

МЕТОДОЛОГІЯ ВИЗНАЧЕННЯ «КРИТИЧНОГО МОМЕНТУ» ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ НА ПРИКЛАДІ СВЕРДЛОВИНИ СОЛОХІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

О.І. Окрепкий, О.М. Карпенко

Київський національний університет імені Тараса Шевченка; 03022, м.Київ, вул. Васильківська, 90,
e-mail: okrepkyj@gmail.com

Враховуючи політичну та економічну ситуації в Україні, пошук власних вуглеводневих відкриттів відіграє дуже важливу роль. Більше того, цей процес пошуку повинен відбуватись з мінімальними ризиками, а для цього необхідно залучати максимально можливу кількість наявної інформації, щоб залишилось якомога менше спірних моментів. На прикладі однієї зі свердловин Солохівського газоконденсатного родовища виконано розрахунок так званого "критичного моменту" із застосування всіх необхідних вихідних даних. Аналіз отриманих результатів дає змогу визначати початкові етапи утворення, визрівання, міграції та накопичення вуглеводнів, що в перспективі проведення подальших досліджень дозволить уточнити геолого-промислову модель родовища.

Ключові слова: критичний момент, вміст органічного вуглецю, вуглеводневий індекс, тепловий режим

Учитывая политическую и экономическую ситуации в Украине, поиск собственных углеводородных открытий играет очень важную роль. Более того, этот процесс поиска должен проводиться с минимизацией всех возможных рисков, для чего необходимо привлекать максимально возможное количество информации, чтобы в результате осталось как можно меньше спорных моментов. На примере одной из скважин Солоховского газоконденсатного месторождения выполнен расчет так называемого "критического момента" с использованием всех необходимых для этого данных. Анализ полученных результатов позволяет определить начальные этапы образования, созревания, миграции и накопления углеводородов, что в перспективе с проведенными в дальнейшем исследованиями позволяет уточнить геолого-промышленную модель месторождения.

Ключевые слова: критический момент, содержание органического углерода, углеродный индекс, тепловой режим

Considering political and economical situation in Ukraine, it is necessary to discover new hydrocarbon plays. Moreover, this process should take place with minimal risk. That is why it is also necessary to attract as much data as it is possible. This paper focuses on the calculation of the so-called "critical moment" with the use of all necessary data at Solokha area. Analysis of the results allow to determine the initial period of formation, maturation, migration and accumulation of hydrocarbons, that in the future will clarify for further researches the geological-reservoir model of the oil/gas field.

Key words: critical moment, total organic carbon, hydrocarbon index, heat flow.

Вступ. Проведення робіт з пошуків перспективних на вуглеводневі поклади площ вимагає використання великої кількості вхідної інформації, її інтерпретації та аналізу результатів. Чим більшу кількість даних ми здатні опрацювати та проаналізувати, тим більша вірогідність отримання позитивного і, що найважливіше, правдивого прогнозу щодо наявності пасток нафти чи газу.

Найкращий спосіб зменшити інвестиційні ризики – це уточнити наявність, тип та об'єм вуглеводнів на досліджуваній території. Тобто встановити наявність вуглеводневої системи – системи, яка синтезує в собі велику кількість різноманітних даних [2], таких як активна материнська порода, наявність пастки, покладів нафти й газу, які за геохімічними дослідженнями є похідними від даної материнської породи, а також процеси вуглеводневого утворення, визрівання, міграції та накопичення. Початок існування вуглеводневої системи характеризується початком існування вуглеводневої фази.

Важливий момент для визначення усіх цих особливостей – це визначення періоду, коли саме відбувалось утворення, визрівання, мігра-

ція та накопичення вуглеводневої речовини, іншими словами, визначення так званого критичного моменту [2]. Критичний момент – період максимального заглиблення нафтоматеринських порід та час найбільш вірогідного захоплення та збереження вуглеводнів в системі після їхнього утворення, міграції та накопичення. Деякі дослідники до критичного моменту включають увесь вуглеводневий цикл, а саме: власне утворення, міграцію та накопичення. Вихідна інформація може бути візуалізована у вигляді карт, таблиць, або ж схем історії заглиблення території.

