



УДК 622.279.23/4:622.279.031:622.279.58+622.276.1/4

## ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНО-ВУГЛЕВОДНЕВОГО ФЛЮЇДУ З НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПОКЛАДУ

**Фик М.І.**

д.т.н., доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна

### GEOTHERMAL WAY OF GREEN ENERGY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

**Fyk M.I.**

Dr. of t.eng., As. Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

#### ABSTRACT

Summary – Geothermal-hydrocarbon combined technology is considered as a priority in the transition to green types of energy in the oil and gas industry. Analytics are proposed for determining the parameter of the geothermal-hydrocarbon fluid recovery factor in an oil and gas field, the proportional dependence of the geothermal-hydrocarbon fluid recovery factor to the oil recovery factor has been established, which indicates the synergistic effect of dual heat and oil production, as well as the inverse-proportional relationship with idealized geometry has been analyzed. from time to time and areal thermal conductivity. The novelty of the proposed activation of synergetics is achieved by taking into account the conditions of the intensification technologies of the tertiary type, but of the thermochemical variety with the circulating circulation of the formation fluid, which is estimated for fluid recovery in energy units. Recommendations have been developed to minimize lost profits in the production of energy resources in oil and gas fields with time and the potential of heat inflow of mantle-thermal energy by artificially increasing the density and heat capacity of the formation fluid in the process of combined activation of geothermal heat recovery and the implementation of modern technologies for intensification of well oil and gas production.

**Key words:** *Geothermal-hydrocarbon combined technology, geothermal-hydrocarbon fluid, energy*

#### ВСТУП

Пізня та завершальна стадія розробки нафтогазових родовищ характеризується, після тривалих попередніх стадій – зрештою, нерентабельністю без продовження експлуатації свердловин за рахунок видобутку та забору геотермальної енергії Землі та цінних пластових вод. У принципі це можна назвати трендовим шляхом часткового або поетапного переходу нафтогазової енергетики в зелену енергетику. У зв'язку з цим виникають численні виклики та прогалини сучасної науки, розвитку техніки та імплементації перехідних технологій. Як завдання у цьому дослідженні обрано визначення та презентація наукової специфіки коефіцієнта вилучення геотермально-вуглеводневого (комплексного, дуально-сумісного)

флюїду з продуктивного пласта нафтогазоконденсатного родовища (НГКМ).

Збільшення коефіцієнта вилучення нафти (КВН) можна досягти різними методами збільшення нафтовіддачі (МЗН). Технології методів загалом поділяють на три основні категорії: теплові, газові та хімічні. Хімічні та теплові МЗН — перспективні та дуже ефективні технології з досить великою сферою застосування [1]. З хімічних відзначимо полімерне заводнення, витіснення нафти водними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР), лужне заводнення та спільне застосування луку, ПАР та полімеру (ASP заводнення — alkaline-surfactant-polymer flooding) [2]. Серед них технологія ASP заводнення відіграє

домінуючу роль (підвищення КВН на 10-25%). Теплові МЗН є домінантними технологіями для в'язких і важких нафт SAGD (Steam-Assisted-Gravity-Drainage) (підвищення КВН на 20-60%) [3]. Точніші цифри можна побачити в публікаціях про успішні впровадження зазначених МЗН на нафтових родовищах Вайт Касл (штат Луїзіана, США), Сент-Джозеф (Малайзія), Мармул (Італія), Леквайр (Оман), Яблунівка (Україна), Даквінг і Ксінджанг (Китай), Західно-Салимське і Ашальчинське (Росія), Ксінджанг (Китай), Колд Лейд Оріон (Канада), Оріноко Белт (Венесуела) та ін. Незважаючи на безліч тематичних публікацій, комплексній оцінці коефіцієнтів вилучення геотермально-вуглеводневих ресурсів приділена недостатня увага. Недостатньо пояснені причини залежності загальної продуктивності свердловин по вуглеводнях та теплу від теплоємності пластового флюїду за наявності оборотної циркуляції води та інших пластових рідин. Крім того, у спеціальній літературі відсутня теоретична база з визначенням ключових параметрів геотермально-вуглеводневого флюїдоотримання, яку доцільніше представляти в енергетичних одиницях.

