

Научная статья

О влиянии растворения CO_2 в воде на эффективность газовых методов увеличения нефтеотдачи

А.А. Афанасьев, А.И. Андреева, И.М. Сыпченко, А.А. Чернова

НИИ механики МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация

Газовые методы увеличения нефтеотдачи, предполагающие закачку углекислого газа (CO_2) через нефтедобывающие скважины в пласт, сопровождаются сложными фазовыми превращениями. Так, попадая в пласт, CO_2 растворяется не только в нефти, но и в воде, всегда присутствующей в нефтенасыщенных горных породах. Причем при свойственных нефтеносным пластам давлениях и температурах концентрация растворенного в воде CO_2 может достигать высоких значений. Стандартные алгоритмы моделирования фильтрации полагают равной нулю концентрацию CO_2 в воде. Для учета растворимости необходимо прибегать к уточненным алгоритмам моделирования, в которых состояние пластовых смесей рассчитывается не на базе корреляций, полученных по данным экспериментальных исследований, а с применением уравнений состояния. В настоящей работе описывается такой алгоритм, внедренный в симулятор пластовых систем MUFITS. Симулятор используется для оценки влияния растворения CO_2 в воде на эффективность вытеснения нефти с помощью карбонизированной воды и CO_2 в сверхкритическом состоянии. Выявлено, что пренебрежение растворением CO_2 приводит к занижению коэффициента извлечения нефти. Даются качественные и количественные оценки влияния отмеченных фазовых переходов на эффективность газовых методов увеличения нефтеотдачи. Результаты проведенных расчетов показывают, что растворение CO_2 в воде влечет за собой увеличение коэффициента извлечения нефти в случае закачки и карбонизированной воды, и сверхкритического CO_2 . Однако растворение CO_2 в воде оказывает ограниченное влияние как на многостадийное смешение при газовом воздействии на пласт, так и на коэффициент извлечения нефти. Если в моделировании фильтрации пренебречь растворением CO_2 , то коэффициент извлечения нефти на поздней стадии закачки будет недооценен на несколько процентов.

Ключевые слова: фильтрация, фазовые превращения, CO_2 , нефтяной пласт, увеличение нефтеотдачи, численное моделирование фильтрации

Получение: 15.05.2024 / Публикация онлайн: 15.10.2024

УДК 532.5

1. Введение

Рациональное использование недр Земли предполагает не только извлечение полезных ископаемых и ресурсов, например, добычу нефти, но и заботу об окружающей среде [1–3]. Закачка углекислого газа (CO_2) в нефтяной пласт позволяет приблизиться к достижению обеих отмеченных целей. Во-первых, CO_2 — парниковый газ, поэтому его размещение в недрах способствует уменьшению антропогенного воздействия на климат. Во-вторых, CO_2 — хороший растворитель, позволяющий повысить нефтеотдачу за счет смешения с пластовой нефтью и снижения ее вязкости, а также изменить поверхностное натяжение между нефтью и водой в пористой среде.

Для определения эффективности вытеснения нефти углекислым газом применяют композиционные модели фильтрации, которые учитывают многокомпонентный состав нефти и описывают детали термодинамических превращений фаз нефти и газа [4–6]. Такие модели предполагают сопряжение законов сохранения, дополненных законом фильтрации Дарси, с уравнениями состояния типа уравнений Ван-дер-Ваальса для многокомпонентной углеводородной смеси и CO_2 . Вода, всегда находящаяся в нефтяном пласте, обычно представляется инертной фазой, не участвующей в фазовых превращениях. Таким образом, стандартное моделирование не позволяет учесть растворение CO_2 в пластовой воде.

Углекислый газ хорошо растворяется в воде [7, 8]. Например, при типичных пластовых давлениях (50–350 бар) и температурах (25–100°C) растворимость достигает 25–30 м³ CO_2 на 1 м³ пластовой воды. Таким образом, можно ожидать, что значительная доля закачанного в пласт CO_2 растворяется в воде, а не в нефти, за счет чего может снижаться эффективность ее вытеснения, так как часть газа «теряется» в воде и не содействует повышению нефтеотдачи.

Цель данного исследования заключается в получении качественной оценки связи растворения CO_2 в воде с величиной коэффициента извлечения нефти. Для этого требуется развитие композиционного моделирования в направлении учета наличия компоненты CO_2 как в фазах нефти и газа, так и в фазе воды. Такой возможностью обладает отечественный симулятор MUFITS для расчета фильтрационных потоков [9]. В настоящей работе симулятор используется при различных схемах газового воздействия на пласт. Из сопоставления результатов

моделирования, проведенных с учетом и без учета растворения CO₂, делаются выводы о степени влияния CO₂, находящегося в водной фазе, на показатели извлечения нефти.

