


УДК 622.279.5

 <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.39-44>

**С. В. МАТКІВСЬКИЙ**, аспірант кафедри видобування нафти і газу (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), начальник відділу проектування систем розробки родовищ вуглеводнів (Український науково-дослідний інститут природних газів, м. Харків), [matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua](mailto:matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua), <http://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

**S. MATKIVSKYI**, PhD student at the department of oil and gas fields development (Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas), Head of the hydrocarbon fields development planning department (Ukrainian scientific-research institute of natural gases, Kharkiv), Ukraine, [matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua](mailto:matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua), <http://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

## ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОБУДОВИ ПОСТІЙНО ДІЮЧИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

### THEORETICAL AND METHODOLOGICAL FEATURES OF CREATING RESERVOIR MODELS OF HYDROCARBON FIELDS

Для підвищення ефективності дослідно-промислової та промислової розробки родовищ вуглеводнів найефективнішою є технологія інтеграції геолого-промислової інформації в сучасні програмні комплекси для моделювання родовищ, починаючи з уведення первинних даних сейсмозвідки до розрахунку показників розробки родовищ на базі постійно діючих геолого-технологічних моделей. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів. Адже, саме постійно діюча геолого-технологічна модель призначена для розв'язання основних завдань розробки родовищ з метою найповнішого вилучення запасів вуглеводнів і досягнення максимального економічного ефекту. Сучасний науково-технічний розвиток програмно-обчислювальних засобів дає змогу оперувати великими масивами інформації, надаючи можливість її систематизації, статичного опрацювання й визначення основних закономірностей між ними. Важливу роль під час створення бази даних проекту для побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей відіграє наявність достовірних даних. Вихідними даними для створення постійно діючих геолого-технологічних моделей, розробка яких розпочалася ще в 1960-х роках, є результати комплексних досліджень, що характеризуються недостатньою точністю та низькою якістю. Відсутність достовірних і якісних даних вносить істотну невизначеність на всіх стадіях створення геолого-технологічних моделей, починаючи від підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом до відтворення історії та прогнозування показників розробки. Необхідність використання наявної геолого-промислової інформації зумовила напрацювання нових методологічних принципів і підходів до створення постійно діючих геолого-технологічних моделей в умовах обмеженої вихідної інформації. За результатами численних досліджень розроблено чималу кількість методик, які успішно використовуються при створенні постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів АТ "Укргазвидобування". Завдяки застосуванню нових підходів до побудови 3D-моделей досягається висока точність і надійність прогнозних результатів розрахунків за таких умов.

**Ключові слова:** родовище вуглеводнів, цифрова 3D-модель, база даних, методи моделювання, адаптація моделі.

To increase the efficiency of appraisal and development of hydrocarbon fields, the most effective technology is the integration of geological and field information into modern software systems for reservoir simulation, starting from the input of seismic data to field development planning based on a reservoir models. Building a three-dimensional geocellular models is an integral part of hydrocarbon reservoir management. After all, the reservoir model built to solve the main tasks of reservoir management such as: achieve the highest recovery and maximum economic effect. The modern level of software and the advances in computer processing power and graphics allows you to operate with big data, provides an opportunity for its systematization, statistical processing and detecting the basic laws between them. The availability of reliable data plays important role in the creation of a database for reservoir models. The input data for reservoir modelling of the fields, which were discovered in the 1960s, are the results of complex studies, characterized by insufficient accuracy and low quality. Lack of reliable and high-quality data brings significant uncertainty in all stages of modelling from volumetric estimation to the history match and forecasting. The necessity of using available geological and field information has led to the development of new methodological principles and approaches to reservoir modelling in conditions of limited initial information. According to the results of numerous studies, a significant number of methods have been developed, which are successfully used in the design of simulation models of hydrocarbon reservoirs of JSC "Ukrgezvydobuvannya". Thanks to the use of new approaches to the building of 3D-models, high accuracy and reliability of the simulation results under such conditions is achieved.

