

УДК 622.276

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-21(79)-147-153

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОВОГО ВПЛИВУ НА ПОКЛАДИ З ВИСОКОВ'ЯЗКИМИ НАФТАМИ

Л. Р. Смоловик 

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. 0993250162; e-mail: liliana.smolovyk@nung.edu.ua

Охарактеризовано причини застосування теплових методів для підвищення продуктивності нафтових свердловин в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини. Запропоновано впровадження циклічного внутрішньопластового горіння на родовищах з рідкою сіткою розташування свердловин. Для оцінки ефективності процесу циклічного ВГ і його технологічних характеристик проведено математичне моделювання процесу. Розроблена математична модель, що описується системою з восьми рівнянь з вісьмома невідомими, що є функціями відстані і часу з відповідними початковими і граничними умовами. Розрахунок теплообміну між теплоносієм і скелетом пористого середовища здійснено на основі двотемпературної моделі. Саму математичну модель розроблено з акцентом на температурну обстановку в пласті і ті явища, що пов'язані із зростанням температури. Згідно з результатами розрахунків, залежно від характеристик нафти і продуктивних відкладів існують оптимальні значення витрати і часу нагнітання повітря і загального об'єму повітря, що нагнітається, при яких досягається максимальний технологічний ефект щодо сумарного видобутку нафти і тривалості роботи свердловини з підвищеним дебітом. Проведені дослідження свідчать про високу ефективність процесу циклічного внутрішньопластового горіння.

Ключові слова: високов'язкі нафти, теплове поле, внутрішньопластове горіння, теплоперенос в пористому середовищі.

Сучасні інформаційно-аналітичні дослідження свідчать про стрімке зростання світового попиту на енергетичні ресурси, серед яких нафта залишається провідним джерелом енергії. Для прискорення розвитку нафтової промисловості України необхідні значні інвестиційні та інноваційні вкладення, які дозволять забезпечити енергетичну незалежність країни від імпорту палива. У цьому контексті актуальним стає пошук нових методів інтенсифікації розробки перспективних нафтових родовищ, а також упровадження прогресивних технологій підвищення нафтовилучення на діючих об'єктах. В умовах обмеженості традиційних запасів особливого значення набуває використання важких високо-

в'язких нафт, які можуть суттєво покращити паливно-енергетичний баланс України [1]. Однак, через аномальні фізико-хімічні властивості, розробка родовищ із високов'язкою нафтою традиційними методами є малоефективною, що потребує пошуку альтернативних, більш ефективних технологічних рішень.

Світові тенденції застосування методів підвищення нафтовилучення свідчать, що так звані термічні методи збільшення нафтовіддачі, поряд із заводнюванням, є єдиною реальною альтернативою, яка впроваджується на промисловому рівні. Ефективність застосування термічних методів зумовлена як фізико-хімічними аспектами проблеми, так і рівнем технічного розвитку. Для вивчення таких процесів необхідно враховувати вплив тиску, температури та складу компонентів на рівновагу в системі, що включає колектор, нафту, воду та газоподібні речовини. Особливу увагу слід приділити теплофізичним та фізико-хімічним процесам, які відбуваються під час теплового впливу на нафтонасичені пласти. Потребує детального аналізу як джерела тепла та способи нагріву продуктивних горизонтів, так і технологія введення теплоносія в пласт [2]. Таким чином, розробка технологій термічного впливу на нафтові пласти та їхнє практичне впровадження можуть суттєво покращити техніко-економічні показники розробки родовищ.

В сучасних умовах видобуток високов'язких нафтових ресурсів дедалі більше визначається двома ключовими чинниками: енергоефективністю та декарбонізацією. Класичні термічні методи – такі як нагнітання в пласт нагрітого рідкого або газоподібного теплоносія, закачування водяної пари, внутрішньопластове горіння, прогрів привибійної зони чи стовбура свердловини електронагрівниками – активно еволюціонують у напрямку гібридних схем. Зокрема, дедалі частіше застосовується співінжекція розчинників або негорючих газів для зниження питомої витрати теплоносіїв. Паралельно розвиваються електротермічні альтернативи: індукційний, низько- та високочастотний електромагнітний прогрів, а також мікрохвильові технології, які забезпечують локальний і керований нагрів пласта або стовбура свердловини без потреби у великомасштабній парогенерації. Операційно-компоновочні інновації зосереджуються на ефективному управлінні тепловими потоками та профілем впливу. Зокрема:

- активний підігрів привибійної зони та стовбура свердловини за допомогою індукційних нагрівачів,
- управління конформністю за допомогою піни або газів у насосно-компресорних трубах (НКТ) під час парових процесів,
- мінімізація теплових втрат у НКТ та обсадних колонах,
- точне температурне зондування для динамічного розподілу пари або розчинника між горизонтальними стовбурами.

