

Математическая модель фильтрации с учетом капиллярных сил в мультипоровой среде

О.И. Цыкунов

Аннотация — В данной работе предложена модификация одномерной модели фильтрации жидкости в нефтенасыщенном коллекторе под действием капиллярных сил для учета дополнительного градиента давления закачки. Данная модель верифицирована на серии потоковых экспериментов на керне, получено соответствие с фактическими данными на начальном этапе фильтрации. Также было отмечено отклонение модели на конечных участках, что связано с осреднением свойств породы и ее представлением в виде набора одинаковых капиллярных трубок. Поэтому было предложено использование модели двойной среды, в которой коллектор раскладывается на две среды с различными свойствами. Это позволило воспроизвести смену динамики фильтрации, связанную с течением жидкости по порам различного размера, но кривая пропитки сильно отклонялась от экспериментальных данных. Для увеличения точности в модель был введен массообмен между двумя средами, получена система дифференциальных уравнений первого порядка, описывающая фильтрацию воды и нефти в породо-коллекторе. Данный подход позволил воспроизвести экспериментальные кривые пропитки с высокой точностью на 1 и 2 стадиях. Введение в модель третьей среды с самыми маленькими порами помогло описать третью стадию, когда прирост накопленной массы пропитки минимален.

Предложенная модель была использована для проведения серии численных экспериментов. Определено, что в природных мультипоровых системах скорость капиллярной пропитки растет с ростом радиуса порового канала, несмотря на снижение капиллярного давления. При этом в маленьких каналах пропитка вносит больший вклад в фильтрацию, чем внешний градиент давления.

Ключевые слова— модель фильтрации, капиллярная пропитка, двойная пористость, нефть.

I. ВВЕДЕНИЕ

Сегодня нефтегазовая отрасль сталкивается с большим количеством сложностей при разработке месторождений. Одной из них является низкая проницаемость нефтесодержащих пород. В России разрабатывается большое количество месторождений с проницаемостью ниже 1 мД, на них возникают проблемы высокого темпа падения дебита нефти, низкой

эффективности систем поддержания пластового давления, так как закачиваемая в нагнетательные скважины вода не доходит до добывающих скважин, а пластовое давление быстро снижается [1]. Помимо технологических сложностей, существуют и трудности с управлением разработкой, с моделированием фильтрационных процессов. Так, например, в условиях пониженной проницаемости проявляются капиллярные эффекты, из-за чего решение этих задач может быть связано с процессом капиллярной пропитки — самопроизвольной фильтрации смачивающей жидкости в пористой среде [2]. Этот эффект можно использовать в технологиях циклической закачки воды в добывающие скважины, например, Huff and Puff, когда закачанная вода повышает пластовое давление в призабойной зоне скважины, а также позволяет извлечь дополнительную нефть за счет пропитки [2]. Однако, данная технология находится на стадии опытно-промышленных испытаний [3]-[6], а многие экспериментальные и теоретические исследования дают противоречивые результаты. Это связано с тем, что процесс капиллярной пропитки в нефтенасыщенных коллекторах исследован слабее, чем процессы стандартного заводнения, так как количество экспериментальных исследований по пропитке [7]-[11] и Huff and Puff [12]-[14] невелико.

Первым противоречием является соотношение скоростей пропитки в порах большого и малого размера. Природная пористая среда является конгломерацией частиц различного размера, коллектор состоит из большого количества пор разной формы и размера. Текущие экспериментальные исследования с применением магнитно-резонансной томографии говорят как о преобладании в процессе пропитки микро- и субмикропор [13], так и мезо- и макропор [15].

Вторым противоречием является влияние на эффективность пропитки дополнительного градиента давления. Экспериментальные данные говорят как о сильном влиянии небольшого градиента давления на капиллярную пропитку [15]-[16], так и о возможности им пренебречь [17]. Третьим противоречием являются установленные подходы к моделированию капиллярной пропитки в трехмерных гидродинамических симуляторах. Для воссоздания капиллярных эффектов используются экспериментальные данные по закачке нефти в водонасыщенный керн [18], которые потом пересчитываются в капиллярные давления. Данный подход позволяет моделировать насыщение залежи и самопроизвольную капиллярную пропитку [18], однако,

Статья получена 24 июня 2024.

Цыкунов Олег Игоревич, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия, olegtsykunovmgn@gmail.com

данная методология не подходит для циклических процессов, так как в порах разного размера капиллярные эффекты проявляются по-разному. Решением может являться использование моделей двойной пористости и проницаемости из-за возможности учитывать неоднородность скорости фильтрации в разных порах. Поэтому целью данной работы является разработка модели фильтрации с учетом капиллярного давления, микроструктуры порового пространства и исследование капиллярной пропитки с ее помощью.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ С УЧЕТОМ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ

Для исследования капиллярной пропитки необходима математическая модель, учитывающая неоднородность порового пространства и давление закачки. Модель должна быть верифицирована на экспериментах с образцами горных пород. Большинство экспериментов по пропитке и циклической закачке производятся на цилиндрическом керне с изолированной боковой поверхностью, поэтому процесс фильтрации в таких условиях можно считать одномерным. Наиболее распространенными моделями пропитки являются модель Кая и модель Шмида [19]-[20]. Модель Шмида позволяет учесть взаимодействие нефть-вода и неравномерность фронта вытеснения. Для моделирования пропитки в ней используется экспериментальная зависимость капиллярного давления от водонасыщенности. Такой позволяет не учитывать неоднородность поровых каналов, но не дает возможности варьировать параметры пористой среды. Модель Кая позволяет менять кривизну, размер и форму каналов, так как в ней капиллярное давление рассчитывается по уравнению Лапласа (2), поэтому является предпочтительной для поставленных задач.

Примем допущение, что поровая среда является набором параллельных капиллярных трубок. Тогда для определения дебита флюида в идеальном цилиндрическом поровом канале используем уравнение Хагена-Пуазейля [19]:

$$q = \frac{\pi d^4 \Delta P}{128 \mu L_0} \quad (1)$$

где q – дебит жидкости, d – диаметр порового канала, ΔP – перепад давления, μ – вязкость жидкости, L_0 – длина порового канала.

Для определения капиллярного давления воспользуемся уравнением Лапласа [19]:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

где p_c – капиллярное давление, σ – коэффициент поверхностного натяжения, r – радиус порового канала, θ – контактный угол смачивания.

Уравнение (2) определяет капиллярное давление в идеальном грунте. Также необходимо учесть отклонение формы реальных пор от идеальной цилиндрической. В работе [21] используется коэффициент B , отвечающий за это отклонение:

$$p_c = \frac{2B\sigma \cos \theta}{r} \quad (3)$$

Для удобства введем $\alpha = \frac{1}{B}$ в уравнениях (1) и (2):

$$q = \frac{\pi (\alpha r)^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (4)$$

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{\alpha r} \quad (5)$$

где L – действительная длина траектории искривленного капиллярного канала.

