

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ
УРАВНЕНИЯ
И
ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ
N. 1, 2024
Электронный журнал,
рег. Эл № ФС77-39410 от 15.04.2010
ISSN 1817-2172
<http://diffjournal.spbu.ru/>
e-mail: jodiff@mail.ru

Общая теория управления

Сравнительный анализ математических моделей капиллярной пропитки на экспериментальных данных

Цыкунов О.И.^{1,2,*}

¹ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург, Российская Федерация

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Российская Федерация

*Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. В данной работе проводится сравнительный анализ различных подходов к моделированию процесса капиллярной пропитки в нефтенасыщенных горных породах. Сегодня проницаемость разрабатываемых нефтяных месторождений снижается, из-за чего капиллярные процессы начинают вносить существенный вклад в фильтрацию. Поэтому вопрос о моделировании пропитки в масштабах пласта становится все более актуальным. Капиллярная пропитка – процесс самопроизвольной фильтрации жидкости в пористую среду под действием капиллярных сил. Целью исследования является анализ подходов к математическому описанию данного процесса. Для этого рассматриваются одномерные модели однофазной пропитки Хэнди, Ли и Хорна, Бенавенте и Кая, решается уравнение одномерной двухфазной пропитки Шмида и проверяется возможность модели фильтрации в программном пакете tНавигатор к прогнозированию пропитки. Для верификации моделируются реальные эксперименты. На основании результатов моделирования делаются выводы о том, что однофазные модели имеют повышенную погрешность из-за взаимодействия воды со второй фазой и нефизичные значения свободных параметров, поэтому не рекомендуется масштабировать их на большие объемы породы. Двухфазная модель не учитывает гравитацию, из-за чего на последних этапах вертикальной пропитки растет погрешность, поэтому данный подход необходимо модифицировать учетом гравитационных сил в уравнении пропитки. Численный одномерный эксперимент на гидродинамическом симуляторе с использованием предложенной методики моделирования ядра показал лучшее сходжение с экспериментальными данными с погрешностью от 1 до 4%, именно он рекомендуется для моделирования капиллярных процессов в масштабах скважины.

Ключевые слова: капиллярная пропитка, гидродинамика, нефть, модель капиллярной пропитки

1. Введение

Сегодня вопросы математического описания фильтрационных процессов в пористых средах как никогда актуальны, что связано с развитием различных отраслей промышленности и особенно с развитием нефтегазового комплекса. Современные подходы к проектированию разработки нефтяных месторождений включают математическое описание всех процессов, которые происходят в подземной части месторождения, а одним из главных технологических трендов является детальное гидродинамическое моделирование коллекторов и создание цифровых двойников месторождений.

С течением времени в разработку вводятся все более сложные с геологической точки зрения месторождения, их проницаемость снижается, что требует применения совершенно иных подходов к моделированию фильтрации подземных флюидов. Одним из них является учет эффекта капиллярной пропитки. Ранее в высокопроницаемых коллекторах пропитка играла важную роль только в процессе формирования месторождения и учитывалась лишь в обосновании начальных насыщенных, примером тому является повсеместно используемая J-функция Леверетта, которая позволяет предсказывать положение водонефтяных контактов [1]. Однако, в процессе разработки при высоких проницаемостях капиллярная пропитка (процесс самопроизвольной фильтрации смачивающего флюида в пористую среду под действием капиллярных сил) вносит очень малый вклад в фильтрацию, но в случае низких она оказывает существенное влияние на процесс вытеснения [2]. Применительно к добыче нефти чаще всего встречается случай, когда в гидрофильном нефтенасыщенном коллекторе появляется свободная вода, которая, смачивая стенки породы, пропитывается в пористую среду и вытесняет нефть.

В последние годы появляются специализированные методы увеличения нефтеотдачи, физический принцип которых основывается именно на процессе самопроизвольной капиллярной пропитки, например, водный Huff and Puff [3]. Данная технология предполагает циклическую закачку воды в гидрофильный пласт, что инициирует пропитку и вытеснение дополнительной нефти. Результат моделирования такого воздействия сильно зависит от качества описания капиллярных процессов. Поэтому целью данной работы является исследование и сравнение существующих подходов к математическому моделированию процесса капиллярной пропитки в пористой среде, их верификация на экспериментальных данных и разработка методики моделирования в отечественном сеточном гидродинамическом симуляторе.

Ранее производились сравнения только однофазных моделей, например, в работах Кая и Ванга [4]-[5], либо анализировалась сходимость двухфазной модели в работе Шмида [6], но не проводился совместный анализ двух данных подходов. Также в работах Бехбахани и Ли [2], [7] производились численные эксперименты в пакете для фильтрационного моделирования Eclipse, но сравнение производилось лишь с экспериментальными данными. В данной работе впервые проводится анализ и исследование применимости одновременно одномерных однофазных (однокомпонентных) моделей пропитки и двухфазной (двухкомпонентной) модели на единых экспериментальных данных, а также сравнение результатов с вычислительным экспериментом на созданной гидродинамической модели керн в расчетном пакете.

2. Математическое моделирование капиллярной пропитки

Существует большое количество подходов к математическому моделированию процесса капиллярной пропитки. Модели различаются по количеству компонентов (фаза воды и фаза нефти в теории двухфазной фильтрации) – однофазные модели и двухфазные модели. Существуют и различные подходы к учету геометрии поровых пространств – от свободных параметров

геометрии поры до фрактального описания [8], но использование фракталов значительно усложняет модель, поэтому рассматриваться будут более простые модели поровой среды.

Так как в данной работе рассматриваются экспериментальные исследования на керне, который имеет цилиндрическую форму, а верхняя и нижние проекции являются поверхностями источника или стока, то будут использоваться только одномерные модели капиллярной пропитки.

2.1. Однофазные модели

Простейшим примером капиллярной пропитки является подъем мениска в тонкой трубке – если трубку из гидрофильного материала опустить одним краем в воду, то вода поднимется на определенную высоту. Данный подъем вызван капиллярным давлением, а его высота будет определяться балансом капиллярного давления и силы тяжести, действующей в противоположном направлении. Данный вывод сделал Лаплас и определил капиллярное давление одноименным уравнением:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_c}, \quad (1)$$

где σ – поверхностное натяжение; r_c – радиус капиллярной трубки; θ – угол смачивания.

Так как пористую среду в простейшем случае можно представить в виде набора трубок маленького сечения, то первые модели, разработанные Беллом и Кэмероном [9], Лукасам [10] и Вашбурном [11], следуя данному допущению, представляли породу как одну капиллярную трубку малого сечения, а подъем смачивающего флюида рассчитывался исходя из уравнения Лапласа (1), предполагая течение Хагена-Пуазейля. Данные модели называют единой аббревиатурой – BCLW.

Первую макроскопическую модель пропитки ввел Хэнди [12]. Используя модель BCLW и, допуская поршневое вытеснение, пренебрегая градиентом давления во второй фазе, с помощью уравнения Дарси с учетом капиллярного давления и коэффициента диффузии D

$$\varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial S_w}{\partial x} \right), \quad (2)$$

Хэнди получил зависимости массы пропитанной воды M от времени:

$$M^2 = \frac{2P_c K A^2 \varphi \rho^2 S_w}{\mu} t, \quad (3)$$

где $D = \frac{k_w}{\mu} \frac{\partial P_c}{\partial S_w}$ – коэффициент диффузии; $S_w = f(x, t)$ – водонасыщенность; x - координата; φ – пористость; K – проницаемость; A – площадь поперечного сечения образца породы; ρ – плотность смачивающего флюида; μ – вязкость флюида; t – время; k_w – фазовая проницаемость по воде.

