

08.05.2020

ТЕМА

Математические 1D модели вытеснения нефти водными растворами активной примеси

Под двухфазной фильтрацией в теории заводнения понимается движение двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей – нефти и воды, причём способность породы пропускать эти фазы контролируется величиной насыщенности. Если не рассматривать каждую фазу как смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, считая состав химически однородным, то двухфазная фильтрация является также двухкомпонентной.

Третьим компонентом может считаться химический реагент, который дозируется в закачиваемую воду «в готовом виде» (не является продуктом химической реакции, протекающей в пласте при смешивании последовательно закачиваемых химических реагентов, растворённых в водной фазе). Между породой и движущимися с различными скоростями фазами осуществляется массообмен, то есть переход компонентов из одной фазы в другую.

В простейшем случае при описании процесса фильтрации достаточно знать концентрацию третьего компонента – активной примеси - и его сорбционные свойства в пластовых условиях. Как правило, концентрация реагента в закачиваемой воде мала, так что балансовые уравнения воды и нефти дополняются дифференциальным уравнением для концентрации. Особенностью решения фильтрационных задач, по сравнению с обычным заводнением, является учёт «скачка» концентрации активной примеси наряду со «скачком» водонасыщенности.

1. Механизм химических методов повышения нефтеотдачи пластов

При вытеснении нефти водой значительная часть нефти не извлекается и к концу разработки остаётся в пласте.

Основные причины неполного вытеснения нефти водой:

1) вытесняющая и вытесняемая жидкости не смешиваются между собой, что приводит к образованию поверхности раздела, на которой действуют капиллярные силы, препятствующие вытеснению нефти;

2) часть нефти адсорбируется на поверхности зёрен породы в виде слоя тяжёлых компонентов в результате гидрофобизации пород-коллекторов;

3) различие вязкостей нефти и воды приводит к тому, что, как правило, более подвижная вода стремится прорваться через нефть к добывающим скважинам;

4) вследствие неоднородности пласта вытеснение происходит преимущественно из высокопроницаемых зон.

В настоящее время разрабатываются и широко внедряются в практику химические методы повышения коэффициента извлечения нефти, суть которых состоит в том, что нефть вытесняется из пластов:

а) растворами различных активных примесей (полимеров, щелочей, мицеллообразующих и поверхностно-активных веществ (ПАВ), минеральных солей и т.д.);

б) растворителями (сжиженный пропан, газовый конденсат и пр.), которые в виде пробок, или оторочек, продвигаются по пласту водой или сухим газом.

Механизм вытеснения нефти растворами **активных примесей** состоит в изменении вязкостей фаз, фазовых проницаемостей, капиллярного скачка между фазами.

Например, при добавке полимеров в закачиваемую воду происходит увеличение её вязкости. При вытеснении нефти карбонизированной водой (водным раствором CO_2) уменьшается поверхностное натяжение на границе раздела фаз, снижается вязкость нефти, увеличивается вязкость водного раствора. При добавлении ПАВ в нагнетаемую воду происходит снижение поверхностного натяжения на границе раздела с нефтью, и т.д.

Относительные проницаемости и вязкости фаз зависят от концентрации с химического реагента (активной примеси) в водном растворе:

$$k_{\text{В}} = k_{\text{В}}(S; c); \quad \mu_{\text{В}} = \mu_{\text{В}}(c);$$

$$k_{\text{Н}} = k_{\text{Н}}(S; c); \quad \mu_{\text{Н}} = \mu_{\text{Н}}(c).$$

Сущность действия **растворителей** заключается в том, что нефть вытесняется из пласта смешивающейся с ней жидкостью. В результате молекулярной диффузии вещество-растворитель проникает в нефть, а углеводороды нефти – в растворитель, и с течением времени нефть практически полностью может быть вымыта из пласта.

