УДК 553.048

Г. І. РУДЬКО, д-р геол.-мінерал. наук, д-р геогр. наук, д-р техн. наук, професор (Державна комісія України по запасах корисних копалин), office@dkz.gov.ua, ORCID-0000-0001-7752-4310,
І. Р. МИХАЙЛІВ, канд. геол. наук, доцент (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), iramykhailiv@ukr.net

СТРУКТУРА ТА ГОЛОВНІ СКЛАДНИКИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНОСНИХ ДІЛЯНОК НАДР

Запропоновано розглянути геолого-економічну оцінку родовищ нафти й газу як комплексний науково-дослідний процес, окремі складники якого виконують конкретні завдання й суттєво відрізняються кінцевими результатами. У статті детально проаналізовано елементи геологічного, технологічного й економічного моделювання, які спрямовано на визначення кількості та якості запасів родовища. Геологічне моделювання поєднує геометризацію покладів, визначення властивостей продуктивних горизонтів, флюїдотривів та фізичних властивостей пластових флюїдів і завершується обчисленням початкових загальних запасів та ресурсів з їхнім розподілом за групами й класами. Технологічне моделювання полягає в обґрунтуванні варіантів подальшої розробки родовища й визначенні величин поточних загальних запасів нафти й газу, з відокремленням запасів з невизначеним промисловим значенням. Економічне моделювання передбачає вивчення економіко-географічних параметрів родовищ нафти й газу, ринкових умов, умов надрокористування й аналіз результатів фінансово-господарської діяльності надрокористувача, що дає змогу визначити об'єми початкових і поточних добувних запасів нафти й газу, виділити балансові запаси, установити вартість запасів у надрах і виокремити дохід держави.

Ключові слова: *запаси, вартість, моделювання, кондиції, надрокористування.*

G. I. Rudko*, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Eng.), Professor (State Commission of Ukraine on Mineral Resources), office@dkz.gov.ua, ORCID-0000-0001-7752-4310,* ***I. R. Mykhailiv****, PhD (Geol.), Associate Professor (Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas), iramykhailiv@ukr.net*

STRUCTURE AND BASIC CONSTITUENTS OF THE GEOLOGICAL AND ECONOMICAL ESTIMATION OF THE EARTH CRUST'S OIL AND GAS BEARING AREAS

It is suggested to examine the geological and economical estimation of oil and gas deposits as complex research process which separate constituents, decide concrete tasks and substantially differ in the end results. The elements of geological, technological and economic design are analysed in detail in the article. That is send to determinate amounts and internalss of deposit supplies. A geological design includes realization of beds geometrizing, productive horizons properties determination, seals, fluids physical properties of the layer and completed by the certain volumes of the calculated first general volumes and resources, with their distribution into groups and classes. A technological design includes justified variants of further deposit development and finishing by determination of oil and gas current general supplies sizes, with an indefinite industrial value in supplies separation. An economic design includes the study of economical and geographical parameters of oil and gas deposit, market conditions, terms of subsoil use and analysis of subsoil user's financially-economic activity results, that allows to define the volumes of first and current extractive oil and gas volumes, balance supplies distinguish, set the cost of supplies and distinguish the state profit.

Keywords: *supplies, cost, design, standards, subsoil use.*

Геолого-економічну оцінку родовищ корисних копалин визначено Кодексом України про надра як обов'язковий складник процесу геологічного вивчення надр для забезпечення достовірності визначення кількості та якості запасів усіх корисних копалин і наявних у них компонентів і повноти вивчення геологічної будови надр, гірничотехнічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, яку затвердив Кабінет Міністрів України від 05.05.1997 № 432, визначає геолого-економічну оцінку ділянки надр як періодичний аналіз результатів кожної стадії геологічного й техніко-економічного вивчення ресурсів і запасів корисних копалин ділянки надр для встановлення або зміни їхнього промислового значення на підставі наявної на момент оцінки інформації про технологічні схеми, техніко-економічні показники й фінансові результати добування корисних копалин у межах такої ділянки.

Виділяють *детальну, попередню й початкову* геолого-економічні оцінки [1].

© Г. І. Рудько, І. Р. Михайлів, 2017, с. 29–38

Загальною метою геолого-економічних оцінок нафтогазоносних ділянок надр на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт є визначення доцільності й економічної ефективності інвестиційного проекту з їхнього промислового освоєння за найефективнішим варіантом.

Аналіз головних складників ГЕО. ГЕО проводять через імітаційне моделювання всього процесу розвідки, розробки, облаштування родовища, добування та реалізації продукції. Водночас має бути обґрунтовано геологічні, технологічні, екологічні, економічні та інші показники, що характеризують цей процес. Загалом головні складники ГЕО можна виокремити в блоки, кожен з яких виконує певні завдання, що суттєво відрізняються кінцевими результатами. Вони поєднують:

1. Геологічне моделювання.
2. Технологічне моделювання.
3. Економічне моделювання.

Окремим блоком треба виділити екологічне моделювання, оскільки під час виконання ГЕО обґрунтовують мінімально допустимий уміст шкідливих компонентів у вуглеводнях і супутніх водах та оцінюють вплив на навколишнє

середовище (ОВНС). Екологічному складнику ГЕО наукова спільнота приділяє нині неабияку увагу і його детально висвітлено у фаховій літературі.

ГЕО будь-якого рівня розпочинають з **геологічного моделювання** (рис. 1). Воно охоплює широке коло найважливіших питань, які має бути вирішено за результатами проведеного на родовищі комплексу пошукових, розвідувальних і дослідницьких робіт з обов'язковим урахуванням даних, отриманих за час експлуатації свердловин.

Геологічне моделювання спершу передбачає систематичне узагальнення й поглиблений аналіз даних, отриманих за час геологічного вивчення родовища (таблиця).

Відповідно до отриманих вихідних даних, для кожного виділеного покладу або продуктивного горизонту родовища потрібно встановити:

– особливості геологічної будови з визначенням положення нафтогазонасичених пластів у розрізі, місця їх злиття, виклинювання, заміщення; встановити положення й амплітуди зміщення тектонічних порушень;

– літолого-стратиграфічний розріз зі з'ясуванням літологічних особливостей, мінерального й гранулометричного складу колекторів, цементу; карбонатність і глинистість;

– положення контактів газ-нафта-вода в різних частинах покладу, контури нафтогазоносності, форму й розміри покладу;

– товщини (загальну, ефективну, нафтогазонасичену) продуктивного пласта в межах його виділення;

– пористість і тріщинуватість (кавернозність), проникність, початкову й залишкову нафто- і газонасиченість продуктивних пластів, геологічну макронеоднорідність продуктивних пластів (розчленованість і піскуватість розрізу в межах експлуатаційного об'єкта); типи колекторів;

– характер літологічних властивостей порід-покришок: речовинний склад, пористість, проникність та ін.;

– фізико-хімічні властивості пластової нафти, тиск насичення нафти газом, газовміст, густину, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, усадку, стисливість;

– фізико-хімічні властивості нафти, дегазованої до стандартних умов: радіоактивність, густину, кінематичну в'язкість, молекулярну масу; температуру кипіння, початок застигання й насичення нафти парафінами, процентний уміст парафінів, асфальтенів, силікагелевих смол, сірки, фракційний склад, компонентний склад;

– фізико-хімічні властивості газу: компонентний склад, густину відносно повітря й надстисливість;

– фізико-хімічні властивості конденсату: усадку сирого конденсату, кількість газу дегазації, густину, молекулярну масу, початок і кінець кипіння стабільного конденсату, компонентний і вуглеводневий склад, уміст парафінів, сірки, смол;