Уравнение диффузии часто используют для математического описания капиллярной пропитки, например, в работе Жилина [13].

Аналогичный подход использовали при разработке модели пропитки Ли и Хорн [14]. Если рассматривать вместо абстрактной пористой среды реальные геологические породы-коллекторы, то для любой породы свойственно наличие связанной водонасыщенности – помимо нефти эти породы содержат и некоторое количество воды, которая осталась там в результате процесса формирования залежи. Ли и Хорн учли это и ввели в модель начальную насыщенность воды S_{wi} , получив при этом зависимость массы воды от времени:

$$M^2 = \frac{2P_c K A^2 \varphi \rho^2 (S_w - S_{wi})}{\mu} t. \quad (4)$$

В реальности среда состоит из множества искривленных хаотично расположенных пор разных форм и размеров. Это приводит к тому, что вода в порах проходит больший путь, чем по прямым каналам, а различия в диаметре и форме приводят к различным значениям капиллярного давления, что следует из уравнения Лапласа (1). Используя модель ВСLW, Бенавенте ввел в уравнение Хагена-Пуазейля не обычный радиус капилляра, а гидравлический $r_h = \frac{A}{P}$, где A – площадь поры, а P – периметр [15]:

$$Q = \frac{dv}{dt} = \frac{\pi r_h^4 \Delta P}{8\mu x}, \quad (5)$$

где v – объем, P – давление.

Далее был введен коэффициент γ , который является отношением гидравлического радиуса реальной поры из уравнения (5) к гидравлическому радиусу идеально круглой, что позволило учесть форму поровых каналов. Также был введен коэффициент τ , отвечающий за кривизну порового канала:

$$M^2 = \frac{A^2 \varphi^2 \rho^2 r_{av} \gamma \sigma \cos \theta}{2\mu \tau} t, \quad (6)$$

где ΔP – перепад давления; r_{av} – средний радиус поровых каналов.

Стоит отметить, что γ и τ в (6) являются свободными параметрами, так как определяются они в ходе экспериментов.

Дальнейшим развитием данной теории является модель, предложенная Каем [16]. Автор использовал параметр геометрии поровых каналов не только в уравнении Хагена-Пуазейля (5), как в модели Бенавенте, но и в уравнении Лапласа, что позволило учитывать изменение капиллярного давления от изменения формы поры:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{\alpha r}, \quad (7)$$

где α – коэффициент отклонение формы порового канала от окружности. Например, если α равен 1, то пора имеет круглое сечение, 1.094 для квадратного и 1.186 для треугольного [[16]].

Итоговое уравнение массы пропитки:

$$M^2 = \frac{\rho^2 A^2 \varphi^2 (S_w - S_{wi})^2 \alpha^3 r_{av} \sigma \cos \theta}{2\mu \tau^2} t. \quad (8)$$

В моделях Хэнди, Ли и Хорна, Бенавенте были рассмотрены случаи горизонтальной пропитки, когда гравитация не оказывает существенного влияния на процесс. Однако, Кай в разработанной модели также получил формулу массы пропитки с учетом гравитации для случая, когда направление пропитки противоположно силе тяжести:

$$M(t) = \frac{a}{b} \left[1 + W \left(-e^{-1 - \frac{b^2}{a} t} \right) \right], \quad (9)$$

$$a = \frac{\rho^2 A^2 \varphi^2 (S_w - S_{wi})^2 \alpha^3 r_{av} \sigma \cos \theta}{4 \mu \tau^2}, \quad (10)$$

$$b = \frac{\rho^2 A \varphi (S_w - S_{wi}) \alpha^4 r_{av}^2 g}{8 \mu \tau^2}. \quad (11)$$

Кай использовал функцию Ламберта $W(x)$, предложенную для этого случая Фрайсем и Дрейром [17], что позволяет моделировать эксперименты не только с горизонтальным расположением керна, но и с вертикальным:

$$W(x) \approx \frac{2ex - 10.7036 + 7.56859\sqrt{2 + 2ex}}{12.7036 + 5.13501\sqrt{2 + 2ex}}, \quad -e^{-1} \leq x \leq 0. \quad (12)$$

Таким образом, рассмотрены четыре модели однофазной одномерной капиллярной пропитки. Каждая из них имеет разный набор свободных параметров для калибровки модели. Так, например, модели Хэнди и Ли-Хорна не учитывают микроструктуру пористой среды, из-за чего их калибровка затруднена, когда как модели Бенавенте и Кая можно адаптировать на экспериментальные данные. Так как в реальном процессе пропитки присутствуют две фазы (вода и нефть), взаимодействие воды со второй фазой может вызывать отклонения от экспериментальных данных, что будет показано ниже, из-за чего необходимо сравнение данных моделей с двухфазной.

2.2. Двухфазная модель

При наличии двух разных флюидов формируется поверхность контакта между ними, на форму и скорость продвижения которой влияет множество факторов, которые в рамках модели BCLW не учитываются. Однако, есть возможность использовать общепринятые методики моделирования двухфазных потоков, а наиболее распространенной теорией двухфазного вытеснения является теория Бакли-Левретта [18].

Бакли и Левретт используют функцию $f_w(S_w)$ (функция Бакли-Левретта), определяющую фракционный поток и позволяющую описывать характер и полноту вытеснения при наличии двух фаз. Объединение данного подхода совместно с моделью капиллярного вытеснения позволяет описать процесс капиллярной пропитки в условиях двухфазной фильтрации. Метод может быть реализован различными способами, например, в работе Барабанова [Ошибка! Источник ссылки не найден.] и в работе Телегина [20] также используется подход с функцией Бакли-Левретта. Также для решения задач пропитки часто используется модель Шмида [21], являющаяся наиболее простой для численной реализации, из-за чего рассматривается в данной работе.

Задача также рассматривается в одномерной постановке. В основе лежит закон сохранения массы в одномерной постановке:

$$\varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial q_w}{\partial x} = 0, \quad (13)$$

где q_w – скорость воды.

При этом уравнение для скорости воды:

$$q_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_t} q_t + K \frac{\lambda_w \lambda_0}{\lambda_t} \frac{dp_c}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + K \frac{\lambda_w \lambda_0}{\lambda_t} (\rho_0 - \rho_w) g, \quad (14)$$

где λ_w – подвижность воды, λ_0 – подвижность нефти, $\lambda_t = \lambda_w + \lambda_0$.

Для фильтрации без учета капиллярных сил справедливо выражение, выведенное Бакли и Левереттом [18]:

$$x(S_w, t) = \frac{q_t}{\varphi} f'_w(S_w) t, \quad (15)$$

где $f_w(S_w) = \lambda_w/\lambda_t$ – фракционный поток под действием вязких сил, q_t – скорость фронта вытеснения.

Рассмотрим случай прямоточной пропитки, когда вода самопроизвольно пропитывается и вытесняет нефть (несмачивающую фазу). В этом случае вода и нефть текут в одном направлении, тогда из уравнения (14) скорость воды при пренебрежении гравитационными силами:

$$q_w = f_w(S_w) q_t + K \frac{\lambda_w \lambda_0}{\lambda_t} \frac{dp_c}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x}. \quad (16)$$

Из уравнений (13) и (14) можно с вводом коэффициента диффузии D получить для прямоточной пропитки выражение:

$$\varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} = q_t f'_w \frac{\partial S_w}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(D(S_w) \frac{\partial S_w}{\partial x} \right), \quad (17)$$

где $D(S_w) = -K \frac{\lambda_w \lambda_0}{\lambda_t} \frac{dp_c}{dS_w}$ – коэффициент диффузии.

