

Численное моделирование фильтрации в трещиновато-пористом нефтенасыщенном коллекторе вскрытым бурением на репрессии при различных сценариях разработки

М. Н. Петров^{1}, И. Н. Ельцов^{1,2}, Г. В. Нестерова¹*

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация

² Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск,
Российская Федерация

* e-mail: PetrovMN@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Особенности строения трещиновато-пористых коллекторов приводят к необходимости применять модели двойной пористости/проницаемости для корректного описания фильтрационных и других процессов в таких средах. В работе приводится модель нефтенасыщенного трещиновато-пористого коллектора, вскрытого бурением на репрессии и пример численного расчета наиболее важных параметров. Модель основана на подходе Баренблатта, когда системы трещин и блоков представляются сплошными средами, связанными флюидообменом. Кроме того, в отличие от известных моделей, здесь учитывается влияние деформационных процессов, связанных с разработкой пласта, на фильтрационные характеристики. Модель позволяет проводить различные оценки фильтрационных, расходных и прочих параметров в различных режимах функционирования скважины, таких как добыча или вскрытие пласта.

Ключевые слова: трещиновато-пористый коллектор, модель двойной пористости/проницаемости, деформирование

Numerical simulation of filtration in a fractured-porous oil-saturated reservoir drilled on overbalance for various types of development

M. N. Petrov^{1}, I. N. Yeltsov^{1,2}, G. V. Nesterova¹*

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk,
Russian Federation,

² Novosibirsk State Technical University (NSTU)

* e-mail: PetrovMN@ipgg.sbras.ru

Abstract. Structural features of fractured-porous reservoirs lead to the need to apply dual porosity/permeability models to correctly describe filtration and other processes in such media. The paper presents a model of an oil-saturated fractured-porous reservoir penetrated by overbalance drilling and an example of numerical calculation of the most important parameters. The model is based on the Barenblatt approach, when the systems of fractures and blocks are presented as continuous media connected by fluid exchange. In addition, unlike the known models, it takes into account the influence of deformation processes associated with reservoir development on filtration characteristics. The model allows for various assessments of filtration, flow and other parameters in various well operation modes, such as production or drilling.

Keywords: fractured-Porous Reservoir, Dual Porosity/Permeability Model, Deformation

Введение в разработку трещиновато-пористых коллекторов привело к необходимости создания моделей способных эффективно описывать фильтрационные процессы в таких средах. Из-за особенностей строения таких коллекторов, а именно наличия двух систем (блоков и трещин), участвующих в миграции флюида, разрабатывались модели двойной пористости/проницаемости. Существует некоторое многообразие таких моделей, общая идея которых состоит в представлении трещин и блоков как отдельных систем, связанных между собой флюидообменом. Отличия же моделей заключаются в различной геометрии блочного и трещинного пространства [1-6].

Представленная в работе модель, основывается на подходе Баренблатта [1, 2], когда системы блоков и трещин представляют собой две сплошные среды с собственными значениями пористости φ_i и проницаемости k_i , связанные обменом флюида через поверхность вещества блоков, определяющийся как поток F через поверхность блоков, который можно выразить как:

$$F = \rho k_1 (p_1 - p_2) G / \eta, \quad (1)$$

где ρ , η – обозначают плотность, и вязкость флюида, p_i - давление в блоках и трещинах (здесь и далее $i = 1$ - блоки матрицы, $i = 2$ - трещины), k_1 - проницаемость блоков.

Кроме того, стоит отметить, что параметр G определяет удельную поверхность блоков, однако, как правило, установить точную геометрию блочного пространства довольно затруднительно, а для оценки параметра можно использовать следующую формулу [1-6]:

$$G = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (2)$$

где l_i - линейные размеры блоков в соответствующих направлениях.

Стоит отметить, что изменение пластового давления, связанное с процессами разработки, может привести к изменению напряженно-деформированного состояния среды, что согласно работам [7-10] приведет к изменениям в фильтрационных характеристиках пласта. Таким образом, в модели также учитывается зависимость коэффициента проницаемости от эффективного напряжения, как [11-16]:

$$k_i = k_i^0 \exp[\gamma(\sigma + P)], \quad (3)$$

где k_i^0 – начальная проницаемость блоков и трещин, σ - эффективное напряжение в пласте, $P = (1 - B)p_1 + Bp_2$, B - параметр Био.