– фізико-гідродинамічні характеристики: фазові проник-

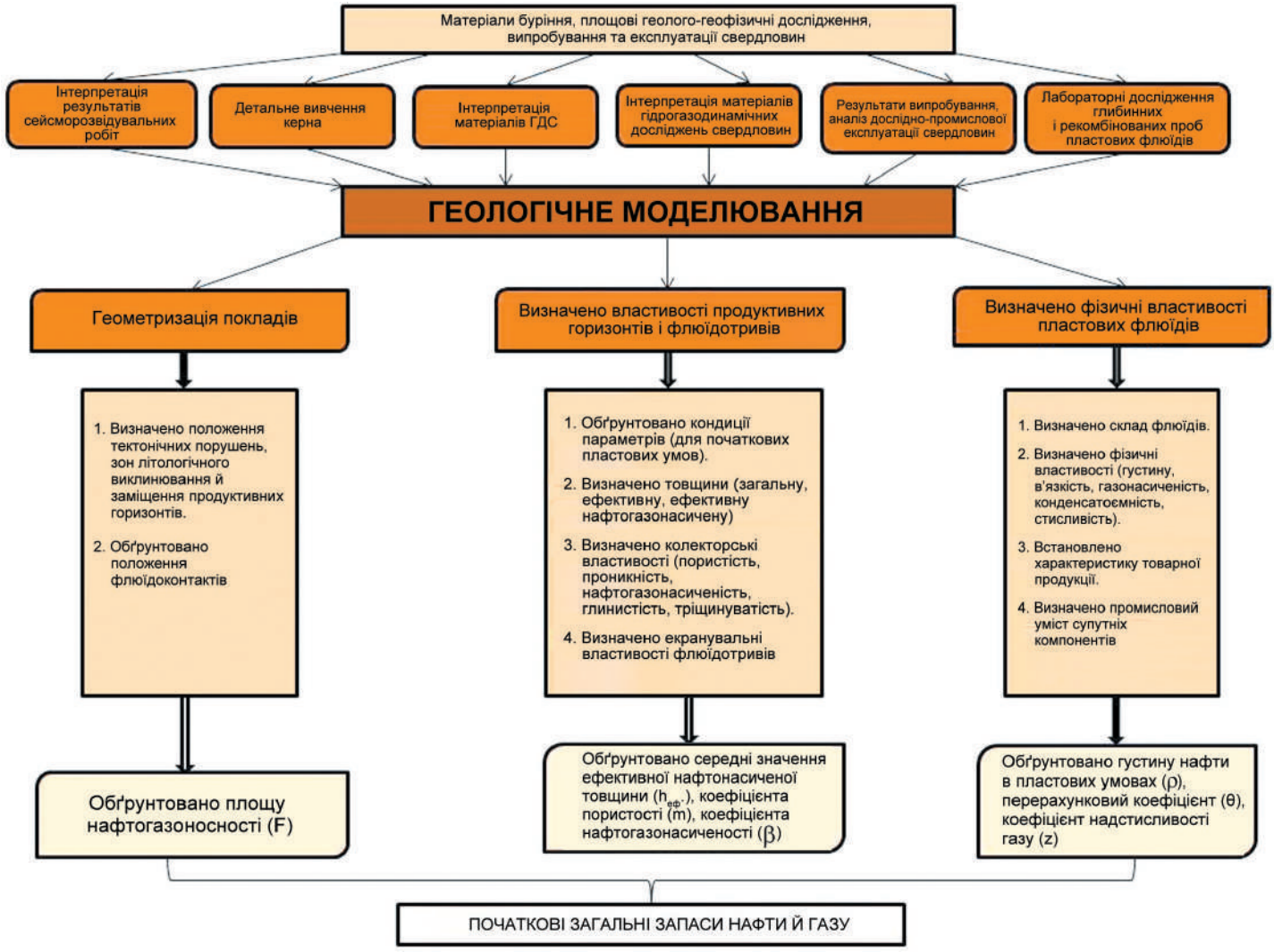


Рис. 1. Складники геологічного моделювання

Таблиця. Джерела інформації

№ з/п	Різновид робіт	Отримана інформація
1	Інтерпретація та переінтерпретація матеріалів сейсморозвідувальних робіт	Встановлено положення тектонічних порушень; створено структурні карти опорних сейсмічних горизонтів
2	Детальне вивчення відібраного керна	– визначено літологічні й петрографічні особливості гірських порід, їхнього мінерального складу, тип цементу; – встановлено фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів; – визначено екранувальні властивості покришок продуктивних пластів; – встановлено залежності між ємнісними, фільтраційними і нафтогазовіддавальними властивостями порід-колекторів
3	Інтерпретація та переінтерпретація матеріалів комплексу геофізичних досліджень у пробурених свердловинах	– виконано літологічне розчленування розрізу; – виділено продуктивні пласти з визначенням їхніх глибин залягання й загальних, ефективних та ефективних нафтогазонасичених товщин (у межах нафтової, водонафтової, газонафтової, газової і газоводної зон); – встановлено абсолютні позначки та глибини залягання ВНК, ГВК та ГНК; – з'ясовано значення відкритої пористості, проникності й нафтогазонасиченості порід-колекторів
4	Інтерпретація та переінтерпретація матеріалів комплексу спеціальних геофізичних досліджень у свердловинах (термометрія, дебітометрія, резистивіметрія та ін.)	– визначено інтервали припливів вуглеводнів; – встановлено абсолютні позначки та глибини залягання ВНК, ГВК та ГНК
5	Інтерпретація комплексу газо-гідродинамічних досліджень свердловин	– визначено фільтраційно-ємнісні характеристики порід-колекторів; – встановлено "робочі" частини продуктивних пластів; – визначено абсолютні позначки та глибини залягання ВНК, ГВК та ГНК
6	Дані, які отримано під час дослідно-промислової експлуатації свердловин	– визначено природний режим роботи продуктивних горизонтів; – встановлено початкові робочі дебіти нафти, газу й конденсату; – визначено робочі депресії
7	Аналіз результатів випробування продуктивних горизонтів (нафто-, газо- й водоносичених пластів)	– визначено характер насичення порід-колекторів; – встановлено положення контактів "газ-нафта-вода"; – визначено повну газоконденсатну характеристику пластової системи; – встановлено статичні рівні рідини, пластові та вибійні тиски й пластові температури
8	Лабораторні дослідження глибинних (за браком рекомбінованих) проб нафти	– визначено за стандартних умов фракційний і груповий склад; – визначено в пластових умовах компонентний склад: уміст силікагелевих смол, масел, асфальтенів, парафінів, сірки, металів; – визначено в'язкість і густину; – визначено величини тиску насичення нафти газом, розчинність газу в нафті, газовміст; – визначено температури застигання й початку кипіння, коефіцієнти пружності нафти
9	Лабораторні дослідження проб газу (вільного й розчиненого в нафті)	– визначено густину відносно повітря, теплоту згоряння; – встановлено вміст метану, етану, пропану, бутанів, С5 + вищих, а також гелію, сірководню, вуглекислого газу й азоту
10	Лабораторні дослідження проб стабільного конденсату	– визначено фракційний і груповий склад, уміст парафіну й сірки, густину і в'язкість у стандартних умовах, тиск початку конденсації
11	Лабораторні дослідження проб пластової води	– визначено хімічний склад підошовних і крайових підземних вод; – встановлено вміст йоду, брому, магнію, калію, літію, рубідію, цезію, стронцію, германію та ін.; – визначено склад розчиненого у воді газу, дебіти води, температуру, тиск, коефіцієнт пружності вод, газовміст та ін.
12	Матеріали експлуатації свердловин	– встановлено спосіб розробки продуктивного горизонту; – виділено експлуатаційні об'єкти; – визначено початкові робочі дебіти свердловин, депресію на пласт та робочий тиск; – обґрунтовано методи й способи підтримання пластового тиску; – визначено систему збирання, підготування та транспортування продукції

ності, коефіцієнт витіснення нафти водою (газом), змочуваність (гідрофобність/гідрофільність), які визначено на одному й тому самому зразку керна з наступним схарактеризуванням його мінерального складу та типу цементу;

– природний режим продуктивних пластів;

– експлуатаційну характеристику покладу: спосіб розробки, обґрунтування експлуатаційних об'єктів, початкові робочі дебіти свердловин, депресію на пласт, робочий тиск, потребу й змогу підтримання пластового тиску, характеристики роботи нагнітальних свердловин, транспорту, збирання й підготовки продукції, характеристик закачуваного у пласт робочого агента тощо;

– комплекс надійних і перевірених заходів щодо охорони надр і довкілля та утилізації відходів.