#### Модель та методи

При одночасному застосуванні хімічних і теплових методів інтенсифікації свердловинного видобутку нафти обводнених свердловин враховується теплогідралічний баланс та особливості руху енергії та матерії, а продукція свердловини містить геотермальну енергію в суміші вуглеводнів з пластовою водою, що дає право розглядати комплексно і цілеспрямовано коефіцієнт вилучення такого пластового флюїду як енергоносія. Назвемо такий параметр коефіцієнтом флюїдовилучення геотермально-вуглеводневого флюїду  $K_{IT}$ . Унікальність полягає в тому, що накопичена і тепла енергія, що приходить, залежить від наявної динаміки маси (запасів) пластового флюїду, а видобуток геотермальної енергії в одиницях потужності (теплопродуктивність свердловини  $W_T$ ) визначається за виразом [4]:

$$W_T = M_q \cdot C_p \cdot dT, \dots (1)$$

де  $M_q$  – масова витрата (дебіт за масою) геотермально-вуглеводневого флюїду,  $C_p$  – флюїду,  $C_p$  – теплоємність геотермального флюїду,  $dT$  – корисна утилізація температури при відборі теплової енергії споживачем.

При розрахунковому коефіцієнті вилучення нафти  $K_{in} = M_{prod}/M_{st}$  загальний видобуток флюїду визначає і загальну кількість видобутого геотермального ресурсу (утилізованої теплової енергії  $E_t$  за період видобутку  $t$ )

$$E_t = W_T \cdot t = (M_{prod} \cdot C_{pn} + M_e \cdot C_{pe}) \cdot dT (2)$$

Враховуючи статистично-доведений факт накопиченого видобутку пластової води за період розробки-експлуатації нафтового родовища  $M_e$  приблизно-рівний (і часто перевищує в кілька разів) накопичений видобуток нафти  $M_{prod}$ , а також меншу теплоємність нафт  $C_{pn}$  відносно теплоємностей пластових вод  $C_{pe}$ , приймаємо мінімальний коефіцієнт рівний 2-м аксіоматичним у записі (2) накопиченого видобутку теплової енергії  $E_t$ :

$$E_t = W_T \cdot t = 2 \cdot M_{prod} \cdot C_p \cdot dT (3)$$

#### Результати та обговорення

Концептуальна схема отримання геотермальної енергії Землі в ході завершальної стадії нафтогазової експлуатації свердловин наведена на рис. 1.

З рисунка 1 видно, що частина свердловин у перехідний період та поступове обводнення продуктивної площі переводяться в нагнітальний фонд та фонд глибоких свердловин видобутку геотермальних вод. При цьому гідророзрив пластів проводиться за необхідністю як для збільшення КВН, так і припливу геотермальних вод до вибоїв. З рисунка видно, що цикл залишається закритим та безвідходним для екологічності модифікацій хімічних МЗН, оскільки блок 3 ізолює цикл циркуляції пластових та нагнітальних агентів 10-5-9-3-2-6 з боку генерації чистих та «зелених» енергій у блоці 4.

Коефіцієнт геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду на нафтогазовому родовищі  $K_{IT}$  може бути визначений при первинному допущенні кулястої форми покладу як співвідношення видобутої теплової енергії  $E_t$  (одиниця виміру - Джоуль) до потенційно-можливого видобутку геотермальних ресурсів з початку розробки родовища  $E_{st}$  (одиниця виміру - Джоуль):

