

# «ВИРОБНИЦТВО, ТЕХНОЛОГІЇ, ІНЖЕНЕРІЯ»

## «НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЇ»

УДК 553.981

*Вовк М.О., старший викладач*

*[marunacor@ukr.net](mailto:marunacor@ukr.net)*

*0000-0003-1408-9010*

*Денисенко І.І., студентка*

*[inessaden2000@gmail.com](mailto:inessaden2000@gmail.com)*

*0000-0002-0041-1796*

*Національний університет*

*«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

### АНАЛІЗ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИСТЕМИ СУХОДІЛЬСЬКОЇ ПЛОЩІ З ВИКОРИСТАННЯМ 1D МОДЕЛЮВАННЯ В PETROMOD

*Анотація.* Наведено результати моделювання нафтогазоносної системи. Отримано моделі пористості, модель історії захоронення та дозрівання органічної речовини. Виділено основні перспективні нафтогазоноснощі товщі.

*Ключові слова:* кероген, вітриніт, нафта і газ, вуглеводнева система

UDC 553.981

*Vovk M.O., Senior Lecturer*

*[marunacor@ukr.net](mailto:marunacor@ukr.net)*

*0000-0003-1408-9010*

*Denysenko I.I. student*

*[inessaden2000@gmail.com](mailto:inessaden2000@gmail.com)*

*0000-0002-0041-1796*

*Poltava National Polytechnic*

*Yuri Kondratyuk University*

### ANALYSIS OF THE HYDROCARBON SYSTEM OF SUKHODILSKY AREA USING 1D SIMULATION IN PETROMOD

*Abstract.* Abstract. The results of modeling of oil and gas system are given. An porosity model, model burial history and maturation of organic matter. The main perspective oil and gas strata have been identified.

*Keywords:* kerogen, vitrinite, oil and gas, hydrocarbon system

**Вступ.** При пошуках нафти і газу, до цього часу, переважаючою є теорія її органічного походження. Перетворення органічної речовини у вуглеводні є довготривалим процесом та дією низки факторів: дозрівання органічної речовини (ступеню катагенезу органічної речовини), температурних процесів, зміни тиску тощо.

Ці процеси можна змоделювати маючи інформацію про історію розвитку території, склад та потужність порід, вміст органічної речовини тощо.

Серед поширених програмних продуктів, що дають можливість змоделювати процеси у вуглеводневих системах є PetroMod (Schlumberger).

Використовуючи 1D пакет даної програми можна створити одновимірну модель історії дозрівання органічної речовини та отримати дані про вплив фактору часу, тектонічних процесів, температури і тисків на осадконакопичення та допомагає виділити нафтогазоперспективні товщі.

Концепція вуглеводневих систем уперше була представлена в 1987 р. на конференції AAPG у Лос-Анджелесі. Потім, неодноразово представлена у монографіях та статтях Magoon (1994, 2009); Skalskiy (2010) [4-6].

Сам термін «нафтогазова система» вперше прозвучав в 1974 році (W.Dow), потім 1980 р А.Petrodon.

В 2009 році компанія «Шлюмберже» створила програму для моделювання нафтогазоносних систем (PetroMod), що містить пакети для 1D,2D та 3D моделей.

Для одновимірного моделювання (1D) історії дозрівання органічної речовини(ступеню катагенезу органічної речовини, відбивної здатності вітриніту), температурних процесів, зміни тиску, було використано нами для моделювання нафтогазоносної системи на основі наявних свердловинних даних та даних стратиграфії.

**Методика досліджень.** Головні фактори, які впливають на утворення родовищ нафти і газу є наявність материнської породи, порід-колекторів, порід-покришок, наявність структури та процесів утворення та міграції вуглеводнів.

Материнською породою є порода, що містить органічну речовину в такій кількості, що є достатньою для генерації вуглеводнів [1, ст 60]

Для формування вуглеводнів необхідна значна кількість органіки різних типів (деревина для генерації газу, водорості – для утворення нафти тощо).

Якщо органічна речовина є розчинною у воді - утворюються бітуми, а при не розчинній – кероген. При цьому, кероген має різні типи, від речовини, що має найбільший вміст водню і вуглецю (ліптиніт та екзиніт) з якого формується переважно нафта, до вітриніту, що має низький вміст водню та високий кисню та генерує вуглеводневий газ.

