

© Н.С. Ганженко
канд. техн. наук
Т.О. Федченко
канд. фіз.-мат. наук
ІФНТУНГ
Д.О. Петровський
«НТК «ДЕПРОІЛ ЛТД»
Ю.В. Аніщенко
ІФНТУНГ

Застосування методу Монте-Карло для оцінки ємності порового простору прогнозних нафтогазоперспективних ділянок Оболонської астроблеми

УДК 550.8/553.9

У статті представлено результати ймовірнісної оцінки на основі методу Монте-Карло комерційного потенціалу нафтогазових об'єктів Оболонської астроблеми, які були визначені за даними сейсмогравітаційного моделювання її глибинної будови. За прогнозним об'ємом порового простору виконано ранжування виділених об'єктів як у цілому по площі, так і у межах окремих літолого-стратиграфічних комплексів астроблеми, що визначає пріоритетність подальших напрямів геологорозвідувальних робіт у межах Оболонської астроблеми.

Ключові слова: астроблема, нафтогазові резервуари, метод Монте-Карло, сейсмогравітаційне моделювання, вуглеводні.

В статті представлені результати вероятностной оценки на основе метода Монте-Карло коммерческого потенциала нефтегазовых объектов Оболонской астроблемы, которые были определены по данным сейсмогравитационного моделирования ее глубинного строения. По прогнозным объемам порового пространства выполнено ранжирование выделенных объектов как в целом по площади, так и в пределах отдельных литолого-стратиграфических комплексов астроблемы, определяющее первоочередность дальнейших направлений геологоразведочных работ в пределах Оболонской астроблемы.

Ключевые слова: астроблема, нефтегазовые резервуары, метод Монте-Карло, сейсмогравитационное моделирование, углеводороды.

Presented results of probabilistic assessment for commercial potential of hydrocarbon bearing zones of Obolonska astrobleme based on Monte-Carlo simulation method, which were acquired by seismic and gravity modelling of its geological structure. According to the forecast of pore volume, division of selected objects is conducted as the whole on field and in case of separate lithological and stratigraphic units of the astrobleme, which determines priority of the following steps for geological explorations in the area of Obolonska astrobleme.

Key words: astrobleme, oil and gas reservoirs, Monte-Carlo method, seismic and gravity modelling, hydrocarbons.

На території Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на теперішній час найбільш перспективним напрямом нагромадження ресурсної бази вуглеводнів є пошуки та розвідка нетрадиційних пасток вуглеводнів (ВВ). Однією з площ, на якій вітчизняні спеціалісти нафтогазової галузі прогноують наявність таких пасток, є Оболонська западина, розташована на Південному борті ДДЗ. Вона представляє собою кільцеву структуру – астроблему, що утворилася у результаті падіння космічного тіла на земну поверхню. Подібні структури відомі в усьому світі. У багатьох із них відкриті та експлуатуються родовища нафти і газу зі значними запасами, що і слугує поясненням значного інтересу багатьох фахівців із нафтогазової геології до цієї структури [1].

На території Оболонської площі на основі значного комплексу сучасних геолого-геофізичних досліджень виконано просторове інтегральне сейсмогравітаційне моделювання її глибинної будови за технологією

інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних при пошуках та розвідці нафтових і газових родовищ [2]. Це дало можливість підтвердити космічну природу утворення Оболонської западини та виділити як в утвореннях фундаменту, так і в осадовому комплексі ділянки розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями, які у комплексі із іншими позитивними ознаками можуть розглядатися як пастки для скупчення вуглеводнів. На основі даних про просторове розташування ділянок із покращеними колекторськими властивостями різних комплексів осадового чохла і фундаменту складено зведену карту прогнозу розвитку відкладів із покращеними колекторськими властивостями [3]. На ній чітко окреслюється п'ять ділянок концентрації порід із покращеними колекторськими властивостями у межах основних нафтогазоперспективних комплексів Оболонської площі: верхньої частини фундаменту, коптогенних і байоських відкладів.

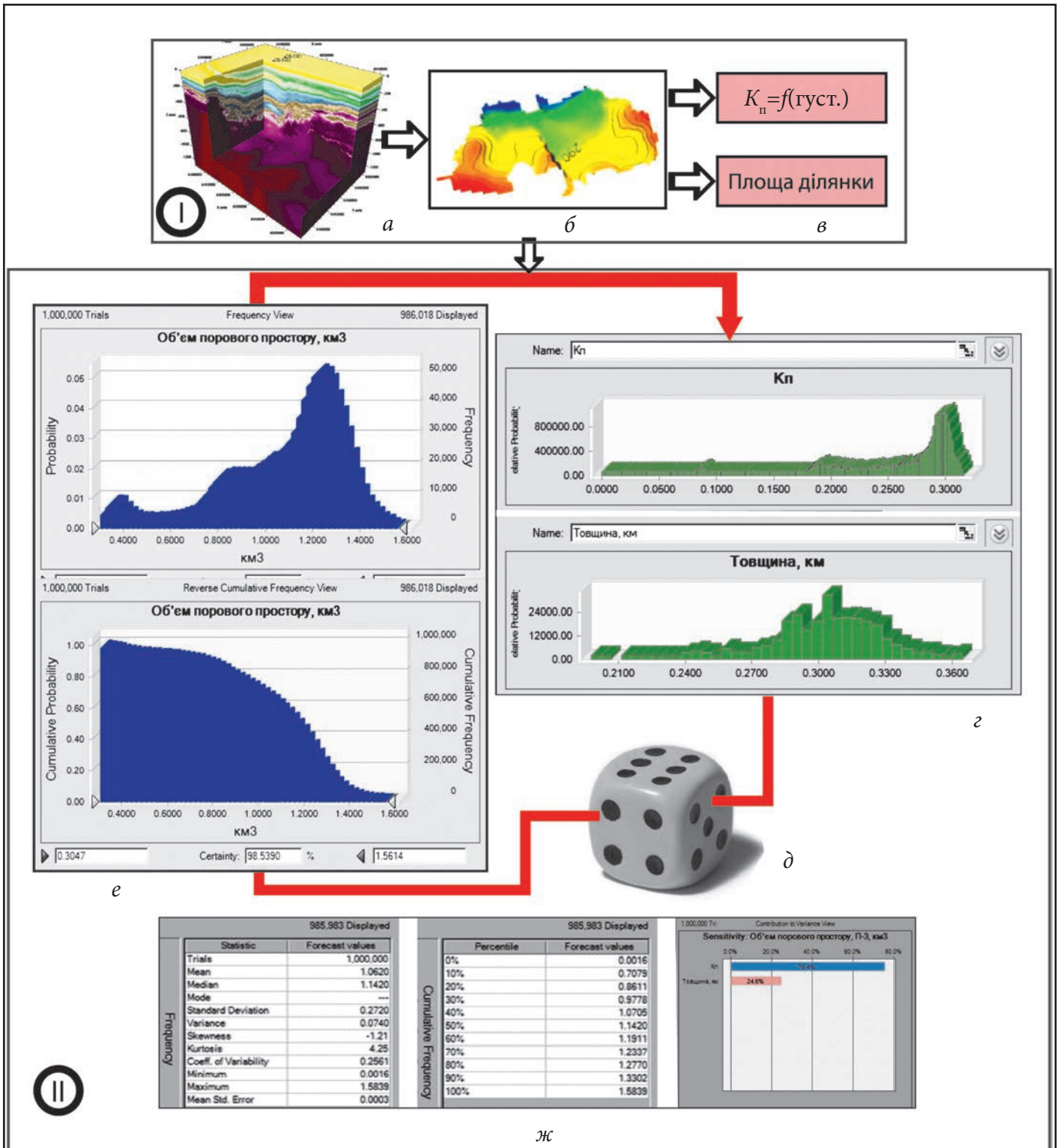
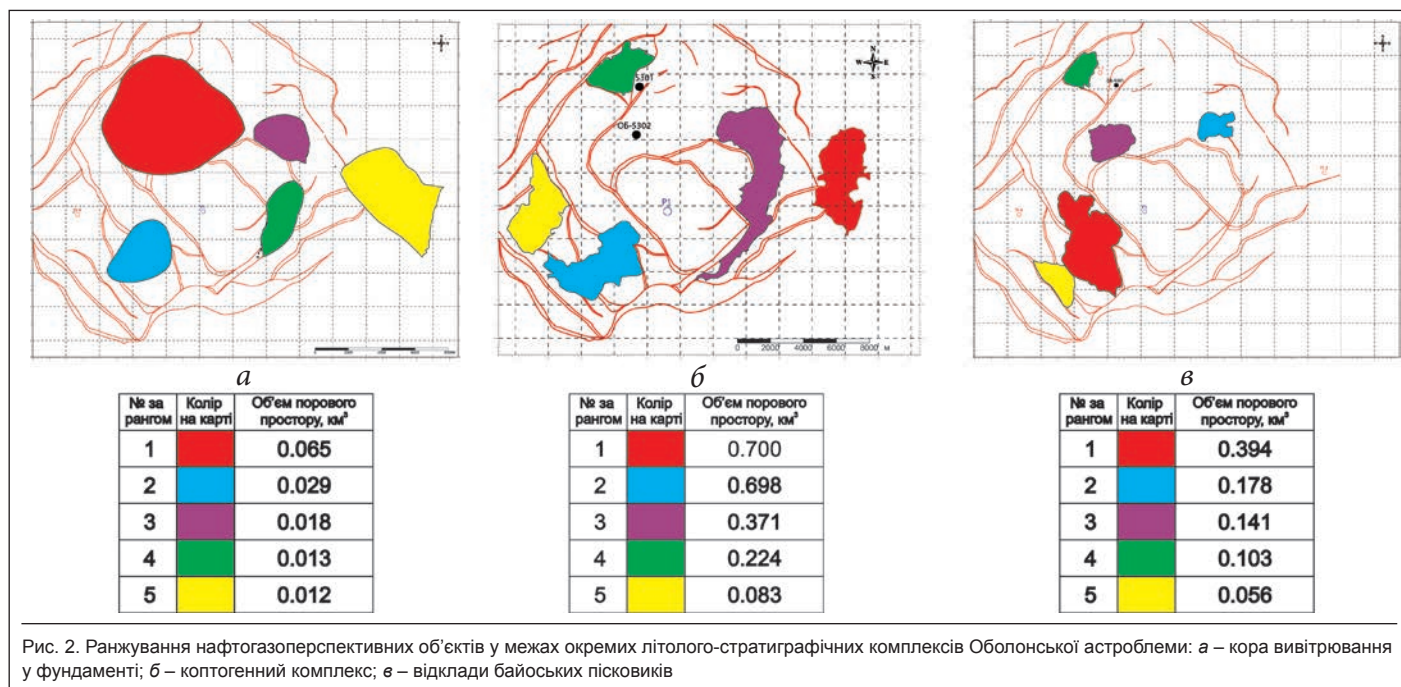


Рис. 1. Схема ймовірнісної оцінки об'єму порового простору прогнозувальної ділянки в околі проекційної св. П-2 у межах коптогенного комплексу Оболонської астроблеми: I – система GCIS: а – модель Оболонської астроблеми; б – об'ємна модель ділянки аналізу; в – розрахунки коефіцієнтів пористості та площі окремої ділянки; II – програма Crystal Ball: г – статистична модель оцінки об'єму порового простору – гістограми розподілу коефіцієнтів пористості та потужності; д – моделювання методом Монте-Карло; е – гістограма та функція розподілу гарантованих об'ємів порового простору; ж – результати аналізу



Із метою кількісної оцінки потенційних запасів ВВ на площі Оболонської астроблеми додатково до отриманих даних було виконано прогноз перспективності (комерційного потенціалу) виділених нафтогазових об'єктів. Така оцінка перспективних об'єктів є дуже важливою, особливо на початкових стадіях їх вивченості. Саме такі оцінки, визначені за даними, отриманими з ще нерозбурених площ або за аналогією, найбільш цікаві для потенційних інвесторів.

Розробка прогнозу перспективності базується на спеціальних методах і математичних моделях підрахунку, здатних дати наближену оцінку запасів в умовах дефіциту інформації. До таких методів відносять ті, що засновані на ймовірнісних моделях підрахунку запасів (ресурсів). Відправною точкою побудови ймовірнісної моделі слугує традиційний детермінований аналог, який використовують у процесі підрахунку [4].

Одним із таких аналогів є поширений об'ємний метод підрахунку геологічних або видобувних запасів. Об'ємний метод підрахунку запасів ВВ заснований на даних про геолого-геофізичні характеристики об'єктів підрахунку і умови залягання ВВ у них [4].

Під час підрахунку запасів нафти об'ємним методом використовують відому формулу:

$$Q_{\text{внд}} = Shk_{\text{п}}k_{\text{н}}\theta\eta\rho, \quad (1)$$

де $Q_{\text{внд}}$ – видобувні запаси нафти, т; S – площа нафтоносності, м²; h – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м; $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафтонасиченості; ρ – щільність нафти у поверхневих умовах, т/м³; θ – перерахункових коефіцієнт, що враховує усадку нафти $\theta=1/b$ (b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти); η – коефіцієнт нафтовіддачі [4].

Побудувавши характеристики ймовірнісних розподілів для кожного з параметрів, виконують процедури обчислення результуючого розподілу для добутку чинників – величини

запасів. Отримана функція розподілу ймовірностей величини запасів інтерпретується як крива, що відображає шанси на існування запасів, що лежать у заданому діапазоні. Цю функцію $F(Q < Q_0)$ відшукуємо за спільною щільністю розподілу факторів-співмножників $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ [5]:

$$F(Q < Q_0) = \iint_{x_1 * x_2 * \dots * x_n < Q_0} f(x_1, x_2, \dots, x_n) dx_1 dx_2 \dots dx_n. \quad (2)$$

Для густин довільного виду інтеграл для $F(Q < Q_0)$ може бути обчислений методом статистичних випробувань. Замість $F(Q < Q_0)$ зазвичай розглядається функція $P(Q < Q_0) = 1 - F(Q < Q_0)$, яка дорівнює ймовірності того, що запаси виявляться за своєю величиною не менше, ніж Q_0 . Вона називається функцією гарантованих запасів. Саме її графік у координатах ($Y=P, X=Q$) використовується як один із основних результатів розрахунку за допомогою введення статистичної моделі оцінку запасів. Важливою рисою функції $P(Q < Q_0)$ є її відносна стійкість до виду функцій розподілу факторів. Визначивши певний рівень надійності (величину ймовірності), спираючись на графік $P(Q < Q_0)$, можна прийти до теоретико-ймовірнісної класифікації запасів.

На основі такого підходу нами було поставлено задачу оцінки шансів на існування запасів ВВ у межах прогнозних ділянок Оболонської площі. Враховуючи відсутність відомостей про параметри $k_{\text{п}}, \rho, \theta, \eta$, зроблено припущення про їх рівність по всіх перспективних ділянках аналізу, а подальший аналіз проведено для розрахунку об'єму порового простору $V_{\text{п}}$ за співвідношенням

$$V_{\text{п}} = S * P(h) * P(K_{\text{п}}), \quad (2)$$

де S – площа прогновної ділянки, км²; $P(h)$ – розподіл ймовірності ефективної потужності; $P(K_{\text{п}})$ – розподіл ймовірності коефіцієнта пористості.

Основними труднощами, з якими зустрічається експерт під час конструювання та застосування такої ймовірнісної

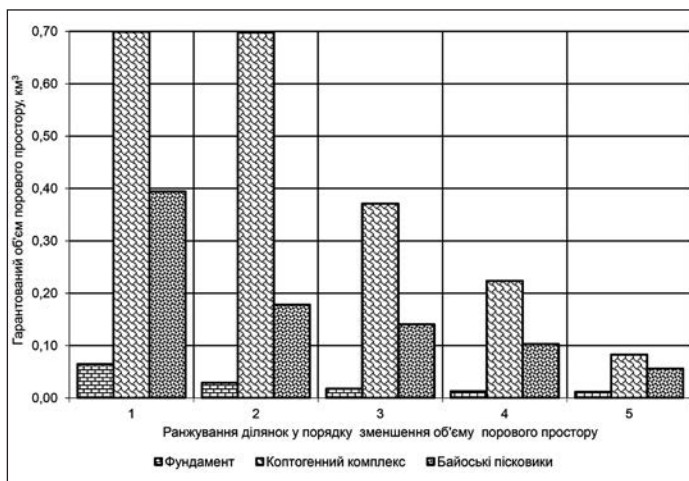


Рис. 3. Діаграма розподілу прогнозних ділянок за гарантованим об'ємом порового простору по окремих літолого-стратиграфічних комплексах Оболонської астроблеми

моделі, є проблеми визначення імовірнісних характеристик факторів та геометризації природного резервуара. Так, у більшості моделей ймовірнісні характеристики факторів потребують конкретного виду розподілу. У ймовірнісній моделі геологічні запаси (ресурси) Q , традиційні «підрахункові» параметри об'ємного методу, наведені у формулі (1), розглядають як випадкові величини.

Найбільш поширеним є підхід, при якому задають мінімальне, найбільш ймовірне і максимально можливе значення параметрів. Під час оцінювання найбільш вірогідного значення коефіцієнта вилучення нафти може бути використано відповідні статистичні залежності [5, 6]. Серед типів розподілів найбільш широко використовують нормальний, логнормальний, рівномірний і трикутний розподіли, а також розподіл із параметрами форми, що допускають існування найбільш вірогідної величини (унімодальних).

Об'єм природного резервуара зазвичай приймають за об'єм циліндра і розраховують шляхом перемноження площі нафтогазоносного об'єкта на його усереднену ефективну товщину [4].

У ході аналізу прогнозних ділянок по Оболонській площі ці труднощі було вирішено завдяки застосуванню програми Oracle Crystal Ball та системи GCIS [2]. Oracle Crystal Ball – це програмний додаток до пакета Excel, який здійснює предикативне моделювання, прогнозування та оптимізацію [7] на базі методу Монте-Карло завдяки генерації діапазону результатів для довільної кількості припущень (факторів), що можуть бути визначені як ймовірнісні розподіли різного виду.

Оцінку об'єму порового простору прогнозної ділянки виконували за такою схемою (рис. 1).

1. Оцінка товщини резервуара у системі GCIS: «вирізання» з результуючої просторової моделі геологічного середовища окремого об'ємного елемента за заданим контуром (рис. 1, а та б). Власне об'єм резервуара визначався як добуток площі перспективної ділянки та товщини пласта у контурі ділянки між покрівлею та підшовою відповідних літолого-стратиграфічних комплексів.

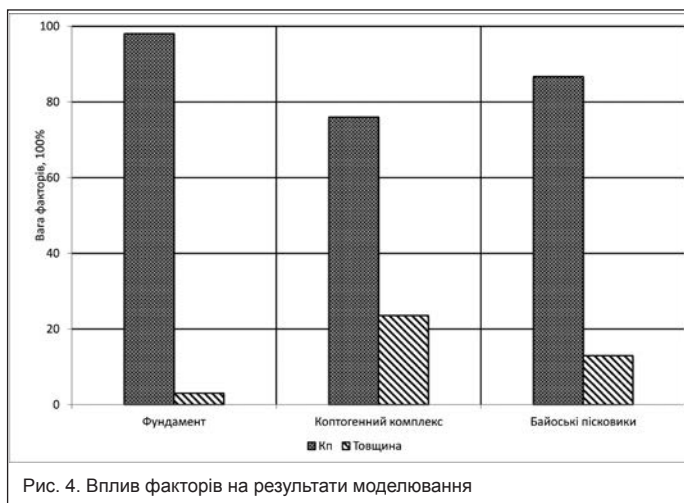


Рис. 4. Вплив факторів на результати моделювання

2. Визначення розподілу коефіцієнта пористості (рис. 1, в). Для цього густина відкладів у межах виділеного об'єму була перерахована у коефіцієнт пористості за кореляційною залежністю, встановленою за результатами обробки даних ГДС [8], яку використовували під час формування моделі Оболонської астроблеми:

$$\sigma = 2,735 - 0,0187K_p, \quad (3)$$

де σ – густина порід; K_p – коефіцієнт пористості.

1. Формування статистичної моделі розрахунку об'єму порового простору V_p у програмі Crystal Ball за співвідношенням (2). Вихідними даними – факторами моделі слугували ймовірнісні розподіли $P(h)$ та $P(K_p)$ (рис. 1, з). Функція $P(h)$ задавалася на основі гістограми товщин, розрахованої у межах виділеного об'єму. Також для цього об'єму отримано статистичний аналог щільності ймовірності розподілу коефіцієнта пористості $P(K_p)$ – гістограма розподілу K_p , розрахованого на основі залежності (3).

2. Моделювання діапазону результатів для заданої кількості факторів (рис. 1, д).

3. Аналіз отриманих результатів – інтерпретація функції розподілу ймовірностей величини запасів та оцінка впливу кожного з розглянутих факторів на результат моделювання (рис. 1, е та ж).

Аналіз результатів

У результаті проведеного моделювання отримано розподіл виділених раніше прогнозних ділянок за об'ємом порового простору з ймовірністю не менше за 90 %. На основі цих даних виконано ранжування нафтогазоперспективних об'єктів як у межах окремих літолого-стратиграфічних комплексів Оболонської астроблеми (рис. 2), так і по окремих комплексах загалом (рис. 3).

За оцінкою сумарного гарантованого об'єму порового простору найбільш перспективними виявилися відклади коптогенного комплексу – 2,08 км³, за ними байоські пісковики – 0,87 км³, найменший показник мають відклади фундаменту – 0,14 км³, що у відсотковому (відносно

коптогенного комплексу) відношенні становить: для фундаменту – 7%, для байоських пісковиків – 42 %.

Аналіз отриманих результатів показує, зокрема, як змінюється характер розподілу перспективних ділянок залежно від морфології літолого-стратиграфічних комплексів астроблеми. Так, у межах фундаменту найбільш перспективні ділянки розташовуються у центральній частині астроблеми, а на рівні коптогенного комплексу та байоських відкладів – у закратерній частині.

Ще одна можливість програми Crystal Ball використана для аналізу «чутливості факторів», що забезпечило оцінку факторів, які мають найбільший вплив на прогноз. Аналіз, виконаний для найбільш перспективних ділянок по всіх літолого-стратиграфічних комплексах Оболонської астроблеми, показує, що домінуючим фактором у розглянутій статистичній моделі, який обумовлює прогнозний об'єм порового

простору резервуара, є коефіцієнт пористості. При цьому співвідношення між коефіцієнтом пористості та товщиною відрізняється по окремих комплексах (рис. 4), що підкреслює різницю геолого-геофізичних характеристик відкладів у їх межах.

Висновки

Результати ймовірного моделювання об'єму потенційних резервуарів нафти і газу за допомогою методу Монте-Карло підтвердили зроблені раніше висновки щодо перспективності виділених прогнозних ділянок. Серед усіх літолого-стратиграфічних комплексів Оболонської астроблеми найбільш перспективними є коптогенні відклади. При цьому першочерговими для постановки розвідувального буріння є площі, приурочені до валу, який облямовує Оболонський кратер.

Список використаних джерел

1. Краюшкин В.А. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины / В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Г.И. Вакарчук [и др.]. – К., 1994. – 62 с. – (Препр. / АН Украины; Ин-т геол. наук; 93-4).
2. Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур / А.П. Петровский // Геофизический журнал. – 2004. – № 3, Т. 26. – С. 77–86.
3. Аніщенко Ю.В. Перспективні нафтогазопишукові об'єкти у межах Оболонської астроблеми за результатами сейсмогравітаційного моделювання / Ю.В. Аніщенко, Т.О. Федченко, О.П. Петровський, Н.С. Ганженко // Мат. доп. наук.-практ. конф. «Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси», 20–24 травня 2013 р. – Івано-Франківськ, 2013. – С. 17– 20.
4. Оценка промышленных запасов нефти, газа и конденсата / Л.Ф. Дементьев [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 380 с.
5. Галкин С.В. Вероятностно-статистическая методика учета рисков поисковых работ при оценках альтернативных инвестиционных проектов / С.В. Галкин, А.А. Иванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 4. – С. 29–34.
6. Пороскун В.И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа / В.И. Пороскун, М.Ю. Стернин, Г.И. Шепелев // Геология нефти и газа. – 1999. – № 5–6. – С. 59–63.
7. Introduction to simulation and risk analysis [Електронний ресурс]: National Library of Australia / James R. Evand, David L. Olsen // Upper Saddle River, N.J: Prentice Hall. – 2002. – 392 pp. – Режим доступу: <http://trove.nla.gov.au/work/24618648>.
8. Звіт про виконані сейсмозвідувальні роботи на Оболонській площі за технологією 3D / Г.Г. Маркова, М.М. Здоровенко, М.П. Фурманчук [та ін.]. – К., 2011. – 157 с.

НОВИНИ

Завершено черговий етап робіт на родовищі Південний Парс

За повідомленнями з Ірану, на гігантському морському газоконденсатному родовищі Південний Парс завершено основний – 12 етап робіт, реалізація якого дасть змогу додатково видобувати за добу 85 млн м³ газу, 19 тис. м³ конденсату та виробляти 750 тонн гранульованої сірки. Південний Парс – найбільше газоконденсатне родовище Ірану, в ньому сконцентровано 40 % всіх запасів газу країни. Площа родовища охоплює 3700 км², доведені запаси сягають 14,2 трлн м³ газу і 3 млрд м³ газового конденсату.

За матеріалами <http://www.lngworldnews.com/iran-kicks-off-south-pars-phase-12...>

Відкриття нового морського родовища в дельті Нілу

Як повідомляє компанія BP Egypt, глибоководна розвідувальна свердловина Atoll 1 (глибина моря 923 м), яку бурять із використанням напівануреної бурової установки Naevsk Discovery, досягла глибини 6400 м і відкрила приблизно 50 м газозносного горизонту у високопродуктивних олігоценових пісковиках. Свердловина Atoll 1 є найглибшою з пробурених у Єгипті. Вона розташована на відстані у 30 км північніше міста Damietta і на 15 км від відкритого в 2013 р. на цій же концесійній ділянці родовища Salamat.

Потенційні запаси газу на концесійній ділянці оцінюють у 15 млрд м³. Компанія BP має 100 % акцій цього родовища.

За матеріалами <http://www.lngworldnews.com/bp-hits-more-gas-off-egypt...>