Процессы вытеснения нефти растворителями требуют учёта межфазной диффузии, но, несмотря на это, они также описываются в рамках математической модели, близкой к модели вытеснения нефти водными растворами активных примесей.

2. Дифференциальные уравнения двухфазной фильтрации в присутствии активной примеси

Активная примесь с концентрацией c в водном растворе может растворяться в нефти и одновременно адсорбироваться на поверхности породы.

Пусть $\phi(c)$ – концентрация примеси в нефти, $\alpha(c)$ – количество примеси, адсорбированное пористой средой. Для простоты можно считать, что параметры ϕ и α пропорциональны концентрации c :

$$\alpha = \Gamma \cdot c ; \quad \phi = K \cdot c,$$

где Γ и K – коэффициенты пропорциональности.

Вывод всех последующих соотношений проводится при некоторых ограничениях: а) вода и нефть – несжимаемые жидкости, эффекты сжимаемости пор и микротрещин не учитываются; б) распределение активной примеси между фазами в проточной компоненте является равновесным; в) капиллярным скачком давления между фазами и диффузией примеси пренебрегают.

Уравнение фильтрации и его решение могут быть получены с помощью дифференциальных уравнений неразрывности, уравнений движения и уравнения баланса массы примеси.

Уравнения неразрывности

для воды и нефти:

$$\begin{cases} m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial v_{\text{В}}}{\partial x} = 0, \\ -m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial v_{\text{Н}}}{\partial x} = 0. \end{cases} \quad (2.1)$$

Уравнения движения:

$$\begin{cases} v_{\text{В}} = -\frac{k \cdot k_{\text{В}}(S; c)}{\mu_{\text{В}}(c)} \frac{\partial P}{\partial x}, \\ v_{\text{Н}} = -\frac{k \cdot k_{\text{Н}}(S; c)}{\mu_{\text{Н}}(c)} \frac{\partial P}{\partial x}. \end{cases} \quad (2.2)$$

Уравнение баланса массы активной примеси:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c \cdot S + \varphi \cdot (1 - S) + a] + \frac{\partial}{\partial x} [c \cdot v_{\text{В}} + \varphi \cdot v_{\text{Н}}] = 0 \quad (2.3)$$

$m \cdot [c \cdot S + \varphi \cdot (1 - S) + a]$ - количество примеси в единице объёма пористой среды;

$[c \cdot v_{\text{В}} + \varphi \cdot v_{\text{Н}}]$ - скорость переноса массы примеси в общем потоке жидкости (плотность потока примеси).

Суммарная скорость фильтрации зависит только от времени:

$$v = v_{\text{H}} + v_{\text{B}} = v(t).$$

Из системы уравнений (2.1) получаем:

$$v(t) = -k \cdot \left(\frac{k_{\text{B}}}{\mu_{\text{B}}} + \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \right) \frac{\partial P}{\partial x},$$

откуда

$$\frac{\partial P}{\partial x} = - \frac{v}{k \cdot \left(\frac{k_{\text{B}}}{\mu_{\text{B}}} + \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} \right)}.$$

Подставляя данное выражение в формулу (2.2) для водной фазы, получим:

$$v_{\text{B}} = f \cdot v,$$

где f - функция Бакли-Левверетта: $f = f(S, c) = \frac{k_{\text{B}}}{k_{\text{B}} + \frac{\mu_{\text{B}}}{\mu_{\text{H}}} \cdot k_{\text{H}}}.$

Для нефтяной фазы: $v_{\text{H}} = (1 - f) \cdot v.$

Как и при вытеснении нефти водой, функция f равна доле воды в фильтрационном потоке. Однако при вытеснении нефти раствором активной примеси f зависит не только от насыщенности S , но и от концентрации примеси c .