С учетом выше сказанного фильтрация двухфазного флюида в такой постановке модели описывается уравнениями массопереноса с учетом обмена флюида между блоками и трещинами:

$$\begin{aligned}\frac{\partial(\varphi_i \rho S_{iw})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho S_{iw} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{iw} F &= 0, \\ \frac{\partial(\varphi_i \rho S_{ip})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho S_{ip} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{ip} F &= 0,\end{aligned}\quad (4)$$

законом Дарси, с учетом деформирования среды:

$$\begin{aligned}\vec{v}_{iw} &= -(k_i / \eta_w) S_{iw}^{nw} \operatorname{grad}(p_i), \\ \vec{v}_{ip} &= -(k_i / \eta_p) S_{ip}^{np} \operatorname{grad}(p_i),\end{aligned}\quad (5)$$

где S_{iw} - водонасыщенность, S_{ip} - нефтенасыщенность, $n_w = 2$, $n_p = 3$.

Уравнения состояния флюида:

$$\rho(p_i) = \rho_0(1 + \beta p_i), \quad (6)$$

приращения пористости и давления, связанных линейной зависимостью:

$$\begin{aligned}\varphi_1 &= \varphi_1^0 + \alpha_{11} \Delta p_1 - \alpha_{12} \Delta p_2, \\ \varphi_2 &= \varphi_2^0 - \alpha_{21} \Delta p_1 + \alpha_{22} \Delta p_2,\end{aligned}\quad (7)$$

где коэффициенты α_{11} , α_{12} , α_{21} и α_{22} – сжимаемости матрицы и трещин.

Систему (5) - (8) можно привести к двум параболическим уравнениям:

$$\begin{aligned}(\beta \varphi_1^0 + \alpha_{11}) \frac{\partial p_1}{\partial t} - \alpha_{21} \frac{\partial p_2}{\partial t} &= \frac{k_1^0}{\beta \eta_p} \operatorname{div}(K(s) Q(S_{1w}, S_{1p}) \operatorname{grad} p) - F, \\ (\beta \varphi_2^0 + \alpha_{22}) \frac{\partial p_2}{\partial t} - \alpha_{12} \frac{\partial p_1}{\partial t} &= \frac{k_2^0}{\beta \eta_p} \operatorname{div}(K(s) Q(S_{2w}, S_{2p}) \operatorname{grad} p) + F,\end{aligned}\quad (8)$$

где φ_i - пористость, S_{iw} - водонасыщенность, S_{ip} - нефтенасыщенность, $S_{iw} + S_{ip} = 1$, k_i - проницаемость, η_i - вязкость, p_i - давление, ρ - плотность, v_i - скорость, $Q(S_{1w}, S_{1p}) = S_{iw} + \eta_w S_{ip} / \eta_p$, β – сжимаемость флюида, $K(s) = k_i^0 \exp(\gamma s)$, $s = \sigma + P$.

При этом изменение водонасыщенности описывается как:

$$\varphi_i^0 \frac{\partial S_{iw}}{\partial t} = \frac{k_1^0}{\eta_w} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K(s) S_{iw}^{nw} \frac{\partial p_i}{\partial r} \right) - S_{iw} F. \quad (9)$$

Уравнение солепереноса:

$$\varphi_i^0 \frac{\partial C_i}{\partial t} = \frac{k_i}{\eta_w} S_{iw}^{nw} \frac{\partial p_i}{\partial r} \frac{\partial C_i}{\partial r}. \quad (10)$$

Для описания деформационных процессов используются классические уравнения теории упругости:
уравнение равновесия:

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0, \quad (11)$$

и закон Гука:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= (\lambda + 2\mu)u_{r,r} + \lambda u_r / r - P, \\ \sigma_{\theta\theta} &= \lambda u_{r,r} + (\lambda + 2\mu)u_r / r - P, \end{aligned} \quad (12)$$

где u_r – смещение; σ_{rr} и $\sigma_{\theta\theta}$ – компоненты тензора напряжений.

Положим, что пласт вскрывает скважина радиусом r_0 , в зависимости от граничных условий в модели можно рассматривать различные сценарии разработки, в случае когда давление в скважине p_w превышает пластовое p_c имитируется процесс вскрытия пласта, в другом случае, когда давление в скважине ниже – процесс извлечения флюида. При этом, предполагается, что вскрытие происходит мгновенно и в начальный момент времени обе системы блоков и трещин находились в равновесии, то есть:

$$\begin{aligned} p_1(r, 0) &= p_2(r, 0) = p_c, \\ S_{w1}(r, 0) &= S_{w2}(r, 0) = S_w^0, \\ C_1(r, 0) &= C_2(r, 0) = C^0, \end{aligned} \quad (13)$$

где p_c - пластовое давление, S_w^0 , C^0 - соответственно начальные пластовые значения водонасыщенности и солёности.