**Keywords:** hydrocarbon field, digital tree-dimensional model, database, modeling methods, history-matching process.

#### Вступ

Динаміка розвитку геологічного та гідродинамічного моделювання в Україні знижена, порівнюючи зі світовими темпами. Така ситуація зумовлена відносно невеликими запасами вуглеводнів, а також станом виснаженості відкритих ще в минулому столітті родовищ нафти й газу. Необхідність вилучення залишкових запасів вуглеводнів з виснажених родовищ зумовила пошук єдиного інструменту, що дасть змогу комплексного підходу до розв'язання проблем для напрацювання шляхів та удосконалення наявних технологій розробки виснажених родовищ. Таким інструментом в умовах су-

часного науково-технічного розвитку є тривимірні постійно діючі геолого-технологічні моделі родовищ вуглеводнів. Тривимірні постійно діючі моделі являють собою об'ємну імітацію родовища, що зберігається в пам'яті комп'ютера та дає змогу досліджувати і прогнозувати процеси, що протікають у пласті під час розробки. Тривимірні постійно діючі моделі родовища складаються з геологічної та фільтраційної моделей і безперервно оновлюються на основі нових даних упродовж усього періоду розробки родовища. Саме інтеграція всієї наявної геолого-промислової інформації в програмні комплекси для створення об'ємної моделі родовища дає змогу систематизувати, проаналізувати та обробити наявні дані, що надалі вирішує питання розв'язку системи рівнянь

для отримання бажаного результату. Однак низька якість та обмеженість вихідної інформації, потрібної для побудови достовірних постійно діючих геолого-технологічних моделей, призвели до низки проблем, розв'язання яких потребує додаткового критичного аналізу та напрацювання різних підходів і методик, які б дали змогу якісно інтерпретувати наявну інформацію для отримання бажаного результату. Чисельні тривимірні моделі є досить складними, тому проведення точної адаптації моделі до фактичних даних, зважаючи лише на характеристики зміни декількох параметрів упродовж обмеженого періоду часу, має досить суб'єктивний характер і залежить від експертної оцінки інженера.

У цій статті розглянуто основні теоретико-методологічні аспекти побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів АТ "Укргазвидобування".

### Актуальність і постановка проблеми

Геологічні моделі родовищ вуглеводнів у нафтогазовій галузі України до сьогодні створюють на підставі сейсмічних 2D-польових даних і з урахуванням результатів буріння свердловин. Результати геологічних побудов виводяться на папір у вигляді профілів і карт, що не дає змоги візуалізувати об'ємну форму покладів і траєкторії пробурених свердловин. Наявні результати геологічних побудов не дають змоги оперативного вносити до моделі геолого-геофізичні дані, які отримують у процесі буріння нових свердловин і за результатами комплексних досліджень. Під час закладання проектних свердловин витрачають чималі ресурси й час для вибору оптимального місця розміщення устя й вибою свердловин.

Для розробки родовищ розрахунки проектних показників виконують здебільшого на персональних комп'ютерах (ПК) у програмах на основі балансової моделі газового покладу, для "середньої" свердловини, без урахування розподілу особливостей геологічного середовища та урахування фазових перетворень вуглеводнів у пласті. Усе це обмежує можливості прогнозування показників розробки для складних за геологічною будовою та складом пластових флюїдів родовищ АТ "Укргазвидобування" та знижує точність техніко-економічної оцінки ефективності розробки. Для підвищення ефективності проектування та управління процесом розробки родовищ вуглеводнів актуальним є створення тривимірних постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів.

### Виклад основного матеріалу

Одним з пріоритетних напрямів досліджень газових і газоконденсатних родовищ для підвищення якості проектування та оцінювання ефективності реалізації проектних рішень під час дослідно-промислової та промислової розробки, а також управління й контролю за повнотою виконання запланованих робіт є застосування постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Моделювання розробки газових і газоконденсатних родовищ повинно використовуватися для досягнення високих кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення та забезпечення максимального економічного ефекту. Використання цифрового моделювання повинно забезпечити оптимізацію та ефективне управління процесом розробки родовищ та вирішувати наступні завдання:

- підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт;
- проектування та обґрунтування раціональної системи розробки;
- економічне обґрунтування управління розробкою родовищ вуглеводнів [2].

Створення геологічних моделей починають зі збору даних. За результатами проведеного критичного аналізу геолого-промислової інформації достовірні дані перетворюють у спеціальні цифрові формати та завантажують у базу даних проекту.

