



**І. Г. Фадєєва,**  
кандидат економічних наук, доцент  
кафедри економіки підприємства Івано-Франківського  
національного технічного університету нафти і газу

## СИНТЕЗ СТРУКТУРИ МОДЕЛІ ЕФЕКТИВНОГО УПРАВЛІННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНОЮ КОМПАНІЄЮ

*У статті розглянуто питання синтезу структури моделі системи управління нафтогазовидобувними компаніями, для яких характерні відкритість, складна структура внутрішніх зв'язків, переходи між внутрішніми станами, висока динамічність, наявність керувальних параметрів та випадкових чинників. Запропоновано системну модель формування синергічних ефектів у розвитку нафтогазовидобувних компаній як суперпозицію зовнішніх збурень, внутрішньосистемних факторів і керувальних дій, що спрямовані на забезпечення когерентності діючих факторів.*

**Ключові слова:** модель, управління, видобуток нафти і газу, синергічний ефект, ефективність окремої свердловини, відносна рентабельність, прибутковість, підсистеми, ієрархічна структура моделі.

**І. Г. Фадеева**  
**СИНТЕЗ СТРУКТУРЫ МОДЕЛИ**  
**ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ**  
**НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИЕЙ**

*В статье рассмотрены вопросы синтеза структуры модели системы управления нефтегазодобывающими компаниями, для которых характерны открытость, сложная структура внутренних связей, переходы между внутренними состояниями, высокая динамичность, наличие управляющих параметров и случайных факторов. Предложена системная модель формирования синергетических эффектов в развитии нефтегазодобывающих компаний как суперпозицию внешних возмущений, внутрисистемных факторов и управляющих действий, направленных на обеспечение когерентности действующих факторов.*

**Ключевые слова:** модель, управление, добыча нефти и газа, синергетический эффект, эффективность отдельной скважины, относительная рентабельность, прибыльность, подсистемы, иерархическая структура модели.

**Постановка проблеми.** Синтез ефективної структури моделі управління нафтогазовидобувними компаніями є актуальною науково-прикладною проблемою у зв'язку з широким впровадженням інформаційних технологій та необхідністю підвищення ефективності існуючих систем управління, оскільки витрати на нього у цій галузі економіки досягають 30% собівартості нафти [1]. У нафтогазовидобувних компаніях діє багато функціонально відокремлених за економічними результатами моделей, і їх розвиток продовжується [1; 2]. Це істотно гальмує перехід до замкнених систем управління із від'ємними та додатними зворотними зв'язками, орієнтованих на високу техніко-економічну результативність управління видобутком нафти і газу.

Крім того, нині нафтогазовидобувні компанії не мають методології ефективного техніко-економічного управління процесами формування витрат виробництва, відсутні синергічні моделі управління. Очевидно, що ці компанії вкрай потребують гнучості, оновлення та здатності адаптуватися до складних і жорстких вимог ринкового середовища.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Аналіз літературних джерел (наприклад [1–8] та ін.) показує недостатній обсяг проведених наукових досліджень у контексті розроблення структури моделей техніко-економічного управління нафтогазовидобувними компаніями. Як за кордоном, так і в Україні бракує глибинного опрацювання про-

**I. G. Fadyeyeva**  
**SYNTHESIS OF**  
**OIL AND GAS MINING COMPANY**  
**EFFECTIVE MANAGEMENT MODEL STRUCTURE**

*The issues of synthesis framework model system of oil and gas companies, which are characterized by openness, complex structure of internal relations, transitions between internal states, high dynamics, the presence of control parameters and random factors are presented. A systemic model of synergy in the development of oil and gas companies as a superposition of external perturbations and internal system factors controlling actions aimed at ensuring the coherence of existing forces is proposed.*

**Key words:** model, management, oil and gas mining, synergistic effect, the efficiency of individual well, relative profitability, profitability, subsystems, hierarchical structure of the model.

блеми функціонування й розвитку систем ефективного управління видобуванням вуглеводнів на основі системно-синергічної методології [11–14].