Наступним кроком є створення цілого комплексу графічних побудов для докладної характеристики кожного з продуктивних горизонтів, що дають досить ґрунтовне уявлення про закономірності поширення й залягання продуктивних пластів і особливості будови природного резервуара, склад нафти, газу й води, пластовий тиск і температуру:

– структурні карти покрівель і підошов основних продуктивних пластів,

– карти рівних товщин продуктивних пластів розрізу,

– карти пористості (якщо різниця величин пористості між свердловинами становить не менш як 10 % відносних),

– карти питомих нафтогазонасичених об'ємів для масивних і масивно-пластових покладів,

– геологічні розрізи, зокрема продуктивної частини,

– схеми кореляції колекторів масштабу 1:500 тощо.

Створюючи графічні побудови, потрібно зважати на дані щодо всіх пробурених свердловин. Виділяють об'єкти підрахунку залежно від кількості продуктивних горизонтів, тектонічної дислокованості структури та наявності/відсутності гідродинамічного зв'язку між покладами.

Ретельний аналіз отриманих упродовж геологічного вивчення родовища фактичних даних і створених графічних побудов дає змогу обґрунтувати кількість підрахункових об'єктів і виділити межі поширення запасів і ресурсів різних категорій (C_3,C_2 та C_1).

Що стосується методу підрахунку запасів, то зазвичай використовують об'ємний метод як головний, однак можуть обґрунтовувати й контрольні.

Використовуючи об'ємний метод, початкові загальні $Q_{поч}$ (млн т) запаси нафти обчислюють за формулою [2]

$$Q_{поч} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_н \cdot \rho \cdot \theta, \quad (1)$$

де F – площа нафтоносності, м^2,

h – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м,

m – коефіцієнт відкритої пористості, част. од.,

$\beta_н$ – коефіцієнт нафтонасиченості, част. од.,

$\rho_н$ – густина нафти в поверхневих умовах, кг/м^3,

θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти.

Величину добувних запасів визначають через добуток підрахованих загальних запасів на коефіцієнт вилучення нафти η.

Для підрахунку початкових загальних запасів вільного газу $Q_{поч}$ (млрд м^3) формула об'ємного методу має дещо інший вигляд [2]

$$Q_{поч} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_г \cdot f \cdot (P_{поч} \cdot \alpha_{поч} - P_{кін} \cdot \alpha_{кін})/P_{ст}, \quad (2)$$

де F – площа газоносності, м^2,

h – ефективна газонасичена товщина пласта, м,

m – коефіцієнт відкритої пористості, част. од.,

$\beta_н$ – коефіцієнт газонасиченості, част. од.,

F – температурна поправка для приведення газу до стандартної температури 20 °С,

$P_{поч}$ – початковий пластовий тиск на середину покладу газу, МПа,

$P_{кін}$ – кінцевий середній залишковий тиск у покладі зі встановленням на гирлі нормального атмосферного тиску, МПа,

$\alpha_{поч}$, $\alpha_{кін}$ – поправки на відхилення газу від закону Бойля-Маріотта (зворотна величина коефіцієнта надстисливості) відповідно для тисків $P_{поч}$, $P_{кін}$,

$P_{ст}$ – стандартний тиск, МПа ($P_{ст}$=0,101325 МПа).

Величину добувних запасів газу визначають, так само як і нафти, через добуток загальних запасів на коефіцієнт вилучення η.

Відповідно до вищевказаного, основні завдання геологічного моделювання полягають у такому:

1) геометризація покладів;

2) визначення властивостей продуктивних горизонтів і флюїдотривів;

3) визначення фізичних властивостей пластових флюїдів.

Тобто обґрунтовують потрібні підрахункові параметри, що входять у формули (1) та/або (2).

Отже:

1) ***геометризація покладів та обґрунтування площі нафтоносності (F)***. Особливу увагу приділяємо обґрунтуванню положення флюїдоконтактів. Для цього узагальнюємо матеріали випробування всіх свердловин щодо кожного з об'єктів випробування (глибини, абсолютні позначки об'єктів випробування, отримана продукція, її дебіти тощо). Обов'язково має бути враховано результати інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) за всіма пробуреними на поклад (продуктивний горизонт) свердловинами. Положення зовнішніх флюїдоконтактів можна визначити на абсолютних позначках нижніх отворів перфорації (нижня границя встановленої продуктивності – НГВП), на абсолютних позначках підошви останнього нафто(газо)насиченого пласта у свердловині або на абсолютних позначках середини відстані між підошвою останнього нафто(газо)насиченого пласта й покрівлею першого водонасиченого пласта у свердловинах. Установлюємо також положення внутрішнього контуру нафтогазоносності, для чого складають карту підошви продуктивного горизонту. Визначаючи площу нафтогазоносності, треба також обґрунтовувати положення тектонічних порушень, меж соляних штоків, літологічних заміщень і виклинювань продуктивних горизонтів. Межу виклинювання проводимо на середині відстані між продуктивними й непродуктивними свердловинами [3].

Завдання з геометризації покладів вважають виконаними, коли обґрунтовано значення величини площі нафтогазоносності щодо кожного підрахункового об'єкта.

2) ***властивості нафтовміщувальних порід та обґрунтування значень ефективної нафтогазонасиченої товщини (h), коефіцієнта відкритої пористості (m) та коефіцієнта нафтогазонасиченості (β).***

Середнє значення нафто(газо)насиченої товщини визначаємо за допомогою створених карт ізопахіт (ефективних і ефективних нафтонасичених). Спочатку для всіх свердловин, що розкрили продуктивний пласт, за даними інтерпретації ГДС визначаємо товщини проникних і пористих прошарків, які згодом сумуємо в єдине значення по свердловині. Методом трикутників створюємо карту ефективних товщин з відбиттям на ній положення внутрішнього й зовнішнього контурів нафтоносності. У межах внутрішнього контуру ефективні нафтонасичені товщини будуть рівні ефективним, а в міжконтурній зоні проводимо інтерполяцію, унаслідок якої вимальовується зміна ефективних нафтонасичених товщин до нуля на зовнішньому контурі. Після цього зважуванням по площі визначаємо середнє значення ефективної нафтонасиченої товщини [4] за формулою

$$h_{сер.зв.} = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \ldots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \ldots + f_n}, \quad (3)$$

де h_1, h_2, h_n – середня ефективна нафтонасичена товщина пласта між двома сусідніми ізопахітами на карті ефективної нафтонасиченої товщини, м,

f_1, f_2, f_n – площі ділянок між двома сусідніми ізопахітами на карті, м^2.

