

12. ASHRAE Handbook, Fundamentals Volume. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 2017.
13. Prosser B.S., Wallace K.G. Practical Values of Friction Factors, Proc. 8th US Mine Ventilation Symposium. 1999.R. 691-696.
14. Jade R.K., Sastry B.S. Prediction of shock loss at splits in mine air-ways - a computational and experimental assessment // Proceedings of the 10th US. North American Mine Ventilation Symposium. 471-476.
15. Kharev AA Local resistance of mine ventilation networks. Moscow: Ugletekhizdat, 1954. 48 p.
16. Mohirev NN, Radko VV Engineering calculations of mine ventilation. Building. Reconstruction. Exploitation. М.: ООО Nedra-Business Center, 2007. 324 p.
17. Kazakov BP, Shalimov AV, Stukalov VA Modeling of aerodynamic resistance of joints of mine workings // Gor-zyj zhurnal. 2009. № 12. P. 56 - 58.
18. Merenkov. AP, Khaselev V.Ya. Theory of hydraulic circuits. Moscow: Nauka, 1985. 230 p.
19. Analytical complex "AeroSet". Certificate of state registration of the computer program: Svid. №2015610589. / Zaitsev AV, Kazakov BP, Kashnikov AV, Kormshikov DS, Kruglov Yu.V., Levin L.Yu., Malkov P.S., Shalimov A.V.; applicant and rightholder of the GI UrB RAS. No. 20114613790, filed. 24/04/2014; publ. 01/14/2015. Register of programs for computers. 1 sec.

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ В УСЛОВИЯХ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

М.А. Семин, А.В. Зайцев, Л.Ю. Левин

Проведено исследование применимости существующих подходов к моделированию фильтрации флюидов в трещиновато-пористых коллекторах для случая Ярегского месторождения высоковязких нефтей. Особенности месторождения являются наличие искусственной трещиноватости, обусловленной плотной сеткой пробуренных скважин, а также использованием термошахтного способа разработки. Предложен критерий для оценки относительного вклада течения Дарси в поровой матрице и течения Пуазейля в системе трещин пласта. Показано, что для условий Ярегского месторождения течение в матрице выражено на несколько порядков слабее, чем течение в трещинах. Предложена комбинированная модель нестационарного фильтрационного течения флюидов в трещиновато-пористом песчанике, основанная на уравнениях Эйлера для движения флюидов в сети трещин и модели Fracturesonly.

Ключевые слова: трещиновато-пористый массив, искусственная трещиноватость, математическое моделирование, фильтрационное течение, уравнения Эйлера, Fracturesonly, сравнительный анализ.

Нефть, насыщающая пласт Ярегского месторождения (респ. Коми), относится к классу тяжелых, имеет плотность около 945 кг/м³, обладает вязкостью 5 - 20 Па·с в пластовых условиях. Пласт представлен трещино-

вато-пористыми кварцевыми песчаниками, интенсивно разбит крутопадающими ($60 - 80^\circ$) трещинами на множество блоков самых разных размеров и форм. Среднее расстояние между трещинами составляет 20 - 25 м, а раскрытость - от долей миллиметра до 2 - 3 см. Естественная температура пласта, залегающего на глубине 180 - 200 м, составляет 6 - 8 °С [1]. При температуре 120 °С вязкость нефти снижается до 12 - 15 мПа·с, т.е. более чем в 1000 раз. Это обуславливает то, что с 70-х гг. XX в. и по настоящее время разработка Ярегского месторождения ведется с помощью термощахтного способа, заключающегося в закачке разогретого водяного пара в пласт под большим давлением и последующем прогреве пласта за счет конвективно-диффузионного массопереноса пара в нем [2].

Ранее пласт отрабатывался с использованием ухтинской и уклонно-скважинной систем разработки. Согласно имеющимся данным о месторождении [2], с момента начала разработки месторождения (40-е гг. XX в.) на площади в 40 км² было пробурено более 92 тысяч скважин длиной от 40 до 280 м. Большое количество пробуренных скважин создало искусственную (или техногенную) трещиноватость в пласте. По мнению исследователей [2 - 4], наличие искусственной трещиноватости в пласте, созданной ранее пробуренными скважинами, существенно влияет на показатели разработки месторождения сегодня.

Особенностью искусственной трещиноватости пласта является то, что трещины по своей геометрической форме представляют собой не двумерные объекты, а одномерные. Раскрытость таких трещин может составлять более 10 см. Схема расположения скважин позволяет судить о пространственной ориентации и плотности сети искусственных трещин, выделенных направлениях анизотропии проницаемости пласта. Пример схемы расположения скважин для случая уклонного блока 1Т-1 представлен на рис. 1.