**Метою статті** є синтез структури моделі техніко-економічного управління нафтогазовидобувними компаніями на основі системно-синергічного підходу [1–13]. Цей підхід до дослідження розвитку нафтогазовидобувних компаній як структурних компонентів національної економіки відрізняється від відомих тим, що він враховує нелінійність, нерівноваженість, безповоротність процесів із фазовими і структурними трансформаціями, що дає змогу ефективно описувати процеси розвитку в соціотехнічних системах та застосовувати його до реальних тенденцій розвитку нафтогазовидобувних компаній.

**Основні результати дослідження.** Нафтова і газова промисловість як системна цілісність, що забезпечує розвиток економіки, є системно-синергічною єдністю в умовах ринкових перетворень економіки. Ефективне техніко-економічне управління у цих умовах передбачає отримання прибутку з певними показниками рентабельності шляхом збільшення видобутку (доходів) та (або) зменшення витрат та собівартості нафти і газу (продукції) в усій структурі процесів нафтогазовидобутку та на всіх рівнях управління. Для цього необхідно оцінювати частку доходу кожної свердловини в загальному доході й визначати витрати, які

віднесені до кожної свердловини за виробничо-технічною структурою і рівнями управління. Ефективність кожної свердловини в умовах українських реалій визначається багатьма факторами, які на різних родовищах і підприємствах мають різний ступінь значущості витрат у структурі собівартості видобутих вуглеводнів.

Нині інтегральна оцінка ефективності процесу видобування нафти на рівні підприємства або технологічного комплексу здійснюється за такими показниками [1; 6; 8; 10]:

- чистий прибуток підприємства за місяць  $n$  без урахування амортизації капіталу:

$$NP_n = D_n - B_n, \quad (1)$$

- рентабельність:

$$R = \frac{NP_n}{B_n}, \quad (2)$$

де  $D_n$  – дохід за місяць  $n$  ( $n=1, 2, \dots, 12$ );  $B_n$  – витрати на видобування нафти, зокрема на систему управління.

Дохід визначається видобутком та реалізацією нафти і газу по кожній експлуатаційній свердловині, режими та показники яких відрізняються в десятки разів [1; 10] навіть у рамках одного родовища. Режими роботи свердловин, компонентний склад продукції і основні їх потоки в технологічній структурі вимірюються або оцінюються за промисловими даними.

Облік витрат, їх опис та структуризація є більш складним методичним і організаційним завданням, оскільки сукупні витрати на видобуток нафти складаються із таких видів витрат [1; 6]:

- технологічні, що забезпечують функціонування процесів видобутку за всією технологічною структурою;
- виробничі, що пов'язані з виконанням ремонтів, послуг, обслуговуванням обладнання та ін.;
- управлінські, що передбачають проведення аналізу, планування, геолого-технічне, інженерне й ресурсне забезпечення виробництва.

Характер розподілу витрат за свердловинами досить складний і залежить не тільки від режимів роботи кожної свердловини, а й від вмісту води в речовині, що видобувається, витрат за технологічною структурою та рівнями управління, співвідношення доходів і витрат технологічних комплексів підприємства.

Оскільки первинний облік витрат на підприємстві ведеться диференційовано за місяцями їх виникнення, а формується в бухгалтерських звітах інтегровано, то це заважає техніко-економічному аналізу ефективності на рівні свердловин, покладів, процесів, цехів і бригад.

Слід відзначити, що джерелами доходів є лише видобувні свердловини, але їх ефективність є різною. Тому аналіз роботи свердловин з урахуванням індивідуальних показників видобутку нафти, прямих та приведених витрат має визначальне значення для ефективного управління процесами нафтовидобутку. Проте сьогодні завдання аналізу ефективності роботи свердловин та координації управління ними не вирішуються [2; 4; 6], а ефективність окремої свердловини визначається співвідношенням

$$P_i = D_i - B_i, \quad (3)$$

де  $P_i$  – прибуток від  $i$ -ї свердловини;  $D_i$  – дохід від  $i$ -ї свердловини;  $B_i$  – витрати на  $i$ -у свердловину.