Коефіцієнти відкритої пористості та нафтогазонасиченості зазвичай визначають як середньозважені за товщиною продуктивного горизонту, використовуючи формулу

$$m_{сер.зв.} = \frac{m_1 h_1 + m_2 n_2 + m_3 h_3 + \ldots + m_n h_n}{h_1 + h_2 + h_3 + \ldots + h_n} = \frac{\Sigma m_i h_i}{\Sigma h_i}, \quad (4)$$

де m_1, m_2, m_3, m_n – середнє значення параметра (у цьому випадку пористості) у межах відповідних інтервалів, %,

h_1, h_2, h_3, h_n – товщина відповідного інтервалу, м.

Однак спочатку визначаємо і обґрунтовуємо граничні (кондиційні) значення і до уваги беремо лише ті прошарки, для яких параметри є вищими за кондиційні. У розрізах усіх продуктивних свердловин за даними інтерпретації матеріалів ГДС для виділених прошарків порід-колекторів визначаємо значення пористості й нафтогазонасиченості. У разі, якщо різниця величин пористості й насиченості між свердловинами становить більше ніж 10 % відносних, середні значення параметрів приймаємо зважуванням по площі. Відповідно складаємо потрібні карти [5].

Завдання з визначення властивостей нафтовмісних порід вважають виконаними, коли обґрунтовано величини серед-

ніх значень ефективної нафтогазонасиченої товщини, коефіцієнта відкритої пористості та коефіцієнта нафтогазонасиченості кожного підрахункового об'єкта.

3) ***визначення фізичних властивостей рідин і газів та обґрунтування густини нафти (ρ), перерахункового коефіцієнта (Θ) та поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта (α).*** Визначення властивостей проводимо для пластових і стандартних умов. Визначаємо склад, густину, в'язкість нафти, газу й конденсату, газовміст, об'ємний коефіцієнт пластової нафти, коефіцієнт стисливості газу. Потрібно також установити товарну характеристику нафти, конденсату й газу, а саме: теплоту згоряння, уміст сірки, мастил, парафіну, води, хлористих солей, механічних домішок. Наводимо методику їхнього визначення.

Завдання вважають виконаними, коли обґрунтовано величини густини нафти у поверхневих умовах, перерахункового коефіцієнта, коефіцієнта надстисливості для флюїдів кожного підрахункового об'єкта.

Після того, як обґрунтовано всі потрібні підрахункові параметри, виконуємо певну сукупність арифметичних дій за формулою М. А. Жданова і, тим самим, отримуємо величини початкових загальних запасів (ресурсів) нафти й газу різних категорій.

Кінцевим результатом геологічного моделювання є об'єми підрахованих запасів і ресурсів щодо кожного з виділених об'єктів підрахунку з їхнім розподілом за групами й класами. Чимале значення має також інформація про перспективи родовища, що в цьому випадку слугує основою не лише прогнозування дальшого видобутку, а й окреслення способів нарощування ресурсної бази загалом.

Підрахунок запасів та оцінку перспективних ресурсів нафти, газу, конденсату й наявних у них компонентів виконуємо на визначену дату, до того ж визначаємо:

– загальні запаси та ресурси вуглеводнів і корисних компонентів, які за даними геологічного вивчення виявлено або на які очікують на місці залягання;

– добувні запаси (ресурси), що є часткою загальних запасів (ресурсів), видобуток і перероблення яких є економічно доцільним за умови раціонального використання сучасних техніки й технології та дотримання вимог до охорони надр і довкілля.

У цьому контексті можна вважати, що геологічне моделювання завершено.

Технологічне моделювання (рис. 2) виконуємо одночасно з геологічним. Його процедуру досить докладно описано у фаховій літературі, тож у цій праці розглядатимемо його побіжно.

Вихідними даними для технологічного моделювання є сучасний стан і технічна характеристика фонду експлуатаційних свердловин, результати газогідродинамічних досліджень свердловин та матеріали їхньої експлуатації. Істотну увагу приділяємо характеристиці системи збирання, підготовки та транспортування нафти й газу.

У процесі технологічного моделювання потрібно:

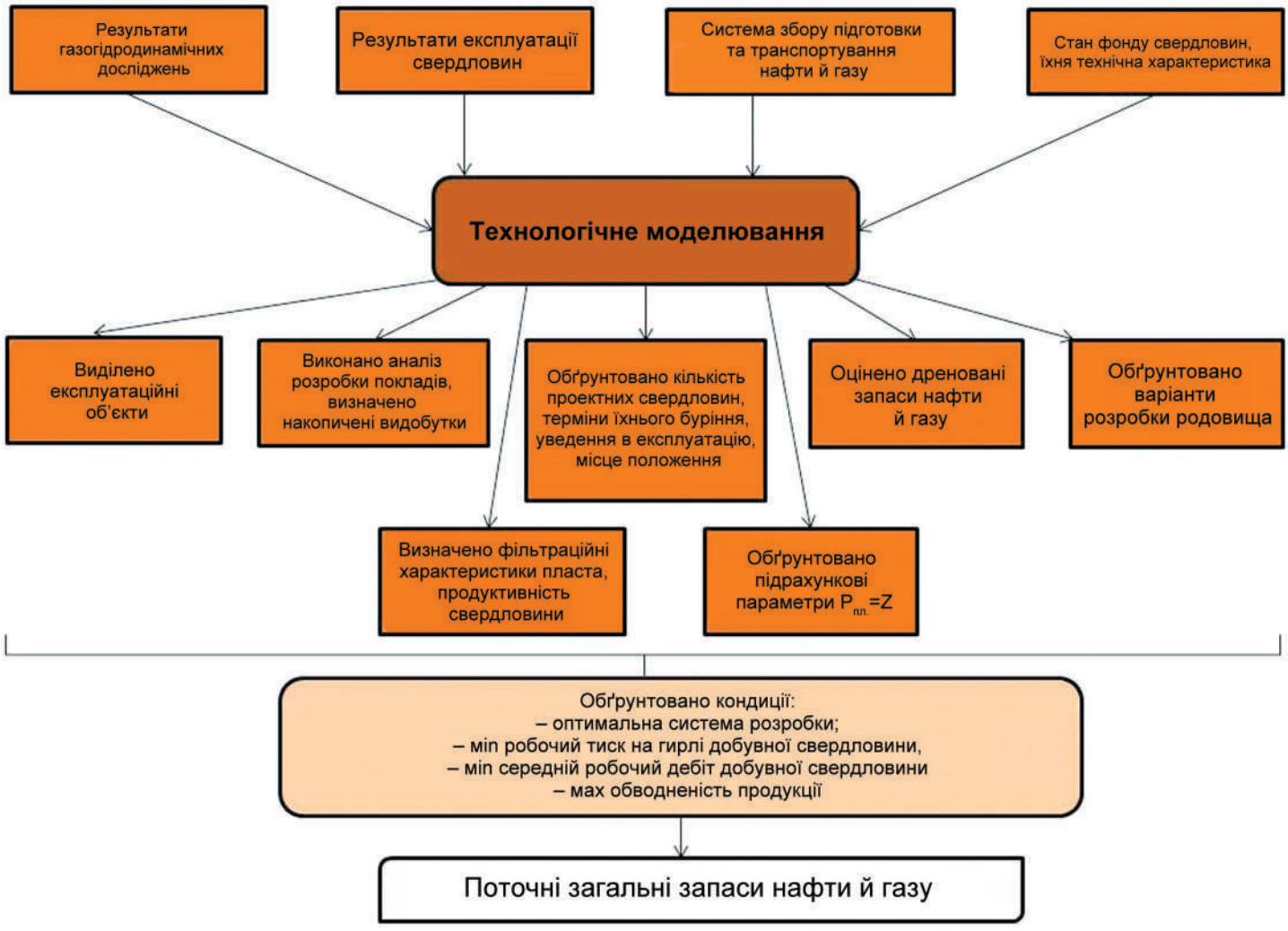


Рис. 2. Складники технологічного моделювання

– визначити фільтраційні характеристики продуктивних горизонтів і встановити продуктивність свердловин;