У комплексі ці підходи сприяють зменшенню перегрівів, локалізації тепла саме там, де це необхідно, та стабілізації продуктивності свердловин [3].

Моделювання та прикладні дослідження показують, що навіть незначне додавання розчинників до пари та точніше управління тепловими фронтами можуть істотно підвищити загальну енергоефективність процесу. Водночас застосування термічних методів, зокрема внутрішньопластового горіння, супроводжується низкою фізико-хімічних викликів: це і контроль температурних режимів, і поведінка вуглеводнів у пласті, і вплив газів на процеси горіння. Надзвичайно важливим стає технологічний прогрес, що дозволяє точніше керувати тепловими фронтами та мінімізувати ризики перегріву, який може спричинити незворотні зміни у пласті або забруднення навколишнього середовища. Отже, розробка та практична реалізація сучасних технологій термічного впливу, зокрема внутрішньопластового горіння, відкриває можливості для суттєвого підвищення техніко-економічних показників розробки нафтових родовищ, покращення енергоефективності та зменшення екологічного навантаження.

Постановка задачі дослідження

Метою даної статті є розроблення математичної моделі теплового впливу на поклади з високов'язкими нафтами для визначення ефективності методів термічного впливу, прогнозування зміни фізико-хімічних властивостей нафти та підвищення рівня нафтовилучення.

Серед термічних методів особливе місце займає внутрішньопластове горіння (ВПГ) – одна з найбільш енергоефективних технологій для розробки важковидобувних запасів [4]. Її суть полягає в ініціюванні контрольованого процесу горіння безпосередньо в нафтоносному пласті шляхом закачування повітря або збагаченого киснем газу. При цьому частина вуглеводнів у пласті окислюється, виділяючи значну кількість тепла, яке розігріває залишену нафту, знижує її в'язкість і сприяє покращенню витіснення до видобувних свердловин. Перевагами ВПГ є висока термодинамічна ефективність, використання *in-situ* джерела енергії та потенційно менші потреби в зовнішньому енергопостачанні порівняно з традиційним пароутворенням. Проте технологія супроводжується низкою фізико-хімічних та інженерних викликів:

- необхідність точного контролю температурного фронту,
- ризик утворення високотемпературних зон і деградації породи,
- складність управління фазовим станом вуглеводнів,
- вплив продуктів горіння на фільтраційні властивості пласта.

Сучасні підходи до ВПГ передбачають застосування чисельного моделювання, покращених систем моніторингу та нових конструкцій інжекційних свердловин, що дозволяє значно покращити контроль за процесом та зменшити екологічні ризики [5].

Залежно від складу окислювача розрізняють сухе внутрішньопластове горіння, коли в пласт закачують тільки окислювач, і вологе та надвологе горіння, при яких разом з окислювачем в пласт закачується певна кількість води (до 2-3 л/м³ і понад 2-3 л/м³ відповідно). Для в'язких нафт ефективнішим є вологе і надвологе горіння.

Розрізняють прямоточний процес горіння, коли напрями руху зони горіння та окислювача, який закачується з поверхні, співпадають і протиточний процес горіння, коли зона горіння рухається назустріч потоку окислювача. Ефективнішим є прямоточне горіння. Для важких нафт (з напівтвердим бітумом) доцільніше застосовувати протиточне горіння.

Реалізація процесу внутрішньопластового горіння в межах всього покладу високов'язкої нафти вимагає значних витрат на буріння великої кількості нагнітальних і видобувних свердловин зі згущеною сіткою їх розміщення з метою охоплення розробкою всіх частин покладу і закачування в продуктивні пласти дуже великої кількості окислювача [6].

Одним із варіантів підвищення ефективності процесу внутрішньопластового горіння на покладах високов'язкої нафти, а також на покладах з розрідженою сіткою розміщення видобувних свердловин є проведення внутрішньопластового горіння в циклічному режимі. Суть циклічного внутрішньопластового горіння полягає в закачуванні окислювача в окрему свердловину впродовж певного періоду часу з наступним відбором нафти із цієї свердловини, після чого повторюють закачування в неї окислювача. У процесі горіння досягаються високі температури на фронті горіння, в результаті чого підвищується температура нафти в зоні пласта, що прилягає до фронту горіння. Одночасно розігрівається до високої температури порода, через яку пройшов фронт горіння. У процесі наступної експлуатації свердловини спочатку через нагріту породу фільтрується гаряча нафта з продуктами горіння, яка в результаті контакту з нагрітою породою менше остигає. Потім фільтрується холодна нафта, якій нагріта порода віддає тепло. В результаті тривалий період часу підтримується висока температура і відповідно низька в'язкість нафти, що покращує умови припливу нафти до вибою свердловини і призводить до збільшення сумарного видобутку нафти.