До найбільш розповсюджених методів оцінки ступеню зрілості органічної речовини відноситься аналіз відбивної здатності вітриніту  $R_o\%$ . Вітриніт - найбільш загальний продукт вуглефікації, який утворюється в осадках за кислих умов. Основою методу є поняття того, що вітриніт в процесі вуглефікації змінює свою відбивну здатність від значень  $R_o = 0,25\%$  на стадії торфу до  $R_o = 4,0\%$  на стадії антрациту [2,с.40].

Співвідношення значень  $R_o\%$  основним стадіям зрілості органічної речовини були встановлені різними дослідниками під час експериментів. Наближені значення можна побачити в табл. 2.1.6.1

**Таблиця 2.1.6.1**

**Співвідношення значень  $R_o\%$  стадіям катагенезу органічної речовини [3]**

Стадії катагенезу	Початок генерації рідких вуглеводнів	50% зрілості керогену	Пік генерації рідких вуглеводнів	Кінець генерації рідких вуглеводнів	Конденсат	Початок генерації сухого газу
$R_o\%$	0,50-0,65	0,8	0,9-1	1,3	1,75	2,00-2,30

Для моделювання було обрано дані свердловини № 1-р Надеждинська в межах Суходільської площі.

При моделюванні за даними стратиграфічного розрізу свердловини, був отриманий графік відбиття вітриніту та модель дозрівання нафтоматеринських порід (Рис. 2.1.6.1).

Згідно отриманого графіку (Рис. 2.1.6.1) коефіцієнтів вітриніту, в зону генерації рідких вуглеводнів потрапляють товщі  $C_3(N_2)$  - середина  $C_{2m}(C_2^5)K_6$ ; в зону конденсату потрапляє товща  $C_{2m}(C_2^5)K_6$ , а починаючи від низів товщі  $C_{2b}(C_2^4)I_1$  та нижче  $C_{2b}(C_2^3)H_6$  фіксується зона початку генерації сухого газу.