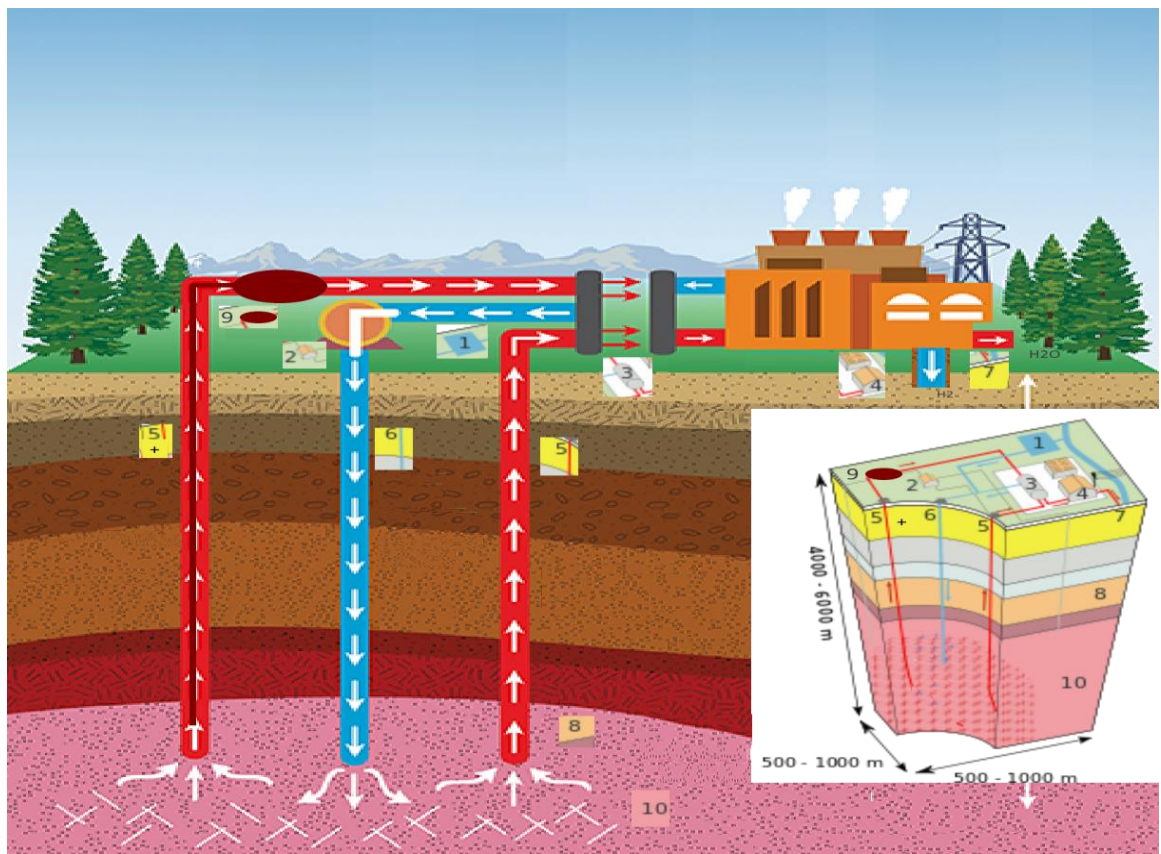
$$K_{IT} = E_t/E_{st} = 2 M_{prod} C_p dT/\lambda_{st} 4 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot dT_{pl} t (4)$$

При вищевказаних припущеннях квадрат радіуса покладу-сфери  $R^2$  може бути записаний через її об'єм  $V=(4/3) \pi \cdot R^3$  виходячи зі стартової маси флюїду  $M_{st}$  (початкові запаси)

$$M_{st} = V \rho = (4/3) \pi \cdot R^3 \rho \Rightarrow R^2 = M_{st}/(4/3) \pi \cdot R \rho. (5)$$

Інтегруючи (5) в (4) знаходимо шлях визначення коефіцієнта геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду в об'ємному інженерному наближенні:

$$K_{IT} = 2 \cdot M_{prod} \cdot C_p \cdot dT \cdot (4/3) \cdot \pi \cdot R \cdot \rho / \lambda_{st} 4 \cdot M_{st} \cdot \pi \cdot dT_{pl} \cdot t = (2/3) \cdot K_{in} \cdot C_p \cdot R \cdot \rho (dT/dT_{pl}) / \lambda_{st} \cdot t (6)$$



