мкм)

Экспериментальные данные по течению нефти в узких зазорах разной величины в координатах «скорость сдвига - напряжение сдвига» надежно аппроксимируются уравнением прямой $V = A + BX$ (табл. 3, рис. 5).

Таблица 3

Параметры регрессионных уравнений

Коэфф.А	Коэфф. В	Коэфф. корреляции	Примечание
-13,865	4,796	0,998	Зазор 1,1 мкм
-1,045	5,308	0,997	Зазор 3,2 мкм

Значения динамического напряжения сдвига, определяющего начало пластического значения динамического напряжения течения, соответственно равны 2,89 и 0,197 Па. С помощью уравнения Букингама можно оценить соответствующие им критические градиенты давления, составляющие в данном случае соответственно 10,51 и 0,246 МПа/м. Нетрудно видеть, что даже в последнем случае полученная величина критического градиента на порядок превышает действующие в пласте перепады давления, что делает невозможным вытеснение нефти из пор подобного масштаба без принятия каких либо превентивных мер.

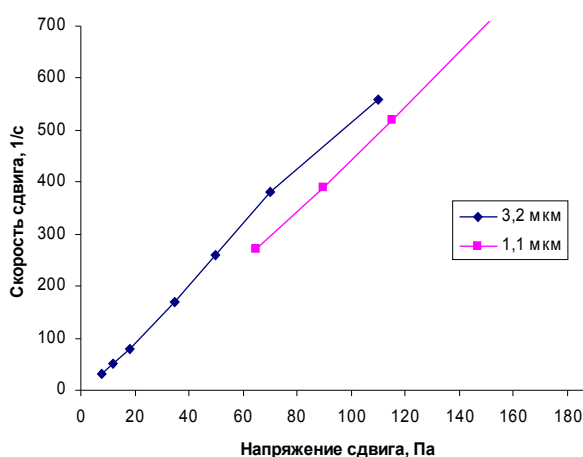


Рисунок 5. Кривые течения исходной нефти в узких зазорах разной величины (шифр кривых – величина зазора, мкм)

На примере наиболее структурированной нефти, сосредоточенной в капиллярах малого диаметра, покажем влияние ПАВ на структурно-механические и гидродинамические свойства жидкости. Методика эксперимента состояла в следующем: определенное количество ПАВ вводилось в пробу нефти, которая затем помещалась в измерительную ячейку установки – узкий зазор данной величины, где после установления равновесного состояния проводились измерения структурно-механических и гидродинамических свойств образца жидкости.

Полученные данные говорят о том, что данный ПАВ во всем диапазоне концентраций (0,1 - 4 %) радикально не меняет вязко-пластичной надмолекулярной структуры нефти, влияя лишь на ее количественные характеристики (рис. 6). Важно подчеркнуть неоднозначность этого эффекта; видно, что график для нефти с минимальным содержанием АФ-5 имеет наибольший угол наклона, а пластическое течение при этом начинается при градиентах втрое меньших, чем у исходной нефти. Анализ измерений во всем диапазоне концентраций показывает, что вязкость (рис. 7) и критическое напряжение сдвига (рис. 8) действительно немонотонно зависят от концентрации реагента. Выявленные закономерности указывают на существование различных механизмов действия ПАВ – поверхностного и объемного, обусловленных адсорбцией ПАВ на внешних и внутренних границах раздела фаз.

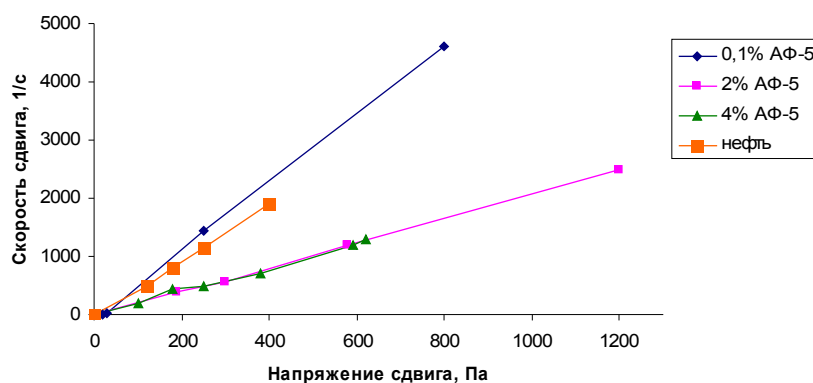


Рисунок 6. Кривые течения исходной нефти и обработанной ПАВ в узком зазоре 1,1 мкм

В первом случае осуществляется блокировка активных центров поверхности твердого тела, ослабляющая влияние поверхностных сил на пристенные слои жидкости и приводящая к снижению неньютоновских аномалий последней. Во втором, молекулы реагента, диффундирующие в объем по мере увеличения концентрации, ослабляют внутри- и межмолекулярные связи в жидкости и увеличивают тем самым структурирующее действие твердого тела, что приводит к усилению аномалий в жидкости. При концентрациях близких к ККМ растворимость мицелл внешнего ПАВ и их содержание в жидкости увеличиваются, а образуемая ими надмолекулярная структура в силу больших размеров структурообразующих частиц приобретает более рыхлый и пластичный характер.

