

М. А. АЛЬТШУЛЕР, член-корреспондент АН СССР Б. В. ДЕРЯГИН,
С. С. ДУХИН, В. Д. СИСИН

О РОЛИ ДИФФУЗИОФЕРЕЗА В ПРОЦЕССАХ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

В настоящее время общепризнано, что закачка в пласт растворов поверхностноактивных веществ (п.а.в.) обеспечивает повышение нефтеотдачи. Положительное влияние п.а.в. на нефтеотдачу объясняется эмульгирующим и смачивающим действием последних. Растворы п.а.в. способствуют, за счет повышения смачивающей способности, более полному проникновению воды в капилляры коллекторов; это, естественно, сопровождается вытеснением нефти. При этом та часть нефти, которая остается в коллекторе в виде пленок, размазанных по поверхности капилляров, превращается в капельки эмульсии, способные перемещаться вдоль градиента давления вместе с дисперсионной средой. В однороднопористых системах введение п.а.в. способствует повышению нефтеотдачи на 10–15% (1–4).

В трещиновато-пористых системах вытеснению нефти при введении п.а.в. может способствовать недавно обнаруженный эффект диффузиофереза (5), который состоит в том, что капли нефти перемещаются вдоль градиента концентрации п.а.в. в сторону более высоких концентраций. Обсуждение возможностей извлечения нефти за счет диффузиофереза представляется интересным потому, что диффузиоферезное извлечение может происходить и в полностью обводненных трещиновато-пористых пластах, в которых вытеснение нефти под действием других механизмов неэффективно.

Скорость диффузиофереза равна

$$V_{df} = \frac{a \left| \frac{d\sigma}{dC} \right|}{2\mu + 3\mu' + \frac{C}{RTD_0} \left| \frac{d\sigma}{dC} \right|^2} \text{grad } C. \quad (1)$$

Здесь C — концентрация п.а.в.; a — радиус капли; σ — поверхностное натяжение; μ, μ' — вязкость среды и капли; D_0 — коэффициент диффузии; T — абсолютная температура; R — универсальная газовая постоянная.

При прочих равных условиях время извлечения капель нефти из поры длиной L_0 зависит от величины поверхностной активности п.а.в. — $d\sigma/dC$.

При оптимальном значении $\frac{d\sigma}{dC} = \sqrt{\frac{2\mu + 3\mu'}{C_0} RD_0 T}$ время извлечения минимально, и в диапазоне реальных значений параметров для $L_0 = 1$ м имеем $d\sigma/dC = 3,5 \cdot 10^5$ эрг·см/моль и $\tau_{min} = 2,1 \cdot 10^7$ сек.

Рассмотрим теперь процессы, происходящие в трещиновато-пористой породе нефтяного месторождения. Согласно современным представлениям (6), такая порода состоит из многочисленных пористых проницаемых блоков, отделенных друг от друга трещинами, кавернами, т. е. «порамп» с размерами, отличными от размеров пор внутри блоков. Можно считать, что трещиновато-пористая порода составлена из двух систем пор: одна состоит из пор между зернами и составляет большую часть емкости, другая, образующая меньшую долю емкости, сложена из трещин и каверн. Первая система обычно обладает плохой проницаемостью, в то время как вторая сложена из хорошо проницаемых каналов, которые и служат главными путями движения жидкости к скважине. В результате длительной

эксплуатации трещиновато-пористого месторождения последнее настолько сильно обводняется, что дальнейшего извлечения нефти практически не происходит. Если теперь в скважину начать закачку раствора п.а.в. концентрации C_0 , в пласте автоматически создаются условия, при которых возникает поперечный градиент концентрации п.а.в., способствующий диффузнофоретическому вытеснению капель нефти в проводящие трещины. Что касается градиента концентрации п.а.в. вдоль трещин, то он крайне мал и не скажется на общем характере передвижения нефти в пласте (6).