Начальные условия для уравнения (17):

$$\begin{aligned} S_w(0; t) &= S_w \max, \\ S_w(x > 0; t = 0) &= S_{wi}, \end{aligned} \quad (18)$$

где $S_w \max$ – максимальная водонасыщенность.

Так как экспериментальные данные показывают квадратичную зависимость массы пропитки от времени, то можно ввести автомодельную переменную подобия ω :

$$\omega = \frac{x}{\sqrt{t}}, S_w = S_w(\omega). \quad (19)$$

Дистанция до фронта и масса пропитки обратно пропорциональны \sqrt{t} , следовательно, и поток воды обратно пропорционален \sqrt{t} , из-за чего можно ввести коэффициент пропорциональности C :

$$q_w(0, t) = \frac{C}{\sqrt{t}} \quad (20)$$

И тогда дебит воды $Q_w(t)$ можно определить интегралом:

$$Q_w(t) = \int_0^t q_w(0, t) dt = 2C\sqrt{t}. \quad (21)$$

Далее Шмид вводит функцию F :

$$\omega(S_w) = \frac{2C}{\varphi} F'(S_w), \quad (22)$$

$$F(S_w) = \frac{q_w(S_w)}{q_w(S_{w \max})}. \quad (23)$$

Так как форма уравнения (22) совпадает с формой уравнения Бакли-Левретта (15), то делается вывод о том, что F есть функция фракционного потока для фильтрации под действием капиллярных сил, которая является отношением потока воды q_w (зависящим от текущей насыщенности S_w) к потоку воды при максимальной водонасыщенности $S_{w \max}$.

Дифференцируя уравнение (22) по водонасыщенности, получим:

$$\frac{d\omega}{dS_w} = \frac{2C}{\varphi} F''(S_w). \quad (24)$$

Вычисляя производную (24) по времени t и координате x и вводя коэффициент ω из (19):

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{dS_w}{d\omega} \frac{\partial \omega}{\partial t} = -\omega \frac{1}{2t} \frac{dS_w}{d\omega}, \quad (25)$$

$$\frac{\partial S_w}{\partial x} = \frac{dS_w}{d\omega} \frac{\partial \omega}{\partial x} = \frac{1}{\sqrt{t}} \frac{dS_w}{d\omega}. \quad (26)$$

С использованием уравнений (25) и (26) уравнение (17) можно переписать как

$$\omega \frac{dS_w}{d\omega} + 2 \frac{d}{d\omega} \left(D(S_w) \frac{dS_w}{d\omega} \right) - 2C f'(S_w) \frac{dS_w}{d\omega} = 0. \quad (27)$$

Интегрируя уравнение (27), получим

$$\int (\omega - 2C f'(S_w)) dS_w = -\frac{2D}{\varphi} \frac{dS_w}{d\omega}. \quad (28)$$

Константа интегрирования равна нулю, так как $D(S_{wi}) = 0$ ($S_{wi} = const$) и так как функция $F(S_{wi}) = 0$ – при начальной водонасыщенности нет пропитки и потока.

Далее, подставляя $\omega dS_w = \frac{2C}{\varphi dF}$ и $\frac{dS_w}{d\omega} = \frac{\varphi}{2CF''(S_w)}$ из уравнения (24) в (28)

$$(F - f_w)F'' = -\frac{\varphi}{2C^2} D(S_w), \quad (29)$$

$$F(S_{w \max}) = 1,$$

$$F(S_{wi}) = 0, \quad (30)$$

$$F'(S_{w \max}) = 0,$$

Шмидом получено дифференциальное уравнение проточной капиллярной пропитки с учетом вязкостного взаимодействия между фазами. Данная модель позволяет рассматривать

одновременно вязкостное взаимодействие между средами, учитывать капиллярные силы и начальную насыщенность пористой среды, что значительно увеличивает точность прогнозирования процесса пропитки.

2.3. Численное решение однофазных и двухфазной моделей пропитки

Решение однофазных моделей пропитки не вызывает проблем, так как выражения для квадрата массы пропитки есть простые уравнения в явном виде. В случае с моделью двухфазной пропитки можно решать дифференциальное уравнение (29) аналитически, либо использовать разностные методы. В рамках данной работы для решения дифференциального уравнения второго порядка используется разностная схема [[21]]:

$$F'' \approx \frac{F(S_w + 2\Delta S_w) - 2F(S_w + \Delta S_w) + F(S_w)}{\Delta S_w^2}. \quad (31)$$

Подставляя выражение (31) в (29):

$$\begin{aligned} F(S_w) = & (F(S_w + \Delta S_w) - 0.5F(S_w + 2\Delta S_w) + 0.5f_w(S_w)) \\ & + \left(0.25(F(S_w + 2\Delta S_w) - 2F(S_w + \Delta S_w) - f_w(S_w))^2 \right. \\ & \left. - \left(f_w(S_w)(F(S_w + 2\Delta S_w) - 2F(S_w + \Delta S_w)) + \left(\frac{\varphi}{2C^2} D(S_w) \Delta S_w^2 \right) \right) \right)^{\frac{1}{2}}. \end{aligned} \quad (32)$$

То есть можно найти приближение $F(S_w)$ если известны $F(S_w + \Delta S_w)$ и $F(S_w + 2\Delta S_w)$ для начального значения $F(S_w \text{ start})$. Начальные значения: $F(S_w \text{ max}) = 1$ и $F(S_w \text{ max} - \Delta S_w)$ [[21]].

Производная $F'(S_w \text{ max})$ может быть аппроксимирована рядом Тейлора и так как максимальная насыщенность водой $S_w \text{ max}$ не достигается в пределах породы – $F'(S_w \text{ max}) = 0$.

$$F(S_w \text{ max} - \Delta S_w) = F(S_w \text{ max}) - \Delta S_w F'(S_w \text{ max}) = 1. \quad (33)$$

Также для получения значений $F(S_w)$ необходимо знать значение C , которое тоже изначально неизвестно. Однако, его можно подобрать по соблюдению двух критериев. Первый критерий – $F(S_{wi}) = 0$, то есть поток при начальной водонасыщенности S_{wi} . Второй критерий следует из баланса массы – интеграл кривой насыщенности должен быть равен поровому объему, охваченному пропиткой:

$$\int_{S_{wi}}^{S_w \text{ max}} x(S_w, t) dS_w = \frac{Q_w(t)}{\varphi} = \frac{2C\sqrt{t}}{\varphi}. \quad (34)$$

Используя уравнения (19) и (22) выражение (34) можно аппроксимировать во второй критерий для C :

$$\sum_{i=1}^n F'(S_w, i) \Delta S_w \approx \frac{Q_w(t)}{\varphi} = \frac{\varphi}{2C\sqrt{t}} = 1. \quad (35)$$

Таким образом, C можно подобрать таким образом, чтобы конечное значение C приводило к выполнению данных критериев.