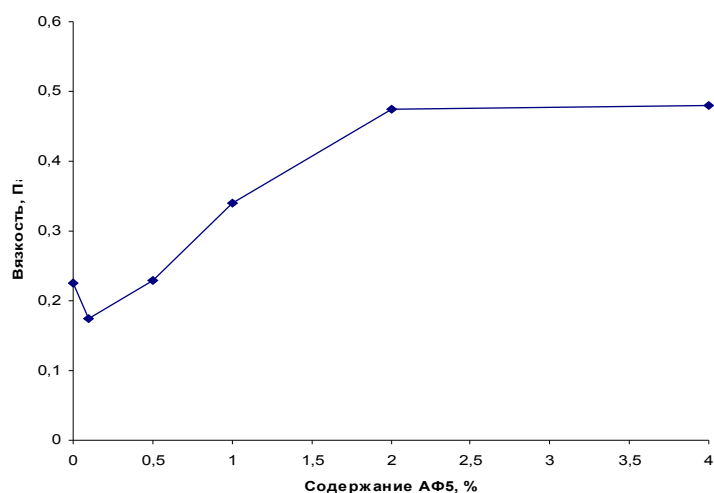


Рисунок 7. Зависимость вязкости нефти в узком зазоре 1,1 мкм от содержания АФ-5

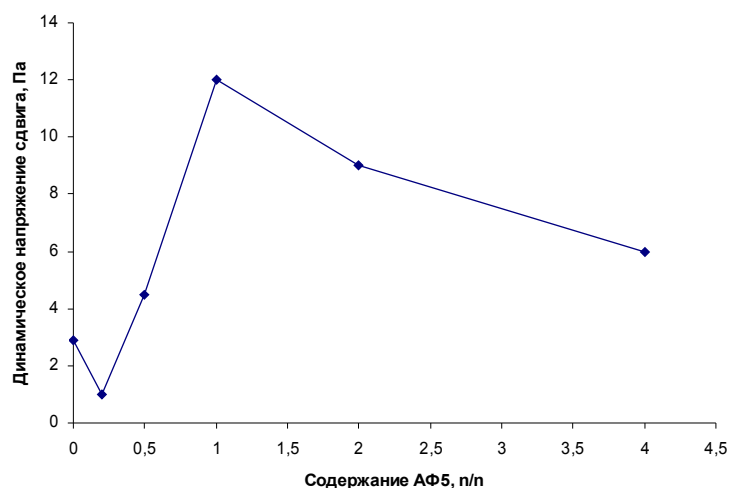


Рисунок 8. Зависимость динамического напряжения сдвига от содержания ПАВ в узком зазоре 1,1 мкм

Описанные явления обуславливают экстремальный характер представленных выше зависимостей. Обращают внимание характерные точки последнего рисунка – точки инверсии, где меняется знак эффекта. Качественно подобные зависимости были получены нами для других образцов ПАВ и разных зазоров. Выявленные закономерности позволяют оперативно регулировать свойства агента вытеснения изменением содержания активного вещества; усиливать моющие свойства последнего в промытой части залежи или, напротив, блокировать последнюю, увеличивая там неньютоновские аномалии вытесняемой нефти. На наш

взгляд, отсутствие информации о подобном характере воздействия ПАВ на нефть является основной причиной не всегда эффективного применения ПАВ в пластовых условиях.

В соответствии с изложенным выше механизмом действия ПАВ, при содержании АФ-5 до 0,1 % действует поверхностный механизм, приводящий к экранировке поля твердого тела и снижению структурно-механических показателей нефти. При больших концентрациях (до 1 %) усиливается модифицирующее влияние твердой фазы вследствие разрушения исходной надмолекулярной сетки нефти. При дальнейшем росте концентрации АФ-5 возникают коллективные процессы и образующиеся мицеллы последнего формируют менее прочную собственную структуру, на что указывает соответствующее снижение величины критического напряжения сдвига при некотором росте вязких свойств.

Столь же неоднозначно влияние природы внешнего ПАВ на характеристики капиллярной нефти, поскольку компоненты гомологического ряда реагентов по разному влияют на параметры течения нефти в порах (рис. 9).