– обґрунтувати або уточнити деякі підрахункові параметри (наприклад, початковий пластовий тиск або коефіцієнт надстисливості газу). Величину початкового пластового тиску обґрунтовуємо лише для газових, газоконденсатних і газових частин нафтових покладів. Будуємо епюру пластового тиску, за якою визначаємо значення на середину продуктивного пласта;

– оцінити дреновані запаси нафти й газу;

– виконати аналіз розробки продуктивних горизонтів, визначити ступінь виробленості запасів та обрахувати накопичені видобутки нафти й газу;

– виділити експлуатаційні об'єкти;

– обґрунтувати варіанти подальшої розробки родовища до завершення технологічного періоду;

– обґрунтувати кількість проектних свердловин, терміни їхнього буріння, уведення в експлуатацію та місцеположення.

Унаслідок технологічного моделювання має бути обґрунтовано такі кондиції, як:

– мінімальний робочий тиск на гирлі свердловини, що працює;

– мінімальний середній дебіт добувної свердловини;

– максимальну обводненість продукції;

– оптимальну систему розробки родовища.

Працюючи над розробленням цього блока потрібно також підготувати рекомендації з контролю і спостережень за експлуатацією покладів, з інтенсифікації видобутку нафти й газу та переведення експлуатаційних свердловин на продуктивні горизонти, що залягають вище й нижче.

У процесі технологічного моделювання особливу увагу приділяємо вибору та обґрунтуванню системи розробки кожного з виділених експлуатаційних об'єктів за декількома варіантами (сценаріями ведення робіт), які між собою мають відрізнятись обсягами проектного експлуатаційного буріння, методами підтримання пластового тиску (ППТ), способами експлуатації свердловин, що відповідно зумовить різні величини проектних річних видобутків нафти й газу та проектні терміни розробки. Обов'язковим є проектування системи розробки за так званим базовим варіантом, тобто наявним фондом експлуатаційних свердловин у режимі ППТ (за умови застосування) або на виснаження пластової енергії.

За результатами технологічного моделювання має бути:

– обґрунтовано варіанти подальшого розробки родовища;

– частково розподілено запаси на класи (відокремлюємо запаси з невизначеним промисловим значенням);

– визначено величини поточних загальних запасів нафти й газу.

Економічне моделювання (рис. 3) у цьому випадку – кінцева частина ГЕО, яка прямо залежить від результатів, от-

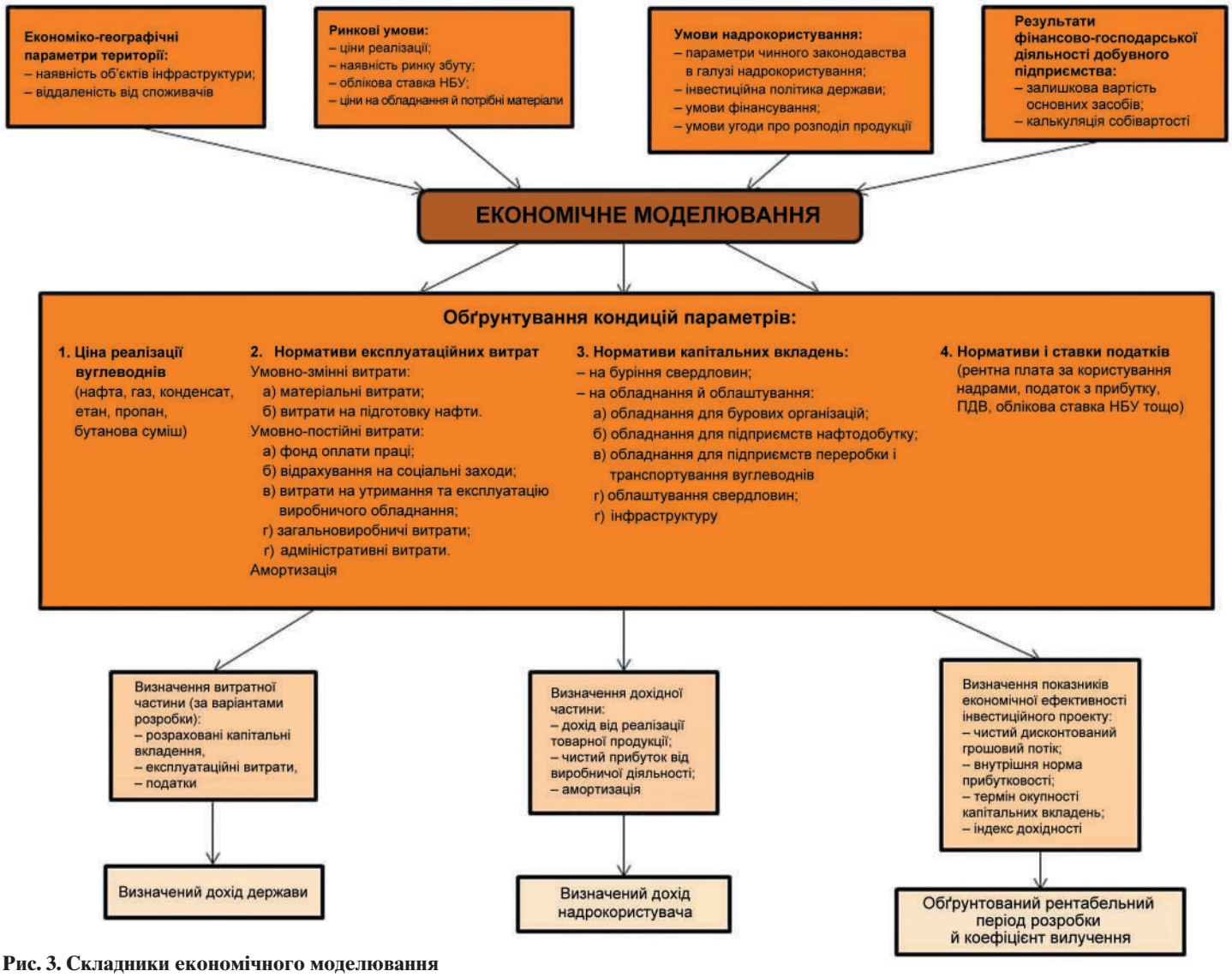


Рис. 3. Складники економічного моделювання

риманих під час геологічного та технологічного моделювання. Його головним завданням є визначення вартості запасів (ресурсів) нафти й газу в надрах. Для цього за комплексом обґрунтованих показників виділяємо рентабельні періоди розробки об'єктів за різними варіантами, обґрунтовуємо проектні значення коефіцієнтів вуглеводневилучення та виділяємо групу балансових запасів.

Методологічно оцінка вартості запасів нафти й газу ґрунтується на аналізі потоків грошових коштів, що відповідає сучасній практиці оцінки ефективності інвестиційних проектів [6].

Вихідні дані для економічного моделювання можна згрупувати до таких:

1) економіко-географічні параметри території, на якій розміщене родовище нафти й газу; вони визначають структуру та обсяг витрат на освоєння запасів і поєднують:

– навколишню економічну інфраструктуру та рівень освоєності території;

– наявність енергетичних, матеріальних, трудових ресурсів і транспортних артерій;

– характеристику споживача (промислові підприємства, населення, сезонність споживання тощо) та віддаленість від споживача.