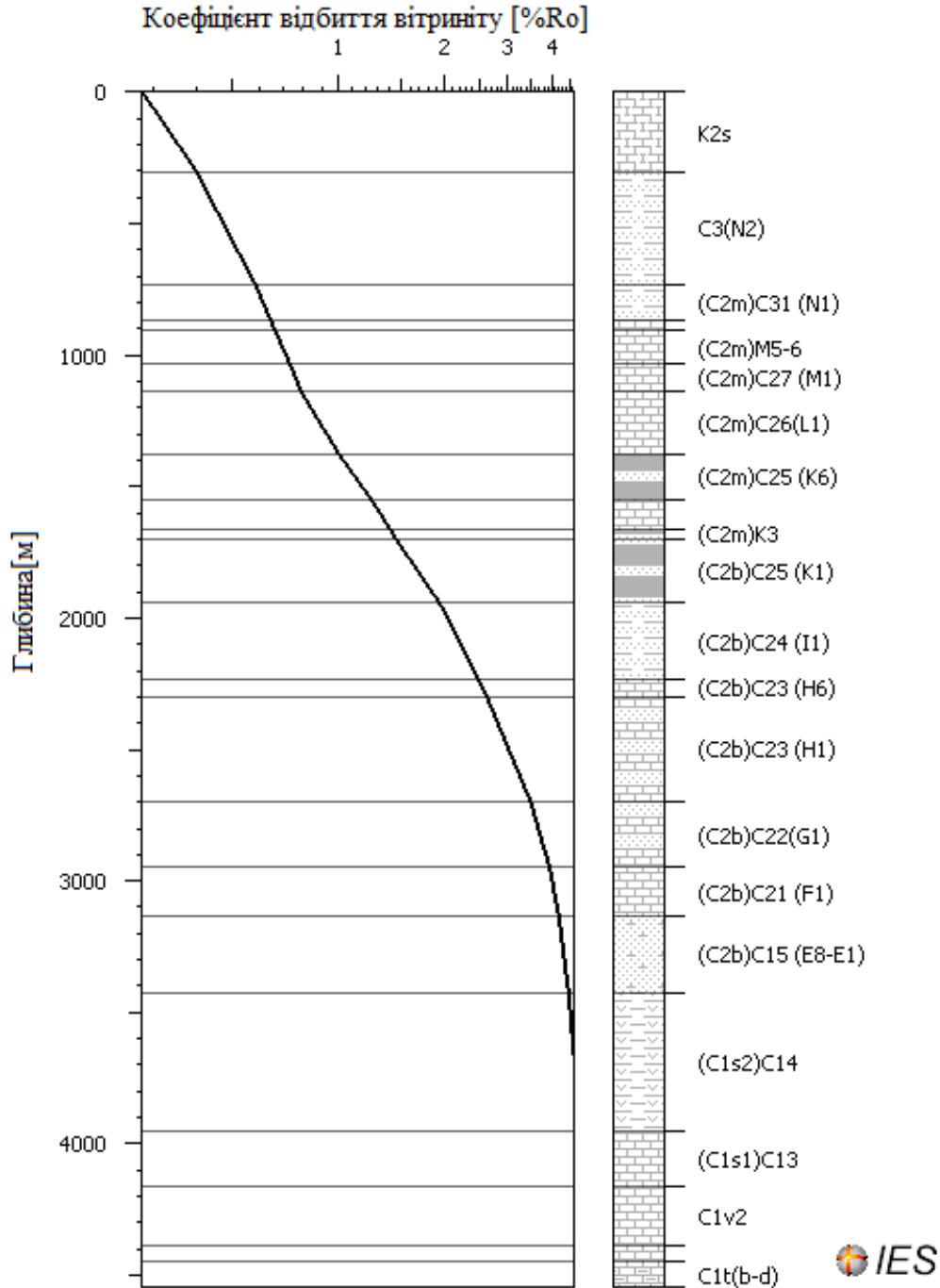
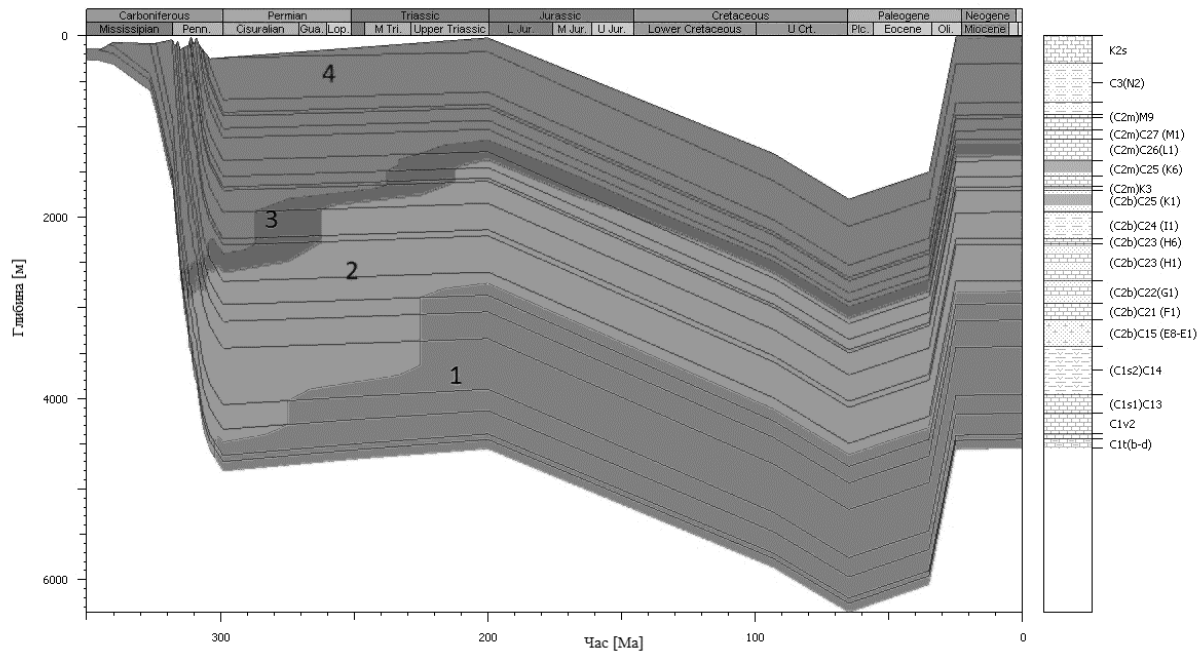