2. Постановка задачи

Исследование эффективности вытеснения нефти проводится в рамках одномерного моделирования изотермической фильтрации в области $X \in [0, L]$. Предполагаем, что эта область соответствует однородной пористой среде в начальный момент времени $t = 0$, насыщенной нефтью заданного состава [5, 6, 10] при критической насыщенности воды s_{wc} (Рис. 1). При $t = 0$ поровое давление имеет однородное распределение $P = P_0$. Это же давление поддерживается на открытой границе $X = L$. Через границу $X = 0$ при $t > 0$ происходит закачка вытесняющей жидкости, например, CO₂ или воды. Причем вода может быть карбонизированной, то есть содержащей растворенный CO₂. Объемный расход вытесняющей жидкости Q , определяемый при давлении P_0 , предполагается постоянным.

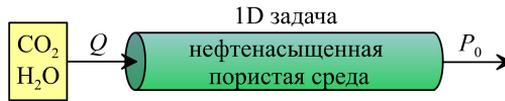


Рис. 1. Схема постановки задачи, например, вытеснения нефти из цилиндрического образца (керн) горной породы [5]

Углеводородная смесь моделируется 7-компонентной средой, содержащей такие вещества как CO₂, CH₄ и C_j, где $j = 3, 5, 10, 20, 40$ (здесь C_j есть группы углеводородных соединений с числом j атомов углерода [11]). Этим компонентам присваиваются порядковые номера $i = 1, \dots, 7$. При $t = 0$ пластовые нефть и вода не содержат CO₂, а молярные концентрации CO₂ и перечисленных углеводородов, соответственно, равны $z = \{0, 0.35, 0.05, 0.1, 0.1, 0.2, 0.2\}$.

Периоды закачки чистой (некарбонизированной) воды обозначим символом W₀, а периоды закачки карбонизированной воды — W. Причем в случае W концентрацию растворенного CO₂ полагаем равновесной, отвечающей давлению P_0 и заданной температуре T . Периодам закачки CO₂ присвоим символ G. Каждый период характеризуется продолжительностью во времени. Последовательность периодов назовем стратегией закачки.

В настоящей работе ограничимся рассмотрением следующих стратегий. Во-первых, проведем расчет стандартного для нефтегазовой отрасли заводнения нефтяного пласта, которому присвоим имя «стратегия W₀» [12]. Во-вторых, оценим эффективность применения стратегии W, предполагающей закачку карбонизированной воды. В-третьих, рассмотрим стратегию W₀GW (названную далее газовым заводнением), которая соответствует газовому методу увеличения нефтеотдачи, осуществляемому после этапа заводнения [3, 13]. Выбор данных стратегий обусловлен исключительно желанием получить оценку влияния растворения CO₂ в воде на коэффициент извлечения нефти. Несомненно, возможны другие стратегии, например, предполагающие чередование нескольких этапов закачки воды (W₀ или W) и газа (G), одновременную закачку воды и газа или циклическую закачку CO₂ [3, 5, 13]. Известно, что эффективность газовых методов увеличения нефтеотдачи зависит от продолжительности этапов закачки газа и воды. Оптимизация длительности этих этапов позволяет значительно повысить рентабельность газового воздействия на пласт. Подробнее с проблемами оптимизации стратегий можно ознакомиться в работах [6, 10, 13], а в данной статье сконцентрируемся на отмеченных фиксированных стратегиях закачки.

Активный объем, то есть объем насыщенного нефтью порового пространства, можно вычислить по формуле:

$$V_{hc} = (1 - s_{wc})\phi LA,$$

где s_{wc} — критическая насыщенность воды, ϕ — пористость, а A — площадь поперечного к оси X сечения расчетной области (Рис. 1). Определим безразмерный объем закачанной среды (воды или газа) как

$$V_{pvi} = Qt/V_{hc}.$$

Таким образом, величина V_{pvi} равна числу поровых объемов, закачанных в пласт. Она растет пропорционально времени.

Для сравнения стратегий закачки будем использовать коэффициент извлечения нефти E_r , равный отношению объема добытой нефти к ее объему в пласте при $t = 0$ [12]. Здесь все объемы оцениваются при стандартных условиях.

3. Основные уравнения

3.1. Законы сохранения

Для моделирования вытеснения нефти запишем систему законов сохранения для воды, CO₂ и каждой компоненты углеводородной смеси [4, 6, 10]:

$$\partial_t \left(\phi \sum_{p=g,o,w} \rho_p c_{p(1)} s_p \right) + \partial_X \left(\sum_{p=g,o,w} \rho_p c_{p(1)} u_p \right) = 0, \quad (1)$$

$$\partial_t \left(\phi \sum_{p=g,o} \rho_p c_{p(i)} s_p \right) + \partial_X \left(\sum_{p=g,o} \rho_p c_{p(i)} u_p \right) = 0 \quad (i=2,\dots,7), \quad (2)$$

$$\partial_t (\phi \rho_w c_{w(w)} s_w) + \partial_X (\rho_w c_{w(w)} u_w) = 0, \quad (3)$$