В модели Кая общий перепад давления для самопроизвольной пропитки определяется суммой капиллярного давления p_c и гидростатического давления p_h :

$$\Delta P = p_c + p_h \quad (6)$$

Однако, в большинстве экспериментов керн закрепляется горизонтально, поэтому p_h можно пренебречь. Помимо этого, поставленная задача требует учета дополнительного градиента давления. Тогда необходимо ввести давление закачки p_{inj} :

$$\Delta P = p_c + p_{inj} \quad (7)$$

Из уравнений (4), (5) и (7) можно определить скорость фильтрации воды $v_t(t)$:

$$v_t(t) = \frac{\alpha^4 r^2}{8 \mu L_a(t)} \left[\frac{2\sigma \cos \theta}{\alpha r} + p_{inj} \right] \quad (8)$$

где $L_a(t)$ – действительная длина траектории части капилляра, заполненной водой, в момент времени t .

В уравнении (8) используется длина искривленного канала L_a , соотношение между L_a и длиной образца горной породы L_0 , можно определить как τ_s :

$$\tau_s = L_a / L_0 \quad (9)$$

Скорость жидкости в канале v_0 связана со скоростью фильтрации в породе v_t :

$$v_t = \tau_s v_0 \quad (10)$$

$$v_0(t) = \frac{\alpha^3 r \sigma \cos \theta}{4 \mu \tau_s^2 L_0(t)} + \frac{\alpha^4 r^2 p_{inj}}{8 \mu \tau_s^2 L_0(t)} \quad (11)$$

Реальная пористая среда состоит из множества пор различного размера, тогда необходимо использовать среднюю скорость v_0 :

$$\bar{v}_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_{0i} \quad (12)$$

С введением v_0 уравнение (11) примет вид:

$$\bar{v}_0(t) = \frac{\alpha^3 r_{ae} \sigma \cos \theta}{4 \mu \tau^2 L_0(t)} + \frac{\alpha^4 r_{ae}^2 p_{inj}}{8 \mu \tau^2 L_0(t)} \quad (13)$$

где τ - средний коэффициент кривизны всех пор, r_{ae} - эффективный (средний) радиус пор.

По экспериментальным данным [22] масса пропитанной воды зависит от плотности воды ρ , площади фильтрации A , пористости φ , начальной и конечной водонасыщенностей S_{wi} и S_{wf} следующим образом:

$$M(t) = \rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi}) L_0(t) \quad (14)$$

Уравнение (14) представляет собой закон сохранения массы. Дифференцируя (14), получим:

$$\frac{dM(t)}{dt} = \rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi}) \overline{v_0}(t) \quad (15)$$

Из уравнений (13) и (14) получим:

$$L_0(t) = \frac{M(t)}{\rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi})} \quad (16)$$

$$\overline{v_0}(t) = \frac{\rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi}) \alpha^3 r_{ae} \sigma \cos \theta}{4 \mu \tau^2 M(t)} + \frac{\rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi}) \alpha^4 r_{ae}^2 p_{inj}}{8 \mu \tau^2 M(t)} \quad (17)$$

Далее уравнение (17) подставим в (15):

$$\frac{dM(t)}{dt} = \frac{[\rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi})]^2}{M(t)} \left[\frac{\alpha^3 r_{ae} \sigma \cos \theta}{4 \mu \tau^2} + \frac{\alpha^4 r_{ae}^2 p_{inj}}{8 \mu \tau^2} \right] \quad (18)$$

Интегрируя (18) получим итоговое уравнение массы воды, проникающей в пористую среду под действием капиллярного давления p_c и давления закачки p_{inj} :

$$M^2(t) = \frac{[\rho A \varphi (S_{wf} - S_{wi})]^2}{2 \mu \tau^2} \left(\alpha^3 r_{ae} \sigma \cos \theta + \frac{\alpha^4 r_{ae}^2 p_{inj}}{2} \right) t \quad (19)$$

При этом данное уравнение имеет два свободных параметра – коэффициент отклонения формы порового канала от окружности α и коэффициент отклонения действительной длины искривленного канала от идеально прямого τ . Данные параметры определяются путем настройки модели на экспериментальные данные, так как прямое определение микроструктуры горной породы затруднительно [19].

III. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Для верификации разработанной модели необходима проверка на экспериментальных данных. Экспериментальных исследований капиллярной пропитки существует достаточно мало. А серия экспериментов по самопроизвольной пропитке и сравнение с пропиткой при различных давлениях закачки проведена только в работе Танга и Фирузабади [11]. В качестве породы использовались образцы меловых отложений, они имеют низкую проницаемость 0.5 мД и пористость 30%. Проводилось два вида экспериментов – в кернодержателе и в ячейке Амотта при полном погружении керна в воду. В первом случае протекает самопроизвольная прямоточная пропитка, так

как оба торца у керна открыты, боковая поверхность изолирована, а скорость фильтрации воды совпадает по направлению со скоростью нефти (Рис. 1). Вторым вариантом сложен для моделирования, так как прямоточная пропитка идет совместно с противоточной.

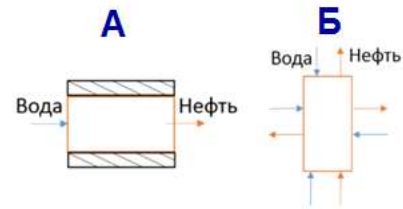


Рисунок 1 – Схема экспериментов [11] А – прямоточная пропитка в кернодержателе Б – погружение образца в воду, смешанная пропитка

Так как модель пропитки является одномерной, рассматривается только серия экспериментов А. Для настройки модели на эксперимент коэффициент кривизны канала τ был итеративно подобран и составил 10, такое большое значение объясняется низкой проницаемостью породы, когда слагающие ее зерна создают разветвленные и искривленные поры, при этом коэффициент α составил 1.3.

На (Рис. 2, А) приведена зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от времени по экспериментальным данным и по результатам моделирования. По графику можно увидеть, что модель совпадает с фактическими данными только на первой стадии пропитки, а на 2 и 3 стадиях экспериментальная зависимость отклоняется. Так как скорость пропитки в уравнении (13) находится в прямой зависимости от радиуса поры, и так как в модели используется средний радиус поры, можно сделать предположение о том, что смена скорости фильтрации на стадиях 2 и 3 связана с наличием пор различного размера. Это предположение вытекает из того, что в реальной поровой системе процесс фильтрации одновременно протекает во всех контактирующих с флюидами порах, в больших сопротивление меньше, чем в маленьких, из-за чего скорость фильтрации различается. По графику на (Рис. 2, А) можно сказать, что на первом этапе идет интенсивная пропитка в порах одного размера, затем после полного заполнения этих пор водой, продолжается пропитка в системе пор другого размера, на третьей стадии фильтрация продолжается по самым маленьким каналам.