Аналіз ситуації у світі та історичний нарис. На сьогодні басейнове моделювання – основа процесів оцінки перспективності того чи іншого нафтогазоперспективного регіону багатьма геологічними компаніями, що так чи інакше пов'язані з пошуками вуглеводнів. Існує значна кількість програмних комплексів, які дають змогу проводити стохастичні дослідження, проте всі вони – лише засіб в руках досвідчених науковців геологічної, геофізичної, геохімічної та інших галузей. Що ж включає в себе



Рисунок 1 – Узагальнена етапність проведення робіт для басейнового моделювання

басейнове моделювання? Проаналізувавши рисунок 1, можна виокремити наступні пункти:

- аналіз занурення басейну (осадонакопичення, ущільнення, вплив тектонічної складової) – комплекс геофізичних та геологічних методів для вивчення історії розвитку басейну, як такого, кількісної оцінки глибин, на яких знаходилась би дана територія за відсутності осадових відкладів чи водної товщі. Вперше подібна методика була розроблена А.Б. Вотсом та В.Б. Райяном в 1976 у роботі «Структурні форми літосфери та континентальних окраїн», в якій автори, використовуючи біостратиграфічні дані зі свердловин східного узбережжя США, кількісно оцінили вплив навантаження від осадонокопичення на при поверхневій структури. Все це дозволяє, знову ж таки, кількісно відновити масштаби прогинання території, не враховуючи осадові відклади, що, в свою чергу, дає змогу виділити вплив тектонічних подій, які відбувалися на тій чи іншій території.

- історія термальної ситуації (джерела теплових потоків, властивості порід, параметри зрілості) – процес, який проводиться задля оцінки термальної історії як усього басейну загалом, так і стратиграфічних шарів окремо. Основні дані для цього можуть бути різними: оцінка відбивальної здатності вітриніту, розподіл так званих треків в мінералах апатиту та циркону тощо;

- визначення тисків та моделювання потоку флюїдів (пористість, проникність, механізми навантаження тощо);

- утворення вуглеводневої речовини, її міграція, акумуляція та збереженість (характеристики материнської породи, тип керогену, визначення критичного моменту);

- визначення ризиків, пов'язаних із проведенням перерахованих вище процедур, а також імовірність їхнього нівелювання.

Аналіз необхідних даних. Для отримання коректних вихідних даних, котрі максимально відповідатимуть реальності, ми повинні використати та проаналізувати значну кількість вхідної інформації, а саме: абсолютний вік геологічних горизонтів (із вказанням глибин залягання порід та їхньої хронології), літологічний склад та умови осадонокопичення (із вказанням характеру розмиву поверхні), процентний вміст органічного вуглецю у нафтоматеринських породах (ТОС, або C_{org}), вуглеводневий індекс (HI), метод, за яким розраховуватимуться ці дані (залежить від типу керогену), а також характеристика зміни теплового потоку в історії досліджуваної території тощо. У випадку, якщо свердловина підсікає розломне порушення під час свого буріння, чи натрапляє на соляне або ж інше інтрузивне тіло, розрахунки ускладнюватимуться і на це також варто звернути увагу. Результат обробки наведених вище чинників полягає в отриманні не лише критичного моменту, як такого, а й, наприклад, передбаченні очікуваних даних за відбивною здатністю вітриніту (якщо ж у нас ці дані є, то це буде додатковим способом у тестовому режимі перевірити якість нашого результату).

Короткий геологічний опис досліджуваної території [11].

Стратиграфія. У геологічній будові Солохівської структури приймають участь відклади палеозою, мезозою та кайнозою. Пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними сверд-

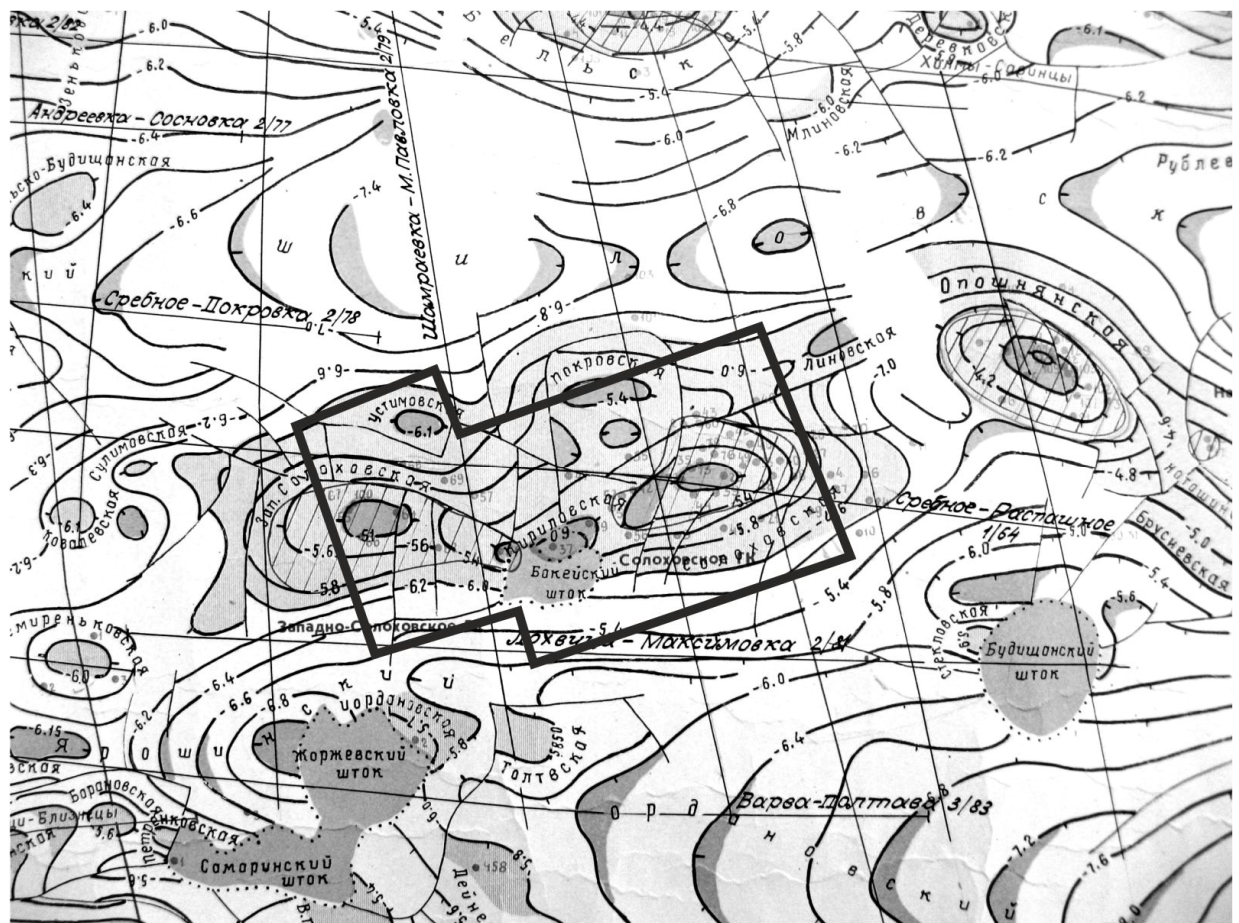


Рисунок 2 – Оглядова карта Солохівської площі

ловинами розкрита товща порід, приурочена до кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдяної та палеоген-неоген-антропогенної систем. Відповідно до даних КМЗХ у межах Солохівської структури докембрійські утворення залягають в умовах Солохівської улоговини (по фундаменту) на глибині порядку 11 км.

Тектоніка. В тектонічному відношенні площа розташована в центральній частині Дніпровського грабену (рисунк 2). Ця частина грабену характеризується значною глибиною залягання поверхні кристалічного фундаменту (9-11 км) і великою потужністю покриваючого його осадового чохла, проявами сольової тектоніки.

За результатами сейсмічних досліджень, що проводились Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією в 1982р., в межах Солохівської площі чітко виділяються два структурні поверхні: нижній – складений відкладами нижньовізейського, турнейського та девонського віків та верхній – у складі верхньовізейських, середньо-верхньокам'яновугільних і більш молодих відкладів.

У нижньому структурному поверсі на площі виділяється дві субпаралельні структурні зони: на півночі – Устимівсько-Покровська; на півдні – Солохівсько-Західно-Солохівська.

У верхньому структурному поверсі на площі фіксується єдина велика Солохівська брахіантиклиналь, яка входить до складу Соло-

хівсько-Диканської зони анліклінальних підняттяв.

Практичні результати. Коефіцієнт відбивальної здатності вітриніту – це показник, який вимірює зрілість органічної речовини і вказує на можливість нафтоматеринської породи продукувати вуглеводні [2]. Іншими словами, це індикатор того, чи була нафтоматеринська порода «підігріта» настільки, щоб продукувати нафту з газом. Для нафти цей показник повинен бути близько 0,5-0,65 до 0,85% (на глибині 3 км), для газу - 0,85-0,65 до 2,5% (на глибинах 3,5-4 км). На рисунку 3 наведено результати розрахунку температурного режиму та історії геологічного розвитку по свердловині №42 Солохівського газоконденсатного родовища, розраховані на основі програмного продукту PetroMOD 1D.

Вміст органічного вуглецю [12] – це концентрація органічних речовин у вихідній породі у вигляді вагових відсотків вмісту органічного вуглецю. Загальний його вміст 0,5% за масою усієї породи вважається мінімальним для існування ефективної нафтоматеринської породи. Це один із прямих і найважливіших показників, що свідчить про кількість органічної речовини в осадових породах. Коректність визначення цього вмісту залежить одночасно від дуже великої кількості об'єктивних і суб'єктивних факторів. Перш за все, потрібно відібрати зразки,

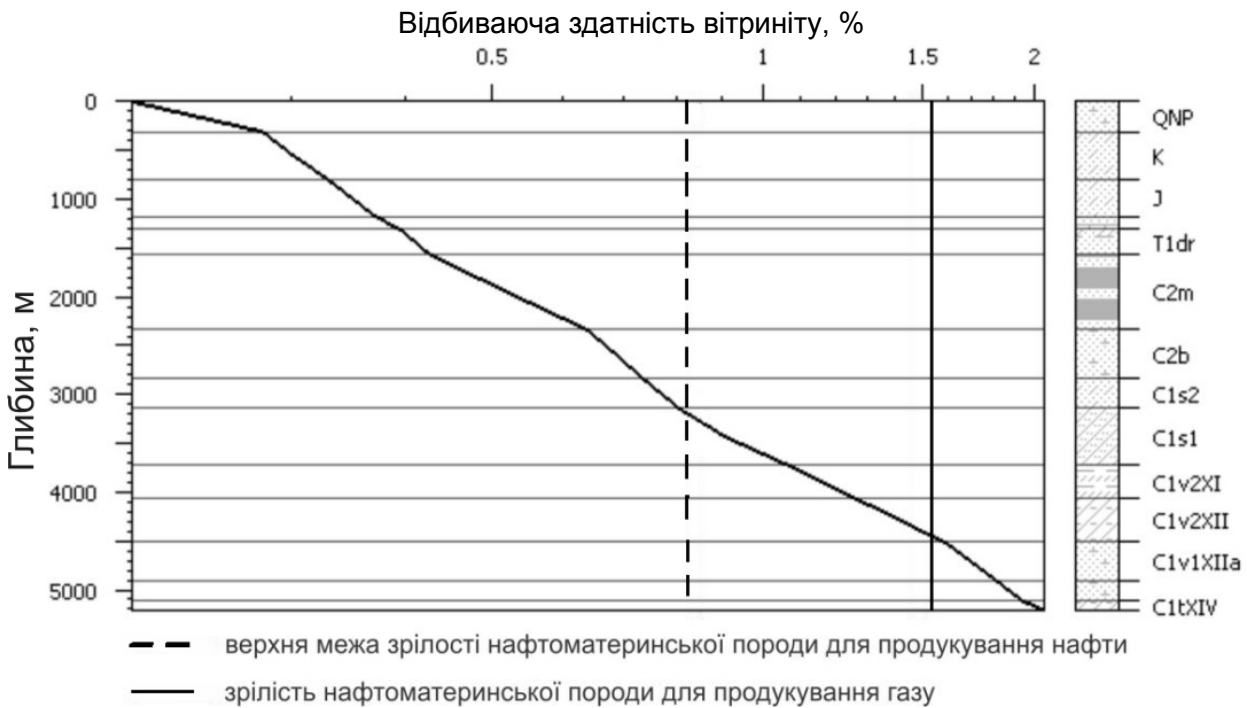


Рисунок 3 – Графік зрілості материнської породи, визначений на базі розрахунку температурного режиму, історії геологічного розвитку, виражений у % значенні коефіцієнта відбиваючої здатності вітриніту

які згодом і розтлумачать цю інформацію, але робити це варто з особливою обережністю, адже втрати органічних сполук – звична справа для таких речей, а трапитися це може з багатьох причин, як то: окислення зразка, його осушення, випаровування окремих часток, вплив температури навколишнього середовища тощо [5]. Що стосується вибору самої методики визначення вмісту органічного вуглецю, то тут існує також кілька варіантів: якісні, напівкількісні, кількісні. Усі вони залежать від деяких чинників: простоти використання, вартості, «пропускну» здатності зразка та ін. Як бачимо, все досить складно, і результати, отримані різними методами, можуть суттєво відрізнятись, що в такій ювелірній справі може дати і негативний результат.

Вуглеводневий індекс – показник, що відображає відношення маси вуглеводнів до вмісту органічного вуглецю. Загалом, не вдаючись в подробиці, цю формулу можна представити у такому простому вигляді:

$$HI = S / C_{org}$$

де HI – вуглеводневий індекс;
S – маса вуглеводнів (у мг);
C_{орг} – вміст органічного вуглецю.

Також цей показник можна визначити як загальну кількість органічної речовини, що може бути отримана зі зразка. Згідно з останніми даними, вимог до якості останнього дещо менше, аніж у випадку з вмістом органічного вуглецю, але їх також достатньо і тривалість такого аналізу – від 40 хвилин.

Наступним дуже важливим моментом при проведенні розрахунків є наявність інформації щодо історії *теплового режиму* на досліджува-

ній території, щоб мати можливість визначити сприятливі умови для геохімічних реакцій, необхідних для утворення вуглеводнів. Зазвичай, знайти такі дані досить складно, тому один із можливих варіантів - використовувати методикку МакКензі, яка досить ефективно допомагає у вирішенні даної проблеми. Метод МакКензі базується на моделі розтягу земної кори, іншими словами – на виявленні та аналізі основних епох активізацій досліджуваної території і один із варіантів графічного представлення – карта глобального розподілу теплового режиму (рисунок 4). Для отримання коректних результатів необхідно визначитися з основними фазами рифтоутворення, факторами розтягу, дорифтових товщин осадового шару, літології тощо. Для Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), як відомо, початок активного рифтового періоду датується віком 390-380 млн. рр. тому [7], його закінчення – 360-350 млн. рр. Також можна виділити три відносно короткотривалі фази [10] пострифтового розтягу земної кори в ДДЗ і Донбасі (на початку пізнього візею, у середині серпуховського віку й на рубежі карбону та пермі), а також однієї фази стиску (на рубежі мезозою й кайнозою).

Інший варіант – використати емпіричні дані або ж такі, що вже були розраховані попередніми дослідниками, хоч вони і носять дещо регіональний характер, що робить доцільність використання таких даних на незначних обмежених територіях досить таки дискусійним. Сюди можна віднести роботу [6], в якій автор провів регіональні дослідження та зробив свої висновки щодо теплового потоку в історії Землі, базуючись на розвитку власне Землі, фунда-

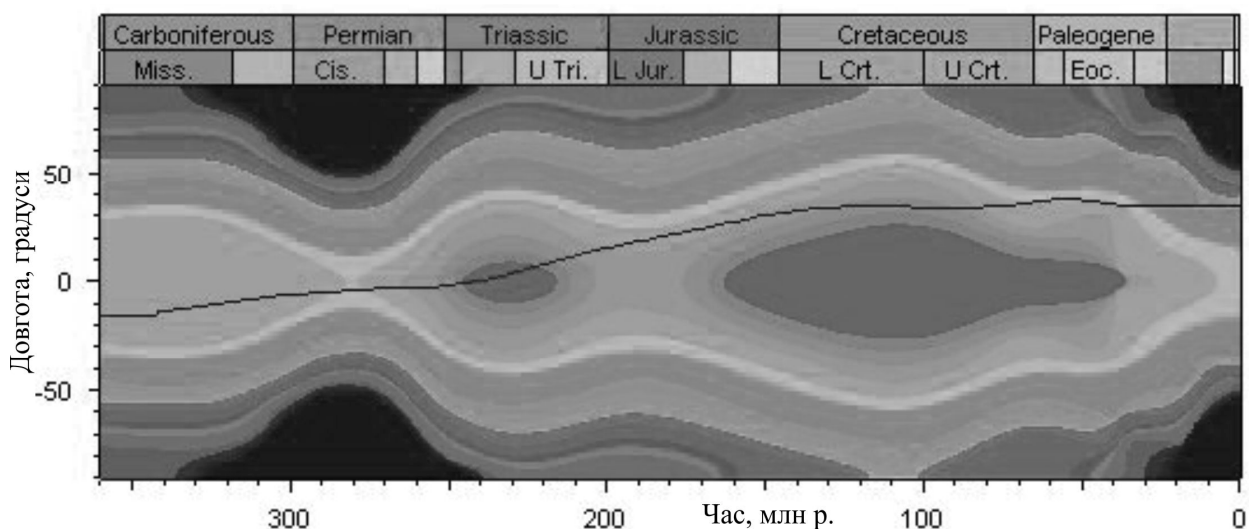


Рисунок 4 – Усереднені значення глобального термального режиму за МакКензі

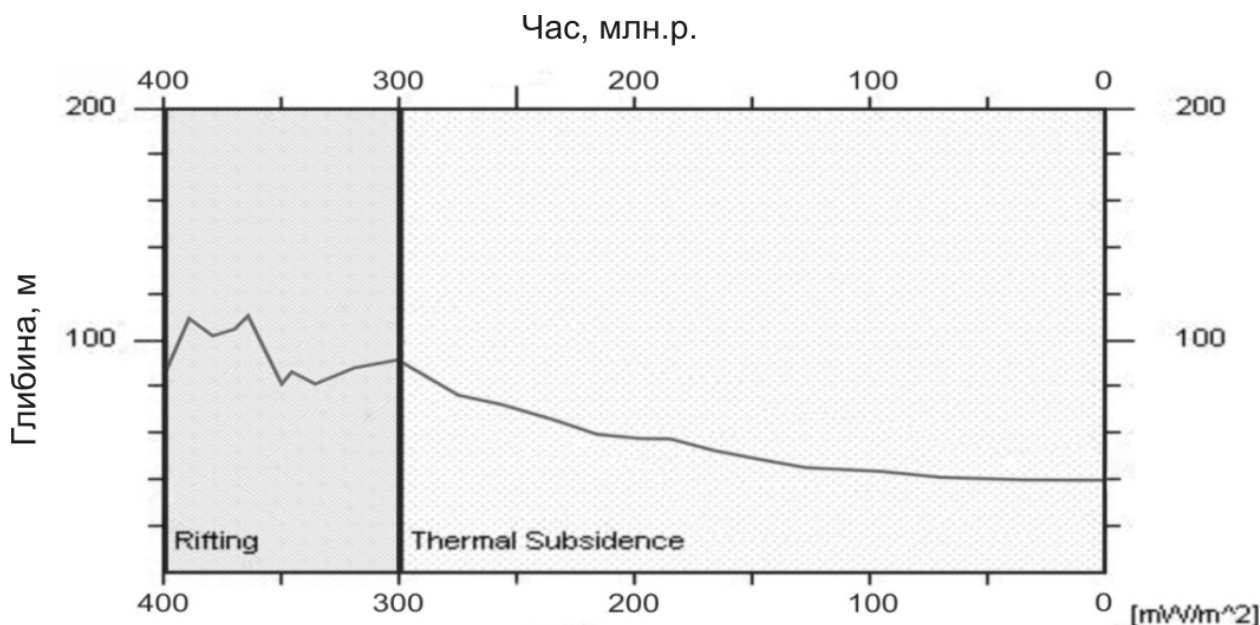


Рисунок 5 – Графік зміни теплового потоку протягом історії розвитку ДДЗ

ментальних процесах тектоніки плит, провідності літосфери, вулканізму тощо. Можна використовувати більш кількісний спосіб, що є зворотним боком медалі, адже він вимагає значних фінансових витрат, що у більшості випадків є економічно не вигідно. Саме тому, як і в інших сферах нашого життя, де часто все вирішує щось середнє, тут варто приймати розумні рішення, котрі дадуть нам необхідну кількість даних, але в той самий час будуть не занадто затратними.

Результат, який був отриманий за допомогою моделювання вищезазначених періодів активізації, зображено на рисунку 5. Ці дані варто підкріпити інформацією про температурний режим та історією заглиблення території, що зображені на рисунку 6. Перший відповідає за існування так званих «нафтового/газового вікон», тобто за температурний режим, при якому стає можливим перетворення органічної ре-

човини у нафту. Як відомо, генерація нафти відбувається в діапазоні температур від 60° до 120°С, а газу – до 300°С. Історія занурення території відповідає за можливість захоронення та збереження цієї органічної речовини.

На рисунку 7 зображені так звані «нафтове/газове вікна» (темним кольором показані температурні та глибинні умови, сприятливі для утворення нафти, світлим - газу). Варто зазначити, що за «нафтове вікно» прийнято вважати період часу, протягом якого порода була достатньо заглиблена для проходження процесу катагенезу [1].

Ці дані дають наближене уявлення про період утворення вуглеводнів. Комбінуючи таку інформацію з даними про структурно-тектонічний режим території, ми можемо говорити про передбачення шляхів міграції вуглеводнів та їхню акумуляцію.

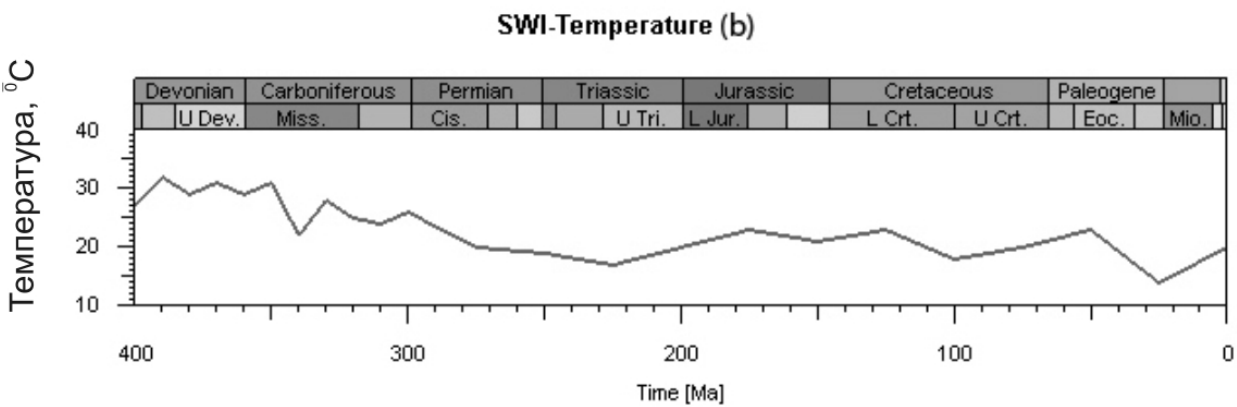
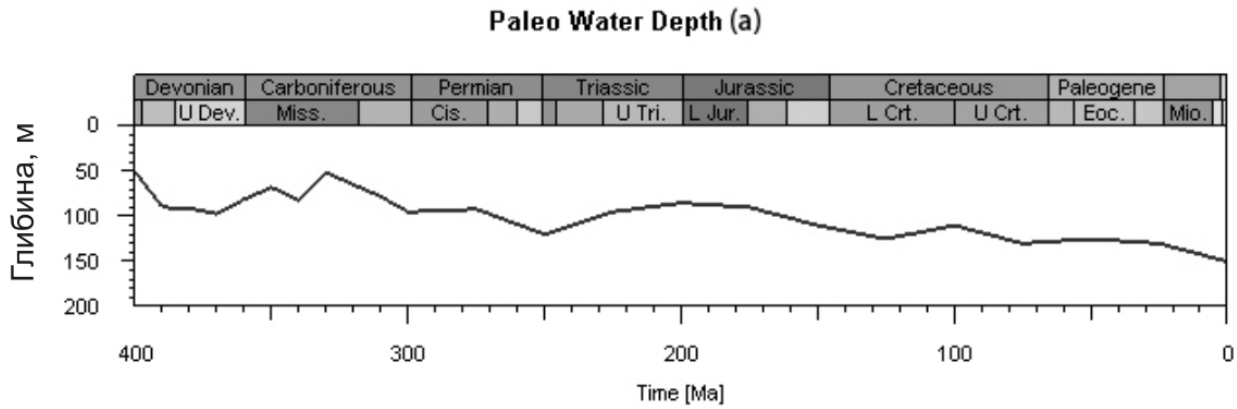


Рисунок 6 – Графіки історії занурення території (а) та палеотемператур (б) протягом історії розвитку ДДЗ, розрахований на основі існуючих даних [6]

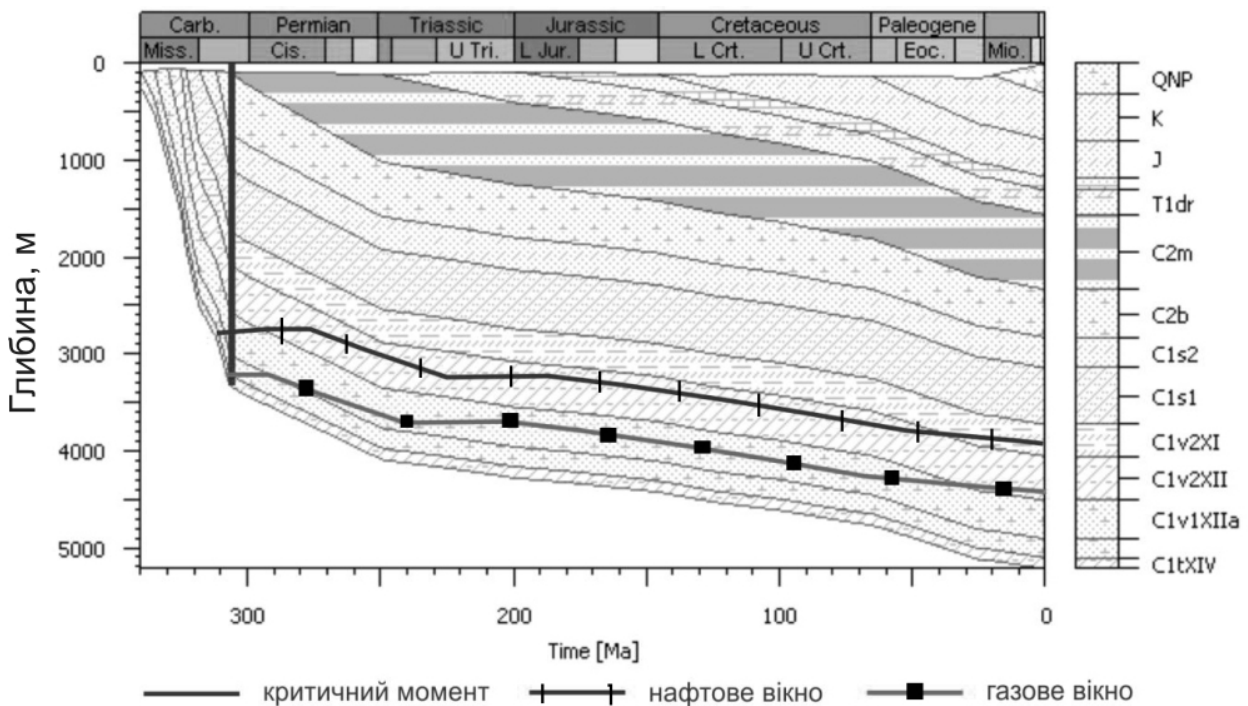


Рисунок 7 – Візуалізація критичного моменту, а також нафтового та газового вікон на основі температурного та глибинного режимів