Нами розроблено математичну модель процесу циклічного внутрішньопластового горіння, з використанням якої виконано розрахунки для умов гіпотетичного покладу з різними значеннями фізико-літологічних параметрів продуктивних пластів і фізико-хімічних характеристик нафти, темпу і часу нагнітання повітря, частки кисню в повітрі і початкової паливонасиченості.

Основний матеріал і результати досліджень

Математична модель включає в себе 8 рівнянь з вісьмома невідомими, а також відповідні початкові і граничні умови.

1) Рівняння лінійного конвективного теплопереносу в пористому середовищі з урахуванням теплопровідності фаз і міжфазного теплообміну.

$$\begin{cases} \lambda_1 \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} - m\rho_1 c_1 w \frac{\partial t}{\partial x} - m\rho_1 c_1 \frac{\partial t}{\partial \tau} = \alpha(t - \theta); \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \lambda_2 \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} - (1-m)\rho_2 c_2 \frac{\partial \theta}{\partial \tau} = \alpha(\theta - t) + g_{\text{тепла}}; \end{cases} \quad (2)$$

де t, θ – температура теплоносія і скелета породи; τ – час; w – швидкість руху теплоносія; λ_1, λ_2 – коефіцієнт теплопровідності теплоносія і скелета породи; α – коефіцієнт міжфазного теплообміну; $g_{\text{тепла}}$ – інтенсивність джерела тепла.

2) Рівняння використання нафтового палива

$$\frac{\partial}{\partial \tau}(mS_n \rho_n) = -R_n, \quad (3)$$

де S_n – початкова паливонасиченість; R_n – швидкість реакції палива з киснем.

3) Рівняння нерозривності потоків рідини і газу

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho_p v_p) + \frac{\partial}{\partial \tau}(m \rho_p S_p) = -R_k, \quad (4)$$

де R_k – швидкість пароутворення.

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v_g) + \frac{\partial}{\partial \tau}(m \rho_g S_g) = -R_n - R_k. \quad (5)$$

4) Швидкість руху рідини і газу

$$v_p = -\frac{K_p}{\mu_p} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (6)$$

$$v_g = -\frac{K_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (7)$$

5) Насичення пористого середовища

$$S_p + S_g = 1. \quad (8)$$

Початкові умови:

$$t(\tau = 0; x) = T_{\text{нагніт}}.$$

Граничні умови:

$$t(\tau; x = 0) = T_{\text{пл}}; \quad S_n(\tau; x = 0) = 0;$$

$$S_p(\tau; x = 0) = 0; \quad S_g(\tau; x = 0) = 0.$$

Отриману систему диференціальних рівнянь з відповідними початковими і граничними умовами апроксимовано системою кінцево-різницевих рівнянь. Для її розв'язку побудовано ітераційний процес із заданим початковим наближенням (значення насиченості пористого середовища рідинною фазою), взятим з попереднього моменту часу. Ітерації ведуться до виконання умови збіжності із заданим ступенем точності. Уточнення значення насиченості пористого середовища рідиною здійснюється по неявній схемі розв'язку системи, а решту невідомих параметрів знаходять по явній схемі.

При розрахунку процесу відбору флюїдів з пласта в даній системі темп нагнітання теплоносія замінюється дебітом пластового флюїда. Умовно пласт по радіусу розбивається на прогріту і непрогріту зони.

Для розрахунку застосовується метод сумарних фільтраційних опорів. Приріст дебіта досягається за рахунок зменшення в'язкості нафти з підвищенням температури.