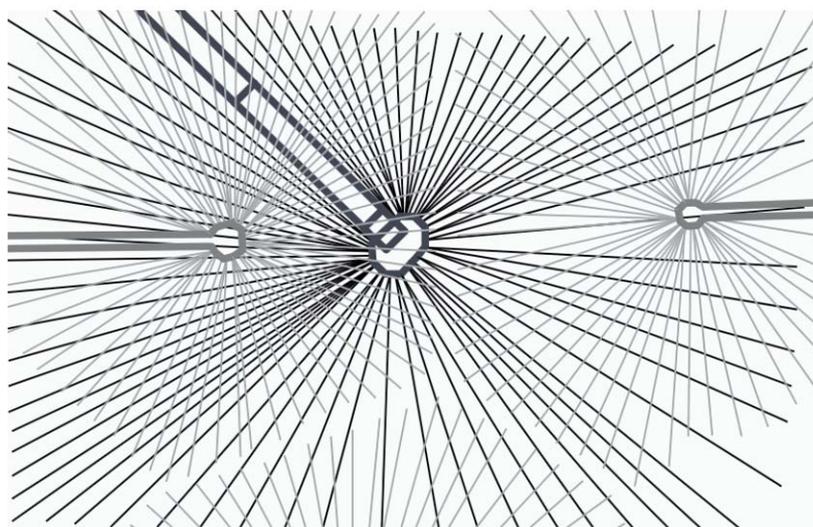


Рис. 1. Схема расположения горных выработок и скважин в пласте (уклонный блок 1Т-1): серый цвет соответствует старым скважинам и выработкам, черный – новым

Указанные свойства искусственной трещиноватости Ярегского месторождения напрямую влияют на фильтрационные характеристики пласта и должны учитываться при моделировании фильтрации водонефтяной смеси в нем.

В данной работе проводится обзор существующих методов расчета фильтрационных течений в трещиновато-пористых пластах и анализ их применимости для условий нефтешахт Ярегского месторождения высоковязких нефти.

Обзор методов моделирования фильтрации в трещиновато-пористых породах

Согласно [5, 6] существующие методы моделирования фильтрационных течений в трещиновато-пористых породах классифицируются в зависимости от масштаба моделирования (характерного размера расчетной области): микромасштаб ($< 0,1$ м), мезомасштаб (~ 1 м) и макромасштаб (> 50 м).

Объектом данного исследования является отдельный уклонный блок нефтешахты, имеющий характерный размер в горизонтальной плоскости от 100 до 2000 м. По данной причине далее будут рассмотрены только методы моделирования на мезо- и макромасштабе.

Выделяется три типа математических моделей, применяемых для расчета фильтрации в трещиновато-пористых породах на мезо- и макромасштабе:

1. Модели с усреднением фильтрационных характеристик по объему (модель эффективной пористой среды [7, 8], модель двойной пористости [8, 9]).

2. Модели с явным рассмотрением течений как в поровой матрице, так и в трещинах (DiscretEFRactureandmatrix [10, 11, 13 - 15], модель Стокса-Бринкмана [5], модель Дарси-Стокса [5]).

3. Модели с явным рассмотрением течений только в системе трещин, в то время как течение в матрице явно не разрешается, учитывается только поток массы из матрицы в трещину (Fracturesonly [12], Weepsmodel [16]).

Как правило, исследователями рассматривается задача о вытеснении нефти другим флюидом, в качестве которого, в простейшем случае, выступает вода. В ряде работ рассматривается эффект капиллярного давления, когда давления в несмачивающей жидкости выше, чем в смачивающей вследствие действия поверхностного натяжения на границе раздела фаз на микроскопическом поровом уровне [13, 14].

Модели с явным рассмотрением течений как в поровой матрице, так и в трещинах имеют дополнительную классификацию исходя из того, каковы размерности областей матрицы и трещины. Так, например в [17] выделяется три класса расчетных методов в рамках подхода DiscretEFRactureandmatrix: единая сетка с объемными элементами для матрицы и для

трещины, единая сетка с плоскими элементами для трещин и объемными для матрицы, разделенные сетки для областей матриц и трещин.

В конечном счете, выбор той или иной модели зависит от степени однородности горной породы, соотношения масштаба неоднородностей и масштаба исследования [6], требуемых детализации и точности моделирования, имеющихся вычислительных мощностей.

Анализ механизмов массопереноса

Детализация и точность моделирования определяются спектром учитываемых в модели механизмов массопереноса. Классическими механизмами массопереноса в трещиновато-пористых пластах являются:

- 1) фильтрация Дарси в поровой матрице;
- 2) течение Пуазейля по локализованным каналам сети трещин;
- 3) массообмен между матрицей и сетью трещин.

Данные механизмы позволяют учесть билинейность фильтрационного течения в трещиноватых пластах [4], поступление воды с водонефтяного контакта [18], смоделировать ситуации раннего и позднего «прорыва пара» в условиях применения термощахтного способа добычи нефти [2]. Последние ситуации возникают вследствие того, что закачиваемые в пласт перегретый пар и конденсирующаяся вода движутся в локализованной области пласта по наиболее проводящим каналам в сети трещин. Подобный эффект справедлив в первую очередь для пластов с низкой проницаемостью поровой матрицы [19]. В случае Ярегского месторождения проявление данного эффекта также связано с высокой начальной вязкостью нефти, заключенной в матрице.

Относительный вклад фильтрации Дарси в матрице и течения Пуазейля в трещинах оценивается в данной работе с помощью предложенного критерия K , представляющего собой отношение подвижностей флюидов с учетом объемов пространства, занимаемых трещинами и порами

$$K = \frac{V_m \lambda_m}{V_f \lambda_f} = \frac{12 V_m \mu_f K_m}{V_f \mu_m D^2}. \quad (1)$$

Здесь λ_m и λ_f – подвижности флюидов в матрице и трещинах соответственно [15], $\text{м}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$; V_m и V_f – объемы матрицы и системы трещин соответственно, м^3 ; μ_m и μ_f – динамические вязкости флюидов в матрице и трещинах соответственно, $\text{Па}\cdot\text{с}$; K_m – проницаемость поровой матрицы, м^2 ; D – характерный поперечный размер трещины, м .