**Рисунок. 1.** Концептуальна схема вилучення геотермальної енергії Землі в ході перехідних та завершальної стадії нафтогазової експлуатації свердловин: 1 – резервуар живильник нагнітання-відстійник нафти; 2 – насосна станція; 3 – тепловий насос бінарного чи потрійного циклу з легкокиплячими рідинами; 4 – генератори тепла, холоду, водню та електроенергії; 5 – добувна нафтова свердловина; 5 – добувна свердловина пластової води; 6 – нагнітальна свердловина; 7 – пряма подача гарячої води для опалення та водню споживачам; 8 – проникний колектор; 9 – трифазний нафтогазовий сепаратор; 10 – колектор ущільнений після гідророзривів пласта.

Як видно з (6)  $K_{IT}$  пропорційний  $K_{in}$ , теплоємність  $C_p$  та густина флюїду  $\rho$ , радіус покладу збільшують  $K_{IT}$ , а реалізовану прибортову площадну теплопровідність  $\lambda_{st}$  і загальну можливу тривалість розробки нафтогазового родовища  $t$  зменшують. Можна стверджувати про збільшення втраченої вигоди з часом  $t$  і зі збільшенням потенційного теплоприпливу мантійних теплових енергій від нереалізованих або неповною мірою реалізованих дуальних способів видобутку тепла та нафти. Так само стає очевидною перевага стратегії штучного збільшення густини та теплоємності при оборотній циркуляції рідин ASP та SAGD для максимізації  $K_{IT}$ . Безперечно,  $K_{IT}$  збільшується під час реалізації методів дуального видобутку зі збільшенням  $dT$ . У цьому випадку аналітикою (6) реалізується прозорий фізичний принцип компаративного типу для величини тепло-утилізації з градієнтом  $dT$  щодо тепло-вилучення з пограничних областей покладу з градієнтом  $dT_{pl}$ . Іншими словами – це означає покращення результатів свердловинного видобутку тепла зі збільшенням утилізації тієї геотермальної енергії, яка може бути вилучена в даних геолого-промислових умовах дуального видобутку за всіх

інших однакових умов. Вивірені параметри за розмірами та класичною теорією подібності (6) дозволяють рекомендувати введення параметра коефіцієнта геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду з продуктивного пласта на нафтогазовому родовищі в обіг прикладної нафтогазової інженерії. Такий параметр відображає співвідношення енергетичних потоків «видобутого» на певний момент часу до «можливого» (в енергетичних одиницях), де «можливе» встановлюється та визначається відповідно до початкових запасів вуглеводнів та перспектив припливу відновлюваних «зелених» геотермальних ресурсів. Врахування умов вищевказаних різновидів технологій сучасної інтенсифікації свердловинного видобутку третинного типу впливає на сумарне вилучення енергоресурсів при тепло-хімічному впливі та оборотній циркуляції пластової рідини. Актуалізація розвитку та інтеграції «зелених технологій» у нафтогазовій індустрії показує перспективність подальшої роботи дослідників над уточненими рівняннями типу (6) для геологічно-реальних геометрій покладів, а також конкретизованих фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів та вуглеводнів нафтогазових родовищ.

## ВИСНОВКИ

1. У прикладну науку нафтогазової інженерії, для реалізації тренду переходу до «зеленої» геотермально-вуглеводневої концепції та стратегій «Нової енергії» у Світі, запропоновано введення параметра коефіцієнта геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду на нафтогазоконденсатному родовищі, що обґрунтовано потребою «зеленого» вилучення енергоресурсів із нафтогазових родовищ.

2. Показано пропорційну залежність коефіцієнта геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду до коефіцієнта вилучення нафти, що вказує на синергетичний ефект дуального видобутку тепла та нафти. Це зумовлює справедливості рекомендації уникнення втраченої вигоди шляхом реалізації спільного геотермально-вуглеводневого флюїдовидобування та збільшення теплопродуктивності свердловин. Це реалізується при використанні технологічної специфіки розробленої схеми з поділом фонду та підключення свердловин для циркуляції геотермального теплоносія, відбору тепла та вилучення залишків вуглеводневої продукції.

