

Исследование гидродинамической интерференции каверн в нефтяном пласте

О. К. Артемьев, А. А. Быков

Московский физико-технический институт (национальный государственный университет)

На текущий момент модели влияния трещин сдвига на фильтрацию в нефтяных и газовых пластах неявно предполагают, что трещины являются раскрытыми или формируют систему связанных каналов вдоль плоскости. Однако практически трещины не раскрыты и формируют систему каверн, гидродинамически друг с другом связанных через породу, поэтому представляется актуальным развитие моделей фильтрации вдоль плоской системы каверн, которые интерферируют друг с другом.

Цель данной работы — описать возмущение давления вблизи каверны при нестационарной фильтрации и описать их гидродинамическое возмущение.

Возмущение поля давления вокруг одной сферической каверны в бесконечной среде при стационарной фильтрации описывается суммой мультипольных моментов [1, 2], из которых в данной работе рассматривается только квадрупольный. Коэффициенты матрицы квадрупольных моментов D_{ij} пропорциональны вторым производным внешнего давления по координатам. При нестационарной фильтрации применение квадрупольного приближения приводит к «возникновению» объемного источника давления:

$$q = \frac{TrD}{r^5}.$$

В работе найдено, что возмущение давления вокруг каверны стремится к следующей функции:

$$P' = \frac{(\vec{r}^T D \vec{r})}{2r^5} + \frac{trD}{6R^2 r} - \frac{trD}{6r^3},$$

где R — радиус каверны, r — расстояние до текущей точки вне каверны.

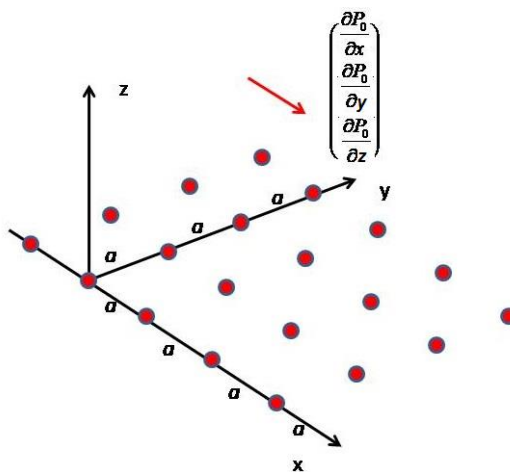


Рис. 1. Схематическое изображение системы каверн

Для системы каверн коэффициенты D_{ij} зависят от суммы вторых производных внешнего поля P_0 и полей возмущения давления всех соседних каверн. В этом случае можно рассчитать коэффициенты квадрупольной матрицы, если каверны расположены периодически (для каждой каверны коэффициенты D_{ij} одинаковы). В работе получены системы уравнений для определения D_{ij} , когда каверны с периодом a распределены по плоскости (см. рис. 1). Эти системы уравнений содержат бесконечные суммы, после их нахождения удалось выразить каждый из коэффициентов через другие в явном виде; например, D_{xx} и D_{xy} выглядят так:

$$D_{xx} = \frac{a^5}{\left(\left[\frac{a}{R}\right]^5 - 14,0613\right)^2 - 4,2775} \left[\left(\left[\frac{a}{R}\right]^5 - 14,0613\right) \frac{\partial^2 P_0}{\partial x^2} - 2,0668 \frac{\partial^2 P_0}{\partial y^2} \right];$$

$$D_{xy} = \frac{\partial^2 P_0}{\partial x \partial y} \frac{a^5}{\left(\frac{a}{R}\right)^5 + 12,852};$$

$$D_{zz} = \frac{\partial^2 P_0}{\partial z^2} \frac{a^5}{\left(\frac{a}{R}\right)^5 - 5,0902};$$

Из этих формул видно, что коэффициенты зависят от нескольких производных внешнего поля, а также можно увидеть анизотропность реакций каверн по сравнению с отдельной уединенной каверной.

Литература

1. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебн. пособие для вузов. — М.; Ижевск: ИКИ, 2005.
2. Maxwell J. C. A Treatise on Electricity and Magnetism. V. 1. — Oxford: Clarendon press, 1892.

УДК 532.685

Simulation of Two-Phase Flow in Porous Media using a Two-Dimensional Network Model

K. Shabbir

Moscow Institute of Physics and Technology

The algorithms and methods used to simulate two-phase flow in porous media has many practical applications in oil recovery, hydrology, electricity production where pressurized water is passed through heated pipes and is transformed into steam, etc. Our algorithm presented here is used to find the saturation of a phase with respect to time, model imbibition, the hysteresis curve when the pressure across the porous body is reversed, total capillary pressure as a function of saturation [1], and determination of permeability which appears in Darcy's law.