где $\partial_t = \partial/\partial t$, $\partial_X = \partial/\partial X$ — производные по времени и пространственной переменной, ρ_p — плотность фазы p , $c_{p(i)}$ — массовая концентрация i -й компоненты в фазе p , s — насыщенность, u — скорость фильтрации, индексы $p = g, w, o$ соответствуют фазам газа, нефти и воды, а $i = 1, \dots, 7$ — компонентам CO₂, C₁, C₃, C₅, C₁₀, C₂₀ и C₄₀. Подчеркнем, что компонента $i = 1$ отвечает углекислому газу CO₂. При этом уравнение (1) есть закон сохранения массы CO₂, который может находиться в каждой из трех фаз, уравнения (2) — это законы сохранения массы остальных углеводородных компонент, а (3) — закон сохранения массы воды.

Концентрация H₂O в фазе воды, вообще говоря, может быть меньше единицы, так как в ней возможно содержание растворенного CO₂. Таким образом, имеем следующие замыкающие соотношения для насыщенности и концентрации:

$$\sum_{p=g,o,w} s_p = 1, \quad \sum_{i=1}^7 c_{g(i)} = 1, \quad \sum_{i=1}^7 c_{o(i)} = 1, \quad c_{w(1)} + c_{w(w)} = 1, \quad c_{w(i)} = 0 \quad (i=2,\dots,7). \quad (4)$$

Учитывая (4), определим полные массовые концентрации компонент:

$$c_{t(i)} = \sum_{p=g,o,w} \rho_p c_{p(i)} s_p / \sum_{p=g,o,w} \rho_p s_p \quad (i=1,\dots,7,w). \quad (5)$$

3.2. Закон Дарси

Предполагаем, что межфазным натяжением можно пренебречь, если в фазах ввести одинаковое давление P . В приближении Дарси скорость фильтрации каждой из фаз направлена против градиента давления [5]:

$$u_p = -k \frac{k_{rp}(s)}{\mu_p} \frac{\partial P}{\partial X}, \quad p = g, o, w, \quad (6)$$

где k — абсолютная проницаемость пористой среды, k_{rp} — относительная проницаемость фазы p , а μ — динамическая вязкость.

Относительные фазовые проницаемости являются функциями насыщенностей фаз. В настоящем исследовании они задаются в полном соответствии с работами [5, 6, 10, 14]. Отдельно подчеркнем, что важным при этом параметром является критическая насыщенность воды s_{wc} . Если $s_w > s_{wc}$, то $k_{rw} > 0$, то есть вода — одна из подвижных фаз. Если же $s_w \leq s_{wc}$, то $k_{rw} = 0$, то есть вода — неподвижная фаза. Так как при $t = 0$ вода имеет насыщенность $s_w = s_{wc}$, то последняя не может опуститься ниже s_{wc} при любой координате X .

3.3. Уравнения состояния при $c_{w(1)} = 0$

Стандартное моделирование фильтрации опирается на предположение, что все углеводородные компоненты находятся только в фазах газа и нефти, а H₂O образует инертную фазу, в которой углеводороды не растворяются

[4]. Этому случаю отвечают $c_{w(1)} = 0$ и $c_{w(w)} = 1$. При заданных P и T определение парожидкостного равновесия сводится к выравниванию летучестей компонент $f_{p(i)}$ в фазах нефти и газа [11]:

$$f_{g(i)} = f_{o(i)} \quad (i = 1, \dots, 7). \quad (7)$$

Вместо летучестей могут использоваться химические потенциалы [11].

Параметры $f_{p(j)}$, ρ_p и s_p , $p = g, o$ в приближении Ван-дер-Ваальса обычно вычисляются, например, с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона [15]. Соответствующие алгоритмы расчета подробно освещены в научной литературе [11, 16]. Здесь отметим только, что они позволяют по известным P , T и $c_{t(i)}$ установить все термодинамические параметры фаз, находящихся в парожидкостном равновесии.

3.4. Учет растворения CO₂ в воде ($c_{w(1)} > 0$)

При малых температурах ($T \leq 100$ °С) нефти в пласте углеводороды плохо растворяются в воде. Однако, как уже отмечалось выше, CO₂ может находиться в воде в значительных концентрациях. Учитывая такие параметры термодинамической системы, расчет трехфазного парожидкостного равновесия между фазами газа, нефти и воды не целесообразен. Вместо него получил распространение более простой метод моделирования растворения CO₂ в воде [17], который основывается на расчете летучести чистого CO₂ с помощью того же самого уравнения, которое используется для моделирования углеводородной смеси. Обозначим это значение летучести символом $f_{(1)}^*$. Далее в виде той или иной корреляции зададим равновесную мольную концентрацию CO₂, растворенного в воде. При фиксированном значении T эта концентрация — $a_{(1)}^*(P)$, зависит от давления.