На (Рис. 2, Б) приведены зависимости КИН от времени для трех экспериментов – без давления закачки, с закачкой при 0.33 атм и при 4.65 атм, а также результаты моделирования. Отклонение модели от эксперимента на стадии 2 снижается с ростом давления. Так, при давлении 4.65 атм разницы почти нет. Это связано с тем, что при большом давлении закачки процесс насыщения пор происходит быстрее, из-за чего эффект смены скорости фильтрации не так заметен.

По результатам сравнения численных и реальных экспериментов можно сделать вывод, что полученная модель позволяет смоделировать процесс фильтрации только на первой стадии. Также выдвинуто предположение, что смена динамики фильтрации связана с неоднородностью порового пространства.

Доказать данную гипотезу можно с помощью моделирования пропитки в мультиторовой среде.

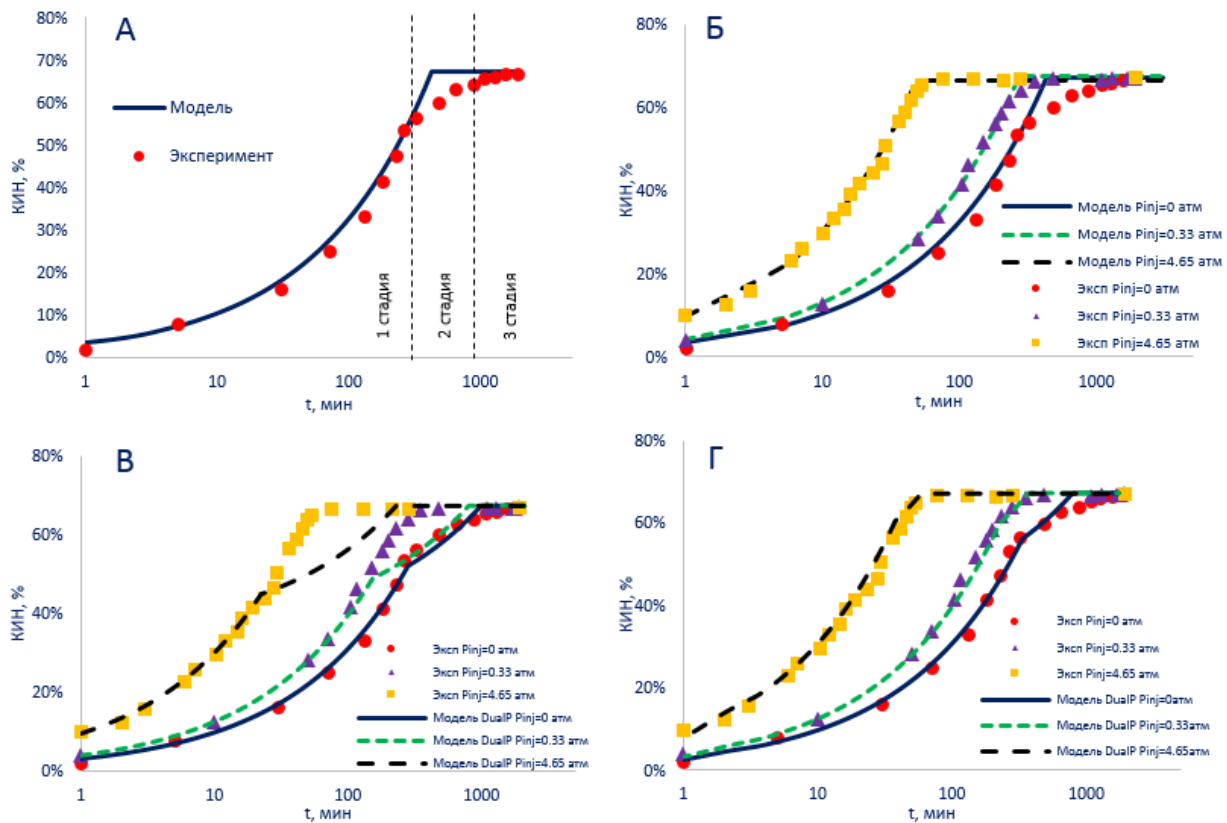


Рисунок 2 – Сравнение эксперимента с моделями А – эксперимент и модель фильтрации без давления закачки; Б – эксперименты и модель с давлениями закачки; В – эксперименты и модель двойной среды без перетока; Г – модель двойной среды с перетоком

IV. МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ С УЧЕТОМ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ В МУЛЬТИПОРОВОЙ СРЕДЕ

В теории моделирования фильтрационных процессов известна задача о фильтрации жидкости в мультиторовом коллекторе – когда пласт состоит из высокопроницаемых трещин и низкопроницаемой матрицы. Для ее решения была разработана модель двойной среды [23]. Она сводится к моделированию фильтрации в каждой среде по отдельности, но при этом вводятся параметры массообмена. Данный подход широко применяется в моделировании нефтяных месторождений [24]. Необходимость в такой модели появилась из-за большой разницы в скорости фильтрации в матрице и трещинах. В случае моделирования капиллярной пропитки на микроуровне возникает аналогичная задача. В уравнении (19) в правой части есть два слагаемых, первое отвечает за пропитку, второе – за фильтрацию, вызванную дополнительной депрессией. При этом квадрат массы в компоненте капиллярной пропитки линейно связан с радиусом капилляра, а в компоненте депрессии – с квадратом радиуса. Соотношение между скоростями пропитки будет зависеть не только от давления, но и от радиуса. Следовательно, динамика фильтрации в разных порах отличается. Решением данной проблемы является использование модели двойной среды.

В первую очередь необходимо определить различия в размерах пор двух сред. Для каждой породы и для

каждого ее образца эти значения уникальны. Обычно в экспериментах по пропитке с наличием сканирования ядра на аппарате ядерно-магнитного резонанса поры

разделяют на категории, классификация различается у разных авторов [15],[17],[25]. Но эксперименты с пропиткой-закачкой и с определением радиуса пор не проводились, из-за чего соотношение между размерами пор будет варьироваться для достижения максимальной сходимости. Средний радиус порового канала можно определить по формуле [19]:

$$r_{ae} = 2\sqrt{\frac{2\tau K}{\varphi}} \quad (20)$$

где K – проницаемость.