Our model is initially set up such that the wetting fluid is low in saturation and is confined to the bottom of our network. A higher pressure is fixed for all nodes at the bottom layer, while a low pressure is fixed for the top row. In all nodes, law of conservation of volume is applied, since mass is conserved and the phases are non-compressible. However for the bottom layer of nodes, the wetting fluid is injected as much required according to the sum of flow rates determined in the tubes connected to those nodes, while from the top layer of nodes a fluid is removed.

$$\sum Q_i = 0. \quad (1)$$

Where Q is the flow rate in $[m^3/s]$ in a tube connected to a particular node. The flow rate formula used is

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu l} \left(\Delta P + \frac{2s\sigma}{R} \right). \quad (2)$$

$s = \{-1, 0, 1\}$, 0 when there are an even number of meniscus or no meniscus in a tube, +1 or -1 is due to the orientation. Here

$$M = \sum \mu_i \frac{l_i}{l}. \quad (3)$$

Note that the case when no meniscus is present ($s=0$) the flow rate formula is reduced to the well known Poiseuille's equation

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu} \frac{\Delta P}{l} \quad (4)$$

From (1) we obtain an equation which relates five pressures. The number of equations obtained is equal to the number of nodes in our network. The equations are solved using Gauss-Jordan Elimination optimized for our case to determine the pressures in each of the nodes, then flow rates are calculated using (2). The time step is chosen according to the nearest meniscus reaching the node. At each of the nodes the flow is distributed to the outgoing tubes such that the tube with the smallest radius is filled first with the wetting fluid, this is due to the favor of energy. The tubes are inclined as suggested in [3], to ensure that a fluid flows equally well in tubes inclined right or left.

This algorithm can be extended to the case where there are more than 4 tube connections to a node, since for two phase flow into a node case, we distribute in an ascending order of radii, in our model it is distributed to a maximum number to two tubes, but for hexagonal model it can be 4. We only need to update the function which produces the connections. The same model can be used for a 3-dimensional case [4], where one surface has higher pressure than the opposite surface which has a lower pressure, it is to be used in order to more accurately represent the porous body.

This work is supported by grant PHΦ №23-21-00175.

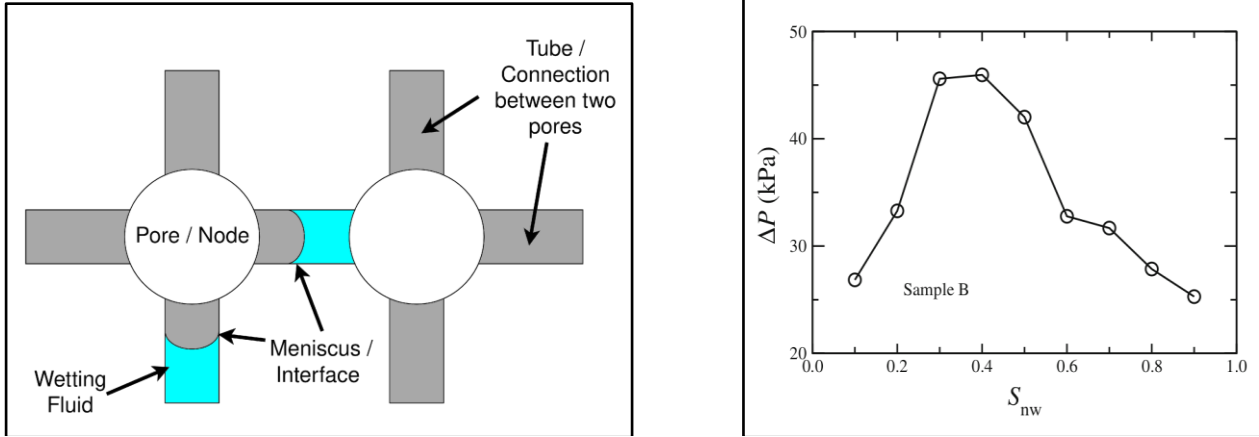


Fig. 1. Showing two nodes from the network where the size of the node is much larger than the radius such that the capillary force tends to zero when the meniscus enters a node

Fig. 2. Showing the dependence of the average capillary pressure on the saturation of the wetting fluid, the average capillary pressure drop is maximum at the middle level of saturation, due to the maximum number of interfaces as also concluded by [2]