2) ринкові умови; вони визначають величину доходу, який можна отримати в перспективі внаслідок освоєння об'єктів, і охоплюють:

– ціни реалізації вуглеводнів та їхніх супутніх компонентів;

– наявність ринку збуту;

– ціни на обладнання та потрібні матеріали;

– облікову ставка НБУ.

3) умови надрокористування; вони визначають розподіл очікуваного доходу між учасниками процесу і містять:

– параметри чинного законодавства в галузі надрокористування;

– інвестиційну політику держави;

– умови фінансування (інвестування);

– умови угоди про розподіл продукції.

4) результати фінансово-господарської діяльності нафтогазодобувного підприємства; вони визначають обсяг витрат на освоєння запасів і поєднують:

– калькуляцію витрат на видобуток одиниці продукції;

– залишкову вартість основних засобів.

Унаслідок аналізу всіх вихідних даних обґрунтовують кондиції таких параметрів, як:

– ціна реалізації нафти, газу, конденсату, етану, пропан-бутанової суміші тощо. У розрахунках обов'язковим є застосування чинних (останніх) цін на відповідний різновид та сорт вуглеводневої продукції, що склалися на товарних біржах. Відповідно для нафти й газу ціну реалізації визначають за даними аукціонів з продажу енергоресурсів на Українській міжбанківській валютній біржі, а для природного газу – за даними Прейскуранта НАК "Нафтогаз України" для промислових споживачів за умови сплати під час або після його постачання;

– нормативи експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів. Встановлюють за результатами фінансово-господарської діяльності надрокористувача, що здійснюватиме роботи на родовищі; приймають на основі фактичних даних за попередній календарний рік або певну кількість місяців поточного року; ціни на матеріали, паливно-енергетичні та інші ресурси приймають на рівні дійсних на момент оцінки ринкових цін;

– нормативи капітальних вкладень у розробку родовища встановлюють на основі фактичних витрат надрокористувача, а ціни на обладнання, роботи й послуги приймають на рівні дійсних на момент оцінки ринкових цін;

– нормативи податків приймають згідно з чинним законодавством. Ставка податку на додану вартість відповідно до ст. 193.1 Податкового кодексу України становить 20 %, ставка податку на прибуток згідно зі ст. 136.1 – 18 %, ставки рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин приймають відповідно до ст. 252.20, залежно від різновиду корисних копалин (нафта, газ, конденсат) та глибини їхнього залягання (до або понад 5000 м). Норматив рентної плати визначають у відсотках від фактичної ціни реалізації, яка для нафти й конденсату дорівнює середній ціні одного бареля нафти "Urals", перерахованій у гривні за тонну за курсом НБУ станом на 1 число місяця, що настає за податковим (звітним) періодом (надає центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику економічного розвитку), для газу природного – середній митній вартості імпортного природного газу, що склалася в процесі його митного оформлення під час увезення на територію України за податковий (звітний) період (обчислює центральний орган виконавчої влади, що втілює в життя державну податкову й митну політику та передає центральному органу виконавчої влади, що здійснює державну політику економічного розвитку) [7].

За обґрунтованими кондиціями підраховують витратну й дохідну частини інвестиційного проекту (у нашому випадку – варіанта розробки родовища). Водночас до витратної частини зараховують визначені за варіантами капітальні вкладення в експлуатацію родовища, обраховані експлуатаційні витрати на видобуток та суму обов'язкових податків і платежів до бюджетів різних рівнів.

Визначення ***капітальних вкладень*** на перспективу має бути обґрунтованим, забезпечувати заплановані обсяги виробництва з огляду на технологічну структуру основних засобів, досягнутий рівень забезпеченості підприємств, фізичний стан виробничих засобів і наявність потрібного обсягу коштів.

Капітальні вкладення на виконання комплексу проектних робіт визначаємо згідно з обґрунтованим сценарієм їхнього ведення на весь технологічний період, залежно від типу родовища вуглеводнів – нафтове або газове.

Капітальні вкладення на облаштування й видобуток з нафтових об'єктів розраховуємо за роками видобутку за такими статтями:

1) на буріння свердловин (пошукових, розвідувальних, добувних, резервних та ін.);

2) на обладнання й облаштування:

– бурових організацій;

– підприємств нафтодобутку;

– підприємств перероблення й транспортування вуглеводнів;

– інфраструктуру.

Капітальні вкладення на облаштування й видобуток з газових об'єктів розраховують за роками за такими напрямами:

1) витрати на буріння свердловин;

2) витрати на облаштування, зокрема на:

– обв'язування свердловин;

– технологічне обладнання (устаткування комплексного підготування газу, газозбірні пункти, холодильні машини, компресорні станції тощо);

– будівництво трубопроводів (шлейфів, конденсатопроводів, інгібіторопроводів тощо).

Капітальні вкладення за статтями витрат на виконання проектних робіт на родовищі визначаємо через добуток обґрунтованих нормативів капітальних вкладень на відповідні їм обсяги робіт.

Експлуатаційні витрати на видобуток вуглеводнів розраховуємо за роками видобутку для таких елементів витрат:

1) умовно-змінні витрати, залежні від рівня видобутку нафти (розчиненого, вільного газу та конденсату), які охоплюють:

– матеріальні витрати (допоміжні матеріали, паливо, електроенергію тощо);

– витрати на підготовку нафти (розчиненого, вільного газу та конденсату);

– витрати на транспортування нафти (розчиненого, вільного газу та конденсату).

2) умовно-постійні витрати, залежні від кількості свердловин, які поєднують:

– фонд оплати праці;

– відрахування на соціальні заходи;

– витрати на утримання й експлуатацію виробничого обладнання;

– загальновиробничі витрати;

– адміністративні витрати.

3) амортизаційні відрахування на відновлення основних засобів (свердловин і об'єктів облаштування).

4) рентну плату за використання надр.

Окремими статтями можна додавати витрати на оренду свердловин, поточні ремонти свердловин, відрахування на утримання доріг, відрахування до інноваційного фонду тощо.

Поточні (щорічні) умовно-змінні витрати визначаємо через добуток відповідних нормативів умовно-змінних витрат на річні видобутки вуглеводнів, умовно-постійні витрати – через добуток відповідних нормативів умовно-постійних витрат на кількість добувних свердловин.

Амортизація об'єктів облаштування і свердловин входить до собівартості видобутку, однак у подальшому амортизаційні кошти треба використовувати для відтворення основних засобів.

Обчислюють амортизаційні відрахування як для об'єктів облаштування, так і для свердловин прямолінійним методом (річну суму амортизації визначають діленням первісної вартості на строк корисного використання) відповідно до груп основних засобів та термінів їхнього мінімально допустимого використання (ст. 138.3.3 ПК). Для наявних об'єктів облаштування і пробурених свердловин амортизаційні відрахування обчислюють на їхню залишкову вартість, для нововведених об'єктів, зокрема свердловин, амортизаційні відрахування визначають, починаючи з року введення їх в експлуатацію. У такому разі амортизаційні відрахування обчислюють на первісну вартість.

Рентна плата за використання надр як загальнодержавний обов'язковий платіж входить до собівартості видобутку нафти й газу. Визначають через добуток нормативу на товарну кількість нафти (вільного, розчиненого газу, конденсату). Товарна нафта (газ, конденсат) – це зібрана зі свердловин та підготовлена певним чином видобута продукція, яку призначено для постачання споживачам і яка узгоджується з вимогами нормативних документів щодо її якості. Об'єм товарної продукції визначаємо під час технологічного моделювання.