Таким образом, моделируя различные сценарии разработки (вскрытие пласта, добыча) с учетом граничных условий на контуре питания r_c , которые имитируют режим истощения залежи $\frac{\partial p}{\partial r} = 0$ и непрерывную добычу $p_i(r_c, 0) = p_c$, можно получить радиальные распределения пластового давления, поля напряжений, изменения фильтрационных характеристик: проницаемости, водо-нефтенасыщенности, солёности в различные моменты времени, а также провести оценку расходных характеристик пласта [12, 13].

Кроме того, имея распределения водонасыщенности и солёности, можно построить радиальный профиль УЭС для вскрытого пласта. Рассмотрим нефтенасыщенный трещиновато-пористый пласт со следующими характерными параметрами, взятыми из статьи Некрасова и Костицина [17], здесь пористость блоков и трещиновая пористость составляют $\varphi_1 = 19\%$, $\varphi_2 = 0.2\%$, а проницаемость

при полном насыщении, соответственно, $k_1 = 0.4 \text{ мкм}^2$, $k_2 = 1.7 \text{ мкм}^2$, коэффициенты сжимаемости α_i для блоков и трещин, соответственно $5 \cdot 10^{-4}$ и $5 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$. В качестве начальной водонасыщенности использовалось значение 0.15, а для солёности бурового раствора и пластовой воды – 8 и 10 г/л. Пласт полагаем карбонатным с плотностью 2.5 г/см^3 и начальным пластовым давлением 30 МПа. Вязкость пластовой воды $0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$, нефти $0.004 \text{ Па}\cdot\text{с}$, сжимаемость флюидов $2 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$. Задача решается численно-аналитическим методом, когда уравнения фильтрации рассчитываются с помощью метода матричной прогонки и по полученным пластовым давлениям аналитически решаются уравнения теории упругости.

На рисунке 1 представлено радиальное распределение солёности и водонасыщенности для блоков и трещин в различные моменты времени.

Как видно за счет высокой проницаемости и низкой пористости по сравнению с блоками, насыщение в трещинах идет значительно быстрее.

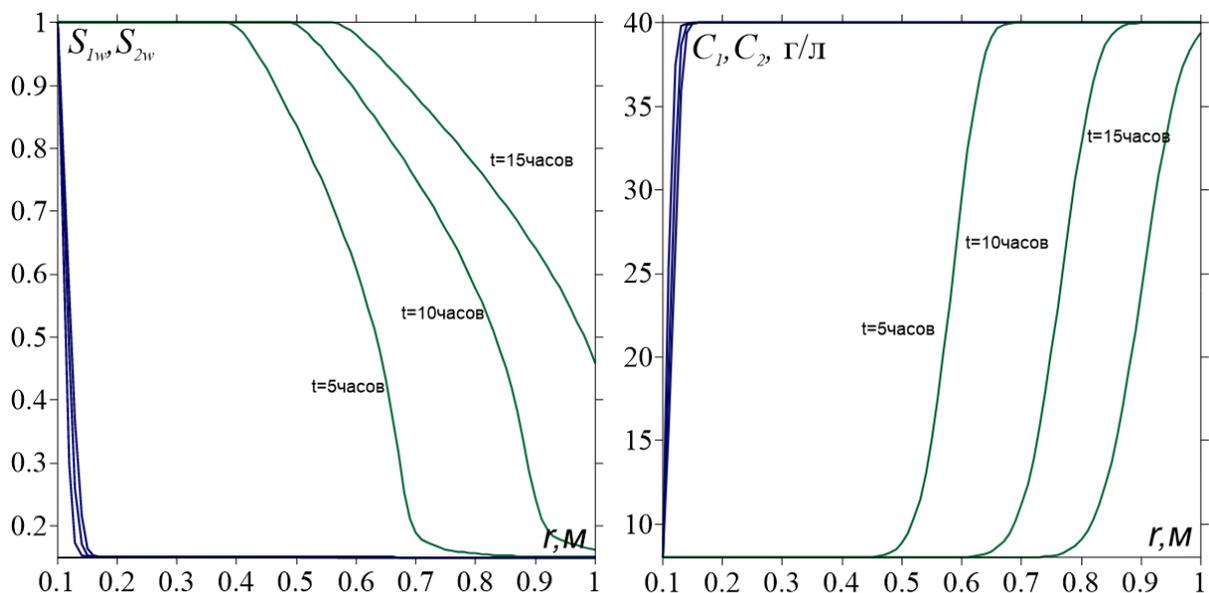


Рис. 1. Радиальное распределение водонасыщенности (слева) и солёности (справа) для блоков (синий) и трещин (зеленый) в моменты времени 5, 10, 15 часов.

Имея эти распределения, согласно [2], можно получить значение общей водонасыщенности для всего пласта, как:

$$S_w = \nu S_{2w} + (1 - \nu) S_{1w}, \quad (14)$$

где ν - доля объёма трещин в общем объёме породы.