С учётом предыдущих рассуждений получаем следующую систему дифференциальных уравнений для определения водонасыщенности S и концентрации активной примеси c :

$$\begin{cases} m \frac{\partial S}{\partial t} + v \frac{\partial f}{\partial x} = 0, \\ m \frac{\partial}{\partial t} [S \cdot c + K \cdot c \cdot (1 - S) + \Gamma \cdot c] + v \frac{\partial}{\partial x} [c \cdot f + K \cdot c \cdot (1 - f)] = 0. \end{cases} \quad (2.4)$$

Для удобства получения решения введём безразмерные переменные:

$$\xi = \frac{x}{l} \quad \text{и} \quad \tau = \frac{v \cdot t}{m \cdot L}.$$

Тогда систему уравнений (2.4) можно переписать в виде:

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial f}{\partial \xi} = 0, \\ \frac{\partial}{\partial \tau} [c \cdot (S + b)] + \frac{\partial}{\partial \xi} [c \cdot (f + h)] = 0, \end{cases} \quad (2.5)$$

где

$$h = K \cdot (1 - K)^{-1};$$

$$b = (K + \Gamma) \cdot (1 - K)^{-1}.$$

3. Графоаналитический способ решения уравнений двухфазной фильтрации в присутствии активной примеси

Рассматривается процесс вытеснения нефти раствором активной примеси концентрации c^0 из элемента не разрабатывавшегося пласта с насыщенностью связанной водой S_0 . Соответствующие начальные и граничные условия для системы уравнений (2.5) имеют вид:

в начальный момент времени - $S(\xi, 0) = S_0; \quad c(\xi, 0) = 0;$

на входе в элемент - $S(0, \tau) = S^0; \quad c(0, \tau) = c^0.$

Здесь S^0 – предельная насыщенность вытесняющей фазой при применении раствора примеси концентрации c^0 . Условию в зоне нагнетания соответствует концентрация c^0 , условию в пласте на удалении от зоны нагнетания – $c=0$ (примесь отсутствует).

При малой концентрации активной примеси c , когда $\phi(c)=K \cdot c$ и $\alpha(c)=\Gamma \cdot c$, распределение концентрации c имеет вид «ступеньки». Тогда система уравнений (2.5) упрощается и принимает вид:

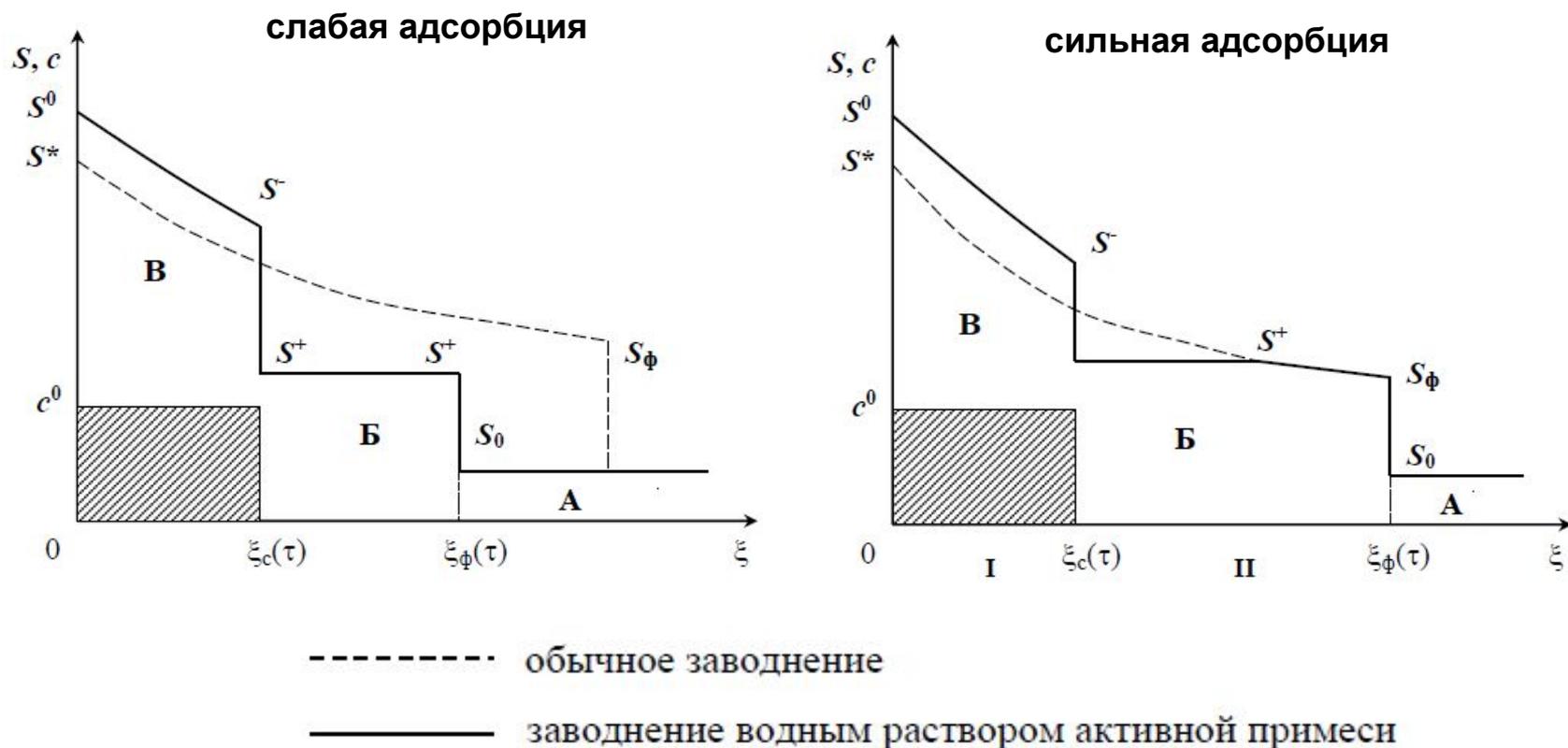
для зоны I, когда $0 \leq \xi \leq \xi_c(\tau)$, для зоны II, когда $\xi_c(\tau) < \xi < 1$,

$$\frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial f(S, c^0)}{\partial \xi} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial f(S, 0)}{\partial \xi} = 0$$

Резкое изменение концентрации на границе зон I и II («скачок» концентрации) обуславливает резкое уменьшение насыщенности («скачок» насыщенности).

На рисунках показано распределение концентрации c и насыщенности порового пространства водной фазой S в случае слабой и сильной адсорбции активной примеси горной породой. Знаками «-» и «+» обозначены значения водонасыщенности соответственно перед «скачком» и после него.