С применением введенных величин расчет термодинамического равновесия газа, нефти и воды состоит из следующих этапов. Сначала рассчитывается двухфазное парожидкостное равновесие в углеводородной смеси, из которого определяется летучесть $f_{(1)}$ газа CO₂. Далее, находится $f_{(1)}^*$, а мольная концентрация CO₂ в воде рассчитывается по формуле:

$$a_{(1)} = a_{(1)}^* f_{(1)} / f_{(1)}^*. \quad (8)$$

Обозначим мольные концентрации CO₂ в нефти и газе как $x_{(1)}$ и $y_{(1)}$. Заметим, что при малых значениях P летучесть в газе равна парциальному давлению в соответствующей компоненте. Согласно (8), в этом случае мольная концентрация растворенного CO₂ пропорциональна парциальному давлению. Наконец, $a_{(1)}$ с помощью конечных соотношений пересчитывается в массовую концентрацию $c_{w(1)}$ [11]. Описанный алгоритм можно усложнить заданием зависимости плотности и вязкости воды от $c_{w(1)}$. Однако такие уточнения оставим за пределами настоящего изложения.

4. Программная реализация и тестирование метода

Описанная методика композиционного моделирования, осложненная условием $c_{w(1)} > 0$, реализована в гидродинамическом симуляторе пластовых систем MUFITS [9]. Возможности симулятора для моделирования газовых методов увеличения нефтеотдачи отражены в статьях [5, 6, 10]. Ниже симулятор используется для оценки влияния растворения CO₂ в воде на коэффициент нефтеотдачи E_r .

Приведем результаты тестирования алгоритма расчета $c_{w(3)}$ в случае, когда для моделирования смеси применяется уравнение состояния Пенга–Робинсона в соответствии с методиками моделирования, описанными в работах [9, 18]. На рисунке 2 представлены результаты расчета $a_{(1)}$ в случае, когда вода находится в равновесии со смесью CO₂ и CH₄ при $T = 50$ °С. Причем рассмотрены различные концентрации CO₂ и CH₄ в газе. Если газ является чистым CO₂ (то есть отношение CO₂/CH₄ имеет вид 1/0), то рассчитанная кривая $a_{(1)}(P)$ согласуется с экспериментальными данными из [7]. При падении концентрации CO₂ в газе и, следовательно, при понижении его парциального давления, $a_{(1)}$ также становится меньше. Причем, с учетом закона Рауля [11] и (6), $a_{(1)}$ уменьшается пропорционально концентрации CO₂ в газе [11].

5. Моделирование стратегии закачки карбонизированной воды

Учет растворения CO₂ в воде при композиционном моделировании фильтрации позволяет рассчитывать фазовые превращения при вытеснении нефти карбонизированной водой. Для оценки эффективности такого вытеснения в данном разделе сравним стратегии W_0 и W . Результаты расчетов здесь и ниже приводятся при

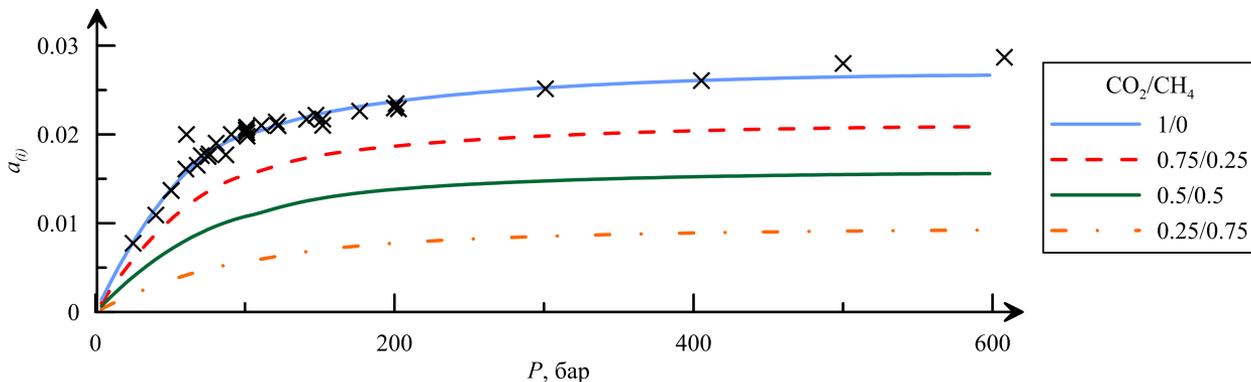


Рис. 2. Рассчитанные молярные концентрации CO₂ в водной фазе, находящейся в равновесии со смесью CO₂ и CH₄; крестиками показаны экспериментальные данные из работы [7] для воды, находящейся в равновесии с чистым CO₂