По своему физическому смыслу критерий K представляет собой отношение средних скоростей течения флюидов в матрице и в трещине при одинаковом градиенте давлений в пласте.

Величина критерия K как функции проницаемости поровой матрицы K_m и характерного поперечного размера искусственных трещин D представлена на рис. 2. Пунктирной линией ограничено множество пара-

метров соответствующая различным уклонным блокам нефтешахт НШУ «Яреганефть». Как видно из рис. 2, данному множеству параметров соответствуют значения критериев порядка 10^{-6} и ниже. Из этого можно сделать заключение о том, что фильтрация Дарси в поровой матрице выражена намного слабее, чем Пуазейлевское течение в системе трещин.

Таким образом, для моделирования фильтрации в трещиновато-пористом пласте Ярегского месторождения эффективным является использование моделей с явным рассмотрением течений только в системе трещин, в то время как течение в матрице в данном случае может быть рассмотрено приближенно. Это позволит существенно снизить вычислительные ресурсы [12].

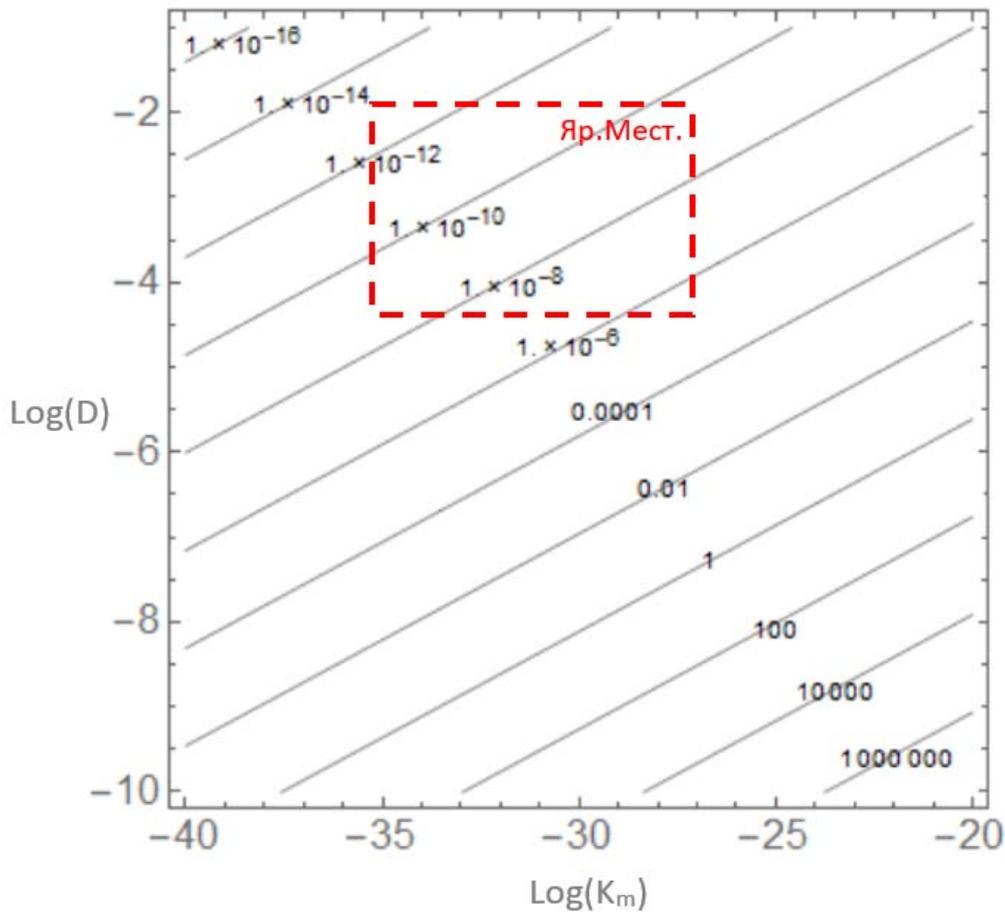


Рис. 2. Зависимость критерия K от логарифма проницаемости поровой матрицы K_m и логарифма характерного поперечного размера искусственных трещин D ; штриховой линией ограничено множество параметров для условий Ярегского месторождения

Комбинированная модель расчета фильтрационных течений

Предположение об одномерности искусственных трещин позволяет рассматривать сеть трещин как ориентированный граф $G = \{V, E\}$, где E –

множество ребер графа (отдельных трещин), а V – множество вершин графа (пересечения трещин). Для расчета полей давления и скорости в такой сети трещин используется подход, основанный на решении одномерных уравнений Эйлера движения флюида применительно к течениям воды в трубопроводах [20] с линейным сопротивлением вместо квадратичного

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} \right) = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{32\eta}{D^2} v; \quad (2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} + v \frac{\partial P}{\partial x} = -C \frac{\partial V}{\partial x}. \quad (3)$$

Здесь ρ – плотность смеси флюидов, кг/м³; v – скорость смеси флюидов, м/с; P – давление, Па; η – вязкость, Па·с; C – модуль объемной упругости, Па.