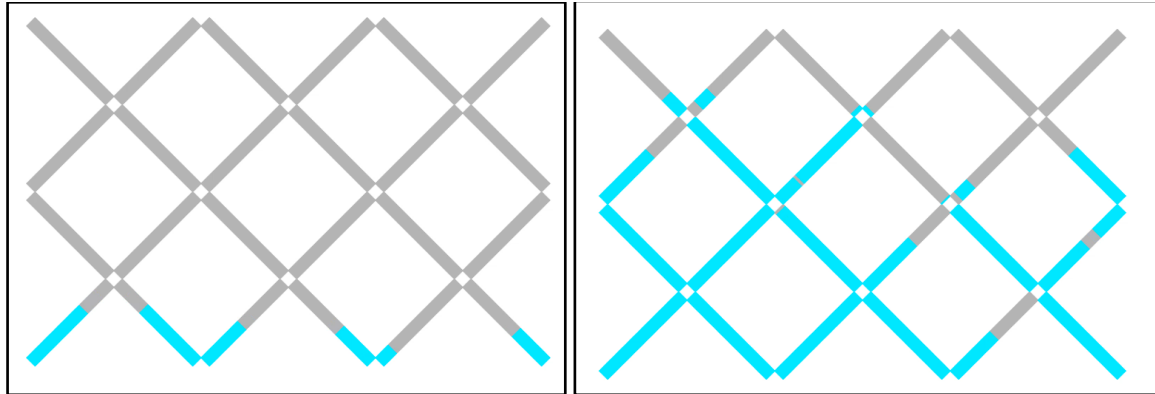


Fig. 3. Showing invasion of wetting fluid into a porous body consisting of randomly distributed tube radii for a highly simplified model (4×6), at saturation levels of 22% and 61% using our model

References

1. *Fatt I.* The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution // Petroleum Trans. AIME 1956. V. 207. P. 164–181.
2. *Sinha S.* [et al.]. Effective rheology of two-phase flow in three-dimensional porous media: experiment and simulation // Transp. Porous Med. 2017. V. 119. P. 77–94.
3. *Aker E., Måløy K. J., Hansen A., Batrouni G. G.* A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media // Transp. Porous Med. 1998. V. 32. P. 163–186.
4. *Raouf A., Hassanizadeh S.* A new method for generating pore-network models of porous media // Transp. Porous Med. 2010. V. 81. P. 391–407.

Исследование зависимости достижения планируемых дебитов новых скважин от геолого-геофизических и технологических факторов

К. В. Кудашов, В. Е. Аницупов, Д. А. Акимова

ПАО «НК «Роснефть»

Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет)

Планирование дебитов новых скважин сопряжено с множеством неопределенностей в исходных данных. Следствием этих неопределенностей является отклонение фактических дебитов новых скважин от плановых, и, соответственно, отклонение профиля добычи, что приводит к риску недостижения показателей экономической эффективности.

Появление машинного обучения в нефтяной промышленности привело к росту его востребованности в разведке, разработке, добыче, проектировании месторождений и планировании управления для ускорения принятия решений, сокращения затрат и времени. Представленная работа посвящена построению модели на фактических данных и выполнению оценки возможности достижения показателей для планируемых скважин в период 2023–2027 гг. в зависимости от заданных геолого-геофизических и технологических факторов.

Одной из главных целей данной работы является решение задачи регрессии, чтобы предсказать расхождения фактического и планируемых дебитов. Однако, если решать данную задачу напрямую, и подать на вход модели все исходные данные, то результаты решения будут неудовлетворительными — ошибка предсказания будет больше $\pm 100\%$.

Для решения представленной задачи в работе использовались методы машинного обучения: решение задач классификации, кластеризации и регрессии [1–4]. С целью изучения целевых объектов эксплуатационного бурения Компании были проанализированы результаты запуска скважин за период 2017–2021 гг.

Задача решалась двумя моделями машинного обучения. Первая модель — модель классификации. Алгоритм ее построения заключался в следующем: сначала решалась задача классификации и предсказывался знак целевой функции: положительный или отрицательный, а потом для каждого из двух диапазонов решалась задача регрессии. Вторая модель — модель кластеризации. Основная ее идея заключалась в разделении исследуемых объектов на кластеры. Далее в каждом из кластеров решалась задача регрессии.

Обучающий набор данных представляет собой данные по запущенным новым скважинам из бурения в формате, соответствующем методическим указаниям Компании «Расчет геологических показателей программ эксплуатационного бурения и зарезки боковых стволов» за период 2017–2021 гг. по Обществам компании.

По результатам работы был произведен прогноз отклонения планируемых дебитов по каждой из новых скважин в период с 2023 по 2027 гг. с использованием двух вышеперечисленных моделей. Отклонения прогнозируемого среднего по годам дебита для Компании от планируемого лежат в диапазоне от -4% до $+2\%$.

Литература

1. Козырев Н. Д., Вишняков А. Ю., Путилов И. С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356–368.
2. Ahmadi M. A., Chen Zh. Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via petrophysical logs // Petroleum. 2019. V. 5(3). P. 271–284.
3. Pan Y., Deng L., Lee W. J. A novel data-driven pressure/rate deconvolution algorithm to enhance production data analysis in unconventional reservoirs // J. Pet. Sci. Eng. 2020. V. 192: 107332.
4. Anifowose F., Labadin J., Abdulraheem A. Improving the prediction of petroleum reservoir characterization with a stacked generalization ensemble model of support vector machines // Appl. Soft Comput. 2015. V. 26. P. 483–496.
5. Методические указания Компании «Расчет геологических показателей программ эксплуатационного бурения и зарезки боковых стволов». № П2-10 М-0029. Версия 1.00. — М.: Роснефть, 2020