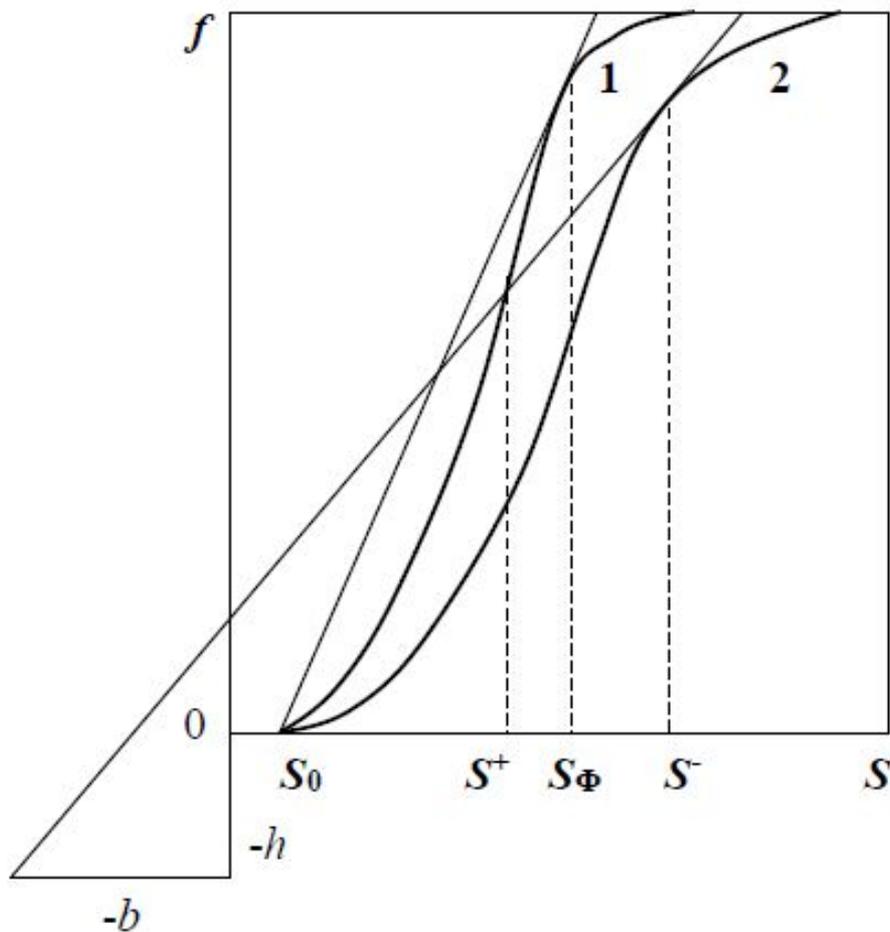
Для определения v_c (скорости движения жидкости с концентрацией примеси c), а также S^- и S^+ используют уравнения:

$$\begin{cases} f'(S^-, c^0) = \frac{f(S^-, c^0) + h}{S^- + b}; \\ v_c = f'(S^-, c^0); \\ v_c = \frac{f(S^-, c^0) - f(S^+, 0)}{S^- + S^+}. \end{cases} \quad (3.1)$$

Из первого уравнения определяют S^- , из второго – v_c , из третьего – S^+ .

Уравнения (3.1) проще решать графоаналитическим способом. Для этого в координатах $S - f(S)$ строят графики функций $f(S, c^0)$ и $f(S, 0)$.

Из точки с координатами $(-b; -h)$ проводят касательную к кривой 2. На оси абсцисс в точке касания получают величину S^- . По точке пересечения касательной с кривой 1 находят S^+ . По тангенсу угла наклона касательной к оси абсцисс определяют v_c .



Затем находят значение S_ϕ , проводя касательную к кривой 1 из точки с координатами $(S_0, 0)$, и сравнивают его с S^+ .

Если $S^+ \leq S_\phi$,

имеет место **слабая адсорбция** активной примеси пористой средой.

Если $S^+ > S_\phi$,

имеет место **сильная адсорбция** активной примеси пористой средой.

- 1 - $f(S, 0)$, вытеснение нефти обычной водой, $c=0$;
 2 - $f(S, c^0)$, вытеснение нефти раствором активной примеси, $c=c^0$.

4. Анализ движения «скачков» насыщенности и концентрации

В случае вытеснения нефти водным раствором активной примеси с малой концентрацией на графиках распределения водонасыщенности выделяются три зоны:

А – зона невозмущенного течения перед фронтом вытеснения, в ней $S=S_0$, $c=0$;

Б – водонефтяной вал, в котором примесь отсутствует.

При слабой адсорбции примеси: в зоне Б $S=S^+=const$; $c=0$.

При сильной адсорбции примеси фронт вытеснения нефти водой и передняя часть профиля водонасыщенности в зоне Б совпадают с фронтом вытеснения нефти и профилем водонасыщенности при обычном заводнении;

В – зона течения водонефтяной смеси в присутствии активной примеси. Здесь $c=c^0$, а насыщенность монотонно возрастает от S^- за фронтом концентрации до S^0 на нагнетательной галерее.