Витрати функціонально залежать від таких основних і додаткових показників та параметрів [1]:

$$B_i = F(Q_{ni}, Q_{ji}, Q_{gi}, Q_{vj}, W_i, N_{sw}, SumQ_n, SumQ_j, SumQ_g, SumQ_v, B_{pn}, B_{pj}, B_{pe}, B_{am}, B_{mi}, K_{pr}), \quad (4)$$

де  $Q_{ni}, Q_{ji}, Q_{gi}, Q_{vj}$  – видобуток нафти, рідини і попутного газу з  $i$ -ї свердловини, закачування води в нагнітальну свердловину відповідно;

$W_i$  – обводненість видобутої нафти на  $i$ -ї свердловині;  $N_{sw}$  – кількість свердловин у технологічному комплексі;  $SumQ_n, SumQ_j, SumQ_g, SumQ_v$  – сумарний видобуток товарної нафти, видобуток рідини, попутного газу і кількість води, яка закачана в пласт у технологічному комплексі загалом;

$B_{pn}$  – питомі витрати на 1 т нафти;  $B_{pj}$  – питомі витрати на 1 т або м<sup>3</sup> рідини та газу, яка видобута;

$B_{pe}$  – питомі експлуатаційні витрати на 1 свердловину;  $B_{am}$  – амортизаційні відрахування від свердловин;  $B_{mi}$  – прямі витрати на ремонт, заміну обладнання свердловин, матеріали;

$K_{pr}$  – коефіцієнт ранжування експлуатаційних витрат. Наведені показники враховуються за звітний період в єдиних структурах. Відносна рентабельність  $i$ -ї свердловини дорівнює:

$$R_i = P_i(B_i)^{-1}. \quad (5)$$

Доход  $i$ -тої свердловини розраховується за формулою

$$D_i = Q_{ni}(C_n + C_g \cdot Gf_i \cdot K_{ug}), \quad (6)$$

де  $C_n$  – ціна нафти, грн./т;

$C_g$  – ціна газу, грн./1000 м<sup>3</sup>;

$Gf_i$  – газовий фактор нафти в  $i$ -ї свердловині, м<sup>3</sup>/т;

$K_{ug}$  – коефіцієнт утилізації газу (0,1 ÷ 1,0).

Витрати по кожній  $i$ -ї свердловині визначаються за формулою

$$B_i = Q_{ni}(B_{pn} + B_{pj}) + Q_{vi} \cdot B_{pj} + B_{pe} + B_{mi} + B_{poh}, \quad (7)$$

де  $B_{pn}$  – питомі витрати на тону нафти, грн./т;

$B_{pj}$  – питомі витрати на тону рідини та газу, грн./т;

$Q_{vi}$  – видобуток попутної води у свердловині, т;

$B_{pe}$  – питомі витрати на свердловину, грн./св.;

$B_{mi}$  – прямі витрати на свердловину (ремонт, матеріали), грн.;

$B_{poh}$  – приведені витрати експлуатації обладнання, грн./св.

Умово прибутковості роботи свердловини можна представити у вигляді формули:

$$Q_{ni}[C_n + C_g \cdot Gf_i \cdot K_{ug} - B_{pn} - (B_{pj})/(1 - W_i)] - B_{pe} - B_{mi} - B_{poh} > 0, \quad (8)$$

де  $W_i$  – обводненість продукції свердловини (0,0 ÷ 0,99).

Відзначимо, що  $B_{pn}, B_{pj}, B_{pe}, B_{poh}$  визначаються за певною методикою, де беруться за основу результати обліку витрат за виробничо-технологічною структурою та рівнями управління.