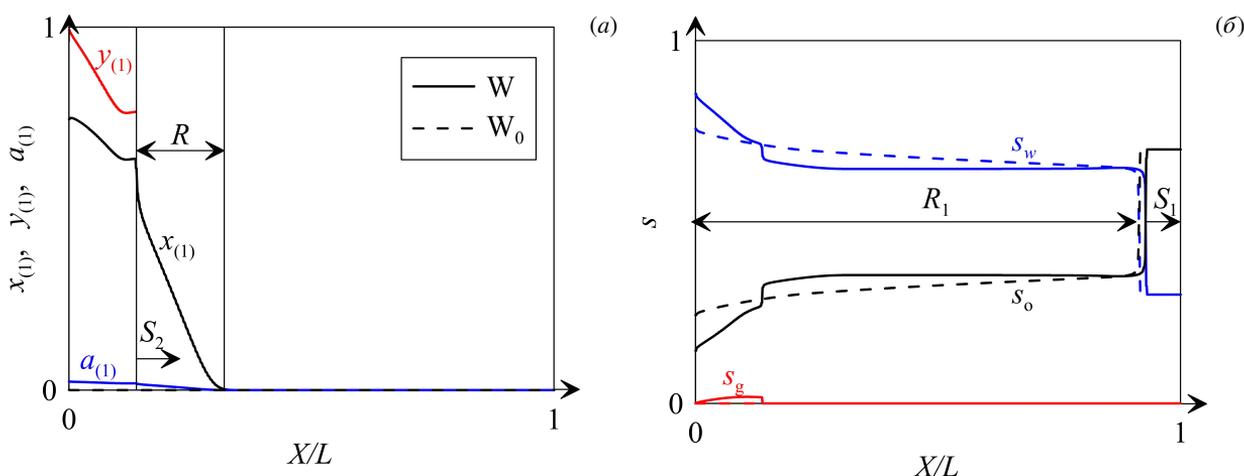


Рис. 3. Распределение молярных концентраций CO₂ $x_{(1)}$, $y_{(1)}$ и $a_{(1)}$ в нефти, газе и воде соответственно (а); насыщенности фаз (б); $V_{pvi} = 0.5$

$P_0 = 250$ бар и $T = 60$ °С. Если не оговорено противное, то полагается $s_{wc} = 0.3$. Предполагаем, что при любом значении координаты X газ, нефть и вода находятся в локальном термодинамическом равновесии.

Результаты расчетов представлены на рисунке 3 для стратегий W_0 и W . При стандартном заводнении (стратегия W_0) вытеснение описывается решением Баклея–Леверетта [19]. От изменения координаты от $X = 0$ к $X = L$ распространяется сильный разрыв насыщенности — S_1 , с присоединенной волной Римана R_1 (Рис. 3б). В этом случае фазовые превращения отсутствуют, а течение остается двухфазным. Соответствующее изменение коэффициента E_r с в зависимости от V_{pvi} показано на рисунке 4а. На начальном этапе закачки воды E_r растет линейно с V_{pvi} . Далее при $V_{pvi} \approx 0.55$ вода прорывается к границе $X = L$. В этот момент времени кривая $E_r(V_{pvi})$ имеет точку перегиба и затем очень медленно растет и, по мере увеличения V_{pvi} , выполаживается. Такое поведение свидетельствует об истощении нефтяного месторождения.

Закачка карбонизированной воды повышает E_r (Рис. 3 и 4а). В этом случае CO₂ переносится вместе с водой от границы $X = 0$. При контакте воды с нефтью происходят фазовые превращения. Во-первых, компонента CO₂ переходит из фазы воды в фазу нефти, устанавливается термодинамическое равновесие между карбонизированной водой и углеводородами. Во-вторых, растворение CO₂ в нефти может привести к изменению равновесия в углеводородной смеси за счет выделения свободной фазы газа. В итоге перенос водой растворенного CO₂ может способствовать развитию трехфазного течения.

Описанные фазовые превращения наблюдаются при стратегии W (Рис. 3). Закачка CO₂ приводит к развитию фронтального вытеснения с быстро перемещающимся к границе $X = L$ фронтом S_1 . Непосредственно за S_1 вода не содержит CO₂, поэтому ее скорость описывается решением Баклея–Леверетта. Основные отличия стратегии W от W_0 проявляются у границы $X = 0$. Здесь образуется медленный разрыв S_2 , за которым происходит