На першому етапі побудови геологічної моделі створюється структурна модель усього родовища на основі даних 3D-сейсмозвідки. Сейсмозвідка на сьогодні є єдиним методом досліджень, що дає змогу вивчати структурні особливості будови покладів вуглеводнів і розподіл фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у міжсвердловинному просторі. Використовуючи наявні дані простежуються основні віддзеркалювальні горизонти, здійснюється виділення та трасування основних порушень по всьому геологічному розрізі та уточнюються границі продуктивних покладів. На основі аналізу виділених товщин роблять висновки щодо процесів формування пастки та основних геологічних закономірностей, що певним чином впливають на характер розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей колектору.

Аналізуючи основні геологічні закономірності, проводиться стратиграфічна прив'язка, кореляція та уточнення структурного аналізу за даними сейсмозвідки та геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Для оцінювання впливу конседиментаційних і постседиментаційних тектонічних процесів та особливостей процесу формування колектору виконують палеотектонічний аналіз на основі вивчення зміни товщин стратиграфічних пачок порід.

За результатами детальної кореляції та палеотектонічного аналізу відтворюється історія формування району робіт, границь стратиграфічних розпланувань і зональних інтервалів, формуючи загальні уявлення щодо концептуальної геологічної моделі для кожного седиментаційного циклу.

Для визначення положення відміток флюїдних контактів у свердловинах проводиться опрацювання та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин. Аналізується процес взаємодії свердловин під час розробки родовищ з урахуванням даних ГДС-контролю, інтерпретації сейсмозвідки, особливостей положення флюїдного контакту, аналізу проб пластових флюїдів, керна, інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин, граві- й магніторозвідки [2].

Комплексний аналіз різних геолого-геофізичних і промислових даних дає змогу підтвердити принципову концепцію геологічної моделі або виявити якісь протиріччя концептуальної моделі відносно фактичних даних. У разі виявлення певних протиріччя геологічна модель корегується для досягнення відповідності даних, отриманих різними методами в межах концепції геологічної моделі.

У разі недостатності чи відсутності певних даних додаткові дані отримують, аналізуючи геолого-промислову інформацію у свердловинах сусідніх родовищ, і обґрунтовують аналогію.

Завершення вищевикладених робіт дає змогу перейти до побудови на основі сейсмозвідки та даних геофізичних досліджень свердловин структурного каркасу продуктивних пластів і седиментаційних циклів. На цьому етапі ухвалюють рішення щодо методу побудови моделі.

Цифрові геологічні моделі залежно від кількості й якості геолого-промислових даних і методу моделювання можуть бути детермінованими або стохастичними [1].

Побудова достовірних детермінованих моделей ґрунтується на великій кількості даних достатньої точності. За відсутності таких даних і наявності відомостей щодо законо-

мірності розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей колектору як за площею, так і за розрізом доцільно використовувати стохастичне моделювання покладу [2, 3].

Цей метод привласнює коди фації коміркам, які мають найбільшу вірогідність для конкретного коду на основі налаштувань варіограми та сусідніх значень. Фації створюються тільки там, де вони безпосередньо є, тобто фактично в безпосередній близькості до свердловин. До того ж розв'язок є унікальним, що не дає змоги реального аналізу невизначеностей.

Унаслідок отримуємо тіла пісковиків у формі еліпсоїдів, що відповідає геометрії варіограми (відстань та орієнтація), істотно недооцінену пропорцію розподілу фацій, особливо через те, що модель має більше поширення, ніж зона з наявними свердловинами. За межами дії варіограми тільки переважаючий код фації, який характеризує породу як колектор та є фоном. Цей факт явно призводить до недооцінювання глобальних об'ємів і повного нехтування геологічною неоднорідністю [5].

На основі результатів та обмежень детерміністичної методології застосовано стохастичний підхід до розповсюдження фацій у моделі.

Стохастична модель являє собою набір статистичних оцінок параметрів моделі у вигляді відповідних функцій розподілу.