Так как представленная модель является набором капилляров, то при равномерной укладке пористость не будет зависеть от радиуса. Схематичное представление такой модели представлено на (Рис. 3, Б) При этом общая пористость складывается из пористостей двух сред $\varphi_{общ} = \varphi_1 + \varphi_2$. Важным параметром является соотношение между ними:

$$\varepsilon = \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \quad (21)$$

Тогда будет выполняться условие сохранения объема нефти $V_{н.общ}$:

$$V_{общ} = \varphi_{ae} (1 - S_{wi}) AL_0 = V_1 + V_2 \quad (22)$$

где φ_{ae} – средняя пористость, $V_{1,2}$ – объем нефти в 1 и 2 среде. При этом ε является свободным параметром.

Тогда при варьировании радиуса канала r_1 можно получить r_2 при известном среднем радиусе r_{ae} :

$$r_{ae} = \frac{\varphi_1 r_1 + \varphi_2 r_2}{\varphi_1 + \varphi_2} = \frac{r_1 + \varepsilon r_2}{1 + \varepsilon} \quad (23)$$

$$r_2 = \frac{r_{ae}(1 + \varepsilon) - r_1}{\varepsilon} \quad (24)$$

В результате порода разделяется на две среды, для каждой отдельно вычисляется масса фильтрации, после чего они суммируются:

$$M_k^2(t) = \frac{[\rho A \varphi_k (S_{wf} - S_{wi})]^2}{2\mu\tau^2} \left(\alpha^3 r_k \sigma \cos \theta + \frac{1}{2} \alpha^4 r_k^2 P_{inj} \right) t \quad (25)$$

$$M(t) = \sum_{k=1}^2 M_k(t)$$

где k – номер среды.

Данная модель фильтрации в среде с двойной пористостью была использована для расчета эксперимента, на (Рис. 2, В) приведены результаты расчета. Параметр соотношения пористостей сред ε итерационно подбирался под соответствие кривой пропитки экспериментальным данным и составил 1.06. Радиус поровых каналов в первой среде – $1.56 \cdot 10^{-7}$ м, во второй – $5.5 \cdot 10^{-7}$, при таком соотношении достигается максимальное соответствие с экспериментами. Для самопроизвольной пропитки видно соответствие модели с фактом на начальной стадии, также совпадает угол наклона кривой фильтрации на втором периоде, но смена динамики для всех давлений закачки наступает раньше, чем в эксперименте. Если обратить внимание на характер экспериментальных зависимостей на (Рис. 2, Б), можно увидеть, что точка перегиба графика смещается вверх. Чем быстрее вода проникает в породу, тем меньшая доля КИН приходится на среду с маленькими порами. При этом модель двойной среды на (Рис. 2, В) такой эффект не воспроизводит, а точка перегиба с увеличением давления, наоборот, смещается вниз. Причиной является наличие перетока от среды с большей водонасыщенностью в среду с меньшей. Учет данного эффекта необходим для точного описания процесса.

В классической модели двойной среды для трещиноватых коллекторов используется коэффициент проводимости между средами [24]:

$$Tr = C_d K V \sigma \quad (26)$$

где C_d – константа Дарси, V – объем породы, σ – сигма фактор, который определяется как:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \quad (27)$$

где $l_{x,y,z}$ – размер блока матрицы или расстояние между трещинами по осям x, y, z .

Однако, использовать классический подход для моделирования двойной среды в одномерной модели нецелесообразно, так как в модели капиллярных трубок

двойную среду можно представить двумя наборами трубок различного диаметра. В реальной горной породе поровые каналы сообщаются либо через промежуточные поры, либо через их соприкосновение. В исследовании [26] была произведена компьютерная томография поровых каналов в образце породы пласта Chang 7 с проницаемостью 1 мД (Рис. 3, А). Как видно, крупные поровые каналы (красные) контактируют с маленькими (синие и зеленые), но сам характер сообщения – хаотичный. Одним из методов учета такого случайного сообщения между порами является осреднение. На (Рис. 3, В) приведена схема массообмена между двумя средами, когда между капилляром 1 и капилляром 2 расположены промежуточные капилляры 3, по которым происходит переток. Если в капилляре 2 скорость движения жидкости выше, тогда фронт вытеснения в нем будет опережать фронт в первом, из-за чего часть воды будет перетекать. Тогда для описания массообмена можно использовать тот же подход, которым описывалась фильтрация в единичном капилляре.

Примем допущение, что градиент давления закачки распространяется в большем капилляре быстрее, чем в маленьком. Тогда поток через капилляр 3 будет определяться капиллярным давлением и давлением закачки:

$$\Delta P_3 = P_{c3} + P_{inj} \quad (28)$$

Скорость фильтрации в капилляре 3 из среды 2 в среду 1 будет определяться, как:

$$\bar{v}_3(t) = \frac{\alpha^4 r_3^2}{8\mu L_a(t)} \left[\frac{2\sigma \cos \theta}{\alpha r_3} + P_{inj} \right] \quad (29)$$

Для упрощения дальнейших преобразований введем следующие обозначения:

$$k_i = \rho A_i \varphi_i (S_{wf} - S_{wi})$$

$$z_i = \frac{\alpha^3 r_i \sigma \cos \theta}{4\mu\tau^2} + \frac{\alpha^4 r_i^2 P_{inj}}{8\mu\tau^2} \quad (30)$$

где i – номер капилляров 1, 2 или 3.

Тогда по аналогии уравнению (15) можно определить зависимость массы пропитки от времени для каждой среды. Так как в капиллярах 2 фильтрация идет быстрее – массообмен $M_3(t)$ будет идти от среды 2 к среде 1. При этом переток воды будет зависеть как от скорости фильтрации по единичному капилляру 3, так и от их общего количества. По мере продвижения фронта по капиллярам 2 количество задействованных капилляров 3 будет расти прямо пропорционально разнице расстояний до фронта вытеснения $L_2(t)$ и $L_1(t)$, так как вода будет течь по капилляру 3, если только одна из сред 1 и 2 водонасыщена, если обе среды насыщены водой, поверхность раздела фаз отсутствует, капиллярное давление равно нулю, а давление в каналах одинаково, тогда перетока не будет. Массообмен зависит от количества капилляров 3 на единицу длины. Введем коэффициент плотности n , отражающий количество капилляров 3 на единицу длины капилляра 2. Тогда можно составить систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dM_1(t)}{dt} = k_1 v_1(t) + \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_2(t)}{dt} = k_2 v_2(t) - \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_3(t)}{dt} = k_3 v_3(t) n(L_2(t) - L_1(t)) \end{cases} \quad (31)$$