Помимо этого, для решения уравнения двухфазной пропитки и для гидродинамической модели требуются аппроксимационные зависимости для кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и для кривой капиллярного давления. Для задания ОФП будет использоваться приближенные формулы Кори [22]:

$$\begin{aligned} k_{ro} &= k_{ro}(S_{wc}) \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_o}, \\ k_{rw} &= k_{rw}(S_{ro}) \left(\frac{S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{N_w}, \end{aligned} \quad (36)$$

где $k_{ro}(S_{wi})$ – ОФП нефти при начальной водонасыщенности; $k_{rw}(S_{or})$ – ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности, S_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

Степени Кори N_o и N_w подбираются таким образом, чтобы полученные модельные кривые совпадали с экспериментальными замерами ОФП на соответствующем керне. Кривая капиллярного давления будет аппроксимироваться экспоненциальной зависимостью от водонасыщенности по экспериментальным данным.

3. Используемые экспериментальные данные

Для сравнения приведенных выше подходов к математическому моделированию процесса капиллярной пропитки необходимо привлечение экспериментальных данных. Исследование данного процесса – сложный и трудозатратный эксперимент, не входящий в комплекс стандартных керновых исследований, поэтому количество таких экспериментов невелико. Помимо малого количества экспериментальных данных, все эксперименты проводятся в различных условиях – вертикальная или горизонтальная пропитка, различные граничные условия на торцах керна и так далее. В работах используются различные измерительные системы – от простого измерения объема жидкости до применения магнитной томографии, в большинстве экспериментов не проводятся дополнительные исследования – измерения ОФП и капиллярного давления. Из этого следует, что невозможно привести все эксперименты к одинаковым условиям. В рамках данной работы рассмотрены четыре наиболее подходящих для данных моделей эксперимента – работы Бурбио, Хатибоглу, Жанга и Жоу [23]-[26].

3.1. Эксперимент Бурбио

В эксперименте Бурбио используется керн гидрофильного нефтяного коллектора с проницаемостью 137 мД, длина керна – 30 см, что значительно больше стандартного размера получаемых из скважин кернов [23]. Произведена серия из 4 экспериментов с различными граничными условиями на торцах керна.

Наиболее интересным является эксперимент GVB-1, так как в нем воспроизводится именно прямоочная пропитка – когда вода поступает в один торец, а противоположная поверхность керна открыта для выхода жидкости, боковая поверхность изолирована – то есть направление пропитки совпадает с направлением фильтрации вытесняемой нефти. Замеры насыщенности в ходе эксперимента производятся с помощью рентгеновской томографии, что позволяет получить профиль насыщенности по всей длине керна. Эксперимент проводится при атмосферном давлении. Пропитка осуществлялась 33 часа, конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 37,2%. В Табл. 1 приведено сравнение условий проведения всех экспериментов.

Для керна произведены исследования относительных фазовых проницаемостей и кривой капиллярного давления, что позволяет моделировать данный эксперимент с помощью двухфазной модели и гидродинамического симулятора.

3.2. Эксперимент Хатибоглу

В работе Хатибоглу проведено множество экспериментов по противоточной капиллярной пропитке (движение нефти противоположно направлению пропитки) с различными флюидами, с вертикальным и горизонтальным расположением керна [[24]]. Так как для данных экспериментов не определены кривые ОФП и капиллярного давления, то моделировать их можно только на однофазных моделях.

Наибольший интерес представляет эксперимент №17, в нем керн с проницаемостью 500 мД расположен горизонтально, порода гидрофильная, жидкость пропитки – вода. У образца керна боковая поверхность и один торец изолированы, вода и нефть могут фильтроваться только через один свободный торец. Эксперимент продолжался 14 суток, конечный КИН достиг 40%. Дополнительные исследования керна не производились, определялось только поверхностное натяжение, которое составляет 30,33 мН · м.

Данный эксперимент интересен для того, чтобы определить, как однофазные модели фильтрации отражают противоточную капиллярную пропитку, так как для двухфазной модели и симулятора необходимы кривые ОФП и P_c .

3.3. Эксперимент Жанга

В экспериментах Жанга [25] воспроизводится прямоточная и противоточная пропитка. Для данной работы интересен эксперимент №13, так как в нем изолирована только боковая поверхность керна, как и в эксперименте GVB-1 Бурбио. Используется керн песчаника Береа с высокой проницаемостью в 907 мД. Произведен замер поверхностного натяжения, который сильно выше, чем в остальных рассматриваемых экспериментах – 50,62 мН · м. Эксперимент проводился 19 часов, конечный КИН за это время достиг 50%.

Так как в работе Жанга также не проведены исследования ОФП и капиллярного давления – подходит он только для тестирования однофазных моделей пропитки.

3.4. Эксперимент Жоу

Последняя рассматриваемая экспериментальная работа – серия экспериментов, проведенных Жоу [26]. От остальных работ она отличается тем, что образец погружали в воду, не изолируя никакие грани, из-за чего пропитка происходит одновременно прямоточная и противоточная, через все грани и во всем объеме керна. Использовался также песчаник Береа с проницаемостью в 355 мД. Замер поверхностного натяжения показал низкое значение в 24,2 мН · м, однако, порода все равно является гидрофильной. Наиболее интересен эксперимент №11, так как у него самый высокий КИН из всей серии – 33,3 %. Пропитка длилась 12 часов.

Дополнительные исследования не проводились, поэтому моделируется он только на однофазных моделях. Наличие всех открытых поверхностей керна позволит оценить, как модели работают при пропитке одновременно через все грани.

Таб. 1. Данные по 4-м экспериментам капиллярной пропитки на керне

Параметр	Бурбио эксп. GVB-1 [[23]]	Хатибоглу эксп. №17 [[24]]	Жанг №13 [[25]]	Жоу №11 [[26]]
Схема и граничные условия				
Порода	Песчаник Триаса	Песчаник Берса		
Форма и размер керна	Параллелепипед 30x61x21см	Цилиндр 10x5 см	Цилиндр 7,74x3.87см	Цилиндр 3,8x7см
Пропитка	Прямоточная вертикальная	Противоточная горизонтальная	Прямоточная горизонтальная	Прямоточная и противоточная в объеме
Смачиваемость	Гидрофильная			
Проницаемость, мД	137	500	907	355
Пористость, д.ед	0,233	0,21	0,214	0,215
σ , мН · м	35	30,33	50,62	24,2
$k_{ro}(S_{wc})$, д.ед.	0,56	Не определялось		
$k_{rw}(S_{or})$, д.ед.	0,048	Не определялось		
Доп. исследования	ОФП, капиллярное давление	Не проводились		
Конечный КИН, %	37,2	40	50	33,3

4. Методика проведения численного эксперимента на гидродинамическом симуляторе

Сегодня гидродинамические симуляторы являются общепринятым стандартом для прогнозирования любых операций на нефтяных и газовых месторождениях. Любая технология перед применением требует тщательного обоснования и расчетов на симуляторах. В России наиболее распространенным является отечественное ПО для гидродинамического моделирования – tНавигатор.

Так как сегодня технология водного Huff and Puff, использующей капиллярную пропитку [[3]], является перспективной, но в России не применялась – большим вопросом остается возможность ее прогнозирования на собственных ИТ-инструментах. Одна из целей данной работы – оценка способности симулятора моделировать процессы капиллярной пропитки. Так как в масштабах скважины и сотен метров пласта, которые она вскрывает, такое исследование провести крайне сложно (ввиду недостатка информации о самом пласте и процессах, в нем происходящих), необходимо проводить такое исследование в масштабах керна. Ранее таких работ не производилось, выполнялось только моделирование других процессов на керне [[27]]. Существуют также специальная группа симуляторов под общим названием “Цифровой керн”, с точки зрения моделирования более корректно использовать именно их, так как в них моделируется микроструктура поровых каналов, полученная сканированием керна, однако, данный подход невозможно перенести на модель с масштабами скважины или всего месторождения [28].