Грунтуючись на ймовірнісному підході, стохастичний алгоритм варто виконувати в межах процесу з аналізу невизначеностей, кількість отриманих реалізацій має бути достатньою для статистичного представлення. У цьому сенсі, геологічна модель буде повним набором з усіх реалізацій, а не одна конкретна модель, з якої ми маємо вибрати одну чи декілька "представницьких" реалізацій з допомогою певного критерію. За стохастичного моделювання поширення й розміщення тіл пісковиків змінюється за кожної нової реалізації, що може мати суттєвий вплив на продуктивність свердловин та їхні видобувні можливості. Стохастичне моделювання є необхідним елементом для оцінювання достовірності геологічної моделі [5].

Оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей є основою геолого-технологічної моделі родовища, оскільки впливає на якість і достовірність отриманих результатів, починаючи від підрахунку запасів газу об'ємним методом і закінчуючи процесом адаптації фільтраційної моделі. Для якісного оцінювання фільтраційно-ємнісних властивостей колектору проведено чималу кількість експериментальних і теоретичних досліджень, на основі яких розроблено безліч методик інтерпретації геофізичних досліджень свердловин залежно від наявності вихідних даних [5-7].

Унаслідок обґрунтування методу моделювання структурний каркас на основі результатів визначення фільтраційно-ємнісних властивостей колектору у свердловинах насичується петрофізичними параметрами (пористість, проникність, газонасиченість, водонасиченість) після визначення зв'язку між сейсмічними атрибутами та даними геофізичних досліджень свердловин [6].

Завершальним етапом створення геологічної моделі є підрахунок запасів вуглеводнів на основі обґрунтованих вихідних даних окремо за кожним седиментаційним циклом. Підраховуючи величини запасів геологічної моделі, об'єм породи, що представлений колектором вищеобґрунтованого флюїдного контакту, перемножують на коефіцієнти пористості й насиченості пор флюїдом. Отриманий об'єм вуглеводнів приводиться до поверхневих умов з застосуванням відповідних коефіцієнтів, характерних для конкретного родовища.

Після закінчення робіт зі створення геологічної тривимірної моделі оцінюють її достовірність і відповідність до ухвалених стандартів і методології проведення робіт зі створення цифрових моделей.

Спрощення геометричної будови (upscaling) здійснюється під час переходу від геологічної моделі до фільтраційної та зумовлене необхідністю проводити комп'ютерні розрахунки фізичних процесів, що мають місце під час видобування вуглеводнів, і показників розробки з урахуванням економічно допустимих витрат машинного й людського часу [1].

Результати моделювання представляються набором карт і цифрових геологічних сіток, які відображають геометрію колектору, поширення фільтраційно-ємнісних властивостей по площі покладу та за його розрізом, а також запасів вуглеводнів на цільових об'єктах.

Геологічна модель представляється у вигляді тривимірних об'ємних 3D-сіток і супроводжується усередненням параметрів пластів і доповнюється стислим набором структурних карт усереднених параметрів [2].

Схема інтеграції геолого-промислових даних у програмний комплекс Petrel зображено на рис. 1.

Геологічна цифрова модель родовища розв'язує статичне завдання відтворення геометричної структури газонасичених продуктивних покладів і розподілу щільності запасів вуглеводнів у їхньому об'ємі. Така геологічна модель є базовою для всіх подальших етапів моделювання з чітко визначеними функціями управління даними, здійснення відповідних розрахунків і візуалізації отриманих результатів.