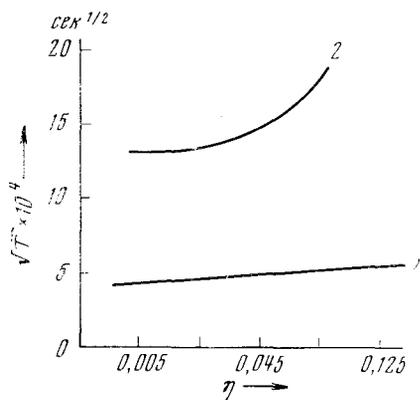


Рис. 1

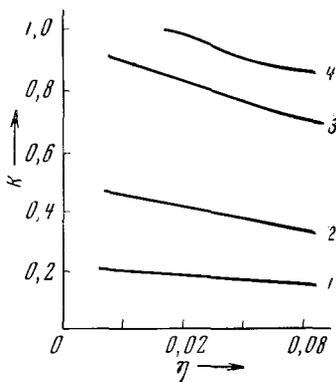


Рис. 2

Рис. 1. Зависимость величины $T(\eta)$ для случая $D_0 = 10^{-5}$ см²/сек (1) и $D_0 = 0,5 \cdot 10^{-6}$ см²/сек (2)

Рис. 2. Зависимость коэффициента извлечения остаточной нефти $K(\eta)$ для случаев: 1 — $l_0 = 0,5$ м, $D_0 = 10^{-5}$ см²/сек; 2 — $l_0 = 0,25$, $D_0 = 10^{-5}$; 3 — $l_0 = 0,1$, $D_0 = 10^{-5}$; 4 — $l_0 = 0,5$, $D_0 = 0,5 \cdot 10^{-6}$ см²/сек

Распределение концентрации п.а.в. в трещиновато-пористой среде в зависимости от времени t и расстояния до скважины r имеет вид (5)

$$C_1(\zeta, \eta) = C_0 \left[\operatorname{erfc} \eta - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \zeta \exp(-\eta^2) \right],$$

$$C_2(\zeta, \eta) = C_0 \frac{\psi}{\zeta^2} [\exp(-\eta^2) - \sqrt{\pi} \eta (\zeta + \eta \operatorname{erfc} \eta)],$$

$$\zeta = \lambda \sqrt{\beta} / t^{1/4}; \quad \eta = \beta r^2 / 4 \sqrt{t}; \quad \psi = 2\alpha \beta \lambda^2 / \sqrt{\pi} m;$$

$$\beta = 2\pi h \alpha / Q; \quad \alpha = m \rho \sqrt{D_0}.$$

Здесь C_1 , C_2 — средние концентрации п.а.в. в трещинах и в порах блоков в окрестности данной точки в данный момент, m — пористость блоков; h — мощность пласта; Q — дебит скважины, ρ — удельная поверхность трещин, λ — характеристика рассеивающих свойств пористой среды, согласно (6).

Как видно, из (2), при закачке обводненный трещиновато-пористый пласт раствора п.а.в. будет производить сравнительно быстрое распространение п.а.в. по трещинам и весьма заметное запаздывание этого процесса в блоках. Это связано с тем, что эффект конвективного перемешивания, определяемый средней скоростью течения, играет существенную роль только в системе трещин, а в пористых блоках диффузия будет определяться механизмом молекулярной природы. До тех пор, пока средняя концентрация п.а.в. в системе пор не станет равной средней концентрации п.а.в. в системе трещин в окрестности данной точки, в порах будет существовать градиент концентрации п.а.в., который можно считать равным

$$(C_1 - C_2) / l_0 = \Delta C(\zeta, \eta) / l_0,$$

где l_0 — полутолщина пористого блока.

В течение этого времени капельки нефти, находящиеся в порах, будут двигаться в результате диффузиофореза в сторону повышения концентрации п.а.в., т. е. в сторону трещин.

Выражение для средней скорости диффузиофореза капель нефти внутри поры, как функция времени и расстояния поры от скважины, имеет вид

$$V_{df}(\xi, \eta) = \frac{a(d\sigma/dC)}{2\mu + 3\mu' + \frac{C_2(\xi, \eta)}{RTD_0} |d\sigma/dC|^2} \frac{\Delta C(\xi, \eta)}{l_0} \quad (3)$$

Отсюда можно определить время $\tau(\eta)$, в течение которого нефть, находящаяся в порах в виде капель, диффузиофоретически извлекается в систему трещин. Очевидно, что время зависит от длины поры и является функцией расстояния данной поры от скважины. В случае, если $\tau(\eta)$ больше времени $T(\eta)$, в течение которого происходит выравнивание концентраций в системе трещин и блоков и определяемого из выражения

$$\Delta C(\xi, \eta) |_{t=T(\eta)} = 0,$$

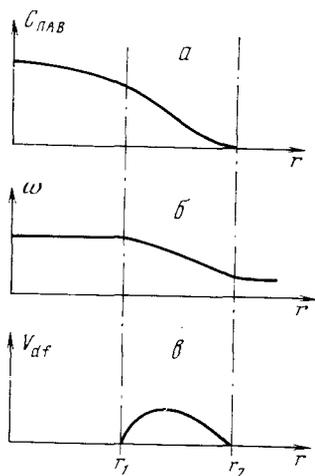
полного извлечения капель нефти в систему трещин в результате диффузиофоретического эффекта не происходит. Ясно, что для увеличения нефтеотдачи необходимо создать такие условия, при которых область, характеризующаяся неравенством $T(\eta) \geq \tau(\eta)$, была бы наибольшей.