Для решения поставленной задачи используется двухфазная двухкомпонентная изотермическая модель черной нефти в молярных плотностях. Система уравнений для модели черной нефти:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi N_c) = \operatorname{div} \left(\sum_{p=1}^{n_p} x_{c,p} \xi_p \frac{k_{rP}}{\mu_p} k \cdot (\nabla p + \nabla P_{cP} - \rho_p g \nabla H) \right) + q_c, \quad c = 1, \dots, n_c \quad (37)$$

$$\sum_{p=1}^{n_p} x_{c,p} \xi_p S_p = N_c, \quad c = 1, \dots, n_c, \quad (38)$$

$$\sum_{p=1}^{n_p} S_p = 1. \quad (39)$$

где P – фаза, c – компонент, n_c – число компонент, φ – пористость, N_c – молярная масса, n_p – число фаз, S_p – насыщенность фазы, P_{cP} – капиллярное давление, $x_{c,p}$ – молярная доля компонента, ρ_p – массовая плотность, g – ускорение свободного падения, k – тензор абсолютной проницаемости, k_{rP} – относительная фазовая проницаемость, μ_p – вязкость, H – вектор глубины, q_c – функция источников и стоков.

Данная система описывает фильтрацию многокомпонентной системы в пористой среде. Решение производится методом конечных объемов для выполнения законов сохранения, на каждой итерации применяется метод Ньютона.

По приведенной системе уравнений видно, что гидродинамическая модель требует большого количества данных. В случае моделирования ядра самые большие неопределенности связаны с кривыми ОФП и капиллярного давления. Так как эти исследования есть только для эксперимента Бурбио, моделироваться будет только он.

В эксперименте Бурбио используется не цилиндрический ядро, а прямоугольный, что упрощает задачу. На Рис. 1 приведена расчетная сетка, которая состоит из 32 ячеек по оси z и 1 по осям x и y , то есть модель сводится к одномерной постановке. 30 ячеек моделируют сам ядро и совпадают по размеру. По одной ячейке сверху и снизу моделируют граничные условия, боковые грани непроницаемы. Заданы только две фазы – вода и нефть.

Так как эксперимент проводился при атмосферном давлении и никакие насосы не использовались – необходимо задать на гранях постоянное давление. На Рис. 1 можно увидеть скважины, вскрывающие 1 и 32 блоки – нагнетательная скважина снизу является источником и поддерживает давление в блоке, добывающая сверху является стоком и также поддерживает давление. На данных ячейках задан десятикратный множитель порового объема, высокий множитель проницаемости, а насыщенность водой в нижнем блоке – 100%, в верхнем – 0%, так как этими блоками моделируется не поровый объем ядра, а чистая атмосферная среда, что позволяет избежать наличия капиллярных давлений в этих блоках и не искажает эксперимент. Помимо этого, на верхнюю ячейку, 30 ячеек самого ядра и на нижнюю заданы разные регионы насыщенности и равновесия. Насыщенность в блоках ядра задана неравновесная, водонасыщенность – 0,39 согласно эксперименту, а давления в ячейках заданы равными атмосферному. При инициализации модели давления пересчитываются согласно гидростатическому градиенту от 2 ячейки (из-за отдельного региона равновесия), но разница составляет сотые доли атмосферы.

В модели задан минимальный поровый объем в $1 \cdot 10^{-10}$ для исключения дезактивации ячеек из-за маленького порового объема, для достижения сходимости расчета максимальное количество Ньютонских итераций задано 400. Физические параметры породы заданы согласно данным эксперимента, коэффициент песчаности задан 1. Сжимаемость породы, PVT-модель нефти и воды заданы таким образом, чтобы они не изменялись в зависимости от давления.

Так как процесс капиллярной пропитки описывается квадратичным законом, временной шаг для расчета задан в 1 секунду в первые 10 минут расчета, а далее линейно увеличивается до 1 часа.

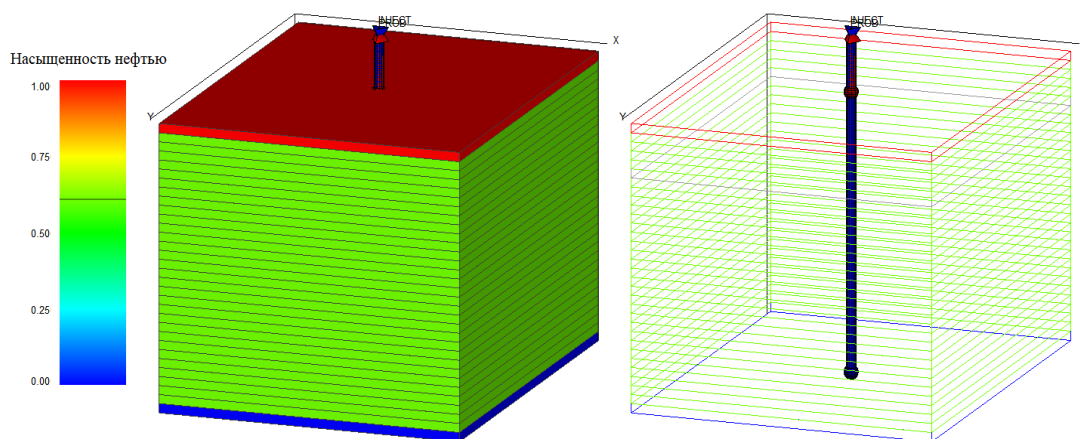


Рис. 1. Расчетная схема эксперимента GVB-1 Бурбию

5. Результаты

5.1. Результаты расчетов по однофазным моделям

На Рис. 2 приведены графики зависимости массы пропитанной воды от времени для каждого эксперимента по различным однофазным моделям. Ось времени приведена в логарифмических координатах. По графикам можно увидеть, что во всех случаях соблюдается квадратичная зависимости массы пропитки от времени, из чего следует, что за начальный период времени пропитывается большая часть воды, чем за последующие и со временем процесс сильно замедляется, что также подтверждается экспериментальным исследованием Барабанова по пропитке и фрактальным свойствам поровой среды кернов [29].

В каждом эксперименте наблюдается значительное отклонение моделей Хэнди и Ли-Хорна. Это связано в первую очередь с тем, что в них нет возможности учесть кривизну поровых каналов и отклонение их профиля от окружности, из-за чего их невозможно адаптировать на фактические данные экспериментов. При этом можно заметить, что модель Ли-Хорна дает более близкий результат, так как учет начальной насыщенности среды снижает скорость пропитки, что следует из уравнения (4).

Для каждого эксперимента приведены свободные параметры γ , τ и α . Их варьирование позволило настроить модели Бенавенте и Кая так, что их результаты аппроксимируют экспериментальные данные лучше остальных моделей. Однако, во многих случаях данные коэффициенты получились нефизичными. Так, для эксперимента Хатибоглу τ составил 150, что означает, что длина реальной поры в 150 раз больше, чем если бы она была прямой, что является слишком большим значением.

Так как коэффициент формы поры α был рассчитан для различных натуральных песчаников в работе [16], а его значение колеблется от 1 до 1,3, он был принят равным 1.2 для всех экспериментов для снижения степени неопределенности в адаптации.

Для эксперимента Хатибоглу адаптируемые параметры наиболее нефизичны, из чего следует, что процесс противоточной пропитки, который в нем представлен, не следует моделировать с помощью данных подходов. Причиной этому является тот факт, что вытесненная нефть выходит через ту же поверхность, через которую фильтруется вода, от чего фазовая проницаемость по воде сильно снижается, что препятствует пропитке воды. С другой стороны, эксперимент Жоу с полным погружением керна в воду неплохо описывается моделями прямоточной пропитки. Скорее всего это является следствием большой площади поверхности соприкосновения воды с породой, что компенсирует снижение фазовой проницаемости.