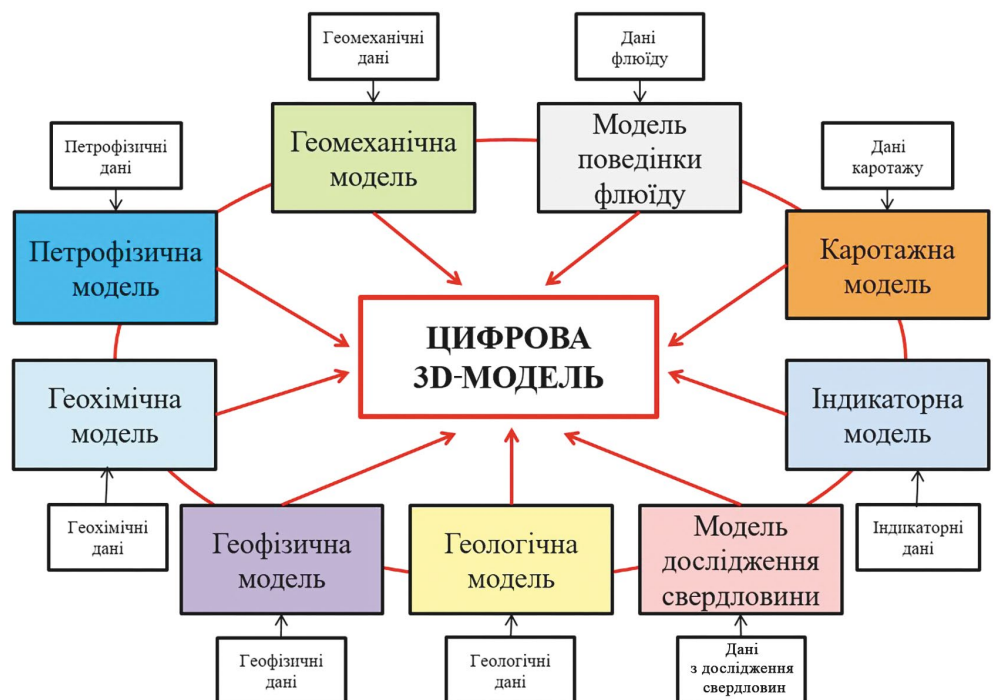


Рис. 1. Схема інтеграції геолого-промислових даних у програмний комплекс Petrel



Цифрова фільтраційна модель є інструментом математичного моделювання процесів у колекторах і призначена для розв'язання рівнянь матеріального балансу з урахуванням особливостей фільтрації газу в пласті згідно із законом Дарсі.

У числових моделях область моделювання представлена у вигляді скінченної кількості комірок, взаємозв'язок між якими розраховується чисельними методами. Сучасні фільтраційні моделі представлені комплексом програм гідродинамічного моделювання, підготовки вихідних даних, опрацювання та аналізу результатів для контролю й регулювання процесів розробки родовищ вуглеводнів [9].

Етап створення фільтраційних моделей починається після проведення потрібного аналізу геолого-промислової інформації та даних геофізичного контролю на всіх об'єктах розробки на основі створеної геологічної моделі родовища.

Вихідні дані для створення фільтраційної моделі розділяються на такі основні групи:

1. Дані щодо первинного насичення колекторів фазами, початковий пластовий тиск і тиск початку конденсації продуктивних пластів.

2. Результати аналізу компонентного та фракційного складу пластових флюїдів, фізико-хімічних властивостей флюїдів (PVT).

3. Інформацію про абсолютну та відносну фазову проникність, криві капілярного тиску, міжфазного натягу і дані щодо пружноємнісних властивостей.

4. Промислові дані про стан фонду свердловин, дебїти, робочі тиски, обсяги видобутку, конденсатогазовий і водний фактори.

5. Дані контролю за розробкою родовища (виміри поточного пластового тиску, результати дослідження свердловин на стаціонарних і нестационарних режимах фільтрації, величину скін-фактора, дані дебітометрії й витратометрії) [9].

Етапи створення геолого-технологічної моделі наведено на рис. 2.

Важливим етапом під час створення фільтраційних 3D-моделей родовищ нафти й газу є побудова PVT-моделей, оскільки саме відтворення фазових перетворень, що описуються моделлю флюїдів “чорної нафти” або повнофункціональною композиційною моделлю за допомогою рівняння стану, вносить істотну невизначеність на всіх стадіях побудови геолого-технологічних моделей, від підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом до відтворення історії й розрахунку прогнозних показників [10–13].

У промисловій практиці найбільшого поширення набули трипараметричні рівняння Peng-Robinson (PR) і Soave-Redlich-Kwong (SRK), які реалізовано у всіх комерційних гідродинамічних симуляторах компаній (Schlumberger, CMG, RFD, Roxar, Halliburton тощо).

Проведення достовірної техніко-економічної оцінки ефективності розробки родовищ вуглеводнів зумовило напрацювання нових методик і підходів до налаштування рівняння стану за умов обмеженої вхідної інформації.

Рішення щодо вибору математичної моделі, яка найдостовірніше описує процес розробки покладу для коректного відтворення всіх фізичних процесів, що моделюються, приймається на основі аналізу отриманих геолого-промислових даних з огляду на режими розробки покладу (газовий режим, водонапірний режим) [14–15].