Система уравнений (2) – (3) решается для каждой трещины (ребра графа). Поля скоростей и давлений в различных трещинах согласуются между собой посредством граничных условий баланса массы и равенства давлений в вершинах графа. Полученная математическая модель также дополняется граничными условиями на всяких вершинах графа, например – давлениями на забое скважины P_b и непо потревоженного пласта P_0 :

$$P|_{V_b} = P_b; \quad (4)$$

$$P|_{V_{vir}} = P_0. \quad (5)$$

Здесь V_b – множество вершин графа, граничных со скважиной, V_{vir} – множество вершин графа, считающихся удаленными настолько, что давление в них не изменилось.

Найденные из решения системы уравнений (2) - (5) поля давления и скоростей смеси флюидов используются при расчете переноса массы отдельных компонент (воды, нефти). Рассматривается задача о вытеснении нефти водой в системе трещин. Используется модель Fracturesonly, в рамках которой с каждым элементарным объемом расчетной области трещины связывается соответствующий элементарный объем поровой матрицы (рис. 3).

Решается система уравнений конвективного переноса насыщенностей $S_o^{(f)}$ нефтью и $S_w^{(f)}$ водой в трещинах

$$\frac{\partial S_w^{(f)}}{\partial t} + v \frac{\partial S_w^{(f)}}{\partial x} = \frac{T}{V_f}, \quad (6)$$

$$S_o^{(f)} = 1 - S_w^{(f)}, \quad (7)$$

И система уравнений уменьшения насыщенности в соответствующих виртуальных ячейках матрицы

$$\frac{\partial S_w^{(m)}}{\partial t} = -\frac{T}{V_m}, \quad (8)$$

$$S_o^{(m)} = 1 - S_w^{(m)}. \quad (9)$$

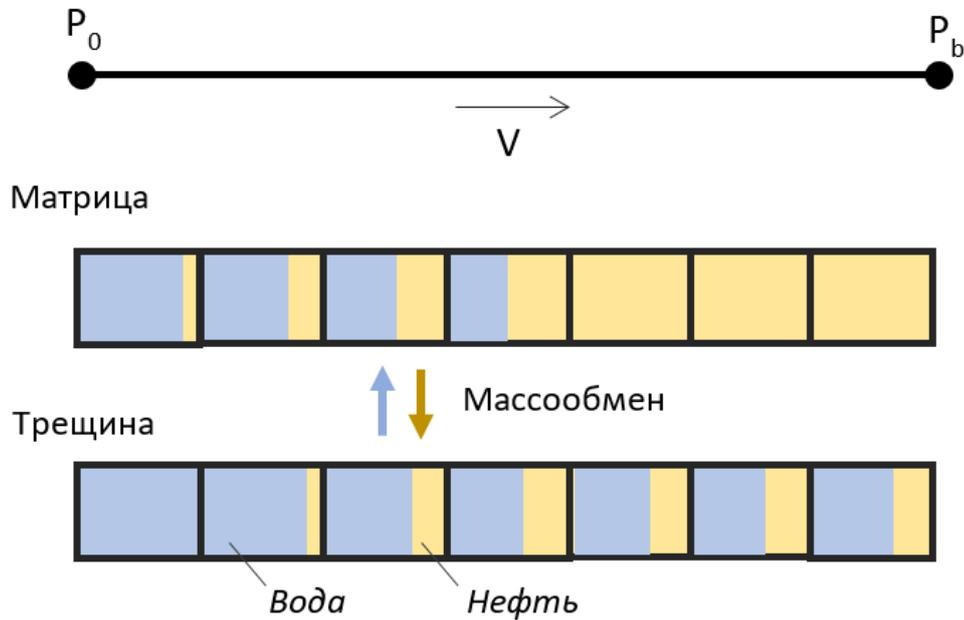


Рис. 3. Упрощенная геометрия трещиновато-пористого пласта в рамках одномерной модели *Fracturesonly*

Здесь предполагается, что фазовые скорости нефти и воды совпадают со скоростью смеси v , V_m и V_f – объемы соответствующих друг другу элементарных объемов матрицы и трещины, m^3 ; T – слагаемое, отвечающее за массоперенос между матрицей и трещиной, c^{-1} . В качестве T может быть взят линейный закон DiDonato&Blunt [21] или более сложный закон Liu [22]. В данной работе рассматривается линейный закон DiDonato&Blunt:

$$T = V_m \beta (S_w^* - S_w^{(m)}). \quad (10)$$

Здесь β – эмпирический параметр, характеризующий интенсивность массообмена между матрицей и трещиной, c^{-1} ; S_w^* – максимально возможная водонасыщенность в матрице. В качестве механизма массообмена между матрицей и трещиной в данном случае выступает переток под действием капиллярных сил.

В работе [12] соотношение элементарных объемов матрицы и трещин задавалось посредством пористостей матрицы и трещин, в то время как в данной работе напрямую используются элементарные объемы V_m и V_f .

Уравнения (6) – (9) дополняются граничными и начальными условиями в трещине и матрице:

$$S_w^{(f)} \Big|_{V_b} = S_{wb} ; \quad (11)$$

$$S_w^{(f)} \Big|_{t=0} = S_{wi}^{(f)}, S_w^{(m)} \Big|_{t=0} = S_{wi}^{(m)}. \quad (12)$$

Здесь S_{wb} – водонасыщенность у забоя паронагнетательной скважины, $S_{wi}^{(f)}$ – начальная водонасыщенность в трещине, $S_{wi}^{(m)}$ – начальная водонасыщенность в матрице. Нефтенасыщенности считаются исходя из водонасыщенностей по формуле (9).