Так как эксперимент Бурбию проводился с вертикальным расположением керна, для него была также посчитана модель Кая с учетом гравитации, которая и является наиболее близкой к экспериментальным данным, а разница с моделью Кая без гравитации – существенна,

следовательно, даже в небольших масштабах керна гравитация оказывает влияние на процесс. Также стоит обратить внимание на то, что модель Бенавенте тоже получилось настроить на данный эксперимент.

Для классического эксперимента Жанга с горизонтальной пропиткой модели Бенавенте и Кая дают хорошее схождение с фактом при адекватных настроечных коэффициентах, что согласуется с результатами моделирования эксперимента Бурбио – то есть процесс прямоточной пропитки можно описывать однофазными моделями, но наличие второй фазы, не учитываемой данными моделями, приводит к нефизичным параметрам отклонения реальных пор от идеальных капилляров.

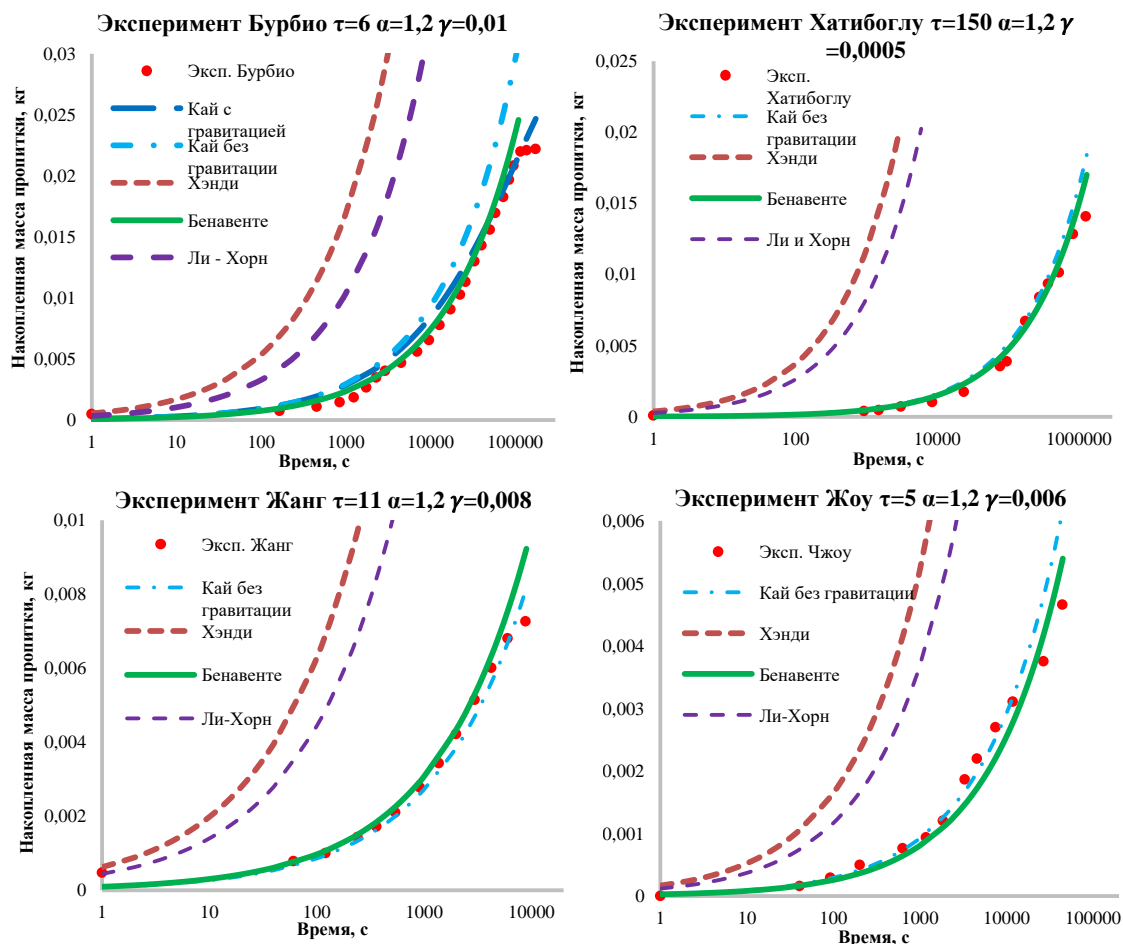


Рис. 2. Результаты моделирования на однофазных моделях

5.2. Результаты расчетов по двухфазной модели

Как уже отмечалось, для решения уравнения двухфазной пропитки необходимо большое количество исходных данных, ключевыми параметрами являются относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление, так как именно они определяют скорость пропитки. Из всех приведенных экспериментов прямые замеры данных зависимостей есть только для эксперимента Бурбио, для двухфазной модели и для модели керна на симуляторе используется только этот эксперимент.

Численное решение производилось с помощью разностной схемы (31). Кривые ОФП, приведенные на Рис. 3 аппроксимированы под факт с применением корреляции Кори со степенями нефти – 1,4, а для воды – 1,5. Концевые точки ОФП совпадают с данными эксперимента. Кривая капиллярного давления на Рис. 3 аппроксимирована со степенной зависимостью под точки прямых замеров во время эксперимента, так как данный вид зависимости лучше всего отражает фактические данные, коэффициент корреляции составил 0,99.

Так как эксперимент проводился в 1990 году, методы измерения ОФП и капиллярного давления не являются точными (современные методы тоже дают большой разброс). К тому же замер ОФП производился на другом керне данной породы, от чего неопределенность данного параметра только возрастает. Методика замера капиллярного давления из работы Бурбию подробно не описана, но замеры проводились во время эксперимента, то есть скорее всего использовался нестандартный метод полупроницаемой мембраны. Вероятно, именно из-за этого абсолютные значения капиллярного давления довольно малы относительно результатов современных керновых исследований. По этим причинам в любой гидродинамической модели эти зависимости являются одними из множества адаптируемых параметров, так как помимо несовершенства лабораторных методик и инструментов, присутствует фактор случайности в самой породе – керн, отобранный из одного пласта одного месторождения, по свойствам может отличаться в разы. В случае двухфазной модели эти параметры являются единственным способом настройки модели на факт.

В двухфазной модели эксперимента Бурбию адаптация выполнялась через модифицирование кривой капиллярного давления в 1,65 раз (Рис. 3) и с помощью увеличения $k_{rw}(S_{or})$ до 0,08. Данные незначительные изменения кривых в абсолютных значениях позволили получить динамику капиллярной пропитки, приведенную на Рис. 4, которая хорошо сбивается с фактом. По ней видно, что пропитка сначала идет по квадратичному закону, а в последних точках останавливается, что связано с тем, что фронт пропитки уже прошел весь керн. При этом перед остановкой квадратичная зависимость перестает сохраняться. На последней точке до выхода фронта пропитки погрешность модели составляет 8% и при этом в начальном и среднем участках погрешность не превышает 1%, а динамика полностью совпадает с фактом. То есть модель сохраняет квадратичную зависимость на всем протяжении эксперимента, а факт к концу эксперимента отклоняется от этой зависимости и останавливается. Возрастание погрешности связано с влиянием гравитации, которое накапливается вместе с продвижением фронта пропитки вверх, а в двухфазной модели гравитация не учитывается.