Тоді відносна рентабельність  $i$ -ї свердловини дорівнює

$$R_i = (D_i - B_i)B_i^{-1}. \quad (9)$$

Для визначення прибутковості свердловин, а також їх ранжування на прибуткові, умовно прибуткові та збиткові проводиться аналіз техніко-економічних показників. Вхідні техніко-економічні чинники по технологічному комплексу, які необхідні для здійснення аналізу:  $\Sigma Q_{ni}$ : видобуток нафти на  $N$  свердловинах, т;  $\Sigma Q_{ji}$ : видобуток рідини на  $N$  свердловинах, т;  $\Sigma Q_{gi}$ : видобуток газу на  $N$  свердловинах, м<sup>3</sup>;  $W_i$ : середня обводненість видобутої нафти (0,0 ÷ 0,99);  $Q_{vi}$ : обсяг закачування води в системі підтримання пластового тиску, м<sup>3</sup>;  $C_n$ : ціна нафти, грн./т;  $C_g$ : ціна газу, грн./м<sup>3</sup>;  $K_{ug}$ : коефіцієнт утилізації газу, (0,1 ÷ 1,0);  $N_{sw}$ : фонд експлуатаційних свердловин, шт.;  $B_{am_{sw}}$ : амортизація ліцензій, грн.;  $R_{i_{nat}}$ : планована відносна рентабельність (0 ÷ 2,0);  $Z_d$ : витрати на енергію для вилучення продукції з пласта, грн.;  $B_{pp}$ : витрати щодо впливу на пласт у системі підтримання пластового тиску, грн.;  $B_{sb}$ : витрати на збір і транспорт продукції, грн.;  $B_{tn}$ : витрати на технологічну підготовку нафти, грн.;  $Re_{ob}$ : витрати на експлуатацію обладнання, грн.;  $O_p, P_z$ : відрахування, інші не виробничі витрати, грн.;  $B_{os}$ : заробітна плата основного виробничого пер-

соналу, грн.;  $B_{од}$ : зарплата додаткова, грн.;  $B_i$ : цехові витрати, грн.;  $B_{обс}$ : загальновиробничі витрати, грн.;  $P_p, S_p$ : виробнича собівартість нафти, грн./т;  $P_g, S_g$ : виробнича собівартість газу, грн./м<sup>3</sup>.

Прибутковою вважається свердловина з позитивним значенням показника прибутку  $P_i$ . Перехід від прибуткових свердловин до умовно прибуткових здійснюється за критерієм  $P_i \leq 0$ , а перехід до збиткових свердловин – за критерієм  $R_{нак} \leq R_{ен}$  (задається в межах  $0,0 \div 2,0$ ), де  $R_{нак}$  – накопичене значення рентабельності.

Проте слід зазначити, що інформація, яка формується в базах даних підприємства, не об'єднана моделями і методами управління та оптимізації процесів виробництва по горизонталі, вертикалі і за техніко-економічними критеріями [1].

Деталізація процесу формування витрат нафтогазовидобувних підприємств (НГВП) до рівня витрат в окремих підсистемах дозволяє розглянути окремо НГВП як складну систему. У результаті декомпозиції загального завдання управління була побудована ієрархічна структура моделі системи управління НГВП (рис.) або нафтової компанії.

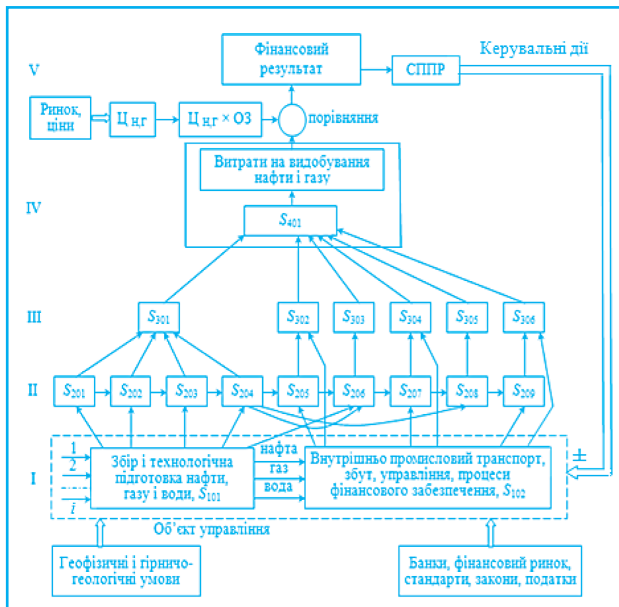


Рис. Ієрархічна структура моделі системи управління НГВП

Джерело: Авторська розробка

Позначення:  $i$  – кількість свердловин;  $C_{нг}$  – ціни реалізації одиниці продукції (нафти, газу); СППР – система підтримки прийняття рішень; ОЗ – обсяг збуту продукції