Из уравнения (13):

$$\begin{cases} v_1(t) = \frac{z_1}{L_1(t)} \\ v_2(t) = \frac{z_2}{L_2(t)} \\ v_3(t) = \frac{z_3}{L_3(t)} \end{cases} \quad (32)$$

С использованием (32) систему (31) можно записать:

$$\begin{cases} \frac{dM_1(t)}{dt} = k_1 \frac{z_1(t)}{L_1(t)} + \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_2(t)}{dt} = k_2 \frac{z_2(t)}{L_2(t)} - \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_3(t)}{dt} = k_3 \frac{z_3(t)}{L_3(t)} n(L_2(t) - L_1(t)) \end{cases} \quad (33)$$

Из уравнение (16) выразим $L_{1,2,3}(t)$:

$$\begin{cases} L_1(t) = \frac{M_1(t)}{k_1} \\ L_2(t) = \frac{M_2(t)}{k_2} \\ L_3(t) = \frac{M_3(t)}{k_3} \end{cases} \quad (34)$$

Тогда из системы (33) получим систему дифференциальных уравнений первого порядка, описывающую фильтрацию в двойной среде и учитывающую массообмен между ними:

$$\begin{cases} \frac{dM_1(t)}{dt} = k_1^2 \frac{z_1(t)}{M_1(t)} + \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_2(t)}{dt} = k_2^2 \frac{z_2(t)}{M_2(t)} - \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_3(t)}{dt} = k_3^2 \frac{z_3(t)}{M_3(t)} n \left(\frac{M_2(t)}{k_2} - \frac{M_1(t)}{k_1} \right) \end{cases} \quad (35)$$

Начальные условия:

$$M_1(0) = 0; M_2(0) = 0; M_3(0) = 0 \quad (36)$$

В результате получена задача Коши, решение которой производилось численно с использованием ПО для математических вычислений "Mathcad" и метода Рунге-Кутты. В начальных условиях (36) содержится нулевое значение массы в начальный момент времени, при такой постановке в решении возникает деление на ноль. Для решения данной проблемы на начальном участке пропитки при $t < 1c$ принято допущение, что массообмен равен нулю, тогда система (35) вырождается в уравнение (25) и каждая среда считается независимо друг от друга. При $t = 1c$ находится решение без учета массообмена, после чего значения массы пропитки подставляются в начальные условия для системы (35).

Можно заметить, что модель содержит не только свободные параметры α и τ , но и новый параметр n , отвечающий за интенсивность сообщения между средами 1 и 2 и имеющий размерность $1/m$. Параметры α и τ не менялись (1.3 и 10 соответственно), а параметр n составил $12 \cdot 10^4$.

На (Рис. 2, Г) приведены результаты моделирования с учетом массообмена между средами. Для всех давлений закачки модель воспроизводит эксперимент на 1 и 2 стадиях. Для случая с нулевым давлением закачки отчетливо выделяется третья стадия пропитки, за которую отвечает третий набор пор с наименьшим радиусом. При этом для других давлений закачки из-за большей скорости фильтрации 3 стадия на графике не выделяется. Для ее учета необходимо ввести третью среду. Для упрощения модели примем, что переток идет только от больших пор к средним и от средних к малым. Тогда по аналогии с уравнением (35) модель тройной среды будет описываться системой дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dM_1(t)}{dt} = k_1^2 \frac{z_1(t)}{M_1(t)} + \frac{dM_3(t)}{dt} - \frac{dM_5(t)}{dt} \\ \frac{dM_2(t)}{dt} = k_2^2 \frac{z_2(t)}{M_2(t)} - \frac{dM_3(t)}{dt} \\ \frac{dM_3(t)}{dt} = k_3^2 \frac{z_3(t)}{M_3(t)} n \left(\frac{M_2(t)}{k_2} - \frac{M_1(t)}{k_1} \right) \\ \frac{dM_4(t)}{dt} = k_4^2 \frac{z_4(t)}{M_4(t)} + \frac{dM_5(t)}{dt} \\ \frac{dM_5(t)}{dt} = k_5^2 \frac{z_5(t)}{M_5(t)} n \left(\frac{M_1(t)}{k_1} - \frac{M_4(t)}{k_4} \right) \end{cases} \quad (37)$$

где 4 – дополнительная среда самых малых пор, 5 – промежуточные капилляры между средой 1 и 4.

На (Рис. 4) приведен график зависимости массы пропитки от времени для эксперимента с нулевым давлением закачки, для моделей двойной и тройной среды. По графику видно, что модель тройной среды воспроизводит эксперимент с высокой точностью.

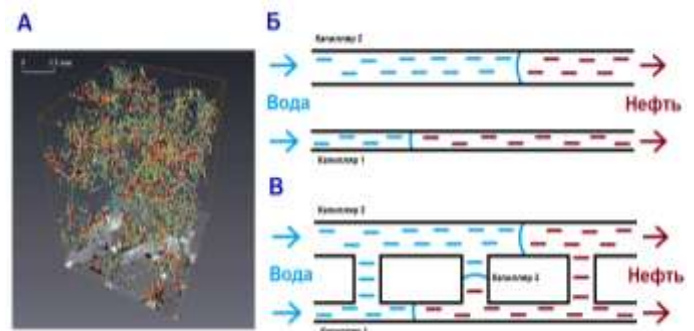


Рисунок 3 – А - Результат компьютерной томографии ядра [26]; Б – модель двойной среды без перетока; В – модель двойной среды с перетоком

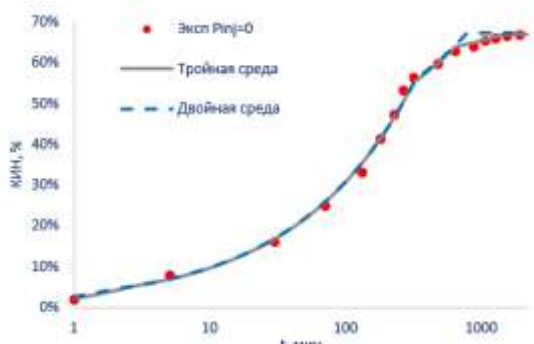


Рисунок 4 – Сравнение моделей двойной и тройной среды с экспериментом

В результате можно сделать вывод, что модель двойной среды подходит для описания процессов пропитки и фильтрации с градиентами давления, так как воспроизводит динамику процесса из экспериментов, в отличие от модели одинарной среды. Также в сочетании с модифицированной однофазной моделью позволяет моделировать не только самопроизвольную капиллярную пропитку, но и совместное действие пропитки и закачки. Главным недостатком модели двойной среды является наличие свободных параметров, отвечающих за структуру, форму и размеры поровых каналов. При этом заранее неизвестно значение остаточной водонасыщенности S_{wf} , которое должно определяться в ходе экспериментов. Его прямой расчет сильно осложнен тем, что на значение остаточной нефтенасыщенности влияет большое количество факторов - угол смачивания, поверхностное натяжение, радиус пор, химические параметры горной породы и т.д. Сравнивая с подходом, когда задается экспериментальная кривая капиллярного давления, данная модель не позволяет избежать необходимости проводить эксперимент, но позволяет учитывать динамику фильтрации в разных порах.

V. ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Как ранее упоминалось, одним из противоречий в результатах экспериментальных исследований является соотношение эффективности и скорости пропитки в порах различного размера. Была проведена серия численных экспериментов на модели фильтрации в двойной среде, результаты представлены на (Рис. 5). Варьировались радиус капилляра и давление закачки. На (Рис. 5, А) приведены скорости пропитки и фильтрации при разных давлениях закачки и радиусах пор. Как видно по графику, скорость пропитки линейно возрастает с ростом радиуса канала, что следует из уравнения (11) – скорость линейно связана с радиусом. Зависимость скорости закачки от радиуса пор – прямая квадратичная, что также следует из второго слагаемого в уравнении (11). Капиллярное давление (2) имеет обратную линейную зависимость с радиусом, а скорость фильтрации (8) – прямую квадратичную, из-за чего с уменьшением размера пор даже с ростом капиллярного давления скорость пропитки снижается. По наиболее часто используемой в иностранных источниках классификации поры разделяются на нанопоры $<5 \cdot 10^{-8}$ м, микронанопоры $<1 \cdot 10^{-7}$ м, субмикropоры $<1 \cdot 10^{-6}$ м, микropоры $<5 \cdot 10^{-6}$ м, мезо- $<1 \cdot 10^{-5}$ м и

макropоры $<100 \cdot 10^{-6}$ м [13],[27]. Из полученных результатов следует, что в нано-, микронано- и субмикropорах пропитка протекает медленнее, чем в мезо- и макropорах даже при большем капиллярном давлении.

Вторым противоречием является влияние дополнительного градиента давления на эффективность пропитки и фильтрации в целом. По (Рис. 5, А) можно увидеть, что при низком давлении закачки кривые скорости фильтрации лежат ниже скорости пропитки, а при высоких давлениях скорость закачки превосходит пропитку. На (Рис. 5, Б) приведены соотношения скорости закачки к скорости пропитки для разных давлений и радиусов пор. Так, при диаметре поры в $1.17 \cdot 10^{-8}$ м скорость пропитки выше скорости фильтрации даже при давлении в 20 атм. С другой стороны, в больших каналах уже при минимальном градиенте скорость закачки превосходит пропитку. Из этого следует, что противоречия в выводах о влиянии градиента давления на пропитку в экспериментальных работах связаны с различными гранулометрическими составами исследуемых пород. Даже при схожей проницаемости средний радиус поры может отличаться. Помимо этого, в экспериментах различались и методики проведения. В работах [15]-[16] производилась однократная закачка и отбор жидкости из керна для замера вклада пор в фильтрацию, поэтому давление закачки существенно влияет на конечный КИН. Но в работе [17] производилась серия из 5 циклов, из-за чего дополнительный эффект от повышения давления закачки уменьшался с каждым циклом, так как в первых циклах большая часть нефти уже была извлечена.

Стоит учесть, что в большинстве экспериментов по пропитке замеряют не скорость фильтрации, а накопленную массу, из-за чего соотношение вклада в общий КИН по порам будет зависеть от параметра ε . При $\varepsilon = 1$ крупные поры внесут больший вклад. При большей проницаемости пропитка становится эффективнее, но целесообразность ее применения снижается, так как при больших проницаемостях заводнение эффективнее пропитки. При выборе объекта для методов увеличения нефтеотдачи, использующих капиллярную пропитку, необходимо выбирать коллектор с такими фильтрационно-емкостными свойствами, чтобы эффективность пропитки была выше закачки – должны преобладать поры $<1 \cdot 10^{-6}$ м.

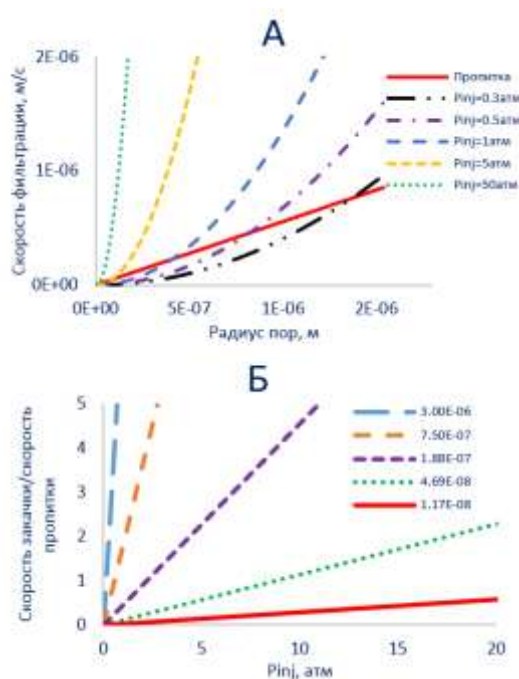


Рисунок 5 – А – Скорости пропитки и фильтрации при разных давлениях закачки и радиусах пор; Б – Соотношения скорости фильтрации (закачки под давлением) к скорости пропитки для разных давлений закачки и разных радиусов пор

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана одномерная модель фильтрации жидкости с учетом капиллярного давления, которая была верифицирована на серии экспериментов. Также была подтверждена возможность применения модели двойной среды для моделирования течения жидкости в керне. Сравнение с данными эксперимента показало, что она лучше описывает фильтрационные процессы, так как учитывает различный характер течения в порах разного размера, а введение в модель массообмена между средами позволяет воспроизвести первый и второй этапы насыщения керна водой. Введение третьей среды позволяет учесть и третий этап пропитки, когда приращение КИН во времени минимально. Стоит отметить, что модели имеют свободные параметры, так как структура нефтенасыщенных коллекторов на микроуровне хаотична и уникальна для каждой породы, поэтому они могут применяться для прогнозирования фильтрации в пласте только после проведения серии экспериментов по определению свободных параметров.

Также была проведена серия численных экспериментов, из которых можно сделать вывод, что скорость пропитки возрастает с ростом радиуса капилляров, но при низких градиентах давления или при малом радиусе поры капиллярные эффекты будут преобладать над градиентом давления.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] Цыкунов О.И., Каешков И.С. Исследование и опыт применения технологии водного Huff and Puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6 (3). – С. 114–120. URL: <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>

[2] Milad M., Junin R., Sidek A., Imqam A., Tarhuni M. Huff-n-Puff technology for enhanced oil recovery in shale/tight oil reservoirs: progress, gaps, and perspectives. *Energy & Fuels* American Chemical

Society (ACS), 2021, vol. 35, Iss. 21, pp. 17279–17333. Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02561>

[3] Qin G., Dai X., Wu M., Zheng Y., Qing Y., Li W. Study of massive water huff-n-puff technology in tight oil field and its field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, pp. 1–31. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107514>

[4] Sheng J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 159, pp. 654–665. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022>

[5] Xiaoyan Wang, Kun Xie, Jie Zhang, Yong Zhang, Yang Zhang, Wei Wang, Xi Yan, Fengxiang Zhao. Study on the key influential factors on water Huff-n-Puff in ultralow-permeability reservoir. *Geofluids*, 2021, vol. 2021, Article ID 5885366, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1155/2021/5885366>

[6] Li, Z., Qu, X., Liu, W., Lei, Q., Sun, H., & He, Y. (2015). Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. In *Petroleum Exploration and Development* (Vol. 42, Issue 2, pp. 241–246). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30011-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30011-2)

[7] 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>

[8] 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>

[9] 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>

[10] 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>

[11] Tang, G.-Q., & Firoozabadi, A. (2001). Effect of Pressure Gradient and Initial Water Saturation on Water Injection in Water-Wet and Mixed-Wet Fractured Porous Media. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (Vol. 4, Issue 06, pp. 516–524). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/74711-pa>

[12] Wang, X., Xie, K., Zhang, J., Zhang, Y., Zhang, Y., Wang, W., Yan, X., & Zhao, F. (2021). Study on the Key Influential Factors on Water Huff-n-Puff in Ultralow-Permeability Reservoir. In W. Shen (Ed.), *Geofluids* (Vol. 2021, pp. 1–8). Hindawi Limited. <https://doi.org/10.1155/2021/5885366>

[13] Chen, T.; Yang, Z.; Ding, Y.; Luo, Y.; Qi, D.; Lin, W.; Zhao, X. Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. *Energies* 2018, 11, 1524. <https://doi.org/10.3390/en11061524>

[14] Du, D., Shen, Y., Lv, W., Li, C., Jia, N., Song, X., Wang, X., & Li, Y. (2021). Laboratory study on oil recovery characteristics of carbonated water huff-n-puff process in tight cores under reservoir condition. In *Arabian Journal of Chemistry* (Vol. 14, Issue 6, p. 103192). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.arabjch.2021.103192>

[15] Li, S., Yang, S., Dong, W., Yang, K., Shen, B., & Yu, J. (2022). Influence of Water Injection Pressure and Method on Oil Recovery of Water Injection Huff and Puff in Tight Volcanic Oil Reservoirs. In *ACS Omega* (Vol. 7, Issue 25, pp. 21595–21607). American Chemical Society (ACS). <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01448>

[16] Cao, B., Wei, P., Tian, F., Yan, Y., Xie, K., Cao, W., Liu, X., Lu, X., Li, Y., & Li, H. (2021). Experimental Investigation on Cyclic Huff-n-Puff with Surfactants Based on Complex Fracture Networks in Water-Wet Oil Reservoirs with Extralow Permeability. In W. Shen (Ed.), *Geofluids* (Vol. 2021, pp. 1–10). Hindawi Limited. <https://doi.org/10.1155/2021/6898581>

[17] Li, S., Yang, S., Gao, X., Wang, M., & Yu, J. (2022). Experimental study on liquid production law, oil recovery mechanism, and influencing factors of water huff-n-puff in the tight sedimentary tuff oil reservoir. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 208, p. 109721). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109721>

[18] Babchin, A. J., Bentsen, R., Faybishenko, B., & Geilikman, M. B. (2016). On the capillary pressure function in porous media based on relative permeabilities of two immiscible fluids: Application of capillary bundle models and validation using experimental data. In

- Advances in Colloid and Interface Science (Vol. 233, pp. 176–185). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.07.001>
- [19] 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>
- [20] 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>
- [21] Franken, A. C. M., Nolten, J. A. M., Mulder, M. H. V., Bargeman, D., & Smolders, C. A. (1987). Wetting criteria for the applicability of membrane distillation. In *Journal of Membrane Science* (Vol. 33, Issue 3, pp. 315–328). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s0376-7388\(00\)80288-4](https://doi.org/10.1016/s0376-7388(00)80288-4)
- [22] Li, K., & Horne, R. N. (2001). Characterization of Spontaneous Water Imbibition Into Gas-Saturated Rocks. In *SPE Journal* (Vol. 6, Issue 04, pp. 375–384). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/74703-pa>
- [23] Lugumanov, T. (2018). To Modeling of Dual-Porosity Reservoirs. In Day 3 Wed, October 17, 2018. SPE Russian Petroleum Technology Conference. SPE. <https://doi.org/10.2118/191740-18rptc-ms>
- [24] Kjøsnæs, Vegard Aleksander Amundse. “Effects of Fracture Capillary Pressure and non-straight Relative Permeability Lines.” (2012).
- [25] Chen, T., Yang, Z., Ding, Y., Luo, Y., Qi, D., Lin, W., & Zhao, X. (2018). Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. In *Energies* (Vol. 11, Issue 6, p. 1524). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en11061524>
- [26] Wang, M., Zhang, S., Zhang, F., Liu, Y., Guan, H., LI, J., Shao, L., Yang, S., & She, Y. (2015). Quantitative research on tight oil microscopic state of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China. In *Petroleum Exploration and Development* (Vol. 42, Issue 6, pp. 827–832). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30079-3](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30079-3)
- [27] Wang, X., Peng, X., Zhang, S., Du, Z., & Zeng, F. (2018). Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. In *Fuel* (Vol. 224, pp. 280–288). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104>

Mathematical filtration model with capillary forces in a multipore medium

O.I. Tsykunov

Abstract — This paper proposes a modification of a one-dimensional model of fluid filtration in an oil-saturated reservoir under the action of capillary forces to take into account the additional injection pressure gradient. This model was verified through a series of flow experiments on core, and agreement with actual data was obtained at the initial stage of filtration. A deviation of the model in the final sections was also noted, which is associated with the averaging of rock properties and its representation as a set of identical capillary tubes. Therefore, it was proposed to use a dual-poro model, in which the reservoir is decomposed into two media with different properties. This made it possible to reproduce the change in filtration dynamics associated with the flow of liquid through pores of various sizes, but the impregnation curve deviated greatly from the experimental data. To increase accuracy, mass transfer between two media was introduced into the model, and a system of first-order differential equations was obtained that describes the filtration of water and oil in the reservoir rock. This approach made it possible to reproduce the experimental imbibition curves with high accuracy at stages 1 and 2. The introduction of a third medium with the smallest pores into the model helped to describe the third stage, when the increase in the accumulated mass of the imbibition is minimal.