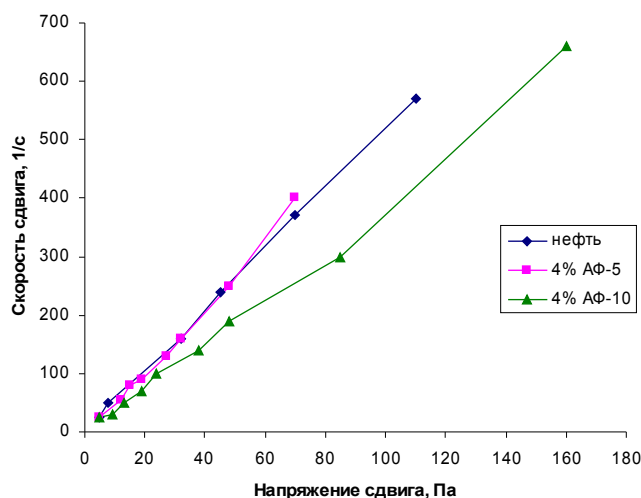


Рисунок 9. Кривые течения исходной нефти и с добавками ПАВ в узком зазоре 5 мкм

Резюмируя изложенное, можно отметить, что экстремальный характер концентрационных зависимостей гидродинамических параметров капиллярной нефти свидетельствует о возможности изменения механизма воздействия на нефть пу-

тем вариации содержания ПАВ в вытесняющей жидкости. Однако реализация отмеченного требует адекватной информации об изменении гидродинамики нефти при действии реагента, что может быть обеспечено применением современных методов изучения межфазных явлений наряду с известными методиками на стадии проектирования технологии интенсификации и строгим ее выполнением на этапе внедрения.

Для регулирования работы неоднородных по проницаемости пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений путем изоляции водопритока, разработан способ с применением осадкогелеобразующих технологий на основе полимера акрилового ряда и разъедающих веществ. Данная разработка может быть использована при проведении работ по выравниванию профиля притока в добывающих скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах, изоляции водопритока, интенсификации добычи нефти и газа. Она обеспечивает более полное выравнивание профиля притока в добывающей скважине или профиля приемистости в нагнетательной скважине.

По способу осуществляют последовательную закачку первой оторочки алюмосодержащей жидкости разведенной в воде при соотношении 1:4; пресную воду; раствор гидролизованых в щелочи отходов волокна или тканей полиакрилонитрила; пресную воду; вторую оторочку алюмосодержащей жидкости; кислоту; при этом в качестве алюмосодержащей жидкости используют раствор хлористого алюминия – отход химического производства, например, отход катализаторного производства при получении алкилбензолов, дополнительно содержащий полигликоли, карбамид, поверхностно-активное вещество и ингибитор кислотный универсальный при следующем соотношении %, масс.:

18-23 %- ный водный раствор $AlCl_3$, отход химического производства, % масс	75-80
полигликоли, % масс	8-10
карбамид, % масс	8-10
поверхностно-активное вещество + ингибитор кислотный универсальный, % масс	2-5

В качестве гидролизованных в щелочи отходов волокна или тканей полиакрилонитрила используется водо-полимерная композиция, содержащая дополнительно неионогенное поверхностно-активное вещество, имеющая низкую температуру застывания от $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ и образующая большее количество тампонирующего материала в трещинно-поровом пространстве пласта, содержащая компоненты в следующих соотношениях:

гидролизованный полиакрилонитрил (отходы волокна или тканей полиакрилонитрила или иного полиакрилонитрильного сырья), % масс.	10-20
неионогенное поверхностно-активное вещество, % масс.	0,1-0,5
едкий натр (NaOH), % масс.	20-40
вода, % масс.	остальное

Причем после закачивания первой оторочки алюмосодержащей жидкости делают перерыв и оставляют скважину в покое на 60-72 часа для гелеобразования. В качестве кислоты возможно использование указанного раствора хлористого алюминия – отхода химического производства, дополнительно содержащий полигликоли, карбамид, неионогенное поверхностно-активное вещество и ингибитор кислотный универсальный, разведенный в воде при соотношении 1:4 или 1:5. Закачка кислоты или вместо кислоты алюмосодержащей жидкости, содержащей полигликоли, карбамид, поверхностно-активное вещество и ингибитор, разведенной в воде при соотношении 1:4 или 1:5, может быть произведена двумя частями, между которыми закачивается растворитель, например, метанол, или ацетон, или другой углеводородный растворитель.

Гель и осажденный полимер, образовавшиеся в обводненном интервале пласта, устойчивы к размыву водой в пластовых условиях.

Литература

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121с.
2. Каждан А.Б., Гуськов О.И. Математические методы в геологии: Учебник для вузов. М.: Недра, 1990. 251 с.
3. Кондрашев О.Ф. О морфологии граничного слоя некоторых индивидуальных жидкостей // Журнал физической химии. 1978. №4. С. 1052-1054.