Таким образом, сформулирована математическая модель (2) – (12), описывающая нестационарные фильтрационные течения флюидов в произвольной сети трещин пласта с учетом массообмена с поровой матрицей. В основе модели лежат уравнения Эйлера для движения флюидов в сети трещин с учетом линейного сопротивления и модель Fracturesonly массопереноса нефти в матрице и трещинах.

Численное моделирование

Математическая модель (2) – (12) реализована численно в среде Microsoft Visual Studio для одномерного случая. Для расчета полей скоростей и давления использовался метод характеристик [23], а для расчета переноса нефте- и водонасыщенности – метод конечных разностей [12]. Верификация запрограммированной модели проводилась для случая течения по одной трещине путем сравнения с известным аналитическим решением для случая постоянной скорости флюида [21] (см. рис. 4). Расчетные параметры: длина трещины – $L = 10$ м; динамическая вязкость флюидов – $0,01$ Па·с, плотность флюидов – 1000 кг/м³, проницаемость матрицы – 10^{-12} м², перепад давлений – 10^5 Па, интенсивность массообмена – $2 \cdot 10^{-8}$ с⁻¹, начальная водонасыщенность в матрице – $0,01$, начальная водонасыщенность в трещине – 0 , размер конечно-разностной ячейки – $0,005$ м.

На рис. 4 представлена эпюра водонасыщенности в трещине. При $\beta=0$ массообмена трещины с матрицей нет, вследствие чего вода вытесняет из трещины нефть за счет поршневого эффекта.

При $\beta > 0$ у кривой водонасыщенности появляется спад, обусловленный тем, что часть воды поступает в матрицу и вытесняет содержащуюся в матрице нефть. Запаздывание численной кривой по сравнению с аналитической вызвано учетом в численной модели инерционности флюида.

На рис. 5.представлены результаты численного моделирования фильтрации для простого одномерного случая (рис. 5).

Из рис. 5 видно, что на начальном промежутке времени в трещине происходит вытеснение нефти водой и формирование линейной эпюры водонасыщенности (так как часть воды поступает из трещины в матрицу). К моменту времени около 10^6 с линейная эпюра формируется полностью и затем её наклон с течением времени начинает убывать. Это в свою очередь

означает, что водонасыщенность в трещине будет возрастать за счет постепенного ослабления подпитки нефтью из матрицы.

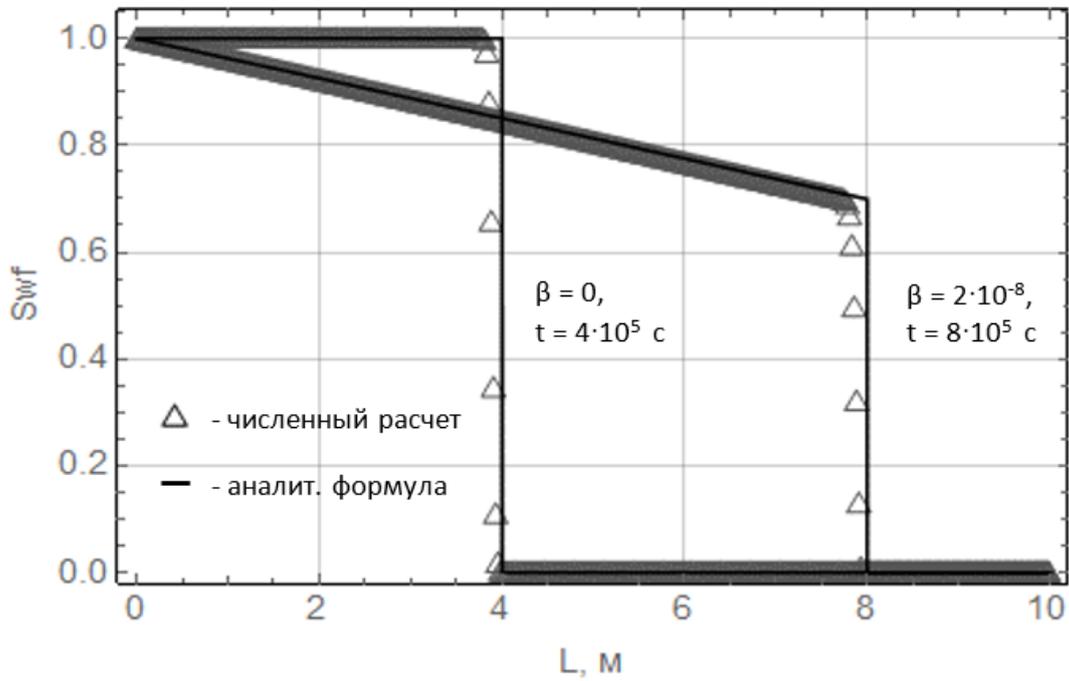


Рис. 4. Расчет концентрации воды в трещине, сравнительный анализ численного решения с аналитической формулой