За результатами проведеного структурного аналізу моделі запропоновано розділити отриману ієрархічну систему на п'ять рівнів:

I – Координати стану об'єкта управління ( $i$  – кількість експлуатаційних свердловин: фонтанних, глибинно-насосних із зануреними насосами).

II – Процеси формування витрат на нагрівання рідини, сепарацію нафти від газу, деемульсацію, перекачування товарної нафти, осушення газу, транспортування газу на ГПЗ, підготовку води і закачування її в пласт, які відбуваються в підсистемах:  $S_{201}$  – підсистема видобування нафти і газу;  $S_{202}$  – підсистема збору нафти і газу;  $S_{203}$  – підсистема нагрівання рідини;  $S_{204}$  – підсистема технологічної підготовки нафти (сепарація, деемульсація);  $S_{205}$  – підсистема перекачування товарної нафти;  $S_{206}$  – підсистема осушення газу;  $S_{207}$  – підсистема транспортування газу на ГПЗ;  $S_{208}$  – підсистема технологічної підготовки води.

III – Цільові функції підсистеми:  $S_{301}$  – мінімальні витрати на видобування та технологічну підготовку нафти;  $S_{302}$  –

мінімальні витрати на перекачування товарної нафти;  $S_{303}$  – мінімальні витрати на видобування і технологічну підготовку газу;  $S_{304}$  – мінімальні витрати на транспортування газу на ГПЗ;  $S_{305}$  – мінімальні витрати на видобування та технологічну підготовку води;  $S_{306}$  – мінімальні витрати на закачування води у пласт.

IV – Цільові функції системи:  $S_{401}$  – мінімальна виробнича собівартість продукції.

V – Рівень прийняття керувальних рішень.

Правильність декомпозиції процесу управління складної багаторівневої системи перевірена можливістю відновлення її цілісності шляхом синтезу виділених підсистем ( $S_i$ ), починаючи з I по V рівень.

У процесі створення єдиного підходу при синтезі цільової функції системи  $S_{401}$  на основі виділених підсистем рівнів I–V та параметрів математичних моделей враховано те, що вектор координат стану кожної підсистеми, що передається на вищий рівень, містить координати стану нижніх рівнів. Як видно на рис., у процесі формування реальної ієрархічної структури НГВП здійснено не тільки формальну процедуру розбиття початкової системи на підсистеми, а й забезпечено цілісність і відносну самостійність усіх підсистем.

Система управління підприємством перетворюється в корпоративну інформаційну систему шляхом розширення її можливостей завдяки інтеграції з існуючими системами АСКТП. Вона має будуватися як єдиний комплекс організаційних та програмно-технічних рішень, які охоплюють не тільки виробничі, технологічні, фінансові й господарські процеси, а й об'єднують усі підрозділи в єдиний інформаційний простір [14].

Основними завданнями корпоративної інформаційно-управлінської системи є: автоматизація всіх бізнес-процесів корпорації, здійснення оперативного контролю та управління процесами видобутку і промислової підготовки нафти і газу; підтримка діяльності всіх підрозділів та об'єктів корпорації; створення єдиного інформаційного простору для великої кількості територіально віддалених один від одного об'єктів і підрозділів підприємства – свердловин, сховищ, транспортних систем та ін.; обробка і аналіз інформації за допомогою потужних сучасних засобів; забезпечення високошвидкісної передачі по каналах зв'язку будь-яких видів інформаційних потоків; забезпечення необхідного рівня безпеки і захисту інформаційних ресурсів підприємства.