Дохідна частина проекту міститиме визначені доходи від реалізації товарної продукції та чистий прибуток від виробничої діяльності.

Дохід від реалізації продукції характеризує загальну суму коштів, яка надходить до підприємства за певний період, яку за умови сплати податків можна використати на споживання та інвестування і яка є загальною сумою доходів від реалізації (у нашому випадку нафти, газу та конденсату) без вирахування непрямих податків (податку на додану вартість). Визначають як добуток ціни відповідної продукції (нафти, газу, конденсату) на її товарну кількість.

Чистий дохід – визначають унаслідок вирахування з доходу від реалізації продукції податку на додану вартість.

Прибутком називають суму, на яку доходи перевищують пов'язані з ним витрати, він є головною метою діяльності й головним джерелом розвитку підприємства.

Валовий прибуток – визначають як різницю між чистим доходом від реалізації продукції та собівартістю реалізованої продукції.

Чистий прибуток – визначають через вирахування з валового прибутку суми податку на прибуток.

Оскільки прибуток показує абсолютний результат (ефект) діяльності без урахування використаних ресурсів, його доповнюють визначенням *рентабельності продукції* – відносним показником, котрий у загальній формі обчислюють як відношення прибутку до експлуатаційних витрат.

Оскільки оптимальний варіант розробки родовища вибирають за величиною накопиченого дисконтованого грошового потоку, то в інвестиційному проекті визначають такі показники ефективності, як чиста теперішня вартість (дисконтований грошовий потік), термін окупності капітальних вкладень, індекс дохідності (рентабельності) проекту та внутрішня норма прибутковості.

Відповідно до вищевказаного під *грошовим потоком* розуміємо різницю між кількістю отриманих (чистий прибуток і амортизація) і витрачених (капітальні вкладення) грошей, тобто фактичні чисті готівкові кошти, які отримує підприємство в процесі своєї діяльності. Оскільки визначаємо та зіставляємо економічні показники зважаючи на чинник часу, то для дисконтування отриманих грошових потоків використовуємо облікову ставку НБУ.

Приведення різночасових грошових потоків виконуємо на рік початку видобутку ВВ й отримання доходу від реалізації продукції. Отже, дисконтований грошовий потік визначаємо за формулою [8]

$$\mathrm{D}CF = \frac{CF}{(1+d)^{T-t}}, \qquad (5)$$

де DCF – дисконтований грошовий потік, грн,

CF – поточний грошовий потік, грн,

d – ставка дисконтування (облікова ставка), %,

T – поточний рік розробки родовища,

t – перший рік розробки родовища.

Також потрібно визначити:

– *індекс рентабельності*, який характеризує наскільки збільшиться капітал інвестора з розрахунку на одиницю витрат і який визначаємо як відношення суми дисконтових грошових потоків, отриманих унаслідок реалізації інвестиційного проекту, до суми дисконтових витрат, потрібних для його втілення в життя;

– *внутрішню норму рентабельності*, що є ставкою дисконтування, для якої значення дисконтових доходів дорівнює дисконтовим витратам, тобто це гранична ефективність інвестицій, оскільки дає змогу визначити граничне значення норми доходу, яке поділяє інвестиції на прийнятні та невигідні;

– *термін окупності*, що вказує на кількість базових періодів, за яку вихідну інвестицію буде повністю відшкодовано

коштом грошових надходжень, що генеруються проектом. Визначаємо за дисконтовим грошовим потоком на рік, коли він набуває додатного значення.

Ефективність запропонованих варіантів розробки родовища (покладу, експлуатаційного об'єкта) визначаємо власне розміром накопиченого дисконтового (приведеного) грошового потоку. Тож вибираючи оптимальний варіант розробки (промислового освоєння) родовища, перевагу віддаємо варіанту з максимальною величиною накопиченого грошового потоку в разі додатного значення накопиченого дисконтового грошового потоку [8]. У такий спосіб визначають рентабельний період розробки родовища й проектний коефіцієнт вилучення нафти, газу та конденсату.

Також одним з критеріїв економічної ефективності розробки родовищ нафти й газу є сумарний економічний ефект, на який очікують унаслідок реалізації добутої продукції і який розподіляють таким чином:

1) дохід держави, який дорівнює сумі всіх різновидів платежів і податків;

2) дохід надрокористувача, який здійснює роботи на об'єкті, що дорівнює отриманому чистому прибутку та амортизаційним відрахуванням.

Отже, унаслідок економічного моделювання має бути визначено:

– вартість запасів у надрах – величину дисконтового грошового потоку;

– дохід держави у вигляді надходжень до бюджетів і державних цільових фондів;

– початкові й поточні добувні запаси нафти і газу;

– балансові запаси нафти й газу.

Підсумовуючи вищевказане зазначимо, що досить проста на перший погляд структура ГЕО виливається в комплексний науково-дослідний процес (рис. 4), спрямований на аналіз усіх можливих конкурентоспроможних варіантів інвестиційного проекту з підрахунку й промислового освоєння запасів корисних копалин родовища і вибирання з-поміж них найраціональнішого – оптимального варіанта.

ЛІТЕРАТУРА

1. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр. Затв. постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. – № 432.http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/432-97-п.

2. *Жданов М. А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа/М. А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 456 с.

3. *Борисенко З. Г.* Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1980. – 206 с.