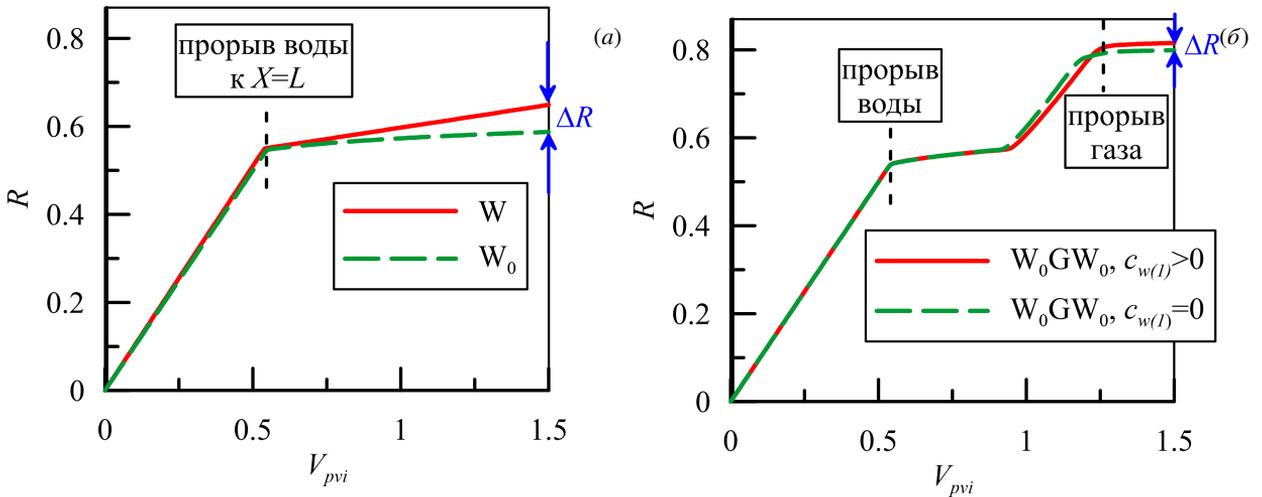


Рис. 4. Рассчитанный коэффициент вытеснения нефти при закачке карбонизированной воды (а) и газовом заводнении (б)

трехфазное течение газа, нефти и воды. Перед разрывом распространяется волна Римана R , в которой $a_{(1)}$ непрерывно возрастает от 0 до значения перед фронтом S_2 [20]. В этой волне имеет место смешение закачиваемой и пластовой воды. В случае W изменение коэффициента E_r со временем показано на рисунке 4а сплошной линией. Сопоставляя E_r при стратегиях W и W_0 , можно заключить, что до прорыва воды к скважине обе они характеризуются приблизительно одинаковыми значениями коэффициента нефтеотдачи. После прорыва воды кривая $E_r(V_{pvi})$ при стратегии W_0 выполаживается, тогда как при W она продолжает медленно расти за счет продвижения фронта S_2 . Фазовые превращения за фронтом S_2 способствуют более полному вытеснению нефти, что и отражается в увеличении значений E_r . После закачки 1.5 поровых объемов стратегия W позволяет достичь более высокого коэффициента E_r . По сравнению с W_0 прирост нефтеотдачи составляет $\Delta E_r = 0.062$. Таким образом, можно сделать вывод, что закачка карбонизированной воды дает возможность добыть больше нефти, а прирост нефтеотдачи составляет несколько процентов.

6. Моделирование стратегии газового заводнения

Рассмотрим вытеснение нефти в рамках стратегии W_0GW_0 , предполагающей закачку воды на первой стадии. Затем, на второй стадии — после прорыва воды к $X = L$, граничное условие при $X = 0$ заменяем на закачку CO_2 , что можно интерпретировать как применение газового метода увеличения нефтеотдачи. На поздней стадии возвращаемся к граничному условию закачки воды. Поровые объемы V_{pvi} , закачанные на каждой из этих стадий, равны, соответственно, 0,6, 0,18 и 0,72.

Для оценки влияния растворения CO_2 на E_r представим результаты расчета фильтрации в двух случаях: I. $a_{(1)} \equiv 0$ ($c_{w(1)} \equiv 0$); II. $a_{(1)} \geq 0$ ($c_{w(1)} \geq 0$). На первом этапе W_0 оба случая ничем не отличаются друг от друга, так как осуществляется закачка чистой воды. На этом этапе происходит вытеснение, описываемое решением Баклея–Левретта (см. Рис. 3).

Последующая закачка CO_2 (этап G) приводит к развитию многостадийного смешения, которое описывается сложной последовательностью разрывов и волн Римана (Рис. 5) [20, 21]. Передний разрыв из этой последовательности — S_3 , ограничивает область, в которой находится закачанный газ CO_2 . В этой области насыщенность нефти значительно снижается за счет ее смешения с газом, а E_r повышается по сравнению со стратегией W_0 (Рис. 4б). Когда фронт S_3 достигает координаты $X = L$, расход нефти через эту границу увеличивается, что отражается в значительном росте E_r [20].

На этапе G результаты расчета фильтрации в случаях I и II начинают различаться. Так в I-м случае CO_2 не растворяется в воде, большее количество газа остается доступным для растворения в нефти, а фронт S_3 , соответственно, движется немного быстрее, чем в случае II. В I-м случае вытеснение после прорыва газа к $X = L$ характеризуется чуть большими, по сравнению со случаем II, значениями E_r . Действительно, при $0.9 \leq V_{pvi} \leq 1.1$ штриховая линия на рисунке 4б лежит немного выше сплошной линии. Однако на более поздней стадии, $V_{pvi} > 1.2$, коэффициент вытеснения больше уже в случае II. При $V_{pvi} = 1.5$ прирост нефтеотдачи, связанный с растворением CO_2 в воде — ΔE_r , равен 0.031.