Перевагами корпоративної інформаційно-управлінської системи є вихід на якісно новий рівень управління та планування діяльності підприємства завдяки впровадженню сучасних інформаційних технологій; можливість планувати виробничі процеси та прогнозувати видобуток нафти і газу; контроль за використанням обладнання; підвищення оперативності та якості роботи кожного підрозділу і кожного співробітника підприємства. Остання перевага забезпечується шляхом створення та використання системи електронного документообігу, що дозволяє раціонально організувати внутрішні й зовнішні інформаційні потоки; впровадження єдиного інформаційного простору для бізнес-систем і технологічних систем, які входять в інтегровану інформаційно-управлінську систему; організації чіткого персонального контролю за виконанням наказів та розпоряджень керівництва.

**Висновки.** Автором статті вперше запропоновано системну модель формування синергічних ефектів у розв'язку нафтогазовидобувних компаній як суперпозиція зовнішніх збурень, внутрішньосистемних факторів і керувальних дій, які спрямовані на забезпечення їх когерентності. Вона дає змогу кількісно оцінити синергічну ефективність організаційно-управлінських рішень та проєктувати організаційно-економічний механізм ефективного розвитку нафтогазовидобувних компаній.

**Література**

1. Шадрин В. П. Основы развития эффективного управления в нефтедобыче / В. П. Шадрин, С. В. Шадрин // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа: УНИ, 1998. – С. 147–151.



2. Шишкин О. П. Автоматизированные системы управления предприятиями нефтяной промышленности / О. П. Шишкин // М. : Недра, 1981. – 159 с.
3. Горбійчук М. І. Моделювання об'єктів та систем керування в нафтогазовій промисловості : навч. посіб. / М. І. Горбійчук. – Івано-Франківськ : Факел, 1999. – 603 с.
4. Балакиров Ю. А. Оптимальное управление процессами нефтедобычи / Ю. А. Балакиров, Л. В. Капушак, Е. А. Слепян. – К. : Техника, 1998. – 148 с.
5. Хасанов М. М. О методах анализа и управления самоорганизующимися процессами нефтегазодобычи / М. М. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 74–77.
6. Шадрин В. П. Анализ эффективности эксплуатационных добывающих скважин в системах управления / В. П. Шадрин // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа : УНИ, 1998. – С. 152–156.
7. Лысенко В. Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – М. : Недра, 1991. – 296 с.
8. Липерт А. И. Повышение эффективности использования фонда скважин / А. И. Липерт. – М. : Недра, 1981. – 60 с.
9. Ладанюк А. П. Основи системного аналізу / А. П. Ладанюк. – Вінниця : Навч. книга, 2004. – 173 с.

10. Троянов Т. А. Задачи автоматизации управления нефтедобычей на Сахалине / Т. А. Троянов // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа : УНИ, 1998. – С. 189–194.
11. Ансофф И. Новая корпоративная стратегия / И. Ансофф ; пер. с англ. под ред. Ю. Н. Котуревского // СПб. : Питер, 1999. – 416 с.
12. Кузнецов Б. Л. Введение в экономическую синергетику / Б. Л. Кузнецов. – Набережные Челны : КамПИ, 1999. – 326 с.
13. Кузнецова С. Б. Системно-синергетический подход к решению задач экономической безопасности крупного промышленного комплекса / С. Б. Кузнецова, И. А. Кашкина // Социально-экономическое развитие России в XXI веке. – Пенза, 2003. – С. 127–129.
14. Определение синергетических эффектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://mmp.vstu.ru/Khosenkov/?page\\_id=49](http://mmp.vstu.ru/Khosenkov/?page_id=49)
15. Шагеев А. Ф. Автоматизированный мониторинг процессов обработки скважин – первая ступень интеллектуальных систем управления / А. Ф. Шагеев, А. М. Тимушева, Л. Н. Шагеева, А. С. Гришкин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 48–49.