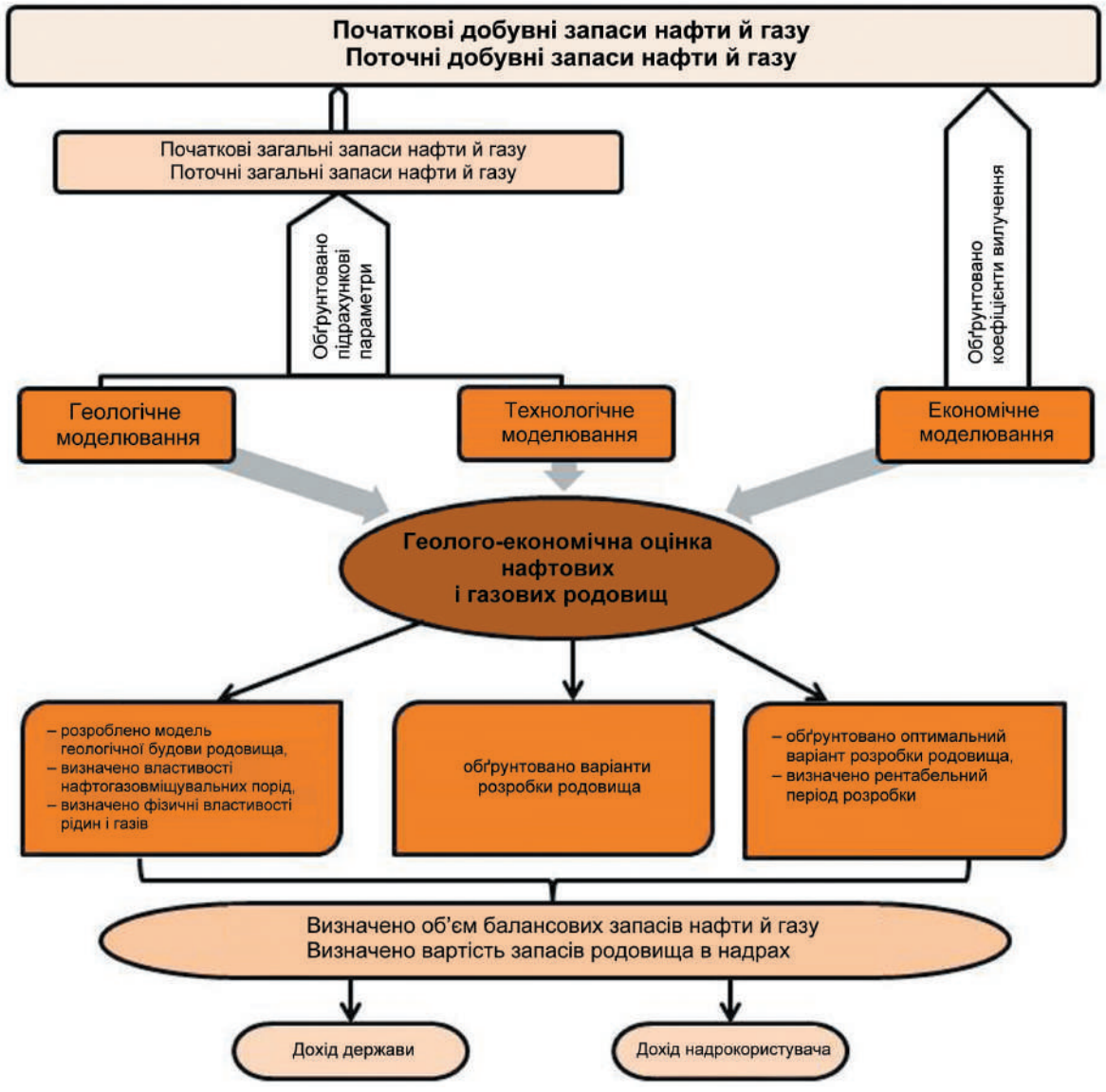


Рис. 4. Складники геолого-економічної оцінки нафтових і газових родовищ

4. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник/Рудько Г. І., Ляху М. В., Ловинюков В. І., Багнюк М. М., Григіль В. Г. – За заг. ред. Г. І. Рудька. – Київ – Чернівці: Букрек, 2016. – 592 с.

5. *Інструкція* із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. Затверджено наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин відр. № 46. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24.07.1998 р. за № 475/2915/Державна комісія України по запасах корисних копалин. – К., 1998.

6. *Витвицький Я. С., Витвицька У. Я., Метошоп І. М., Михайлів І. Р.* Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ. Монографія/За ред. Я. С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.

7. Аналіз і розробка інвестиційних проектів: навчальний посібник/І. І. Цигилик, С. О. Кропельницька, М. М. Білий, О. І. Мозіль. – Київ: Центр навчальної літератури, 2005. – 160 с.

8. *Податковий* кодекс України. http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2755-17.

9. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтуваня кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу/Затв. Держ. Комісією України по запасах корисних копалин. – Київ, 2006.

REFERENCES

1. Minerals supplies and resources Classification of the subsurface state fund. App. by the decision of the Ukraine's Cabinet of Ministers the fifth of May, 1997. – № 432. http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/432-97-п. (In Ukrainian).

2. *Zhdanov M. A.* Oil and gas field geology and Calculation of oil and gas reserves/M. A. Zhdanov. – Moskva: Nedra, 1981. – 456 p. (In Russian).

3. *Borysenko Z. G.* Methods of oil and gas beds reservoirs geometrizing. – Moskva: Nedra, 1980. – 206 p. (In Russian).

4. Oil and gas supplies count: tutorial/Rudko H. I., Liakhu M. V., Lovyniukov V. I., Bahniuk M. M., Hryhil V. H./Under red. H. I. Rudko. – Kyiv – Chernivtsi: Bukrek, 2016. – 592 p. (In Ukrainian).

5. Instruction from application of minerals supplies and resources Classification of the sud soil state fund to geological and economical resources study of the perspective areas and supplies of oil and gas deposits. It is ratified by an order of the minerals supplies Ukrainian state commissions № 46. It is registered in Ukrainian Ministry of Justice in 24.07.1998 after № 475/2915/the minerals supplies State commission. – Kyiv, 1998. (In Ukrainian).

6. *Vytvytskyi Ya. S., Vytvytska U. Ya., Metoshop I. M., Mykhailiv I. R.* An estimation of investments efficiency in exploration and development of the oil-fields. Monograph/After red. Ya. S. Vytvytskyi – Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2006. – 248 p. (In Ukrainian).

7. Investment projects analysis and development: tutorial/I. I. Tsyhylyk, S. O. Kropelnytska, M. M. Bilyi, O. I. Mozil. – Kyiv: Tsentr navchalnoi literatury, 2005. – 160 p. (In Ukrainian).

8. Tax code of Ukraine http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2755-17. (In Ukrainian).

9. Position about the order of technical and economical justification standards for the oil and gas deposits supplies count/App. by Minerals supplies State commission of Ukraine. – Kyiv, 2006. (In Ukrainian).

Рукопис отримано 19.09.2017.

ПАМ'ЯТІ ВІКТОРА ПЕТРОВИЧА ЛЕБЕДЯ



6 січня 2018 року мало виповнитися 80 років з дня народження кандидату геологічних наук Вікторові Петровичу Лебедю.

Народився Віктор Петрович у невеликому містечку Кобеляках Полтавської області у звичайній українській родині. Дитинство його, як і всіх його однолітків, було обпалене війною.

Батько, Петро Дем'янович, у роки лихоліття брав активну участь у партизанському русі, а мати, Марія Антонівна, з трьома дітьми – Віктором, Лідією та Юрієм перебувала в евакуації в місті Новохоперську (Воронезька обл., Росія).

Після війни повернулися додому в Україну і 1946 року Віктор Лебідь пішов до першого класу.

Закінчивши школу, працював слюсарем у новгород-сіверському МТС у Чернігівській області, а відтак доля занесла до міста Молотова (нині Перм), де працював експедиційним робітником ІІІ розряду в Серебрянському загоні.

Романтична натура поволі підштовхнула до обрання професії і 1957 року він стає студентом Пермського державного університету, який з успіхом закінчує 1962 року й знову повертається в Україну.

8 грудня 1962 року дипломованого фахівця прийняли до Чернігівської експедиції УкрНДГРІ в тематичну партію № 8-ч на посаду техніка-геолога. З 1 травня 1964 року призначили інженером-геологом цієї ж партії.

Професійна діяльність В. П. Лебедя склалася досить успішно, він упевнено крокував кар'єрними сходами, вийшовши на заслужений відпочинок з посади провідного наукового співробітника.

23 жовтня 1975 р. Віктор Петрович захистив кандидатську дисертацію та здобув науковий ступінь кандидата геологічних наук.

Творчий доробок ученого становить понад 200 публікацій у різних фахових виданнях, приблизно 30 фондових праць, в яких він був автором та співавтором.

Віктора Петровича неодноразово нагороджували грамотами, подяками та відзнаками. З-поміж них особливо дорогими для нього були звання "Почесний розвідник надр" і медаль ім. В. І. Лучицького.

Останні творчі роки В. П. Лебідь присвятив себе досить складній і водночас цікавій темі – вивченню кори вивітрювання й кристалічного фундаменту північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Він один з перших і небагатьох, хто досяг у цьому напрямі певних успіхів та залишив після себе велике наукове надбання.

В особистому житті В. П. Лебідь був щасливою людиною, мав добру, люблячу дружину Тамару Володимирівну, котра подарувала йому двох прекрасних синів – В'ячеслава та Вадима, яких вони гідно виховали.

9.11.2017 р. урвалося життя Віктора Петровича. Колектив УкрДГРІ та геологічна громадськість глибоко сумують і висловлюють щирі співчуття родині.