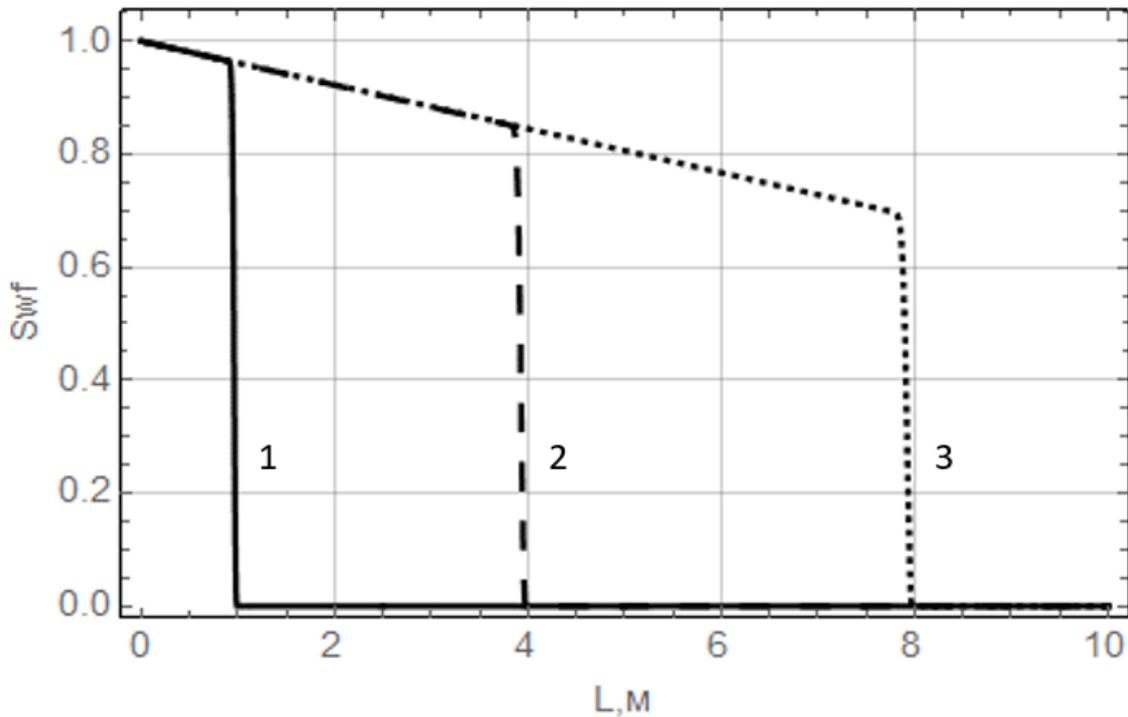


Рис. 5. Численные кривые водонасыщенности по длине трещины в различные моменты времени: 1 – 10^5 c , 2 – $4 \cdot 10^5 \text{ c}$, 3 – $8 \cdot 10^5 \text{ c}$

Закон возрастания водонасыщенности в трещине в предположении об безынерционности потока имеет порядок \sqrt{t} . При приближении величины водонасыщенности к 1 характер ее зависимости от времени переходит в экспоненциальный. Таким образом, в рамках данной модели полное извлечение нефти из пласта достигается только при времени $t \rightarrow \infty$.

Численная реализация модели (2) – (12) для систем взаимосвязанных одномерных трещин позволяет учитывать зависимости теплофизических свойств флюидов от термодинамических параметров системы (температуры, давления). Применительно к Ярегскому месторождению наиболее интересным является учет зависимости вязкости нефти от температуры, которая в существенной степени влияет на темпы добычи нефти. Исследование сопряженной задачи тепло- и массопереноса флюидов в пласте с искусственной трещиноватостью является предметом дальнейшего исследования авторов.

Заключение

1. Данное исследование посвящено определению модели фильтрации в трещиновато-пористом массиве, применимой для условий Ярегского месторождения высоковязкой нефти.

2. Проведен сравнительный анализ существующих моделей фильтрации в трещиновато-пористых массивах в плане учитываемых механизмов массопереноса флюидов и получаемых в результате моделирования физических эффектов.

3. Предложен критерий для оценки относительного вклада течения Дарси в поровой матрице и течения Пуазейля в системе трещин пласта. Получено, что для условий Ярегского месторождения течение в матрице выражено на несколько порядков слабее, чем течение в трещинах. Таким образом, применительно к Ярегскому месторождению наиболее эффективными являются модели с явным рассмотрением течений только в системе трещин.

4. Предложена комбинированная модель нестационарного фильтрационного течения флюидов в трещиновато-пористом песчанике Ярегского месторождения, основанная на уравнениях Эйлера для движения флюидов в сети трещин с учетом линейного сопротивления и модели Fracturesonly массопереноса нефти в матрице и трещинах.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации в рамках научного проекта № МК-6244.2018.5.