У разі наявності активного водонапірного режиму вплив водоносних горизонтів урахується аналітичним або чисельним моделюванням залежно від наявності вихідних даних.

За аналітичного моделювання розрахунок впливу водонапірної системи здійснюється на основі методів Фетковича та Картера-Трейсі [16, 17].



Рис. 2. Етапи створення постійно діючої геолого-технологічної моделі

Якщо в процесі розробки родовища потрібно передбачити не тільки просування пластової води в продуктивні поклади, а й витіснення води, то розрахунок проводять із застосуванням формул Херста та Ван Евердингера [18].

За чисельного моделювання водонапірної системи сітка моделі поширюється за межі контуру газоносності. Коміркам, які розміщуються поза контуром газоносності, привласнюються властивості водоносного пласта. У такому випадку прогнозування розробки продуктивного поклада здійснюється з урахуванням об'єму води, яка є в межах моделі.

Фільтраційне моделювання виконується за допомогою розрахункових програм, що реалізують чисельне рішення системи рівнянь, які описують фільтрацію пластових флюїдів і закачуваних агентів у пласт з урахуванням їхньої взаємодії, міжфазних явищ і фазових переходів [18].

Після завершення завантаження геолого-промислової інформації в базу даних проекту про історію розробки продуктивних покладів і фізико-хімічні властивості колекторів і флюїдів, що їх насичують, розпочинається етап адаптації фільтраційної моделі до фактичних даних.

Адаптація моделі полягає в налаштуванні параметрів (пористості, проникності, фазових проникностей тощо) до повної відповідності розрахованих даних, отриманих у процесі адаптації моделі, фактичним даним, одержаним у процесі розробки родовища. Аналіз історії розробки та якості вихідних даних є невід'ємним і дуже відповідальним етапом процесу адаптації постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Одним з найпоширеніших способів адаптації тривимірних моделей до фактичних даних родовища є зіставлення пластових тисків, отриманих за результатами досліджень свердловин і результатів адаптації моделі. Доцільність застосування "адаптації історії по тиску" пояснюється тим, що для кожного часового кроку для кожної розрахункової комірки розраховуються значення тиску й насиченості вуглеводнями [18].

Адаптація обводненості продукції свердловин і водного фактору здійснюється шляхом зміни відносних фазових проникностей. Момент прориву води залежить від конкретних точок на кривих фазових проникностей. Пришвидшення чи сповільнення просування води регулюється шляхом корегування критичної точки на кривих фазових проникностей.

Відтворення історії розробки родовища з використанням симуляторів дає можливість не тільки уточнити геологічну модель, але й напрацювати шляхи вилучення залишкових запасів вуглеводнів шляхом розрахунку різних варіантів розробки родовища на перспективу. На основі техніко-економічного аналізу приймається оптимальний варіант розробки родовища.

Адаптація складних постійно діючих геолого-технологічних моделей родовища потребує великих затрат матеріальних і людських ресурсів і тому є дорогим інструментом контролю за розробкою родовищ.

Вибір раціональної системи розробки на базі постійно діючої геолого-технологічної моделі здійснюється з урахуванням особливостей геологічної будови родовища та специфіки фільтрації вуглеводнів за таких умов. Розрахунок оптимальних способів і термінів експлуатації добувних свердловин здійснюється за техніко-економічним критерієм. Вибираються такі способи видобутку вуглеводнів, що забезпечують найвищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення за мінімальних затрат.

Використання цифрового моделювання, урахуваючи стан виснаження переважної більшості родовищ вуглеводнів України, дає змогу визначити, що саме потрібно зробити на цій стадії розробки для стабілізації видобутку вуглеводнів. Стратегія подальших робіт може включати буріння нових свердловин для залучення в розробку мікро- та макрозащемленого газу, удосконалення способу експлуатації свердловин та оптимізацію умов експлуатації.

За допомогою розрахунку різних сценаріїв розробки родовища, використовуючи постійно діючу геолого-технологічну модель, можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність цих робіт.