3. Установлена обернено-пропорційна залежність коефіцієнта геотермально-вуглеводневого вилучення флюїду при гіпотетичній кулястій геометрії від часу та площадної теплопровідності пристінкових областей покладу. При ASP та SAGD запропоновано шлях штучного збільшення густини та теплоємності пластових флюїдів, які показують аналітично-позитивний ефект на запропонований коефіцієнт за наявності оборотної циркуляції та тепло-утилізації.

## ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Як пріоритет в переходах до зелених різновидів енергетики нафтогазовидобувного сектору промисловості розглядається геотермально-вуглеводнева комбінована технологія вилучення флюїду з продуктивного покладу нафтогазоконденсатного родовища (НГКР). Запропонована аналітика визначення коефіцієнта вилучення геотермально-вуглеводневого флюїду на нафтогазовому родовищі, встановлена пропорційна залежність коефіцієнта вилучення геотермально-вуглеводневого флюїду до коефіцієнта вилучення нафти, що вказує на синергетичний ефект комбінованого та дуального видобутку тепла і нафти, а також проаналізована обернено-пропорційна залежність при ідеалізованій геометрії від часу і теплопровідності. Новизна запропонованої активізації синергетики досягається шляхом врахування умов технологій інтенсифікації третинного типу, але теплохімічного різновиду - при зворотній циркуляції пластової рідини, яка за дебітом оцінюється в енергетичних одиницях. Розроблено рекомендації мінімізації упущеної вигоди при видобутку енергоресурсів на нафтогазових родовищах з часом і потенціалом теплопритоку мантіїно-теплових енергій шляхом штучного збільшення густини і теплоємності пластового флюїду в процесі суміщеної активації геотермальної теплоутилізації і реалізації сучасних технологій інтенсифікації свердловини видобутку нафти і газу.

*Ключові слова: геотермально-вуглеводнева комбінована технологія, геотермально-вуглеводневий флюїд, енергія*

## REFERENCES / СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids (Second Edition), Chapter 16 - Enhanced oil recovery, Editor(s): Johannes Fink, Gulf Professional Publishing, 2015, Pages 477-565, ISBN 9780128037348, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803734-8.00016-3>.
2. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37. — URL: <https://moluch.ru/archive/284/63931/> (дата обращения: 16.09.2021).
3. Гильманов А. Я. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 39-54. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54.
4. Fyk M. Resource evaluation of geothermal power plant under the conditions of carboniferous deposits usage in the Dnipro–Donetsk depression / M. Fyk, V. Biletskyi, M. Abbood // Ukrainian school of mining engineering. E3S Web of conferences. Volume 60, 00006. 2018. Berdiansk, Ukraine, September 4–8, – 2018. eISSN: 2267–1242.

## **ABSTRACT (IN RUSSIAN)**

Как приоритет в переходах зеленых разновидностей энергетики нефтегазодобывающего сектора промышленности рассматривается геотермально-углеводородная комбинированная технология извлечения флюида из продуктивного положе нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Предложенная аналитика определение коэффициента извлечения геотермально-углеводородного флюида на нефтегазовом месторождении установлена пропорциональная зависимость коэффициента извлечения геотермально-углеводородного флюида до коэффициента извлечения нефти, что указывает на синергетический эффект комбинированного и дуального добычи тепла и нефти, а также проанализирована обратно пропорциональная зависимость при идеализированной геометрии от времени и теплопроводности. Новизна предложенной активизации синергетики достигается путем учета условий технологий интенсификации третичного типа, но теплохімічного разновидности – при обратной циркуляции пластовой жидкости, которая за дебитом оценивается в энергетических единицах. Разработаны рекомендации минимизации упущенной выгоды.

*Ключевые слова:* комбинированная геотермально-углеводородная технология, геотермально-углеводородный флюид, энергия.

## **ABOUT AUTHORS**

**Фик М.І.**, д.т.н., доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна