



**Исследование эффективности применения
аналитических подходов для описания эволюции
паровой камеры при добыче нефти
методом парогравитационного дренирования**

А. А. Костина
М. С. Желнин
О. А. Плехов
И. А. Пантелеев

*Институт механики сплошных сред Уральского отделения
Российской академии наук – филиал Пермского федерального
исследовательского центра УрО РАН, Пермь, Россия*

Представлен анализ аналитических подходов для описания роста паровой камеры, образующейся при добыче высоковязкой нефти методом парогравитационного дренирования. Оценка эффективности проводилась на основании сравнения аналитических решений с численными результатами, полученными на основе разработанной математической модели, в которой отсутствует большинство физических допущений, закладываемых при выводе аналитических соотношений. Модель включает в себя уравнения баланса массы для воды, пара и нефти, уравнение баланса энергии с учетом фазового перехода, возникающего при испарении пара и конденсации воды. Для описания фильтрации каждой из компонент используется закон Дарси. Компьютерная реализация модели основана на алгоритме численного решения системы уравнений методом конечных элементов относительно неизвестных величин насыщенностей и давления. Результаты численного моделирования показали наличие квазистационарного участка на графиках зависимости высоты и ширины паровой камеры от времени, вызванного конвективным притоком холодной воды к границе фазового перехода. При этом рассмотренные аналитические соотношения предсказывают линейный или близкий к нему характер роста паровой камеры на протяжении всего процесса парогравитационного дренирования, что может приводить к некорректным значениям дебита на начальном этапе добычи нефти. На этапе роста паровой камеры в вертикальном направлении наилучшее качественное соответствие с численным расчетом имеет формула, учитывающая нестационарный тепловой поток через границу паровой камеры. При приближении к кровле пласта наблюдается качественное и количественное согласование большинства рассмотренных аналитических формул с численным моделированием. После достижения паровой камерой кровли пласта аналитические оценки ее ширины качественно отличаются от результатов разработанной модели, предсказывающей существенно нелинейный характер развития паровой камеры.

Ключевые слова

Высоковязкая нефть, парогравитационное дренирование, многофазный поток, мультифизическое моделирование, аналитические модели

Для цитирования: Костина А.А., Желнин М.С., Плехов О.А., Пантелеев И.А. Исследование эффективности применения аналитических подходов для описания эволюции паровой камеры при добыче нефти методом парогравитационного дренирования. *Геосистемы переходных зон*. 2019. Т. 3, № 1. С. 54–64. doi: 10.30730/2541-8912.2019.3.1.54-64

For citation: Kostina A.A., Zhelnin M.S., Plekhov O.A., Panteleev I.A. Investigation on effectiveness of analytical models to describe steam chamber growth during steam-assisted gravity drainage. *Geosystems of Transition Zones*, 2019, vol. 3, no. 1, p. 54–64. (In Russ.). doi: 10.30730/2541-8912.2019.3.1.54-64

Список литературы

1. Коноплев Ю.П. *Научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений*: дис. ... д-ра техн. наук / Всерос. нефтегазовый НИИ им. акад. А.П. Крылова. М., 2004. 253 с.
2. Костина А.А., Желнин М.С., Плехов О.А. Исследование особенностей движения нефти в пористой среде в процессе парогравитационного дренажа // *Вестник Пермского научного центра*. 2018. № 3. С. 6–16. doi:10.7242/1998-2097/2018.3.1
3. *Справочник химика. Т. I. Общие сведения, строение вещества, свойства важнейших веществ, лабораторная техника* / под ред. Б.П. Никольского. М.: Химия, 1966. 1072 с.
4. Хисамов Р.С., Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Абдуллин А.И. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 8. С. 48–51. doi:10.24887/0028-2448-2018-8-48-51
5. Akin S. Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage // *Computers & Geosciences*. 2006. Vol. 32. P. 240–246. doi:10.1016/j.cageo.2005.06.007
6. Bogdanov I.I., Ganaoui K.El, Kamp A.M. COMSOL 2D simulation of heavy oil recovery by steam assisted gravity drainage // *Proceedings of the European COMSOL Conference 2007, 23–24 October, 2007, Grenoble, France*. Grenoble: COMSOL France, 2007.
7. Butler R.M. *Thermal recovery of oil and bitumen*. New Jersey; Englewood Cliffs: Prentice-Hall Inc., 1991. 528 p.
8. Butler R.M., Stephens D.J. The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells // *J. of Canadian Petroleum Technology*. 1981. Vol. 20(2). P. 90–96.
9. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating // *Canadian J. of Chemical Engineering*. 1981. Vol. 59, N 4. P. 455–460.
10. Chang J., Ivory J., Tunney C. Numerical simulation of steam-assisted gravity drainage with vertical slimholes // *Society of Petroleum Engineers SPE Canadian Unconventional Resources Conf., 15–17 November 2011, Calgary, Alberta, Canada*. Richardson: Soc. Petroleum Engineers, 2012. Article N SPE-148803-PA. <https://doi.org/10.2118/148803-PA>
11. Keshavaraz M., Harding T.G., Chen Z.J. Modification of Butler's unsteady-state SAGD theory to include vertical growth of steam chamber // *Society of Petroleum Engineers SPE Canada Heavy Oil Technical Conf., 7–9 June 2016, Calgary, Alberta, Canada*. Richardson: Soc. Petroleum Engineers, 2016. Article N SPE-180733-MS. <https://doi.org/10.2118/180733>
12. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall Inc., 1989. 550 p.
13. Lee H., Kharangate C., Mascarenhas N., Park I., Mudawar I. Experimental and computational investigation of vertical downflow condensation // *International J. of Heat and Mass Transfer*. 2015. Vol. 85. P. 865–879. doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.02.037
14. Liu H., Cheng L., Huang S., Jia P., Chen M. Evolution characteristics of SAGD steam chamber and its impacts on heavy oil production and heat consumption // *International J. of Heat and Mass Transfer*. 2018. Vol. 121. P. 579–596. doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.01.038
15. Reiss J.C. A steam – assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry // *J. of Canadian Petroleum Technology*. 1992. Vol. 10, N 1. P. 14–20. <https://doi.org/10.2118/92-10-01>
16. Shafiei A., Dusseault M.B. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones // *J. of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 103. P. 121–139. doi:10.1016/j.petrol.2013.02.001
17. Shaolei W., Linsong C., Wenjun H., Shijun H., Shuai L. Prediction for steam chamber development and production performance in SAGD process // *J. of Natural Gas Science and Engineering*. 2014. Vol. 19. P. 303–310. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.05.021>
18. Shi X., Okuno R. Analytical solution for steam-assisted gravity drainage with consideration of temperature variation along the edge of a steam chamber // *Fuel*. 2018. Vol. 217. P. 262–274. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.05.021>
19. Yin Y., Liu Y. FEM analysis of fluid-structure interaction in thermal heavy oil recovery operations // *Sustainability*. 2015. Vol. 7. P. 4035–4048. doi:10.3390/su7044035
20. Zargar S.M., Farouq A. Analytical modelling of steam chamber rise stage of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) process // *Fuel*. 2018. Vol. 233. P. 732–742. doi:10.1016/j.fuel.2018.06.106