Напрацьовані підходи до побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей зорієнтовані на автоматизацію всього процесу аналізу та обробки наявної геолого-промислової інформації, що починається з уведенням даних про первинні сейсмічні дослідження та їхню інтерпретацію до створення постійно діючої тривимірної моделі родовища з наступним розрахунком оптимальних варіантів розробки, спрямованих на забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

### Висновки

У газопромисловій практиці досить часто під час адаптації тривимірних моделей виникають складнощі, пов'язані з тим, що використовується занадто багато статистичної інформації, оскільки комплексні дослідження займають надто багато часу і призводять до втрат видобутку. У зарубіжних передових компаніях вихідної інформації для побудови постійно діючої геолого-технологічної моделі родовища, отриманої за кілька років розробки, занадто багато, що надає велику свободу дій. Геолого-промислова інформація в такому разі потребує детального аналізу для отримання точної адаптації моделі до фактичних даних.

Під час аналізу наявних даних з родовищ України, які відкрито в 70–80-х роках ХХ століття, визначено, що наявна інформація характеризується низькою якістю й високим рівнем різних невизначеностей. Пояснюється така закономірність відсутністю сучасних досліджень згідно зі світовою практикою, методологією проведення досліджень і проектування розробки родовищ вуглеводнів. У зв'язку з цим виникає наступна проблема, пов'язана з необхідністю закінчення побудови постійно діючої тривимірної моделі родовища в умовах обмеженої інформації. Вирішення цієї проблеми призвело до напрацювання нових методів і методичних підходів до визначення потрібних для побудови моделі параметрів, застосовуючи наявну геолого-промислову інформацію.

Використання сучасних наукових підходів до проектування раціональної системи розробки та розроблених методик для створення постійно діючої тривимірної моделі родовища в умовах обмеженої вихідної інформації дала змогу підвищити техніко-економічні показники з оптимізації систем розробки родовища шляхом обґрунтування доцільності закладання проектних експлуатаційних свердловин з визначенням їхнього оптимального місцеположення, обґрунтування доцільності й пріоритетності свердловин для проведення заходів з інтенсифікації видобутку та ремонтно-ізоляційних робіт, удосконалення системи контролю й регулювання вироблення запасів і зниження темпів обводнення, визначенням доцільності впровадження вторинних і третинних технологій розробки родовищ.

Постійно діюча тривимірна геолого-технологічна модель родовища, яка достовірно описує всі геологічні та гідродинамічні процеси, які мають місце в пласті, є потужним інструментом ефективного управління розробкою родовищ вуглеводнів, використання якого може забезпечити повніше вилучення залишкових запасів вуглеводнів за мінімальних затрат й забезпечити високі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Басин Н. Я., Новгородов В. А., Петерсильє В. Н. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. – М.: Недра, 1987. – 158 с.
2. Боганик В. Н., Медведев А. И., Григорьев С. Н. Обобщение промыслово-геофизической информации и создание эффективной методики для выдачи заключения по каротажу//Обзорн. инф. в сер. Нефтегазовая геология и геофизика. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 60 с.
3. Бурачок О. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. та ін. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації/Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2020 – № 1(74). С. 82–88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
4. Бурачок О. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. та ін. Особливості створення PVT-моделей за умови обмеженої вхідної інформації//Тези наук.-техн. конф. – Швеція, 2020. – С. 184–188.
5. Бурачок О. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. та ін. Дослідження меж застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів/Мінеральні ресурси України. – 2020. – № 2. – С. 43–48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>
6. Вендельштейн Б. Ю., Золоева Г. М., Царева В. Н., Дахнов В. Н. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
7. Дембицкий С. И. Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах. – М.: Недра, 1991. – 204 с.
8. Єгер Д. О., Ковальчук М. Р., Ковальчук Р. М., Григоренко В. В., Дорошенко В. М., Зарубін Ю. О., Лизун С. О. Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміки процесів їх розробки. – Львів-Київ, 2005. – 364 с.
9. Жданов С. А., Максимов М. М., Хавкин А. Я., Рыбцкая Л. П., Цыбульская О. Т., Гогоненков Г. Н., Евстифеев В. И., Величкина Н. Ф., Юдин В. А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей//Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 3. – С. 43–47.
10. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. – М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2003. – 164 с.
11. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 2. Фильтрационные модели. – М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2003. – 228 с.
12. Burachok O., Matkivskiy S., Spyrou C. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin//Тези наук.-техн. конф. – Італія, 2019. – С. 1–5.
13. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance, Soc. Pet. Eng. J., March 1971. 63 p. <https://doi.org/10.2118/2797-PA>
14. Dake L. P. Fundamentals of Reservoir engineering, Elsevier, Seventeenth Impression, 1998. – 443 p.
15. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, Akad. van Wetenschappen, Amsterdam, 1953, Proc. Vol. 56B. – 83 p.
16. Thomas G. W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982. – 160 p.
17. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Reservoir Engineering. – 1983. – P. 683–694. (SPE 12233).
18. Whitson C. H., Brule M. R. Phase Behavior. SPE Monograph Series, Vol. 20. Richardson, Texas, 2000. – 240 p.