Рисунок 2.1.6.1 - Коефіцієнт відбиття вітриніту

Аналогічно результатам по вітриніту, модель дозрівання органічної речовини (Рис. 2.1.6.2) свідчить про те, що відклади світ від  $(C_2^5)K_6$  до  $C_{2b}(C_2^2)G_1$  відносяться до **зони газової зрілості**, а нижче  $C_{2b}(C_2^2)G_1$ , аж до потужних товщ вапняків візейського ярусу  $C_1^3$ ,  $C_{1v1}$  та  $C_{1v2}$  - зона перезрілих порід.



**Рисунок – 2.1.6.2 Модель історії захоронення (Burial History) та дозрівання органічної речовини**

**Ступені зрілості нафтоматеринських порід:**

**1 - Область перезрілих порід ( $R_o = 4 - 5\%$ ); 2 - Область переважаної генерації газу (жирний ( $R_o = 1,3 - 2\%$ ) та сухий ( $R_o = 2 - 4\%$ )); 3 - Область переважаної генерації нафти ( $R_o = 0,65 - 1,3\%$ ); 4 - Область недозрілих порід ( $R_o = 0,00 - 0,65\%$ ).**

На території ДДЗ і Донбасу верхня частина відкладів світи  $C_2^4$  є найбільш глинистою і має унікальні ізолюючі властивості та є гарною покривною. Це доведено роботами літологів [3,с.35] ще у семидесяті роки. А 90% запасів газу у родовищах північного борту ДДЗ знаходяться у відкладах, що розташовані нижче  $C_2^4$ .

На всій території Донбасу та його північних околиць, за даними регіональних літофаціальних досліджень[16], нижче  $C_2^4$  відклади світ  $C_2^3$ ,  $C_2^2$ , представлені субконтинентальними фаціями з високим вмістом у розрізі піщаних пластів, та відклади світ  $C_2^7$  ( $M_1$ ),  $C_2^6$  ( $L_1$ ),  $C_2^5$ ( $K_6$ ),  $C_1^5$ ,  $C_1^3$ ,  $C_{1v2}$  та  $C_{1v1}$  складені вапняками. Тобто, безпосередньо під суто глинистими газотривкими відкладами світи  $C_2^4$  на величезній площі залягають потужні товщі піщаних та вапнякових горизонтів (наприклад потужність піщаного горизонту у нижній частині світи  $C_2^4$  складає 150 м, а вапняків світи  $C_{1v2}$  - 150 - 250м ).

За результатами аналізів на досліджуваній території, вказані горизонти пісковиків мають колекторські властивості зі значеннями відкритої пористості від 5 до 26 % (критичні значення, що можуть бути рекомендовані для випробувань  $K_p = 7-11\%$ ). Ці показники підтверджує отримана модель пористості (рис. 2.1.6.3), згідно яких товщі  $C_2b$  ( $C_2^4$ ) -  $C_2b(C_2^2)$   $G_1$  характеризуються пористістю 10 - 17%, вапняки  $C_1^5$ ,  $C_1^3$ ,  $C_{1v1}$  та  $C_{1v2}$  - 10 - 20%, товщі московського яреусу - від 5 до 15%, місцями до 23%.

Автоматично в застосовуваному програмному забезпеченні виконувалася оцінка придонних палеотемператур досліджуваного району (рис. 2.1.6.4).

Порівнявши отриману модель відновлення палеотемператур можна підтвердити той факт, що світи  $C_2^7$  ( $M_1$ ) -  $C_2b(C_2^1)$   $F_1$ ,  $C_2b(C_1^5)$   $E_8-E_1$  потрапляють в головну зону газоутворення.