Список литературы

1. Левин Л.Ю., Кормщииков Д.С. Особенности добычи высоковязкой нефти на примере ярегского месторождения // Научные исследования и инновации. 2010. Т.4, № 2. С. 33 – 36.
2. Коноплев Ю.П. Научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений: дисс. ... д-ра техн. наук. Москва, 2004. 253 с.
3. Особенности трещиноватости и фильтрации жидкости в пласте Ярегского месторождения на основе промысловых исследований / И.Ф. Чупров, Л.М. Рузин, М.С. Хозяинова, Е.А. Канева // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 1. С. 88 – 91.
4. Дуркин С.М. Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор: дисс. ... канд. техн. наук. Ухта, 2014. 151 с.
5. Popov P., Efendiev Y., Qin G. Multiscale Modeling and Simulations of Flows in Naturally Fractured Karst Reservoirs // Communications in computational physics. 2009. V. 6, No. 1. P. 162 – 184.
6. Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б. Моделирование течений в дискретной системе трещин: физико-математическая модель // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2017. № 65. 28 с.
7. Berkowitz B., Bear J., Braester C. Continuum models for contaminant transport in fractured porous formations // Water Resources Research. 1988. V. 24, № 8. P. 1225 – 1236.
8. Samardzioska T., Popov V. Numerical comparison of the equivalent continuum, non-homogeneous and dual porosity models for flow and transport in fractured porous media // Advances in Water Resources. 2005. V. 28, № 3. P. 235 – 255.
9. Barenblatt G. I., Zheltov Yu. P., Kochina I. N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous fluids in fissurized rocks // J. Applied Mathematics and Mechanics. 1960. V. 24, № 5. P. 1286 – 1303.
10. Matthai S.K., Mezentsev A., Mandefro B. Finite Element - Node-Centered Finite-Volume Two-Phase-Flow Experiments with Fractured Rock Represented by Unstructured Hybrid-Element Meshes // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. V. 10, № 6. P. 740 – 756.
11. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J., Aziz K. An efficient discrete-fracture model applicable for general purpose reservoir simulators // SPE Journal. 2004. V. 9. № 2. P. 227 – 236.
12. Unsal E., Matthai S.K., Blunt M.J. Simulation of multiphase flow in fractured reservoirs using a fracture-only model with transfer functions // Computational Geosciences. 2010. V. 14. № 4. P. 527 – 538.

13. Van Duijn C., Molenaar J., de Neef M. The effect of capillary forces on immiscible two-phase flow in heterogeneous porous media // *Transp. Porous Media*. 1995. V. 21, No. 71. P. 193 – 201.

14. Monteagudo J.E.P., Firoozabadi A. Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and three- dimensional discrete-fractured media // *Water Resour. Res.* 2004. V. 40. 20 p.

15. Nick H.M., Matthai S.K. Comparison of Three FE-FV Numerical Schemes for Single- and Two-Phase Flow Simulation of Fractured Porous Media // *Transp Porous Med.* 2011. V. 90. P. 421 – 444.

16. Gauthier J. H., Wilson M. L., Lauffer F. C. Estimating the consequences of significant fracture flow at Yucca Mountain // *Proceedings, Third Annual International High-Level Radioactive Waste Management Conference*. 1992. V. 1. P. 891 – 898.

17. Popov P., Qin G., Efendiev Y., Ewing R. Multiscale methods for modeling fluid flow through naturally fractured carbonate karst reservoirs // *SPE Journal*. 2007. V. 12. № 2. P. 218 – 231.

18. Кривошеков Д.Н., Седнев Д.Ю. О разделении по назначению насосов уклонных блоков нефтешахт Ярегского нефтяного месторождения // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. 2013. № 7. С. 96 – 106.

19. Pruess K. A mechanistic model for water seepage through thick unsaturated zones in fractured rocks of low matrix permeability // *Water Resources Research*. 1999. V. 35, No. 4. P. 1039 – 1051.

20. Круглов Ю. В., Левин Л. Ю., Зайцев А. В. Моделирование переходных процессов в вентиляционных сетях подземных рудников // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. 2011. № 5. С. 100 – 108.

21. Di Donato, G., Blunt, M.J. Streamline-based dual-porosity simulation of reactive transport and flow in fractured reservoirs // *Water Resources Research*. 2004. V. 40. № 4. 12 p.

22. Lu H., Di Donato G., Blunt M.J. General transfer functions for multiphase flow in fractured reservoirs // *SPE J.* 2008. V. 13. No. 3. P. 289 – 297.

23. Фокс Д.А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах. М.: Энергоиздат. 1981. 247 с.

Семина Михаил Александрович, канд.техн. наук, науч. сотр. отдела аэрологии и теплофизики, mishkasemin@gmail.com, Россия, Пермь, ГИ УрО РАН,

Зайцев Артем Вячеславович, канд. техн. наук, зав. сектором математического моделирования и информационных технологий, отдел аэрологии и теплофизики, aerolog.artem@gmail.com, Россия, Пермь, ГИ УрО РАН,

Левин Лев Юрьевич, д-р техн. наук, зав. отделом аэрологии и теплофизики, aerolog_lev@mail.ru, Россия, Пермь, ГИ УрО РАН

SIMULATION OF OIL SEEPAGE IN FRACTURED POROUS RESERVOIRS IN CASE OF YAREGA HIGH-VISCOSITY OIL FIELD

M.A. Semin, A.V. Zaitsev, L.Yu. Levin

The applicability of existing approaches to the oil seepage simulation in fractured porous reservoirs for the Yarega high-viscosity oil field was studied. The main peculiarity of the oil field is the presence of artificial fracturing, due to a dense network of drilled wells, as well as the use of a thermal-mining technology. A review and a comparative analysis of existing approaches and methods for oil seepage simulation in fractured porous media have been carried out. A criterion is proposed for estimating the relative contribution of the Darcy flow in the porous matrix and the Poiseuille flow in fractures. It is shown that for the conditions of the Yarega high-viscosity oil field the flow in the matrix is several orders of magnitude weaker than the flow in the fractures. A combined model of non-stationary fluids seepage in a fractured porous reservoirs proposed. The model is based on the Euler equations for the motion of fluids in the network of fractures and the “Fractures only” model for oil inflow from the matrix.

Key words: fractured porous rocks, artificial fracturing, mathematical modeling, seepage, Euler equations, “Fractures only” model, comparative analysis.