#### REFERENCES

1. Basin N. Ja., Novgorodov V. A., Peterstilye V. N. Estimation of calculation parameters of gas and oil deposits in a carbonate section based on geophysical data. – Moskva: Nedra, 1987. – 158 p. (In Russian).
2. Boganik V. N., Medvedev A. I., Grigorev S. N. Generalization of production and geophysical information and creation of an effective method for issuing a logging conclusion// Obzorn. inf. v ser. Neftegazovaya geologija i geofizika. – Moskva: OAO “VNIIOJeHNG”, 1995. – 60 p. (In Russian).
3. Burachok O. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. та in. Gas-condensate EOS PVT fluid modeling using limited input data/Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch. – 2020 – № 1 (74). – P. 82–88. (In Ukrainian). [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
4. Burachok O. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. та in. Features of creating PVT-models with limited input information//Tezy nauk.-tekhn. konf. – Shvetsia, 2020. – P. 184–188. (In Ukrainian).
5. Burachok O. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. та in. Evaluation of Black-oil PVT-model applicability for simulation of gas-condensate reservoirs//Mineralni resursy Ukrainy? – 2020. – № 2. – P. 43–48. (In Ukrainian). <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>
6. Vendelshstein B. Ju., Zoloeva G. M., Careva V. N., Dahnov V. N. i dr. Geophysical methods for studying calculation parameters when determining oil and gas reserves – Moskva: Nedra, 1985. – 248 p. (In Russian).
7. Dembickij S. I. Assessment and quality control of geophysical measurements in wells – Moskva: Nedra, 1991. – 204 p. (In Russian).
8. Yeher D. O., Kovalchuk M. R., Kovalchuk R. M., Hryhorenko V. V., Doroshenko V. M., Zarubin Yu. O., Lyzun S. O. Modeling of geological structure of oil deposits and hydrodynamics of their development processes – Lviv-Kyiv, 2005. – 364 p. (In Ukrainian).
9. Zhdanov S. A., Maksimov M. M., Havkin A. Ja., Rybickaja L. P., Cybulskaja O. T., Gogonenkov G. N., Evstifeev V. I., Velichkina N. F., Judin V. A. Designing the oil fields development using geological and technological models//Neftjanoe hozjajstvo. – 1997. – № 3. – P. 43–47. (In Russian).
10. Methodological guidelines for the creation of geological and technological models of oil and gas-oil fields. Part 1. Geological models. – Moskva: OAO “VNIIOJeHNG”, 2003. – 164 p. (In Russian).
11. Methodological guidelines for the creation of geological and technological models of oil and gas-oil fields Part 2. Dynamic model. – Moskva: OAO “VNIIOJeHNG”, 2003. – 228 p. (In Russian).
12. Burachok O., Matkivskiy S., Spyrou C. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin//Tezy nauk.-tekhn. konf. – Italiia, 2019. – P. 1–5.
13. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance, Soc. Pet. Eng. J., March 1971. – 63 p. <https://doi.org/10.2118/2797-PA>
14. Dake L. P. Fundamentals of Reservoir engineering, Elsevier, Seventeenth Impression, 1998. – 443 p.
15. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, Akad. van Wetenschappen, Amsterdam, 1953, Proc. Vol. 56B. – 83 p.
16. Thomas G. W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982. – 160 p.
17. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Reservoir Engineering. – 1983. – P. 683–694. (SPE 12233).
18. Whitson C. H., Brule M. R. Phase Behavior. SPE Monograph Series, Vol. 20. Richardson, Texas, 2000. – 240 p.

Рукопис отримано 16.08.2020.