Стаття надійшла до редакції 18 травня 2012 року

УДК 338.45:622.324

**О. М. Ромашко,**  
аспірант кафедри організації виробництва і праці  
Івано-Франківського національного технічного  
університету нафти і газу

## ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ГАЗУ В ЄС

*Стаття присвячена дослідженню сучасного стану та тенденцій розвитку ринку газу Європейського Союзу на основі аналізу базових показників газового сектору.*

**Ключові слова:** природний газ, доведені запаси, видобуток, споживання.

**А. М. Ромашко**  
**ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ**  
**РЫНКА ГАЗА В ЕС**

*Статья посвящена исследованию современного состояния и тенденций развития рынка газа Европейского Союза на основе анализа базовых показателей газового сектора.*

**Ключевые слова:** природный газ, доказанные запасы, добыча, потребление.

**Постановка проблеми.** Однією з головних умов економічної безпеки держави є ефективна енергетична політика щодо стабільного забезпечення енергоресурсами. Нині світова енергетика характеризується обмеженістю та вичерпністю запасів вуглеводнів, дисбалансом між наявністю власних енергоресурсів і потребою в них, зростанням попиту на енергоносії, коливанням цін на енергоресурси та підвищенням екологічних вимог щодо їх використання.

За прогнозами британської компанії *British Petroleum*, у довгостроковій перспективі серед видобувних енергоресурсів найвищими темпами зростатиме попит саме на природний газ за рахунок більш сприятливих екологічних характеристик [1, с. 47]. Збільшення обсягів споживання газу характерне як для більшості країн світу, так і для країн ЄС. У Європейському Союзі цей процес зумовлюється [2]:

- перспективою закриття атомних електростанцій в окремих країнах (Німеччина, Швейцарія, Бельгія);
- потребою забезпечення природним газом окремих регіонів ЄС, які його досі не отримують, за рахунок будівництва нових газопроводів;
- збільшенням країн – учасниць Євросоюзу (Хорватія може стати членом ЄС 1 липня 2013 року, претендентами на вступ є Македонія та Чорногорія, потенційним кандидатом – Сербія).

У сучасних економічних умовах в ЄС спостерігається недостатність обсягів власних запасів газу, тому більшість країн-членів є енергодефіцитними.

У статті основний акцент зроблено на дослідженні базових показників, що характеризують стан і тенденції розвитку європейського газового ринку.



**O. M. Romashko**  
**FEATURES OF EU GAS MARKET**  
**FUNCTIONING**

*The article is dedicated to the research of the modern European Union gas market state and progress, based on the base indexes of the gas sector analysis.*

**Key words:** natural gas, proved reserves, extracting, consumption.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Проблеми розвитку газового ринку ЄС порушувалися у працях таких науковців, як В. Саприкін [2], І. Пашковська [3], Ю. Зануда [4], Дж. Шер [5], Г. Бурлака [6], О. Селезньова [7].

Слід також відзначити аналітичну доповідь «Газові ринки ЄС і України: проблеми розвитку та інтеграції», яка підготовлена експертами Українського центру економічних та політичних досліджень ім. О. Разумкова [8].

Водночас, результати досліджень європейського газового ринку, висвітлені у зазначених працях, не беруть до уваги нових тенденцій базових показників газового сектору через постійну зміну у світовій економіці масштабів та структури споживання природного газу.

**Мета статті** – дослідження сучасного стану і тенденцій розвитку базових показників газового сектору ЄС, а саме обсягів доведених запасів, видобування та споживання природного газу.

**Основні результати дослідження.** Сучасний стан розвитку газового ринку ЄС характеризується рядом тенденцій, серед яких:

- скорочення обсягів доведених запасів;
- зниження обсягів видобутку природного газу;
- зростання попиту на природний газ;
- зростання рівня імпортозалежності;
- намагання окремих країн ЄС диверсифікувати внутрішні газові ринки завдяки альтернативним джерелам та шляхам газозабезпечення.

Оскільки природний газ є невідновним енергетичним ресурсом, то головними умовами нарощування ресурсної бази є розширення масштабів геологорозвідувальних ро-