Semin Mikhail Aleksandrovich, Candidate of Technical Science, Researcher at the Department of Aerology and Thermo-physics, mishkasemin@gmail.com, Russia, Perm, MI UB RAS,

Zaitsev Artem Vyacheslavovich, Candidate of Technical Science, Head of Mathematical Modeling and IT Solutions Division at the Department of Aerology and Thermo-physics, aerolog.artem@gmail.com, Russia, Perm, MI UB RAS,

Levin Lev Yurievich, Doctor of Technical Science, Head of the Department of Aerology and Thermo-physics, aerolog_lev@mail.ru, Russia, Perm, MI UB RAS

Reference

1. Levin L.Yu., Kormshikov DS Features of extraction of high-viscosity oil on the example of the Yaregsky deposit // Scientific researches and innovations. 2010. T.4, No. 2. P. 33-36.
2. Konoplev Yu.P. Scientific and methodological foundations of design and analysis of thermal development of oil deposits: diss. ... dr-tech. sciences. Moscow, 2004. 253 p.
3. Features of fracturing and fluid filtration in the Yaregskoye field on the basis of field research / IF Chuprov, LMRuzin, MSHozyainova, EAA. Kaneva // Oil and gas business. 2016. T. 14. № 1.S. 88-91.
4. Durkin SM Mathematical model of a well draining a fractured-porous reservoir: diss. ... cand. tech. sciences. Ukhta, 2014. 151 p.
5. Popov P., Efendiev Y., Qin G. Multiscale Modeling and Simulations of Flows in Naturally Fractured Karst Reservoirs // Communications in computational physics. 2009. V. 6, No. 1. P. 162-184.

6. Blonskii AV, Mitrushkin DA, Savenkov EB Modeling of flows in a discrete system of cracks: a physico-mathematical model // Preprints of the IMM them. M.V. Keldysh. 2017. No. 65. 28 pp.
7. Berkowitz B., Bear J., Braester C. Continuum models for contaminant transport in fractured porous formations // Water Resources Research. 1988. V. 24, No. 8. P. 1225-1236.
8. Samardzioska T., Popov V. Numerical comparison of the same continuum, non-homogeneous and dual porosity models for flow and transport in fractured porous media // Advances in Water Resources. 2005. V. 28, No. 3. P. 235-255.
9. Barenblatt G. I., Zheltov Yu. P., Kochina I. N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous fluids in fissurized rocks // J. Applied Mathematics and Mechanics. 1960. V. 24, No. 5. P. 1286-1303.
10. Matthai S.K., Mezentsev A., Mandefro B. Finite Element - Node-Centered Finite-Volume Two-Phase-Flow Experiments with Fractured Rock Represented by Unstructured Hybrid-Element Meshes // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. V. V. 10, No. 6. P. 740-756.
11. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J., Aziz K. An efficient discrete-fracture model applicable for the general purpose of reservoir simulators. SPE Journal. V.V. 9. No. 2. P. 227-236.
12. Unsal E., Matthai S.K., Blunt M.J. Simulation of multiphase flow in fractured reservoirs using a fracture-only model with transfer functions // Computational Geosciences. 14. V. 14. No. 4. P. 527-538.
13. Van Duijn C., Molenaar J., de Neef M. The effect of capillary forces on immiscible two-phase flow in heterogeneous porous media // Transp. Porous Media. 1995. V. 21, No. 71. R. 193-201.
14. Monteagudo J.E.P., Firoozabadi A. Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and three-dimensional discrete-fractured media // Water Resour. Res. 2004. V. 40. 20 p.
15. Nick H.M., Matthai S.K. Comparison of Three FE-FV Numerical Schemes for Single- and Two-Phase Flow Simulation of Fractured Porous Media // Transp Porous Med. 2011. V. 90. P. 421-444.
16. Gauthier, J. H., Wilson, M. L., Lauffer, F. C. Estimating the consequences of significant fracture flow at Yucca Mountain, Proceedings, Third Annual International High-Level Radioactive Waste Management Conference. 1992. V. 1. P. 891-898.
17. Popov, P., Qin, G., Efendiev, Y., Ewing, R., Multiscale Methods for Modeling Fluid Flow through naturally fractured carbonate karst reservoirs. SPE Journal. 2007. V. 12. No. 2. P. 218-231.
18. Krivoshchekov DN, Sednev D.Yu. On the separation according to the purpose of the pumps of the sloping blocks of the oil yards of the Yaregsky oil field // Vestnik PNIIP. Geology. Oil and gas and mining. 2013. No. 7. P. 96-106.
19. Pruess, K., A mechanistic model for water seepage through thick un-saturated zones in fractured rocks of low matrix permeability // Water Resources Research. 1999. V. 35, No. 4. P. 1039-1051.
20. Kruglov Yu. V., Levin L. Yu., Zaitsev AV Modeling of transients in ventilating networks of underground mines // Physico-technical problems of mining. 2011. № 5. P. 100-108.
21. Di Donato, G., Blunt, M.J. Streamline-based dual-porosity simulation of reactive transport and flow in fractured reservoirs // Water Resources Research. 2004. V. 40. № 4. 12 p.
22. Lu H., Di Donato G., Blunt M.J. General transfer functions for multiphase flow in fractured reservoirs // SPE J. 2008. V. 13. No. 3. P. 289-297.

23. Fox D.A. Hydraulic analysis of unsteady flow in pipelines. Moscow: Energoizdat. 1981. 247 p.