На жаль, для повноцінного прогнозу отриманих даних недостатньо. Справа в тому, що одновимірне басейнове моделювання не може дати вичерпну відповідь про історію розвитку території, і це зрозуміло. Якщо не говорити про використання інших методів, а зупинитись саме на басейновому моделюванні, то в ідеалі варто використовувати методику 2D або й 3D. У першому випадку ми отримуємо більш масштабну картину, котра включатиме будь-який розріз через територію, котра нас цікавить, із отриманими даними, що стосуватимуться тисків, шляхів міграції, а також певний кількісний прогноз ресурсів вуглеводнів.

У випадку з 3D моделюванням ми отримуємо повний та комплексний аналіз, який включатиме крім всього вищезазначеного, також так звану «кухню» вуглеводнів, тобто, зону дренажу, простягання ліній перетоків вуглеводневої речовини по площі, повноцінну кількісну оцінку території із застосуванням усієї наявної інформації по площі загалом. Але, в будь-якому випадку, одновимірне моделювання – досить швидкий спосіб отримання експрес-результатів, які можуть (і мають) бути використані на наступних етапах дослідження. Варто зауважити, що все це можливе лише при використанні достовірної інформації. Є ще один спосіб (за відсутності тих чи інших даних) – використовувати даний тип моделювання, намагаючись відтворити фактичний матеріал, але все це має дуже дискусійний характер і, звичайно, отримані результати не можуть вважатись достовірними через величезний вплив стохастичності.

Висновки

Результатом наведених у статті досліджень є отримання періоду критичного моменту, що допомагає зрозуміти часові рамки, в яких відбувались утворення, визрівання, міграція та накопичення вуглеводнів. Історія занурення території найкращим способом візуалізує час формування та накопичення вуглеводнів у вуглеводневій системі. В даній конкретній ситуації ми бачимо, що нафтоматеринська порода набула необхідних умов для продукування вуглеводнів близько 300 млн. років тому.

Література

- 1 Hunt, John M. Petroleum Geochemistry and Geology. - WH Freeman & Co: New York, 1996. - 743 p.
- 2 Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum System - From Source to Trap. - AAPG Mem. 60. - Tulsa: AAPG (1994). - pp. 3–24.
- 3 Mubarak Matlak Al-Hajeri, Mariam Al Saeed and others. Basin and Petroleum System Modeling. - Oilfield Review. – Summer, 2009: 21, No 2. – 29 p.
- 4 Ruffo P., Bazzana L., Consonni A., Corradi A., Saltelli A., Tarantola S. – Hydrocarbon exploration risk evaluation through uncertainty and sensitivity analyses techniques, The Fourth

International Conference on Sensitivity Analysis of Model Output (SAMO 2004) — SAMO 2004

5 Schumacher Brian A. Methods for the determination of total organic carbon (TOC) in soils and sediments. ERASC. April 2002

6 Stein. C.A.. Heat flow of the Earth. *Global Earth Physics: A Handbook of Physical Constants. AGU Reference Shelf 1.* edited by T. J. Ahrens, Am. Geophys. Un., 144-158, 1995

7 Гавриш В.К. О связи рифтообразования и вулканизма / Гавриш В.К., Рябчун Л.М. // Вулканизм и рудные формации Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. – К.: Наук. думка, 1997. – С. 23–34.

8 Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Галушкин Ю.И. – Москва: Научный мир, 2007. – 465 с.

9 Соболев П.О. Оценка кайнозойского воздымания и моделирования нефтегазосодержащих осадочных комплексов российской части шельфа Баренцева моря / Соболев П.О., Соболев Н.Н., Сramer В., Васильев В.Е., Петров Е.О. - <http://www.slideshare.net/psobolev/rao-offshore-spb-2009>.

10 Стомба С.М. Геодинамічна еволюція Дніпрово-Донецької западини та Донбасу: Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук. – Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2008. – 495 с.

11 Тяпкіна О.М., Барташук Л.О. Звіт «Про проведення сейсмозвідувальних досліджень 3D на Бакейській площі в центральній частині ДДз», ПрАТ «Геофізична компанія Надра», 2011 р.

12 <http://glossary.oilfield.slb.com/>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.10.14*

*Рекомендована до друку
професором Орловим О.О.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Загнітком В.М.
(Київський національний університет
ім. Т. Шевченка, м. Київ)*