Важным моментом является то, что в обоих случаях отмечается **отставание фронта активной примеси** от фронта вытеснения (наличие зоны Б).

Однако сильно сорбирующая примесь не изменяет момента начала обводнения и не снижает начальную обводнённость добываемой продукции по сравнению с обычным заводнением. Прирост нефтеотдачи получают лишь на поздней стадии разработки - к моменту подхода фронта концентрации к линии отбора: $S^0 > S^*$.

При закачке слабо сорбирующейся примеси происходит отставание фронта вытеснения по сравнению с обычным заводнением, то есть увеличивается продолжительность безводного периода эксплуатации, снижается обводнённость добываемой продукции в начале водного периода эксплуатации ($S^+ < S_{\phi}$), растёт нефтеотдача уже на ранней стадии добычи нефти.

Коэффициент безводного извлечения нефти (точнее, коэффициент вытеснения нефти, достигнутый к концу безводного периода эксплуатации) можно определить по формуле:

$$\eta_{\text{б.в.}} = \frac{S^- - S_0}{1 - S_0}.$$

Аналогичное гидродинамическое описание применимо к процессам вытеснения нефти углеводородными растворителями. Если оторочка растворителя продвигается по пласту закачиваемой водой, то образуется область совместной фильтрации растворителя и воды как двух несмешивающихся жидкостей, а также область смешения нефти и растворителя. Процесс образования и роста области смешения обусловливается молекулярной и конвективной диффузией.

Концентрацию растворителя в нефти, а также размеры области смешения можно определить, решая методом интегральных соотношений уравнение

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - \frac{v}{m} \frac{\partial c}{\partial x},$$

где D – коэффициент диффузии, одновременно учитывающий также различие вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

5. Влияние адсорбции на показатели вытеснения нефти водными растворами активных примесей

Растворы активных примесей традиционно закачивают в виде **конечных объёмов (оторочек)**, продвигаемых по пласту водой. Эффективное действие химических реагентов по вытеснению нефти сопровождается сорбционными эффектами. **Сорбцией называется процесс совместного действия адсорбции и десорбции, то есть связывания или освобождения мигрантов (активных веществ) на поверхности твёрдой фазы без изменения вещественного состава мигрантов и носителя.** Сорбция происходит под действием поверхностных сил, основными видами которых являются Ван-дер-Ваальсовы силы притяжения, силы притяжения Кулона и химическое взаимодействие в результате ионных или ковалентных связей. Результатом сорбции является самопроизвольное изменение концентрации активного вещества вблизи поверхности породы.

Учёт показателей сорбции в гидродинамических моделях процессов увеличения нефтеотдачи необходим, в частности, для определения оптимального размера оторочки водного раствора активной примеси, времени её формирования и скорости движения по пласту.

На процессы адсорбции и десорбции влияют концентрация ПАВ и минеральный состав горной породы. Наибольшей адсорбционной способностью обладают высокодисперсные глины. Важно помнить, что в зависимости от целевого назначения реагента **адсорбция может играть как отрицательную, так и положительную роль.**

Например, ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений, закачиваемый в призабойную зону добывающей скважины, должен сравнительно быстро, прочно и как можно в большем количестве адсорбироваться на поверхности породы, а затем постепенно десорбироваться с этой поверхности в процессе добычи нефти.

При вытеснении нефти водными растворами ПАВ активная адсорбция влечёт за собой увеличение объёма ПАВ (до двух-трёх объёмов пор), что изменяет динамику процесса вытеснения вплоть до снижения нефтеотдачи.

С целью увеличения глубины воздействия на пласт может применяться последовательная обработка скважины несколькими реагентами (двух-растворная обработка). При этом первый реагент прочно адсорбируется на поверхности породы и модифицирует её (реагент-«жертва»), а второй – оказывает нужное действие в соответствии с целью обработки.