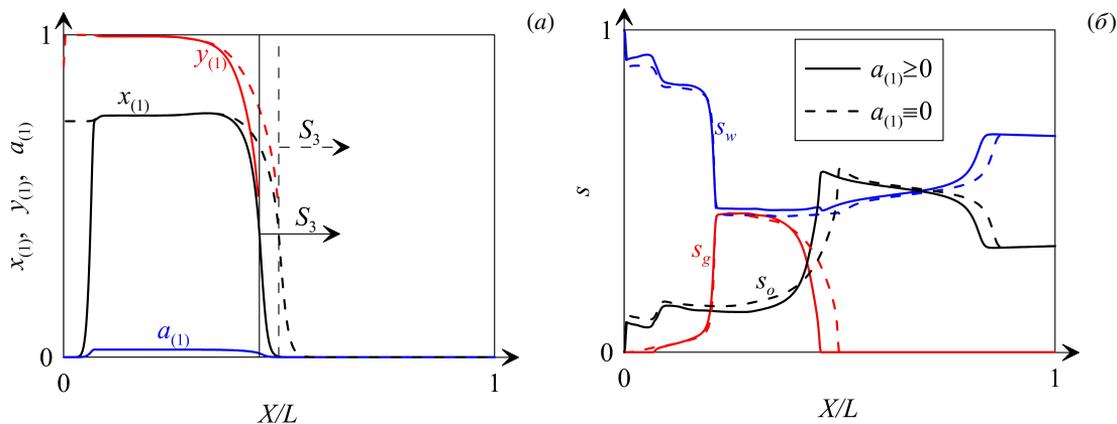


Рис. 5. Рассчитанные распределения концентраций CO_2 (а) и насыщенностей фаз (б) при $V_{pvi} = 0.9$ в стратегии $W_0\text{GW}$; штриховыми и сплошными линиями показаны результаты расчета фильтрации, соответственно, в случаях I ($a_{(1)} \equiv 0$) и II ($a_{(1)} \geq 0$)

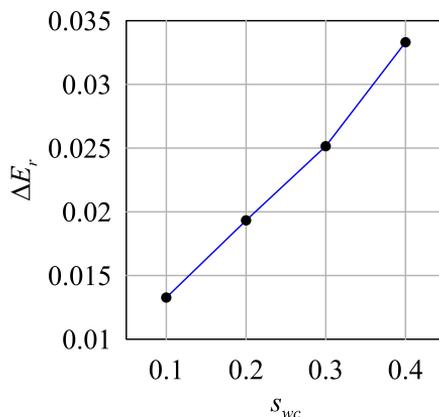


Рис. 6. Прирост нефтеотдачи ΔE_r , связанной с растворением CO_2 в воде, в зависимости от критической насыщенности воды s_{wc}

Критическая насыщенность воды s_{wc} может оказывать значительное влияние на количество растворенного в воде CO_2 . Действительно, увеличению s_{wc} соответствует больший объем неподвижной пластовой воды, а, следовательно, и больший объем растворенного CO_2 . Для оценки изменений ΔE_r проведены расчеты фильтрации при различной s_{wc} (Рис. 6). Результаты расчетов показывают, что ΔE_r возрастает с увеличением s_{wc} , но не превосходит 0.05.

7. Заключение

Проведенные расчеты позволили выявить, что растворение CO_2 в воде оказывает ограниченное влияние как на многостадийное смешение при газовом воздействии на пласт, так и на коэффициент извлечения нефти E_r . Если в композиционном моделировании фильтрации пренебречь растворением CO_2 , то E_r на поздней стадии закачки будет недооценен на несколько процентов. Продемонстрировано, что растворение CO_2 в воде приводит к увеличению E_r как при закачке карбонизированной воды, так и при закачке сверхкритического CO_2 .

Отдельно отметим, что в данной работе вода полагалась пресной, тогда как нефтяные пласты обычно насыщены соленой водой. Однако в силу того, что соль снижает растворимость CO_2 в воде [8], вычисленные для пресной воды значения ΔE_r ограничивают сверху соответствующие значения для соленой воды.

Несомненно, существует ряд факторов, суживающих применимость настоящей работы к процессам в реальном нефтяном пласте. Во-первых, существенным является допущение об одномерном течении, тогда как вытеснение нефти, конечно же, сопровождается трехмерными течениями. Проведенные ранее исследования показывают, что используемое одномерное приближение тем не менее позволяет получить оценки, качественно описывающие

эффективность трехмерных процессов вытеснения [10]. Во-вторых, в моделировании пренебрегается физико-химическим взаимодействием между CO₂ и минералами горной породы, а также переменностью температуры. Учет данных факторов, особенно в призабойной зоне скважины, является предметом будущих исследований.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 19-71-10051), <https://rscf.ru/project/19-71-10051/>.