Так как в пористых блоках рост концентрации п.а.в. определяется молекулярной диффузией, естественно взять такие п.а.в., коэффициенты молекулярной диффузии которых меньше (рис. 1).

Коэффициент извлечения остаточной нефти $K = L(\eta) / l_0$, где $L(\eta)$ — длина поры, которая освобождается от эмульсии нефти под действием диффузиофореза. На рис. 2 приведены кривые коэффициента извлечения для различных l_0 . Проведенные расчеты показывают, что применение п.а.в. с более низким коэффициентом молекулярной диффузии должно способствовать повышению нефтеотдачи (рис. 2).

Представления о диффузиофорезе применимы также для объяснения подтвержденного многочисленными наблюдениями факта притока нефти к призабойной зоне при обработке последней концентрированными растворами п.а.в.

Рис. 3. Зависимость концентрации п.а.в. (а), нефтенасыщенности (б) и скорости диффузиофореза (в) от расстояния до скважины



Рассмотрим действие концентрированного раствора п.а.в., закачанного в призабойную зону однороднопористого нефтяного пласта, в котором вследствие предшествующих операций нефть отошла от скважины в глубь пласта на некоторое расстояние. Введенный в зону раствор п.а.в. диффундирует в глубь пласта. При этом формируется градиент концентрации п.а.в. (рис. 3, а). На большом удалении от скважины ($r > r_2$) концентрация п.а.в. практически равна нулю, нефтенасыщенность равна начальной ω_0 (рис. 3, б). Вследствие того, что градиент концентрации п.а.в. равен нулю, диффузиофорез отсутствует. Вблизи скважины ($r < r_1$) также отсутствует диффузиофорез, так как при концентрациях п.а.в., соответствующих пологому участку на изотерме адсорбции, имеем $d\sigma/dC = 0$ и, следовательно, $V_{df} = 0$. И лишь в области $r_1 < r < r_2$ создаются все условия для диффузиофореза капелек нефти (рис. 3, в), которые под дейст-

нием диффузофоретических сил перемещаются вдоль градиента в сторону большей концентрации п.а.в., т. е. в сторону скважины. Попадая в участки с высокой концентрацией п.а.в., капли нефти будут прекращать свое диффузофоретическое движение и дальнейшее повышение нефтенасыщенности в этой области происходить не будет. Накопление нефти у скважины будет сопровождаться эквивалентным вытеснением в глубь пласта раствора п.а.в., поэтому переходная зона раствора п.а.в. будет перемещаться быстрее, чем это следует из представлений о чисто диффузионном размыве п.а.в.

Таким образом, максимальная величина нефтенасыщенности ϕ_{max} определяется скоростью передвижения профиля концентрации п.а.в., которая зависит от скорости диффузии п.а.в. и от скорости перемещения всего раствора п.а.в. в целом в результате вытеснения его нефтью.

Подобная картина и объясняет, на наш взгляд, явление повышения нефтенасыщенности в призабойной зоне под действием закачанных в скважину растворов п.а.в.

Институт физической химии
Академии наук СССР
Москва

Поступило
24 XI 1972

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ Г. А. Бабалян, Применение ПАВ в нефтяной промышленности, М., 1961, стр. 33. ² Г. А. Бабалян, М. Л. Мархасин и др., Применение ПАВ в нефтяной промышленности, М., 1961, стр. 46. ³ М. М. Кусаков, И. М. Кошелева, Применение ПАВ в нефтяной промышленности, М., 1961, стр. 59. ⁴ Г. А. Бабалян, ПАВ и их применение в химической и нефтяной промышленности, Киев, 1971, стр. 11. ⁵ Б. В. Дерягин, С. С. Духин, ДАН, **129**, 1328 (1961). ⁶ А. Бан, В. Н. Николаевский и др., Влияние свойств горных пород на движение в них жидкостей, М., 1962. ⁷ В. С. Кутляров, Журн. прикл. мех. и техн. физ., № 1 (1967).