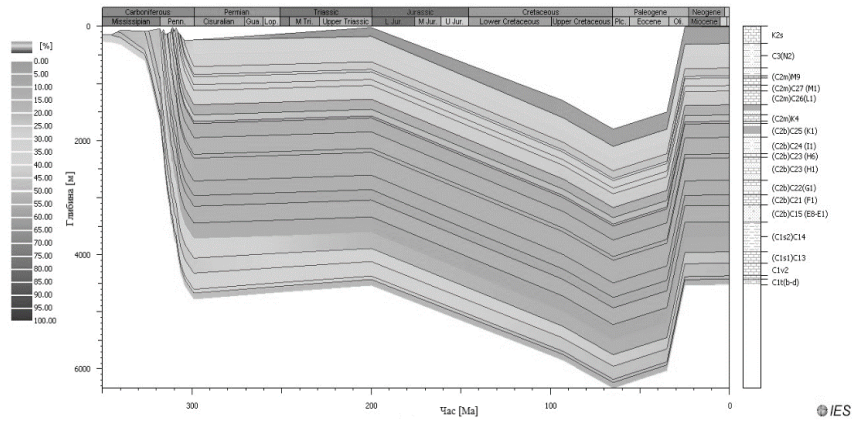


Рисунок 2.1.6.3 - Модель пористості порід згідно історії захоронення

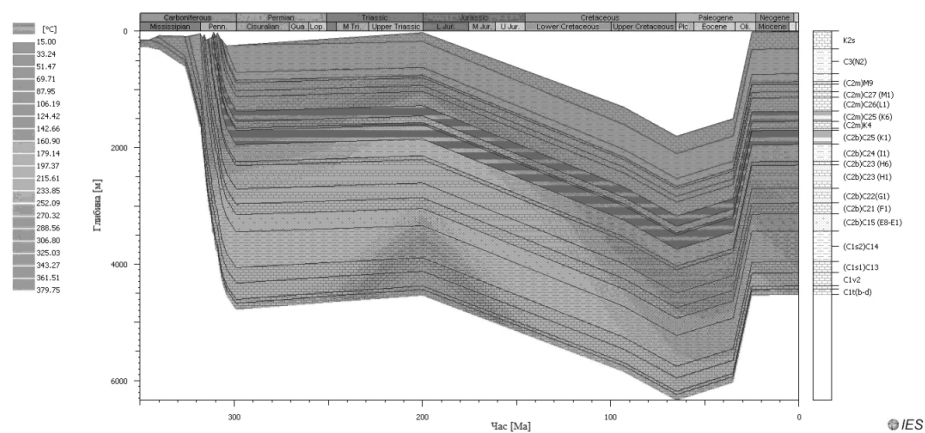


Рисунок 2.1.6.4 - Модель палеотемператур згідно історії захоронення порід

**Висновки.** Згідно отриманих даних та аналізу літературних джерел, породи, що відносяться до колекторів представлені потужними товщами пісковиків, які складають світи  $C_1^5$ ,  $C_2^2$ ,  $C_2^3$  та низи  $C_2^4$  та вапняків світи  $C_{1v2}$  та ймовірно вапняків  $C_2^7$  ( $M_1$ ),  $C_2^6$  ( $L_1$ ),  $C_2^5$  ( $K_6$ ). В свою чергу глинисті відклади верхньої частини світи  $C_2^4$ , маючи гарні ізолюючі властивості можуть служити покривкою.

#### Література

1. Сучасні погляди на теорію вуглеводневих систем / Є.В. Устенко, В.Д. Петруняк, С.А. Вишва // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: Зб. наук. пр. — 2014. — Вип. 11. — С. 59-68.
2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007.- 456 с.
3. Илюхина С.Д. Эпигенетические изменения пород-коллекторов и покрывшек среднего карбона Восточно – Украинского газонефтеносного бассейна. Автореферат канд. дисс. ВНИГРИ. Л., 1970.
4. Magoon L. History of the Petroleum System Concept // AAPG Hedberg Research Conference. – Napa, California, USA, 2009.
5. Magoon L., Dow W. The petroleum system. From source to trap. – AAPG, 1994. 7.
6. Skalskyi M., Gadiatskyi O., Miasoiedova I., Tsybul'skyi V., Ustenko I., Zamanska M. Experience of geological and geophysical modeling of Merrimelia acreage (Cooper–Eromanga basin) as a part of Imperial Barrel Award program // I Всеукр. молодіжна конференція школа "Сучасні проблеми геологічних наук". – К., 2010.