Таким образом, двухфазная модель капиллярной пропитки отлично отражает динамику пропитки, но в случае, когда пропитка идет в противоположном направлении, на последних этапах дает завышение объема пропитки, из чего следует необходимость уточнения модели для случая вертикальной пропитки.

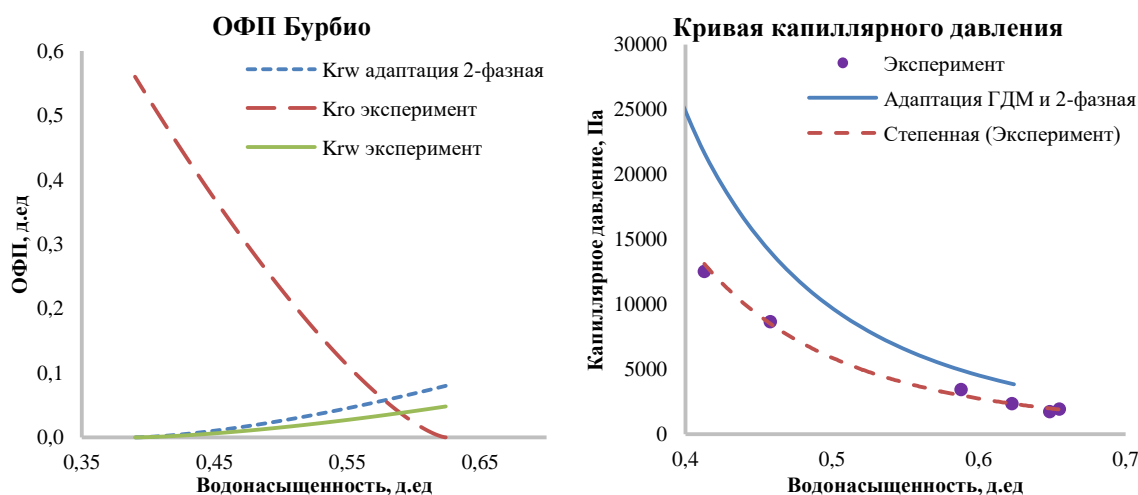


Рис. 3. Кривые относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления для двухфазной модели пропитки и для численного эксперимента на симуляторе. Уравнение аппроксимации капиллярного давления: $p = 322.02S_w^{-4.192}$.

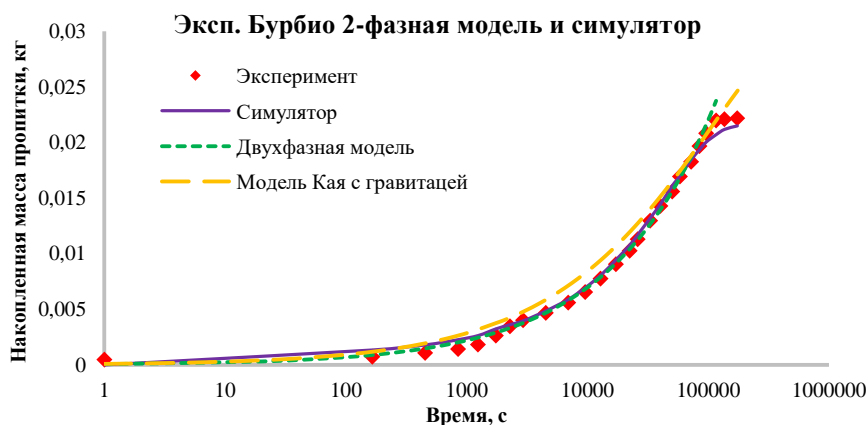


Рис. 4. Зависимость массы пропитки от времени для эксперимента Бурбио, двухфазной модели и численного эксперимента на симуляторе

5.3. Результаты расчетов на трехмерной гидродинамической модели

Адаптация гидродинамической модели ядра в симуляторе выполнялась так же, как и для двухфазной модели, так как неопределенности с исходными данными в эксперименте не изменились. Однако, так как в симуляторе учитывается эффект гравитации, адаптация сошлась даже без изменения фазовой проницаемости, поэтому единственным адаптируемым параметром было капиллярное давление, которое было взято с адаптации двухфазной модели, что подтверждает гипотезу о влиянии гравитации и говорит о высокой сходимости между симулятором и двухфазной моделью. Также по Рис. 4 можно увидеть более плавный выход на полку для ГДМ, чем в данных с эксперимента, но динамика на всем остальном протяжении расчета совпадает с фактом, а погрешность в точке выхода на линейный режим – 4% (и около 1% на остальных этапах пропитки), из чего следует, что тНавигатор можно использовать для моделирования капиллярной пропитки, так как с минимальной адаптацией точность прогноза на высоком уровне.

По сравнению с двухфазной аналитической моделью данный подход без дополнительных преобразований и модификаций можно применять в 2D и 3D постановке и переходить к описанию пропитки в масштабах скважины. На Рис. 4 так же нанесены результаты моделирования однофазной модели Кая, как наиболее подходящей из всех однофазных моделей. Видно, что динамику процесса она отображает хуже, чем остальные модели, особенно это проявляется на среднем участке, так как взаимодействие между фазами вносит существенный вклад в скорость пропитки.

6. Выводы

Однофазные модели капиллярной пропитки не описывают частный случай противоточной пропитки, но позволяют описать динамику прямоточной. Из-за отсутствия учета влияния второй фазы и ее взаимодействия с водой адаптируемые параметры пористой среды принимают нефизичные значения, а динамика может не совпадать на средних стадиях пропитки, из-за чего масштабирование данной методики на большие объемы породы не рекомендуется. Двухфазная модель описывает процесс прямоточной капиллярной пропитки точнее, чем однофазные, динамика согласуется с экспериментом на всех фазах пропитки, кроме последней, так как в модели не учитывается гравитация для частного случая вертикальной пропитки, из-за чего погрешность растет со временем и достигает 8% на заключительной фазе. Необходима модификация модели для учета гравитационных сил, после чего ее можно перенести на масштабы скважины.

Коммерческий гидродинамический симулятор тНавигатор позволяет с большей точностью моделировать процессы капиллярной пропитки. Предложенная авторская методика

моделирования и адаптации кернового исследования себя оправдывает, так как получена высокая сходимость численного эксперимента с фактическим, погрешность в максимум достигает 4%, а динамика пропитки так же совпадает с экспериментальными данными. Данный подход можно масштабировать на любые объемы пласта, в том числе для моделирования капиллярных процессов в окружении скважины.

7. Литература

- [1] Leverett M.C. Capillary behaviour in porous solids. Transactions of the AIME, 142:159–172, 1941.
- [2] Behbahani, H. Sh., Di Donato, G., & Blunt, M. J. (2006). Simulation of counter-current imbibition in water-wet fractured reservoirs. In Journal of Petroleum Science and Engineering (Vol. 50, Issue 1, pp. 21–39). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.08.001>
- [3] Цыкунов О.И., Каешков И.С. Анализ эффективности технологии водного Huff and Puff на основе мирового опыта применения и лабораторных исследований // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 4. – С.22-33. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/4/3933>
- [4] Cai, J., Perfect, E., Cheng, C.-L., & Hu, X. (2014). Generalized Modeling of Spontaneous Imbibition Based on Hagen–Poiseuille Flow in Tortuous Capillaries with Variably Shaped Apertures. In Langmuir (Vol. 30, Issue 18, pp. 5142–5151). American Chemical Society (ACS). <https://doi.org/10.1021/la5007204>
- [5] Wang, Z., Yang, Z., Ding, Y., Lin, W., He, Y., & Duan, X. (2018). A Generalized Capillary Imbibition Model for Porous Media in Tight Reservoirs. In Advances in Civil Engineering (Vol. 2018, pp. 1–8). Hindawi Limited. <https://doi.org/10.1155/2018/4148734>
- [6] Schmid, K. S., Alyafei, N., Geiger, S., & Blunt, M. J. (2016). Analytical Solutions for Spontaneous Imbibition: Fractional-Flow Theory and Experimental Analysis. In SPE Journal (Vol. 21, Issue 06, pp. 2308–2316). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/184393-pa>
- [7] Li, S., Ding, Y., Cai, B., Lu, Y., & Gu, D. (2016). Solution for counter-current imbibition of 1D immiscible two-phase flow in tight oil reservoir. In Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (Vol. 7, Issue 3, pp. 727–733). Springer Science and Business Media LLC. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0273-3>
- [8] Барабанов, В. Л. Фрактальная модель начальной стадии капиллярной пропитки горных пород / В. Л. Барабанов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2016. – № 1(13). – С. 5. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art5
- [9] Bell, J. M.; Cameron, F. K. The flow of liquids through capillary spaces. J. Phys. Chem. 1906, 10, 658–674.
- [10] Lucas, R. Rate of capillary ascension of liquids. Kolloid Z. 1918, 23, 15–22.
- [11] Washburn, E. W. Dynamics of capillary flow. Phys. Rev. 1921, 17, 273–283.
- [12] Handy, L. L. (1960). Determination of Effective Capillary Pressures for Porous Media from Imbibition Data. In Transactions of the AIME (Vol. 219, Issue 01, pp. 75–80). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/1361-g>
- [13] Жилин, А. А. Физико-математическое моделирование процессов капиллярной пропитки пористых материалов / А. А. Жилин, А. В. Федоров // Прикладная механика и техническая физика. – 2009. – Т. 50, № 1(293). – С. 42-51.
- [14] Li, K., & Horne, R. N. (2004). An Analytical Scaling Method for Spontaneous Imbibition in Gas/Water/Rock Systems. In SPE Journal (Vol. 9, Issue 03, pp. 322–329). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/88996-pa>
- [15] Benavente, D., Lock, P., Ángeles García Del Cura, M., & Ordóñez, S. (2002). In Transport in Porous Media (Vol. 49, Issue 1, pp. 59–76). Springer Science and Business Media LLC. <https://doi.org/10.1023/a:1016047122877>

- [16] Cai, J., Perfect, E., Cheng, C.-L., & Hu, X. (2014). Generalized Modeling of Spontaneous Imbibition Based on Hagen–Poiseuille Flow in Tortuous Capillaries with Variably Shaped Apertures. In *Langmuir* (Vol. 30, Issue 18, pp. 5142–5151). American Chemical Society (ACS). <https://doi.org/10.1021/la5007204>
- [17] Fries, N., & Dreyer, M. (2008). An analytic solution of capillary rise restrained by gravity. In *Journal of Colloid and Interface Science* (Vol. 320, Issue 1, pp. 259–263). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2008.01.009>
- [18] Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. In *Transactions of the AIME* (Vol. 146, Issue 01, pp. 107–116). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/942107-g>
- [19] Барабанов, В. Л. Эмпирические параметры модели противоточной капиллярной пропитки горных пород / В. Л. Барабанов // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15, № 1. – С. 27-52.
- [20] Телегин, И. Г. Влияние вида функциональных параметров математической модели на решение задачи о противоточной капиллярной пропитке / И. Г. Телегин, О. Б. Бочаров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3(129). – С. 63-69. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-63-69.
- [21] Schmid, K. S., Alyafei, N., Geiger, S. ., & Blunt, M. J. (2016). Analytical Solutions for Spontaneous Imbibition: Fractional-Flow Theory and Experimental Analysis. In *SPE Journal* (Vol. 21, Issue 06, pp. 2308–2316). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/184393-pa>
- [22] Corey, A.T. 1954. The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly* 19 (November): 38–41.
- [23] Bourbiaux, B. J., & Kalaydjian, F. J. (1990). Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media. In *SPE Reservoir Engineering* (Vol. 5, Issue 03, pp. 361–368). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/18283-pa>
- [24] Hatiboglu, C. U., & Babadagli, T. (2004). Experimental Analysis of Primary and Secondary Oil Recovery from Matrix by Counter-Current Diffusion and Spontaneous Imbibition. In *All Days. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE*. <https://doi.org/10.2118/90312-ms>
- [25] Zhang, X., Morrow, N. R., & Ma, S. (1996). Experimental Verification of a Modified Scaling Group for Spontaneous Imbibition. In *SPE Reservoir Engineering* (Vol. 11, Issue 04, pp. 280–285). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/30762-pa>
- [26] Zhou, X., Morrow, N. R., & Ma, S. (2000). Interrelationship of Wettability, Initial Water Saturation, Aging Time, and Oil Recovery by Spontaneous Imbibition and Waterflooding. In *SPE Journal* (Vol. 5, Issue 02, pp. 199–207). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/62507-pa>
- [27] Ковалёв А.Л. Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения / Корчажкина И.Ю., Савченко Н.В., Фомин Е.Л., Шеберстов Е.В., Кузовков А.А. // Вести газовой науки. 2017. №2 (30).
- [28] Воробьев К. А. Цифровизация нефтяной промышленности: технология "цифровой" керн / Воробьев А. Е., Тчаро Х // Вестник евразийской науки. 2018. №3.
- [29] Барабанов, В. Л. Фрактальные свойства капиллярной пропитки горных пород: лабораторные эксперименты / В. Л. Барабанов, А. А. Любушин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 49-58.

Comparative analysis of mathematical models of capillary imbibition on experimental data

Tsykunov O.I.^{1,2,*}

¹Gazpromneft STC, Saint-Petersburg, Russian Federation

²St. Petersburg Polytechnic University of Peter the Great, Saint-Petersburg, Russian Federation

*Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. In this paper, a comparative analysis of various approaches to modeling the process of capillary imbibition in oil-saturated rocks is carried out. Today, the permeability of developed oil fields is decreasing, due to which capillary processes begin to make a significant contribution to filtration. Therefore, the issue of reservoir-scale imbibition modeling is becoming increasingly relevant. Capillary imbibition is a process of spontaneous filtration of a liquid into a porous medium under the action of capillary forces. The aim of the study is to analyze approaches to the mathematical description of this process. To do this, one-dimensional models of single-phase imbibition by Handy, Lee and Horn, Benavente and Kai are considered, the Schmid one-dimensional two-phase imbibition equation is solved, and the ability of the filtration model in the tNavigator software package to predict imbibition is checked. For verification, real experiments on core are simulated. Based on the simulation results, conclusions are drawn that single-phase models have an increased error due to the interaction of water with the second phase and non-physical values of free parameters, which is why it is not recommended to scale them to large rock volumes. The two-phase model does not consider gravity, due to which the error increases at the last stages of vertical imbibition, so this approach must be modified to consider gravitational forces in the imbibition equation. A numerical one-dimensional experiment on a hydrodynamic simulator using the proposed core modeling technique showed the best convergence with experimental data with an error of 1 to 4%, which is why it is recommended for modeling capillary processes on the scale of a well.

Keywords: Capillary imbibition, hydrodynamics, oil, capillary imbibition model