Литература

1. Holloway S. Underground sequestration of carbon dioxide—a viable greenhouse gas mitigation option // *Energy*. 2005. Aug. Vol. 30, no. 11/12. P. 2318–2333. DOI: 10.1016/j.energy.2003.10.023
2. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization // *Gas Science and Engineering*. 2023. Vol. 117. 205070. DOI: 10.1016/j.jgse.2023.205070
3. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review // *Energies*. 2010. Vol. 3. P. 1529–1575. DOI: 10.3390/en3091529
4. Coats K.H. An Equation of State Compositional Model // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1980. Oct. Vol. 20, no. 05. P. 363–376. DOI: 10.2118/8284-PA
5. Afanasyev A., Andreeva A., Chernova A. Influence of oil field production life on optimal CO₂ flooding strategies: Insight from the microscopic displacement efficiency // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 205. 108803. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108803
6. Afanasyev A., Andreeva A., Chernova A. Numerical optimisation of CO₂ flooding using a hierarchy of reservoir models // *Advances in Geosciences*. 2021. Vol. 56. P. 19–31. DOI: 10.5194/adgeo-56-19-2021
7. Spycher N., Pruess K., Ennis-King J. CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100°C and up to 600 bar // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2003. Vol. 67, no. 16. P. 3015–3031. DOI: 10.1016/S0016-7037(03)00273-4
8. Spycher N., Pruess K. CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. II. Partitioning in chloride brines at 12–100°C and up to 600 bar // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2005. Vol. 69, no. 13. P. 3309–3320. DOI: 10.1016/j.gca.2005.01.015
9. Afanasyev A., Vedeneva E. Compositional modeling of multicomponent gas injection into saline aquifers with the MUFITS simulator // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. Vol. 94. 103988. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.103988
10. Андреева А.И., Афанасьев А.А. Сравнение оптимальных режимов водогазового воздействия в рамках одномерной и двумерной постановок задачи фильтрации // *Вычислительная механика сплошных сред*. 2022. Т. 15, № 3. С. 253–262. DOI: 10.7242/1999-6691/2022.15.3.19
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 332 с.
13. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Prentice Hall, 1989. 550 p.
14. Kenyon D. Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs // *Journal of Petroleum Technology*. 1987. Vol. 39. P. 981–997. DOI: 10.2118/12278-PA
15. Peng D.-Y., Robinson D.B. Two- and Three-Phase Equilibrium Calculations for Coal Gasification and Related Processes // *Thermodynamics of Aqueous Systems with Industrial Applications*. 1980. P. 393–414. DOI: 10.1021/bk-1980-0133.ch020
16. Michelsen M.L. The isothermal flash problem. Part II. Phase-split calculation // *Fluid Phase Equilibria*. 1982. Vol. 9. P. 21–40. DOI: 10.1016/0378-3812(82)85002-4
17. Hatchell D., Benson S. Examining the Potential of Immiscible CO₂ for Gravity-assisted Enhanced Oil Recovery and Storage // *Energy Procedia*. 2017. July. Vol. 114. P. 6980–6988. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1839
18. Søreide I., Whitson C.H. Peng-Robinson predictions for hydrocarbons, CO₂, N₂, and H₂S with pure water and NaCl brine // *Fluid Phase Equilibria*. 1992. Vol. 77. P. 217–240. DOI: 10.1016/0378-3812(92)85105-H
19. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // *Transactions of the AIME*. 1942. Vol. 146, no. 01. P. 107–116. DOI: 10.2118/942107-g
20. Orr F.M. Theory of gas injection processes. Holte, Denmark: Tie-Line Publications, 2007. 381 p.
21. Афанасьев А.А., Веденева Е.А. Исследование эффективности закачки газа и воды в нефтяной пласт // *Известия РАН. Механика жидкости и газа*. 2020. № 5. С. 46–55. DOI: 10.31857/S0568528120050011

Сведения об авторах:

Афанасьев Андрей Александрович, чл.-корр. РАН, зав. лаб., НИИ механики МГУ, 119192, г. Москва, Мичуринский пр-т, 1; e-mail: afanasyev@imec.msu.ru; ORCID: 0000-0002-2284-7144

Андреева Анна Игоревна (корр.), вед. инж., НИИ механики МГУ; e-mail: aandreeva@imec.msu.ru; ORCID: 0000-0002-4606-7492

Сытченко Ирина Михайловна, инж., НИИ механики МГУ; e-mail: syrchenkoim@imec.msu.ru; ORCID: 0000-0003-0852-5234

Чернова Анна Александровна, мнс, НИИ механики МГУ; e-mail: a.chernova@imec.msu.ru; ORCID: 0009-0000-8638-6634