Таким образом, используя (14) в формуле Арчи, как одного из возможных представлений эффективного УЭС, в виде:

$$\rho = 1/CS_w^2\phi^2, \quad (15)$$

где C - минерализация пластовой воды, S_w - водонасыщенность, ϕ - пористость, можно получить профиль УЭС для трещиновато-пористого пласта (рис. 2). Как видно, имеется широкая зона проникновения в прискважинной области, которая и характеризует наличие проницаемых трещин в пласте.

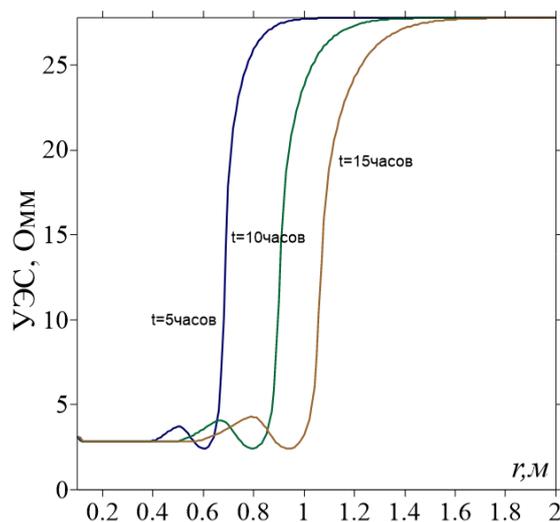


Рис. 2. Радиальный профиль УЭС для трещиновато-пористого пласта в различные моменты времени 5, 10, 15 часов.

В заключение можно отметить, что в работе представлена модель нефтенасыщенного трещиновато-пористого коллектора, имитирующая различные сценарии разработки пласта, которая в отличие от существующих подходов, учитывает влияние деформационных процессов на фильтрационные характеристики пласта. Она позволяет получить различные во времени радиальные распределения пластового давления, напряженно-деформированного состояния и фильтрационных параметров пласта. Кроме того, по этим данным, с помощью формулы Арчи или другой формулы расчёта УЭС, имеется возможность оценить профиль радиального распределения электросопротивления для вскрытого бурением пласта. Таким образом, с развитием данной модели, появится возможность применения ее для определения параметров трещиновато-пористых коллекторов по практическим данным и проведения оценки расходных характеристик пластов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0025 «Геоэлектрика многомасштабных гетерогенных геологических сред: модели, программы, технические средства».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ. – 1960. – Т. 24. – вып.5. – С. 852-864.

2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
3. Warren J. E., Root P. E. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. Journal. – 1963. – Vol. 3. – P. 245–255.
4. Куштанова Г. Г. Некоторые особенности нестационарной фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2007. – №1. – С. 1-9.
5. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере Турне-Фаменской залежи озерного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6-12.
6. Щипанов А.А. Модель двухфазной фильтрации в деформируемом трещиновато-пористом пласте // Вестник ПНИПУ. – Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2004. – Т. 5. – С. 92-98.
7. Jing Lu, Jinbao Qu A new dual-permeability model for naturally fractured reservoirs // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November, Abu Dhabi, UAE. – 2017. – P. 20. – SPE-188553-MS
8. Presho M., Wo S., Ginting V. Calibrated dual porosity, dual permeability modeling of fractured reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – № 77. – P. 326–337.
9. Chabezloo, S., Sulem, J., Guedon, S., Martineau, F. Effective stress law for the permeability of limestone // Int. J. Rock Mech. Min. Sci. – 2009. – Vol. 46. – № 2. – P. 297-306.
10. Zoback, M.D., Nur, A. Permeability and effective stress // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – Vol. 59. – P. 154-158.
11. Назаров Л.А., Назарова Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины // ФТПРПИ. – 2016. – № 3. – С. 11-20.
12. Назарова Л.А., Петров М.Н. Эволюция геомеханических и гидродинамических полей в окрестности добывающей скважины в деформируемом трещиновато-пористом породном массиве // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – 2017. – Т. 3. – С. 221-226.
13. Петров М.Н., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назарова Л.А. Численное моделирование расходных характеристик добывающей скважины в трещиновато-пористом пласте с учетом деформационных процессов // Каротажник. – 2019. – № 2 (296). – С. 34-44.
14. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Доклады РАН. – 2012. – Т. 442. – №6. – С. 677-680.
15. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5. – С. 978-990.
16. Нестерова Г.В., Ельцов, И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С. 327-344.
17. Некрасов А.С., Костицын В.И. Геолого-геофизические и гидродинамические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений // Вестник Пермского Университета. – 2010. – В. 1(9). – С. 14-23.

© М. Н. Петров, И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова, 2022