Виконані розрахунки на даній моделі свідчать про високу технологічну ефективність циклічного внутрішньопластового горіння. В процесі його реалізації відбувається досить повільне просування фронту горіння. Для розглянутих значень вихідних параметрів за місяць фронт горіння переміщується на 20 – 40м, температура на фронті горіння досягає 2000⁰С, радіус зони теплового впливу перевищує 200 м. Отримані значення температури дещо завищені, що пояснюється специфікою запропонованої математичної моделі (не враховуються тепловтрати у покрівлю і підшву пласта). Вони узгоджуються із загальнофізичними уявленнями про процес внутрішньопластового горіння. З підвищеним дебітом свердловина працює близько року. Впродовж цього часу температура на стінці вибою свердловини підтримується вище пластової температури, що сприяє зниженню в'язкості нафти і попереджує парафіновідкладення в насосно-компресорних трубах. Характерним є повільніше остигання скелету породи, ніж нафти, що його насичує. Впродовж року експлуатації свердловини на кривій розподілу температури скелету породи по радіусу зберігається характерний максимум, який відповідає досягнутому радіусу фронту горіння. Згідно з результатами розрахунків, залежно від характеристик нафти і продуктивних відкладів існують оптимальні значення витрати і часу нагнітання повітря і загального об'єму повітря, що нагніталось, при яких досягається максимальний технологічний ефект щодо сумарного видобутку нафти і тривалості роботи свердловини з підвищеним дебітом. Для реалізації процесу циклічного внутрішньопластового горіння потрібні компресори на великі витрати і тиски і необхідно відповідним чином обладнати стовбур свердловин з метою забезпечення механічної міцності обладнання в умовах високих температур, інтенсивної корозії, можливості виникнення вибухів і руйнування порід у привибійній зоні. Можливі ускладнення з ініціюванням і підтриманням фільтраційного горіння в пласті. Недостатня технічна оснащеність є основним стримуючим фактором впровадження методу циклічного внутрішньопластового горіння.

Література

1. Zhang, J., Wu, Y., Wang, C., Liu, P., Si, C., Zhao, F., Fang, C., & Li, X. (2023). *Experimental Investigations on Enhanced Oil Recovery by Electrical Heating*. SPE Journal, 30 (7), 4353–4368. <https://doi.org/10.2118/226218-PA>
2. Chilingar, G. V., Basso, J. C., & Yen, T. F. *Enhanced Oil Recovery: A Review*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2008. P. 20-40.
3. Hsieh, M. S., & Yang, D. T. *In-situ Combustion in Petroleum Reservoirs: Fundamentals and Applications*. Society of Petroleum Engineers. 2009. P. 20-30.

4. Рамірес Х., Самбрано А., Раткович Н. Prediction of Temperature and Viscosity Profiles in Heavy-Oil Producer Wells Implementing a Downhole Induction Heater // *Processes*. – 2023. – Vol. 11, No. 4. – Article 1134. – MDPI. – DOI: 10.3390/pr11041134.
5. Sun, J., Wang, B., Shu, Y., Wang, Y., Pan, Y., & Tian, C. (2025). The numerical simulation study on the heat transfer mechanism in heavy oil reservoirs during in-situ combustion. *Processes*, 13 (1), 56. <https://doi.org/10.3390/pr13010056>
6. Zheng H., Shi W., Ding D., Zhang C. *Numerical Simulation of In Situ Combustion of Oil Shale* // *Geofluids*. – 2017. – Article ID 3028974. – DOI: 10.1155/2017/3028974

Стаття надійшла до редакційної колегії 03.10.2025 р.

Прийнято до друку 08.10.2025 р.

MODELING THE THERMAL EFFECT ON DEPOSITS WITH HIGH-VISCOSITY OILS

L. R. Smolovyk 

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska St., 15;
tel. 0993250162; e-mail: liliana.smolovyk@nunge.edu.ua*

The reasons for using thermal methods to increase oil well productivity in conditions of acute shortage of hydrocarbon raw materials are described. The introduction of cyclic in-situ combustion in fields with a sparse well layout is proposed. To evaluate the effectiveness of the cyclic ICF process and its technological characteristics, mathematical modeling of the process was performed. A mathematical model was developed, described by a system of eight equations with eight unknowns, which are functions of distance and time with corresponding initial and boundary conditions. The calculation of heat exchange between the heat carrier and the skeleton of the porous medium was performed based on a two-temperature model. The mathematical model itself was developed with an emphasis on the temperature conditions in the formation and the phenomena associated with temperature increase. According to the calculation results, depending on the characteristics of oil and productive deposits, there are optimal values for the flow rate and time of air injection and the total volume of air injected, at which the maximum technological effect is achieved in terms of total oil production and the duration of the well's operation at an increased flow rate. The studies conducted indicate the high efficiency of the cyclic intra-formation combustion process.

Keywords: *high-viscosity oil, thermal field, intra-formation combustion, heat transfer in a porous medium.*