The proposed model was used to conduct a series of numerical experiments. It has been determined that in natural multipore systems, the rate of capillary impregnation increases with increasing radius of the pore channel, despite the decrease in capillary pressure. Moreover, in small channels, imbibition makes a greater contribution to filtration than the external pressure gradient.

Keywords — Filtration model, capillary imbibition, dual porosity, oil.

REFERENCES

- [1] Tsykunov O.I., Kaeshkov I.S. Research and application experience of water Huff and Puff technology on low-permeability oil field. *PROneft'. Professional'no o nefti*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>
- [2] Milad M., Junin R., Sidek A., Imqam A., Tarhuni M. Huff-n-Puff technology for enhanced oil recovery in shale/tight oil reservoirs: progress, gaps, and perspectives. *Energy & Fuels American Chemical Society (ACS)*, 2021, vol. 35, Iss. 21, pp. 17279–17333. Available at: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02561>
- [3] Qin G., Dai X., Wu M., Zheng Y., Qing Y., Li W. Study of massive water huff-n-puff technology in tight oil field and its field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, pp. 1–31. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107514>
- [4] Sheng J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 159, pp. 654–665. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022>
- [5] Xiaoyan Wang, Kun Xie, Jie Zhang, Yong Zhang, Yang Zhang, Wei Wang, Xi Yan, Fengxiang Zhao. Study on the key influential factors on water Huff-n-Puff in ultralow-permeability reservoir. *Geofluids*, 2021, vol. 2021, Article ID 5885366, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1155/2021/5885366>
- [6] Li, Z., Qu, X., Liu, W., Lei, Q., Sun, H., & He, Y. (2015). Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. In *Petroleum Exploration and Development* (Vol. 42, Issue 2, pp. 241–246). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30011-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30011-2)
- [7] 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>
- [8] 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>
- [9] 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>
- [10] 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>
- [11] Tang, G.-Q., & Firoozabadi, A. (2001). Effect of Pressure Gradient and Initial Water Saturation on Water Injection in Water-Wet and Mixed-Wet Fractured Porous Media. In *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (Vol. 4, Issue 06, pp. 516–524). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/74711-pa>
- [12] Wang, X., Xie, K., Zhang, J., Zhang, Y., Zhang, Y., Wang, W., Yan, X., & Zhao, F. (2021). Study on the Key Influential Factors on Water Huff-n-Puff in Ultralow-Permeability Reservoir. In W. Shen (Ed.), *Geofluids* (Vol. 2021, pp. 1–8). Hindawi Limited. <https://doi.org/10.1155/2021/5885366>
- [13] Chen, T.; Yang, Z.; Ding, Y.; Luo, Y.; Qi, D.; Lin, W.; Zhao, X. Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. *Energies* 2018, 11, 1524. <https://doi.org/10.3390/en11061524>
- [14] Du, D., Shen, Y., Lv, W., Li, C., Jia, N., Song, X., Wang, X., & Li, Y. (2021). Laboratory study on oil recovery characteristics of carbonated water huff-n-puff process in tight cores under reservoir condition. In *Arabian Journal of Chemistry* (Vol. 14, Issue 6, p. 103192). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2021.103192>
- [15] Li, S., Yang, S., Dong, W., Yang, K., Shen, B., & Yu, J. (2022). Influence of Water Injection Pressure and Method on Oil Recovery of Water Injection Huff and Puff in Tight Volcanic Oil Reservoirs. In *ACS Omega* (Vol. 7, Issue 25, pp. 21595–21607). American Chemical Society (ACS). <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01448>
- [16] Cao, B., Wei, P., Tian, F., Yan, Y., Xie, K., Cao, W., Liu, X., Lu, X., Li, Y., & Li, H. (2021). Experimental Investigation on Cyclic Huff-n-Puff with Surfactants Based on Complex Fracture Networks in Water-Wet Oil Reservoirs with Extralow Permeability. In W. Shen (Ed.), *Geofluids* (Vol. 2021, pp. 1–10). Hindawi Limited. <https://doi.org/10.1155/2021/6898581>
- [17] Li, S., Yang, S., Gao, X., Wang, M., & Yu, J. (2022). Experimental study on liquid production law, oil recovery mechanism, and influencing factors of water huff-n-puff in the tight sedimentary tuff oil reservoir. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 208, p. 109721). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109721>
- [18] Babchin, A. J., Bentsen, R., Faybishenko, B., & Geilikman, M. B. (2016). On the capillary pressure function in porous media based on relative permeabilities of two immiscible fluids: Application of capillary bundle models and validation using experimental data. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 233, pp. 176–185). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.07.001>

- [19] 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>
- [20] 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>
- [21] Franken, A. C. M., Nolten, J. A. M., Mulder, M. H. V., Bargeman, D., & Smolders, C. A. (1987). Wetting criteria for the applicability of membrane distillation. In *Journal of Membrane Science* (Vol. 33, Issue 3, pp. 315–328). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s0376-7388\(00\)80288-4](https://doi.org/10.1016/s0376-7388(00)80288-4)
- [22] Li, K., & Horne, R. N. (2001). Characterization of Spontaneous Water Imbibition Into Gas-Saturated Rocks. In *SPE Journal* (Vol. 6, Issue 04, pp. 375–384). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/74703-pa>
- [23] Lugumanov, T. (2018). To Modeling of Dual-Porosity Reservoirs. In Day 3 Wed, October 17, 2018. SPE Russian Petroleum Technology Conference. SPE. <https://doi.org/10.2118/191740-18rptc-ms>
- [24] Kjørnes, Vegard Aleksander Amundse. “Effects of Fracture Capillary Pressure and non-straight Relative Permeability Lines.” (2012).
- [25] Chen, T., Yang, Z., Ding, Y., Luo, Y., Qi, D., Lin, W., & Zhao, X. (2018). Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. In *Energies* (Vol. 11, Issue 6, p. 1524). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en11061524>
- [26] Wang, M., Zhang, S., Zhang, F., Liu, Y., Guan, H., LI, J., Shao, L., Yang, S., & She, Y. (2015). Quantitative research on tight oil microscopic state of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China. In *Petroleum Exploration and Development* (Vol. 42, Issue 6, pp. 827–832). Elsevier BV. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30079-3](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30079-3)
- [27] Wang, X., Peng, X., Zhang, S., Du, Z., & Zeng, F. (2018). Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. In *Fuel* (Vol. 224, pp. 280–288). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.104>